



Net voor de Toekomst

Achtergrondrapport



Committed to the Environment

Net voor de Toekomst

Achtergrondrapport

Dit rapport is geschreven door:
Maarten Afman en Frans Rooijers

Met medewerking van:
Jacobine Aalberts-Bakker, Harry Croezen, Anouk van Grinsven, Marit van Lieshout, Thomas Huigen, Katja Kruit, Cor Leguijt,
Marijke Meyer, Benno Schepers, Jasper Schilling, Thijs Scholten

Delft, CE Delft, 22 november 2017

Publicatienummer: 17.3L53.170

Energievoorziening / Elektriciteit / Infrastructuur / Scenario's / Regelgeving / Technologie / Duurzame energie /
Vraag en aanbod

Opdrachtgever:
Netbeheer Nederland
Begeleidingsgroep Net voor de Toekomst

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Maarten Afman (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

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



Voorwoord

Dit rapport vormt de achtergrond bij het rapport 'Net voor de Toekomst' van Netbeheer Nederland (november 2017).

Op basis van deze rapportage, die onder de verantwoordelijkheid valt van CE Delft, heeft een werkgroep van Netbeheer Nederland gewerkt aan het 'Net voor de Toekomst' rapport.

De werkgroep van Netbeheer Nederland werd voorgezeten door Maurice Roovers (Netbeheer Nederland) en bestond verder uit:

- Huibert Baud - Liander
- Gert van der Lee - TenneT
- Arjen Jongepier - Enduris
- Bastiaan Meijer - RENDO
- Liane ter Maat - Netbeheer Nederland
- Piet Nienhuis en Bert Vogelaar - GTS
- Jan Peters - Enexis
- Wilco Wittenberg - Coteq Netbeheer
- Ton Wurth - Stedin

Met de werkgroep zijn de consequenties verkend van een stringent klimaatbeleid waarbij nieuwe technieken en nieuwe energiebronnen een ingrijpende verandering zullen veroorzaken in de energievoorziening. De netbeheerders willen actief bijdragen aan die verandering waarbij de vraag zich voordoet wat er precies moet veranderen in energie-infrastructuur om de transitie mogelijk te maken.

Quintel Intelligence (John Kerkhoven en Rob Terwel) heeft een peer review uitgevoerd op een conceptversie van het Net voor de Toekomst rapport. De bevindingen van hen zijn verwerkt in deze eindversie.

Frans Rooijers
Directeur CE Delft

Inhoud

	Voorwoord	2
	Samenvatting	6
1	Inleiding	11
	1.1 Waarom dit document?	11
	1.2 Klimaatbeleid vergt forse veranderingen in de energievoorziening	12
	1.3 Recente ontwikkelingen	12
2	Maatschappijbeelden en energietoekomstbeelden 2050	14
	2.1 Energietransitie: veranderingen in energievraag	14
	2.2 Maatschappijbeelden	15
	2.3 Overzicht maatschappijbeelden	15
	2.4 Uitgangspunten berekeningen	17
3	Toekomstbeeld 'Regie Regionaal'	19
	3.1 Maatschappij en besluitvorming	19
	3.2 Veranderingen in energiefuncties	19
	3.3 Energiebronnen en energiedragers; opwek en conversie	20
	3.4 Energie-infrastructuur, lokale effecten	22
	3.5 Effecten op ruimte	24
	3.6 Kosten en baten	25
	3.7 Conclusies voor de opgave	26
4	Toekomstbeeld 'Regie Nationaal'	27
	4.1 Maatschappij en besluitvorming	27
	4.2 Veranderingen in energiefuncties	27
	4.3 Energiebronnen en energiedragers; opwek en conversie	29
	4.4 Energie-infrastructuur, lokale effecten	31
	4.5 Effecten op ruimte	32
	4.6 Kosten en baten	33
	4.7 Conclusies voor de opgave	34
5	Toekomstbeeld 'Internationaal'	35
	5.1 Maatschappij en besluitvorming	35
	5.2 Veranderingen in energiefuncties	35
	5.3 Energiebronnen en energiedragers; opwek en conversie	37
	5.4 Energie-infrastructuur, lokale effecten	39
	5.5 Effecten op ruimte	40
	5.6 Kosten en baten	41
	5.7 Conclusie voor de opgave	42
6	Toekomstbeeld 'Generieke sturing'	43
	6.1 Maatschappij en besluitvorming	43
	6.2 Veranderingen in energiefuncties	44
	6.3 Energiebronnen en energiedragers; opwek en conversie	45
	6.4 Energie-infrastructuur, lokale effecten	47



6.5	Effecten op ruimte	48
6.6	Kosten en baten	49
6.7	Conclusies voor de opgave	50
7	Conclusies	52
7.1	De netbeheerders houden veel wegen open	52
7.2	Elektriciteit én CO ₂ -vrij gas zijn de energiedragers voor de toekomst	53
7.3	Transitie vergt snel, actief overheidsbeleid	57
7.4	Draagvlak	58
7.5	Volgende stappen	60
8	Referenties	61
	Inleiding tot de Bijlagen	62
A	Energiescenario's 2050	64
A.1	Uitgangspunten van de Net voor de Toekomst-toekomstbeelden en scenario's	65
A.2	Scenariodoorrekeningen: overzicht en volumes (PJ)	68
A.3	Deelberekeningen industrie, lage temperatuur, elektriciteit, waterstof, gasopslag	79
A.4	Kostenberekeningen	99
A.5	Bronnen	108
B	Handreiking energie in de omgevingsvisie	110
	Bijlagen over energiebronnen	118
C	Zon-PV	119
D	Windenergie	128
E	Nederlands biogas en groen gas	140
F	Beschikbaarheid bio-energie mondiaal/NL	148
G	Bronnen voor collectieve warmte	154
	Bijlagen over flexibiliteitsvoorziening, conversie, en opslag	161
H	Flexibiliteitsvoorziening en leveringszekerheid	162
I	Waterstofproductie en elektrolyse	183
J	Toepassingsgebieden CO ₂ -vrije gassen	193
	Bijlagen over de functionaliteit: Kracht en licht	198
K	Elektriciteitsvraag apparaten	199
L	Energieopslag elektriciteit	206
	Bijlagen over de functionaliteit: lage temperatuur warmtevraag	213
M	Besparing gebouwgebonden energiegebruik	214
N	Warmtenetten (HT/LT)	221
O	Warmtepompen (all-electric)	229
P	Thermische zonne-energie	236
Q	Thermische opslag (woning-wijk) en thermische seizoensopslag	242
R	Hybride opties: HRe-ketel, hybride warmtepompen, brandstofcellen	247
S	Klimaatneutrale voorziening van de winterpiekvraag	252



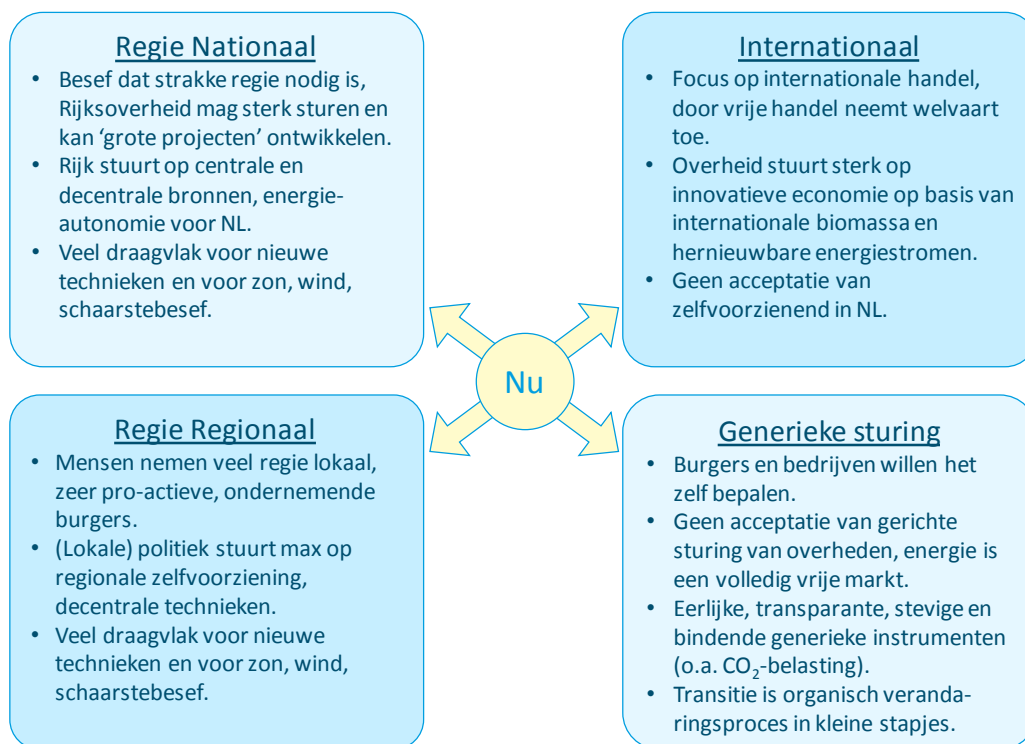
	Bijlagen over de functionaliteit: hoge temperatuur warmtevraag en energiegrondstoffen industrie	256
T	Ontwikkeling industriële vraag	257
U	Procesintensificatie en nieuwe technieken industrie	275
V	CCS en CCU: CO ₂ -afvang en -opslag, CO ₂ -afvang en benutting	282
W	Industriële WKK en brandstofcellen	291
	Bijlagen over de functionaliteit: transport	297
X	Elektrisch personenvervoer	298
Y	Bio-LNG en bio-CNG in transport	306
Z	Waterstof in transport en brandstofcellen	311
AA	Decarbonisatie van verkeer en vervoer op EU-niveau	315



Samenvatting

Om in 2050 een CO₂-neutrale samenleving te bereiken, zal de energievoorziening de komende decennia ingrijpend moeten veranderen. Maar hoe precies deze energietransitie vorm moet krijgen, is nu nog onduidelijk. Met verschillende scenario's proberen de netbeheerders van de energienetten in Nederland daarom grip te krijgen op de mogelijke ontwikkelingen. Want de transitie zal de energie-infrastructuur voor 2050 bepalen en daarmee ook wijzigingen in de infrastructuur die vandaag de dag worden gedaan. De investeringskeuzes van de netbeheerders kunnen de transitie versnellen. De energietransitie gaat echter niet alleen om de meest kostenefficiënte, technische oplossingen. De overgang naar een klimaatvriendelijke energievoorziening vraagt bij uitstek ook om een groot maatschappelijk draagvlak voor de veranderingen. Daarom plaatsen we, de werkgroep van alle netbeheerders, in dit rapport de technische uitdagingen in een context van sociaal-maatschappelijke en politieke keuzes en afwegingen. In dit onderzoek hebben we vier verschillende toekomstbeelden uitgewerkt en doorgerekend. De toekomstbeelden verschillen in het soort maatschappij en het soort sturing (met name hoe overheden het energiesysteem gericht vormen). We verkennen daarmee in deze studie hoe de energievoorziening van de toekomst eruit kan zien, gegeven sociaal-maatschappelijke en politieke afwegingen en keuzes die aan het maatschappijbeeld ten grondslag liggen.

Vier maatschappijbeelden voor klimaatneutrale scenario's



Regie Regionaal

In dit toekomstbeeld hebben provincies en gemeenten veel regie. Zo veel mogelijk energie voor de productie van elektriciteit en warmte komt uit lokale energiebronnen, zoals zon, wind, biomassa en geothermie. Er is veel meer energie-infrastructuur en opslag in de vorm van waterstof nodig om de ongelijktijdigheid en afstand tussen vraag en aanbod op te lossen. Omzetting van elektriciteit naar waterstof vindt op veel locaties verspreid over het land plaats.

Regie Nationaal

De Rijksoverheid heeft in dit toekomstbeeld veel regie en stuurt op energie-autonomie voor Nederland via een mix van vooral centrale energiebronnen, zoals met name wind op zee. Er is veel opslag nodig in de vorm van waterstof omdat vraag en aanbod niet gelijktijdig plaatsvinden. Omzetting van elektriciteit naar waterstof gebeurt aan de kust of zelfs op zee.

Internationaal








Nederland is in dit toekomstbeeld een mondiaal georiënteerd land dat verschillende vormen van hernieuwbare energie importeert, zoals biomassa, waterstof uit elektriciteit van de zon. Er is een internationale handel in waterstof uit klimaatneutrale bronnen (hernieuwbaar en fossiel met CCS).

Generieke sturing

In dit toekomstbeeld komt de energievoorziening via een organisch proces tot stand, gestuurd door een stevig CO₂-prijssignaal, maar zonder verdere regie van de overheid. De energievoorziening is een mix van lokale en internationale opties. Collectieve opties en maatregelen zoals woningisolatie blijven uit of worden pas laat in het transitieproces uitgevoerd. Het Nederlandse bedrijfsleven zal in dit toekomstbeeld veel minder bijdragen aan oplossingen dan in de andere beelden.

De tabel bevat een overzicht van de kenmerken van het energiesysteem per maatschappijbeeld.

Tabel 1 - Techniekenmerken van de toekomstbeelden

	Regie Regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Kracht en Licht 	25% besparing basisvraag door zuiniger apparaten. Daarnaast een sterke elektrificatie industrie.		25% besparing door zuiniger apparaten	25% besparing door zuiniger apparaten
Lage temperatuur warmte* 	Veel warmtenetten en all-electric (Beperkingen op groen gas, geen H ₂ -distributie) Besparing 23%	Veel hybride warmtepompen op H ₂ (en groen gas) (Beperkingen op groen gas) Besparing 16%	Veel hybride warmtepompen op groen gas en waterstof (milde beperkingen op groen gas) Besparing 12%	Mix van individuele opties (geen groot collectief, geen andere beperkingen) Besparing 17%
Hoge temperatuur & feedstock industrie** 	Circulaire industrie en ambitieuze procesinnovatie: 60% besparing 55% elektrificatie CO ₂ -emissie -97%		Biomassa-gebaseerde industrie en CCS: 55% besparing 35% biomassa 14% elektrificatie CO ₂ -emissie -95%	Geleidelijke ontwikkeling, business as usual en CCS: 20% besparing 12% elektrificatie CO ₂ -emissie -85%
Personen vervoer 	100% elektrisch	75% elektrisch 25% H ₂ -brandstofcel	50% elektrisch 25% groen gas 25% H ₂	50% elektrisch 25% groen gas 25% H ₂
Goederen vervoer 	50% groen gas; 50% H ₂		25% biobrandstof; 25% groen gas; 50% H ₂	
Hernieuwbare opwek in NL 	84 GW zon 16 GW wind op land 26 GW wind op zee	34 GW zon 14 GW wind land 53 GW wind zee	16 GW zon 5 GW wind land 6 GW wind zee	18 GW zon 5 GW wind land 5 GW wind zee
Conversie en opslag in NL 	75 GW elektrolyse 60 GW accu-opslag 9 bcm gasbuffer	60 GW elektrolyse 50 GW accu-opslag 11 bcm gasbuffer	2 GW elektrolyse 5 GW accu-opslag 10 bcm gasbuffer	0 GW elektrolyse 2 GW accu-opslag 10 bcm gasbuffer

* Uitkomsten kosteneffectieve opties met het CEGOIA-model doorgerekend.

** Toekomstbeelden voor de industrie van het Wuppertal Instituut.

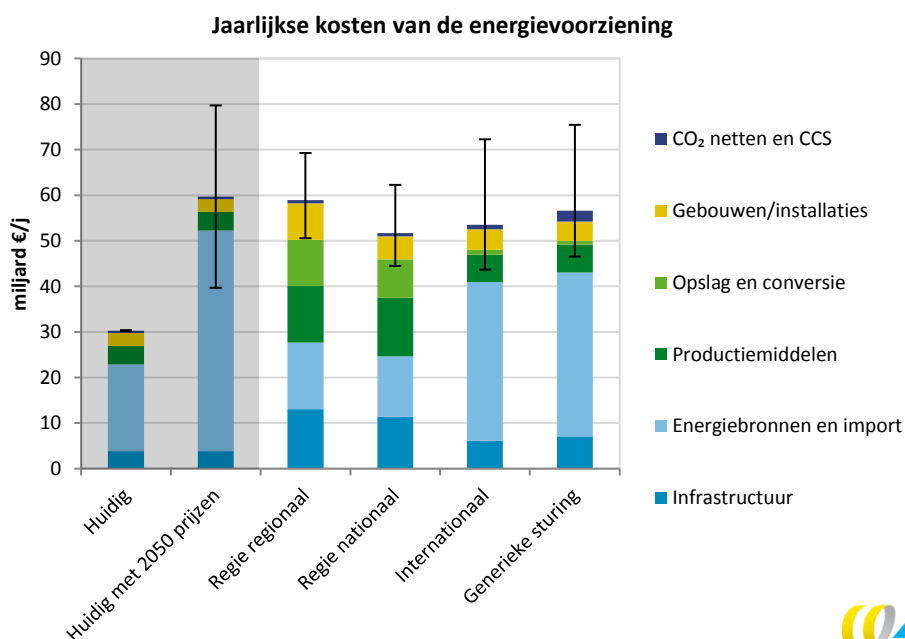
Analyse

Waarschijnlijk beschrijft geen van de vier toekomstbeelden de uiteindelijke werkelijkheid van 2050. De kans is namelijk groot is dat er tegen die tijd andere technieken voor productie en consumptie van energie zijn dan het huidige spectrum. Toch laat dit onderzoek zien hoe zeer de technische uitwerking van de energietransitie afhangt van de keuzes die we nu maken.

Vast staat dat in alle beelden het energiesysteem drastisch verandert. In tegenstelling tot wat sommigen verwachten, wordt energie niet gratis. Weliswaar nemen de variabele kosten van elektriciteit sterk af omdat steeds meer zon en wind wordt gebruikt, maar om dit te bereiken moet wel flink geïnvesteerd worden in installaties. Daarnaast kunnen zon en wind niet direct in de hele energievraag voorzien. Per kWh zal elektriciteit ongeveer even duur blijven.

De variabele kosten van energiedragers zoals hernieuwbaar gas zullen wel veel hoger zijn dan de huidige kostprijs van aardgas.

De totale kosten van de energievoorziening zullen omhooggaan (grofweg verdubbelen) ten opzichte van vandaag de dag. Dat geldt voor de klimaatneutrale scenario's (omdat hernieuwbare energiebronnen duurder zijn dan de huidige lage prijs van fossiele energie, en daarnaast door de kapitaalkosten voor productiemiddelen, opslag, conversie, en infrastructuur), maar het geldt ook voor een 'business as usual'-toekomstbeeld waarbij het huidige energiesysteem doorgerekend is met de 2050-energieprijzen die horen bij het CPB WLO-scenario dat er weinig aan klimaatbeleid wordt gedaan.



De onzekerheden zijn erg groot, waarbij de toekomstbeelden met veel import gevoelig zijn voor de prijs van (CO₂-vrije) brandstoffen op de wereldmarkt, en de toekomstbeelden met regionale of nationale zelfvoorzienendheid gevoelig zijn voor kapitaalkosten. De financiële risico's zijn in de import-scenario's wel duidelijk groter omdat energiekosten historisch veel volatieler zijn.

Naast de 'kosten' zijn er ook andere effecten die verschillen tussen de toekomstbeelden. Dit gaat om macro-economische structuur, in toegevoegde waarde, innovatie, hoog- en laaggeschoolde werkgelegenheid, economische handelsbalans. Maar ook milieueffecten, luchtkwaliteit, beperking van klimaatverandering, effecten op ruimte/landschap. Daarnaast zijn er verschillen in meer en ook in een



aantal meer subjectieve eigenschappen van het energiesysteem, zoals energie-zelfvoorzienendheid en voorzieningszekerheid, autonomie, en keuzevrijheid voor burgers.

Wat zijn de effecten op de energie-infrastructureur?

De energie-infrastructureur zal fors veranderen. Er lijkt één uitzondering, namelijk in het geval dat dat Nederland de benodigde energie hoofdzakelijk gaat importeren. De elektriciteitsnetten zullen in het Regionale beeld moeten zorgen dat de lokaal en regionaal opgewekte elektriciteit (zon en wind) via het landelijke net bij de industrie terecht komt en wordt geconverteerd naar waterstof voor diverse toepassingen, zowel bij industrie en transport als in de gebouwde omgeving. In het Nationale beeld verandert er minder en komt veel energie, zowel elektriciteit als gas, van de Noordzee. Het minst ingrijpend is het toekomstbeeld Internationaal en Generiek die beiden veel energie importeren.

Tabel 2 - benodigde capaciteiten elektriciteitsnet 2050

Capaciteit [GW]	Huidig	Regie regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Wind op Zee	1	26	53	6	5
Hoogspanning	20	36	57	18	19
Middenspanning	10	53	22	10	10
Laagspanning	11	24	13	11	11

Het verzwaren van de elektriciteitsnetten - voor sommige onderdelen soms met een factor 5 - vergt zowel meer werk voor de netbeheerders als meer ruimte voor de elektriciteitsnetten. Deze ruimte is nodig voor transformatoren en extra hoogspanningslijnen en dat moet allemaal worden gevonden in steeds dichter bebouwde gebieden. Naast de effecten op ruimte zijn er de landschappelijke impacts.

De gasinfrastructuur zal op regionaal en landelijk niveau, in alle toekomstbeelden nodig blijven. Dat net dient niet meer voor de distributie van aardgas maar voor diverse CO₂-vrije gassen, waarvan waterstof de belangrijkste is. Deze gassen worden gebruikt in de industrie, in het vervoer, en in een aantal beelden ook in significante hoeveelheden in de gebouwde omgeving. De capaciteit van de huidige gasnetten is voldoende, maar er zullen wel aanpassingen nodig zijn.

Vooral in het toekomstbeeld Regionaal wordt in de helft van de woongebieden een of andere vorm van warmtelevering gerealiseerd. Zowel grootschalige restwarmtebronnen als geothermie zullen deze warmte gaan leveren. Kleinschalige warmtesystemen op basis van lokale bronnen spelen in alle scenario's een rol. CO₂-vrij gas zal in veel gevallen, direct en indirect, voorzien in de warmtevraag tijdens de 'winterpiek'.

Uit de verschillende toekomstbeelden komen een aantal zaken naar voren:

- we kunnen op allerlei manieren een klimaatneutrale energievoorziening realiseren, waarbij de soort bronnen en mate van import sterk verschilt;
- de rol van elektriciteit als energiedrager zal toenemen doordat het zowel duurzaam uit zon en wind geproduceerd zal worden, daarnaast zal het gebruikt worden voor energiefuncties die nu met benzine of aardgas worden voorzien;
- waterstof is onmisbaar in de toekomstige energievoorziening; het is een goede oplossing om energie van wind en zon niet alleen direct als elektriciteit te kunnen gebruiken, maar ook om energie op te slaan;
- flexibiliteit in de energievraag draagt bij aan lagere kosten van het elektriciteitssysteem;
- in toekomstbeelden waarin zon en wind belangrijke energiebronnen zijn, zijn ook centrales op basis van CO₂-vrije brandstoffen met eenzelfde vermogen als de huidige kolen- en gascentrales nodig om op grijze en windstille dagen in voldoende elektriciteit te voorzien;
- In de transportsector nemen biogas, waterstof en elektriciteit de rol van benzine en diesel over.



Tot slot

Maatschappelijke en politieke keuzes zijn bepalend voor hoe de energievoorziening van de toekomst eruit komt te zien. Omdat netbeheerders nu al bezig zijn met het voorbereiden en aanleggen van het net voor die toekomst, is op tijd een richting kiezen de meest doelmatige weg. De overheid kan daarbij actief sturen met regulering of beprijzing, maar ook met regie. Regie kan een waterstof-infrastructuur mogelijk maken, warmtetransportnetten in specifieke gebieden faciliteren, overal een minimumniveau van warmte-isolatie bewerkstelligen enzovoorts. Overheden, netbeheerders, marktpartijen en consumenten moeten daarom het gesprek aangaan over welke kant we op willen met onze toekomstige energievoorziening en welke investeringen daarvoor nodig zijn.

Als we op afzienbare termijn systeem keuzes maken voor de lange termijn, zal dat een snelle en efficiënte energietransitie bespoedigen. Te lang wachten leidt namelijk uiteindelijk tot knelpunten in de uitvoering, bijvoorbeeld omdat er niet genoeg tijd meer is en niet genoeg personeel is voor de tijdige aanpassing van alle conversie-installaties en de netten.

Onder systeemkeuzes verstaan we bijvoorbeeld de mate van gewenste zelfvoorziening en het schaalniveau daarbij, de keuzevrijheid voor burgers of voor gemeenten in de infrastructuur voor verwarming. Hierbij speelt de vraag hoeveel extra productie van elektriciteit uit zon/wind gewenst is ten opzichte van wat we direct voor 'licht en kracht' kunnen gebruiken en we dus moeten opslaan of omzetten naar bijvoorbeeld gas.

Zo lang onduidelijk is welke kant we op gaan, zullen netbeheerders met elke mogelijke richting rekening moeten houden. Netbeheerders moeten dan bijvoorbeeld voorbereid zijn op een regionaal scenario waarin veel infrastructuur nodig is voor zon en windenergie en opslag tegen hoge kosten, terwijl over dertig jaar wellicht blijkt dat de energievoorziening juist internationaal is georiënteerd, met een veel kleinere behoefte aan infrastructuur doordat veel energie wordt geïmporteerd. In die optiek kunnen de netbeheerders kosten beperken wanneer ze niet met alle mogelijkheden rekening hoeven te houden.

Aan de andere kant komt in deze studie nadrukkelijk naar voren dat het **draagvlak** voor de energietransitie essentieel is. Alle energiegebruikers moeten namelijk (ingrijpende) maatregelen treffen om de energietransitie te kunnen laten slagen. Daarbij zullen ze hogere kosten moeten dragen.

Het draagvlak zal groeien wanneer de gebruiker niet het gevoel heeft dat hij een specifieke kant op wordt geduwd, maar enige keuzevrijheid heeft. Bijvoorbeeld door het gasnet in bepaalde wijken langer operationeel te houden, als dat technisch kan, of zelfs naast een warmtenet te laten bestaan. Hier ontwaren we een maatschappelijk dilemma: enerzijds het streven naar de laagste kosten (voor onder meer de netten) door strakke keuzes te maken maar anderzijds weerstand bij burgers en bedrijven die het gevoel krijgen dat een specifieke oplossing wordt opgedrongen. Meer capaciteit in de netten (en daardoor hogere kosten) en/of vaker het gasnet handhaven, geeft de energiegebruikers meer mogelijkheden om eigen oplossingen te kiezen. Voorwaarde voor deze route is wel dat we ervoor zorgen dat natuurlijke vervangingsmomenten worden aangegrepen voor veranderingen. Zowel bij de renovatie van een woning, direct renoveren tot het juiste energetische niveau, als het vervangen van een ketel. Maar ook op het moment dat er infrastructuur structureel moet worden vervangen moet goed nagedacht worden over waar we op dat moment in investeren

De netbeheerders zien ten slotte als noodzakelijke **volgende stap** een discussie met maatschappelijke partijen over de diverse onderwerpen die hun werk raakt. Dit zijn onderwerpen als de klimaatneutrale warmtevraag in de gebouwde omgeving die zich regionaal anders zal manifesteren, afwegingen tussen het gebruik van regionale energiebronnen versus import van duurzame energie, de verduurzaming van de industrie, de invulling van elektrisch laden voor vervoer. Deze discussie heeft het doel om de infrastructuur de noodzakelijke energietransitie zo goed mogelijk te laten faciliteren.

De netbeheerders hebben met het oog hierop een discussie-agenda opgesteld - *'10-puntenplan voor een succesvolle energietransitie'*.

1 Inleiding

1.1 Waarom dit document?

De energievoorziening zal de komende decennia ingrijpend veranderen richting een voorziening die vrijwel geen broeikasgassen meer uitstoot. Een belangrijke vraag voor netbeheerders is hoe die transitie precies vorm zal krijgen en wat dat voor gevolgen heeft voor hun energie-infrastructuren. Andersom kunnen de investeringskeuzes die netbeheerders moeten maken de richting en de snelheid van de energietransitie ingrijpend beïnvloeden.

Aangezien dit een zaak van nationaal belang is, willen de netbeheerders daarom graag de dialoog met de maatschappij daarover aangaan. Dit document is geschreven om die dialoog te faciliteren.

Het doel van dit document is driedelig:

1. Inzicht geven in aard en omvang van de energietransitie en consequenties voor de energienetten

Het doel is om andere stakeholders binnen het energieveld inzichtelijk te maken wat nodig is en waar energiesysteemkeuzes nog niet gemaakt zijn. Het gaat om stakeholders die een rol hebben bij de keuzes: Rijksoverheid, politiek, gemeenten, provincies, energieleveranciers, woningcorporaties, vertegenwoordigers en energiegebruikers.

Net voor de Toekomst geeft inhoudelijke onderbouwing en conclusies. Het maakt duidelijk welke infrastructuren nuttig en nodig zijn voor de energietransitie, wat de impacts zijn van systeemkeuzes op de infrastructuur (maatschappelijke kosten en andere (lokale) effecten), onder de onvermijdelijke onzekerheden die er zijn als 30 jaar in de toekomst wordt gekeken.

2. Inhoudelijke actualisatie, nieuwe inhoudelijke inzichten

De vorige Net voor de Toekomst publicatie (Netbeheer Nederland, 2011) wordt nog gebruikt, maar heeft inhoudelijke actualisatie. Het doel is een actualisatie op de issues die in 2011 naar voren kwamen, maar ook een actualisatie van de toekomstbeelden, waarin de recente ontwikkelingen worden meegenomen. Tevens een update van het achtergrondrapport met de technische bijlagen (dit rapport). De inhoudelijke actualisatie van de studie is nodig omdat sommige ontwikkelingen sneller zijn gegaan, andere technieken lijken minder actueel, en er zijn een aantal nieuwe thema's en ontwikkelingen die opgenomen moeten worden: lokaal afwegingskader voor energie-opties in verband met de omgevingsvoorziening, de flexibiliteitsvoorziening, de impact van veranderingen in de industrie.

3. Naar buiten treden, het voeren en voeren van de dialoog met de maatschappij, en het uitnodigen tot het maken van systeemkeuzes

Het maken van systeemkeuzes voor de lange termijn is niet alleen van belang voor de energietransitie en de snelheid en kosteneffectiviteit daarvan, maar ook van groot belang voor de tijdige aanpassing van de netten en dus voor de opgave van netbeheerders.

Dit document is geen pleitnota voor meer investeringen in de infrastructuur, maar is gericht op het voorkomen dat de netbeheerders worden ingehaald door de ontwikkelingen.

Het doel is verder zeker niet een uitspraak te doen over de wenselijkheid van een bepaald energiesysteem, of op een bepaalde oplossing te sturen. De studie beoogt wel duidelijk te maken dat bepaalde keuzes gemaakt dienen te worden, dat het maken van keuzes gevolgen heeft, maar dat niet-kiezen ook gevolgen kent. Op deze studie beoogt de studie handvatten voor de dialoog te bieden.

1.2 Klimaatbeleid vergt forse veranderingen in de energievoorziening¹

De transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening is het uitgangspunt voor deze 'Net voor de Toekomst'-studie.

Een CO₂-reductie van 100% in de energievoorziening in 2050 om aan het Klimaatakkoord van Parijs te voldoen, zal een belangrijke impact hebben op de toekomstige energievoorziening en daarmee ook op de energie-infrastructuur. Deze enorme CO₂-reductie vergt een transformatie van de totale energievoorziening die momenteel nog gedomineerd wordt door fossiele brandstoffen zoals aardgas, kolen en aardolie. Daarmee wordt, naast 'betaalbaar' en 'betrouwbaar', een serieuze derde dimensie aan het energiebeleid toegevoegd, namelijk 'schoon'.

De CO₂ die vrijkomt bij de verbranding van fossiel brandstoffen zal óf moeten worden afgevangen en worden opgeslagen óf moeten worden vervangen door schone, hernieuwbare energiebronnen. Daarnaast is ook een forse daling van de energievraag bij de gebruikers nodig.

Op het niveau van 'kleinverbruikers' zullen alleen CO₂-neutrale² energiedragers kunnen worden gebruikt omdat het naar de huidige verwachting niet mogelijk zal zijn om op miljoenen plaatsen CO₂ af te vangen en op te slaan. Dat is voorbehouden aan plaatsen waar geconcentreerd grote hoeveelheden CO₂ vrijkomen.

1.3 Recente ontwikkelingen

In 2010-11 heeft Netbeheer Nederland de eerste versie van 'Net voor de Toekomst' opgesteld. Hierin werd al geschetst dat de netbeheerders een actieve rol willen spelen in de energietransitie. Dat is ook gebeurd. De netbeheerders hebben het initiatief genomen om de Overlegtafel Energietransitie (OTE) te starten en hebben daarnaast ook andere initiatieven genomen. Tevens zijn er proefprojecten gestart. Een paar willekeurige voorbeelden zijn 'Jouw energie Moment', Smart Storage in Etten-Leur, 'Powermatching City', 'Samen Slim met Energie', 'Grid Flex Heeten', etc. Daarnaast is in Twente aan een biogasnetwerk gewerkt, hebben Netbeheerders een laadinfrastructuur voor elektrisch rijden uitgerold via E-laad (nu overgegaan in ElaadNL en EVnetNL), en hebben geparticipeerd in de Stroomversnelling.

Een belangrijke ontwikkeling die na 2010 aan kracht gewonnen heeft, is dat het besef van de urgente noodzaak om de broeikasgasemissies sterk terug te dringen nationaal en internationaal breder wordt onderkend. Dit heeft in 2015 geleid tot het Klimaatakkoord van Parijs. Belangrijk daarbij is dat niet alleen overheden de noodzaak van een forse energietransitie zien, maar dat ook het bedrijfsleven ziet dat dit onvermijdelijk is, internationaal maar zeker ook in Nederland. De opstelling van zowel VNO-NCW, VEMW als De Groene Zaak is daarbij helder: ook de Nederlandse industrie zal in 2050 klimaatneutraal moeten zijn.

Na 2010 is de bijdrage van wind en zon in het elektriciteitssysteem fors toegenomen, in eerste instantie vooral in de ons omringende landen. Dit heeft een nieuwe dynamiek gegeven, steeds meer elektriciteit wordt geproduceerd op momenten dat het waait en/of de zon schijnt en niet meer op basis van de vraag naar elektriciteit. Doordat wind en zon geen marginale kosten kennen, fluctueert de prijs van elektriciteit op de elektriciteitsbeurs op een hele andere manier dan voor 2010 gebruikelijk was, en de gemiddelde prijs van elektriciteit is gedaald. Deze trend zal doorzetten omdat meer elektriciteit uit zon en wind, ook in omringende landen, gestimuleerd zal worden.

¹ Onder energievoorziening wordt hier het gehele energiesysteem van vraag tot en met winning van energiebronnen verstaan; warmte, elektriciteit, gas, motorbrandstoffen, kolen, windenergie, kernenergie, zon, etc.

² CO₂-neutrale energiedragers zijn energiedragers waarbij bij gebruik geen netto CO₂-emissies vrijkomen. Elektriciteit is daarvan een voorbeeld, maar ook groen gas. Groen gas is gemaakt van biomassa.



Met de aardbeving in Huizinge in Groningen (16 augustus 2012) is het beeld over de rol van aardgas in ons energiesysteem fors veranderd. De winning van Nederlands aardgas is al sterk teruggebracht. Tevens is er een beweging ontstaan om zo snel mogelijk klimaatneutraal te gaan verwarmen, waarbij er geen aardgas meer wordt ingezet voor de verwarming van gebouwen.

Naast de noodzaak om CO₂-vrije energie te gaan gebruiken zullen nieuwe technieken voor conversie, maar ook voor productie ontwikkeld en gebruikt moeten gaan worden. Een andere belangrijke ontwikkeling die effect zal hebben op het energiesysteem is het toenemend gebruik van innovatieve ICT-oplossingen en marktkoppelingen om vraag en productie goed op elkaar af te stemmen, die ook van belang is voor de inpassing van grotere vermogens aan wind en zon in het energiesysteem.

De gewenste veranderingen in het energiesysteem om te streven naar verregaande CO₂-reductie zijn vastgelegd in de *Energieagenda* die het Rijk in 2016 heeft vastgesteld. Daarmee is het fundament voor de energietransitie veel steviger geworden en is duidelijk dat in 2050 broeikasgasemissies in de energievoorziening nihil moeten zijn. Dit betekent dat voor alle functionele energievragen (lage temperatuur warmtevraag, hoge temperatuur warmtevraag en energiebronnen/grondstoffen voor de industrie, kracht & licht, transport) de broeikasgasemissies naar nul moeten. Het Rijk heeft hiervoor *transitiepaden* geformuleerd die in 2017 worden uitgewerkt, parallel aan deze studie. 'Net voor de Toekomst - 2017' sluit ook aan bij de transitiepaden maar werkt deze uit voor een viertal verschillende maatschappij- en energietoekomstbeelden³.

³ De Rijksoverheid heeft vijf transitiepaden, het vijfde is 'voedsel en natuur'. Hoewel ook zeer belangrijk, is dit niet een van de energiefuncties die wordt uitgewerkt in Net voor de Toekomst. Wel zullen we effecten van het energiesysteem op ruimte laten zien, waarvan een bevredigende landschappelijke inpassing een belangrijk vraagstuk zal worden. Net voor de Toekomst werkt met vier hoofdfunctionaliteiten: kracht en licht (elektriciteitsvragen apparaten en ICT), transport, lage temperatuur warmtevoorziening, energie voor de industrie. Deze laatste splitsen we in hoge temperatuur warmtevoorziening en energiegroondstoffen voor de industrie.



2 Maatschappijbeelden en energietoekomstbeelden 2050

2.1 Energietransitie: veranderingen in energievraag

Belangrijke drijvende kracht achter de energietransitie is de noodzaak om snel tot omvangrijke CO₂-emissiereducties te komen. Het klimaatakkoord van Parijs is daarbij het uitgangspunt. De landen die het hebben ondertekend hebben een bindende afspraak met elkaar gemaakt om de opwarming van de aarde te beperken tot minder dan twee graden. De consequentie hiervan is dat er mondiaal werk gemaakt zal gaan worden van broeikasgasemissiereductie. Voor het Nederlandse energiesysteem betekent dit dat dit in 2050 klimaatneutraal zal moeten zijn⁴.

Het Rijk heeft in de *Energieagenda* (Ministerie van EZ, 2016) kaders geschetst hoe verder gegaan wordt met de energietransitie. Hierbij is de benadering via de functies van de energievoorziening - die reeds in *Net voor de Toekomst 2010* is geïntroduceerd - overgenomen. Het denken in de functies werkt goed om de veranderingen te beschouwen, vertrekkend vanuit de gebruiker en haar energievraag, via de infrastructuren naar de opwekking van energiedragers, en eventuele substituties daartussen (bijv. van gas naar elektriciteit). Daarom gebruiken we ook in deze studie weer de lijn van de functionele vraag naar:

- lage temperatuur warmtevoorziening, te weten het verwarmen en koelen van gebouwen, de vraag naar warm tapwater;
- energie voor de industrie, met daarbinnen de onderverdeling naar de vraag naar hoge temperatuur warmte en naar energiegroestoffen⁵ (*feedstock*);
- transport, vervoer van personen en goederen binnen Nederland;
- kracht & licht: aandrijfenergie; (elektrische) apparaten en ICT.

Groei van de economie en toename van de welvaart betekent meestal dat het energiegebruik stijgt. Opgemerkt moet worden dat, na een lange periode van onafgebroken groei, het energiegebruik de laatste jaren lijkt af te vlakken. Dit komt door een veelheid aan factoren, waarbij verbetering van energie-efficiëntie van installaties, gebouwen en apparaten belangrijk is.

Andere belangrijke ontwikkelingen die moeten worden meegenomen zijn:

- Substitutie van energiedragers binnen energiefuncties. Bijvoorbeeld het vervangen van aardgas en motorbrandstoffen door elektriciteit en 'warmte'.
- Mogelijkheden en vormen voor lokale en centrale opslag van energie, de slimme sturing van de energievraag (in de plaats of in de tijd verschuiven)
- Ontwikkeling en gebruik van hernieuwbare bronnen op decentraal niveau (zon-PV, zon-thermisch, bodemwarmte, biomassa, wind op land) en op centraal niveau (wind op zee, biomassa).
- De omvang van de beschikbaarheid van biomassa, voor onder andere groen gas, binnen regionale schaal en wereldwijd.
- Afvang en opslag van CO₂ (CCU en CCS).

⁴ De zogenaamde 'emissieruimte' die er nog is voor Nederland zal nodig zijn *buiten het binnenlandse energiesysteem*: bijv. voor methaan en lachgasemissies van de landbouw en de broeikasgasemissies van de (internationale) lucht- en zeevaart.

⁵ Energiegroestoffen zijn energiedragers als grondstof, zoals aardgas, waterstof, biomassa. Deze hebben een directe relatie met de energievoorziening. Veranderingen in beschikbare energiedragers maken ook nieuwe processen mogelijk.

2.2 Maatschappijbeelden

De energietransitie is geen technisch vraagstuk van de energiesector. Immers de energiefuncties beginnen bij (eind)gebruikers. Om de transitie succesvol te laten zijn, moet niet alleen het technische vraagstuk op een zo kostenefficiënt mogelijke manier opgelost worden, maar moet ook draagvlak en acceptatie van de technische oplossingen gecreëerd worden. Om snelheid te maken is daarnaast actieve participatie van bedrijven en burgers nodig.

Om de sociaal-maatschappelijke keuzes en afwegingen in de context van de -technische uitdagingen te schetsen, werken we in dit rapport vier toekomstbeelden uit voor hoe de energietransitie vormgegeven kan worden, vanuit het vertrekpunt van sterk verschillende maatschappijbeelden.

Het doel is te laten zien hoe de technische invulling van de toekomstige energievoorziening, en daarmee de maatschappelijke kosten van de energietransitie, kan gaan verschillen afhankelijk van de verschillende sociaal-maatschappelijke en politieke keuzes. Ieder maatschappijbeeld beschrijft een manier van hoe we in Nederland sturing geven aan de inrichting van het energiesysteem en hoe dit via de mogelijke technische keuzes doorwerkt naar de infrastructuur.

Het is belangrijk om te beseffen dat naar alle waarschijnlijkheid geen van de maatschappijbeelden de uiteindelijke waarheid zal beschrijven, maar het gaat om het laten zien van de verschillen en de gevolgen van de keuzes, en de conclusies die daarover getrokken kunnen worden.

Per maatschappijbeeld schetsen we achtereenvolgens:

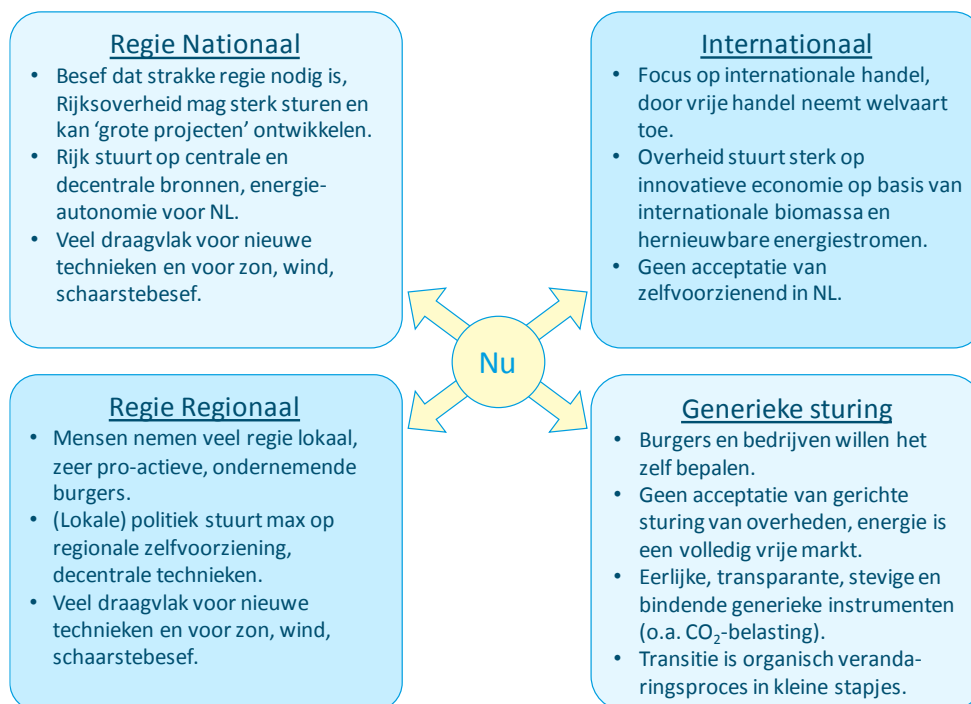
- Hoe is de maatschappij en besluitvorming georganiseerd, sociaal-maatschappelijk gezien?
- Hoe vertaalt zich dit naar de inrichting van de verschillende energiefuncties?
- Wat zijn de consequenties voor de energiedragers die worden gebruikt, in termen van hoeveelheden in 2050?
- Welke energie-infrastructuren hebben we dan nodig? Wat moeten netbeheerders gaan doen in dit toekomstbeeld?
- Wat zijn de effecten op ruimte?
- Wat zijn de kosten van de energievoorziening en wat betekent dit voor de burger?
- Welke keuzes moeten gemaakt worden? Wat zijn de *no-regret*-opties?

Er zijn twee randvoorwaarden bij de invulling. De eerste is klimaatneutraal. Alle verhalen die we schetsen gaan uit van hetzelfde uitgangspunt dat Nederland voldoet aan de Parijs doelstelling in 2050. De tweede is 'betrouwbaarheid'. Dit is en blijft een belangrijke randvoorwaarde voor de energievoorziening. Daarom geldt voor alle toekomstbeelden dat voor energiebronnen die niet of minder leveringsbetrouwbaar zijn, back-upcapaciteit van belang is. De beelden resulteren in een gelijke mate van kwaliteit van de energievoorziening in de zin van leveringsbetrouwbaar.








2.3 Overzicht maatschappijbeelden

De maatschappijbeelden verschillen in het schaalniveau van energieoplossingen regionaal en decentraal versus nationaal of centraal georiënteerd, en anderzijds in de mate waarin Nederland ervoor kiest zelfvoorzienend te zijn. Figuur 1 geeft de maatschappijbeelden met de belangrijkste eigenschappen. Tabel 3 bevat een overzicht van de techniekenmerken die volgen uit het soort energiesysteem dat hoort bij het maatschappijbeeld.

Figuur 1 - Maatschappijbeelden voor klimaatneutrale scenario's voor het energiesysteem



Tabel 3 - Techniekenmerken van de toekomstbeelden

Functie	Regie Regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Kracht en Licht 	25% besparing basisvraag door zuiniger apparaten. Daarnaast een sterke elektrificatie industrie.		25% besparing door zuiniger apparaten	25% besparing door zuiniger apparaten
Lage temperatuur warmte* 	Veel warmtenetten en all-electric (Beperkingen op groen gas, geen H ₂ -distributie) Besparing 23%	Veel hybride warmtepompen op H ₂ (en groen gas) (Beperkingen op groen gas) Besparing 16%	Veel hybride warmtepompen op groen gas en waterstof (milde beperkingen op groen gas) Besparing 12%	Mix van individuele opties (geen groot collectief, geen andere beperkingen) Besparing 17%
Hoge temperatuur & feedstock industrie** 	Circulaire industrie en ambitieuze procesinnovatie: 60% besparing 55% elektrificatie CO ₂ -emissie -97%		Biomassa-gebaseerde industrie en CCS: 55% besparing; 35% biomassa; 14% elektrificatie; CO ₂ -emissie -95%	Geleidelijke ontwikkeling, business as usual en CCS: 20% besparing 12% elektrificatie CO ₂ -emissie -85%
Personen vervoer 	100% elektrisch	75% elektrisch 25% H ₂ -brandstofcel	50% elektrisch 25% groen gas 25% H ₂	50% elektrisch; 25% groen gas; 25% H ₂
Goederen vervoer 	50% groen gas; 50% H ₂		25% biobrandstof; 25% groen gas; 50% H ₂	
Hernieuwbare opwek in NL 	84 GW zon 16 GW wind op land 26 GW wind op zee	34 GW zon 14 GW wind land 53 GW wind zee	16 GW zon 5 GW wind land 6 GW wind zee	18 GW zon 5 GW wind land 5 GW wind zee
Conversie en opslag in NL 	75 GW elektrolyse 60 GW accu-opslag 9 bcm gasbuffer	60 GW elektrolyse 50 GW accu-opslag 11 bcm gasbuffer	2 GW elektrolyse 5 GW accu-opslag 10 bcm gasbuffer	0 GW elektrolyse 2 GW accu-opslag 10 bcm gasbuffer

* Uitkomsten kosteneffectieve opties met het CEGOIA-model doorgerekend.

** Toekomstbeelden voor de industrie van het Wuppertal Instituut.

Korte beschrijving van de maatschappijbeelden:

1. **Regie Regionaal:** sterke regionale regie; maximale benutting van het decentrale potentieel aan productie. In dit toekomstbeeld ligt er veel regie voor het maken van keuzes bij regionale overheden (provincies, gemeenten). Deze sturen sterk op decentrale energieopwekking en -gebruik. Burgers nemen ook initiatieven en vervullen een actieve rol. Collectieve warmteprojecten worden gerealiseerd waar dit financieel kan. Er wordt in dit toekomstbeeld veel hernieuwbare energie decentraal en in de regio opgewekt, waarbij de overschotten ook decentraal worden omgezet in gasvormige dragers. De industrie ondergaat een transformatie naar vooral circulair.
2. **Regie Nationaal:** een sterke centrale overheid. De Rijksoverheid krijgt en neemt in dit toekomstbeeld veel regie en stuurt op energie-autonomie voor Nederland te realiseren via een mix van vooral centrale energiebronnen, waarbij wind op zee belangrijk is. De Rijksoverheid organiseert 'grote projecten', bijvoorbeeld op het gebied van wind op zee, energie-eilanden in de Noordzee om op centrale locaties bijvoorbeeld conversie naar gasvormige dragers te bewerkstelligen. Regio's maken keuzes bijvoorbeeld in het tot stand brengen van warmtenetten en in het al dan niet realiseren van hernieuwbare opwek. De industrie ondergaat ook hier een transformatie naar circulair.
3. **Internationaal:** import van hernieuwbare energie in verschillende vormen speelt een belangrijke rol. Nederland is in dit toekomstbeeld een mondiaal georiënteerd land, waarbij er veel handel is in energiedragers, die in 2050 grotendeels hernieuwbaar zijn. Het gaat hier niet alleen om biomassa en waterstof maar dit kan bijvoorbeeld ook gaan om ammoniak of hernieuwbare koolwaterstoffen. De overheid stimuleert internationale energiehandel. Dit heeft grote gevolgen voor de zowel de industrie als ook voor het transport en de gebouwde omgeving. De ruimere beschikbaarheid van CO₂-neutrale energiedragers vertaalt zich in andere energieoplossingen.
4. **Generieke sturing:** de energievoorziening van de toekomst komt tot stand via een organisch proces, gestuurd door een stevig CO₂ prijssignaal. Door het ontbreken van verdere sturing door de overheid levert dit een energievoorziening op die een mix is van nationale, en internationale energiebronnen. Grootschalige oplossingen die coördinatie en grote voorinvesteringen vergen, zullen niet tot stand komen. In dit beeld wordt dus niet ingezet op grootschalige collectieve warmtesystemen en worden ook geen grote projecten gerealiseerd.

2.4 Uitgangspunten berekeningen

In de volgende hoofdstukken worden de vier perspectieven gedetailleerder uitgewerkt. Bijlage A toont de berekeningswijze in meer detail, inclusief de uitgangspunten en technische overwegingen die zijn gehanteerd. Hier vast enige belangrijke punten.

De uitwerking van de toekomstbeelden is gebeurd op basis van **huidig bekende technieken en kosten**, inclusief te verwachten verbeteringen door **innovatie**. Het is denkbaar dat er verdere optimalisaties zullen zijn, maar die vergen dermate veel aannames en details, dat gekozen is voor transparantie, een beperking tot de belangrijkste groepen technieken in de maatschappijbeelden, en we accepteren enige onzekerheid in de uiteindelijke kosten.

In de scenario's met veel opwek van hernieuwbare energie uit wind en zon is in deze studie rekening gehouden met grootschalige flexibele inzet van **elektrolyse (power-to-gas)** en **opslag**. Dit omdat dergelijke technieken (naast interconnectie) noodzakelijk zullen zijn om een (sterk) toegenomen productie van zon en wind nuttig aan te kunnen wenden. Dit is gedaan met het model CEGRID dat uurlijkse waarden voor buffering, opslag, zon, wind, vraagsturing en flexopties doorrekent.



In deze studie wordt uitgegaan van het nationale kostenbegrip, waarbij een integrale berekening van de totale **nationale kosten** van het energiesysteem is uitgevoerd. Belastingen, tarieven en heffingen zijn hier geen onderdeel van. Paragraaf A.4.1 van Bijlage A bevat een preciezere afbakening van wat is meegenomen aan de kostenkant.

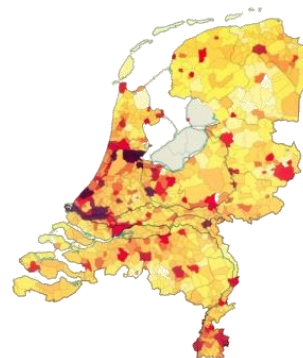
Een kanttekening moet gemaakt worden ten aanzien van de **baten van de scenario's**.

Elk scenario heeft naast kosten uiteraard ook baten, die niet onderzocht zijn. De scenario's verschillen van elkaar in macro-economische structuur, in toegevoegde waarde, innovatie, hoog- en laag-geschoolde werkgelegenheid. Scenario's met meer import van energie kennen een heel andere handelsbalans dan zelfvoorzienende scenario's. Dit hangt samen met ook risicoaspecten, zoals mate van blootstelling aan geopolitieke risico's. Scenario's kennen ook verschillen in meer subjectieve eigenschappen van het energiesysteem, zoals energie-zelfvoorzienendheid, autonomie, en keuzevrijheid voor burgers. Deze verschillen hebben niet alleen te maken met waar de energie vandaan komt, maar ook met wat voor transitie de industrie doormaakt en wat voor transitie in de gebouwde omgeving wordt ingezet. Dit zijn wezenlijke zaken om in het achterhoofd te houden bij het onderling beschouwen van de kosten van de scenario's, er worden heel andere 'soorten Nederland' beschreven. Van de scenario's worden de kosten gepresenteerd, maar een keuze voor de al dan niet wenselijkheid van een scenario kan niet alleen op basis van kosten gemaakt worden.

3 Toekomstbeeld 'Regie Regionaal'

3.1 Maatschappij en besluitvorming

Provincies en gemeenten hebben veel regie en sturen sterk op decentrale energieopwekking en -gebruik. De energietransitie heeft veel landschappelijke en ruimtelijke impact, dus sturing is nodig om dit goed in te passen. De rijksoverheid laat dit aan decentrale overheden over, vanuit een strikt beginsel van subsidiariteit. Het Rijk stuurt alleen op nationaal niveau als dit meerwaarde biedt.



Het tempo van de transitie ligt hoog. De regionale overheden nemen veel initiatieven om het regionale potentieel maximaal te benutten. Regio's zijn niet noodzakelijk autonoom in hun energievoorziening.

Burgers nemen veel initiatief en helpen elkaar. Decentrale overheden faciliteren hen door te bemiddelen en oplossingen aan te dragen als er conflicterende belangen zijn. Burgers, bedrijven en decentrale overheden vervullen een actieve rol in het vormgeven van energieoplossingen, bijvoorbeeld collectieve en individuele zon-PV-oplossingen, kleinschalige collectieve warmtenetten, wind op land. Omdat burgers betrokken zijn bij de energievoorziening, is er sneller draagvlak voor nieuwe technieken en decentrale oplossingen.

De maatschappij beseft dat hernieuwbare energie in Nederland schaars is. Daardoor is er ook draagvlak voor het opzetten van een sterk circulaire industrie, waarin recycling belangrijk is. De industrie in Nederland is veranderd richting het 'Closed Carbon Cycle (CYC)' dat het Wuppertal Instituut ontwikkeld voor het Rotterdamse haven-industriële cluster. De huidige olieraffinage en petrochemische industrie hebben plaats gemaakt voor een omvangrijke recyclingindustrie en een chemische industrie gebaseerd op hernieuwbaar geproduceerde waterstof en de productie van kunststof uit methanol.

Er is geen grootscheepse import van hernieuwbare of fossiele energie van buiten Nederland, maar binnen Nederland kan energie wel getransporteerd worden. CCS is in dit maatschappijbeeld geen oplossingsroute.

3.2 Veranderingen in energiefuncties

Bij **licht en kracht**⁶ daalt de vraag licht. Een daling door 25% efficiëntere apparaten wordt grotendeels gecompenseerd door de vraag naar elektriciteit van bedrijven en de industrie, de nieuwe processen worden veel meer elektrisch aangedreven. Naast voor kracht en licht wordt elektriciteit overigens ook gebruikt voor de conversie en levering van waterstof (elektrolyse van water).

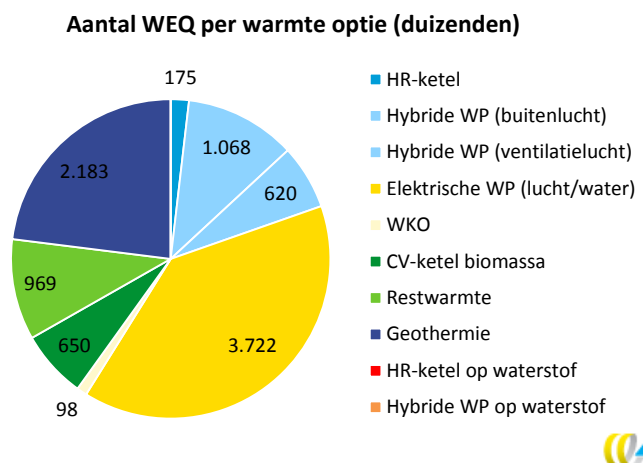
Voor de **lage temperatuur warmtevoorziening**⁷ worden op regionale schaal zo veel mogelijk de bronnen gebruikt die er zijn. *All-electric*-oplossingen komen het vaakst voor. Daarvoor zijn veel aanpassingen aan gebouwen nodig en verzwaring van de elektriciteitsinfrastructuur. Het aandeel collectieve opties is ongeveer even groot, maar wordt beperkt door de beschikbaarheid van geothermie en duurzame restwarmte. Nederland importeert geen biomassa, alleen Nederlands groen gas is beschikbaar voor distributie naar de stedelijke regio. Waterstof die met elektrolyse met

⁶ Bijlagen K en L gaan over de ontwikkelingen m.b.t. kracht en licht.

⁷ Bijlagen M tot en met S beschrijven de ontwikkelingen in de lage temperatuur warmtevoorziening.

duurzame elektriciteit wordt gemaakt, gaat naar de industrie. De hybride warmtepomp op groen gas is in ongeveer 20% van de gevallen de oplossing.

De volgende afbeelding geeft de verdeling van warmteaansluitingen.



Noot: Definitie WEQ - woningequivalent: woning of 150 m² utiliteitsbouw.

De **energievraag van de industrie**⁸ bestaat uit de vraag naar hoge temperatuur warmte, nodig voor de processen, een vraag naar energiegroestoffen (die worden omgezet in een andere vorm) en een vraag naar elektriciteit voor licht en kracht (aandrijvingen) én voor het proces zelf. In de regionaal georganiseerde economie is er geen import van hernieuwbare of fossiele energie, en CCS is geen oplossingsroute. Eigenlijk alle processen in de industrie, en producten daarvan, zullen veranderen. De olieraffinage en de petrochemische industrie verdwijnen zoals we deze kennen. Daarvoor in de plaats komt een omvangrijke recyclingindustrie, een chemie gebaseerd op hernieuwbare waterstof en een methanolcluster. De industievraag kent in dit beeld een zeer sterke elektrificatie en een zeer forse waterstofvraag. Deze waterstof moet in dit toekomstbeeld binnen Nederland op een duurzame manier geproduceerd worden uit wind en zon, waardoor grootschalige elektrolyse en conversie-capaciteit nodig is.

De **energievraag voor transport**⁹ verandert in dit beeld: personenvervoer geschiedt volledig met batterij-elektrische aandrijving; voor het zware transport wordt een mix van 50% groen gas (verbrandingsmotor) en 50% H₂ (brandstofcel-elektrische aandrijving) voorzien.

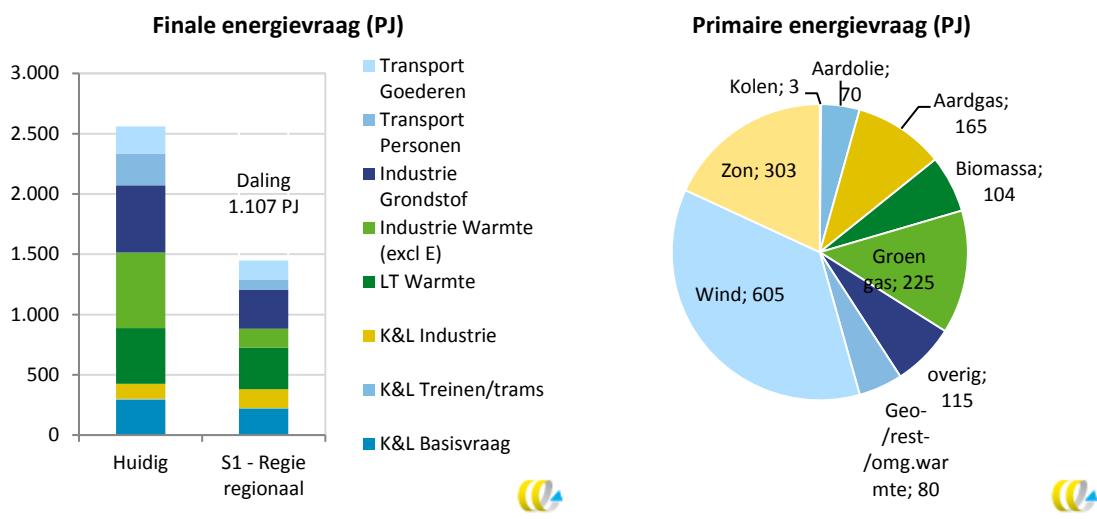
3.3 Energiebronnen en energiedragers; opwek en conversie

De volgende figuren tonen achtereenvolgens de ontwikkeling van de finale vraag in de energie-functies; de verdeling van primaire energiebronnen, en de opwekkingsmix voor elektriciteit die hierbij is verondersteld in dit toekomstbeeld. Bijlage A bevat meer details over hoe deze analyse is gedaan.

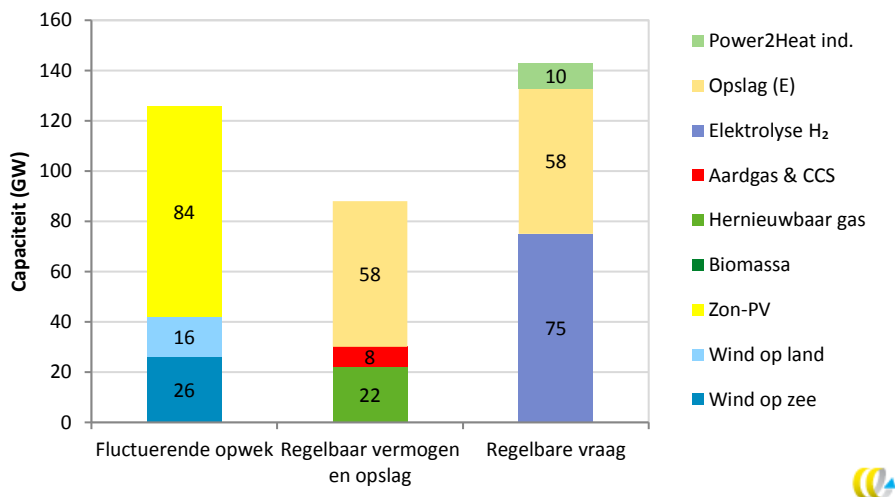
⁸ Bijlagen T tot en met W gaan in op de mogelijke ontwikkelingen over de HT-warmtevraag.

⁹ Bijlagen X tot en met AA gaan over mogelijke ontwikkelingen over de energievraag voor transport.

Figuur 2 - Finale energievraag per energiefunctie en verdeling van primaire energiebronnen (PJ/j)



Figuur 3 - Opgestelde capaciteiten aan variabele opwek, regelbaar vermogen, opslag en conversie (GWe)



In zijn totaliteit is de energievraag in 2050 met ongeveer 40% gedaald ten opzichte van 2016. Dat het importeren van hernieuwbare of fossiele energie geen onderdeel is van dit zelfvoorzienende scenario bepaalt sterk de opwekkingsmix. Een grote hoeveelheid aan fluctuerende energiebronnen zoals zon-PV, wind op zee en wind op land staan dus aan de basis van het energiesysteem. Hierbij is de bijdrage van decentrale bronnen aan het totaal 50%.

Het opgesteld vermogen van fluctuerende bronnen bestaat uit 26 GW wind op zee, bijna 90 GW zon-PV, (dit betekent een volledige benutting van alle geschikte dakoppervlakten en daarnaast een groot potentieel aan zonneweides en zon op water) en 16 GW wind op land, circa 3x het opgestelde vermogen dat momenteel gepland is.

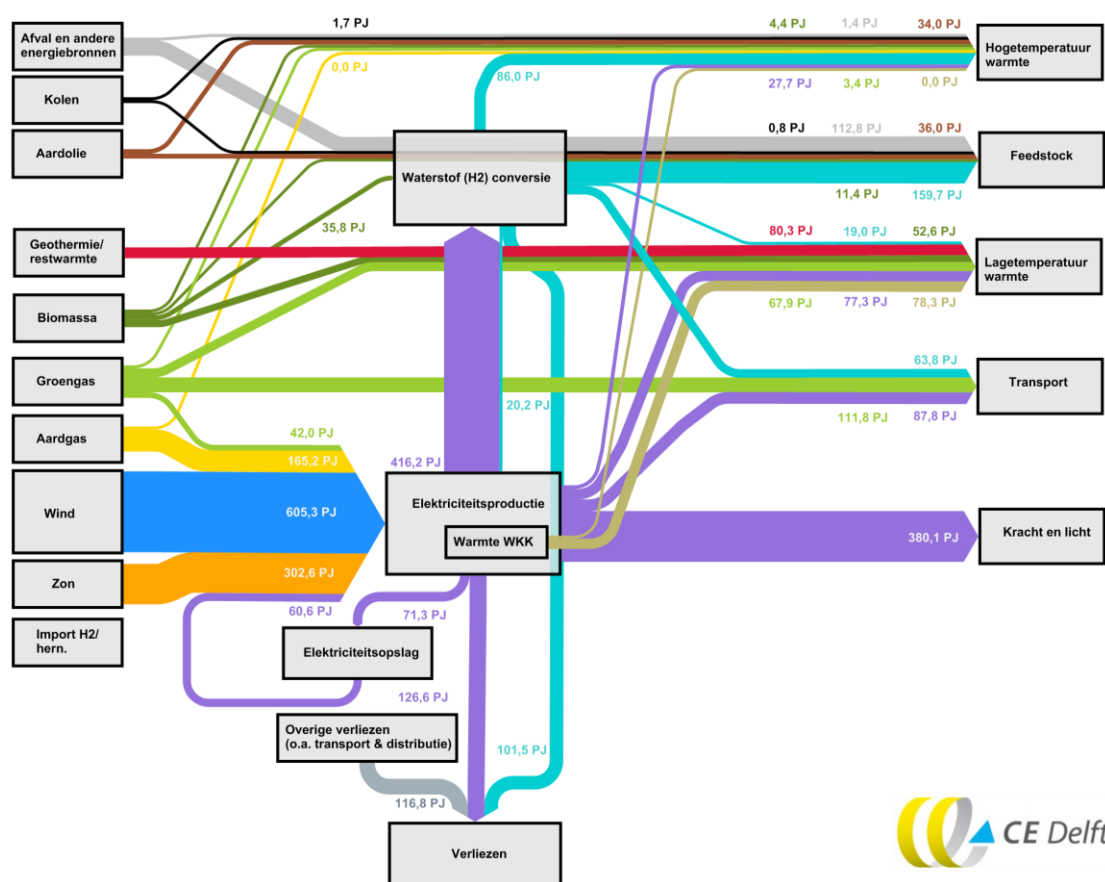
Om de balans tussen vraag en aanbod te bewaken en ervoor te zorgen dat er ook energie is op momenten dat de zon niet schijnt en de wind niet waait, is ook een grote hoeveelheid aan regelbare vraag en opslag nodig. Voor de korte termijn gebeurt dit met accu's en power-to-heat, voor de lange



termijn (opslag gedurende een aantal maanden) met waterstof. Waterstof op basis van elektrolyse is daarmee een belangrijke nieuwe energiedrager. De waterstof-elektrolyse zal op verschillende spanningsniveaus zal worden gerealiseerd.

Het Sankey-diagram in Figuur 4 laat zien hoe de energiestromen in de uitgevoerde modellering lopen. Het gebruik van fossiele energie in dit scenario is sterk beperkt tot met name aardgas-inzet voor centrale elektriciteitsproductie en productie van HT-warmte, beide met CCS. Kolen nauwelijks nog voor en aardolie is ook zeer beperkt.

Figuur 4 - Sankey-diagram van de energiestromen (in PJ/j) voor toekomstbeeld 'Regie regionaal'



De totale jaarlijkse vraag naar elektriciteit (voor warmtetransport en kracht en licht) bedraagt 570 PJ (op dit moment 425 PJ). De productie van elektriciteit bedraagt 1.000 PJ en wordt voor een groot deel geconverteerd in waterstof (420 PJ). De vraag naar waterstof is 350 PJ, vooral in de industrie.

3.4 Energie-infrastructuur, lokale effecten

Het beeld van Nederland is drastisch veranderd: veel grote windturbines, maximalisatie van zon-PV op daken, maar ook zonneweides en veel opslagsystemen. Alle installaties bij huishoudens en bedrijven zijn vervangen door klimaatneutrale, zuinige installaties. Bovendien heeft elk huishouden met zon-PV een batterij van circa 4 kW/8 kWh voor korte termijnopslag. De gasinstallaties bij de bedrijven zijn geschikt voor waterstof.

Lokaal en regionaal geproduceerde elektriciteit gaat via LS- en MS-netten naar opslagsystemen en nationale gebruikers. Een groot deel van de seizoensopslag in de vorm van waterstof is regionaal gesitueerd. De elektriciteit stroomt van lokaal naar nationaal.

Een fijnmazig net van laadpunten voor het personenvervoer functioneert deels als buffersysteem.

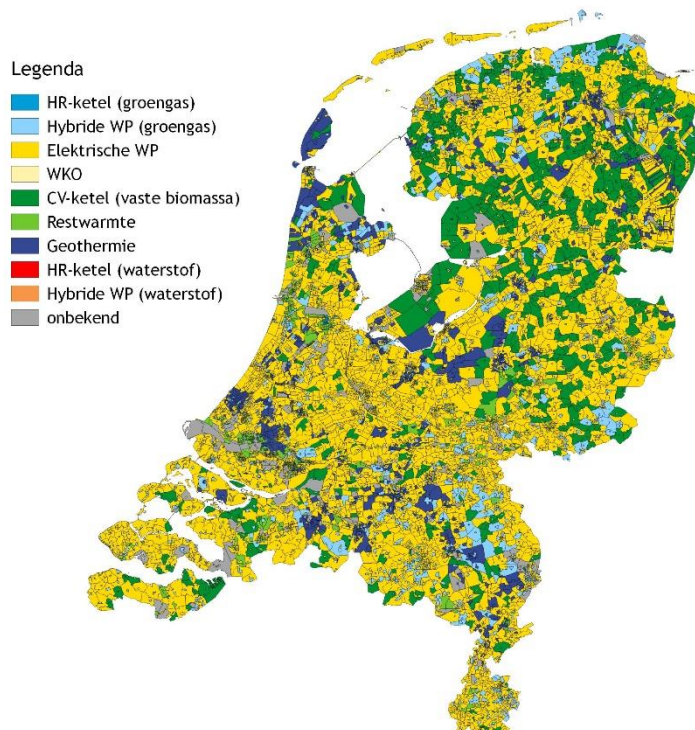
Om bovenstaande mogelijk te maken is een verzwaring van de elektriciteitsnetten op alle niveaus nodig (LS-factor 3, MS-factor 5, HS-factor 2 + 26 GW wind op zee) (zie ook Bijlage A).

Tabel 4 - Benodigde capaciteiten elektriciteitsnet 2050

Capaciteit [GW]	Huidig		2050	
	Productie	Vraag	Productie	Vraag
Wind op Zee	1		26	
Hoogspanning	20	5	13	36
Middenspanning	6	10	37	53
Laagspanning	0	11	24	16

In woonwijken heeft een groot deel van het gasnet plaatsgemaakt voor warmtenetten met lokale warmtebronnen, zowel geothermie als restwarmte van bedrijven en de industrie. De onderstaande figuur toont de verdeling van de oplossingen voor de lage temperatuur warmtevoorziening per wijk.

Figuur 5 - Lage temperatuur warmtevoorziening in het maatschappijbeeld 'Regie Regionaal'



Het regionale en landelijke gasnet is in grote delen van het land geschikt gemaakt voor waterstof. De industrie gebruikt waterstof zowel voor feedstock als voor de energetische processen. Het gasnet zal niet hoeven worden uitgebreid, maar wel geschikt gemaakt moeten worden voor een ander gas dan het huidige aardgas.

Het ruimtebeslag van netcomponenten, conversie- en opslagsystemen en hernieuwbare opwek zal voor knelpunten zorgen.

3.5 Effecten op ruimte

De inpassing in dit systeem vergt nogal wat van het ruimtebeslag. Dat gaat om de grote hoeveelheden zonneparken, zon op daken, windparken op land en op zee, maar ook transformatoren, conversie- en opslagsystemen, extra kabels en hoogspanningslijnen zullen veel ruimte vergen.

Tabel 5 geeft een aantal indicatoren voor de hoeveelheid ruimte die gemoeid is met de lokale en nationale duurzame energieopwekking, alsmede een indicatie van het ruimtebeslag van de infrastructuurcomponenten.

Tabel 5 - Ruimtebeslag

	Ruimtebeslag (km ²)	Staat gelijk aan:
Wind op zee	3.800	7% van het Nederlands deel van de Noordzee, of 1,6x de Waddenzee (Nederlands deel).
Wind op land	2.400	6% Nederlands landoppervlakte. Dit is ook gelijk aan 1,6x de oppervlakte van provincie Utrecht.
Zon-PV en zonneweides	(900)	
...waarvan op daken	400	100% van het totale dakoppervlakte van woningen en utiliteitsgebouwen.
...waarvan in veldopstellingen	500	5% van het grasland in Nederland, dit is ook gelijk aan 2,6x de grondoppervlakte van de gemeente Haarlemmermeer.
Elektriciteitsnet - HS ¹⁰	30	
Gasnet - Transportleidingen	30	
Hoofdstations en distributiestations ¹¹	9	
Elektrolyse-installaties	60	

Het zichtbare ruimtebeslag van de grote hoeveelheden zonneweides, windparken en hoogspanningsmasten is groter, in de tabel is namelijk de hoeveelheid grondoppervlakte van de windparken opgenomen, maar de uitstraling naar het landschap is groter. Windparken zijn in grote delen van Nederland te zien.

Er is natuurlijk ook nog een ondergronds ruimtebeslag, en ook in de Nederlandse ondergrond is het dringen. In dit regionale scenario zullen er ook veel winningsputten moeten worden gemaakt voor WKO en geothermie, en er wordt een warmte-infrastructuur aangelegd in de meeste regio's.

¹⁰ De infrastructuur op HS is geraamd 'Landschap en Energie' (Sijmons, Dirk; Hugtenburg, Jasper; Hoorn, Anton van, 2014).

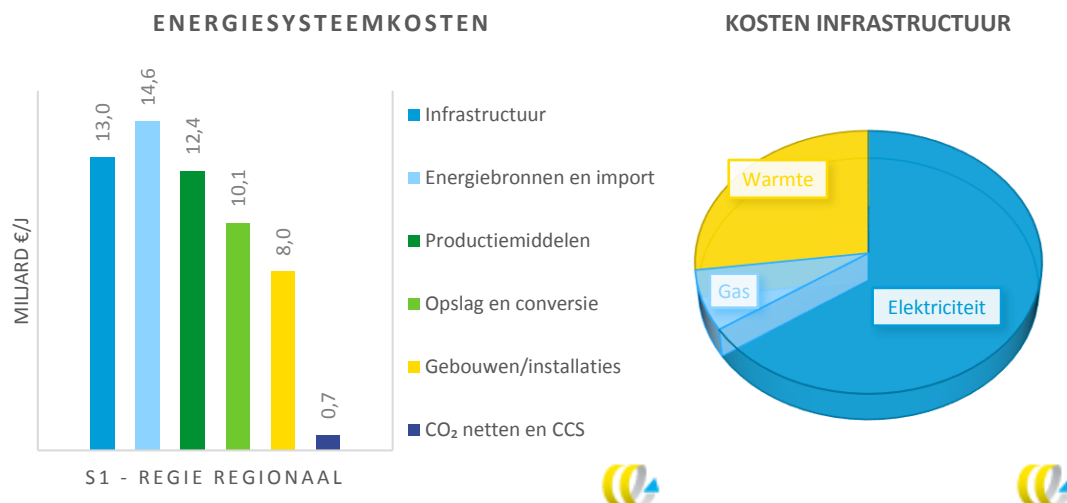
In scenario's met sterke elektrificatie nemen we aan dat het ruimtebeslag voor hoogspanningsleidingen verdubbelt.

En evenzo voor wat betreft het ruimtebeslag van stations.

¹¹ Zie vorige voetnoot. Informatie over ruimtebeslag stations verkregen van Liander, aangevuld met inschattingen.

3.6 Kosten en baten

De totale energiesysteemkosten¹² van dit scenario bedragen ongeveer 60 miljard euro per jaar voor het totaal van Nederland. De opbouw van deze kosten is in de onderstaande figuur weergegeven. Dit betreft jaarlijkse kosten, exclusief belastingen en heffingen. Deze kostenposten gaan direct of indirect bij de burger neerslaan.



Wat opvalt is de relatief grote bijdrage aan de totale kosten van infrastructuur (met name elektriciteit en warmte), en de kosten van de productiemiddelen elektriciteit. Dit komt door de grote opgestelde vermogens hernieuwbare elektriciteit. De kosten van de energie-infrastructuur zijn ruim drie keer zo hoog als de huidige kosten van infrastructuur, en bedragen 22% van de totale systeemkosten.

Dit toekomstbeeld is relatief kapitaalintensief en OPEX-estensief. De cumulatieve investeringsomvang ten behoeve van de energietransitie bedraagt indicatief circa 360 miljard euro, waarvan circa 40% gemoeid is met de elektriciteit-, warmte-, gas en CO₂-infrastructuren, uitgaand van de kostenkennallen uit Bijlage A¹³.

Naast de 'kosten' zijn er ook 'baten' van dit toekomstbeeld (zie ook Paragraaf 2.4). In dit scenario zorgt een innovatieve circulaire industrie voor een andere manier van waarde toevoegen. Voor de handelsbalans is relevant dat er geen energie wordt geïmporteerd; wat ook een gunstig effect heeft op werkgelegenheid en blootstelling aan geopolitieke risico's. Doordat een groot deel van de kosten in dit scenario wordt veroorzaakt door kapitaallasten, zijn de kosten van het systeem gevoelig voor rente, maar niet gevoelig voor de prijs van energiedragers op de markt, zoals nu de olieprijs en in de toekomst wellicht de prijs van waterstof.

¹² In deze studie wordt uitgegaan van nationale kosten. Bijlage A geeft de details van de afbakening en berekening.

¹³ Dit is een indicatie; om het nauwkeuriger te ramen moet een tijdspadanalyse worden uitgevoerd, waarbij de transitie wordt doorgemaakt terwijl de technieken een leercurve doormaken.

3.7 Conclusies voor de opgave

De energievoorziening in het regionale maatschappijbeeld samengevat in zes punten:

- grote investeringsopgave in infrastructuur en productiemiddelen;
- grote ruimtelijke impact door grote hoeveelheden zon-PV, wind op land en conversie- en opslagsystemen;
- elektrificatie van grote delen van de energievraag;
- zwaardere elektriciteitsnetten op alle niveaus ((LS-factor 3, MS-factor 5, HS-factor 2 + 29 GW wind op zee);
- gedeeltelijke aanpassing van het aardgasnet tot netten voor transport en distributie van CO₂-vrije gassen zoals groen gas, biogas en vooral waterstof;
- transitie van warmtevoorziening, inclusief de regulering, om collectieve opties te realiseren.

Dit toekomstbeeld kent een zeer grote investeringsopgave in infrastructuur en productiemiddelen en forse landschappelijke impacts. Van burgers, bedrijven en overheden zal verwacht worden dat deze allemaal proactief omgaan met deze immense opgave om de vermogens binnen 30 jaar te realiseren. Daarom is het belangrijk op tijd te beginnen met investeren.

De landschappelijke inpassing van de grote hoeveelheden zon-PV en wind op land en elektrolyse/conversie zal niet eenvoudig zijn omdat er bij een deel van de bevolking (veel) weerstand zal zijn tegen veranderingen in het landschap. De hoeveelheid zon en windinstallaties die nodig is om de noodzakelijke vermogens in dit toekomstbeeld te realiseren zijn, ondanks toenemende efficiency, zeer groot. Hierbij is het zaak ook verschillende belangen af te wegen en daarvoor landelijke regels vast te leggen.

Naast incentives voor hernieuwbare energie moeten er ook incentives komen voor investeringen in de verschillende vormen van flexibele conversiesystemen (elektrolyse en opslag). Dit is belangrijk omdat anders de toegevoegde waarde van hoeveelheden windturbines en zonneparken, die de vraag (ver) overstijgen, er niet is.

Een transitie in het energiesysteem is nodig om de output van zonne- en windenergie maximaal in te passen. Dit kan door middel van zowel techniek, ICT als regulering om de vraag aan te passen aan de productie en door (slim gestuurde) elektrificatie van grote delen van de energievraag (warmtepompen, elektrisch vervoer, industriële processen).

De mismatch tussen aanbod van fluctuerende energiebronnen en de energievraag moet verder met een seizoensopslag (gasopslag) worden opgevangen.

Gericht industrieel beleid is nodig om clusters van de industrie om te bouwen naar circulair. Dat is een forse industriële transformatie waar de bedrijven nauw bij betrokken moeten worden.

De huidige omvang van het personeelsbestand van veel partijen, niet alleen netbeheerders, lijkt te krap om deze opgave in 30 jaar te realiseren, daarom zal extra capaciteit ontwikkeld moeten worden.

4 Toekomstbeeld 'Regie Nationaal'

4.1 Maatschappij en besluitvorming

Hoe zien de energiewereld en de infrastructuur eruit als maatschappij en politiek besluiten dat regionale regie niet de beste oplossing is, maar dat we nationale sturing en nationale bronnen nodig hebben?

Burgers en bedrijven staan de rijksoverheid in dit beeld toe om de regie te nemen, dus er is een krachtige Rijksoverheid. Het Rijk stuurt op energieautonomie voor Nederland via een mix van centrale en decentrale energiebronnen. CCS is in dit maatschappijbeeld geen grootschalige oplossingsroute.



Het tempo van de transitie ligt hoog. Het Rijk organiseert grote projecten, onder andere op het gebied van wind op zee, inclusief bijvoorbeeld energie-eilanden in de Noordzee of andere omvangrijke projecten om de inpassing van wind op zee te verbeteren. De snelle uitrol van wind op zee biedt in dit maatschappijbeeld tevens perspectief op een grote bijdrage van de Noordzeeregio aan de decarbonisatie van het Europese energiesysteem (niet becijferd in deze studie). Grote projecten met hoge aanloopkosten en financiële risico's komen tot stand, ook als ze geruime tijd verlieslatend zijn.

Ook decentrale overheden dragen sterk bij. Regio's maken actief keuzes, bijvoorbeeld in het tot stand brengen van grote warmtenetten en in het al dan niet realiseren van hernieuwbare opwek om hun gebied energieneutraal te maken.

Met innovatieve energieoplossingen is een sterk circulaire industrie met veel recycling opgezet, omdat de energiedragers van nu niet meer mogelijk zijn. Bedrijven nemen meer risico's om deze industriële ketens vorm te geven. De overheid dekt bepaalde risico's af met subsidies, innovatiepremies, gerichte juridische sturing of andere instrumenten.

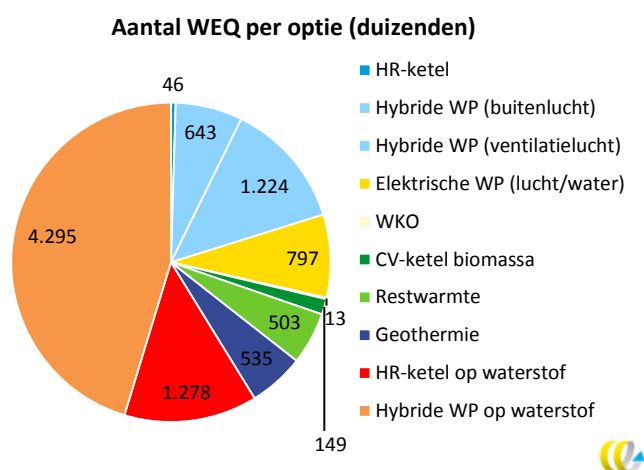
Burgers en bedrijven beseffen dat hernieuwbare energie in Nederland schaars is. Daardoor is de stap naar het opzetten van een sterk circulaire industrie, waarin recycling een grote rol heeft, logisch. De industrie in Nederland is daarmee - net als in het regionale toekomstbeeld (Hoofdstuk 3) - veranderd richting het 'Closed Carbon Cycle (CYC)' dat het Wuppertal Instituut heeft ontwikkeld voor het Rotterdamse haven-industriële cluster. De huidige olieraffinage en petrochemische industrie hebben hierin plaats gemaakt voor een omvangrijke recyclingindustrie en een chemische industrie gebaseerd op hernieuwbaar geproduceerde waterstof en de productie van kunststof uit methanol.

4.2 Veranderingen in energiefuncties

Bij **licht en kracht**¹⁴ daalt de vraag licht. Een daling door 25% efficiëntere apparaten wordt grotendeels gecompenseerd door de vraag naar elektriciteit van bedrijven en de industrie, de nieuwe processen worden veel meer elektrisch aangedreven. Naast voor kracht en licht wordt elektriciteit overigens ook gebruikt voor de conversie en levering van waterstof (elektrolyse van water).

¹⁴ Bijlagen K en L gaan over de ontwikkelingen m.b.t. kracht en licht.

Nederland is in dit toekomstbeeld energie-zelfvoorzienend, dus ook de energiebronnen voor de **lage temperatuur warmtevoorziening**¹⁵. Er worden alleen bronnen gebruikt die in Nederland beschikbaar zijn. Oplossingen met waterstof komen het vaakst voor. Grootschalig en centraal geproduceerd waterstof wordt naar de gebouwde omgeving getransporteerd en gebruikt voor zowel collectieve oplossingen als voor individuele oplossingen, zoals hybride warmtepompen, in bijna de helft van de aansluitingen de warmteoplossing. De hybride warmtepomp met groen gas is voor ongeveer 20% van de huishoudens de oplossing. All-electric-aansluitingen komen minder vaak voor vanwege de relatief hogere kosten. Ook het aandeel warmtenetten is beperkt door de hogere kosten; warmtenetten zijn in ongeveer 12% van de gevallen de meest kosteneffectieve oplossing. De onderstaande figuur toont de verdeling van de warmtevoorziening in dit scenario.



Noot: Definitie WEQ - woningequivalent: woning of 150 m² utiliteitsbouw

De **energievraag van de industrie**¹⁶ (hoge temperatuur warmte, energiegrondstoffen, elektriciteit voor licht en kracht en proces) is in dit toekomstbeeld, net als in het eerste toekomstbeeld, radicaal anders. Eigenlijk alle processen in de industrie, en producten daarvan, zullen veranderen. De olie-raffinage en de petrochemische industrie verdwijnen zoals we deze kennen. Daarvoor in de plaats komt een omvangrijke recyclingindustrie, een chemie gebaseerd op hernieuwbare waterstof en een methanolcluster. De industrievraag kent in dit beeld een zeer sterke elektrificatie en een zeer forse waterstofvraag. Deze waterstof moet in dit toekomstbeeld binnen Nederland op een duurzame manier geproduceerd worden uit wind en zon, waardoor grootschalige elektrolyse en conversiecapaciteit nodig is.

De **energievraag voor transport**¹⁷ verandert in dit beeld: personenvervoer geschiedt voor 75% met batterij-elektrische aandrijving en 25% met H₂-brandstofcel-elektrische aandrijving. Het zware transport geschiedt met een mix van 50% groen gas (verbrandingsmotor) en 50% H₂-brandstofcel-elektrische aandrijving.

¹⁵ Bijlagen M tot en met S beschrijven de ontwikkelingen in de lage temperatuur warmtevoorziening.

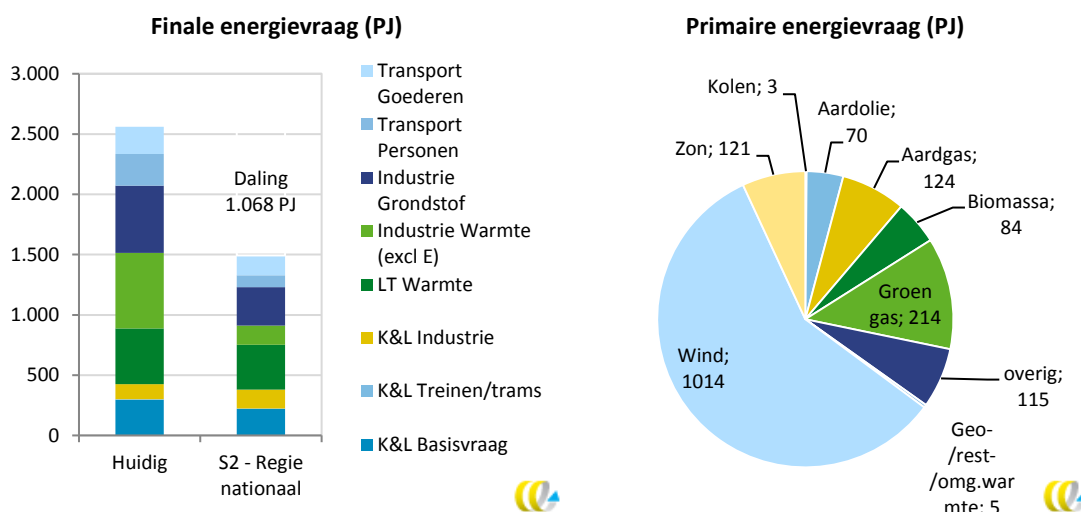
¹⁶ Bijlagen T tot en met W gaan in op de mogelijke ontwikkelingen over de HT-warmtevrage.

¹⁷ Bijlagen X tot en met AA gaan over mogelijke ontwikkelingen over de energievraag voor transport.

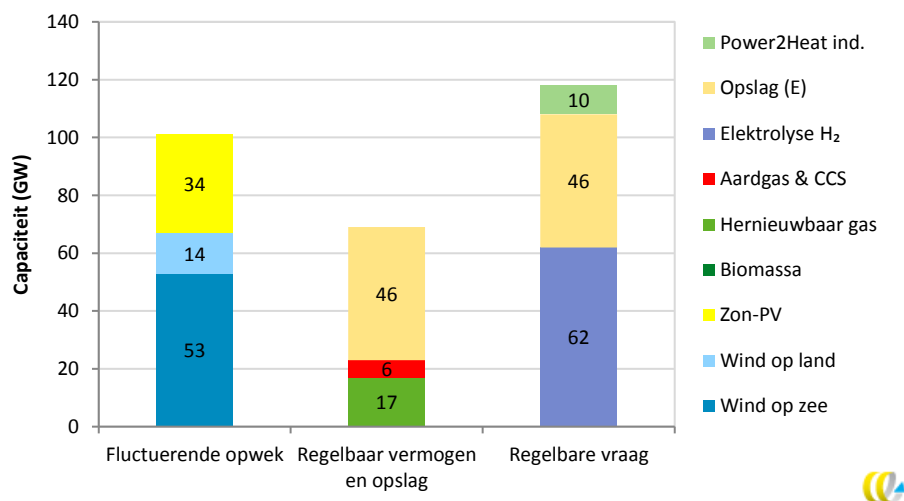
4.3 Energiebronnen en energiedragers; opwek en conversie

De volgende figuren tonen achtereenvolgens de ontwikkeling van de finale vraag in de energie-functies; de verdeling van primaire energiebronnen, en de opwekkingsmix voor elektriciteit die hierbij is verondersteld in dit toekomstbeeld. Zie Bijlage A voor de beschrijving hoe deze analyse is gedaan.

Figuur 6 - Finale energievraag per energiefunctie en verdeling van primaire energiebronnen (PJ/j)



Figuur 7 - Opgestelde capaciteiten aan variabele opwek, regelbaar vermogen, opslag en conversie (GWe)



In zijn totaliteit is de energievraag in 2050 met ongeveer 40% gedaald ten opzichte van 2016.

Nederland is in dit scenario energie-autonoom. Dat bepaalt sterk de opwekkingsmix. Een grote hoeveelheid aan fluctuerende energiebronnen zoals zon-PV, wind op zee en wind op land vormen de basis van het zelfvoorzienende energiesysteem. Centrale bronnen dragen 80% bij, decentrale bronnen 20%.

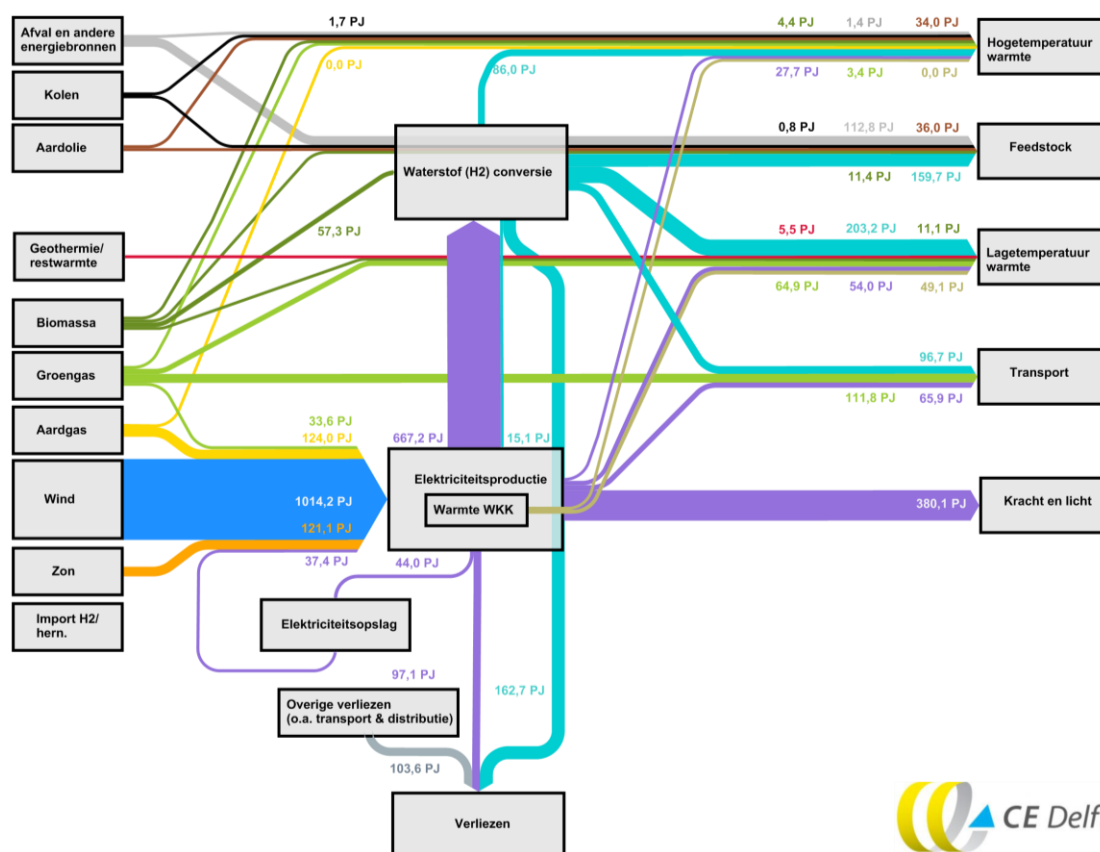


Het opgesteld vermogen van fluctuerende bronnen bestaat uit 53 GW wind op zee, waarbij dus windparken verschijnen op een groot deel van de Noordzee. Daarnaast is er ook 34 GW zon-PV opgenomen (dit betekent dat een groot deel van al het geschikte dakoppervlak, inclusief dat van de utiliteitsbouw, vol gelegd is met zonnepanelen) en 14 GW wind op land, wat het dubbele is ten opzichte van het huidige geplande opgestelde vermogen.

Om de balans tussen vraag en aanbod te bewaken en ervoor te zorgen dat er ook energie is op momenten dat de zon niet schijnt en de wind niet waait, is ook een grote hoeveelheid aan regelbare vraag en opslag nodig. Dat gebeurt via waterstof. Waterstof op basis van elektrolyse is daarmee een belangrijke nieuwe energiedrager. Waterstof op basis van elektrolyse is vooral op de (E)HS-en MS-netten gerealiseerd.

Het Sankey-diagram in Figuur 8 laat zien hoe de energiestromen in de uitgevoerde modellering lopen. Het gebruik van fossiele energie is in dit scenario sterk beperkt tot m.n. aardgas-inzet voor centrale elektriciteitsproductie en productie van HT-warmte, beide met CCS. Kolen komt nauwelijks nog voor en aardolie is ook zeer beperkt. In vergelijking met het regionale scenario (Toekomstbeeld 1) is het aandeel wind en de hoeveelheid elektrolyse substantieel groter.

Figuur 8 - Sankey-diagram van de energiestromen (in PJ/j) voor toekomstbeeld 'Regie nationaal'



De totale jaarlijkse vraag naar elektriciteit (voor lage temperatuur warmte, vervoer, kracht en licht) bedraagt 530 PJ (op dit moment 425 PJ). Deze is, ondanks besparing op de basisvraag, gestegen door de elektrificatie in dit scenario. De productie van elektriciteit bedraagt 1.200 PJ, hiervan wordt een groot deel (670 PJ) geconverteerd in waterstof. De vraag naar waterstof is 560 PJ, voornamelijk voor de industrie.

4.4 Energie-infrastructuur, lokale effecten

Het beeld van Nederland verandert sterk in dit toekomstbeeld: veel grote windturbines op land, veel zon-PV op daken en in veldopstellingen. Maar de grootste verandering is te zien op zee waar bijna 60 GW aan windenergie staat opgesteld.

De grootste bijdrage aan de inpassing van de grote vermogens hernieuwbaar komt door de conversie naar waterstof. De seizoensopslag in de vorm van waterstof kan in de vorm van zoutcavernes in het noorden en oosten van Nederland worden gesitueerd. Resterende waterstofelektrolyse vraagt vooral capaciteit op de (E)HS- en MS-netten.

In de woonwijken worden de elektriciteitsnetten geschikt voor veel elektrische toepassingen zoals elektrisch vervoer, elektrische warmtepompen en zon-PV. Een fijnmazig net van laadpunten voor het personenvervoer functioneert deels als buffersysteem. Bovendien heeft elk huishouden met zon-PV een batterij van circa 4 kW/8 kWh voor korte termijnopslag van elektriciteit uit zon en wind.

Om deze energiestromen mogelijk te maken worden de elektriciteitsnetten fors uitgebreid (LS-factor 3, MS-factor 5, HS-factor 2 + 53 GW wind op zee naar power-hubs) - zie Tabel 6.

Tabel 6 - benodigde capaciteiten elektriciteitsnet 2050

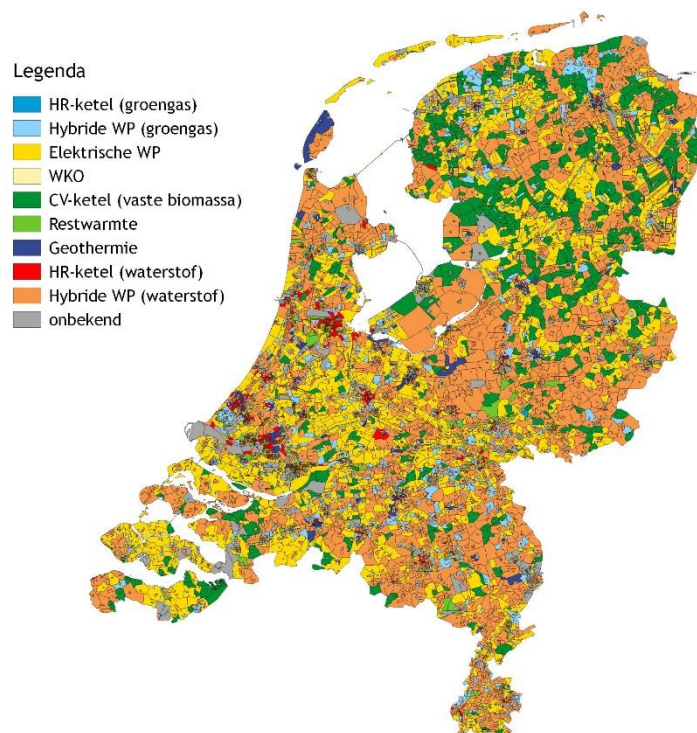
Capaciteit [GW]	Huidig		2050	
	Productie	Vraag	Productie	Vraag
Wind op Zee	1		53	
Hoogspanning	20	5	12	57
Middenspanning	6	10	19	22
Laagspanning	0	11	9	13

De gasnetten in de wijken worden grotendeels omgebouwd voor distributie van waterstof, in ieder geval in de wijken waar geen collectief systeem wordt aangelegd. Alle installaties bij huishoudens en bedrijven zullen vervangen worden door klimaatneutrale, zuinige installaties. Gasinstallaties bij huishoudens en bedrijven zijn geschikt voor waterstof.

Ook het regionale en landelijke gasnet zal geschikt worden gemaakt voor waterstof. Het waterstof zal gebruikt worden door de industrie, zowel voor feedstock als voor de energetische processen. Het gasnet zal niet significant hoeven te worden uitgebreid in transportcapaciteit, maar wel geschikt gemaakt moeten worden voor waterstof, en daarnaast zullen er in verschillende delen van Nederland verschillende soorten gassen worden geleverd.

Figuur 9 toont de verdeling van de oplossingen voor de lage temperatuur warmtevoorziening per wijk.

Figuur 9 - Lage temperatuur warmtevoorziening in het maatschappijbeeld 'Regie Nationaal'



4.5 Effecten op ruimte

De inpassing in dit systeem vergt nogal wat van het ruimtebeslag. Dat gaat om de grote hoeveelheden zonneparken, zon op daken, windparken op land en op zee, maar ook transformatoren, conversie- en opslagsystemen, extra kabels en hoogspanningslijnen zullen veel ruimte vergen.

De onderstaande tabel geeft een aantal indicatoren voor de hoeveelheid ruimte die gemoeid is met de lokale en nationale duurzame energieopwekking, alsmede een indicatie van het ruimtebeslag van de infrastructuurcomponenten.

	Ruimtebeslag (km ²)	Staat gelijk aan:
Wind op zee	7.600	13% van het Nederlands deel van de Noordzee, of 3,2x de Waddenzee (Nederlands deel).
Wind op land	2.000	5% Nederlands landoppervlakte. Dit staat ook gelijk aan 1,4x de oppervlakte van provincie Utrecht.
Zon-PV en zonneweides	(350)	
...waarvan op daken	180	44% van het totale dakoppervlakte van woningen en utiliteitsgebouwen.
...waarvan in veldopstellingen	180	2% van het grasland in Nederland, dit is ook gelijk aan de gehele grondoppervlakte van de gemeente Haarlemmermeer.
Elektriciteitsnet - HS ¹⁸	30	

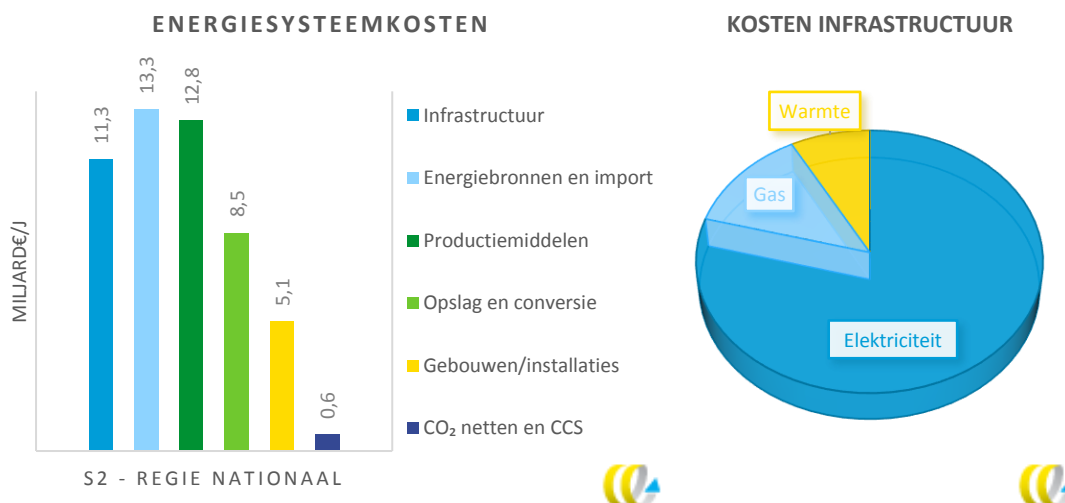
¹⁸ De infrastructuur op HS is geraamd in 'Landschap en Energie' (Sijmons, Dirk; Hugtenburg, Jasper; Hoorn, Anton van;, 2014). In scenario's met sterke elektrificatie nemen we aan dat het ruimtebeslag voor hoogspanningsleidingen verdubbelt. En evenzo voor wat betreft het ruimtebeslag van stations.

	Ruimtebeslag (km ²)	Staat gelijk aan:
Gasnet - Transportleidingen	30	
Hoofdstations en distributiestationen ¹⁹	9	
Elektrolyse-installaties	50	

Het zichtbare ruimtebeslag van de grote hoeveelheden zonneweides, windparken en hoogspanningsmasten is groter, in de tabel is namelijk de hoeveelheid grondoppervlakte van de windparken opgenomen, maar de uitstraling naar het landschap is groter. Windparken zijn in grote delen van Nederland te zien. Er is natuurlijk ook nog een ondergronds ruimtebeslag, inclusief veiligheidscontouren voor de gasinfrastructuur.

4.6 Kosten en baten

De totale energiesysteemkosten²⁰ van dit scenario bedragen 52 miljard euro per jaar voor het totaal van Nederland. Deze zijn in volgende figuur weergegeven. Dit betreft jaarlijkse kosten, exclusief belastingen en heffingen. Deze kostenposten gaan direct of indirect bij de burger neerslaan.



Wat opvalt is een flinke bijdrage aan de totale kosten van infrastructuren (met name elektriciteit), en de kosten van de productiemiddelen elektriciteit. Dit komt door de grote opgestelde vermogens hernieuwbare elektriciteit. De kosten van de energie-infrastructuur zijn ongeveer driemaal zo hoog als de huidige kosten van infrastructuur, en bedragen 22% van de totale kosten van het energiesysteem.

Dit toekomstbeeld is kapitaalintensief en OPEX-extensief. De cumulatieve investeringsopgave voor de energietransitie bedraagt indicatief circa 300 miljard euro, waarvan circa 40% gemoeid is met de elektriciteit-, warmte-, gas en CO₂-infrastructuren, uitgaand van de kostenkennallen uit Bijlage A²¹.

¹⁹ Zie vorige voetnoot. Informatie over ruimtebeslag stations verkregen van Liander, aangevuld met inschattingen.

²⁰ In deze studie wordt uitgegaan van nationale kosten. Bijlage A geeft de details van de afbakening en berekening.

²¹ Dit is een indicatie; om het nauwkeuriger te ramen moet een tijdspadanalyse worden uitgevoerd, waarbij de transitie wordt doorgemaakt terwijl de technieken een leercurve doormaken.

Naast de 'kosten' zijn er ook 'baten' van dit toekomstbeeld (zie ook Paragraaf 2.4). In dit scenario zorgt een innovatieve circulaire industrie voor een andere manier van waarde toevoegen. Voor de handelsbalans is relevant dat er geen energie wordt geïmporteerd; wat ook een gunstig effect heeft op werkgelegenheid en blootstelling aan geopolitieke risico's. Daarnaast zal Nederland in dit scenario een sterke offshore energiesector ontwikkelen.

Doordat een groot deel van de kosten in dit scenario wordt veroorzaakt door kapitaallasten, zijn de kosten van het systeem gevoelig voor rente, maar niet gevoelig voor de prijs van energiedragers op de markt, zoals nu de olieprijs en in de toekomst wellicht de prijs van waterstof.

4.7 Conclusies voor de opgave

De energievoorziening in het nationale maatschappijbeeld samengevat in vijf punten:

- Grote investeringsopgave in wind op zee en de bijbehorende infrastructuur en opslagsystemen.
- Grote delen van de energievraag zullen worden geëlektrificeerd als onderdeel van de transitie naar het grotendeels gebruik van wind- en zonne-energie.
- De elektriciteitsnetten worden op alle niveaus verzwaaard (LS-factor 3, MS-factor 3, HS-factor 2 + 53 GW wind op zee met de infrastructuren op zee). Realisering van dit toekomstbeeld vergt op het voor netbeheerders een forse inspanning.
- Gedeeltelijke aanpassing van het gasnet tot netten voor transport en distributie van waterstof.
- Daarnaast zijn er veel conversie- en opslagsystemen, conversie naar waterstof is belangrijk om de inpassing van hernieuwbare energie te verbeteren. Gasbuffers zorgen voor het opvangen van periodes als er langere tijd weinig hernieuwbare opwek is en bieden een vorm van strategische reserve.

Dit toekomstbeeld kent een zeer grote investeringsopgave in infrastructuur en productiemiddelen en forse landschappelijke impacts.

De landschappelijke impacts van windenergie op land zijn groot, maar ook een flink deel van de Noordzee wordt gereserveerd voor windparken, ook verder op zee (Doggersbank). De opgave om deze vermogens binnen 30 jaar te realiseren is zeer groot; het belangrijk op tijd te beginnen met investeren. Om in 2050 meer dan 50 GW aan windparken op zee operationeel te hebben, zal het tempo waarin deze worden ontwikkeld omhoog moeten, van de huidige 0,7 GW/j omhoog naar 2 GW/j.

Om het bouwtempo van hernieuwbaar én de inpassing te krijgen moeten er duidelijke incentives komen voor investeren in de verschillende vormen van hernieuwbare energie maar ook voor de verdere investeringen die nodig zijn om deze energie nuttig te kunnen aanwenden, waaronder dus conversie.

Het energiesysteem moet flexibeler worden, door middel van techniek, ICT en regulering om de fluctuerende output van vooral windenergie in te passen. Flexibele elektrificatie levert een bijdrage. Aanpassing van regulering van markten is nodig om de gewenste flexibiliteit en andere gewenste systeemaanpassingen mogelijk te maken.

Realisatie van dit toekomstbeeld vergt voor de industriële transformatie verder zeer gericht industrieel beleid en samenwerken tussen bedrijven om productieclusters om te bouwen naar circulaire processen.

De huidige omvang van het personeelsbestand van veel partijen, niet alleen netbeheerders, lijkt te krap om deze opgave in 30 jaar te realiseren, dus de menselijke uitvoeringscapaciteit zal op het uitroltempo afgestemd moeten worden. Er is dus een behoefte aan technisch goed geschoold personeel.



5 Toekomstbeeld 'Internationaal'

5.1 Maatschappij en besluitvorming

De vorige twee toekomstbeelden hebben een sterke focus op de beleidskeuze dat Nederland zelfvoorzienend moet willen zijn op het gebied van de energievoorziening. Als we dat loslaten, en we baseren onze energievoorziening op een internationaal marktgeoriënteerd perspectief, met veel import en export, hoe ziet ons energiesysteem er dan uit?



Nederland is net als nu een welvarend, sterk internationaal mondiaal georiënteerd land, ook op het gebied van de eigen energievoorziening. Nederland wil geen CO₂ uitstoten en moet aan haar internationale verplichtingen voldoen. Burgers accepteren de lasten echter niet die het met zich meebrengt om dit binnen het bescheiden grondgebied van Nederland voor elkaar te krijgen. Nederland heeft daardoor een hoge euro-waardering voor buitenlandse hernieuwbare energie, waardoor er significante energie-importen plaatsvinden.

De Nederlandse economie is innovatief en de handelsbalans gezond. Bedrijven hanteren geheel nieuwe productieprocessen, passend bij te importeren hernieuwbare energiestromen. De industrie is veranderd richting het 'Biomass and CCS (BIO)'-scenario dat het Wuppertal Instituut heeft ontwikkeld voor het Rotterdamse haven-industriële cluster (Wuppertal Institute, 2016). Door de omvangrijke import van biomassa ligt er geen hoge nadruk op het sluiten van koolstofkringlopen; groene grondstoffen kunnen de basis zijn voor de chemische industrie. De petrochemie en raffinage-complexen zijn door de overschakeling op biomassa sterk veranderd.

De te importeren energiedragers zijn grotendeels hernieuwbaar, niet alleen biomassa maar bijvoorbeeld ook waterstof en afgeleide producten zoals ammoniak en hernieuwbare koolwaterstoffen. Dit heeft grote gevolgen voor de warmtevoorziening. Omdat CO₂-neutrale dragers (groen gas, waterstof) naar de gebouwen kunnen worden gedistribueerd en tegen gunstige kosten beschikbaar zijn, zal het minder makkelijk zijn om collectieve warmtesystemen met restwarmte of geothermie te ontwikkelen. Deze kennen immers in veel gevallen grotere integrale kosten.

5.2 Veranderingen in energiefuncties

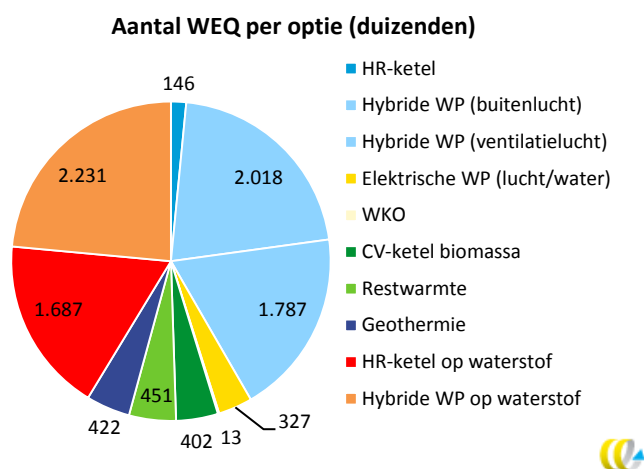
Bij **licht en kracht**²² daalt de vraag circa 25%, door efficiëntere apparaten en zuiniger processen. Daarnaast is er nog elektriciteitsvraag voor elektrolyse, elektrificatie in de warmtevoorziening en voor elektrisch transport.

In dit toekomstbeeld kan Nederland energiebronnen voor de **lage temperatuur warmtevoorziening**²³ importeren. Het kan dan gaan om vaste biomassa, voor pelletketels of collectieve systemen, maar het kan ook in de vorm van gasvormige dragers (groen gas, waterstof). Dit heeft twee gevolgen; als eerste is de beschikbaarheid van biomassa en groen gas groter, en ten tweede nemen de prijzen en kosten van de energiebronnen af wanneer vrije handel is toegestaan.

²² Bijlagen K en L gaan over de ontwikkelingen m.b.t. kracht en licht.

²³ Bijlagen M tot en met S beschrijven de ontwikkelingen in de lage temperatuur warmtevoorziening.

De afbeelding geeft de meest kostenefficiënte verdeling van warmteaansluitingen in dit scenario:



Noot: Definitie WEQ - woningequivalent: woning of 150 m² utiliteitsbouw.

Omdat in dit scenario grootschalige import van groen gas mogelijk is (er is een limiet gesteld t.a.v. 150 PJ/j), blijkt de hybride warmtepomp op buitenlucht en de hybride warmtepomp op ventilatielucht kosteneffectieve opties. Daarnaast is er de HR-ketel op waterstof en de hybride warmtepomp op waterstof. Tegen deze achtergrond hebben warmtenetten in slechts 6% van de aansluitingen de laagste kosten. Waterstofinfrastructuur is gemodelleerd als kostbaarder dan groen gasinfrastructuur, daardoor is waterstof niet emergent. Er zijn nauwelijks all-electric-aansluitingen door de relatief hogere kosten.

De **energievraag van de industrie**²⁴ (hoge temperatuur warmte, energiegrondstoffen, elektriciteit voor licht en kracht en proces) is in dit toekomstbeeld gebaseerd op een betrekkelijk ruime beschikbaarheid van internationale hernieuwbare energiebronnen en energiegrondstoffen. Daarnaast is CCS een oplossingsroute in dit scenario. De industrie is in dit scenario sterk getransformeerd naar geheel nieuwe biograndstoffen. Petrochemie en raffinagecomplexen veranderen sterk. Binnen de chemie zullen nafta krakers meer ethanol naar etheen gaan omzetten, of vergelijkbare processen hanteren. Het aandeel biograndstoffen in de chemie zal naar circa 50% gaan, en biocokes kan bijvoorbeeld voor cokes voor de hoogovens vervangen. Voor de industriële warmtevraag is er inzet van waterstof en bio-syngas en daarnaast ook elektrificatie. Er is nog enige inzet van fossiele energie, CO₂-emissies worden met CCS afgevangen indien een puntbron voldoende groot is. De totale industriële CO₂-emissies dalen met 95% ten opzichte van 2016.

Binnen **transport**²⁵ heeft personenvervoer een mix van 25% groen gas, 25% H₂-brandstofcel-elektrisch en 50% batterij-elektrisch. In het zware goederenvervoer hebben biobrandstoffen en groen gas beide een aandeel van 25% (verbrandingsmotor) en 50% wordt voorzien met waterstof (brandstofcel-elektrische aandrijving).

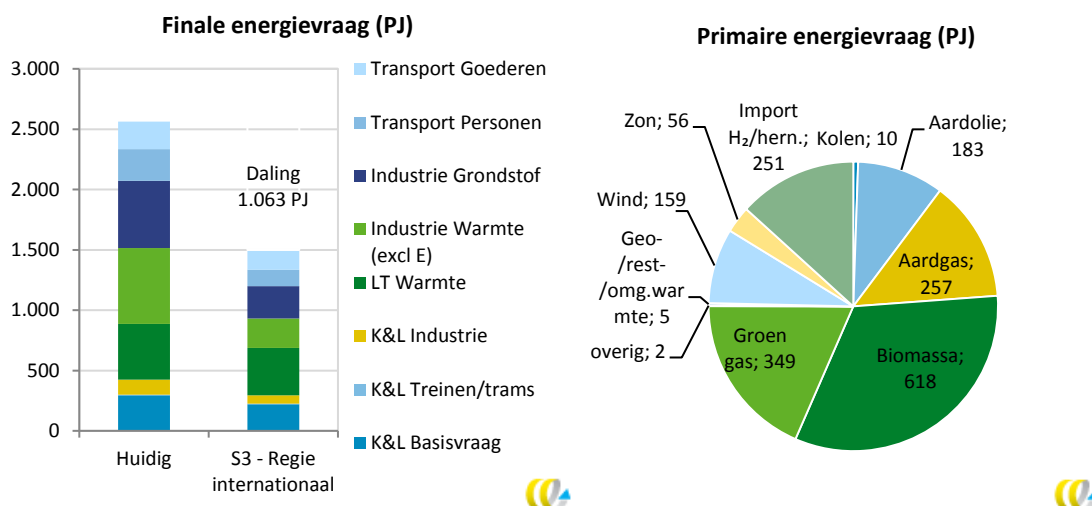
²⁴ Bijlagen T tot en met W gaan in op de mogelijke ontwikkelingen over de HT-warmtevraag.

²⁵ Bijlagen X tot en met AA gaan over mogelijke ontwikkelingen over de energievraag voor transport.

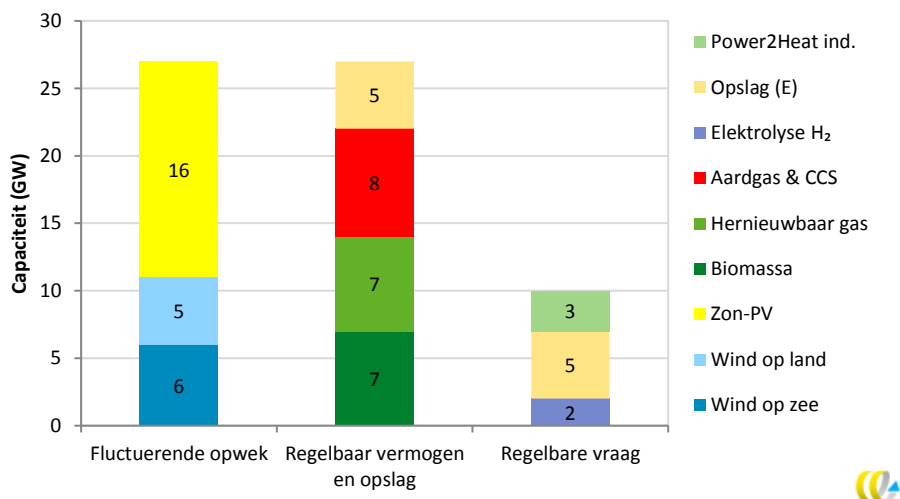
5.3 Energiebronnen en energiedragers; opwek en conversie

De volgende figuren tonen achtereenvolgens de ontwikkeling van de finale vraag in de energie-functies; de verdeling van primaire energiebronnen, en de opwekkingsmix voor elektriciteit die hierbij is verondersteld in dit toekomstbeeld. Zie Bijlage A voor de beschrijving hoe deze analyse is gedaan.

Figuur 10 - Finale energievraag per energiefunctie en verdeling van primaire energiebronnen (PJ/j)



Figuur 11 - Opgestelde capaciteiten aan variabele opwek, regelbaar vermogen, opslag en conversie (GWe)



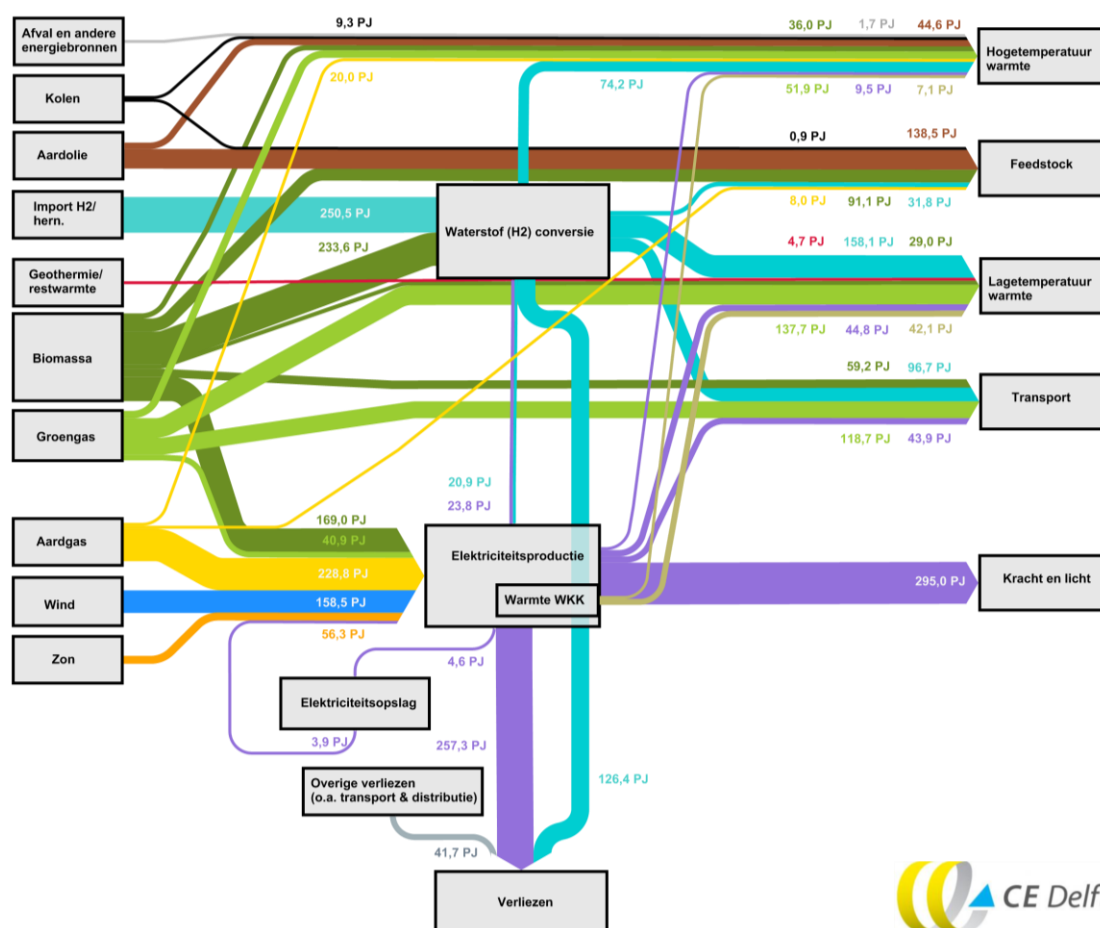
In zijn totaliteit is de energievraag in 2050 met ongeveer 40% gedaald ten opzichte van 2016. Dat het importeren van hernieuwbare energie mogelijk is in dit internationale scenario is de opwekkingsmix heel anders dan in de regionale en het nationale toekomstbeeld. Fluctuerende energiebronnen zoals zon en wind leveren nu een bijdrage van circa 10% aan de totale energiemix, de rest komt van energiebronnen die voor het overgrote gedeelte zullen worden geïmporteerd, zowel hernieuwbaar (biomassa en groen/hernieuwbaar gas) als fossiel. De opwekkingsmix voor elektriciteit laat nu ook zien dat de balans tussen vraag en aanbod meer gebeurt zoals dat vandaag de dag ook



gebeurt, met regelbare centrales, die in dit toekomstbeeld op hernieuwbaar gas of op biomassa draaien.

Het Sankey-diagram in Figuur 12 laat zien hoe de energiestromen in de uitgevoerde modellering lopen.

Figuur 12 - Sankey-diagram van de energiestromen (in PJ/j) voor toekomstbeeld 'Internationaal'



De energiestromen zien er behoorlijk anders uit dan in de zelfvoorzienende toekomstbeelden (regionaal en nationaal). Ten eerste valt op dat er een veel groter aandeel hernieuwbare energie uit groen gas en biomassa wordt gebruikt, en daarnaast is een behoorlijke stroom geïmporteerde waterstof en andere geïmporteerde hernieuwbare en CO₂-vrije energiedragers. Het gebruik van fossiele energie (met CCS) is in dit scenario fors, dit heeft te maken met het industrie scenario waarin een grotere rol is voor aardolie en afgeleide petrochemische grondstoffen. Het gebruik aan kolen is zeer beperkt. Wind en zon spelen een veel kleinere rol in dit beeld. De hoeveelheid biomassa die wordt geïmporteed (voor alle functies) is gerelateerd aan de wereldwijd beschikbare hoeveelheden, zie Bijlage F.

De totale jaarlijkse vraag naar elektriciteit (voor lage temperatuur warmte, vervoer, kracht en licht) bedraagt 390 PJ (op dit moment 425 PJ). Dit is dus behoorlijk goed vergelijkbaar met de huidige elektriciteitsvraag. De reductie in de basisvraag door besparing heeft dezelfde grootteorde als de substitutie die ontstaat door elektrisch vervoer en het aandeel (hybride) warmtepompen.



De productie van elektriciteit bedraagt 420 PJ uit een mix van bronnen, waaronder aardgas met CCS. De vraag naar waterstof voor de lage en hoge temperatuur warmtevoorziening en voor het transport bedraagt is 380 PJ. Een deel van de waterstof-energiedragers worden geïmporteerd, een ander deel van de waterstofbehoefte wordt uit vergassing van biomassa verkregen. Elektrolyse-waterstof heeft een gering aandeel.

5.4 Energie-infrastructuur, lokale effecten

Het beeld van Nederland verandert nauwelijks in dit toekomstbeeld: geen verdere toename van windturbines op land, wel veel zon-PV op daken, maar geen zonneweides en geen opslagsystemen. Alle installaties bij huishoudens en bedrijven zullen vervangen worden door klimaatneutrale, zuinige installaties. De gasinstallaties bij de huishoudens en bedrijven zijn geschikt voor waterstof of groen gas.

Lokaal en regionaal wordt in zeer beperkte mate elektriciteit geproduceerd die via het huidige net kan worden gebruikt, met flexibiliteitsmaatregelen kunnen de beperkte hoeveelheden zon en wind goed worden geacommodeerd.

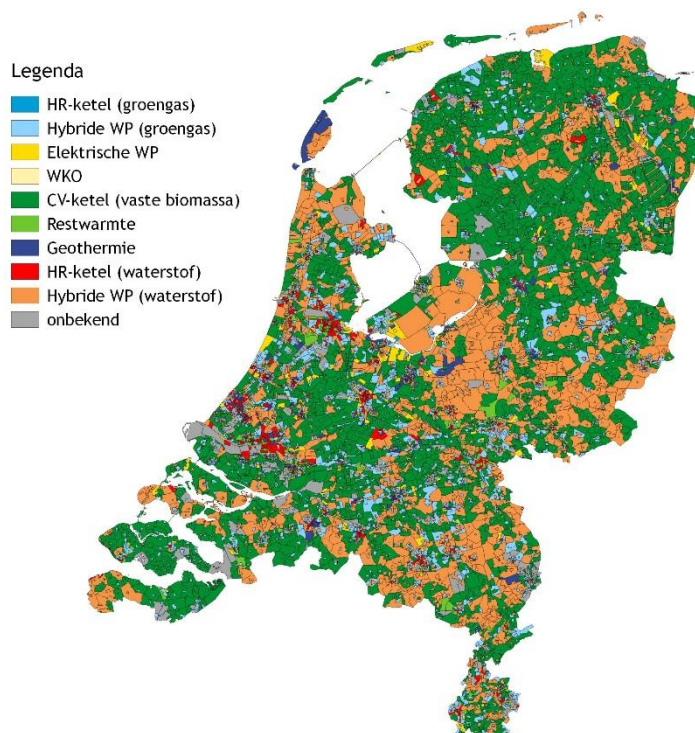
Door de beperkte elektrificering van het personenvervoer (vergeleken met de voorgaande hoofdstukken) zal het net van laadpunten beperkt van omvang zijn.

Tabel 7 - Benodigde capaciteiten elektriciteitsnet 2050

Capaciteit [GW]	Huidig		2050	
	Productie	Vraag	Productie	Vraag
Wind op Zee	1		6	
Hoogspanning	20	5	18	5
Middenspanning	6	10	6	10
Laagspanning	0	11	6	11

Regionale en landelijke gasnetten zijn geschikt gemaakt voor waterstof. De gebouwde omgeving en de transportsector maken hier gebruik van, maar niet uitsluitend, in een deel van de woonwijken wordt het aardgasnet gebruikt voor groen gas. Daarvoor zijn geen aanpassingen nodig. In ander deel van de woonwijken heeft het gasnet plaatsgemaakt voor een warmtenet met lokale warmtebronnen, zowel geothermie als restwarmte van bedrijven en de industrie. Figuur 13 toont hoe de lage temperatuur warmtevoorziening er in de verschillende Nederlandse wijken uitziet: een mix aan opties. In het landelijke gebied veel biomassa, in de steden en dorpen groen gas, waterstof en/of collectieve opties.

Figuur 13 - Lage temperatuur warmtevoorziening in het maatschappijbeeld 'Internationaal'



5.5 Effecten op ruimte

De inpassing in dit systeem vergt slechts een beperkter ruimtebeslag vergeleken met het ruimtebeslag van het energiesysteem zoals we dat vandaag de dag kennen.

De onderstaande tabel geeft een aantal indicatoren voor de hoeveelheid ruimte die gemoeid is met de lokale en nationale duurzame energieopwek, alsmede een indicatie van het ruimtebeslag van de infrastructuurcomponenten. Het gaat hier dan om het bovengrondse ruimtebeslag, waarbij de zichtbare uitstraling groter is. En daarnaast is er ook nog een ondergronds ruimtebeslag, in dit scenario ook voor bijvoorbeeld waterstofopslag.

	Ruimtebeslag (in km ²)	Staat gelijk aan:
Wind op zee	900	2% van het Nederlands deel van de Noordzee, of 40% van de Waddenzee (het Nederlandse deel).
Wind op land	760	2% Nederlands landoppervlakte. Dit staat ook gelijk aan de helft van de oppervlakte van provincie Utrecht.
Zon-PV en zonneweides	(165)	
...waarvan op daken	80	20% van het totale dakoppervlakte van woningen en utiliteitsgebouwen.
...waarvan in veldopstellingen	80	1% van het grasland in Nederland, dit is ook gelijk aan de helft van de grondoppervlakte van de gemeente Haarlemmermeer.

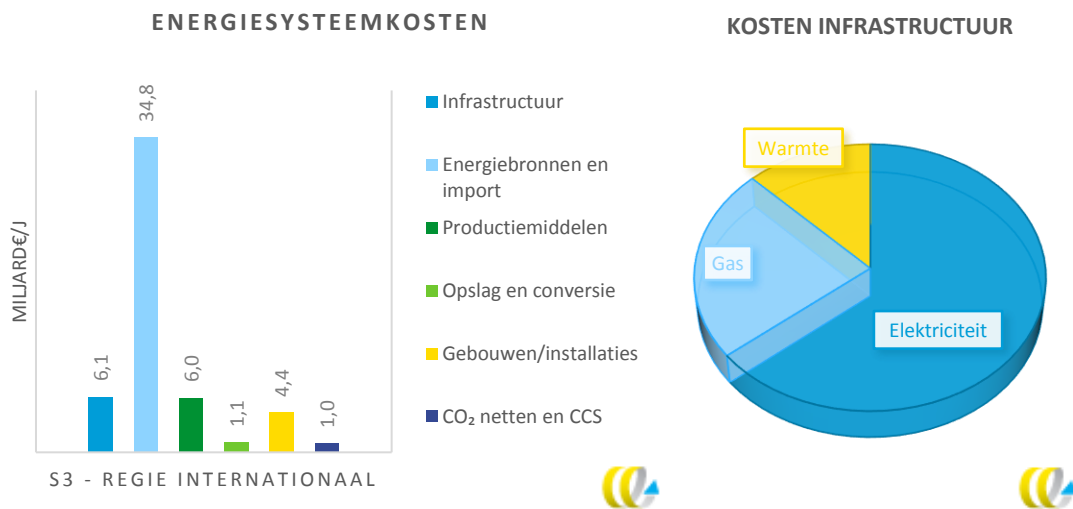
	Ruimtebeslag (in km ²)	Staat gelijk aan:
Elektriciteitsnet - HS ²⁶	15	
Gasnet - Transportleidingen	30	
Hoofdstations en distributiestations ²⁷	4	

Het ruimtebeslag voor de energie-infrastructuur is nauwelijks veranderd ten opzichte van nu. Wel heeft de import van biomassa gevolgen voor de havens en zal daar veel ruimte vragen.

5.6 Kosten en baten

De totale energiesysteemkosten²⁸ van dit scenario bedragen ongeveer 53 miljard euro per jaar voor het totaal van Nederland. Deze zijn in volgende figuur weergegeven, onderverdeeld naar de verschillende componenten van het energiesysteem. Dit betreft jaarlijkse kosten, exclusief belastingen en heffingen. Een deel van deze kostenposten gaan direct of indirect bij de burger neerslaan.

Wat opvalt is de relatief grote bijdrage aan de totale kosten van energiebronnen, deze zijn meer dan dubbel zo hoog als in de voorgaande twee toekomstbeelden. Dit komt door de omvangrijke import van energiebronnen. Daartegenover staat dat in dit scenario de kosten van infrastructuren en productiemiddelen (centrales, windparken) en opslag en conversie-eenheden (batterij-opslag, waterstofelektrolyse) veel beperkter zal zijn.



In dit scenario zijn de kosten van het energiesysteem voor een belangrijk deel bepaald door de kosten van de geïmporteerde CO₂-vrije energiedragers. Dit toekomstbeeld is dus OPEX-intensief. Prijsveranderingen hierin zullen dan ook direct doorwerken op de jaarlijkse kosten.

²⁶ De infrastructuur op HS is geraamd in Sijmons et al. 'Landschap en Energie'. In dit scenario verwachten we niet dat dit zich sterk anders zal gaan voordoen dan vandaag de dag.

²⁷ Informatie over ruimtebeslag stations verkregen van Liander, aangevuld met inschattingen. Zie verder vorige voetnoot.

²⁸ In deze studie wordt uitgegaan van nationale kosten. Bijlage A geeft de details van de afbakening en berekening.

De kosten van de energie-infrastructuur zijn, ten opzichte van het huidige kostprijsniveau, onder andere gestegen door het grotere aandeel warmtenetten en het geschikt maken van de gasnetten voor waterstof. Ze bedragen 11% van de totale systeemkosten.

De cumulatieve investeringsopgave t.b.v. de energietransitie bedraagt indicatief circa 80 miljard euro, waarvan circa 50% gemoeid is met de elektriciteit-, warmte-, gas en CO₂-infrastructuren, uitgaande van de kostenkennallen uit Bijlage A²⁹.

Naast de 'kosten' zijn er ook 'baten' van dit toekomstbeeld (zie ook Paragraaf 2.4). Het internationale scenario verschilt in macro-economische structuur van de andere scenario's. Er is een innovatieve op biograndstoffen gebaseerde industrie, die nieuwe, klimaatneutrale producten maakt. Dit zorgt voor een andere manier van waarde toevoegen. Voor de handelsbalans is relevant dat er wel energie wordt geïmporteerd. Er is dus een blootstelling aan internationale markten met dus ook de geopolitieke risico's. Doordat een groot deel van de kosten in dit scenario wordt veroorzaakt door operationele kosten van de import van energiedragers, zijn de kosten van het systeem gevoelig voor schommelingen in de prijs hiervan. Daarentegen is er een lagere blootstelling aan risico's op de kapitaalmarkt.

5.7 Conclusie voor de opgave

De energievoorziening in het internationale maatschappijbeeld samengevat in vijf punten:

- de internationale markt voor duurzame energiegrondstoffen ontwikkelen en gebruiken;
- gedeeltelijke aanpassing van het aardgasnet tot netten voor transport en distributie van waterstof en bio-syngas, naast groen gas;
- elektrificatie in vervoer, industrie en lage temperatuur warmte (hybride warmtepompen);
- zwaardere elektriciteitsnetten op alle niveaus om elektrificatie te kunnen faciliteren;
- groot aandeel variabele kosten en import-afhankelijkheid in het totale energiesysteem.

Nederland opereert in dit toekomstbeeld als handelsland op een wereldmarkt. Er is een rol voor de Rijksoverheid om een internationale markt in duurzame energiebronnen te ontwikkelen, via stabiele handelsrelaties en internationale samenwerkingsverbanden.

De grote import van onder andere biomassa in dit scenario is een 'achilleshiel' van dit toekomstbeeld: de duurzaamheid van de wereldwijde supply chains van biomassa en andere hernieuwbare energiegrondstoffen moet daarbij worden gegarandeerd. Het uitgangspunt zou moeten zijn dat de energietransitie in Nederland geen externe schade elders oplevert. Hier ligt een rol voor regie, door Nederlandse partijen, en ook in internationaal verband.

De transitie in onder andere de industrie zal niet vanzelf gaan, en vergt een langdurige oriëntatie. Ook hier ligt een regierol. De transformatie van huidige industriële netwerken naar biomassa-gebaseerde routes vergt een combinatie van samenwerken tussen bedrijven, het gericht aantrekken van nieuwe bedrijvigheid, ondersteund door innovatiebeleid.

De capaciteitsuitdaging voor de infrastructuur is minder groot dan in de voorgaande hoofdstukken behandelde toekomstbeelden. De ombouw van het aardgasnet naar netten voor transport en distributie van klimaatneutrale gassen zoals waterstof en bio-syngas is echter wel een flinke opgave. Daarnaast wordt in dit scenario ook warmtenetten aangelegd waar dat kosteneffectief is, wat investeringen behelst. Elektriciteitsinfrastructuur zullen op LS, MS, HS in gebieden moeten worden verzaamd in verband met de elektrificatie. Verandering van regulering is ook in dit scenariobeeld nodig om de gewenste systeemaanpassingen mogelijk te maken.

²⁹ Dit is een indicatie; om het nauwkeuriger te ramen moet een tijdspaanalyse worden uitgevoerd, waarbij de transitie wordt doorgemaakt terwijl de technieken een leercurve doormaken.



6 Toekomstbeeld 'Generieke sturing'

6.1 Maatschappij en besluitvorming

De Nederlandse overheden sturen stevig op CO₂-reductie, maar alleen via generieke instrumenten, zoals een algemene emissieheffing of een CO₂-taks, en niet via inhoudelijke keuzes voor specifieke oplossingen. Burgers en bedrijven accepteren niet dat de overheid bepaalde energieoplossingen stimuleert (of remt), dus alle technieken hebben een kans.



Het 'Generieke sturing' scenario beschrijft hiermee een toekomstbeeld waarbij de transitie in de energievoorziening tot stand komt via een meer organisch proces zonder gerichte regie van overheid. Partijen nemen zelf beslissingen over individuele *businesscases*, waar CO₂-beprijzing in meegenomen wordt. Voor de investeringen die partijen doen in klimaatneutrale technieken is rechtsbescherming cruciaal, daarom is het beleid ten aanzien van de heffingen voorspelbaar en de tarieven liggen ruim van tevoren vast.

Hoewel de tarieven voor emissieheffingen in de loop naar 2050 toe stijgen en een steeds steviger prikkel gaan geven, ligt het tempo van de veranderingen in dit maatschappijbeeld lager dan in de andere maatschappijbeelden. Dit komt omdat burgers en bedrijven de transitie vormgegeven via een groot aantal grotere en kleinere (her)investeringen. Hoewel de klimaatkosten meegenomen worden in investeringsbeslissingen, wordt niet altijd een CO₂-neutrale techniek verkozen. Energieoplossingen die op enig moment nog een onrendabele top lijken te hebben, ook na de CO₂-beprijzing, vallen af.

Het klimaatneutrale energiesysteem dat er uiteindelijk dan toch is, is in kleinere stapjes zonder grote, schoksgewijze veranderingen tot stand gekomen. Het bestaat uit een mix van decentrale, nationale, en internationaal energiebronnen, en lijkt in bepaalde opzichten op een door-geëvolueerd energiesysteem van 2017.

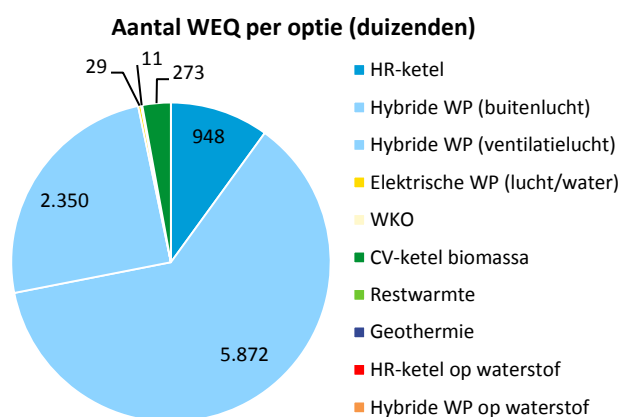
Burgers en bedrijven hebben geen grote problemen met CCS. CCS heeft daarom een grote rol in de industrie. De industrie is in kleine stapjes veranderd richting het 'Technology Progress'-scenario dat het Wuppertal Instituut heeft uitgewerkt voor het Rotterdamse haven-industriële cluster (Wuppertal Institute, 2016). Nieuwe bedrijfsvestigingen in de industrie komen niet, of slechts mondjesmaat van de grond omdat Nederland geen strategische vestigingslocatie is. De overblijvende industrie past - gestuurd door stevige emissieheffingen - de best beschikbare technologie toe, waardoor de energie-efficiëntie in de meeste industrietakken met 20-30% is verbeterd en er zo nog wel internationaal geconcurrereerd kan worden. De petrochemische industrie blijft voor een belangrijk deel bestaan, net als de raffinagecomplexen die zijn geïntegreerd met een petrochemisch cluster. Raffinaderijen die niet geïntegreerd zijn moeten wel sluiten, omdat er buiten de petrochemie slechts weinig vraag naar fossiele brandstoffen is. De totale industriële CO₂-emissies dalen met 85% ten opzichte van 2016 mede dankzij het fors toepassen van CCS. Er wordt 17 Mt CO₂ per jaar afgevangen, maar er blijven 8 Mt emissies over³⁰.

³⁰ De emissies die overblijven zijn wel duur, omdat de kosten van de uitstoot minstens 160 €/ton bedragen (scenario WLO Hoog, CPB; PBL, 2015). Dit kan het WLO-scenario '2 graden decentraal' oplopen tot 1.000 €/ton.

6.2 Veranderingen in energiefuncties

Bij **licht en kracht**³¹ daalt de vraag circa 25%, door efficiëntere apparaten en zuiniger processen. Daarnaast is er nog elektriciteitsvraag in de warmtevoorziening en voor elektrisch transport.

In dit toekomstbeeld kan Nederland energiebronnen voor de **lage temperatuur warmtevoorziening**³² importeren. Het kan dan gaan om vaste biomassa, voor pelletketels, maar het kan ook in de vorm van gasvormige dragers (groen gas, waterstof). Het gebrek aan gerichte sturing zorgt dat collectieve oplossingen niet worden gerealiseerd, ook niet wanneer deze kostenefficiënt zouden zijn. Tevens wordt er vanwege het gebrek aan regie geen werk gemaakt van het omschakelen van wijken van aardgas naar waterstof. De beschikbaarheid van biomassa en groen gas, tegen relatief beperkte kosten, zorgt er daarentegen voor dat de lage temperatuur warmtevoorziening vooral bestaat uit individuele oplossingen. De hybride warmtepomp op buitenlucht en de hybride warmtepomp op ventilatielucht, beide in combinatie met groen gas, blijken het meest verkozen en vormen de warmteoplossing voor ruim 80% van de aansluitingen. Daarna volgt de HR-ketel op groen gas. *All-electric*-aansluitingen komen door de verhoudingsgewijs hogere kosten nauwelijks voor. De afbeelding geeft de verdeling van warmteaansluitingen:



Noot: Definitie WEQ - woningequivalent: woning of 150 m² utiliteitsbouw.

De **energievraag van de industrie**³³ is niet heel wezenlijk anders dan vandaag. Er is nog een flink deel gebruik van 'conventionele' fossiele bronnen, dezelfde bronnen die nu ook in de industrie gebruikt worden, maar dan met CCS. De industrie past - gestuurd door stevige emissieheffingen - gericht de best beschikbare technologie toe, waardoor de energie-efficiëntie in de meeste industrietakken met 20-30% verbeterd door het autonoom toepassen van de best beschikbare technologie. Er zijn wel sluitingen van bedrijven. De petrochemie blijft grotendeels behouden, en tevens blijven de raffinage-complexen die verticaal zijn geïntegreerd met een petrochemisch cluster bestaan. Raffinaderijen die niet geïntegreerd zijn sluiten omdat de vraag naar fossiele brandstoffen zeer beperkt is. De totale industriële CO₂-emissies dalen met 85% ten opzichte van 2016 mede dankzij het fors toepassen van CCS, er wordt 17 Mt CO₂ per jaar afgevangen. Er blijven echter 8 mln ton emissies over. De emissies die overblijven zijn wel kostbaar voor de industrie om te compenseren, omdat de kosten van de

³¹ Bijlagen K en L gaan over de ontwikkelingen m.b.t. kracht en licht.

³² Bijlagen M tot en met S beschrijven de ontwikkelingen in de lage temperatuur warmtevoorziening.

³³ Bijlagen T tot en met W gaan in op de mogelijke ontwikkelingen over de HT-warmtevraag.

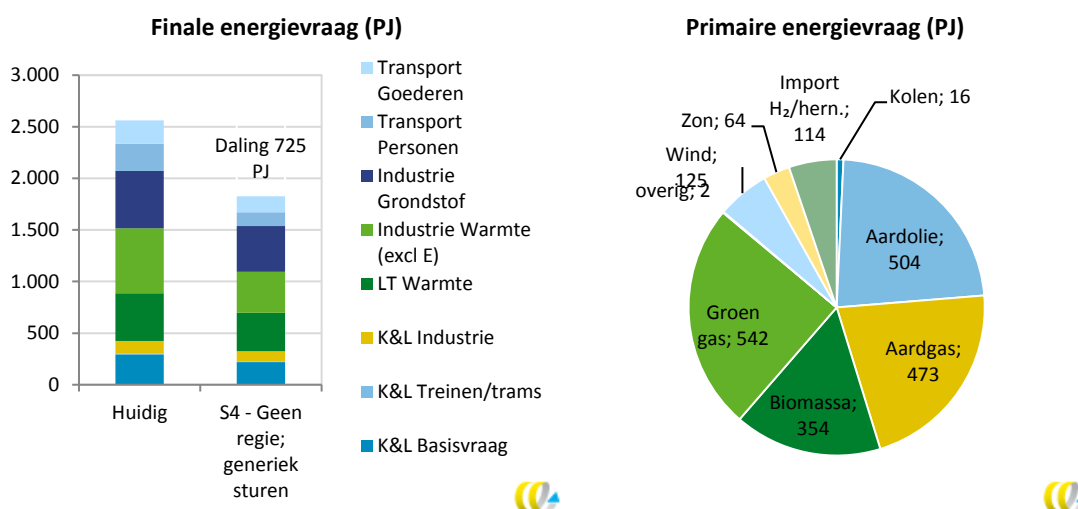
uitstoot minstens 160 €/ton bedraagt (Scenario WLO Hoog), maar dat kan oplopen tot 1.000 €/ton (WLO-scenario 2 graden decentraal).

Binnen **transport**³⁴ heeft personenvervoer een mix van 25% groen gas, 25% waterstof brandstofcel-elektrisch en 50% batterij-elektrisch. In het zware goederenvervoer hebben biobrandstoffen en groen gas beide een aandeel van 25% (verbrandingsmotor) en 50% is met waterstof (brandstofcel-elektrische aandrijving).

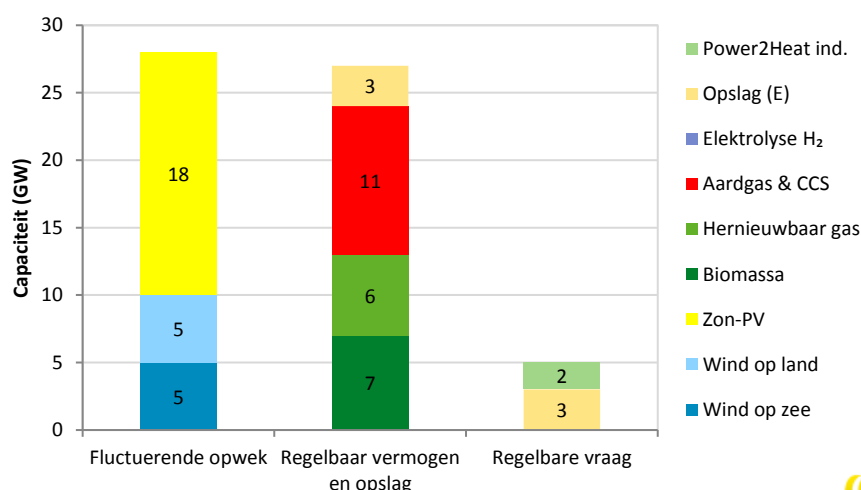
6.3 Energiebronnen en energiedragers; opwek en conversie

De volgende figuren tonen achtereenvolgens de ontwikkeling van de finale vraag in de energie-functies; de verdeling van primaire energiebronnen, en de opwekkingsmix voor elektriciteit die hierbij is verondersteld in dit toekomstbeeld. Zie Bijlage A voor de beschrijving hoe deze analyse is gedaan.

Figuur 14 - Finale energievraag per energiefunctie en verdeling van primaire energiebronnen (PJ/j)



Figuur 15 - Opgestelde capaciteiten aan variabele opwek, regelbaar vermogen, opslag en conversie (GWe)



³⁴ Bijlagen X tot en met AA gaan over mogelijke ontwikkelingen over de energievraag voor transport.



In dit toekomstbeeld is ondanks de veronderstelde stevige sturing met generieke instrumenten, de energievraag toch minder gereduceerd dan in de andere scenario's. Dit komt onder andere omdat de industriële processen een minder fundamentele transitie hebben ondergaan. De energievraag is met ongeveer een kwart gedaald ten opzichte van 2016.

Dat het importeren van hernieuwbare én fossiele energie mogelijk is in dit internationale scenario, is de opwekkingsmix heel anders dan in de toekomstbeelden 'regie regionaal' en 'regie nationaal'. Ten opzichte van het beeld 'internationaal' is de rol van CCS in dit toekomstbeeld groter, met een grotere rol voor aardgas + CCS. Fluctuerende energiebronnen zoals zon en wind leveren een bijdrage van circa 8% aan de totale energiemix, de rest komt van energiebronnen die voor het overgrote gedeelte zullen worden geïmporteerd, zowel hernieuwbaar (biomassa en groen/hernieuwbaar gas) als fossiel. De opwekkingsmix voor elektriciteit laat nu ook zien dat de balans tussen vraag en aanbod wordt gehandhaafd zoals dat vandaag de dag ook gebeurt: met regelbare centrales.

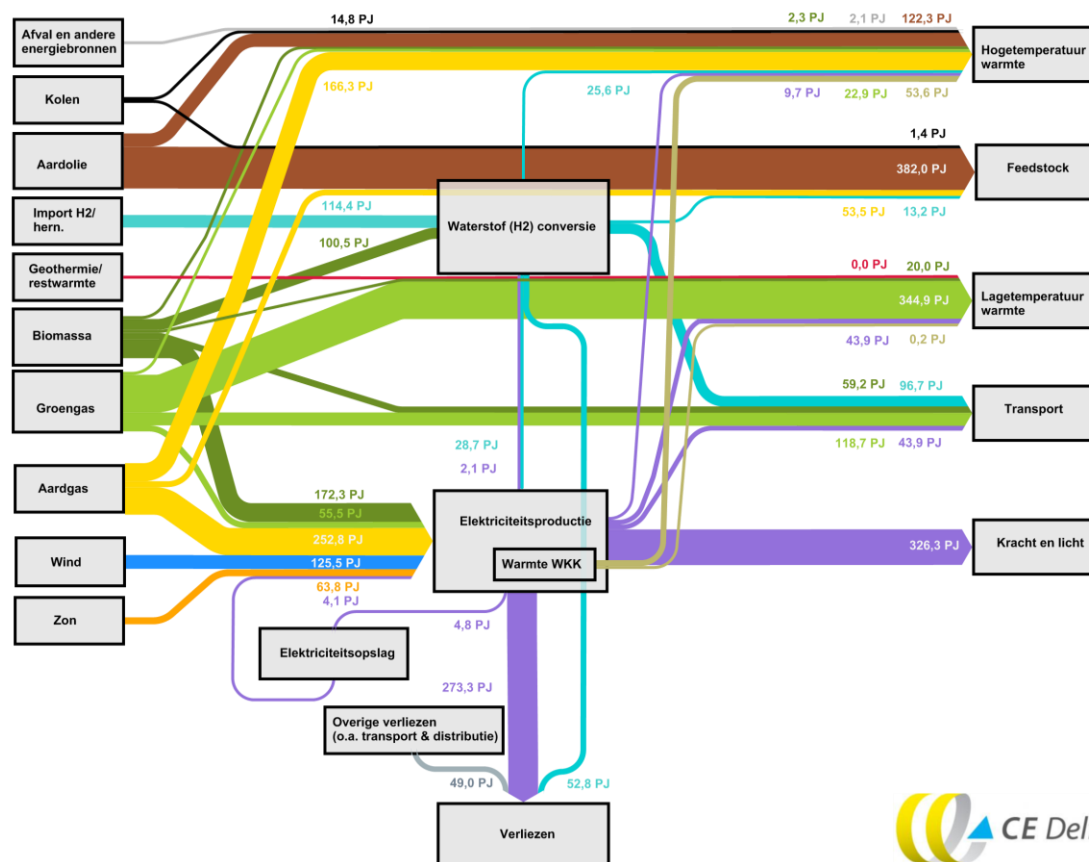
Het Sankey-diagram in Figuur 16 laat zien hoe de energiestromen lopen. De energiestromen zien er behoorlijk anders uit dan in de zelfvoorzienende toekomstbeelden (regionaal en nationaal) en in het internationale beeld. Ten opzichte van de regionale en nationale scenario's valt op dat er een veel groter aandeel hernieuwbare energie uit groen gas en biomassa wordt gebruikt. Het gebruik van fossiele energie (met CCS), aardolie en aardgas, is in dit scenario nog groot. Dit heeft te maken met het industrie scenario waarin in dit scenario de huidige petrochemische industrie min of meer blijft voortbestaan, onder toepassing van best beschikbare technologieën end of pipe oplossingen zoals CCS. Daarnaast is er voor aardgas een rol in elektriciteitsproductie. Wind en zon spelen in dit beeld geen grote rol.

De totale jaarlijkse vraag naar elektriciteit bedraagt 420 PJ, wat precies hetzelfde is als de huidige elektriciteitsvraag. De efficiencyverbetering is in dezelfde orde van grootte als de nieuwe vraag (elektrisch vervoer, industrie).

De productie van elektriciteit geschiedt met een mix van bronnen, waarbij aardgas met CCS de grootste is. De vraag naar waterstof is in dit scenario beperkt tot 160 PJ. Waterstof is in dit beeld vooral voor transport belangrijk is maar speelt daarbuiten geen grote rol. Het waterstof wordt vooral geïmporteerd en uit biomassa gemaakt.

De hoeveelheid biomassa die wordt geïmporteerd (voor alle functies) is gerelateerd aan de mondiaal beschikbare hoeveelheden, zie Bijlage F.

Figuur 16 - Sankey-diagram van de energiestromen (in PJ/j) voor toekomstbeeld 'Generieke sturing'



6.4 Energie-infrastructuur, lokale effecten

Het beeld van Nederland verandert nauwelijks in dit toekomstbeeld: geen verdere toename van windturbines op land, wel veel zon-PV op daken, maar geen zonneweides en geen opslagsystemen. Installaties bij huishoudens en bedrijven zullen stapsgewijs steeds meer vervangen worden door klimaatneutrale, zuinige installaties. De gasinstallaties bij de huishoudens zijn geschikt voor groen gas en de bedrijven zullen aardgas met CCS gebruiken.

Lokaal en regionaal wordt beperkt elektriciteit geproduceerd, maar door de onzekerheid wat burgers en bedrijven op basis van de CO₂-prikkel daadwerkelijk gaan doen, moeten netbeheerders in de aanloop naar 2050 rekening houden met veel eigen opwekking op lokaal niveau. Daarvoor is verzwaring van de elektriciteitsnetten op alle niveaus nodig (LS- en MS-factor 2).

Door de gedeeltelijke elektrificering van het personenvervoer zal een net van laadpunten ontstaan.

Tabel 8 - Benodigde capaciteiten elektriciteitsnet 2050

Capaciteit [GW]	Huidig		2050	
	Productie	Vraag	Productie	Vraag
Wind op Zee	1		5	
Hoogspanning	20	5	20	10
Middenspanning	6	10	20	20
Laagspanning	0	11	17	15



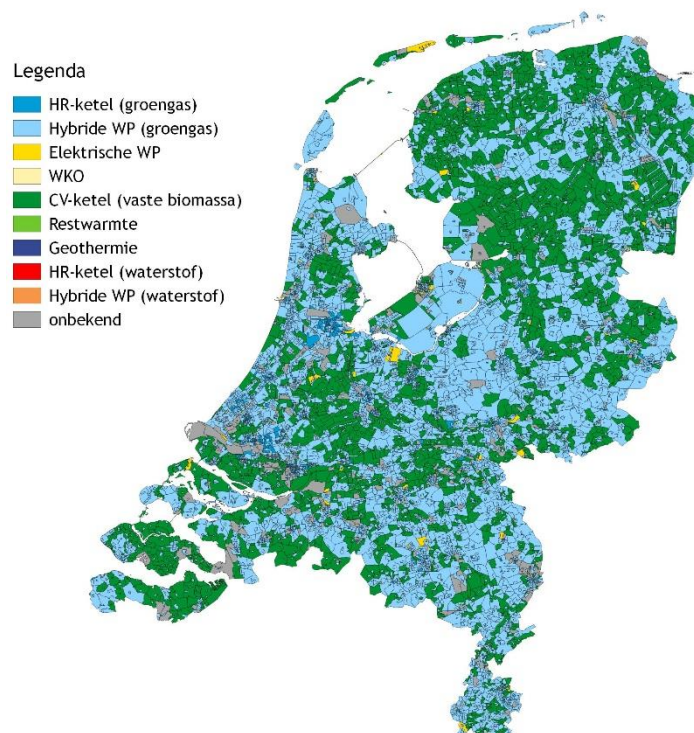
In de woonwijken zal het gasnetwerk blijven bestaan zoals het nu bestaat en groen gas gaan distribueren in plaats van aardgas. Warmtenetten met lokale warmtebronnen, geothermie en restwarmte van bedrijven en de industrie, komen nauwelijks voor.

Gasnetten zullen geschikt worden gemaakt voor de invoeding van groen gas, en op het landelijke niveau ook voor waterstof, omdat het zeer goed mogelijk is dat er veel waterstof wordt geïmporteerd. Het gasnet zal niet hoeven worden uitgebreid.

Hoewel de gasnetten in ieder geval op transportniveau geschikt gemaakt zijn voor waterstof, vindt er in dit scenario geen transitie naar de toepassing van waterstof in woonwijken plaats, want dit zou een niveau van regie behelzen.

Figuur 17 toont de verdeling van de oplossingen voor de lage temperatuur warmtevoorziening per wijk.

Figuur 17 - Lage temperatuur warmtevoorziening in het maatschappijbeeld 'Generieke sturing'



6.5 Effecten op ruimte

De inpassing in dit systeem vergt slechts een bescheiden extra ruimtebeslag vergeleken met het ruimtebeslag van het energiesysteem zoals we dat vandaag de dag kennen.

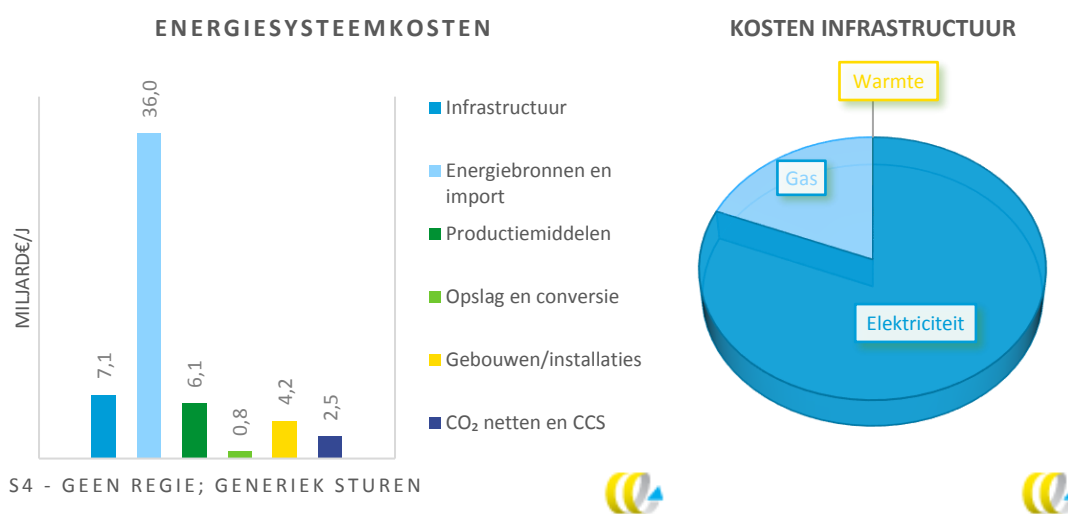
De onderstaande tabel geeft een aantal indicatoren voor de hoeveelheid ruimte die gemoeid is met de lokale en nationale duurzame energie opwek, alsmede een indicatie van het ruimtebeslag van de infrastructuurcomponenten. Het gaat hier dan om het bovengrondse ruimtebeslag, waarbij de zichtbare uitstraling groter is. En daarnaast is er ook nog een ondergronds ruimtebeslag.

Tevens zal de import van biomassa toenemen en vooral in de havens z'n effect hebben en veel ruimte vergen.

	Ruimtebeslag (in km ²)	Staat gelijk aan:
Wind op zee	650	1% van het Nederlands deel van de Noordzee, of 30% van de Waddenzee (het Nederlandse deel).
Wind op land	700	2% Nederlands landoppervlakte. Dit staat ook gelijk aan de helft van de oppervlakte van provincie Utrecht.
Zon-PV en zonneweides	(190)	
...waarvan op daken	90	23% van het totale dakoppervlakte van woningen en utiliteitsgebouwen.
...waarvan in veldopstellingen	90	1% van het grasland in Nederland, dit is ook gelijk aan de helft van de grondoppervlakte van de gemeente Haarlemmermeer.
Elektriciteitsnet - HS ³⁵	15	
Gasnet - Transportleidingen	30	
Hoofdstations en distributiestations ³⁶	7	

6.6 Kosten en baten

De totale energiesysteemkosten³⁷ van dit scenario bedragen ongeveer 56 miljard euro per jaar voor het totaal van Nederland. Deze zijn in de onderstaande figuur weergegeven, onderverdeeld naar de verschillende componenten van het energiesysteem. Dit betreft jaarlijkse kosten, exclusief belastingen en heffingen. Een deel van deze kostenposten gaan direct of indirect bij de burger neerslaan.



Wat opvalt is de relatief grote bijdrage aan de totale kosten van energiebronnen, deze zijn meer dan dubbel zo hoog dan in de nationaal zelfvoorzienende toekomstbeelden. Dit komt door de omvangrijke import van energiebronnen. Daartegenover staat dat in dit scenario de kosten van infrastructuur en productiemiddelen (centrales, windparken) en opslag en conversie-eenheden (batterij-opslag,

³⁵ De infrastructuur op HS is geraamd in 'Landschap en Energie' (Sijmons, Dirk; Hugtenburg, Jasper; Hoorn, Anton van;, 2014). We verwachten dat het ruimtebeslag van (E)HS in 'generiek sturen' niet sterk vergroot wordt.

³⁶ Informatie over ruimtebeslag stations verkregen van Liander, aangevuld met inschattingen. Op middenspanning en laagspanning wordt in dit scenario het net sterker verzwaid, wat een vergroot ruimtebeslag geeft in vergelijking met het internationale beeld.

³⁷ In deze studie wordt uitgegaan van nationale kosten. Bijlage A geeft de details van de afbakening en berekening.

waterstofelektrolyse) beperkter zal zijn. De kosten van de energie-infrastructuur zijn - in verband met de moeilijkheid voor de netbeheerder in de periode tot 2035 - circa tweemaal zo hoog als de huidige kosten van infrastructuur, en bedragen 13% van de totale systeemkosten.

Dit toekomstbeeld is OPEX-intensief, waarbij de kapitaalinvesteringen lager zijn. De cumulatieve investeringsomvang t.b.v. de energietransitie bedraagt indicatief circa 90 miljard euro, waarvan circa 60% gemoed is met de elektriciteit-, warmte-, gas en CO₂-infrastructuren, uitgaande van de kostenkennallen uit Bijlage A³⁸.

In dit scenario zijn de kosten van het energiesysteem dus grotendeels bepaald door de kosten van de geïmporteerde CO₂-vrije energiedragers. Prijsveranderingen hierin zullen dan ook direct doorwerken op de jaarlijkse kosten.

De kosten voor CO₂ netten en het afvangen van CO₂ zijn ook een duidelijke bijdrage in dit scenario.

Naast de 'kosten' zijn er ook 'baten' van dit toekomstbeeld (zie ook Paragraaf 2.4). Het 'Generieke sturing' scenario verschilt in macro-economische structuur van de andere scenario's. Een industrie die zich niet fundamenteel ontwikkelt richting klimaatneutraal en slechts beperkt innoveert, zal kwetsbaar zijn. Voor de handelsbalans is relevant dat er wel energie wordt geïmporteerd. Er is dus een blootstelling aan internationale markten met dus ook de geopolitieke risico's. Doordat een groot deel van de kosten in dit scenario wordt veroorzaakt door operationele kosten van de import van energiedragers, zijn de kosten van het systeem gevoelig voor schommelingen in de prijs hiervan. Daarentegen is er een lagere blootstelling aan risico's op de kapitaalmarkt. Op een aantal subjectieve gebieden scoort dit scenario wel goed. Er is bijvoorbeeld minder gerichte overheidsbemoedienis met het energiesysteem, wat veel vrijheid laat aan burgers om te doen wat zij willen.

6.7 Conclusies voor de opgave

De energievoorziening in het maatschappijbeeld met generieke sturing samengevat in zes punten:

- duidelijke en sterke generieke instrumenten die sturen op CO₂-reductie;
- de transitie richting 2050 verloopt relatief langzaam, en er is minder zekerheid dat de CO₂-ambities op tijd worden bereikt;
- beperkte aanpassing van het aardgasnet tot netten voor transport en distributie van waterstof en bio-syngas, grote rol voor groen gas;
- CCS is onderdeel van de oplossing;
- groot aandeel variabele kosten in het totale energiesysteem;
- onduidelijkheid van ontwikkelingen zorgt ervoor dat netbeheerders meerdere infrastructuren tegelijk moeten faciliteren en netten zwaarder moeten dimensioneren.

Het generiek sturen vraagt om duidelijke en sterke instrumenten, die aan alle economische verkeer en alle beslissingen, op microniveau een krachtige prikkel geeft die er toe leidt dat hernieuwbare energie en CO₂-neutrale dragers worden gebruikt, ook bij eindgebruikers en doelgroepen die weinig affiniteit of kennis van het onderwerp hebben.

De snelheid van de transitie is in dit scenario een aandachtspunt. Teneinde de decarbonisatie-doelstelling in 2050 te halen moet een groot aantal individuele investeringsbeslissingen genomen worden, waarbij marktpartijen en burgers uit CO₂-neutrale technieken moeten kiezen. Dit geldt in alle scenario's maar in dit scenario wordt de investeringsbeslissing uitsluitend middels CO₂-prijsprikkel beïnvloed. Dit vereist een tijdig en krachtig prijssignaal dat niet ter discussie staat, om niet alleen de koplopers ('early adopters') maar ook het peloton en de achterblijvers ('laggards') in beweging te

³⁸ Dit is een indicatie; om het nauwkeuriger te ramen moet een tijdspaanalyse worden uitgevoerd, waarbij de transitie wordt doorgemaakt terwijl de technieken een leercurve doormaken.



krijgen. Als het prijssignaal niet tijdig gegeven wordt, dan moet de prijs te snel oplopen aan het einde van de periode tot 2050, leidend tot economische inefficiënties (kapitaalvernietiging) ofwel het niet behalen van de doelstelling.

CCS-infrastructuur is nodig in dit scenario. Er zal een CO₂-infrastructuur moeten worden ontwikkeld, ten behoeve van de bedrijven die hier gebruik van willen maken. De overheid kan hier wel in faciliteren of mee-investeren, om te borgen dat er een goede markt ontstaat voor CO₂-transport, en dat de alle partijen die dat willen van deze infrastructuur gebruik kunnen maken tegen eerlijke kosten.

Nederland opereert ook in dit toekomstbeeld als handelsland op een wereldmarkt. In dit kader is de grote import van biomassa een gevoelig punt: de duurzaamheid van de wereldwijde supply chains van biomassa en andere hernieuwbare energiegrondstoffen moet daarbij worden gegarandeerd. Het uitgangspunt zou moeten zijn dat de energietransitie in Nederland geen externe schade elders oplevert. Dit vraagt om aanvullende beleidsinstrumenten naast sturen op binnenlandse CO₂-emissies.

Voor de infrastructuur geldt dat realisering van dit toekomstbeeld voor netbeheerders een lastige opgave is, omdat er gedurende de transitie langdurig onduidelijkheid zal blijven in welke klimaat-neutrale energieoplossingen eindgebruikers zullen gaan investeren. Doordat zowel gas- als elektriciteitsnetten niet heel snel gerealiseerd kunnen worden, zullen de netbeheerders met een veelheid aan opties rekening moeten houden.

In feite komt dit erop neer dat netbeheerders in zekere zin met alle eerder behandelde toekomstbeelden - 'regie regionaal', 'regie nationaal', en 'internationaal', rekening zullen moeten houden (maar dan zonder de extremen in wind op zee, op land of zon-PV). Dat betekent dat netbeheerders toch fors zullen gaan verzwaren, op alle niveaus.

Pas rond 2035 zal bezien kunnen gaan worden in welke richting de transitie nu feitelijk tendeert. Tegen die tijd zal een deel van de netten overgedimensioneerd zijn - maar welk deel is op voorhand niet te voorspellen.

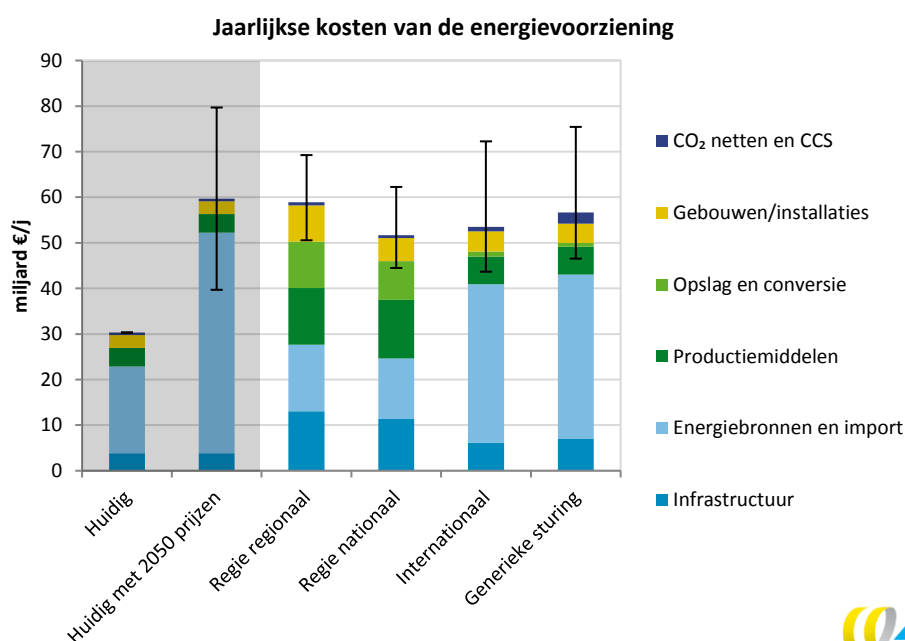


7 Conclusies

7.1 De netbeheerders houden veel wegen open

Om in 2050 een CO₂-neutrale samenleving te bereiken, zal de energievoorziening de komende decennia ingrijpend moeten veranderen. Maar hoe precies deze energietransitie vorm moet krijgen, is nu nog onduidelijk. Met verschillende scenario's proberen de beheerders van het energienet in Nederland daarom grip te krijgen op de mogelijke ontwikkelingen. Want de transitie zal de energie-infrastructuur voor de 2050 bepalen. En de investeringskeuzes van de netbeheerders kunnen de transitie versnellen.

Er staan veel wegen open om het doel van een klimaatneutrale energievoorziening te realiseren waarbij de soort bronnen en mate van import sterk verschillen. De totale kosten van elk beeld verschillen niet noemenswaardig; de kosten stijgen grofweg met 25 tot 30 miljard euro per jaar. Maar dat geldt ook voor een business as usual toekomstbeeld zoals in volgende figuur weergegeven. De onzekerheden zijn erg groot waarbij de toekomstbeelden met veel import gevoelig zijn voor de prijs van CO₂-vrije brandstoffen op de wereldmarkt, en de toekomstbeelden met regionale of nationale zelfvoorzienendheid gevoelig zijn voor kapitaalkosten. Het aandeel infrastructuur en energiebronnen verschilt echter wel sterk (van 13 tot 23%).



Voor alle toekomstbeelden geldt dat er naast de kosten ook (maatschappelijke) baten zijn zoals werkgelegenheid, luchtkwaliteit, beperken van klimaatverandering, deze verschillen in de scenario's. Deels liggen ze ook in de risico-sfeer (geopolitiek, energie-zelfvoorzienendheid, mate aan blootstelling van prijsvolatiliteit energiedragers). Op basis van een nauwe beschouwing van alleen de systeemkostenkant kan geen oordeel gevormd worden over de aantrekkelijkheid van de geschetste scenario's.

In de beelden “regionaal” en “nationaal” wordt de infrastructuur voor elektriciteit en warmte fors uitgebreid. Er is behoefte aan veel eigen energieproductie, dus de netten moeten deze vraag aankunnen. In de beelden “internationaal” en “generiek” groeit de duurzame elektriciteitsproductie slechts beperkt.

Tabel 9 - Benodigde capaciteiten elektriciteitsnet 2050

Capaciteit [GW]	Huidig	Regie regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Wind op Zee	1	26	53	6	5
Hoogspanning	20	36	57	18	20
Middenspanning	10	53	22	10	20
Laagspanning	11	24	13	11	15

Als er niet wordt gekozen, moeten de netbeheerders zich voorbereiden op bijvoorbeeld het beeld “regionaal” terwijl misschien over dertig jaar blijkt dat het beeld “internationaal” is gerealiseerd. Daar is veel minder infrastructuur voor nodig, wat leidt tot hogere maatschappelijke kosten. In het toekomstbeeld “generieke sturing” zijn deze kosten opgenomen voor de infrastructuur.

Er zijn kortom veel mogelijkheden om een klimaatneutrale energievoorziening te realiseren. Elk met verschillen in kosten, acceptatie bij de burgers, snelheid van realisering, en ook in baten, zoals mogelijkheden voor business en banen.

- In de beelden “Regie regionaal” en “Regie nationaal” is het mogelijk om te sturen op een energiesysteem dat goeddeels draait op Nederlandse hernieuwbare energie, hetzij via een mix van decentrale en centrale technieken, dan wel via een mix van centrale technieken met vooral veel wind op zee.
- In het beeld “Internationaal” kan de energietransitie via geïmporteerde bronnen plaatsvinden, waarbij de investeringen in elektriciteitsnetten en andere harde assets veel lager zijn.
- In het beeld “Generieke sturing” zal naast import ook fossiel + CCS een belangrijke optie zijn. Daarom is een keuze nodig over de rol van de netbeheerders bij het transport en opslag van CO₂. Als CO₂-opslag vanaf 2020 een rol van betekenis moet gaan spelen (toekomstbeeld 1 en 2 is die rol zeer beperkt, maar in toekomstbeeld 4 fors), dan moet die eventuele rol van de netbeheerder snel duidelijk zijn.

7.2 Elektriciteit én CO₂-vrij gas zijn de energiedragers voor de toekomst

Omdat de energiebronnen klimaatneutraal worden (zon, wind, biomassa, aardgas + CCS) zullen ook de energiedragers gas, elektriciteit en warmte klimaatneutraal worden. De afgelopen jaren is helder geworden dat de inzet van zon en wind z'n beperkingen heeft, zowel in volume (het is niet mogelijk om de hele Nederlandse energievraag met zon en wind te dekken) als in balancering van vraag en aanbod op elk moment. Daarom zal hernieuwbaar gas een belangrijke rol spelen. Gas is een kosteneffectieve oplossing om energieoverschotten langdurig op te slaan. Flexibiliteit (bij tekort: vraag verschuiven, bij overschot: extra vraag creëren zoals warmtebuffering, power-to-heat) zal bijdragen aan de optimalisering van de kosten van het elektriciteitssysteem. Het zal echter nauwelijks een oplossing zijn voor de situatie dat er zeer weinig productie van elektriciteit uit zon en wind is. Daarvoor zullen voldoende centrales (thermisch vermogen met hernieuwbare brandstof) beschikbaar moeten blijven. Het gaat om centrales van in totaal circa 20 GW (net zoveel als de huidige kolen- en gascentrales) die in een gering aantal uren per jaar de investering moeten terugverdienen. In de transportsector nemen hernieuwbare gassen (biogas, waterstof) samen met elektriciteit de rol van benzine en diesel over.

Er treden forse veranderingen op in alle vraagfuncties (industrie, lage temperatuurverwarming, vervoer, kracht & licht), waarbij substitutie door elektriciteit een duidelijke trend is. Een forse toename van elektriciteit uit zon en wind is een robuuste ontwikkeling. Zodra er echter steeds meer capaciteit voor wind en zon bij komt, zal op een gegeven moment een substantieel deel van de jaarproductie niet meer rechtstreeks gebruikt kunnen worden omdat die niet gelijk met de vraag naar elektriciteit plaatsvindt. De capaciteiten aan productievermogen, flexibel vraagvermogen en opslagvermogen verschillen sterk per toekomstbeeld.

Tabel 10 - Elektriciteitsaanbod, flexvraag en flexopties 2050

Vermogen (GW)	Toekomstbeeld Regie regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Elektriciteit				
Zon-PV	84	34	16	18
Wind op land	16	14	5	5
Wind op zee	26	53	6	5
Flexvraag	140	120	10	5
Opslag	63	50	5	3

De huidige tariefstelling voor infrastructuur zorgt niet voor de aanleg van een optimale infrastructuur. Om 84 GW zon-PV te bewerkstelligen zal zonder aanpassing van de huidige vrijstelling van transportkosten voor producenten de capaciteit moeten verviervoudigen terwijl het aantal uren dat deze capaciteit wordt gebruikt zeer klein is. De huidige prikkels naar de gebruikers zijn niet zodanig dat die hun vraag (of eigen productie) aanpassen. Het regulerend kader moet daarom in alle toekomstbeelden worden aangepast.

Zonder aanpassing van de regulering zorgt het gelijktijdig gebruik van warmtepompen én elektrisch vervoer daarnaast in alle toekomstbeelden voor een forse verzwaring van de netten. Met de huidige tarieven kunnen gebruikers met deze apparatuur zonder extra kosten het net gebruiken terwijl de gelijktijdigheid sterk toeneemt en de kosten over alle gebruikers worden uitgesmeerd. Er zal nagedacht moeten worden of deze gebruikers niet een prikkel moeten krijgen door de extra kosten ook aan hen toe te rekenen.

De kostprijs van elektriciteit wordt niet, zoals sommigen denken, nihil. Zelfs bij goedkope productie uit zon en wind (1-5 ct per kWh) is ook elektriciteit nodig op momenten dat de zon niet schijnt en de windturbines niet draaien. Die elektriciteit is relatief duur want die wordt uit opslag geleverd of door regelbare centrales die in het regionale en nationale toekomstbeeld niet veel draaiuren maken. De productiekosten in het internationale en generiek sturen beeld liggen hoger door de hogere brandstof- en CCS-prijzen.

In het algemeen kan de kostprijs van elektriciteit (zonder belastingen) van de huidige 4-5 ct per kWh in alle toekomstbeelden toenemen tot wel 6-10 ct/kWh. De netkosten zijn daarbij nog niet inbegrepen. Deze kosten kunnen stijgen tot 3 ct-5 ct/kWh in het generiek sturen scenario. Daarbij zijn de kosten voor het openhouden van de verschillende opties inbegrepen.

Elektriciteit	Toekomstbeeld			
	Regie regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Vraag (TWh)*	280 (165*)	336 (151*)	116 (109*)	118 (118*)
Productiekosten** (€ct/kWh)	5,6	4,5	9,8	10,7
Opslagkosten*** (€ct/kWh)	1,6	1,0	0,3	0,2
E-infrakosten**** (€ct/kWh)	3,3	2,8	3,3	4,8

* De getallen betreffen de totale vraag inclusief de vraag van elektrolyse. De getallen tussen haakjes betreft de vraag voor eindgebruik exclusief de inzet van elektrolyse en conversie naar H₂. Eén TWh staat gelijk aan een miljard (10⁹) kWh, of 3,6 PJ.

** De productiekosten betreffen de kosten van productiemiddelen elektriciteit (centrales en zonne-en windparken) en de kosten voor de inzet van de brandstoffen.

*** De opslagkosten betreffen de kosten van de batterij-opslagsystemen; waterstofconversie. De kosten van gasbuffers zijn bij 'gas' geteld.

**** De kosten voor infrastructuur zijn weergegeven als de totale nationale infrastructuurkosten gedeeld door het volume aan geleverde elektriciteit. Deze weergave is dus niet hoe infrastructuurkosten momenteel in rekening worden gebracht.

Ombouw aardgas naar hernieuwbaar gas

Ondanks een toename van de elektrificatie zullen ook nieuwe schone gassen nodig zijn om de huidige fossiele brandstoffen in met name de industrie en het vervoer te vervangen. Het aardgas zal geleidelijk worden vervangen door meerdere CO₂-vrije gassen zoals groen gas, waterstof, biogas en bio-syngas (H₂ en CO van biogene herkomst).

De belangrijke toekomstige rol van waterstof in de industrie is eigenlijk geen onzekerheid meer, met de concrete projecten die momenteel tussen industriële clusters in Rotterdam, Zeeland en Groningen worden vormgegeven.

In de woonwijken, waar het aardgas vervangen wordt door een klimaatneutraal gas, zal de transitie schoksgewijs gaan doordat van de ene op de andere dag moet worden overgeschakeld van aardgas naar bijvoorbeeld waterstofgas. In het landelijke net kan het meer stapsgewijs gaan doordat parallelle transportpijpleidingen één voor één overschakelen van aardgas naar waterstof of syngas en er daarnaast ook nieuwe dedicated transportleidingen zullen worden aangelegd.

De rol van gasnetten zal dus sterk veranderen. Distributie van *aardgas* zal niet meer voorkomen. In gebieden met collectieve systemen (vooral in toekomstbeeld Regionaal) zal gasdistributie naar huizen verdwijnen, meteen bij de aanleg van een warmtenet, of na een overgangperiode. In andere toekomstbeelden zal de gasinfra worden omgebouwd naar distributie/transport van hernieuwbare gassen, zoals waterstof.

De hoeveelheid te transporteren en distribueren gas verschilt sterk per toekomstbeeld, van 750 PJ in het beeld Regionaal tot 1500 PJ in beeld Generiek. Het gaat hier om het totaal aan gasvormige energiedragers, dus zowel aardgas, groen gas en waterstof. De manier waarop verschilt sterk per scenario. Zo gaat er in de beelden Nationaal en Internationaal waterstof naar de stedelijke distributie, terwijl in de beelden Regionaal en Generiek een rol is weggelegd voor groen gas.

De kosten van gas stijgen van € 5 per GJ (15 ct per m³) naar 12-25 € per GJ.

Tabel 11 - Totaal gasvormige energiedragers (aardgas, groen gas, waterstof)

Gas	Toekomstbeeld Regie regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Eindverbruik* (PJ)	750 (500)	900 (700)	1100 (850)	1500 (1200)
Productie** (€/GJ)	25,0	21,8	17,7	12,5
(€/m ³ , excl belastingen)	0,75	0,60	0,50	0,40
Opslag (€/GJ)	0,7	0,7	0,5	0,4
Infra (€/GJ)	1,7	1,9	1,6	1,2

* Het eindgebruik in PJ betreft het totaal aan gasvormige dragers dat finaal wordt verbruikt, in een van de energiefuncties en als input voor elektriciteitsproductie. Het getal in haakjes betreft het totaal exclusief gebruik voor elektriciteitssector.

** Kosten voor CCS zijn hierbij niet inbegrepen (er is een deel inzet van aardgas met CCS in alle scenario's).

De Rijksoverheid zal een keuze moeten maken tussen meer regie met duidelijkheid over de vraag waar en wanneer gasnetten verdwijnen en aan de andere kant meer keuzevrijheid voor energiegebruikers. De regelgeving zal aangepast moeten worden zodat het mogelijk wordt om gasnetten met andere kwaliteiten toe te passen.

De gasnetten zullen geschikt gemaakt moeten worden voor waterstof t.b.v. levering en opslag-faciliteiten. Dit geldt in ieder geval voor transportleidingen (GTS) maar mogelijk ook voor netten voor de distributie. De transportleidingen zullen ook verschillende andere CO₂-neutrale gasnetten moeten vervoeren.

Voor de warmtevraag in de gebouwde omgeving zal met vele lokale partijen gezocht gaan worden naar de beste invulling per locatie. Onderdeel hiervan is een optimaal gebruik van de gasinfrastructuur om tegen de laagste maatschappelijke kosten en met het grootst mogelijke draagvlak de verwarming klimaatneutraal te maken.

De distributie en eindtoepassing van waterstof, inclusief verbranding in hybride-warmtepomp (en HR-ketel) is onderdeel van een aantal beelden. Dit kan een kansrijke en betrekkelijk kosteneffectieve optie zijn, maar er is nog wel R&D en innovatie nodig om dit te verwezenlijken (technische- en veiligheidsaspecten). Nederland vervult op dit gebied nu al wel een voortrekkersrol met de ontwikkelingen in de industrie.

Warmtenetten

Vooral toekomstbeeld Regionaal vergt forse investeringen in warmtenetten. In de beelden Nationaal en Internationaal is er een beperkte, maar wel grotere dan de huidige rol voor warmtenetten. Duidelijkheid over het transport van warmte, en ook over de rol van netbeheerders daarbij is noodzakelijk. Het huidige wettelijk kader lijkt niet toereikend (ook niet de vernieuwde Warmtewet) om een belangrijke rol voor warmtelevering mogelijk te maken. De vraag is of netbeheerders een rol moeten spelen bij de aanleg en het beheer van transportnetten, inclusief het systeembeheer.

De winterpiek - het overbruggen van de seizoenen met opslag

De netbeheerders (gas, elektriciteit en warmte) moeten ervoor zorgen dat ze ook in extreme situaties, zoals langdurige koude periodes voldoende energie leveren. Dat is een uitdaging. Want veel mensen hebben de indruk dat met name bij de verwarming van gebouwen de elektriciteit die zomers te veel is opgewekt in de winter gemakkelijk van het net kan worden gehaald. Maar een koude winter, met gedurende langere tijd geen zon en weinig wind zal ondanks de klimaatverandering toch regelmatig voor blijven komen. Seizoensopslag en productie van elektriciteit voor deze extreme momenten zijn wezenlijke uitdagingen waarbij het de vraag is of de markt daar met de huidige regels mee uit de voeten kan.

In alle scenario's is een vergroting van de seizoensopslag nodig. Dat is altijd in de vorm van gasvormige drager in lege gasvelden of zoutcavernes, en betreft een volume van 9-11 miljard m³ (aardgas-equivalent).

In alle toekomstbeelden is een omvangrijk productie-park van snel reagerende elektriciteitscentrales (gasturbines, gasmotoren) inbegrepen, dit is naast opslag in accu's nodig om periodes zonder hernieuwbare productie te overbruggen.

De zomerpiek met veel (over)productie van hernieuwbaar kan voor problemen zorgen als er onverwachtse fluctuaties zijn. In de beelden met veel hernieuwbare energie zorgt de opslag in accu's voor opvangen van korte termijn terugval van hernieuwbaar. Overschotten kunnen worden geladen, omgezet in warmte, of uiteindelijk worden 'gecurtailed'.

Grondstoffen

Als ook de productie van grondstoffen verduurzaamt, zoals de inzet van waterstof voor kunstmest en chemische industrie, kan de vraag naar elektriciteit en/of waterstof fors toenemen. Bovendien zou deze switch een belangrijke stap voor de vergroting van het aandeel van waterstof als energiedrager kunnen zijn. In het meest extreme scenario staat 58 GW offshore windvermogen opgesteld, die dan grotendeels gebruikt wordt om waterstof te maken voor de verschillende energiefuncties. Zeker is dat allerm minst. Want ook biomassa kan als substituu t gaan optreden en dat heeft dan weer weinig gevolgen voor de gas en elektriciteitsinfrastructuur.

Vervoer

De impact van de substitutie van benzine/diesel naar elektriciteit voor het personenvervoer en mogelijk erwijs ook voor een deel van het vrachtvervoer, is evenmin helder. Het is nog niet duidelijk of elektrische auto's vooral thuis of bij de werkplek zullen worden geladen en wie de meters van de infrastructuur beheert. De verwachting is wel dat de vraag beheersbaar zal worden en dat de voertuigen geladen zullen worden op momenten dat het systeem optimaal is.

De netbeheerders zullen de komende jaren de laadinfrastructuur voor elektrische auto's mogelijk blijven maken en de netten daarvoor verzwaren, volgend aan de behoefte op woon en werklocaties. De onzekerheden die er op de middellange termijn bestaan, bijvoorbeeld rond wat autonoom rijden betekent voor het aantal auto's en de behoefte aan laadinfrastructuur, zullen samen met de betreffende stakeholders scherp in de gaten gehouden worden, zodat ze geleidelijk kunnen worden opgelost.

7.3 Transitie vergt snel, actief overheidsbeleid

Fossiele energie wordt niet vanzelf vervangen door klimaatneutrale energie, tenzij de overheid forse incentives als beprijzing of regulering invoert. Bovendien dringt de tijd omdat 32 jaar krap is voor vervanging, aanpassing en introductie van nieuwe infrastructuur en installaties bij de energiegebruikers en energiebronnen. Als we lang wachten met het uitvoeren van de energietransitie zal er onvoldoende tijd en onvoldoende werknemers beschikbaar zijn om alle maatregelen voor te bereiden en uit te voeren. Een Klimaatneutraal Nederland in 2050 is dan niet haalbaar.

Duidelijkheid over de manier waarop een forse reductie van de vraag naar energie tot stand komt, ontstaat niet vanzelf. Daarvoor zijn normen voor energie-efficiëntie en prijsprikkels nodig. Slimme meters en goede afreken systemen kunnen daarbij een belangrijke rol spelen. Er is op zeer korte termijn duidelijkheid nodig over welke eisen gesteld moeten worden aan die meters en de afreken systemen, omdat de ontwikkeling hiervan tijd kost en de implementatie vele jaren vergt.

Uit de vier toekomstbeelden komt de vraag naar voren in hoeverre de overheid de regie neemt naast de introductie van sterke CO₂-gerichte incentives, zoals beprijzing en regulering?



Enkele vragen:

- Keuze voor technieken en energiedragers: concentreren, gericht stimuleren of vrij laten ontwikkelen?
- Keuzevrijheid beperken - hoe socialiseer je kosten?
- Hoe betrek je eindgebruikers zodat ze voldoende snelheid gaan maken?
- Moeten we tegelijk sturen op maatschappelijke centrale oplossingen én op regionale/decentrale regie, want we moeten versnellen op alle niveaus?
- Welk plan/traject is er voor ogen, liggen we op schema, en welke interventies liggen er op de plank?

Rechtvaardige kostentoedeling

De kostenstijging van een duurzame energievoorziening is evident.

Kostentoerekening en -verdeling is daarom essentieel. Kostentoerekening zorgt voor impulsen bij verbruikers en producenten om de totale kosten van het systeem zo laag mogelijk te houden.

Het is echter nog niet helder of iedereen die kosten altijd kan dragen. Het is evenmin duidelijk hoe "eerlijke" flexibele nettarieven eruit zouden moeten zien.

Welke kosten moeten gesocialiseerd worden (of lopen via de algemene middelen) met als gevolg dat er geen of slechts een kleine prikkel is om kosten te beperken. Dat is een afweging die nadrukkelijk bij de overheid ligt.

Systeemkeuze: Kleinschaligheid of import in relatie tot zelfvoorziening

Er is een trend naar kleinschaligheid en regionale zelfvoorziening, dit heeft veel draagvlak bij een deel van de bevolking, Lokale energieprojecten leiden (bij weer een ander deel van de bevolking) echter ook tot veel weerstand (gaswinning, wind, zon-PV, CCS, bio-warmte). Daarnaast kent maximaal inzetten op regionale zelfvoorziening boven een bepaald niveau ook hogere kosten, voor het energiesysteem als geheel en/of voor de netbeheerder. Deze kosten zijn niet altijd duidelijk voor de eindgebruiker.

Er zal altijd een afweging zijn tussen centrale en decentrale bronnen, en er is de mogelijkheid om energie te importeren. Bij de afweging moeten zaken als kosten, de mate van energie-zelfvoorzienendheid, voorzieningszekerheid, ruimte, draagvlak en risico's gewogen worden. Lokale en regionale overheden nemen vaak het initiatief tot een dergelijke afweging, netbeheerders kunnen hierbij helpen.

7.4 Draagvlak

Meer ruimte in de netten leiden tot hogere kosten maar zorgt wel voor het faciliteren van 'meerdere wegen' waardoor de energiegebruikers meer mogelijkheden hebben om eigen oplossingen te kiezen. Een sterke focus op kostenefficiëntie van de netten laat daarentegen minder ruimte voor keuzevrijheid, zeker bij de transitie van de lage temperatuur warmtevoorziening. Dit kan het draagvlak beperken. Een voorbeeld hiervan is om naast de netten voor elektriciteit (en warmte) ook gasnetten voor hernieuwbare gasen in stand te houden. Hierdoor neemt het draagvlak voor de energietransitie toe. Een goede balans tussen kosten-efficiëntie en draagvlak is noodzakelijk. Want alle energiegebruikers moeten meedoen om de energietransitie te laten slagen.

Er zullen in de energietransitie meer spanningen ontstaan tussen de kosten, draagvlak en de diversiteit aan klimaatneutrale systemen. Hoe meer energienetten, hoe minder optimaal ze worden benut. Als bijvoorbeeld naast een warmtenet ook een gasnet en een zwaarder elektriciteitsnet wordt aangelegd of in stand gehouden, is dat duurder dan wanneer voor één specifieke oplossing wordt gekozen.

De verscheidenheid aan verschillende energienetten kan ook de businesscase voor een collectief systeem in de weg staan. Als iedereen meedoet, is dat goedkoper dan wanneer ieder huishouden kiest voor een andere oplossing. Voor alle duidelijkheid, een warmtenet is lang niet altijd goedkoper



dan een all-electric of een groen gas oplossing, maar in een groot aantal situaties wel. Dit hangt tevens af van de kostprijzen van elektriciteit, gas en warmte in de vier maatschappijbeelden. Een systeemkeuze om gebouwen te verwarmen met een lage temperatuursysteem geeft veel flexibiliteit, want het is dan veel eenvoudiger om te kiezen tussen bijvoorbeeld all-electric, een warmteaansluiting, en een hybride oplossing zal energetisch beter presteren. Door standaardisering nemen bovendien de kosten af.

Collectieve oplossingen

Door het maken van systeemkeuzes kan de overheid in situaties waar collectieve oplossingen goedkoper zijn dan individuele, de totale maatschappelijke kosten verlagen. Het vinden van draagvlak hiervoor is echter een steeds groter probleem, net zoals voor het ontwikkelen van een windpark op land of locaties voor CO₂-opslag.

Regie door de overheid kan de energiekosten voor alle energiegebruikers verlagen doordat er minder geld gaat naar infrastructuur die niet optimaal gebruikt wordt. Ook kunnen ontwikkelaars van windprojecten en warmteprojecten sneller een businesscase realiseren.

Aan de andere kant kan het beperken van de keuzevrijheid ook leiden tot maatschappelijke weerstand. Het is het overwegen waard om ten behoeve van het creëren van meer draagvlak voor de energietransitie soms de hogere kosten te accepteren. Een voorbeeld hiervan is het behoud van het gasnet als collectieve opties niet evident zijn.

Ruimtegebruik

Zowel voor de infrastructuur (trafo's, hoogspanningsleidingen) als opslag (elektrolyse en opslag-faciliteiten in beelden Regionaal en Nationaal), als productie van elektriciteit en warmte (zon, wind, biomassa, bodemwarmte) is meer ruimte nodig. De nieuwe Omgevingswet geeft gemeenten de mogelijkheid om hier in de omgevingsvisie en de omgevingsplannen expliciet aandacht aan te besteden. De netbeheerders geven een voorzet hoe zowel vraag, infrastructuur als productie een plek kunnen krijgen in de Omgevingswet (zie Bijlage B van het achtergrondrapport).

Nieuwe projecten kunnen veel weerstand opleveren bij de bevolking. Het ruimtebeslag, met name bij het beeld Regionaal zelfvoorzienend, kan knellend worden en een afweging vergen met andere toepassingen, waarbij meer energie wordt geïmporteerd (zoals in beeld Internationaal).

Biomassa

Biomassa kent in alle toekomstbeelden een belangrijke rol, voor bio-energie en als grondstof. Nederlandse biomassa levert een beperkte bijdrage van maximaal ongeveer 300 PJ in de vorm van groen gas, biofuels en vaste biomassa. In de toekomstbeelden Regionaal en Nationaal wordt er geen biomassa geïmporteerd, maar wel in Internationaal en Generiek. Als de wereldwijde beschikbaarheid van duurzame biomassa naar rato van inwonertal verdeeld wordt, zou Nederland beperkt kunnen importeren (maximaal 300 PJ). Naar rato van de omvang van het bbp zou het om 900 PJ gaan. In Bijlage F is dit toegelicht.

Een punt van discussie is wel hoe realistisch dit is, de potentiële doen in de regel geen correctie voor de effecten van klimaatverandering op het aanbod, en daarnaast kan de druk voor voedsel toenemen. En er zijn partijen die van mening zijn dat biomassa in het geheel niet voor energetische toepassingen aangewend zou moeten worden.

Ruimte voor mislukkingen

Een ingrijpende verandering als de energietransitie zal ongetwijfeld met mislukkingen gepaard gaan. Ook de netbeheerders zullen wellicht projecten opzetten die niet opleveren wat op voorhand wordt verwacht. Dit is echter een onvermijdelijk onderdeel van het leerproces. Toch moeten we niet wachten totdat bijvoorbeeld de kostprijs van nieuwe technieken verder daalt, want we moeten de transitie in gang zetten. Bovendien kan de kostprijs alleen dalen als er voldoende vraag is naar die nieuwe technieken.



Lokale oplossingen en lokale partijen

Lokale energie-initiatieven kunnen een belangrijke rol spelen, zo blijkt in het toekomstbeeld Regionaal. Het vergt forse investeringen in zowel productie als opslag. Incentives die burgerinitiatieven tot betaalbare oplossingen prikkelt, kunnen daarbij helpen.

Er is een trend van diverse partijen om op een regionale schaal energieneutraal te worden. Dit vergt veel lokale bronnen met impact op ruimte en infrastructuur die niet altijd door partijen wordt onderkend. Er zal altijd een bepaalde afweging zijn of een mix tussen centrale en decentrale bronnen, en er is de mogelijkheid om energie te importeren. Bij de invulling moeten zaken als kosten, zelfvoorzienendheid, ruimte, draagvlak en risico's gewogen worden.

7.5 Volgende stappen

De brede verkenning leert dat we de energietransitie op verschillende manieren kunnen invullen. Klimaatneutraal vergt bijzonder ingrijpende veranderingen, zowel in het beprijzen of verbieden van fossiele brandstoffen, en het gebruik van nieuwe technieken. Het inzetten hierop zal ook innovaties gaan opleveren die we nu nog niet kunnen bevroeden.

Tegelijkertijd bestaan er - zoals in deze studie is onderzocht - grote onzekerheden die het werk voor netbeheerders en hiermee ook de voortgang van de energietransitie compliceren. Om deze geschetste onzekerheden zo veel mogelijk weg te nemen en ook voor de toekomst een hoogstaande en betaalbare energievoorziening te garanderen, zijn nu acties en handelingsperspectief nodig, voor de korte én de lange termijn.

Er zijn in het voorgaande van dit conclusiehoofdstuk reeds de nodige acties aan bod gekomen. Mede op basis hiervan is door de netbeheerders een discussie-agenda opgesteld - *'10-puntenplan voor een succesvolle energietransitie'*. Deze discussie-agenda bevat de 10 meest belangrijke zaken waar - op grond van de expertise van de netbeheerders en de analyses in 'Net voor de Toekomst', aan gewerkt moet worden om de energietransitie te versnellen.

De komende tijd zullen de Nederlandse netbeheerders over deze tien punten het gesprek aangaan met overheden, marktpartijen, burgers en andere stakeholders. Immers, alleen door samen te werken en optimaal elkaars sterke kanten te gebruiken, kunnen we als maatschappij succesvol zijn in de energietransitie.

8 Referenties

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

CPB; PBL, 2015. Welvaart en Leefomgeving 2015. [Online]

Available at: www.wlo2015.nl

[Geopend 2017].

ECN & DNV GL, 2016. Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017, Petten: ECN.

European Biogas Association, 2015. Biomethane & Biogas Report 2015, Brussels: European Biogas Association.

Groen Gas Forum, 2014. Routekaart hernieuwbaar gas, sl: RVO, Groengasnl.

KNMI, 2016. Klimaatatlas. [Online]

Available at:

www.klimaatatlas.nl/klimaatatlas.php?wel=zon&ws=kaart&wom=Gemiddelde%20globale%20straling

Ministerie van EZ, 2016. Energieagenda "Naar een CO₂-arme energievoorziening, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken (EZ).

Netbeheer Nederland, 2011. Net voor de Toekomst, Arnhem: Netbeheer Nederland.

PBL, 2017. Investerings Energietransitie en financierbaarheid, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Quintel Intelligence, 2017. Peer review van de studie "Net voor de Toekomst"(intern), Amsterdam: Quintel.

RLI, 2015. Rijk zonder CO₂: naar een duurzame energievoorziening in 2050, Den Haag: Raad voor de Leefomgeving en Infrastructuur (RLI).

Sijmons, Dirk; Hugtenburg, Jasper; Hoorn, Anton van, 2014. Landschap en energie: Ontwerpen voor transitie. Rotterdam: NAI010.

VEMW, 2016. Samen op weg naar minder: Hoe Nederlandse energie-intensieve bedrijven helpen om de CO₂-uitstoot te verlagen, Woerden: VEMW.

Wuppertal Institute, 2016. Decarbonisation pathways for the industrial cluster of the Port of Rotterdam, Wuppertal: Wuppertal Institute.

Inleiding tot de Bijlagen

Het energiesysteem van de toekomst beschrijven is complex, er zijn namelijk veel ontwikkeling in de vele componenten die samen het energiesysteem vormen. De navolgende bijlagen zijn opgesteld om voor de belangrijkste onderwerpen en onderdelen van het energiesysteem - de relevante verwachte ontwikkelingen te duiden. Hiermee vormen zij de basis voor de gedachtelijnen in de scenario's.

Bijlage(n)	Onderwerp	Inhoud/titel bijlagen	Blz.
A	Energiescenario's 2050	Technische beschrijving van de scenario's: uitgangspunten, methode van (model)berekeningen, kostenkennallen, deelberekeningen en tussenberekeningen, resultaten	64-109
B	Handreiking energie in de omgevingsvisie	Handreiking voor het opstellen van de omgevingsvisie, opdat voldoende ruimte wordt gereserveerd voor energie	110-117
C - G	Energiebronnen	<ul style="list-style-type: none"> - Zon-PV - Windenergie - Nederlands biogas en groen gas - Beschikbaarheid bio-energie mondiaal en NL 	119-160
H - J	Flexibiliteitsvoorziening en opslag	<ul style="list-style-type: none"> - Flexibiliteitsvoorziening en leveringszekerheid - Waterstofproductie en elektrolyse - Toepassingsgebieden CO₂-vrije gassen 	162-197
K - L	Kracht en licht	<ul style="list-style-type: none"> - Elektriciteitsvraag apparaten - Energieopslag elektriciteit 	199-211
M - S	Lage temperatuur warmtevraag	<ul style="list-style-type: none"> - Besparing gebouwgebonden energiegebruik - Warmtenetten (HT/LT) - Warmtepompen (all-electric) - Thermische zonne-energie - Thermische opslag (woning-wijk) en thermische seizoensopslag - Hybride opties: HRe-ketel, hybride warmtepompen en brandstofcellen - Klimaatneutrale voorziening van de winterpiekvraag 	214-255
T - W	Hoge temperatuur warmtevraag, energie(grondstoffen) voor de industrie	<ul style="list-style-type: none"> - Ontwikkeling industriële vraag - Procesintensificatie en nieuwe technieken - CCS en CCU - Industriële WKK en brandstofcellen 	257-296
X - AA	Transport	<ul style="list-style-type: none"> - Elektrisch personenvervoer - Bio-LNG en bio-CNG in transport - Waterstof in transport en brandstofcellen - Decarbonisatie verkeer en vervoer op EU-niveau 	298-318

De bijlagen over energiebronnen en de vier vraagfunctionaliteiten zijn als 'techniekbeschrijvingen' opgesteld. Voor deze techniekbijlagen wordt steeds een stramien gehanteerd waarbij de volgende aspecten aan bod komen (indien relevant):

- Wat is de status nu (penetratiegraad, ontwikkeling, e.d.)?
- Wat is de bandbreedte van ontwikkeling (bijv. verwachte penetratiegraad) voor 2030 en voor 2050?
- Wat is eventueel de te verwachten energievraag dan? (type (G, E, ...), capaciteit, vraag per jaar), en/of:
- Wat is het technische potentieel in Nederland?

- Wat zijn de belangrijkste factoren die die ontwikkeling beïnvloeden, zowel succes- als faalfactoren, en technisch en niet-technisch?
- Wanneer vindt de schaa sprong naar verwachting plaats?
- Bijt de techniek met andere technieken, zo ja met welke, en waarom?
- In welk type gebied komt de techniek met name tot zijn recht en waarom (nieuwbouw, bestaande bouw, utiliteit, industrie, stedelijk, landelijk, ...)?
- Wat is de impact op de infrastructuur?
- Andere vermeldenswaardige feiten en inzichten?



A Energiescenario's 2050

In de Hoofdstukken 3 tot en met 6 zijn vier energiesysteems scenario's beschreven in het kader van de uitgewerkte toekomstbeelden. Deze bijlage bevat meer technisch achtergrondmateriaal bij de uitgevoerde scenariostudie. We beschreven hoe de energiescenario's tot stand zijn gekomen, wat de uitgangspunten zijn, hoe de doorrekening plaatsvindt, wat de daarbij gebruikte data zijn, welke checks zijn gedaan, en wat er wel en niet in de kostenraming zit. Deze technische details zijn bedoeld voor diegenen die de scenario's wat dieper willen bestuderen en willen begrijpen hoe de resultaten tot stand zijn gekomen.



Leeswijzer

Paragraaf A.1 behandelt de **uitgangspunten** van de 'Net van de Toekomst'-scenario's, voor wat nog niet in de Hoofdstukken 2-6 van het rapport is toegelicht.

Paragraaf A.2 beschrijft de **scenario-berekeningen** die zijn uitgevoerd.

- A.2.1 Overzicht gevolgde methode van de berekeningen. Er worden verschillende modellen gebruikt, deze worden toegelicht. Tevens wordt geïllustreerd hoe de modellen zich tot elkaar verhouden.
- A.2.2 Opwekkingsmix en primaire bronnen.
- A.2.3 Elektriciteitssysteem: volumes en capaciteiten
- A.2.4 Resultaten van de energiestromen in PJ (finale vraag, primaire vraag, biomassa, energie-stroomdiagrammen)

Paragraaf A.3 behandelt de diverse **deelberekeningen** die onderdeel zijn van de scenariostudie. Het gaat om deelberekeningen op de volgende terreinen:

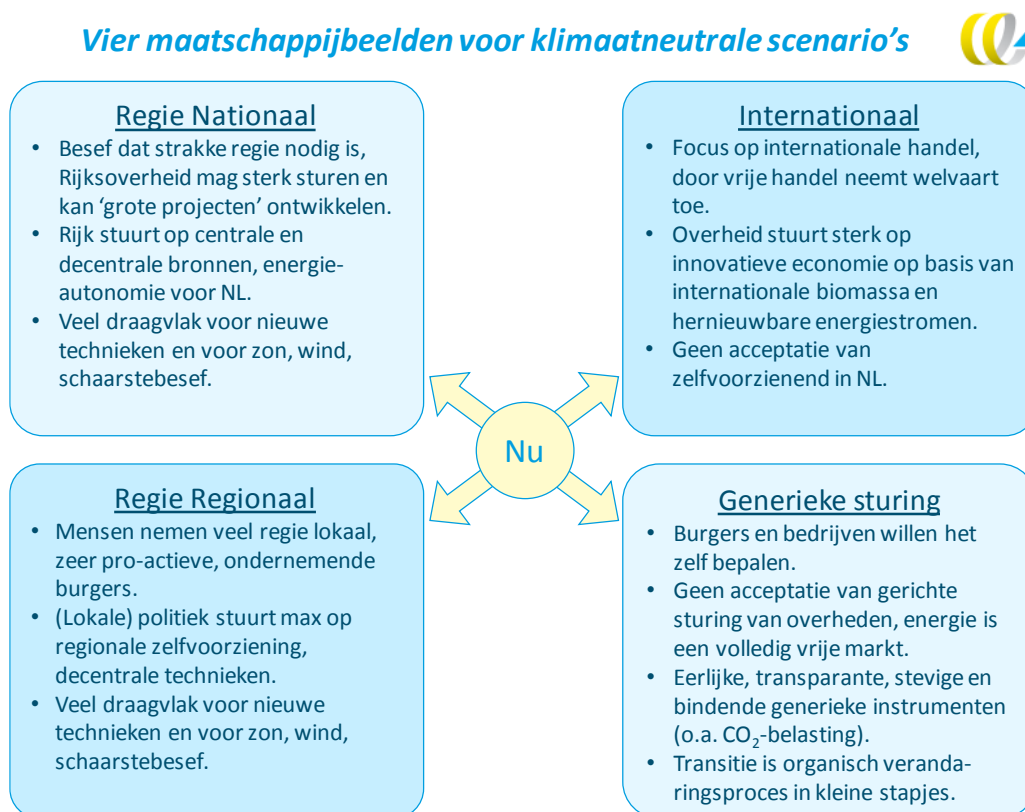
- A.3.1 Energiegebruik industrie (hoge temperatuur warmtevoorziening en grondstoffen).
- A.3.2 Lage temperatuurvoorziening warmte gebouwde omgeving.
- A.3.3 Uurlijkse doorrekening scenario's voor het elektriciteitssysteem met het CEGRID-model.
- A.3.4 Berekeningen van de waterstofproductie middels elektrolyse.
- A.3.5 Uurlijkse berekeningen t.b.v. bepalen gasopslag.

Paragraaf A.4 tenslotte gaat in op de uitgevoerde **kostenberekeningen**, de kostenkennallen die gebruikt zijn voor de kostenramingen worden gepresenteerd, voor de infrastructuur en voor de overige onderdelen van de raming, en de resultaten worden getoond.

A.1 Uitgangspunten van de Net voor de Toekomst-toekomstbeelden en scenario's

De eerste stap is het definiëren van de uitgangspunten. De scenario's zijn immers zo ontwikkeld dat ze logisch passen bij de vier verschillende beschreven maatschappijbeelden, die hieronder nog eens weergegeven zijn.

Figuur 18 - Overzicht van de maatschappijbeelden met kenmerken van sociaal-maatschappelijke setting



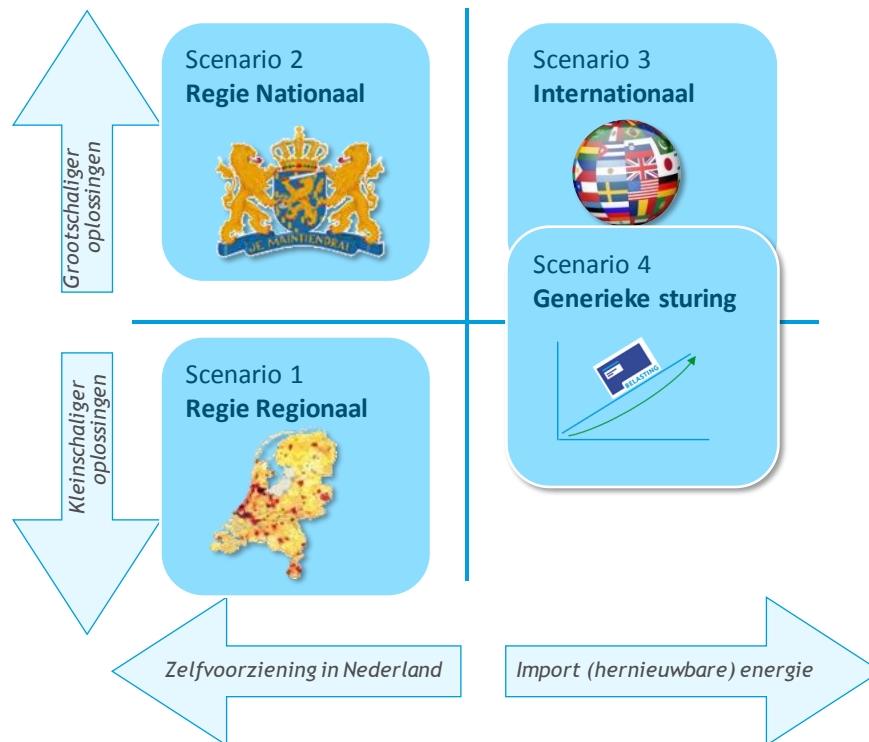
Er zijn overkoepelende uitgangspunten die hetzelfde zijn in de scenario's, en onderscheidende kenmerken die verschillen tussen de scenario's.

Het meest belangrijke overkoepelende uitgangspunt is dat alle vier de scenario's een klimaatneutrale energievoorziening beschrijven. Dit past bij een toekomstbeeld waarin Nederland de broeikasgasemissies met 95% zal reduceren. Dit betekent dat er geen emissies van broeikasgassen van betekenis zijn. Verbranding van fossiele brandstoffen is niet mogelijk, behalve grootschalig met CCS. Het tweede belangrijke overkoepelende uitgangspunt is dat de scenario's eenzelfde niveau van leveringszekerheid van energie én van comfort bieden, en dat de toegang tot de energievoorziening dus geborgd is voor iedereen.

Het meest belangrijke onderscheidende uitgangspunt is of de scenario's al dan niet zelfvoorzienend zijn op het gebied van energie. Het regionale en het nationale scenario zijn zelfvoorzienend en er is geen geïmporteerde hernieuwbare energie of biomassa. In het internationale en het generieke scenario is er wel import van energie, maar op het gebied van biomassa overstijgt dit niet de internationale biomassabeschikbaarheid die redelijk is te veronderstellen voor Nederland. Het tweede belangrijke onderscheidende uitgangspunt is de mate van klein-/grootschaligheid van de energieoplossingen die een onderdeel van het scenario. Zo wordt in het regionale perspectief veel

ingezet op zon-PV en windenergie op land, en regionale warmte oplossingen, terwijl in het nationale perspectief juist grootschalige hernieuwbare energie een grote rol speelt. Ook in het internationale perspectief spelen grootschalige conversie- en opwek installaties een belangrijke rol. Het generiek-sturen scenario is dan weer meer mix.

De onderscheidende uitgangspunten van de scenario's zijn in de volgende figuur grafisch weergegeven, waarbij de horizontaal as staat voor de mate van energie-zelfvoorzienendheid op de schaal van Nederland (links energieneutraal; rechts importafhankelijk); de verticale as staat voor de groot/kleinschaligheid van de energieoplossingen.










Vervolgens zijn de scenario's meer gedetailleerd ingevuld. Hierbij zijn keuzes gemaakt, steeds passend bij de scenario-logica, op de invulling energiefuncties (mix van technologieën met type energiebronnen); mate van energiebesparing (dit speelt in ieder geval bij de industrie-deelscenario's en bij LT-warmte. Tussen de scenario's is geen verschil in besparing in de functionaliteiten Transport en Licht en kracht verondersteld); opwekkingsmix en conversietechnologieën.

A.1.1 Functionaliteiten en finale vraag per energiefunctie

Volgend op de eerste stap, het definiëren van de uitgangspunten, hierboven beschreven, worden de energiefuncties beschouwd. De meer gedetailleerde invulling van de scenario's is voor een belangrijk deel al gedetailleerd in de Hoofdstukken 3 t/m 6; deze bijlage focust verder op de meer technische aspecten, koppeland aan de structuur van de berekeningen. De onderstaande tabel bevat de belangrijkste kenmerken.

Tabel 12 - Techniekenmerken van de toekomstbeelden

Funcitie	Regie Regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Kracht en Licht 	25% besparing basisvraag door zuiniger apparaten. Daarnaast een sterke elektrificatie industrie		25% besparing door zuiniger apparaten	25% besparing door zuiniger apparaten
Lage temperatuur warmte* 	Veel warmtenetten en all-electric (Beperkingen op groen gas, geen H ₂ -distributie) Besparing 23%	Veel hybride warmtepompen op H ₂ (en groen gas) (Beperkingen op groen gas) Besparing 16%	Veel hybride warmtepompen op groen gas en waterstof (milde beperkingen op groen gas) Besparing 12%	Mix van individuele opties (geen groot collectief, geen andere beperkingen) Besparing 17%
Hoge temperatuur & feedstock industrie** 	Circulaire industrie en ambitieuze procesinnovatie: 60% besparing; 55% elektrificatie; CO ₂ -emissie -97%.		Biomassa-gebaseerde industrie en CCS: 55% besparing 35% biomassa 14% elektrificatie CO ₂ -emissie -95%	Geleidelijke ontwikkeling, business as usual en CCS: 20% besparing 12% elektrificatie CO ₂ -emissie -85%
Personen vervoer 	100% elektrisch	75% elektrisch 25% H ₂ -brandstofcel	50% elektrisch 25% groen gas 25% H ₂	50% elektrisch 25% groen gas 25% H ₂
Goederen vervoer 	50% groen gas; 50% H ₂		25% biobrandstof; 25% groen gas; 50% H ₂	
Hernieuwbare opwek in NL 	84 GW zon 16 GW wind op land 26 GW wind op zee	34 GW zon 14 GW wind land 53 GW wind zee	16 GW zon 5 GW wind land 6 GW wind zee	18 GW zon 5 GW wind land 5 GW wind zee
Conversie en opslag in NL 	75 GW elektrolyse 60 GW accu-opslag 9 bcm gasbuffer	60 GW elektrolyse 50 GW accu-opslag 11 bcm gasbuffer	2 GW elektrolyse 5 GW accu-opslag 10 bcm gasbuffer	0 GW elektrolyse 2 GW accu-opslag 10 bcm gasbuffer

* Uitkomsten kosteneffectieve opties met het CEGOIA-model doorgerekend.

** Toekomstbeelden voor de industrie van het Wuppertal Instituut.

Op het gebied van de functionaliteiten lage temperatuur en hoge temperatuur warmte en grondstoffen voor de industrie worden onderliggende modellen uitgevoerd of specifieke berekeningen gedaan.

- Voor de LT-warmtevraag is dat het uitvoeren van het CEGOIA-model, onder bepaalde beperkingen en specifieke settings die horen bij de scenario's. Zie Bijlage A.3.2 waar de resultaten getoond worden.
- Voor de HT-warmtevraag en de grondstoffen ten behoeve van de industrie zijn dat specifieke berekeningen op basis van het huidige grondstoffen en energiegebruik van de industrie op basis van reeds ontwikkelde scenario's voor de industrie (Wuppertal Instituut, 2016). De resultaten worden beschreven in Bijlage A.3.1. Deze bepalen ook de vraag naar licht en kracht van de industrie.

Voor de andere functionaliteiten (transport en licht en kracht) wordt een raming van de **besparing** gedaan. Dit is een besparing op de functionele energievraag, besparing achter de meter, door zuinige apparaten en zuinig gedrag, ten opzichte van 2016.

Deze besparing achter de meter is op de volgende waarden gesteld:

- 25% voor de basisvraag naar licht en kracht;
- 20% voor treinen en trams; en
- 15% voor transport.

De waarden voor licht en kracht en voor transport zijn overgenomen van de 2014-studie voor Netbeheer Nederland (CE Delft, 2014).

Voor transport zijn vervolgens nog aannames gedaan over hoe de brandstoffenmix eruit ziet in het scenario van toepassing. Deze is weergegeven in Tabel 13.

Tabel 13 - Invulling energiedragers transport

	Scenario 1 "Regionaal"	Scenario 2 "Nationaal"	Scenario 3 "Internationaal"	Scenario 4 "Generiek"
Zwaar transport biofuels			25%	25%
Zwaar transport groen gas	50%	50%	25%	25%
Zwaar transport H ₂	50%	50%	50%	50%
Personenvervoer groen gas			25%	25%
Personenvervoer H ₂		25%	25%	25%
Personenvervoer electric	100%	75%	50%	50%

Voor licht en kracht is er voor de basisvraag en voor de tractie van treinen en trams geen onderscheid gemaakt tussen de scenario's. Het gebruik aan licht en kracht van de industrie verschilt, zoals hierboven vermeld, wel tussen de scenario's.

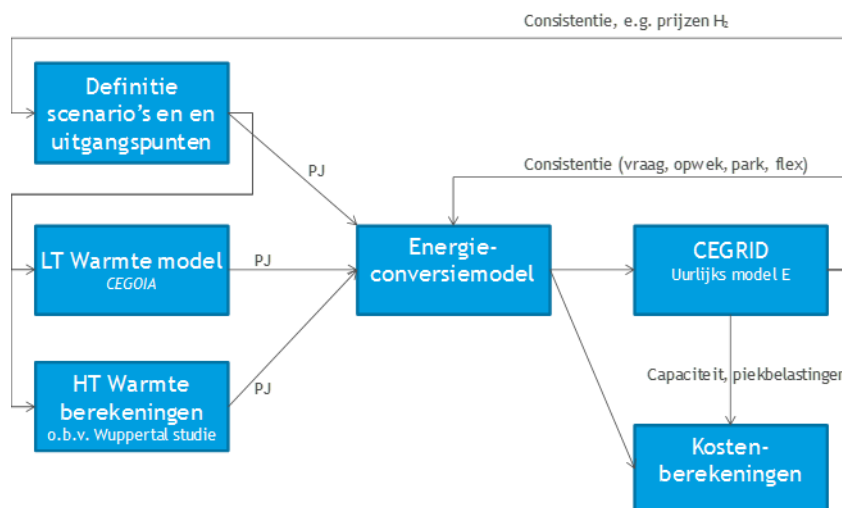
Na het doorlopen van de bovenstaande stappen hebben we voor de scenario's een raming verkregen van de finale vraag naar energie in de verschillende energiefuncties alsmede welke energiedragers dat dan betreft. De ontwikkeling van de finale vraag geeft al enig inzicht in de infrastructuur die aanwezig moet zijn op de plek van het finale verbruik, maar zegt nog niets over het transport van energie. Daarvoor kijken we eerst naar de opwekkingsmix uit de primaire bronnen.

A.2 Scenariodoorrekeningen: overzicht en volumes (PJ)

A.2.1 Overzicht

Figuur 19 toont de structuur van de berekeningen van de scenario's (sterk versimpeld).

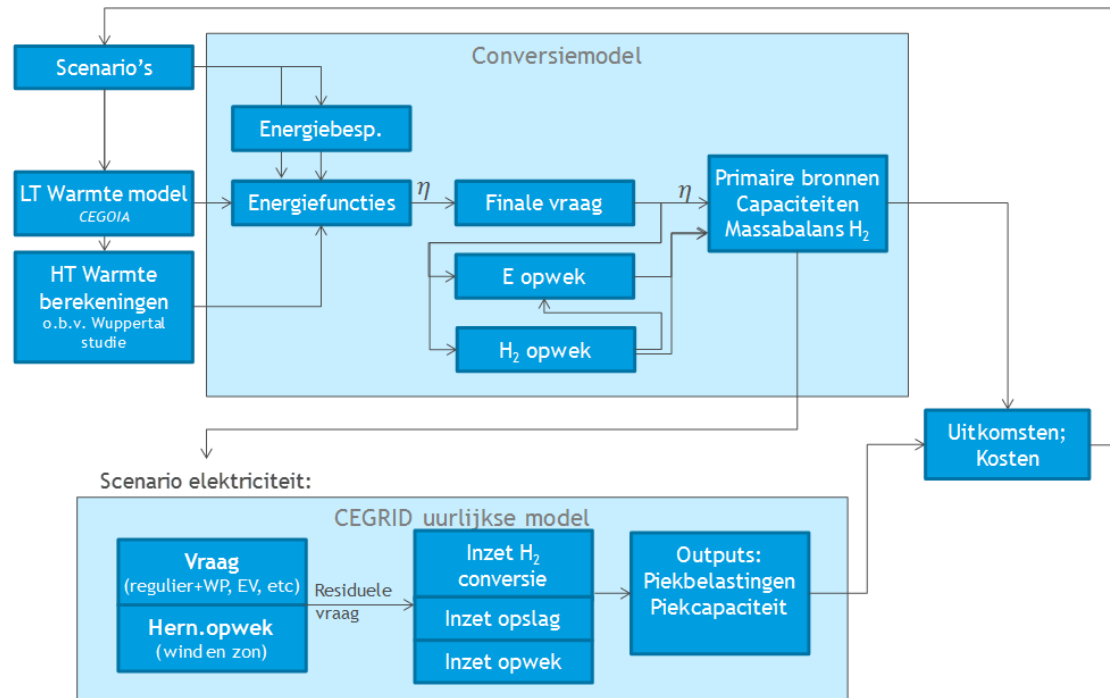
Figuur 19 - Structuur van de berekeningen



De definitie van de scenario's en de uitgangspunten worden eerst gebruikt om voor LT en HT specifieke simulaties c.q. berekeningen uit te voeren. De resultaten hiervan worden verwerkt in het energieconversiemodel dat via de energiefuncties en de verschuivingen in bronnen de primaire energiebehoefte bepaalt. Voor elektriciteit is vervolgens een uurlijkse doorrekening gedaan waarbij de

streekbaldig is gesimuleerd en de inzet van waterstofproductie is gesimuleerd, passend bij de scenario's. Dit alles leidt tot een raming van de kosten van het energiesysteem onder de scenario's. Figuur 20 biedt meer detail over de modelwerking.

Figuur 20 - Structuur van de berekeningen, van de scenario's via energiefuncties, finale vraag, primaire energie, naar de uitkomsten



De berekeningen worden hieronder verder toegelicht.

A.2.2 Opwekkingsmix en primaire bronnen

Vervolgens is van belang hoe in de finale vraag naar energie wordt voorzien: met welke primaire energiebronnen en welk opwekkings- en conversiepark worden de finale energiedragers gemaakt, en wat is de infrastructuur die nodig is in de scenario's.

Hiervoor is voor elektriciteit en warmte een productiemix elektriciteit, verondersteld. Hierbij is een bepaald aandeel centraal en decentraal verondersteld en daarbinnen verschillende productiemiddelen. Het productiepark verschilt dus tussen de scenario's en is gekozen omdat het past bij de logica van het scenario. In Scenario 1 en 2 is er veel focus op hernieuwbare energiebronnen van Nederlandse bodem; in Scenario 3 en 4, waarin er meer energie-import is, verschillen de bronnen en wordt er minder op wind en zon ingezet.

Tabel 14 toont de opwekkingsmix elektriciteit die is verondersteld in de scenario's.

Tabel 14 - Opwekkingsmix elektriciteit (en warmte)

	Scenario 1 "Regionaal"	Scenario 2 "Nationaal"	Scenario 3 "Internationaal"	Scenario 4 "Generiek"
Aandeel centraal	50%	75%	70%	70%
Wind op zee	85%	95%	35%	25%
Biomassa vast			25%	25%
Groen gas/hernieuwbaar gas	3%		10%	15%
Aardgas CCS			5%	15%
Aardgas-WKK+CCS	12%	5%	25%	20%
Aandeel decentraal	50%	25%	30%	30%
Zon-PV en zonneweides	60%	40%	45%	50%
Wind op land	35%	50%	45%	40%
WKK groen gas	5%	10%	10%	10%

Het aandeel van de fluctuerende bronnen verschilt dus sterk tussen de scenario's, waardoor de scenario's een verschillende behoefte aan conversie en opslag kennen. Waterstof is in de meeste scenario's een belangrijke energiedrager, ook voor waterstof is er een productiemix.

Tabel 15 - Opwekkingsmix waterstof



	Scenario 1 "Regionaal"	Scenario 2 "Nationaal"	Scenario 3 "Internationaal"	Scenario 4 "Generiek"
Aandeel elektrisch	95%	95%	5%	1%
Aandeel biomassa	5%	5%	30%	30%
Aandeel import	0%	0%	65%	69%

De opgestelde capaciteiten (in GW elektrisch en GWh opslag) worden geraamd op basis van energiehoeveelheden (volumes in PJ) die volgt uit de berekening en verder uit schattingen van vollasturen, die naar aanleiding van de uurlijkse doorrekening worden bijgesteld. Tevens eerste orde inschatting van de behoefte aan opslag uitgevoerd. Op grond hiervan is nu bekend wat de volumes zijn van de primaire energiebronnen in de scenario's en de vereiste capaciteiten conversiecapaciteit en opslag.

A.2.3 Volumens en capaciteiten elektriciteit, conversie, opslag

De volgende tabellen tonen de volumes elektriciteit opgewekt in de verschillende bronnen en daaruit de capaciteiten. Hierbij is een aantal vollasturen verondersteld dat voor een aantal technieken in de scenario's met veel fluctuerende energiebronnen veel lager is dan tegenwoordig gebruikelijk. De behoefte aan piekcapaciteit elektriciteitsopwekking is in Scenario 1 en 2 in capaciteitstermen wel groot, maar niet in volume termen. Er moet voldoende capaciteit staan opgesteld om de balans te kunnen handhaven, het lage aantal vollasturen is een resultante van de inzet van hernieuwbaar en de inzet van opslag/conversiecapaciteit.

Tabel 16 - Volumes elektriciteit per techniek

		Volumes PJ elektrisch			
		Regie regionaal	Regie nationaal	Internationaal	Generiek sturen
Centraal					
Wind op zee		429	863	102	74
Biomassa		0	0	73	74
Groen/hernieuwbaar/CO ₂ -vrij gas		15	0	29	45
Aardgas CCS		0	0	15	45
Aardgas+WKK CCS		61	45	73	60
Decentraal					
Zon-PV en zonneweides		303	121	56	64
Wind op land		177	151	56	51
WKK groen/hernieuwbaar gas		25	30	13	13
som centraal		504	908	292	298
som decentraal		504	303	125	128
totaal		1009	1211	417	425

Tabel 17 - Vollaasturen en elektrische capaciteiten per techniek

	Vollaasturen				Capaciteiten (GWe)				
	Regie regionaal	Regie nationaal	Internationaal	Generiek sturen	Regie regionaal	Regie nationaal	Internationaal	Generiek sturen	
Centraal									
Wind op zee	4500	4500	4500	4500	26	53	6,3	4,6	
Biomassa	2000	2000	3000	3000	0	0	6,8	6,9	
Groen/hernieuwbaar/CO ₂ -vrij gas	500	500	1500	2900	8	0	5,4	4,3	
Aardgas CCS	2000	2000	3000	3000	0	0	1,4	4,1	
Aardgas+WKK CCS	2000	2000	3000	2500	8	6	6,8	6,6	
Decentraal									
Zon-PV en zonneweides	1000	1000	1000	1000	84	34	16	18	
Wind op land	3000	3000	3000	3000	16	14	5	5	
WKK groen/hernieuwbaar gas	500	500	2000	2000	14	17	2	2	
som centraal					Regelbaar vermogen				
som decentraal					Centraal	17	6	20	22
totaal					Decentraal	14	17	2	2
					Totaal	31	23	22	24

N.B. het aantal vollaasturen in de bovenstaande tabel is in het conversiemodel een inputwaarde maar deze is gecheckt en gekozen op basis van de uurlijkse doorrekening.

Voor conversie en opslag is een onderverdeling van de conversiecapaciteiten naar netvlak verondersteld, als volgt:

Tabel 18 - locaties van elektrolyse en opslag in de scenario's

	S1	S2	S3	S4
Elektrolyse aandeel MS	60%	20%	20%	20%
Elektrolyse aandeel HS	40%	80%	80%	80%
Opslag aandeel LS	40%	20%	25%	25%
Opslag aandeel MS	40%	50%	50%	50%
Opslag aandeel HS	20%	30%	25%	25%



De bijbehorende elektrische capaciteiten en de opslagvolumina zijn:

Tabel 19 - Capaciteiten van elektrolyse en opslag

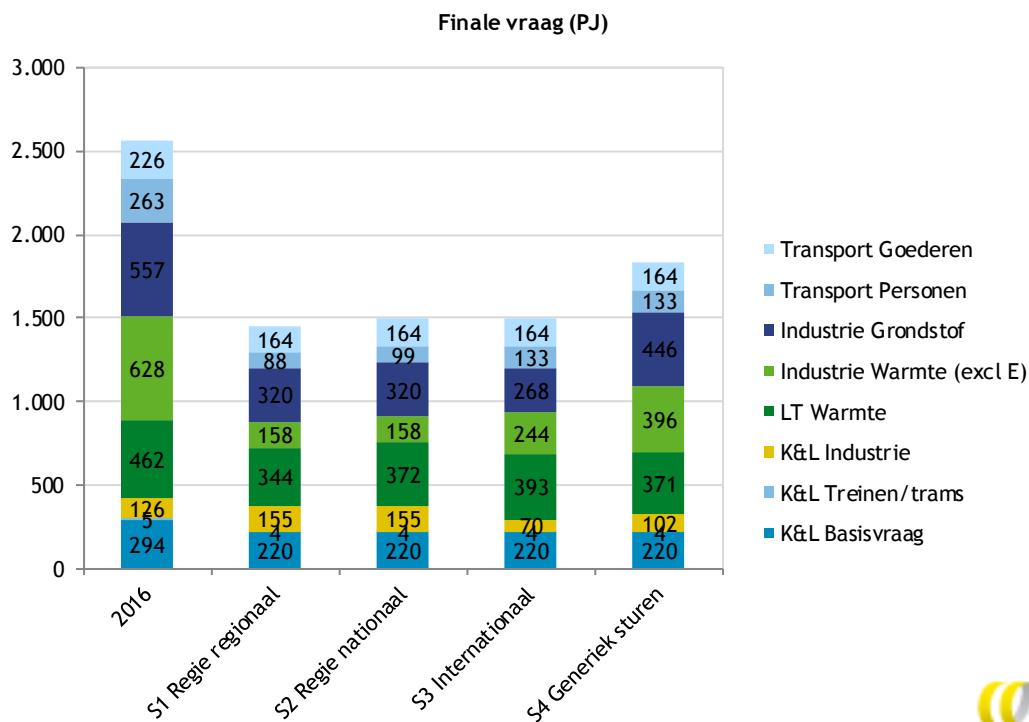
	Capaciteit (GWe)				Opslagvolume (GWh)			
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Elektrolyse MS	45	12	0,4	0,0	n.v.t.			
Elektrolyse HS	30	49	1,8	0,2				
Opslag LS	25	10	1,2	0,8	51	20	2,4	1,6
Opslag MS	25	25	2,4	1,6	51	50	4,8	3,2
Opslag HS	13	15	1,2	0,8	25	30	2,4	1,6

A.2.4 Resultaten finale en primaire vraag; biomassa; energiestromen

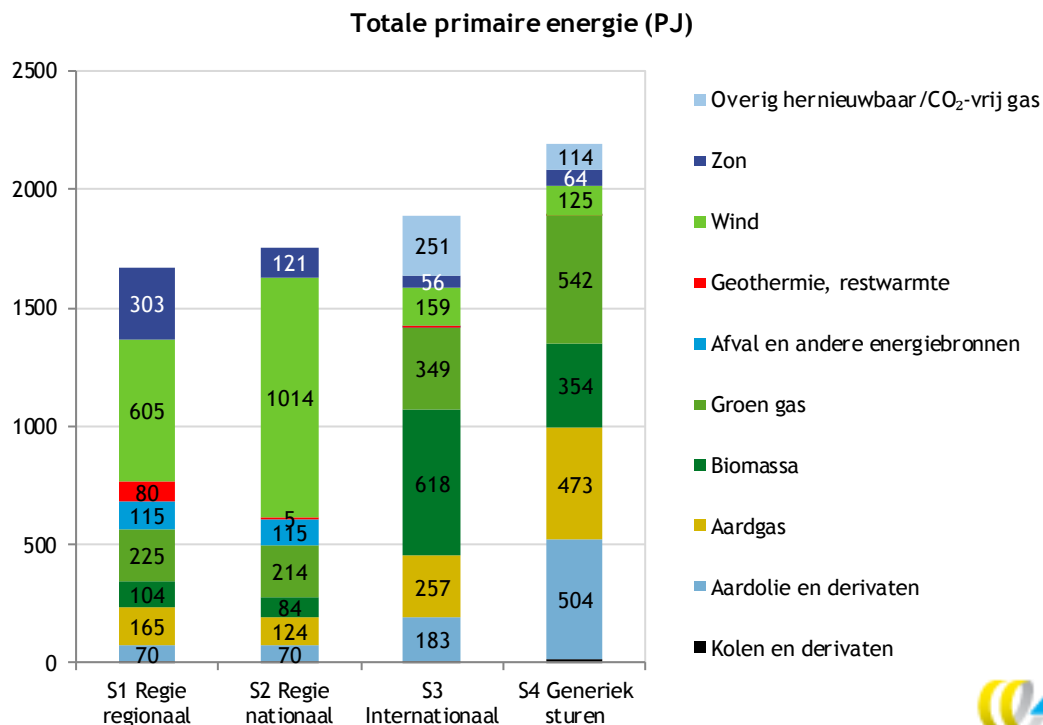
In deze paragraaf worden achtereenvolgens de resultaten getoond van:

- finale en primaire vraag, zoals berekend in het Energieconversiemodel;
- gebruik van biomassa;
- Sankey-diagrammen die de energiestromen visualiseren.

Figuur 21 - Finale vraag



Figuur 22 - Primaire vraag



Het gebruik van biomassa in de scenario's is in Tabel 20 weergegeven, voor vaste biomassa en groen gas (dit zijn de biogene energiedragers in NvdT).

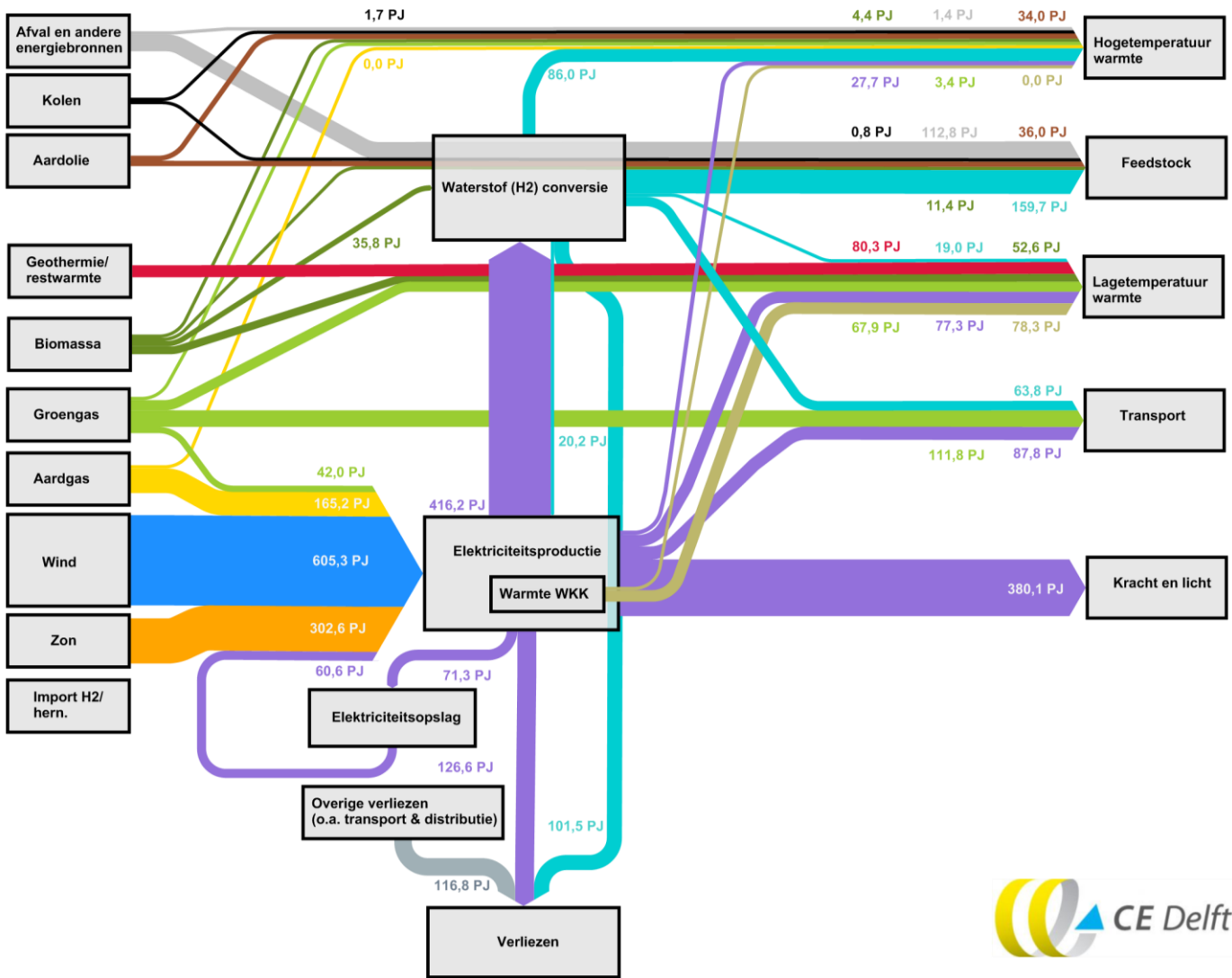
In de zelfvoorzienende scenario's Regie regionaal en Regie nationaal is het totaal ongeveer 300 PJ. Het totaal Nederlandse potentieel in 2035 is volgens DNV GL (2016) 359 PJ of 203 PJ vrij beschikbaar. Voor de import scenario's internationaal en 'generiek sturen' is het gebruik ongeveer 900 PJ, dit past bij 'fair share' op basis van 'omvang economie'. Maar de onzekerheden zijn groot! Zie ook Bijlage F.

Tabel 20 - Gebruik van biomassa en groen gas in de scenario's

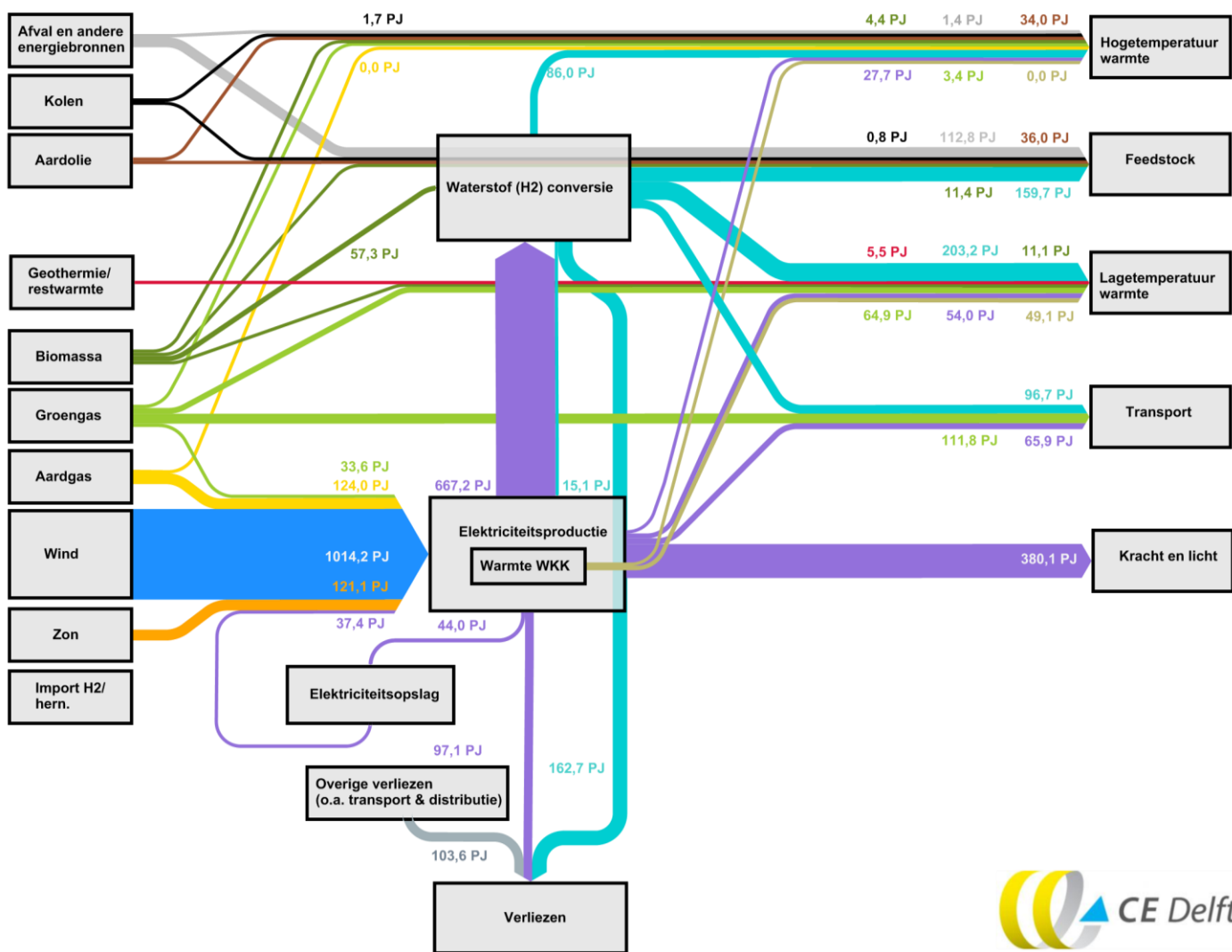
		S1	S2	S3	S4
PJ gebruik in scenario's		"Regionaal"	"Nationaal"	"Internationaal"	"Generieke sturing"
Finale vraag	biomassa vast	63	26	202	71
	groen gas	165	162	275	437
waarvan gebouwde omgeving	biomassa vast	47	10	26	18
	groen gas	61	58	124	310
Primaire vraag	biomassa vast	104	84	618	354
	groen gas	225	214	349	542
	Totaal	329	298	967	896
Aandeel van gebouwde omgeving		33%	23%	16%	37%

De Sankey-diagrammen die zijn opgesteld voor de scenario's zijn in de volgende vier figuren opgenomen.

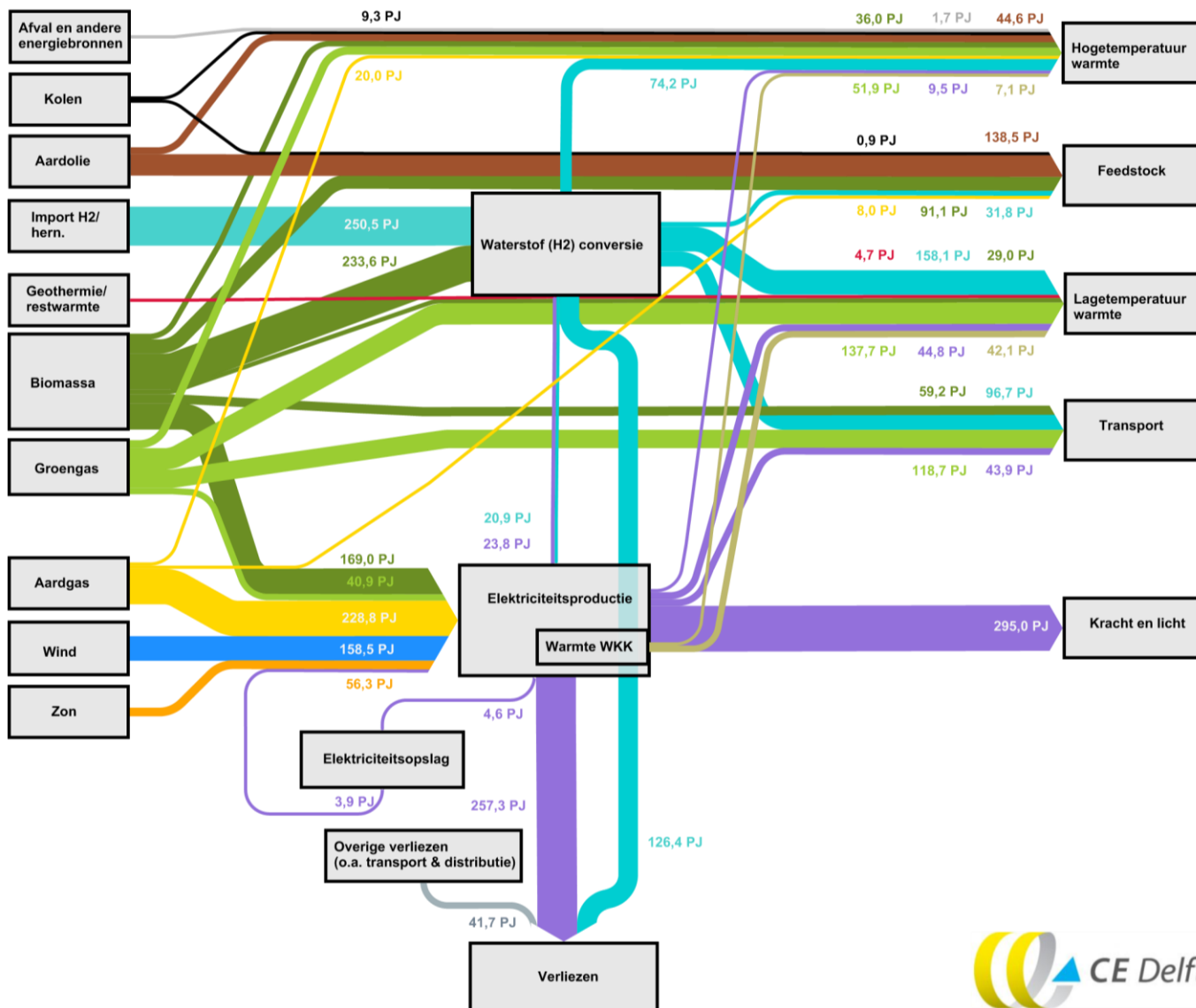
Figuur 23 - Sankey-diagram van de energiestromen (in PJ/j) voor scenario 1 (Regionaal)



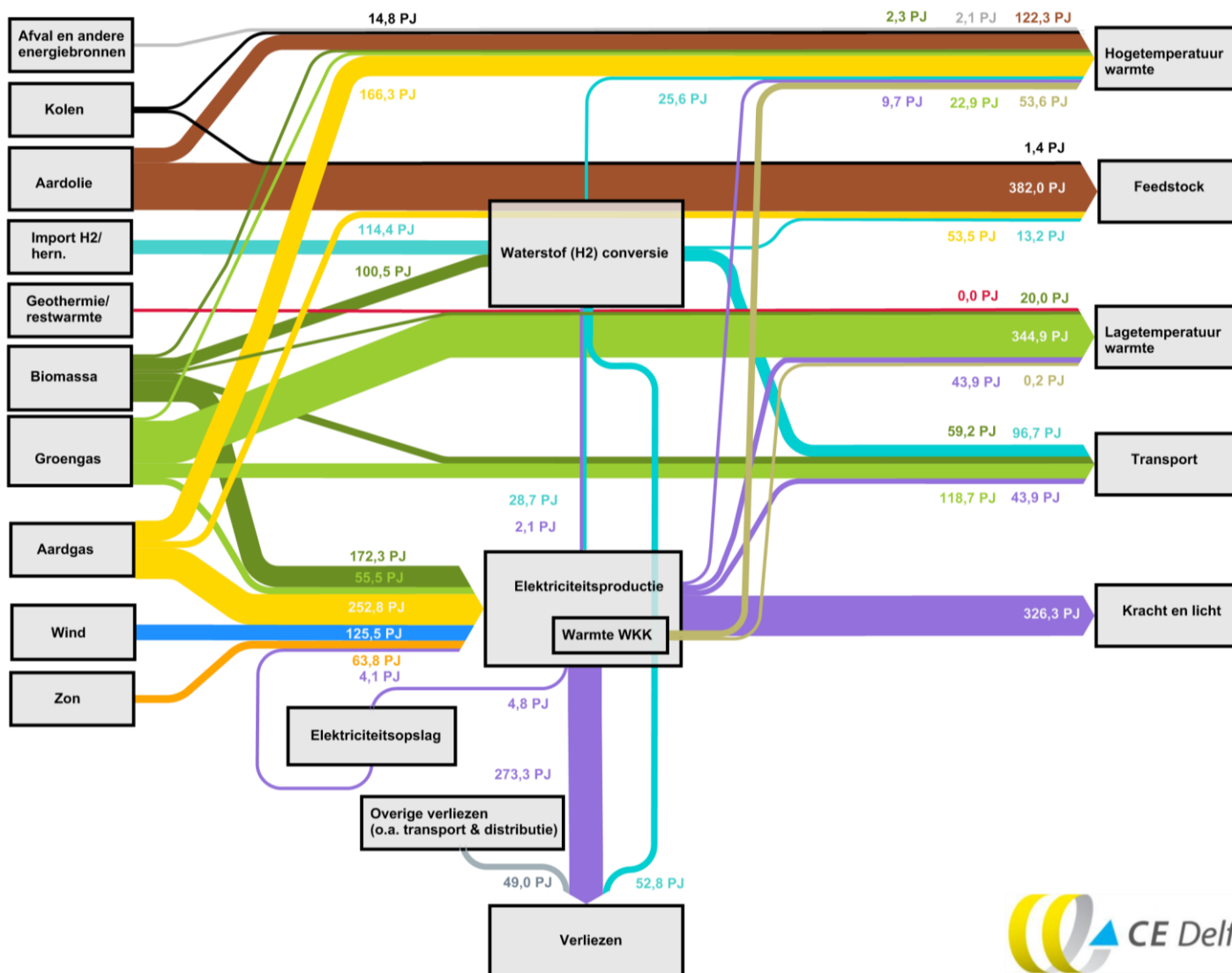
Figuur 24 - Sankey-diagram van de energiestromen (in PJ/j) voor scenario 2 (Nationaal)



Figuur 25 - Sankey-diagram van de energiestromen (in PJ/j) voor scenario 3 (Internationaal)



Figuur 26 - Sankey-diagram van de energiestromen (in PJ/j) voor scenario 4 (Generieke sturing)



A.3 Deelberekeningen industrie, lage temperatuur, elektriciteit, waterstof, gasopslag

In deze paragraaf vermelden we de resultaten van de volgende uitgevoerde deelberekeningen:

- A.3.1 Energiegebruik industrie (hoge temperatuur warmtevoorziening en grondstoffen).
- A.3.2 Lage temperatuurvoorziening warmte gebouwde omgeving.
- A.3.3 Uurlijkse doorrekening scenario's voor het elektriciteitssysteem met het CEGRID-model.
- A.3.4 Berekeningen van de waterstofproductie middels elektrolyse.
- A.3.5 Uurlijkse berekeningen t.b.v. bepalen gasopslag.

A.3.1 Energiegebruik industrie (hoge temperatuur warmtevoorziening en grondstoffen)

De energievraag van de industrie bestaat traditioneel voor een groot deel uit vraag naar hoge temperatuur warmte, nodig voor de processen, een vraag naar energiegrondstoffen (die worden omgezet in een andere vorm) en een vraag naar elektriciteit voor licht en kracht (aandrijvingen) én voor het proces zelf.

Voor de Net voor de Toekomstscenario's zijn de industriescenario's die het Wuppertal Instituut heeft ontwikkeld voor het Rotterdamse haven-industriële cluster (Wuppertal Instituut, 2016) vertaald naar Nederland. Hierbij is op basis van het finale energiegebruik van de industrie in Nederland voor energietoepassing en voor grondstoffen (uit CBS Statline) een vertaling gemaakt. Per scenario zijn voor vier belangrijke subsectoren van de industrie (chemie; raffinage/olieverwerkende industrie; basismetaal en voedingsmiddelen) en de overige industrie inschattingen gemaakt van de volgende posten:

- aandeel van de bedrijven dat gaat sluiten;
- energiebesparing door radicale procesinnovaties;
- autonome efficiencyverbetering door nieuwe bedrijfsvestigingen en vernieuwen van bestaande processen (toepassen van BBT);
- aandeel CO₂-capture van fossiel energiegebruik;
- aandeel waterstof in aardgas;
- warmte, elektrificatie;
- % warmtevraag E flex;
- warmte, bio;
- aandeel biograndstoffen in chemie en raffinage;
- aandeel elektrisch in chemie en raffinage ten behoeve van recycling;
- aandeel elektrisch in basismetaal;
- extra H₂ in verband met MeOH-cluster en MTO- en MTA-processen.

In de scenario's 'regionaal' en 'nationaal' is er geen import van hernieuwbare energiedragers. Ook is er geen betekenisvolle import van fossiele energie, en CCS speelt dus geen rol van betekenis. Dat betekent nogal wat voor de industrie. Het industriebeeld dat het beste past op dit toekomstbeeld is het '**Closed Carbon Cycle (CYC)**'. Het industriebeeld van het '**Biomass and CCS (BIO)**'-scenario past het beste bij het derde scenario ('internationaal') en het 'Technology progress (TP)'-scenario past het beste bij het vierde 'generieke sturing'-scenario. We beschrijven de scenario's zoals ze in NvdT zijn opgenomen, kort.

Closed carbonscenario

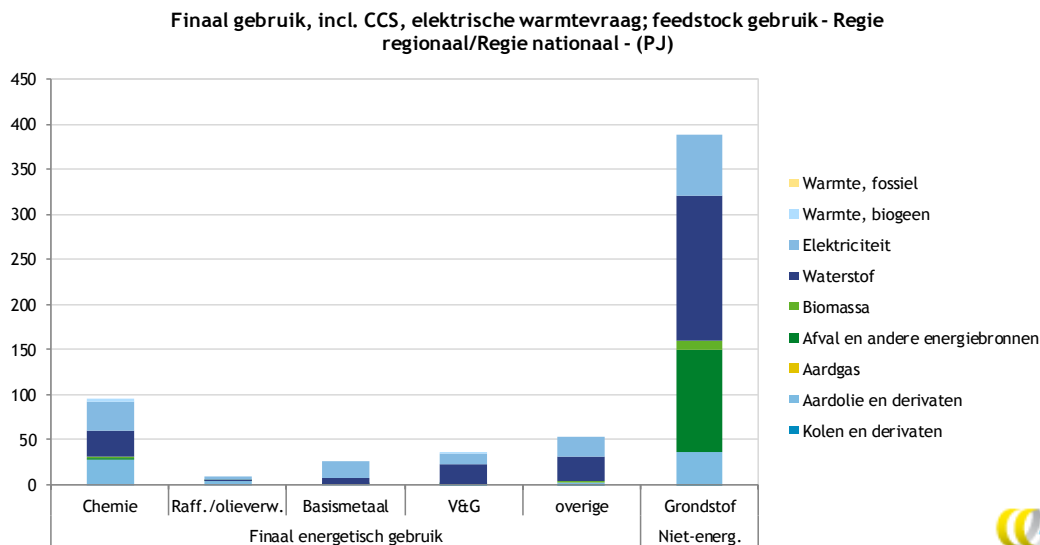
Dit is het meest vergaande scenario van die studie, waarbij eigenlijk alle processen van vandaag de dag, niet meer blijven voortbestaan in de huidige vorm. In de plaats hiervan ontstaat een nieuwe industrie die is gebaseerd op recycling van producten, gevolgd door hergebruik en terugwinnen van grondstoffen. Omdat er nieuwe processen worden gebruikt en minder 'virgin' materiaal wordt geproduceerd zal het energiegebruik veel lager zijn.

Belangrijke ontwikkelingen in dit scenario:

- De olieraffinage en de petrochemische industrie verdwijnen zoals we deze kennen. Daarvoor in de plaats komt een omvangrijke recyclingindustrie. Deze recyclingindustrie bestaat uit verschillende processen die er met elkaar in slagen om de hoeveelheid koolstof die in de producten zit vast te houden. Het gaat dus in hoge mate om recycling van bestaande materialen, gerichte decompositie (chemisch), deels vergassen gevormd door nieuwe synthesestappen.
- Aardolie als grondstof en energiebron wordt dus vervangen door recycling waarbij verliezen worden aangevuld door hernieuwbare materialen. Het aandeel biograndstoffen in de chemie bedraagt - vanwege de beperkte beschikbaarheid in 'Nederland zelfvoorzienend' scenario's - slechts 5%.
- De energie die deze recyclingindustrie gebruikt is voor 65% elektrisch (ter vergelijking: in de huidige chemie is dit aandeel slechts 15%).
- Aardgas wordt in de gehele industrie bijna volledig vervangen door waterstof; en de warmtevraag is bijna 100% geëlektrificeerd.
- Basismetaal wordt volledig elektrisch; aluminium verdwijnt.
- Processen worden kleiner en maken meer van intensieve technieken gebruik.
- De stikstofchemie zal deels op basis van biogeen waterstof worden gebaseerd waarbij de koolstoffractie de energiebron is.
- Energy efficiency verbetert verder met 20% door het autonoom toepassen van de best beschikbare technologie, en met 30% bij nieuwbouw in de voedings/levensmiddelen sector. Daarbovenop maken totaal nieuwe processen de chemie 50% energie-efficiënter.
- In deze nieuwe industrie komt veel minder CO₂ vrij doordat er geen fossiele dragers gebruikt worden. Daardoor is CCS niet nodig.
- De totale industriële CO₂-emissies dalen met 97% ten opzichte van 2016.

Figuur 27 schetst de onderverdeling van energiedragers in het CYC-scenario.

Figuur 27 - Energiebronnen industrie Closed Carbon Cycle-scenario



Biomass and CCS-scenario

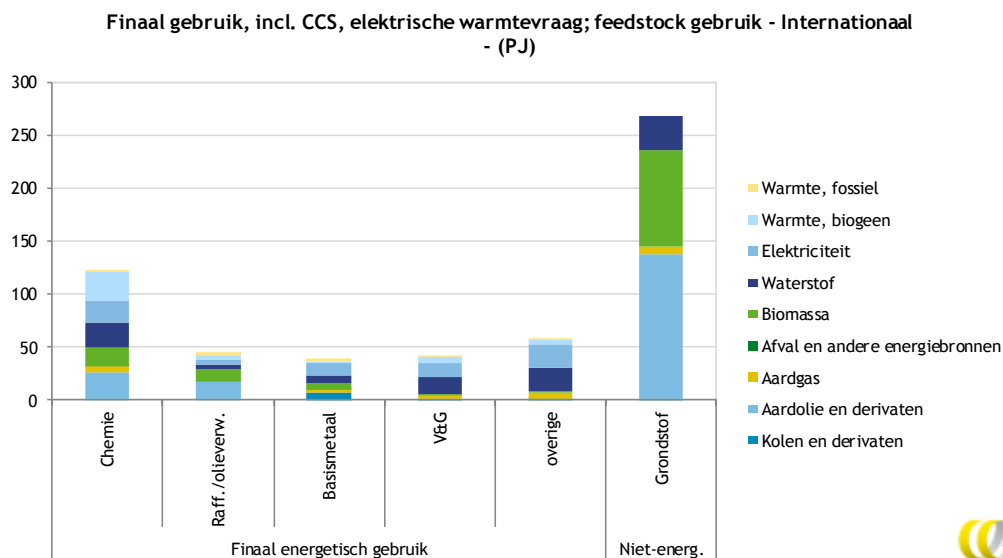
In dit scenario worden de industriële processen sterk aangepast omdat de grondstoffen volledig veranderen. Import van hernieuwbare energiedragers zal belangrijk zijn. Belangrijke ontwikkelingen in dit scenario:

- De petrochemie en raffinagecomplexen veranderen sterk, biomassa afgeleide grondstoffen gaan belangrijk worden. (opmk. in het BIO-scenario blijft nafta kraken uit aardolie bestaan; dat hebben we niet overgenomen omdat biomassa afgeleide grondstoffen de rol van nafta kunnen vervangen, tevens past een naftafractie niet bij een decarboniseringsperspectief in transport).
- Binnen de chemie zullen nafta krakers meer ethanol naar etheen gaan omzetten, of vergelijkbare processen gaan hanteren. Het aandeel biograndstoffen in de chemie bedraagt 50%.
- Cementindustrie verdwijnt.
- Bij basismetaal verdwijnt aluminium; hoogovencokes wordt voor 50% vervangen door biocokes.
- De stikstofchemie zal deels op basis van biogeen waterstof worden gebaseerd waarbij de koolstoffractie de energiebron is.
- Energy efficiency verbetert in de meeste industrietakken ten opzichte vandaag met 20% door het autonoom toepassen van de best beschikbare technologie, en met 30% bij nieuwbouw (voedings/levensmiddelen sector). Daarbovenop maken totaal nieuwe processen de chemie en de olieverwerkende processen 50% energie-efficiënter.
- Gasgebruik wordt voor 80% vervangen door waterstof.
- De warmtevraag wordt verder voor 20% elektrisch ingevuld (o.a. flexibele elektrificatie) en voor de overige 80% met biograndstoffen.
- CO₂-emissies worden met CCS afgevangen indien een puntbron voldoende groot is. Het percentage dat CCS wordt toegepast is het hoogst bij olieverwerking en basismetaal (80%) en is geringer (i.v.m. de schaalgrootte) bij de kleinere bedrijven (20%). Door de sterke proces-intensificatie geldt dit ook voor de chemie.
- De totale industriële CO₂-emissies dalen met 95% ten opzichte van 2016.

Figuur 28 schetst de onderverdeling van energiedragers in het Biomass and CCS-scenario.



Figuur 28 - Energiebronnen industrie Biomass and CCS-scenario



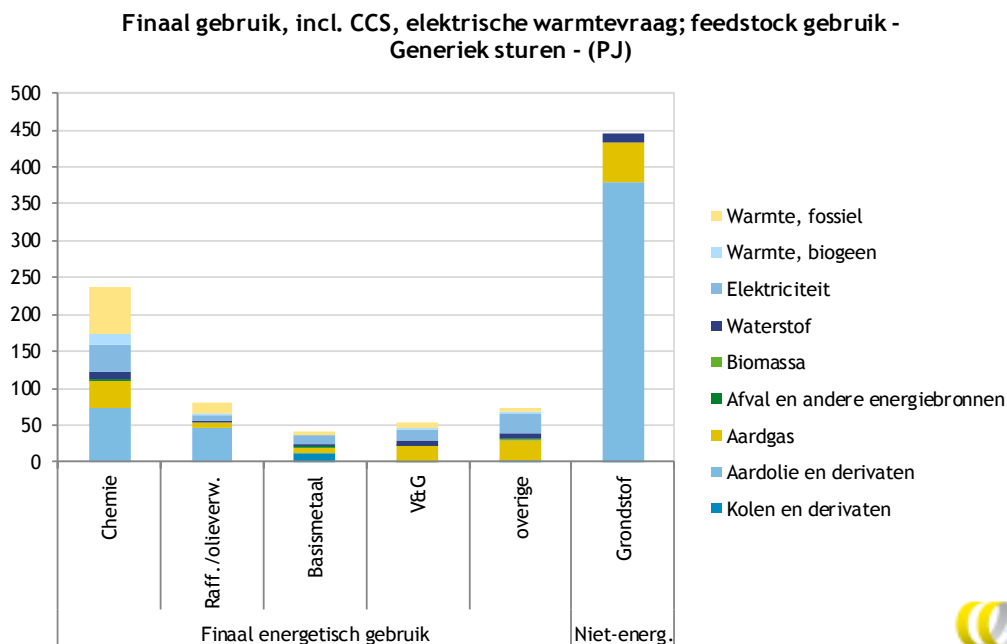
Technology Progress-scenario

In dit scenario is er nog een belangrijk deel gebruik van 'conventionele' fossiele bronnen, dezelfde bronnen die nu ook in de industrie gebruikt worden, maar dan met CCS. Belangrijke ontwikkelingen in dit scenario:

- De petrochemie blijft grotendeels behouden, de raffinagecomplexen die verticaal zijn geïntegreerd met een petrochemisch cluster blijven bestaan. Raffinaderijen die niet geïntegreerd zijn sluiten.
- De cementindustrie (=20% van de bouwmaterialen industrie, bouwmaterialen industrie =1/4e van overige industrie).
- Raffinaderijen: alle niet-geïntegreerde dicht, over blijvend: Zeeland, Esso, Shell (worden anders in BIO en CYC).
- Binnen basismetaal verdwijnt aluminiumproductie.
- Energy efficiency verbetert in de meeste industrietakken ten opzichte vandaag met 20% door het autonoom toepassen van de best beschikbare technologie, en met 30% bij nieuwbouw (m.n. voedings/levensmiddelensector).
- Radicaal nieuwe processen (energie-efficiencyverbetering van 50%) komen in dit scenario niet voor.
- Gasgebruik wordt voor 20% vervangen door waterstof.
- De warmtevraag wordt verder voor 20% elektrisch ingevuld (o.a. flexibele elektrificatie) en voor 20% met biogrondstoffen.
- Resterende CO₂-emissies worden met CCS afgevangen indien een puntbron voldoende groot is. Het percentage dat CCS wordt toegepast is het hoogst bij chemie, raffinage en basismetaal (80%) en is geringer (i.v.m. De schaalgrootte) bij de kleinere bedrijven (20%).
- De totale industriële CO₂-emissies dalen met 85% ten opzichte van 2016.
- De toepassing van elektrificatie en CCS is er ook meer elektra vaag van de industrie in het scenario.

Figuur 29 schetst de onderverdeling van energiedragers voor de industrie in het TP-scenario.

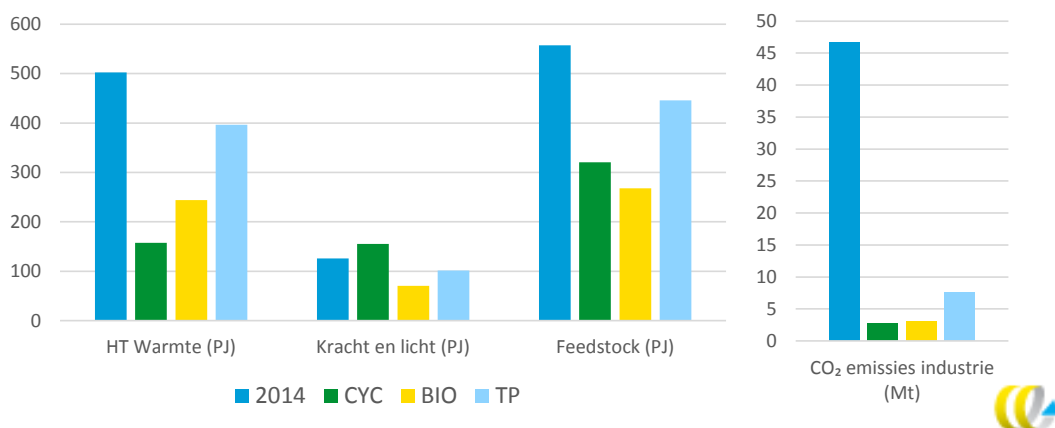
Figuur 29 - Energiebronnen industrie TP-scenario



Een overzicht van de vraag naar HT-warmte, kracht en licht, feedstock-energie en de CO₂-emissies van de industrie, met daarbij ter vergelijking de waarden van 2014, is weergegeven in Figuur 30.

Figuur 30 - Kernresultaten industrieberekening

Regie Regionaal/Nationaal: CYC - Internationaal: BIO - Generieke sturing: TP



A.3.2 Lage temperatuurvoorziening warmte gebouwde omgeving

Hoe de LT-warmtevoorziening van gebouwen (woningen, utiliteitsbouw; ruimteverwarming en warm tapwater) eruitziet in de scenario's is gesimuleerd met het CEGOIA-model, waarmee de meest kosteneffectieve routes naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving zijn te bepalen, doordat per buurt alle woningen, gebouwaanpassingen, infrastructuur en energiekosten worden doorgerekend.



In het model worden de volgende kosten beschouwd:

- productie: verbruik gas, elektriciteit, warmte en vaste biomassa;
- installatie: verwarmings-, warmtapwater, koelinstallatie en ventilatiesysteem;
- gebouw: afgiftesysteem en isolatiemaatregelen;
- distributie: gasnet, (verzwaard) elektriciteitsnet en warmtenet.

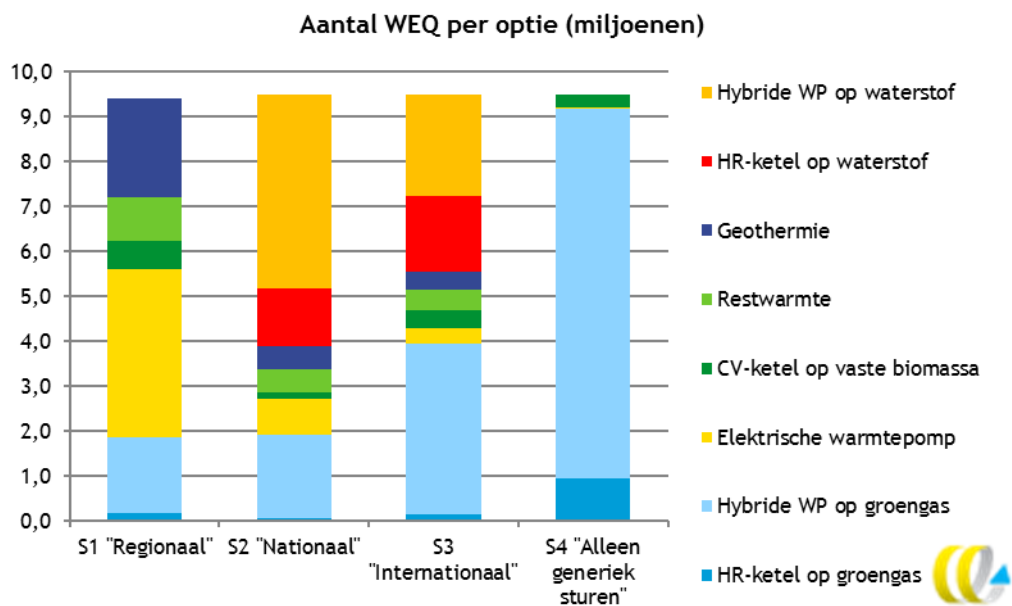
Vervolgens wordt de meest kosteneffectieve route bepaald op gebouwniveau, voor het woningbestand van Nederland (woningen en utiliteitsgebouwen). Uit de afwegingen van de kosteneffectieve routes wordt per buurt bepaald of een collectieve oplossing al dan niet uit kan. Als de collectieve optie rendabel is gaat de hele buurt op het warmtenet. Het model gebruikt een flinke set aan inputdata, waarbij zaken zoals de limiet op groen gas en de prijzen van de brandstoffen de uitkomsten sterk bepalen. Een beschrijving van het CEGOIA-model is te vinden in CE Delft (2016). Voor de berekening is in beginsel aangesloten bij de modelsettings uit die studie.

Voor de verschillende scenario's zijn er verschillende uitgangspunten en restricties meegegeven aan CEGOIA, die leiden tot sterk verschillende uitkomsten in de scenario's en die passen bij het scenariobeeld. De lijst met settings:

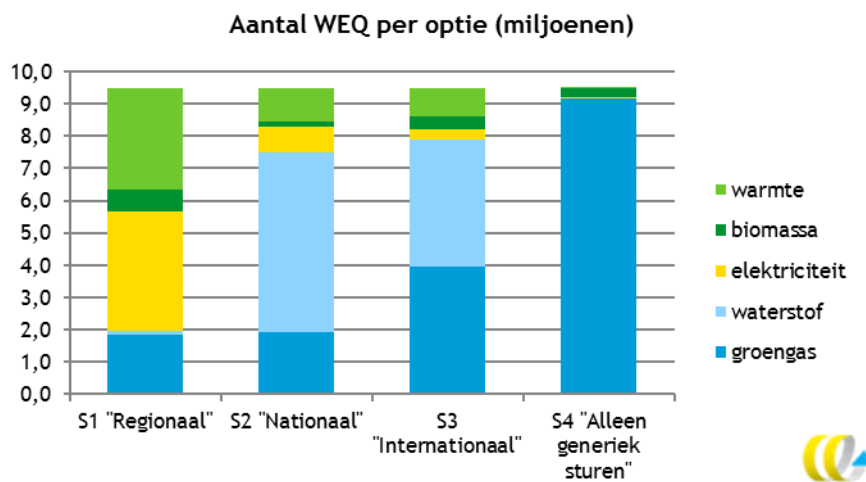
- De belangrijkste restrictie is de beperking aan de hoeveelheid groen gas die beschikbaar gemaakt wordt in het scenario voor de LT-warmtevraag. Groen gas wordt in CEGOIA ingezet voor HR-ketels en hybride warmtepompen (en hulpketels voor warmtenetten). De beperking is in de zelfvoorzienende scenario's gezet op 60 PJ; in het internationale scenario 150 PJ. Deze limiet in het internationale scenario is nodig om het scenario als geheel binnen de limiet van 900 PJ te houden.
- Beperking op de inzet van elektrolyse-waterstof: geen distributie van waterstof voor woningen in het regionale scenario.
- De beschikbaarheid van restwarmte voor het realiseren van collectieve systemen. Dit is voor de verschillende scenario's in lijn gebracht met het industriescenario. In de scenario's met een verregaand getransformeerde industrie (zie volgende alinea) leidt dit tot een behoorlijke daling van restwarmte als bron voor collectieve opties, dit speelt het sterkst bij S1 en S2 en iets minder in S3.
De beschikbaarheid van grootschalige collectieve opties. In S4 ('generieke sturing') is aangenomen dat grootschalige collectieve warmtenetten dus niet van de grond komen.
- De kostprijs van waterstof is verschillend tussen de Scenario's 1, 2 en 3/4, omdat deze in Scenario 1 en 2 afhangt van de inzet van elektrolyse, en de geïntegreerde kosten i.v.m. de lagere bedrijfstijd van de elektrolyse, zoals gesimuleerd in het CEGRID-model, in het eerste scenario hoger is. In scenario 1 is gerekend met 32 €/GJHHV (4,5 €/kg H₂); in Scenario 2 met 23 €/GJHHV en in Scenario 3 en 4 met 20 €/GJHHV.
- Groen gas kost altijd 0,75 €/m³ (21 €/GJHHV).
- Biomassa vast (pellets) kosten in het model 20 €/GJHHV.

De CEGOIA-uitkomsten staan in de volgende tabellen en figuren.

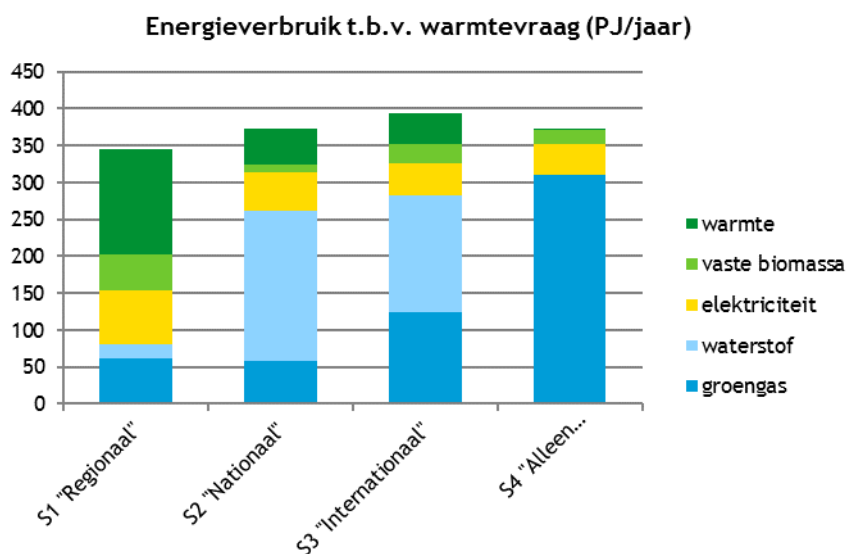
Figuur 31 - WEQ per techniek (miljoenen)



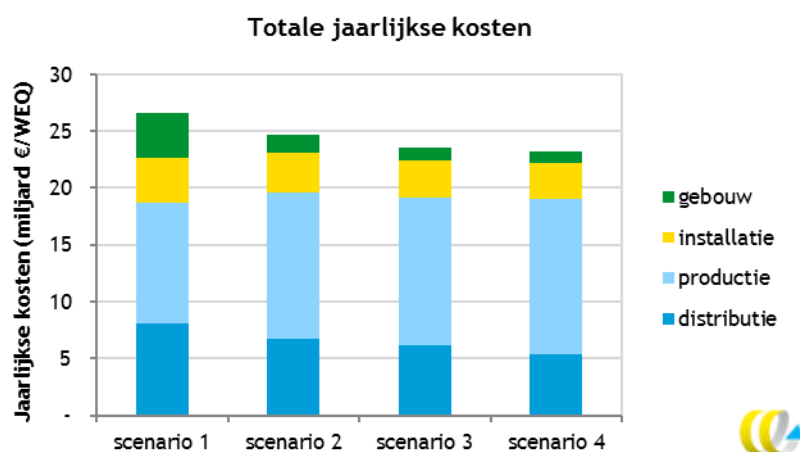
Figuur 32 - WEQ per energiedrager (miljoenen)



Figuur 33 - Totale energieafname uit het net voor ruimteverwarming en warm tapwater (PJ)



Figuur 34 - Totale kostenopbouw (miljard €/jaar)



Tabel 21 - WEQ³⁹ per techniek (miljoenen)

Techniek	S1 "Regionaal"	S2 "Nationaal"	S3 "Internationaal"	S4 "generieke sturing"
HR-ketel op groen gas	0,2	0,0	0,1	0,9
Hybride WP op groen gas	1,7	1,9	3,8	8,2
Elektrische warmtepomp	3,7	0,8	0,3	0,0
WKO	0,1	0,0	0,0	0,0
CV-ketel op vaste biomassa	0,6	0,1	0,4	0,3
Restwarmte	1,0	0,5	0,5	0,0
Geothermie	2,2	0,5	0,4	0,0
HR-ketel op waterstof	0,0	1,3	1,7	0,0
Hybride WP op waterstof	0,0	4,3	2,2	0,0

³⁹ WEQ = warmte aansluiting-equivalenten.

Tabel 22 - WEQ per energiedrager (miljoenen)

Energiedrager	S1 "Regionaal"	S2 "Nationaal"	S3 "Internationaal"	S4 "generieke sturing"
Groen gas	1,9	1,9	4,0	9,2
Waterstof	0,1	5,6	3,9	0,0
Elektriciteit	3,7	0,8	0,3	0,0
Biomassa	0,6	0,1	0,4	0,3
Warmte	3,2	1,1	0,9	0,0

Tabel 23 - Totale energieafname uit het net voor ruimteverwarming en warm tapwater (PJ)

Energiedrager	S1 "Regionaal"	S2 "Nationaal"	S3 "Internationaal"	S4 "Generieke sturing"
Groen gas	61,1	58,4	123,9	310,4
Waterstof	19,0	203,2	158,1	0,0
Elektriciteit	74,2	51,9	43,0	42,1
Vaste biomassa	47,3	10,0	26,1	18,0
Warmte	142,8	49,1	42,1	0,2

Tabel 24 - Totale kostenopbouw (miljard €/jaar)

Onderdeel	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Distributie	8,1	6,8	6,1	5,3
Productie	10,6	12,9	13,0	13,7
Installatie	4,0	3,4	3,2	3,1
Gebouw	4,0	1,6	1,2	1,1
Totaal	26,6	24,7	23,6	23,2

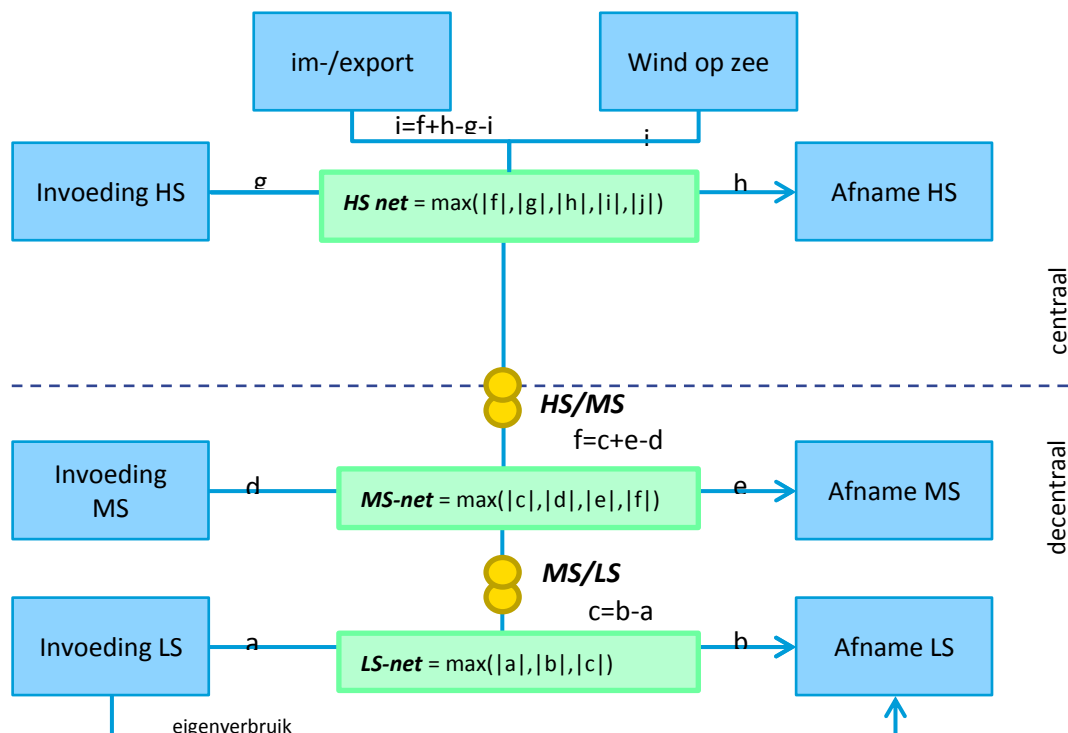
A.3.3 Uurlijkse doorrekening elektriciteit (CEGRID)

In het CEGRID-model is een uurlijkse doorrekening van het elektriciteitssysteem gedaan, met daarbij een simulatie van de inzet van elektrolyse en opslag. Het CEGRID-model is belangrijk omdat hierin een 'consistentie analyse' is gedaan: klopt het scenario, kloppen de bedrijfstijden, wat wordt de inzet van de elektrolyse en opslag, wat worden de resultante energiestromen door de netvlakken? Tevens levert het netmodel de relatieve ontwikkeling van de benodigde capaciteiten per netdeel, nodig om de infrastructuurkosten in de toekomstscenario's te kunnen ramen, en raamt het hoeveel thermische en/of regelbare opwekcapaciteit nodig is in de scenario's om de balans te kunnen handhaven.

Korte beschrijving CEGRID

CEGRID is een versimpelde weergave van het Nederlandse elektriciteitsnetwerk. Het model maakt onderscheid tussen invoeding en afname op een drietal representatieve spanningsniveaus (hoog-/midden-/laagspanning).

Figuur 35 - Structuur CEGRID



Met CEGRID kunnen doorrekeningen worden gemaakt van verschillende scenario's over het toekomstige energiesysteem, om daarmee de effecten op het lokale/regionale net in beeld te brengen. Hierbij is de elektriciteitsvraag, de invoeding van zon-PV, windenergie, penetratiegraden van warmtepompen en de aantallen elektrische auto's aanpasbaar. Voor elektrische auto's is ook het laadprofiel aanpasbaar. De opdeling in drie hoofdnetvlakken (spanningsniveaus) en uitwisselingen daartussen, volgt in grote lijnen de indeling van reeds bestaande modellen:

- model D-Cision: zie (CE Delft, 2010a);
- profielmodel DNV GL (voorheen KEMA), zie o.a. (CE Delft & KEMA, 2012; PBL & DNV GL, 2014; CE Delft & DNV GL, 2014).

Het profielmodel van DNV GL is uitgebreider en onderscheidt meer gebruikersgroepen, afname/opwekprofielen en mogelijke energieconversies in vergelijking met CEGRID. Daarentegen bevat CEGRID een uurlijkse doorrekening waardoor weervariaties met echte klimaatdata gemakkelijker in beeld kunnen worden gebracht. Het model omvat geen detailmodellering van nettopologie maar representeert het elektriciteitsnetwerk in 'geaggregeerde vorm' wat een benadering is. Voor het laagspanningsnetten maakt dit wel uit, omdat deze in de praktijk sterk verschillen. Door met een reeks aan kostenkennallen te werken voor netvlakken kan hier voor een deel aan tegemoetgekomen worden. De structuur van CEGRID op hoofdlijnen is in Figuur 35 gevisualiseerd.

Tabel 25 - Inputs en outputs van CEGRID

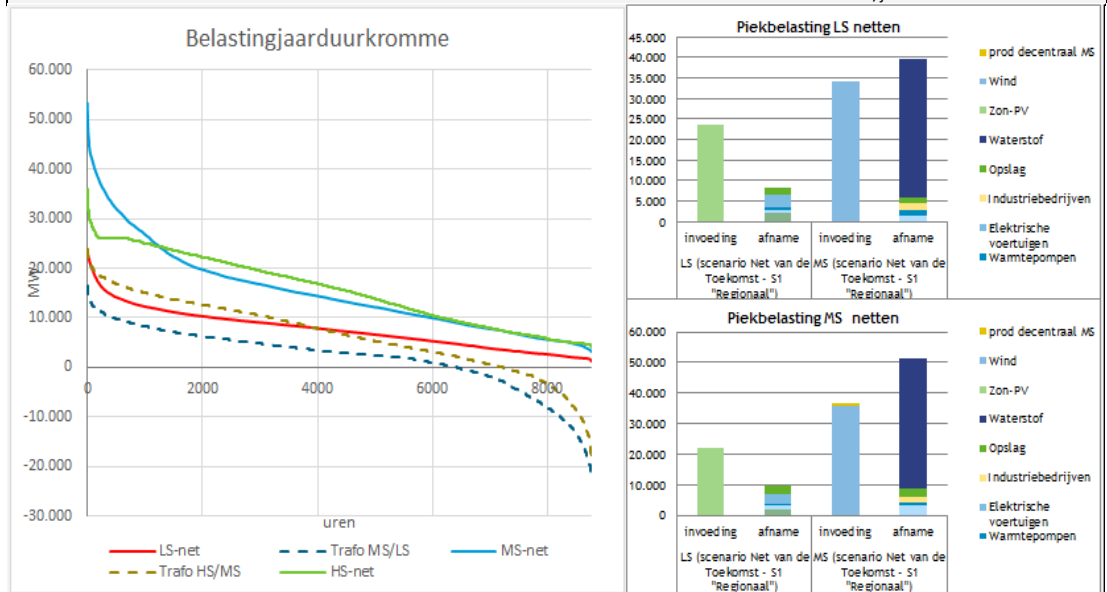
Inputs			Outputs
<p>Het model bevat een aantal profielen waarmee de netbelasting op een netvlak kan worden gesimuleerd. De bijbehorende volumes (bijvoorbeeld jaar-energievraag per type aansluiting/profiel) zijn gekalibreerd op basis van CBS-data.</p>			<p>CEGRID levert de uurlijkse gelijktijdige netbelasting per netvlak, alsmede de uitwisselingen tussen netvlakken, de behoefte aan thermische opwek en ohmse technische netverliezen.</p> <p>De netbelastingen worden gesorteerd in jaarduurkrommes.</p> <p>Het model simuleert niet de belasting van individuele fysieke netwerk-componenten (zoals transformatorstations of kabels) maar aggregereert deze. Verschillen in piekbelastingen kunnen dan vervolgens via een kostenkental worden vertaald naar de verwachte investeringsomvang.</p> <p>Het model levert dus niet direct de investeringskosten in netten op omdat het niet zelf van alle net-assets berekent of ze overbelast worden of niet, maar dit moet bepaald worden door een kostenberekening achteraf.</p>
	Afname	Invoeding	
LS	Vraagprofielen op het LS-netvlak voor totale eindgebruiksvraag aansluiting: huishoudens en kleine utiliteit. Warmtepompen kleinverbruikers. EV-laadprofiel voor thuis, op het werk en overall laden. Of: slim gestuurd laden. Opslag (afh. van algoritme laden of ontladen)	Zon-PV-productie. Invoeding van opslag en van EV's die ontladen: <i>vehicle-to-grid</i>	
MS	Vraagprofielen op het MS-netvlak voor totale eindgebruiksvraag van grote utiliteit en industrie. Warmtepompen utiliteit. Elektrolyse (gestuurd door algoritme). Opslag (afh. van algoritme laden of ontladen)	Wind op land Zon-PV-invoeding, MS-deel Decentrale invoeding (bv. WKK) Invoeding van opslag (MS)	
HS	Vraagprofiel voor grote industrie (vlak). Restprofiel Elektrolyse (gestuurd door algoritme) Opslag (afh. van algoritme laden of ontladen)	Wind op zee productie (o.b.v. KNMI klimaatdata) Deel van wind op land Centrale productie. Invoeding van opslag (HS)	

De resultaten van de uurlijkse doorrekening worden getoond in de volgende figuren.

Resultaten Net van de Toekomst / S1 "Regionaal"

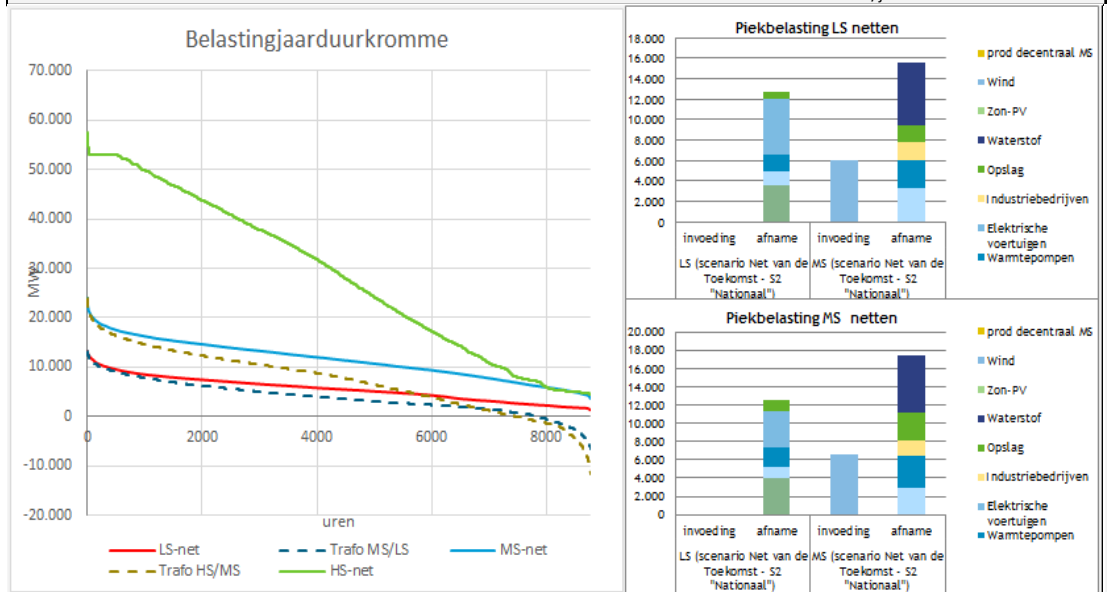
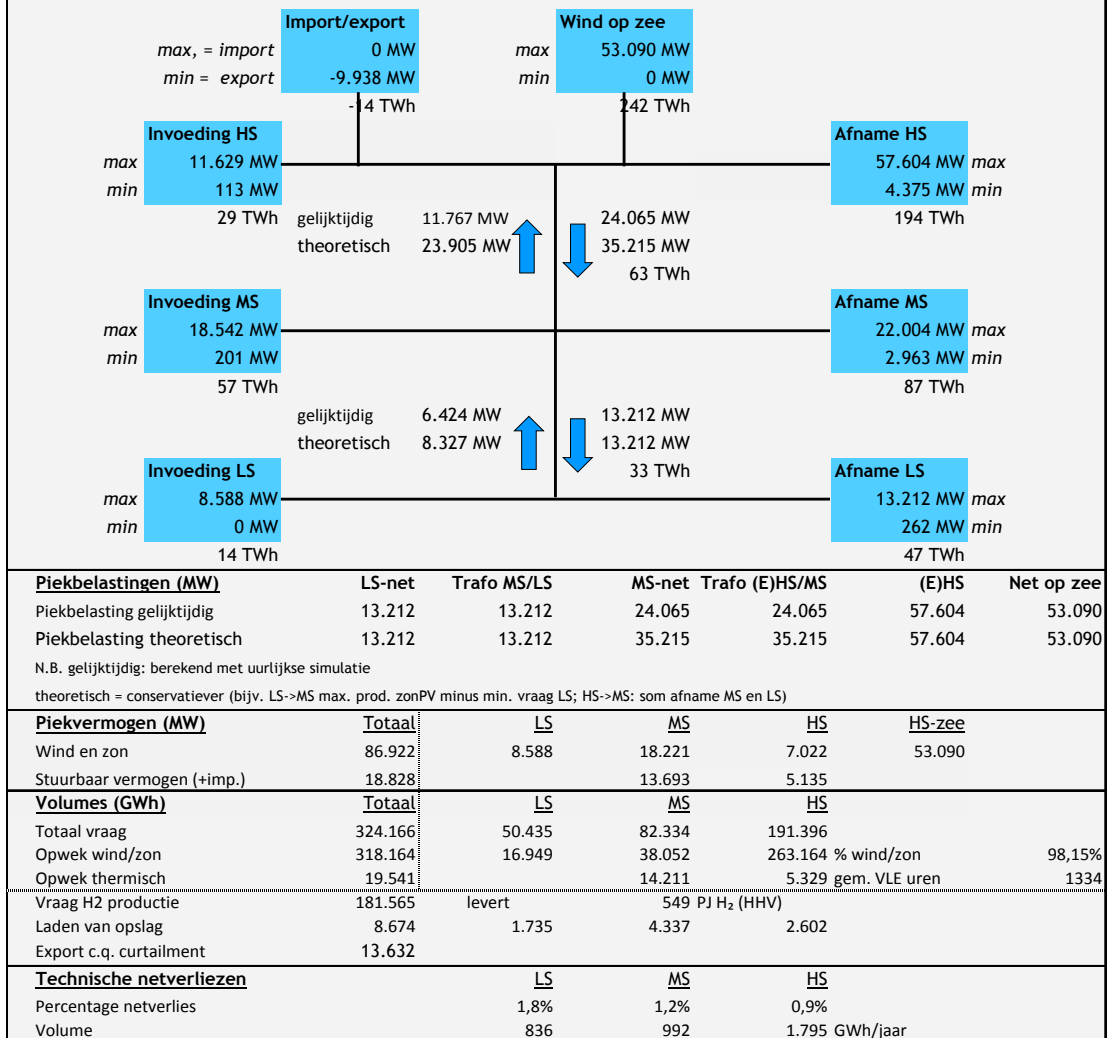
Overzicht maximale en minimale capaciteiten

	Import/export max, = import 0 MW min = export -10.409 MW -0 TWh	Wind op zee max 26.044 MW min 0 MW 19 TWh				
Invoeding HS max 12.568 MW min 248 MW 43 TWh	gelijktijdig theoretisch 18.104 MW 57.572 MW	23.709 MW 69.752 MW 58 TWh	Afname HS max 36.029 MW min 3.762 MW 94 TWh			
Invoeding MS max 36.759 MW min 773 MW 85 TWh	gelijktijdig theoretisch 22.792 MW 23.758 MW	16.436 MW 16.436 MW 17 TWh	Afname MS max 53.316 MW min 2.946 MW 125 TWh			
Invoeding LS max 23.758 MW min 0 MW 35 TWh			Afname LS max 16.436 MW min 0 MW 52 TWh			
Piekbelastingen (MW)	LS-net	Trafo MS/LS	MS-net	Trafo (E)HS/MS	(E)HS	Net op zee
Piekbelasting gelijktijdig	23.758	16.436	53.316	23.709	36.029	26.044
Piekbelasting theoretisch	23.758	23.758	69.752	69.752	69.752	26.044
N.B. gelijktijdig: berekend met uurtijks simulatie theoretisch = conservatiever (bijv. LS->MS max. prod. zonPV minus min. vraag LS; HS->MS: som afname MS en LS)						
Piekvermogen (MW)	Totaal	LS	MS	HS	HS-zee	
Wind en zon	92.872	22.840	35.963	8.026	26.044	
Stuurbaar vermogen (+imp.)	22.072		10.033	12.039		
Volumes (GWh)	Totaal	LS	MS	HS		
Totaal vraag	269.805	58.959	119.769	91.077		
Opwek wind/zon	250.730	41.874	65.991	142.865 % wind/zon		92,93%
Opwek thermisch	28.943		13.156	15.787 gem. VLE uren		1841
Vraag H2 productie	114.720	levert	347 PJ H ₂ (HHV)			
Laden van opslag	13.774	5.510	5.510	2.755		
Export c.q. curtailment	9.983					
Technische netverliezen		LS	MS	HS		
Percentage netverlies		1,9%	1,4%	0,9%		
Volume		981	1.703	829 GWh/jaar		



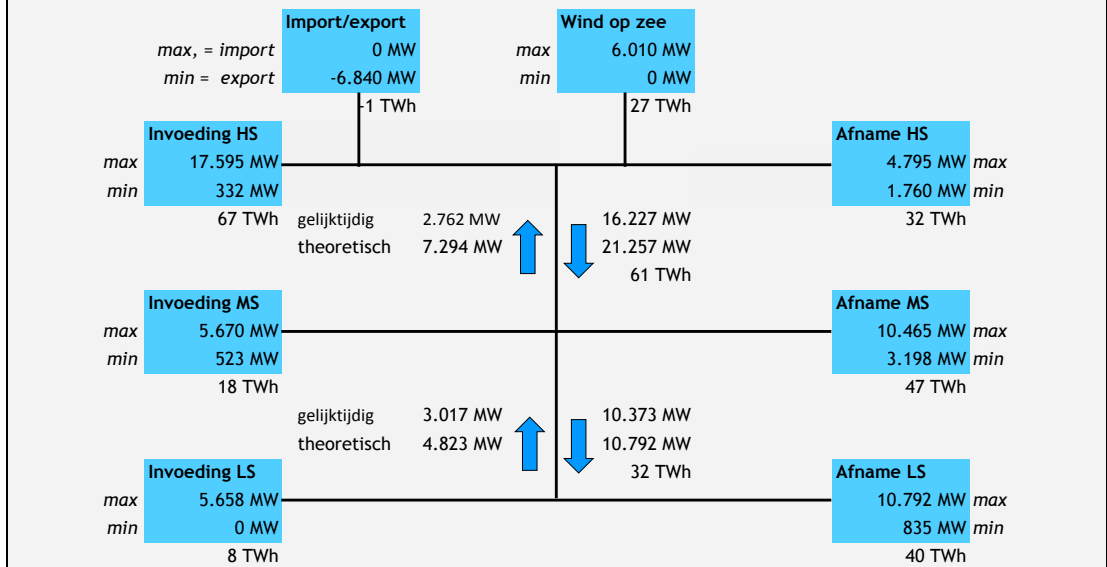
Resultaten Net van de Toekomst / S2 "Nationaal"

Overzicht maximale en minimale capaciteiten



Resultaten Net van de Toekomst / S3 "Internationaal"

Overzicht maximale en minimale capaciteiten



Piekbelastingen (MW)	LS-net	Trafo MS/LS	MS-net	Trafo (E)HS/MS	(E)HS	Net op zee
Piekbelasting gelijktijdig	10.792	10.373	16.227	16.227	17.595	6.010
Piekbelasting theoretisch	10.792	10.792	21.257	21.257	21.257	6.010

N.B. gelijktijdig: berekend met uurtijks simulatie

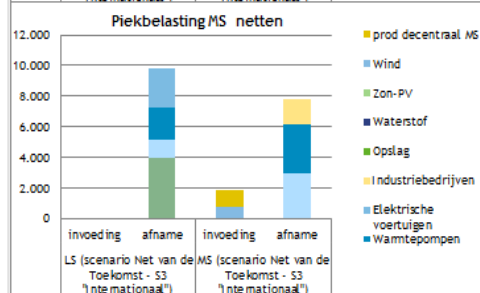
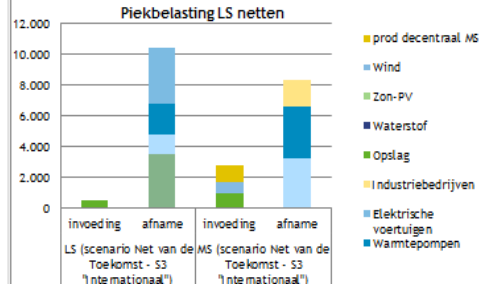
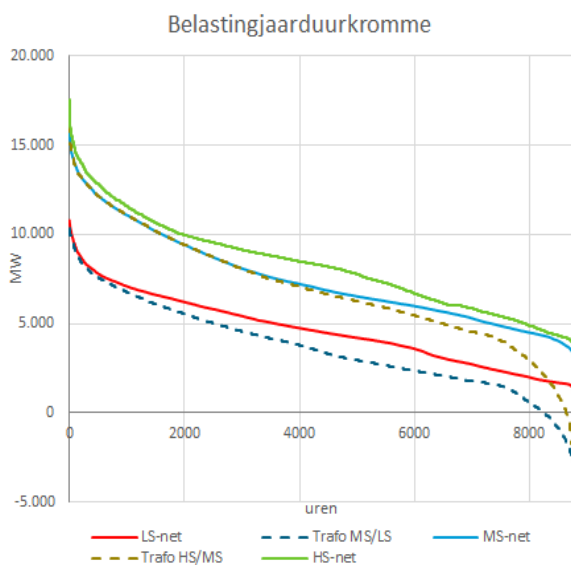
theoretisch = conservatiever (bijv. LS->MS max. prod. zonPV minus min. vraag LS; HS->MS: som afname MS en LS)

Pieker vermogen (MW)	Totaal	LS	MS	HS	HS-zee
Wind en zon	19.846	5.658	5.670	2.508	6.010
Stuurbaar vermogen (+imp.)	18.558		1.465	17.093	

Volumes (GWh)	Totaal	LS	MS	HS
Totaal vraag	121.654	43.297	46.543	31.813
Opwek wind/zon	58.429	11.166	12.322	34.940 % wind/zon
Opwek thermisch	63.793		5.036	58.757 gem. VLE uren

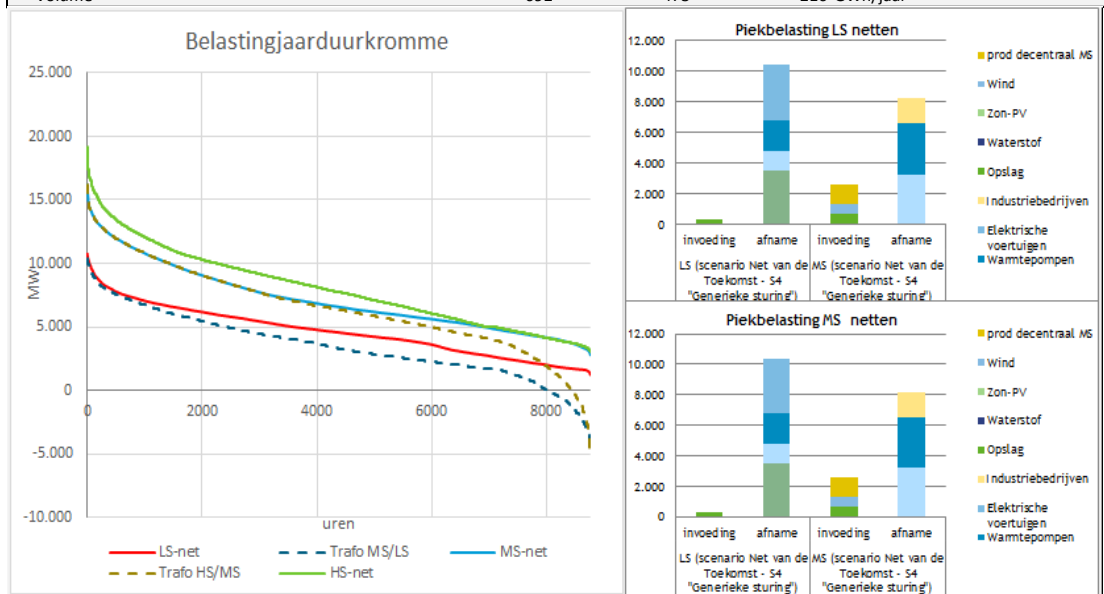
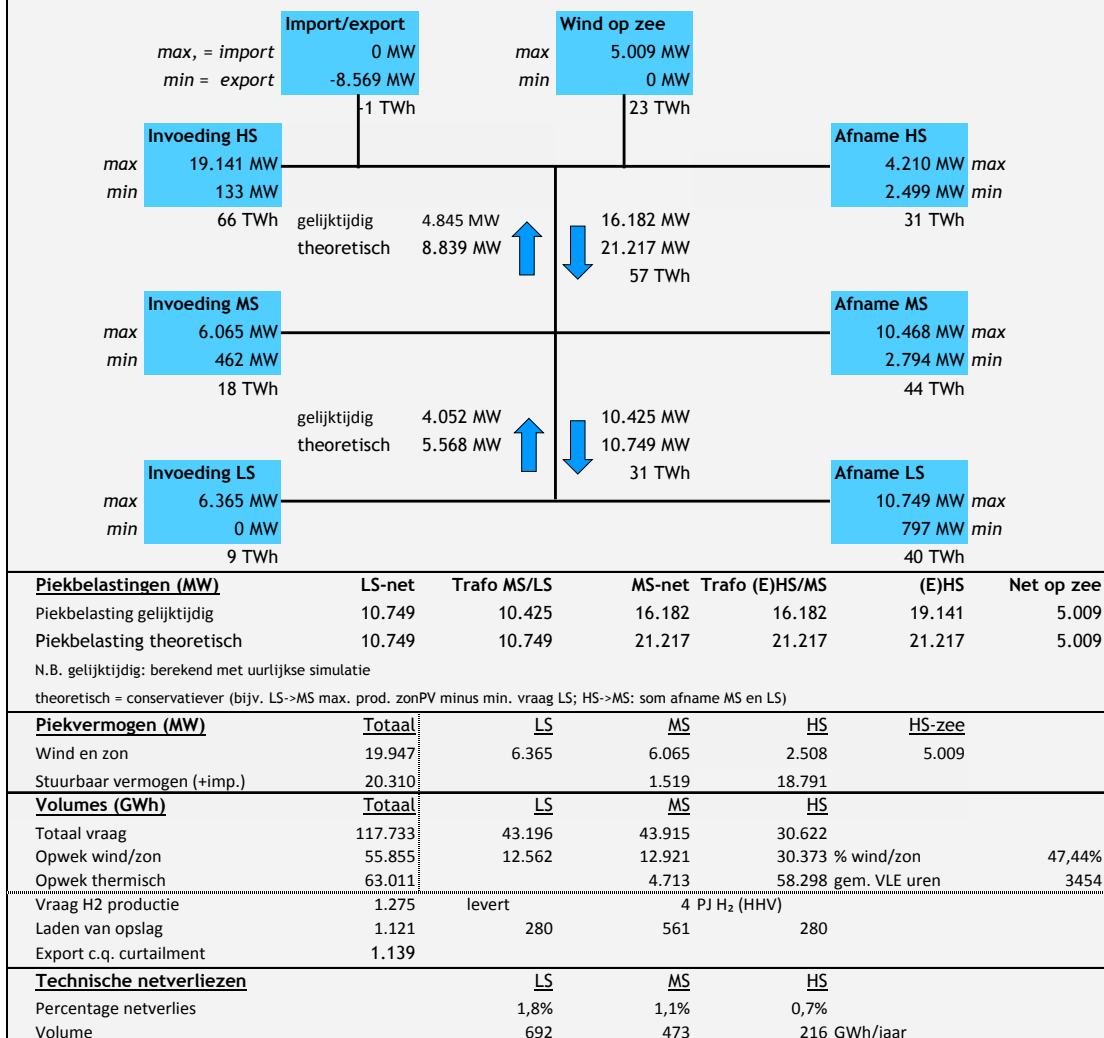
Vraag H2 productie	13.554	levert	41 PJ H ₂ (HHV)
Laden van opslag	1.082	271	541
Export c.q. curtailment	577		271

Technische netverliezen	LS	MS	HS
Percentage netverlies	1,8%	1,1%	0,7%
Volume	698	495	231 GWh/jaar



Resultaten Net van de Toekomst / S4 "Generieke sturing"

Overzicht maximale en minimale capaciteiten



A.3.4 Berekeningen van de waterstofproductie middels elektrolyse

In de NvdT-Scenario's 1 en 2 kennen een groot aandeel fluctuerende energiebronnen. Hoe het systeem in balans gehouden wordt is daarom van speciaal belang. In Scenario's 1 en 2 wordt een groot deel van de fluctuerende output van hernieuwbaar gebruikt voor flexibele waterstofelektrolyse. Daarbij zijn een aantal vragen mogelijk:

1. Zal de bedrijfstijd van H₂-elektrolysecapaciteit die is aangenomen, sterk uiteenlopen in de scenario's?
2. Zo ja, wat zijn dan de consequenties: hoe hangt de integrale kostprijs van elektrolyse-waterstof samen met de bedrijfstijd? Wordt het niet te duur?

Vragen die hieraan koppelen zijn:

3. Wat is er naast H₂-elektrolyse nog extra nodig om het systeem in balans te houden, hoeveel opslag, welke andere bronnen van flexibiliteit? Missen we technieken in de scenario-doorrekening?
4. Hoeveel regelbaar vermogen is verder nodig?
5. Wat is een logische plaats van al deze fluctuerende bronnen en conversie-eenheden in het net? Is het überhaupt logisch om al deze fluctuerende bronnen aan te sluiten op het elektriciteitsnet of beter van niet, ga je in plaats daarvan bijvoorbeeld energie-eilanden op de Noordzee bouwen?

Om dit soort vragen te beantwoorden is als eerste de waterstofelektrolyse nader beschouwd en is een uurlijkse berekening van de scenario's uitgevoerd in het CEGRID-model waar het uurlijkse bedrijf van waterstofelektrolyse is gesimuleerd onder de scenario's.

Voor de leveringszekerheid moeten verder ook aandacht geschonken worden de klimatologische variaties die inhouden dat de zon-PV en wind opbrengsten tussen opeenvolgende jaren met +/- 15% kunnen verschillen. In de simulatie is een gasbuffer toegevoegd om de winterpiek te kunnen opvangen, hierbij is gebruik gemaakt van een extreem koud jaar (zie Paragraaf A.3.5).

Waterstofvraag

In de scenariodefinitie is uitgegaan van een bepaald volume aan H₂-vraag passend bij de energiefuncties (industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit, elektriciteitsproductie):

Tabel 26 - Waterstofvraag in de scenario's (PJ)

	Regie Regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Waterstofvraag (PJ _{HHV})	351	562	382	164

Wat is nu de bijbehorende elektrolysecapaciteit (opgesteld vermogen in GWe) om deze hoeveelheid waterstof te maken, en wat is de resultante kostprijs per eenheid waterstof dan? Een simpele schatting via het aantal vollast-equivalente draaiuren per jaar voldoet hier niet omdat het opwek-profiel van hernieuwbaar en dus de inzet van elektrolyse sterk verschilt tussen de scenario's. Daarom is een simulatie uitgevoerd via het zogenaamde residual demand-profiel.

Residuele vraag en waterstofproductie

Bij ieder scenario bestaat er een zgn. residual demand- (RD) profiel. Deze residuele vraag is gedefinieerd als de uurlijkse basisvraag elektriciteit minus de invoeding van fluctuerende hernieuwbare bronnen en is traditioneel te zien als de elektriciteitsvraag die door conventionele

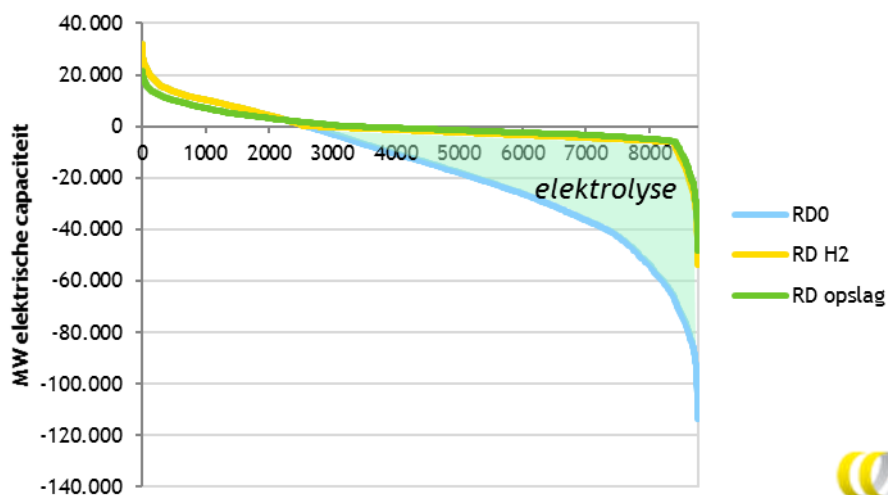
thermische centrales moet worden geleverd. In scenario's met grote opgestelde vermogens aan fluctuerende hernieuwbare bronnen, kent de gesorteerde residuele vraagkromme typisch een sterk negatieve 'staart', hetgeen de uren zijn dat de invoeding van hernieuwbaar de reguliere vraag overstijgt ('oversupply'). Zie ook Bijlage H.

We veronderstellen in deze simulatie dat de elektrolyse uitsluitend bedreven wordt in deze 'oversupply'-uren waarin de productie van hernieuwbaar groter is dan de basisvraag, omdat dit energetisch en markttechnisch het meest logisch is. Het gaat hier namelijk om het nuttig aanwenden van de invoeding van wind en zon. Doordat momentaan extra vraag wordt gecreëerd, kan de hernieuwbare energie nuttig gebruikt worden en hoeft deze niet weggegooid te worden (ook wel genoemd 'curtailment'). Het is niet de bedoeling dat de elektriciteitsopname van de elektrolyse groter is dan de 'oversupply' van wind en zon (want dan zou er teveel vraag ontstaan, waardoor er weer een thermische eenheid nodig is)⁴⁰.

Waterstofproductie met elektrolyse is niet de enige mogelijke techniek in de 'oversupply'-uren, er zijn ook flexibele vraagtechnieken zoals flexibele processen in de industrie, flexibele *power-to-heat*, het slim laden van elektrische voertuigen, het opladen van stationaire accu's of andere opslagsystemen, en vele andere. Maar in zowel Scenario 1 als Scenario 2 heeft waterstof een dusdanig belang dat voor deze analyse waterstofelektrolyse als de eerste techniek wordt verondersteld. Maar er blijft nog ruimte voor andere technieken, zeker in de piek.

Figuur 36 schetst voor Scenario 1 de residuele vraag in de uitgangssituatie, dus zonder flexibiliteitstechnieken (RD0), en vervolgens de residuele vraag na het flexibel bedrijven van de elektrolyse (RD H₂). Tevens is dan ook nog weergegeven de modellering van opslag, die is gemodelleerd ná de elektrolyse (RD-opslag).

Figuur 36 - Illustratief beeld residuele vraagkromme zonder flexibele vraag (RD0); residuele vraagkromme na waterstofproductie (RD H₂); en idem na waterstof én opslag (RD-opslag). Gearceerde zone: waterstofproductie



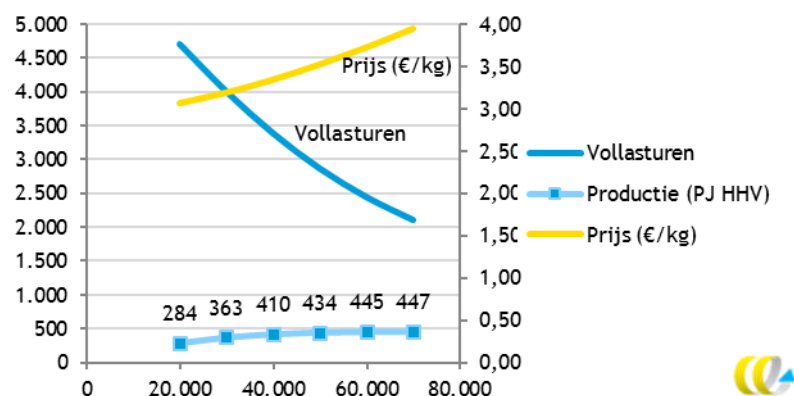
⁴⁰ Technisch is het iets anders gedaan, de inzet van zowel elektrolyse als opslag is gemodelleerd als prijsgedreven, het model bevat daartoe een geparameteriseerde uurlijkse elektriciteit-spotmarktprijs, welke afgeleid is van de uurlijkse residuele vraag over het totaal van Nederland (alle netvlakken). De synthetische prijscurve is nodig voor algoritmen en is losjes gebaseerd op de opwekkingsmix en de integrale kosten daarvan. De prijs wordt gebruikt voor de sturing (wanneer H₂-elektrolyse aan/uit te zetten en opslag afnemen/invoeden), maar niet voor verdere kostprijsberekeningen.

Te zien is dat de elektrolyse een groot effect heeft op de durkromme. Het oppervlak tussen de krommes van waterstof en opslag is de energie die naar de elektrolyse gaat, dit is gearceerd in de figuur.

Kosten van waterstof uit elektrolyse

In de regel is er een afweging tussen opgestelde capaciteit elektrolyse en de bedrijfstijd. Het vergroten van de capaciteit leidt tot een dalende bedrijfstijd, en daarmee tot hogere kosten. Tegelijk is op de opbrengst van de capaciteit (de daadwerkelijke inzet en H₂-productie) een vorm van *'declining marginal revenue'* van toepassing, volgend uit de vorm van de residuele vraag kromme, de inzet-regels voor het bedrijf van de elektrolyse, en hoe het simulatiemodel geïmplementeerd is. Dit is goed te zien in Figuur 37, voor Scenario 1.

Figuur 37 - Verband tussen opgestelde elektrolysecapaciteit in scenario (horizontaal), vollast-equivalente productie van waterstof (linkeras) en kostprijs van de geproduceerde waterstof, in euro per kg H₂ (rechter as).



Te zien is dat in het opvoeren van de opgestelde vermogens vanaf 60 GWe nauwelijks meer leidt tot extra hoeveelheid (PJ) waterstofproductie. Om meer waterstof te maken is in dit voorbeeld beeld dan ook meer hernieuwbare energieproductie nodig.

Zo is in de scenario-exercitie voor Scenario 1 en 2 zowel de elektrolysecapaciteit als de opgestelde vermogens hernieuwbare energie iteratief en handmatig geoptimaliseerd, net zolang dat er voldoende waterstofproductie plaatsvindt.

Tabel 27 - Inzet en resulterende kostprijs van elektrolyse-waterstof in de scenario's

	S1	S2	S3	S4
Elektrolyse capaciteit (GW)	75	62	2,4*	0,2*
Vollasturen	1.500	2.900	5.900	6.500
Prijs (€/kg) ⁴¹	4.6	3.5	2.9	2.9

Noot: In Scenario 3 en 4 is de waterstofvraag hoofdzakelijk import-waterstof.

⁴¹ Aannames: CAPEX 600 €/kW (ISPT et al. (2017)); 12% annuïteit; integrale E- kosten 50 €/MWh. 1 kg waterstof = 142 MJ_{HHV}.

Deze resultaten vallen binnen de bandbreedte van kostprijsmodellering uit de literatuur (zie Bijlage I) voor import waterstof (dit kan zijn buitenlandse elektrolysewaterstof of blauwe waterstof uit stoomhervormen van aardgas met CCS). Het prijsniveau van 2,9 is aan de onderkant van de bandbreedte van ZEP, echter de gasprijzen waar ZEP mee rekent zijn fors⁴².

N.B. In de berekeningen is géén rekening gehouden met een langere levensduur van de elektrolyse-cellen bij flexibel bedrijf. Als het zo is dat de veroudering van de elektrolysecellen hoofdzakelijk te maken heeft met het aantal draaiuren, dan het kostprijsverhogende effect van het flexibel inzetten van de elektrolyse meevallen. Want door een langere technische levensduur kan de CAPEX toch over een groter productievolume worden 'uitgesmeerd'. Dat dempt het bovenstaande effect. In die zin is de NvdT-raming conservatief.

A.3.5 Bepalen gasopslag uit uurlijkse berekening waterstof

Voor de waterstofproductie- en vraag is een uurlijkse berekening uitgevoerd van de totale waterstof invoeding en afname.

De aannames die hierbij gebruikt zijn:

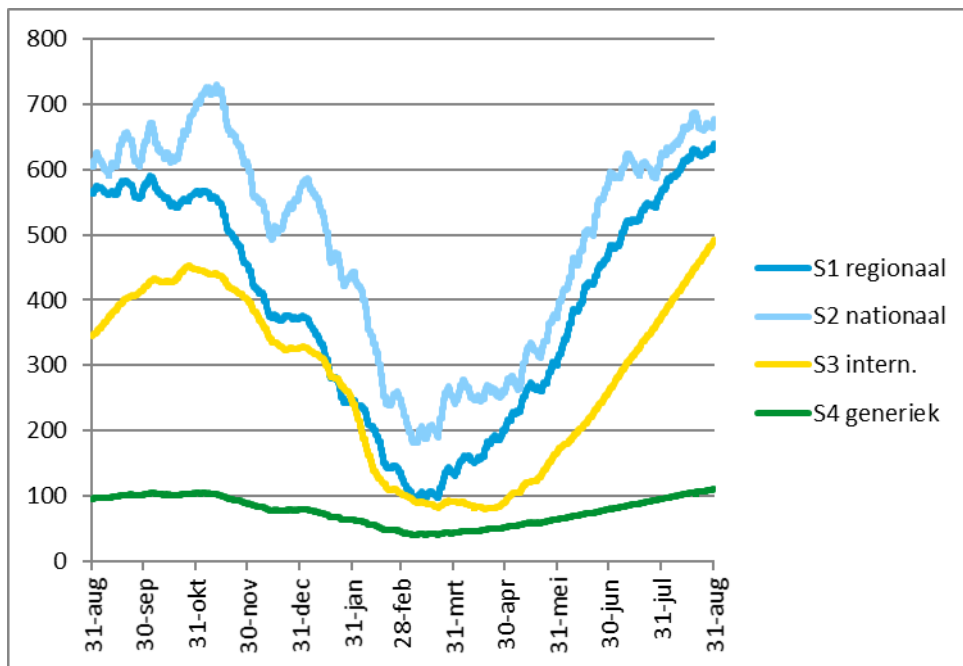
- Afname t.b.v. industriële vragers en transport is vlak in de tijd (geen profiel).
- Afname voor elektriciteitsproductie uitsluitend in de piekuren, dat wil zeggen de uren waarin de residuele elektriciteitsvraag het hoogst is. Het aantal uren per jaar dat het om gaat is 500 in Scenario 1 en 2; 1.650 uur in Scenario 3 en 2.700 uur in Scenario 4.
- Afname ten behoeve van LTW kent een seizoensprofiel. Hierbij is een regulier jaar (2012) doorgerekend alsmede een extreem jaar. Voor het extreme jaar hebben we het profiel van 2012, waarin al een 2-weekse periode zat van behoorlijk koud weer, extremer gemaakt door te veronderstellen dat op alle dagen van het jaar waar de etmaalgemiddelde buitenluchttemperatuur onder het vriespunt zat, dat het in plaats daarvan -17°C was. Hiermee neemt de warmtevraag van de lage temperatuurvoorziening in het hele jaar met 18% toe.

De resultaten van de opslagberekening staan onderstaand voor het reguliere jaar en het extreme jaar.

⁴² In het 450-scenario van het IEA (World Energy Outlook 2016) loopt de gasprijs op tot ~10 MBtu, ofwel 35 €/MWh, het dubbele ten opzichte van vandaag de dag (17 €/MWh).

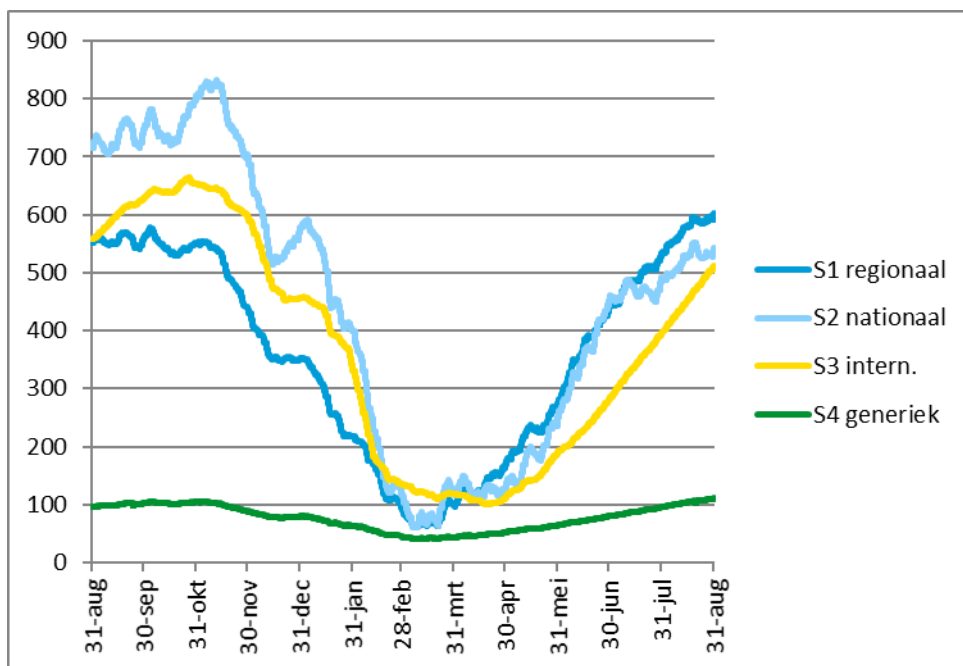


Figuur 38 - Verloop gas in opslag in regulier jaar (kt H₂) (noot: opslag is '0' in het plaatje voor zichtbaarheid)



1 kt H₂ ~ 0,17 PJ ~ 0,012 miljard Nm³a.e.

Figuur 39 - Verloop gas in opslag in extreem jaar (kt H₂)



1 kt H₂ ~ 0,17 PJ ~ 0,012 miljard Nm³a.e.

Als we vooral op Scenario 1 en 2 letten, dan is uit Figuur 39 af te lezen dat in een ‘normaal’ jaar de waterstofbalans zoals die met hernieuwbare energie en elektrolyse wordt voorzien, redelijk klopt. Er is een mismatch tussen wanneer het waterstof wordt geproduceerd en wanneer deze wordt geconsumeerd. De behoefte aan seizoensopslag is hierbij als volgt.

Als we naar het extreme jaar kijken, Figuur 39, dan zie we dat de hoeveelheid elektrolyse niet meer volstaat voor de vraag in het jaar: het eindpunt van de grafiek is in S1 en S2 een stuk lager dan in het begin van het jaar. Op grond hiervan is de buffergrootte bepaald als:

$$\text{Vereist volume} = \text{Maximaal in opslag} - \text{minimum in opslag} - (\text{eindstand}_{\text{jaar}} - \text{beginstand}_{\text{jaar}}) + 50\text{kt}$$

In een regulier jaar zou de vraag naar gasopslag circa 6-7 miljard Nm³ bedragen voor alleen waterstof.

Tabel 28 - Buffergrootte t.b.v. gemiddeld jaar

	S1 regionaal	S2 nationaal	S3 intern.	S4 generiek
Buffervolume enkel waterstof (kt H ₂)	543	599	422	114
Buffervolume waterstof (mld Nm ³) H ₂	6,5	7,2	5,1	1,4

Echter, de energievoorziening moet ook bestand zijn tegen een extreem jaar. Daarom is gerekend met de grotere buffervolumes die resulteren als het een extreem koud jaar zou zijn (Tabel 29).

Tabel 29 - Buffergrootte t.b.v. extreem jaar - input t.b.v. kostenraming

	S1 regionaal	S2 nationaal	S3 intern.	S4 generiek
Buffervolume enkel waterstof (kt H ₂)	565	821	613	114
Buffervolume waterstof (mld Nm ³) H ₂	6,8	9,8	7,4	1,4
Extra volume t.b.v. groen gas ⁴³	2,0	1,0	2,9	8,9
Buffervolume totaal (mld Nm ³)	8,8	10,8	10,3	10,3

Waterstof is niet het enige gas in de scenariostudie. In S3 en S4 maakt groen gas een belangrijker onderdeel uit van de energievoorziening. Om hiervoor te corrigeren is een opslag gehanteerd voor de te bufferen volumes groen gas, met als redenering dat buitenlandse productie van te importeren groen gas (in Scenario's 3 en 4) ook een veel vlakker productiepatroon zal volgen dan de winterpiek-vraag. De ‘totale’ buffervolumes die vereist zijn, bedragen zo tussen de 9 en de 11 miljard m³. Dit vergt meerdere nieuwe te ontwikkelen lege gasvelden (de Bergermeer opslagfaciliteit in Noord-Holland heeft een werkvolume van 4 miljard m³) of opslag in zoutcavernes, die per stuk veel kleiner zijn (bv. 50 miljoen m³).

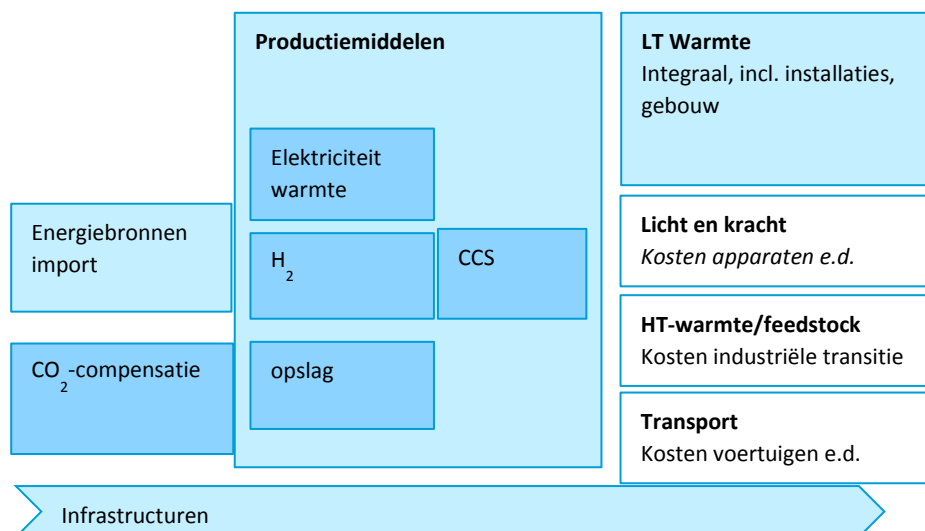
A.4 Kostenberekeningen

A.4.1 Uitgangspunten kostenberekening NvdT-scenario's

Het doel van de kostenberekening is te komen tot een raming van de kosten van de infrastructuur en deze te plaatsen in het licht van de totale kosten van de energievoorziening. Voor de kostenmodellering is een afbakening gehanteerd die het beste grafisch te illustreren is, weergegeven in Figuur 40.

⁴³ Het aandeel van groengas in de LT-warmtevoorziening bedraagt in S1 en S2 een kleine 20%, in S3 36% en in S4 90%.

Figuur 40 - Scope kostenmodellering (blauw gearceerd: meegenomen in kostenmodellering)



De kosten van de volgende onderdelen en aspecten van het energiesysteem vallen binnen de scope:

- Infrastructuur elektriciteit, warmte, gas, CO₂.
- Energiebronnen en import van energie.
- Productiemiddelen elektriciteit en WKK-warmte.
- Opslag en conversie: elektrolysecapaciteit, opslagsystemen.
- Gebouwaanpassingen en warmte-installaties in gebouwen.
- CO₂-netten en de kosten van het afvangen, transporteren en injecteren van CO₂. Ook: kosten voor CO₂-compensatie restemissies

Niet is meegenomen:

- Kosten van apparaten zelf (licht en kracht; bij lage temperatuur warmtevoorziening zijn de opwek-distributie- en afgiftesystemen wel meegenomen omdat het CEGOIA-model een integrale kostenoptimalisatie doet).
- Kosten van vervoermiddelen (geen relevante meerkosten).
- Kosten van de industriële transitie, dus geen aanpassingskosten van de industrie. Dit omdat dit fundamenteel nog vrijwel onmogelijk is om te bepalen. N.B. de industriebeelden die zijn uitgewerkt in de scenario's verschillen wel sterk!

Tevens zijn geen kosten opgenomen voor meer maatschappelijke, publieke en/of externe zaken zoals ruimte, horizon en milieukwaliteit (anders dan CO₂).

Naast kosten zijn er ook baten, bijvoorbeeld in de sfeer van leveringszekerheid, import-onafhankelijkheid, werkgelegenheid. Ook deze baten zijn niet gekwantificeerd.

Voor de kostenberekening is gewerkt met kosteninschattingen en kostenkennallen voor CAPEX en OPEX. Dit zijn inschattingen waarbij een leercurve is verondersteld ten opzichte van huidige kostenniveaus - het moet kostenkennallen betreffen die in 2050 geldig zijn.

Voor de kosten van energiebronnen en CO₂-emissies zijn voor het middenpad de waarden van CPB/PBL Welvaart en Leefomgeving scenario Hoog gebruikt. Dit is een van de voorgeschreven scenario's voor toekomstverkenningen.

De kostenberekening is uitgevoerd als een eindbeeld zonder transitieberekening, dat wil zeggen er is geen analyse uitgevoerd wanneer welke kosten gemaakt dienen te worden en welke de kostenkennallen in die jaren dan zijn. Dit, met uitzondering van het CEGOIA-model, dat model doet dit wel, en een deel van de in CEGOIA bepaalde kosten zijn onderdeel van de eind-kostenraming.

Alle kostenberekeningen worden gepresenteerd als geannualiseerde kosten.

Hierbij is uitgegaan van de typische verwachte levensduur van het betreffende onderdeel en een maatschappelijke discontovoet van 4,5%.

Dit is op grond van het door het kabinet onderschreven advies van het Rapport Werkgroep Discontovoet 2015, die dit percentage voorschrijft voor investeringen met een hoog 'sunk costs' gehalte, zoals publieke fysieke investeringen en investeringen in infrastructuur. Dit percentage is voor alle kosten aangehouden.

Voor de beschouwde infrastructuur is een levensduur van 50 jaar aangehouden.

A.4.2 Netkosten Elektriciteit

Uitbreidingsinvesteringen elektriciteit

Het doel is uit de relatieve ontwikkeling van de piekbelastingen (scenario-jaar 2050 t.o.v. huidig) een uitspraak te doen over de investeringsomvang. Hierbij is de methode een vergelijking te doen van de vervangingswaarde of investeringswaarde van het elektriciteitsnet in 2050 versus dat van vandaag de dag. De methode waarop dit kan gebeuren is ontleend aan de vorige Net voor de Toekomst (2010a-11) studie, te weten het onderdeel 'second opinion op de investeringsramingen' door D-Cision; en tevens aan de studie die in 2014 voor Netbeheer Nederland is uitgevoerd, samen met DNV GL ('Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030', kort de NBNL-2014 studie). Een uitgebreide beschrijving van de methode is weergegeven in Bijlage U van de Net voor de Toekomst 2010 (achtergrondrapport).

De eerste stap is het bepalen van de huidige herinvesteringswaarde van het net, via de aantallen en de huidige kostprijs van de netcomponenten. Dit is weergegeven in de onderstaande tabel.

Tabel 30 - Schatting investeringswaarde (vervangingswaarde) van het elektriciteitsnet (anno 2017)

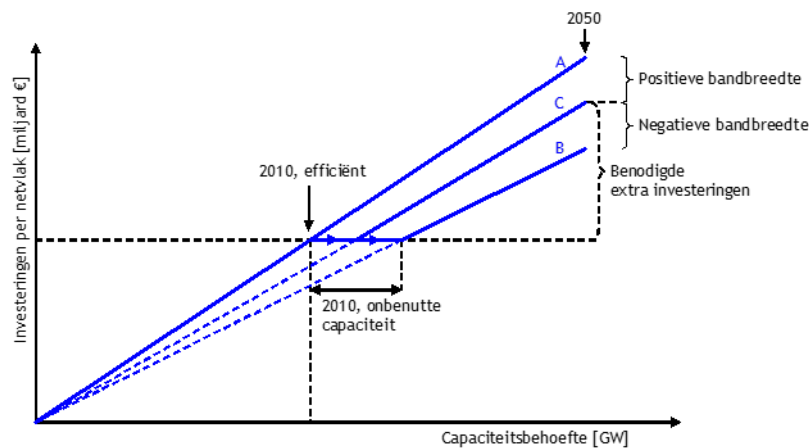
	Eenheid	Prijs/eenheid (k€)	Aantal	Waarde (mln)
(E)HS-net	circuit km	408	13.000	5.304
(E)HS/MS-stations	stuks	15.000	256	3.840
MS-net	circuit km	100	110.000	11.000
MS/LS-stations	stuks	38	120.000	4.560
LS-net	circuit km	80	160.000	12.800
Wind op zee-aansluitingen	MW	1.159*	350	406
Wind op land	MW	400	2.900	1.160
Zonneweide aansluitingen	MW	400	10	-niet meegenomen-
LS-aansluitkabels	Stuks	0,7	7.700.000	-niet meegenomen-
Totale huidige waarde (methode NvdT 2010)				43.300
Totale huidige waarde, NBNL studie (2014)				30.000

* Geschat op basis van 4 miljard € voor 3,45 GW wind.

De huidige investeringswaarde is dus opgeteld ongeveer 43 miljard euro, wat hoger lijkt dan de NBNL-2014-studie. Vervolgens is de vraag hoe deze waarde zich gaat ontwikkelen als de transportbehoefte

omhoog gaat: wat zal er geïnvesteerd moeten worden. Hierbij speelt dat niet alle verschillen in capaciteitsbehoefte behoeven te leiden tot een investering, want er is gemiddeld genomen sprake van een deel onbenutte capaciteit. De onderstaande figuur, ontleend aan NvdT2010a (D-Cision) geeft dit grafisch weer. In lijn A is er geen onbenutte capaciteit - een marginale stijging van de capaciteitsbehoefte leidt tot een marginale netverzwaring. Het horizontale stuk 'onbenutte capaciteit' tot lijn B laat zien dat een beperkte capaciteitsverhoging zonder netinvesteringen kan worden geacommodeerd. In de NvdT 2010a-studie is lijn C als midden raming aangehouden, we zullen dat voor deze studie ook weer doen.

Figuur 41 - Illustratie relatie investeringskosten en capaciteitsbehoefte (D-Cision, Net voor de Toekomst 2010).



De stap nu is via schattingen van de onbenutte capaciteit per netvlak de kostenkentalen te bepalen. Het is echter niet goed bekend wat van alle kabels, transformatoren en dergelijke overcapaciteit is. D-cision heeft daar schattingen voor gemaakt, waarbij geschat is dat transformatoren een grotere overcapaciteit hebben (67%) dan kabels (33%). Dit is bediscussieerd en lijkt niet logisch. Als 50% wordt aangehouden voor de overcapaciteit en dan de helft daarvan als wenselijke overcapaciteit, dan worden onderstaande kostenkentalen verkregen (2e kolom). Daarnaast zijn de kostenkentalen opgenomen van de 2014 NBNL-studie. Omdat daar op grond van onze ervaring aanleiding toe is, geven we verder nog een aantal andere kostenkentalen.

- Ecofys geeft in de studie 'waarde van congestiemanagement' naar soort gebied gedifferentieerde kentalen voor het MS-net:
 - stedelijk: 200-700 (gem. 350) €/kW;
 - groenstedelijk: 400-1.000 (gem. 450) €/kW;
 - dorps/landelijk: 800-1.150 (gem. 950) €/kW.
- Het Stedin-kental voor LS-net in hun gebied is ongeveer 500 €/kW (gebruikt in projecten CE Delft & Stedin).

Via middeling is een set aan capaciteits-kostentallen verkregen die voor de NvdT 2017-ramingen te gebruiken zijn.

Tabel 31 - Kostenkentalen (€/kW)

	Via capaciteit en kostendrijvers (methode D-cision)	NBNL-studie 2014 (CE Delft & DNV-GL 2014)	Ecofys, 2016	Stedin-projecten 2015-16	NVDT 2017
(E)HS-net	321	408			364
(E)HS/MS-stations	384	250			250
MS-net	1.052	705	350/450/950		690
MS/LS-stations	494	200			200
LS-net	1.386	862		500	916
Wind op zee-aansluitingen					1.159

Voor de kostenraming ontstaat er een onzekerheid door het werken met deze kostenkentalen; het werken met dit soort kostenkentalen is immers niet precies. Ecofys (2016), niet volledig weergegeven in de tabel, werkt dan bijvoorbeeld ook terecht met een grote range rond deze kentalen voor LS en MS die afhangt van het soort gebied. Een andere fundamentele onzekerheid in dit soort kostenkentalen is dat niet goed bekend is wat een toekomstige wenselijke overcapaciteit is van het net. Een andere bron van onzekerheid in de kostenraming is model-technisch. De simulatie van de belasting van elektriciteitsnetten middels CEGRID is een versimpeling, waarbij topologie is geabstraheerd. Een specifieke factor hierbij is de onzekerheid over de locaties van elektrolyse en invoeding van hernieuwbare energie. In het CEGRID-model is hier een vrij ruwe benadering voor gekozen die niet is geoptimaliseerd.

Om hier enigszins aan tegemoet te komen is voor alle netkostenberekening voor de gevoeligheidsanalyse met een bandbreedte van +/- 20% op het kostenkental gewerkt.

Instandhoudingskosten elektriciteit

Naast vervangingswaarde of investeringswaarde van het elektriciteitsnet in 2050 zijn er nog kosten voor instandhouding, de organisatie van de netbeheerder, metering, etc. - dit noemen we instandhoudingskosten. Deze zijn voor 2016 geraamd op 510 mln €/j. Dit bedrag wordt voor de verschillende toekomstscenario's geschaald op grond van de relatieve investeringswaarde van de infrastructuur in het scenario. De bedragen zijn in de vier scenario's achtereenvolgens 1.570, 1.670, 740, 1.050 mln €/j, respectievelijk.

A.4.3 Netkosten gas

Voor de uitbreidingsinvesteringen zijn de kosten van compressievermogen en metingen die samenhangen met de invoeding van groen gas omvat, als volgt:

Tabel 32 - Kostenkental groen gas invoeden

	Investering mln€/PJ ingevoerd groen gas			O&M
	Laag	Midden	Hoog	%/j
Kostenkental	8	10	15	5%

Dit leidt tot een totale CAPEX van 2,3-5,5 mld euro, wat jaarlijks 220-540 mln euro betekent.

De kosten voor het voor waterstof of andere hernieuwbare gassen gereedmaken van het gasnet zijn niet in detail geraamd. Wel is voor de waterstof distributie naar de stedelijke omgeving voor de instandhoudingskosten/vervangingskosten van de gasdistributie-infra in CEGOIA een factor 1,5 gehanteerd op de kosten van de aardgasinfrastructuur. Dit leidt voor de toekomstbeelden 'regie nationaal' en 'internationaal' op jaarlijkse meerkosten van 500 mln euro en 300 mln euro, respectievelijk.

Voor de instandhoudingskosten van het gasnet is uitgegaan van 700 mln €/jaar, ruwweg 50/50 verdeeld tussen het landelijke net en de regionale netten.

Als bron voor de regionale netten is aangehouden het document 'Investeren in de toekomst - Lange termijn optimalisatie van vervangingsinvesteringen in de gezamenlijke Nederlandse regionale gasnetten' Enexis, Gido Brouns, Marco Poorts 22-1-2016. Van de drie beschreven scenario's (Bestaand KCD-beleid/Doelmatig optimum/Huidige veiligheid, ofwel 289 resp. 270 resp. 412 mln €/j) is het scenario 'Huidige veiligheid' aangehouden, dit komt op 412 mln €/j.

Voor GTS leidt een optelling van diverse posten uit het KCD tot een schatting van 370 mln €/j.

A.4.4 Kosten elektriciteitsopwekking, conversie, storage

De scenario's verschillende in opgestelde vermogens voor elektriciteitsopwekking, conversie en opslag. De capaciteiten zijn op kosten gezet, zowel CAPEX als operationele kosten zijn meegenomen. Tabel 33 geeft de gebruikte parameters weer.

Tabel 33 - Kostenkennallen elektriciteitspark, opwekking, conversie, storage

		Investering €/kWe			O&M	Levensduur
		Laag	Midden	Hoog	%/j	j
Centraal	Wind op zee	1.100	1.350	2.250	4%	25
	Biomassa	1.875	2.500	3.125	3%	30
	Groen gas/hernieuwbaar gas	938	1.250	1.563	3%	30
	Aardgas CCS	1.050	1.400	1.750	5%	30
	Aardgas+WKK CCS	1.476	1.968	2.459	5%	30
Decentraal	Zon-PV en zonneweides	300	500	700	2%	35
	Wind op land	1.000	1.250	1.550	2%	25
	WKK groen/hernieuwbaar gas	350	500	1.250	4%	25
Elektrolyse	€/kWe	400	600	854	6%	30
Opslag battery home	€/kWh	200	300	400	4%	20
Grid connected battery	€/kWh	200	300	400	4%	20
Storage HV large scale	€/kWe	1.500	2.500	3.500	2%	40
Gasbuffer, leeg gasveld of zoutcaverne	mln €/mld m ³ a.e.	480	600	720	25	40

Bronnen:

Zon en wind	MKEA zon en wind ECN, CE Delft 2016
Wind op zee	Borssele 2 tender, aangenomen verdere kostendaling van 40%
Bio/groen gas	Kostenmodellering eerdere projecten, losjes gebaseerd op IEA projected costs of generating electricity en IRENA 2012
Aardgas/CSS en WKK CCS	Idem + eerdere studies (CE Delft 2010b)
WKK	Rendementsanalyse CE Delft voor RVO 2015 (gasmotor)
Batterijen	Expert judgment



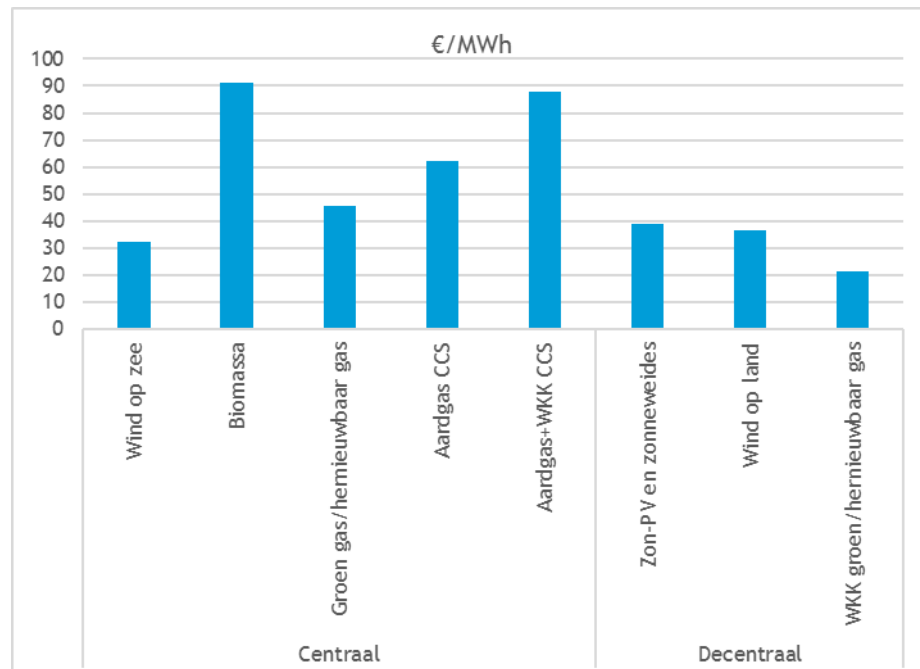
Storage HV large

Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030 (CE Delft en DNV GL, 2014)

Gasbuffer leeg gasveld

Verkenning welvaartseffecten Structuurvisie Ondergrond (CE Delft 2016b)

Figuur 42 - Resultante LCOE-kosten voor elektriciteitskosten (middenraming)



Noot: T.b.v. LCOE aangenomen vastgesteld regelbaar vermogen: 2.500. Zon: 1.000. Wind op land 3.000. Wind op zee 4.500. Bronnen hiervoor: NKEA CE Delft/ECN 2016. LCOE wordt niet verder gebruikt.

A.4.5 CO₂-afvang en -opslag; CO₂-compensatie

De kosten voor het afvangen en opslaan van de CO₂ in de scenario's, alsmede de kosten van het compenseren van de restemissies, zijn becijferd op basis van de volgende gegevens.

Tabel 34 - Details CO₂ infra en kosten berekeningen

	CO ₂ volumes t.b.v. CCS in de scenario's (kt)			
	Regie regionaal	Regie nationaal	Internationaal	Generiek sturen
Af te vangen	3.420	2.566	7.310	19.473
Rest emissies	3.037	2.951	3.612	8.170
Infrastructuur				
Lengte circuit.km	500	500	1000	2000
Capaciteit (Mt CO ₂ /jaar)	3,4	2,6	7,3	19,5
CAPEX (mln €)	537	529	1.073	2.177
OPEX	3%	3%	3%	3%
Kosten afvang				
	50 €/ton			
Kosten afvang (mln €/j)	171	128	365	974
Kosten restemissies				
	160 €/ton			
Kosten restemissies (mln €/j)	486	472	578	1.307

N.B. Kosten restemissies c.f. CPB WLO Hoog.

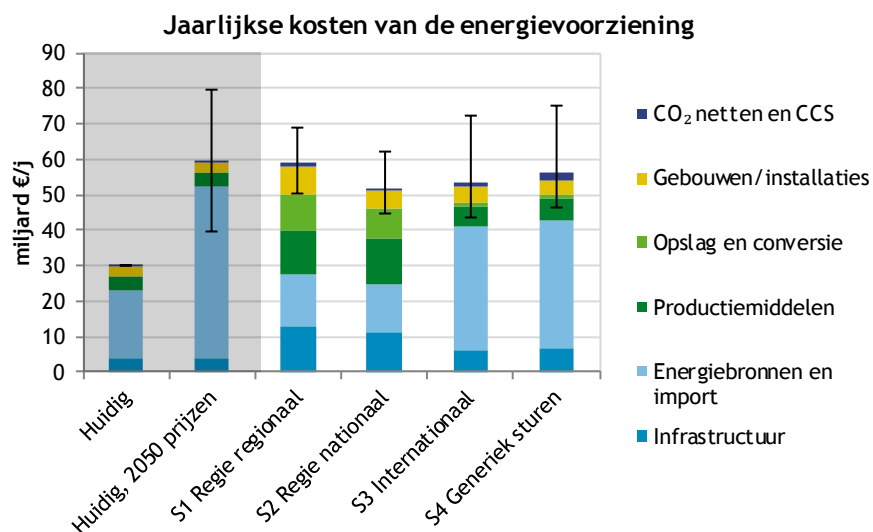
Voor gevoeligheid dient het 2-gradenscenario gebruikt te worden - 200 of 1.000 €/ton CO₂, maar dit is niet in beeld gebracht. Dit kan het 'generieke' scenario een stuk duurder maken.

A.4.6 Resultaten van kosten

Figuur 43 toont de totale geannualiseerde kosten van de energievoorziening in 2050, met de onderverdeling naar de beschouwde kostencomponenten.

Te zien is dat de kosten voor energiebronnen het grootste gedeelte uitmaken van de kosten van de scenario's met energie-import, en dat dit aandeel veel lager is in de regionale en nationale scenario's met veel zelfvoorziening. In plaats daarvan zijn er in die scenario's veel kosten voor (hernieuwbare) productiemiddelen: windparken en zonnenvelden, opslag en conversie, en energie-infrastructuren, met name E. Daarbovenop komt dat S1 de hoogste kosten heeft voor gebouwen en warmte-installaties omdat in dat scenario binnen de LT-warmtevoorziening de meer goedkopere opties afvallen.

Figuur 43 - Resultaten van de totale kosten van de energievoorziening in 2050



Tabel 35 - Resultaten van de totale kosten van de energievoorziening in 2050 en vergelijking huidig (middenwaarde) (mld€/j)

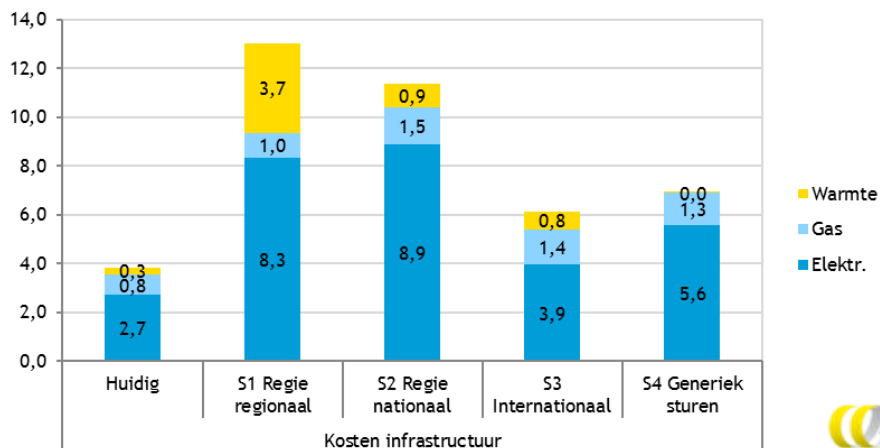
	Huidig	Huidig, 2050 prijzen	Regie regionaal	Regie nationaal	Inter-nationaal	Generiek sturen
Infrastructuur	3,8	3,8	13,0	11,3	6,1	6,9
Energiebronnen en import	19,0	48,4	14,6	13,3	34,8	36,0
Productiemiddelen	4,1	4,1	12,4	12,8	6,0	6,1
Opslag en conversie	0,0	0,0	10,1	8,5	1,1	0,8
Gebouwen/installaties	2,8	2,8	8,0	5,1	4,4	4,2
CO ₂ -netten en CCS	0,5	0,5	0,7	0,6	1,0	2,5
Totaal	30,3	59,7	58,9	51,7	53,5	56,5

Tabel 36 - Gevoeligheid voor CAPEX

	Huidig	Huidig, 2050 prijzen	Regie regionaal	Regie nationaal	Inter-nationaal	S4 Generiek sturen
Lage CAPEX-getallen	30	49	52	45	44	46
Middenwaarde	30	49	60	52	54	57
Hoge CAPEX-getallen	30	49	70	63	72	75

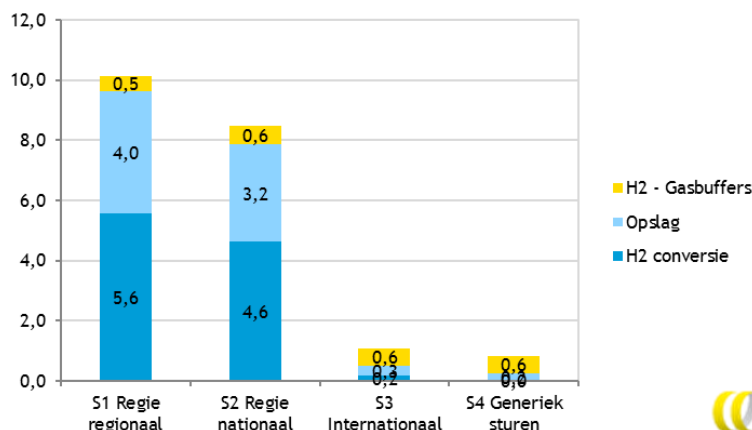
De kosten voor de infrastructuur zijn weergegeven in Figuur 44 (middenwaarde).

Figuur 44 - Kosten voor infrastructuur



De kosten voor opslag en conversiesystemen zijn weergegeven in Figuur 45.

Figuur 45 - Kosten voor opslag- en conversiesystemen



A.5 Bronnen

CE Delft, 2010a

Net voor de Toekomst.

Achtergrondrapportage bij het NET-document van Netbeheer Nederland

Delft: CE Delft, 2010

[online] www.ce.nl/publicatie/net_voor_de_toekomst/1192

CE Delft, 2010b

VME Energy Transition Strategy. External Costs and Benefits of Electricity Generation

Delft: CE Delft, 2010

[online] www.ce.nl/publicatie/vme_energy_transition_strategy_external_costs_and_benefits_of_electricity_generation/1082

CE Delft en DNV GL, 2014

Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030.

Delft: CE Delft, 2014

[online] www.ce.nl/publicatie/scenario-ontwikkeling_energievoorziening_2030/1490

CE Delft, 2015

Verkenning voorlopige analyse WKK

Delft: CE Delft, 2015

[online] www.ce.nl/publicatie/verkenning_voorlopige_analyse_wkk/1718

CE Delft en ECN, 2016

MKEA zon-PV en wind op land

Vergelijking kosten en maatschappelijke effecten

Delft: CE Delft, 2016

[online] www.ce.nl/publicatie/mkea_zon-pv_en_wind_op_land/1905

CE Delft, 2016b

Verkenning welvaartseffecten Structuurvisie Ondergrond

Delft: CE Delft, 2016

Ecofys, 2016

Waarde van congestiemanagement

Utrecht: Ecofys, 2016

[online] www.ecofys.com/nl/publications/waarde-van-congestiemanagement

IRENA, 2012

Renewable energy technologies: cost analysis series.

Wind power, biomass for power generation

IRENA Working Paper, Volume 1: Power Sector. Issue 15/5

Bonn: IRENA, 2012

[online] www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf

IEA and NEA, 2015

Project Costs of Generating Electricity. 2015 edition.

Paris: OECD-IEA, 2015

Mott MacDonald, 2012

Potential Cost reductions in CCS in the Power Sector

Brighton: Mott MacDonald, 2012

[online] www.gov.uk/government/publications/potential-cost-reductions-in-ccs-in-the-power-sector



B Handreiking energie in de omgevingsvisie

Vanaf 2021 zullen gemeenten een omgevingsvisie en omgevingsplan moeten hebben. Hierin zal de energievoorziening een grotere rol hebben dan gemeenten gewend zijn. De energietransitie is namelijk een van de grootste ruimtelijke opgaven van de komende decennia, en het is van belang voor alle stakeholders dat de ruimtelijke consequenties van deze opgave goed worden doordacht.

Om gemeentelijk ambtenaren daarom te helpen structuur en uniformiteit aan te brengen in de energieplannen, is deze handreiking opgesteld. Hierin wordt antwoord gegeven op de vraag: Wat moet er, op het gebied van energie, in de omgevingsvisie komen te staan?

Deze handreiking is als bijlage opgenomen omdat netbeheerders belang hebben in het borgen van voldoende ruimte voor de benodigde energie-infrastructuur. Het stuk bestaat uit een toelichting op de relevantie van energie voor de omgevingswet en een beschrijving van elementen die opgenomen dienen te worden in de energieplannen.

B.1 Achtergrond

De Omgevingswet

In de Omgevingswet wordt de wet- en regelgeving met een ruimtelijke component gebundeld in één wet. De Omgevingswet vervangt o.a. de Crisis- en herstelwet, Interimwet stad-en-milieubenadering, Ontgrondingenwet, Planwet verkeer en vervoer, Spoedwet wegverbreding, Tracéwet, Wet algemene bepalingen omgevingsrecht, Wet inzake de luchtverontreiniging, Wet ruimtelijke ordening, en grote delen van de Monumentenwet 1988, Waterwet, Wet beheer rijkswaterstaatswerken, Wet milieu-beheer en Woningwet. De Omgevingswet treedt naar verwachting in 2020/2021 in werking. Er komt meer beleidsvrijheid bij de gemeenten en provincies te liggen. Dit gebeurt via een aantal instrumenten:

- omgevingsvisie;
- omgevingsplan/Waterschapsverordening/omgevingsverordening;
- omgevingswaarden;
- programma's;
- omgevingsvergunning (huidige WABO en Flora-fauna-ontheffingen, etc.).

Hieronder worden kort de belangrijkste instrumenten uit het instrumentarium beschreven.

De *omgevingsvisie* is een integrale visie met strategische hoofdkeuzen van beleid voor de fysieke leefomgeving voor de lange termijn. Deze visie wordt door het Rijk, door de provincies en door gemeenten voor hun huishouding en grondgebied vastgesteld. Concreet betekent dit dat een omgevingsvisie ingaat op de samenhang tussen alle ruimtelijke thema's, waaronder water, milieu, natuur, landschap, verkeer en vervoer, infrastructuur en cultureel erfgoed.

Het *omgevingsplan* is de uitwerking van de omgevingsvisie en bevat de regels en instrumenten die nodig zijn om de omgevingsvisie in de praktijk te brengen.

Een overheid kan daarnaast **omgevingswaarden** vaststellen voor haar grondgebied; dit zijn concrete doelwaarden (bijvoorbeeld op luchtkwaliteit of geluid). Deze doelwaarden hoeven nog niet te zijn bereikt. Wanneer een overheid nog niet aan de waarde voldoet is zij verplicht om een programma op te stellen (zie onder).

Programma's zijn sectoraal, en geven aan welke activiteiten een overheid zelf onderneemt op een bepaald onderwerp om een doel (bijvoorbeeld een omgevingswaarde) te bereiken.



Omgevingsvergunning: De omgevingsvergunning is een instrument waarmee een overheid kan toetsen of activiteiten acceptabele gevolgen hebben voor de fysieke leefomgeving. Voorbeelden zijn vergunning voor het uitbreiden van bedrijventerreinen, of het kappen van een bos.

De Energietransitie

Het Rijk heeft als doelstelling een duurzame, hernieuwbare energievoorziening in 2050. In de Energieagenda (2016) is ingegaan op het Klimaatakkoord van Parijs om de CO₂-uitstoot in 2050 tot bijna nul te beperken. Daarbij wordt ingezet op een volledig duurzame energievoorziening in 2050, waarbij de gebouwde omgeving 'aardgasvrij' zal zijn. Deze opgaven hebben allen een zeer grote ruimtelijke consequentie, die op dit moment nog niet altijd in ruimtelijke plannen wordt meegenomen.

De ruimtelijke impact van de energietransitie is enorm. Naast de ruimtevraag voor de opwek van duurzame elektriciteit (wind- en zonne-energie) is er ook ondergrondse ruimtevraag voor de uitbreiding van het distributienetwerk (elektra, warmte, CCS) en warmtelevering (geothermie en warmte-koude opslag), alsmede ruimtegebruik voor de opwek- en opslaglocaties van warmte en conversie van elektriciteit in bijvoorbeeld waterstof.

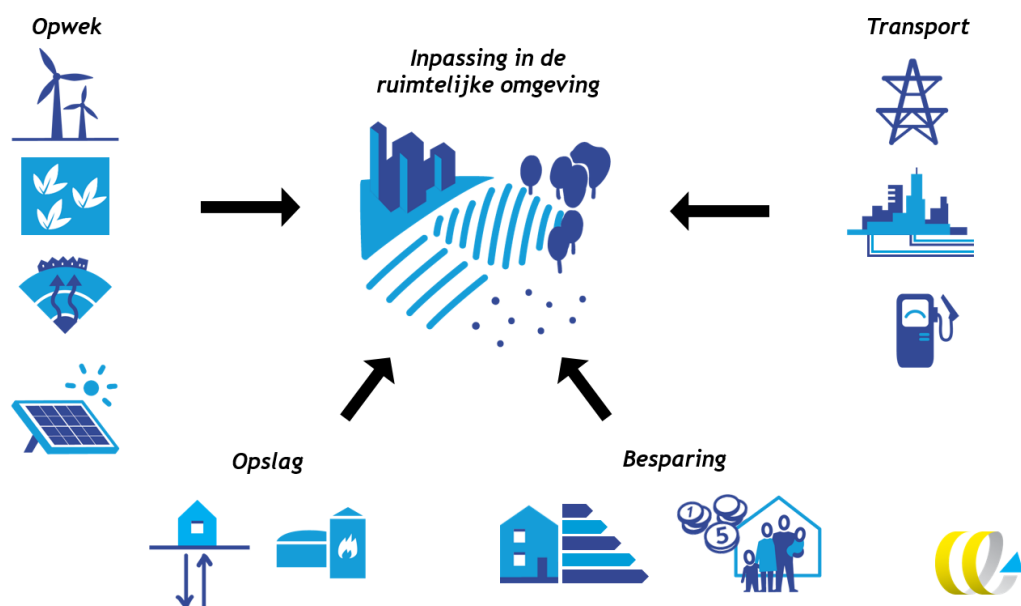
Figuur 46 - Voorbeeld van de opgave in opwekking van hernieuwbare energie voor de stad Delft (bron: CE Delft 2017, Energieneutraal in 2050)

	Aantal windmolens op land	Oppervlakte zonnepanelen
		
Vermogen per eenheid	3 MW/stuk	270 Wp/stuk 170 Wp/m ²
Energiereductie per jaar per eenheid	4.380 MWh/stuk 15,8 TJ/stuk	950 MWh/ha 3,4 TJ/ha
Totale opgave DEN 2050	1.250 TJ in de periode 2030-2050	
Eenheden voor invulling totale opgave	+/- 80 windmolens	+/- 365 ha zonnepanelen

De energietransitie is dus een opgave met een grote ruimtelijke component: de opwekking, transport, opslag en besparing van energie vergen inpassing in de ruimtelijke omgeving. Zo moeten geothermie, warmte-koudeopslag-, elektriciteits- en warmtenetten worden ingepast in de bodem en bestaande

gasnetten worden verwijderd, of vernieuwd voor vervoer van hernieuwbaar gas. In de gebouwde omgeving is beleid nodig voor zonnepanelen, gebouwisolatie en elektrische laadpalen. In het landschap moeten plannen worden gemaakt voor windmolens, biomassaproductie en infrastructuur. Deze ontwikkelingen zullen in de omgevingsvisie, en de andere producten die voortkomen uit de omgevingswet, moeten worden meegenomen.

Figuur 47 – Elementen in de opgave die een ruimtelijke component hebben



Ruimtelijke impact van energie-infrastructuur

De ruimtelijke impacts van de energietransitie zijn ook gekwantificeerd en aansprekend verbeeld in het boek "Landschap van Energie" (H+N+S). Hierin is ook de ruimtelijke impact van de hoofdtransportinfrastructuur opgenomen.

De ruimtelijke impacts van netcomponenten kunnen verder als volgt worden geschat (info Liander) (LxBxH):

- compacte middenspanningruimtes (distributietrafo's) 10kV/0,4kV; 1 MVA: 3,5x2,5x2m;
- compacte distributieruimtes 20kV/10kV 6 MVA: 5,5x2,5x2,5m;
- onderstation 150kV/20kV met ruimte voor 160MVA: 75x45x6m.

Vooraf de onderstations gaan naar verwachting knellen als deze in een stedelijk gebied moeten worden ingepast. Stations van TenneT zijn nog (veel) groter.

Beleidsvragen Energie

Om als gemeente of provincie in de omgevingsvisie een goede inschatting te kunnen maken van de ruimtelijke impact van de energietransitie, is eerst kennis nodig van de omvang van de energieopgave. Hiervoor is het allereerst nodig een viertal zaken te bepalen:

1. Huidige energievraag van je grondgebied.
2. Verwachte energiebesparing op je grondgebied.
3. Energievraag van je grondgebied in 2050.
4. Maximale potentie voor energieopwekking in je grondgebied.

Met deze kennis kunnen keuzes en dilemma's concreet worden benoemd.

Keuzes en dilemma's

De ruimtevraag van de duurzame energieopwekking zal concurreren met andere wenselijke functies op het grondgebied. Daar waar windmolens worden gebouwd, is geen ruimte meer voor woningen, en vice versa. Daarnaast heeft het ruimtegebruik effecten op milieu en leefomgeving.

Een voorbeeld van aandachtspunten en keuzes is opgesteld door de NVDE:

Uit: de Kleijn (2017)	
Aandachtspunten	Keuzes
<ul style="list-style-type: none">- Omgevingsmanagement & participatie- Verdeling lusten & lasten- Integraliteit, rekening houden met andere opgaven, zoals water, demografische ontwikkelingen- Praktische uitvoerbaarheid, SMART formuleren- Politieke haalbaarheid; bestuurlijke en ambtelijke steun- Impact op alle betrokkenen/stakeholders- Toekomstbestendig; stip op de horizon én tussen-aanpassing mogelijk (evaluatie a.d.h.v. vooraf bepaalde punten)	<ul style="list-style-type: none">- Ruimtelijke schaarste- Tijdelijk gebruik- MKBA (economische en sociale aspecten)/effecten van keuzes<ul style="list-style-type: none">• In elk geval: Werkgelegenheid, Biodiversiteit, Fiscaal, Sociaal,- Alternatieven- Samenwerking buurgemeenten en Provincie- Korte en langere termijn

Scope

In de Omgevingsvisie en het Omgevingsplan moeten alle elementen van de energietransitie worden uitgewerkt die een duidelijke ruimtelijke impact hebben, en deze elementen moeten een plaats krijgen in de regelgeving.

Elementen van de energietransitie kunnen worden opgedeeld in energieopwek, opslag, besparing en transport (zie Figuur 47). Gedacht moet worden aan alle energiedragers: elektriciteit, gas en warmte.

Het Rijk heeft in de Energieagenda vier transitiepaden gedefinieerd: Kracht & Licht (elektriciteit), Hoge temperatuur Warmte (industriële processen), Lage temperatuur warmte (ruimteverwarming en tapwater in de gebouwde omgeving), en vervoer. Vervoer wordt in deze handreiking grotendeels buiten scope gelaten. Wel is de omgevingsvisie een integraal document, waarbij de relatie met andere thema's duidelijk naar voren zal komen. Deze relatie is er bijvoorbeeld met mobiliteit (bijv. elektrische voertuigen), gezondheid (bijv. geluidhinder en slagschaduw windmolens), luchtkwaliteit (bijv. biomassaverbranding), externe veiligheid (bijv. gasopslag) en natuur & milieu (bijv. restricties windenergie in Natura 2000-gebieden).

Stakeholders

De omgevingsvisie komt tot stand door participatie door stakeholders.

Per gebied moet bepaald worden wie er nodig is om de energietransitie vorm te geven, en wat een bijpassende schaalgrootte is. Soms zal dit op dorpsniveau zijn, soms op regioniveau. Belangrijke stakeholders zijn netbeheerders, woningcorporaties, lokale initiatiefnemers, projectontwikkelaars, grote bedrijven, waterschappen en Rijkswaterstaat. Bij alle partijen zal voor draagvlak moeten worden gezorgd.

B.2 Elementen van energieverbruik

Voor een heldere en goed onderbouwde energieverbruik in de omgevingsvisie is het van belang dat de volgende zaken worden meegenomen.

Context

Schets zowel de nationale als lokale context: Het Rijk heeft zich tot doel gesteld om de gehele energievoorziening in 2050 klimaatneutraal in te vullen. Ook de gebouwde omgeving moet dan energieneutraal zijn. Naar verwachting komt deze opgave ook terug in de nationale omgevingsvisie⁴⁴, waarmee de energietransitie naar klimaatneutraal voor provincies en gemeenten een gegeven (randvoorwaarde) is bij het opstellen van hun omgevingsvisie.

Daarnaast dient de huidige ambitie van de gemeente of provincie worden uitgewerkt. In 2050 moet de energievoorziening klimaatneutraal zijn; welke tussendoelen wil de gemeente stellen voor 2030 en 2040? Welk aandeel in die klimaatneutrale energievoorziening gaat de gemeente zelf leveren met lokale bronnen? Wil de gemeente energie blijven importeren, zelfvoorzienend zijn of zelfs netto-energieproducerend?

Om de ruimtelijke impact van landelijke en lokale doelstellingen in beeld te brengen zijn zowel de huidige als de toekomstige situatie benodigd.

Uitgangssituatie

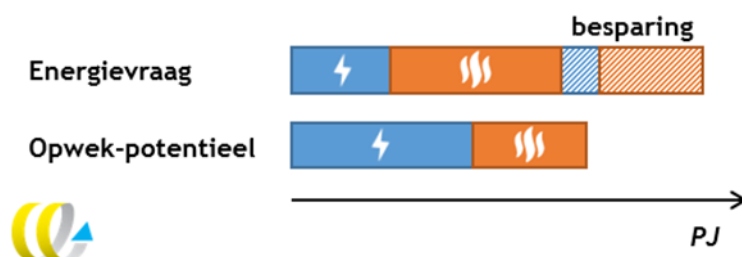
Om de huidige situatie in kaart te brengen dient in de omgevingsvisie aangegeven te zijn welke functies de ruimte op dit moment heeft. Dit is naar verwachting reeds in beeld gebracht. Belangrijk is hierbij niet de ondergrond te vergeten: ruimte is niet alleen bovengronds, maar ook ondergronds een schaars goed.

Hiernaast dient het huidige energieverbruik bekend te zijn. Wat is de warmte en elektriciteitsvraag van de woningen, wat is het huidige energielabel van de gebouwen?

Potentieanalyse

Om te weten of de doelstellingen (energie-/klimaatneutraal) binnen de eigen gemeentegrenzen te halen zijn is het nodig om te verkennen wat de potentie is van het grondgebied van de gemeente/provincie.

Figuur 48 - Weergave van energievraag en opwekpotentie



⁴⁴ De Energietransitie is door PBL benoemd als één van de zeven omgevingsopgaven voor de Nationale omgevingsvisie.

Ontwikkelingen in de vraag en het aanbod van energie worden geschetst aan de hand van (ten minste) twee uiteenlopende scenario's:

- Regionaal zelfvoorzienend: Energie wordt regionaal zelf (decentraal) opgewekt. Daarbij wordt geen energie geïmporteerd van buiten de (regionale) grenzen. De energievraag moet beperkt blijven tot wat regionaal opgewekt kan worden.
- Centrale focus: Lokaal/regionaal opgewekte energie wordt aangevuld met geïmporteerde energie van buiten de regio, zoals wind op zee en/of biobrandstoffen. De energievraag kan de lokale opwek overstijgen.

a Prognose energievraag

Als eerste is een prognose nodig van de energievraag in het richtjaar.

- demografische en economische ontwikkeling;
- energieverbruik (met behulp van Nationale Energieverkenning, CBS Statline, e.a.).

Bij zowel de energievraag, energiebesparing en het opwekpotentieel dient onderscheid gemaakt te worden in de vier functionaliteiten uit de Energieagenda (2016).

Vier functionaliteiten uit de Energieagenda

- Kracht en licht (elektriciteitssector)*
- Hoge temperatuur warmte (energie-intensieve industrie)
- Lage temperatuur warmte (gebouwde omgeving)
- Vervoer

**Voor zover deze een ruimtelijke component heeft*

b Besparing

Per functionaliteit dient een inschatting te worden gemaakt van de mogelijke energiebesparing.

Bij de functionaliteit lage temperatuur warmte is bijvoorbeeld gebouwisolatie (energielabels) van belang. Bij vervoer is de reductie van autokilometers een voorbeeld van besparing.

c Duurzame opwekpotentie

Aan de hand van de specifieke eigenschappen van de gemeente/regio, kan een inschatting worden gemaakt van de maximale opwekpotentie van duurzame energie. Naast opwek is ook transport en opslag van belang.

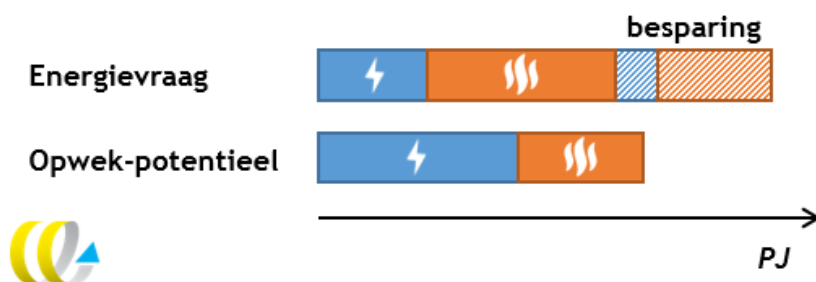
De energievraag en opwekpotentie kan inzichtelijk worden gemaakt met balkjes of taartdiagrammen. De elementen komen samen in drie getallen (per scenario):

- energievraag ontwikkeling;
- besparingspotentieel;
- opwekpotentieel.

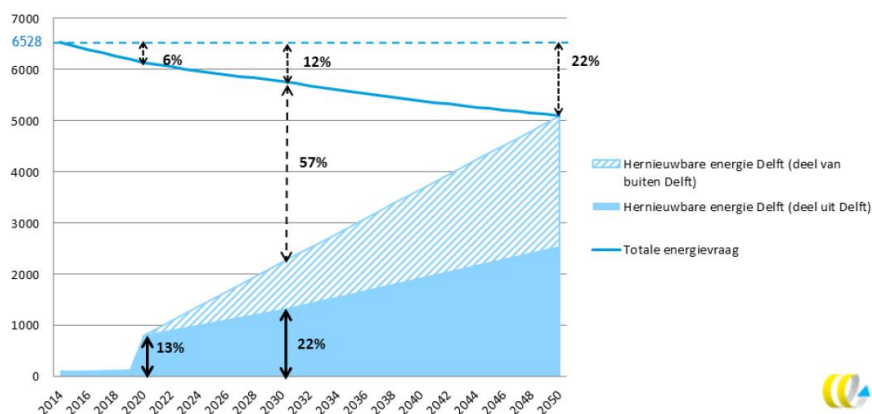
Als er weinig opwekpotentie is vergeleken met de vraag, moet er 'streng' ruimte toegewezen worden.

Verzwarend elektriciteitsnet: Uit energieopwek en vraag per buurt/wijk zal iets gezegd kunnen worden over in welke wijk netverzwarend waarschijnlijk is.

Figuur 49 - Weergave van energievraag en opwekpotentie



Figuur 50 - Voorbeeld van een weergave van de ontwikkeling in energievraag en hernieuwbare energie voor de stad Delft (CE Delft, 2017)



Consequenties

Het invullen van de energietransitie brengt ruimtelijk dilemma's met zich mee (zie eerdere paragraaf). Kondig in de omgevingsvisie aan hoe met deze dilemma's wordt omgegaan. Maakt de gemeente/provincie een keuze in ruimtegebruik, en wordt dit opgenomen in het omgevingsplan?

Welke knelpunten worden nader onderzocht?

Verdere uitwerking van de keuzes kunnen worden uitgewerkt in omgevingsplannen en programma's, bijvoorbeeld:

- Wat is het eindbeeld voor duurzame energievoorziening in de gemeente/regio?
- Toewijzen van gebieden waar gasinfrastructuur zal verdwijnen of juist blijven liggen (voor hernieuwbare gassen).
- Toewijzen van gebieden waar zon-PV of windenergie vergunningsvrij is.
- Toewijzen van gebieden waar warmtenet wordt voorzien.
- Andere ruimtelijke en juridische impact.

B.3 Bronnen

CE Delft, 2017

Energieneutraal in 2050

Delft: CE Delft, 2017

ECN, 2016

Nationale Energieverkenning 2016
Petten: ECN, 2016

Kleijn, F. de, 2017

Intern document Handreiking Energieparagraaf Omgevingsvisie
NVDE: 2017

Ministerie van EZ, 2016

Energieagenda: Naar een CO₂-arme energievoorziening
Den Haag: Ministerie van Economische Zaken (EZ), 2016

Ministerie van I&M, 2015

Ruimtelijke bouwstenen voor warmteplannen
Den Haag: Ministerie van Infrastructuur en Milieu (I&M), 2015

Ministerie van I&M, 2017

Opgaven voor de Nationale Omgevingsvisie
Den Haag: Ministerie van Infrastructuur en Milieu (I&M), 2017

PBL, 2016

Verkenning Omgevingsopgaven voor de Nationale Omgevingsvisie: Policy Brief
Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), 2016

POSAD, 2017

Regionale Energiestrategie Midden-Holland
Den Haag: POSAD, 2017

Rijksoverheid, 2014

Regels over het beschermen en benutten van de fysieke leefomgeving (Omgevingswet): Memorie van Toelichting, kst. 33962, nr.3
Den Haag: Tweede Kamer der Staten-Generaal, 2014

Geraadpleegde personen

- Floor de Kleijn, NVDE;
- Bouwe de Boer, gemeente Leeuwarden;
- Brechtje van Boxmeer, Ruimtevolk.



Bijlagen over energiebronnen



Bijlage C Zon-PV



Bijlage D Windenergie



Bijlage E Nederlands biogas en groen gas



Bijlage F Beschikbaarheid bio-energie



Bijlage G Bronnen voor collectieve warmte

C Zon-PV



Fotovoltaïsche (photovoltaic; PV) zonnecellen wekken elektriciteit op via de instraling van zonlicht. PV-cellen kunnen in beginsel overal worden toegepast (op schepen, in rekenmachines, etc.). Hier gaan we in op de toepassingen in de gebouwde omgeving, en waar er informatie over is, zonneweiden.

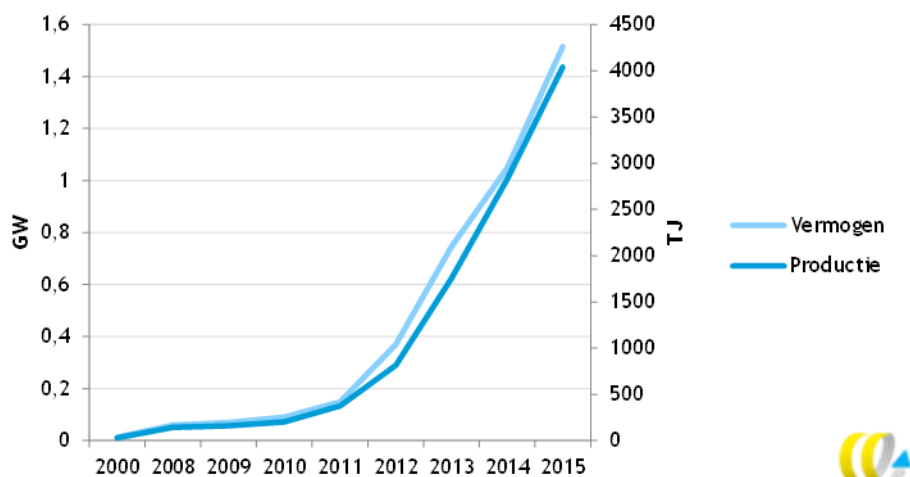
C.1 Huidige status

Zonnestroom in Nederland is enorm gegroeid sinds het begin van deze eeuw. In 2000 werd er maar 29 TJ geproduceerd, terwijl dat er 4 PJ in 2015 waren⁴⁵. Deze toename ging gepaard met een factor 100 stijging in het vermogen van zon-PV, van 13 MW in 2000 tot 1,5 GW in 2015.

Hiervan is het merendeel te danken aan kleinverbruikers (78%), terwijl bedrijven (16%) en woningcorporaties (6%) een stuk minder hebben opgesteld (PWC, 2016). Eind 2015 waren er 400.000 huizen met zonnepanelen, een verviervoudiging ten opzichte van 2010 (Milieu Centraal, 2015). In de afgelopen jaren ging de toename het hardst in de periode van 2010 tot 2013 toen de productie en vermogen (bijna) elk jaar verdubbelden. Voor de periode 2008-2015 was de gemiddelde groei van de productie 61% per jaar, en het vermogen groeide gemiddeld 59% per jaar. Het percentage van de totale productie steeg langzaam in de 2000's, maar begon vooral te versnellen toen de productie en vermogen harder groeiden vanaf 2010, met het gevolg dat zonnestroom in 2015 bijna 1% van alle opgewekte elektriciteit produceerde.

Figuur 51 toont de ontwikkeling van elektriciteitsproductie en het opgesteld elektrisch vermogen van zon-PV (sinds 2000).

Figuur 51 - Ontwikkeling zon-PV in 2000 en 2008-2015



Bron: CBS, Statline, 2017.

⁴⁵ CBS, Statline, tabel Hernieuwbare elektriciteit; Elektriciteitsproductie.



Eigenaren van zon-PV-cellen kunnen gebruik maken van de SDE+ subsidie die als doel heeft het steunen van de productie van hernieuwbare energie door de onrendabele top van projecten te vergoeden. Over de periode 2011-2015 waren de MEP, SDE en SDE+ kasuitgaven voor zon-PV 64,1 miljoen euro, wat tot ongeveer 1.224 TJ heeft opgeleverd aan zonnestroom voor deze periode (RVO, 2016).

Voor de periode 2011-2015 werd 11% van de totale cumulatieve zonneproductie ondersteund door MEP, SDE en SDE+. Kleinverbruikers van elektriciteit met een zon-PV-systeem kunnen ook gebruik maken van de salderingsregeling, waardoor een overschot aan zonnestroom aan het net wordt geleverd in ruil voor het verrekenen van elektriciteit die wordt afgenomen op andere tijdstippen.

De afgelopen jaren zijn de prijzen van PV-panelen aanzienlijk gedaald door onder ander een sterke leercurve van deze technologie. Sinds 2013 is de prijsdaling minder sterk mede doordat de Europese Unie een minimumprijs hanteert voor panelen uit China.

C.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Volgens de NEV (2016) zal zon-PV met het vastgesteld beleid van het Energieakkoord in 2035 met 15,6 GW ongeveer 48 PJ aan stroom leveren, ongeveer 11% van het totale aanbod. Als het voorgenomen beleid ook wordt meegeteld stijgt het vermogen naar 21,2 GW, wat in 2035 ongeveer 67 PJ aan zonnestroom zal leveren. Zon-PV zal in deze scenario in 2035 bijna 13% van de totale stroom in Nederland voorzien. Dit komt mede door het feit dat in het vastgesteld en voorgenomen beleid de totale elektriciteit productie lager ligt en het aanbod van zon-PV hoger is door een sterkere inzet op hernieuwbare elektriciteit.

Tabel 37 geeft de projecties weer van zon-PV t.e.m. 2035 voor de twee scenario's.

Tabel 37 - NEV zon-PV aanbod projecties vastgesteld beleid, voorgenomen en vastgesteld beleid

	2016	2017	2018	2020	2023	2025	2030	2035
Vastgesteld beleid								
Productie (PJ)	5,8	6,9	8,8	12,5	18,3	22,2	34,6	48,0
Vermogen (GW)	2,1	2,4	3,1	4,4	6,3	7,6	11,4	15,6
% van totale aanbod	2%	2%	3%	3%	4%	5%	7%	11%
Vastgesteld en voorgenomen beleid								
Productie (PJ)	5,8	6,9	8,9	12,7	19,1	25,1	44,8	67,0
Vermogen (GW)	2,1	2,5	3,1	4,4	6,5	7,8	14,5	21,2
% van totale aanbod	2%	2%	3%	4%	4%	5%	9%	13%

Bronnen: NEV (2016), Tabel 13a Aanbod van elektriciteit (vastgesteld beleid); NEV (2016), Tabel 13b Aanbod van elektriciteit (vastgesteld en voorgenomen beleid); Energie.nl, 2017; MONITweb: Hernieuwbare energie, zonnestroom elektrisch vermogen.

Toekomstige ontwikkelingen:

Volgens Holland Solar (2015) zullen de volgende technologische ontwikkelingen de opbrengst van zonne-energie technieken verbeteren in de toekomst:

- *Dunnefilm zonnepanelen* (flexibele cellen) met veel lagere prijs doe de toepassingsmogelijkheden vergroten naar gevels, gebogen oppervlakken en mogelijk beglazingen.
- *Verhoogde rendementen van zonnepanelen*. De opbrengst per m² zal gestaag stijgen door een verbetering in het rendement.
- *Inpassing in energie-infrastructuur: afstemmen van vraag en aanbod.*
- *Verdere prijsverlagingen voor turnkey zonnewarmte en zonnestroomsystemen, waardoor sectoren meer zelfvoorzienend kunnen zijn.*
- *Compacte, efficiënte warmteopslag, waardoor het potentieel zonnewarmte kan verviervoudigen.*
- *Bouwinpassingen, installatiegemak en esthetiek waarbij zonnepanelen geïntegreerd worden in de gebouwschil.*



C.3 Technisch potentieel

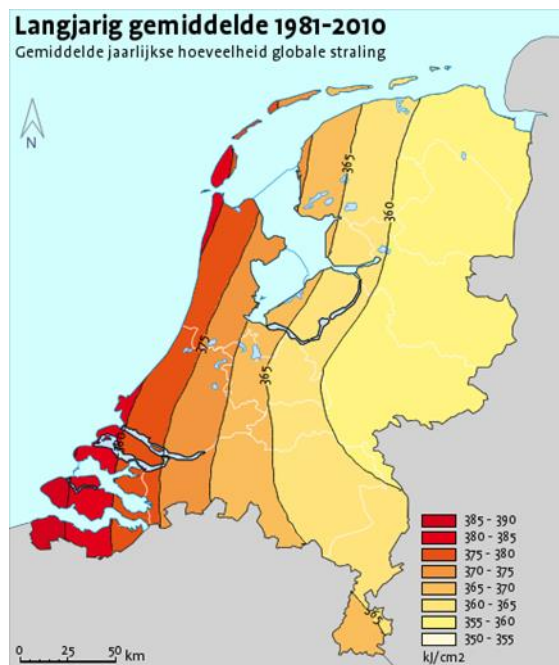
De huidige trend, en wat er potentieel aan zon-PV kan worden geïnstalleerd, verschillen substantieel volgens DNV-GL en PBL (2014). In de gebouwde omgeving is er potentieel 400 km² aan dakoppervlakten beschikbaar, wat een vermogen van 66 GWp aan zon-PV zou kunnen leveren, met een productie potentiaal van 180 PJ (gebaseerd op het huidige rendement). Hiervan zouden utiliteitsbouw 38% van het dakoppervlak kunnen bieden, koopwoningen 35%, woningcorporaties 20% en overige huurwoningen 8%⁴⁶ (PWC, 2016). Er wordt echter geen jaartal geprikt voor wanneer dit behaald kan worden.

Er zijn tegenwoordig een handjevol zonneweiden in Nederland. Het potentieel is echter groot. Volgens Spruijt (2015) kan een zonneweide minimaal 500 MWh per hectare per jaar opwekken. Een bredere bandbreedte voor de verwachte opbrengst in MWh/ha grondoppervlak is 425-950, afhankelijk van aannames over opgesteld vermogen.

Volgens Holland Solar (2007) zou er 200 km² aan grote grondoppervlakten beschikbaar zijn. Dit betekent dat grote grondoppervlakten zon-PV-productie van 306-612 PJ aan stroom zouden kunnen opleveren per jaar (afhankelijk van aannames over MW/ha). De gebouwde omgeving en grote grondoppervlakten zouden dus 486-972 PJ per jaar aan zonnen stroom kunnen leveren. In totaal zou het potentieel aan dakoppervlak en grote grondoppervlakten voor ongeveer 1,8% van het Nederlandse landoppervlakte (33.783 km²) in beslag kunnen nemen. Dit zal vooral een verschuiving betekenen naar zonneweiden.

Zoals te zien in Figuur 52 is de instraling het hoogst in het westen van Zeeland en Zeeuws Vlaanderen, en is de instraling landinwaarts geringer. De kustregio's leveren dus de hoogste opbrengsten.

Figuur 52 - Langjarig gemiddelde instraling 1981-2010



Bron: (KNMI, 2016).

⁴⁶ Percentages gebaseerd op dakoppervlak 2014.

Wat betreft de gemiddelde instraling van zon in Nederland was dit voor 2015 1073.1 kWh/m², 4.7% hoger dan het langjarige gemiddelde van 1024.8 kWh/m² (Sark Solar Energy Consultancy en New-Energy-Works, 2016). Aangezien 1 ha gelijk staat aan 10.000 m², loopt de instraling dus op tot ongeveer 10.000 MWh/ha/jaar.

Dit geeft ook tegelijk het doorbraakpotentieel: als de efficiëncies verder omhoog gaan, dan neemt de elektrische opbrengst ook meteen ruim op, en dan is de bovenstaande bandbreedte van 500-950 MWh/ha/jaar niet meer actueel.

C.4 Succes- en faalfactoren

Een succesfactor voor zonnepanelen is dat zij maatschappelijk geaccepteerd zijn: ze worden nauwelijks als bezwaarlijk gezien blijkt uit een onderzoek van Motivaction (2016). Het wordt gezien als de aantrekkelijkste vorm van duurzame energie, in tegenstelling tot wind. Bovendien ervaren Nederlanders zonneweiden niet als overlast voor omwonenden (geen horizonvervuiling en geen geluidsoverlast). Nederland is een vlak land en daarom zijn er geen zonneweiden die schuin opgesteld zijn op heuvels, wat in bergachtige gebieden voor grotere landschappelijke impacts kan zorgen.

Een andere succesfactor is de financiële. Dankzij de salderingsregeling is de businesscase zeer voordelig voor een kleinverbruikers, met een terugverdientijd die veel minder is dan de technische levensduur. Kleinverbruikers betalen hogere elektriciteitsstarieven dan grootgebruikers, en hebben zonder de salderingsregeling al een sterke prikkel om deze kosten te sparen. Doormiddel van de salderingsregeling kunnen zij ook verder geld sparen door het verrekenen van zelfopgewekte stroom met stroom van het net. Volgens PWC (2016) wordt de terugverdientijd dankzij de salderingsregeling gehalveerd: van 14 jaar naar 7 jaar. Voor bedrijven is de terugverdientijd verkort van 17 jaar naar 10 jaar.

Zon-PV heeft in 2012 netpariteit bereikt, oftewel de opwekkosten van een kWh zonnestroom zijn gelijk aan de prijs van een kWh stroom van een energiebedrijf (ECN, 2013). Sindsdien zijn de kosten verkleind, waardoor de terugverdientijd kort is geworden.

Anderzijds zal de salderingsregeling op termijn (2020-2023) waarschijnlijk worden versoerd (Tweede Kamer, 2017). Volgens PWC (2016) worden kleinverbruikers niet genoeg gestimuleerd om hun eigenopgewekte stroom op een optimale manier te benutten, waardoor het net extra wordt belast. Verder zijn er marktversturende effecten doordat de regeling geen rekening houdt met de werkelijke (tijds)waarde van de opgewekte elektriciteit: een kWh overschot aan opgewekte stroom kan worden ingevoerd in het net en er kan op een later willekeurig moment over de volgende 12 maanden dezelfde kWh worden afgenomen tegen dezelfde prijs. Zonnestroom wordt gedurende de dag opgewekt, terwijl de piekvraag vooral 's ochtends en 's avonds plaats vindt. De werkelijke waarde van opgewekte zonnestroom komt dus niet overeen met het afhalen van het net tijdens piekmomenten. De salderingsregeling is hiermee voor partijen met zon-PV een belemmering om te investeren in accu's of energiemanagementsystemen.

Het versoeren van de regeling is een potentiële faalfactor die de ontwikkeling van zon-PV voor kleinverbruikers kan benadelen. Echter de kostenreductie zal voortgang vinden, en ook zonder salderingsregeling zal het door de verhoudingsgewijs forse energiebelasting, BTW en dergelijke toch aantrekkelijk blijven om een zon-PV-systeem aan te schaffen, al dan niet met accu-opslag.

Zoals eerder werd vermeld is het potentieel aan dakoppervlak voor zon-PV groot (66 GWp). Om de groei van zon-PV voort te zetten zullen de businesscases voor de utiliteitsbouw, woningcorporaties en huurwoningen moeten verbeteren indien deze groepen ook hun dakoppervlak optimaal gaan benutten. Tot dusver is de groei van zon-PV voornamelijk dankzij woningeigenaren tot stand gekomen. De businesscase voor woningcorporaties is alleen positief bij grondgebonden woningen met 4 tot 5 woonlagen, anders wordt het dakoppervlak en PV-panelen per woning te klein. Ook is het

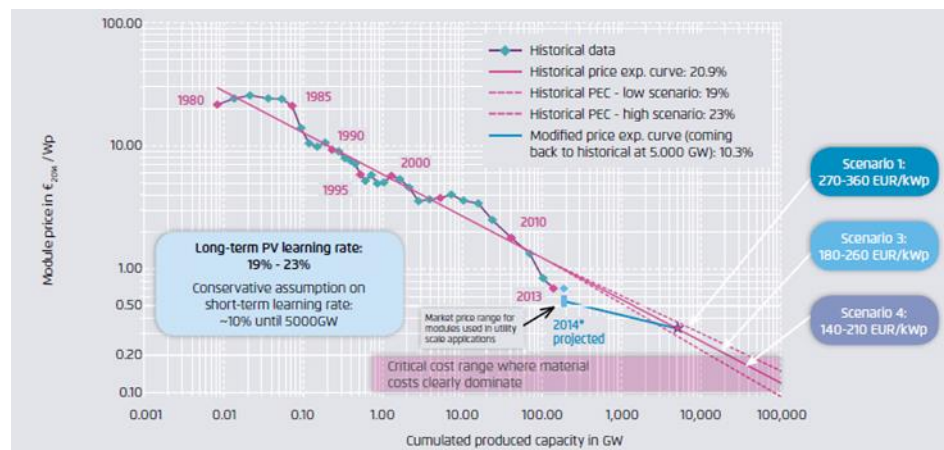


voordeel voor de huurder vaak te klein. Dit zijn twee factoren die de ontwikkeling kunnen belemmeren voor woningcorporaties.

C.5 Schaa sprong

Fraunhofer ISE (2015) heeft de historische leercurves⁴⁷ van PV zonnepanelen onderzocht om een voorspelling te maken van de toekomstige ontwikkeling wereldwijd. De systeemkosten van zon-PV hangen af van de kosten ontwikkeling van de componenten: modulen, omvormers en balanceringskosten. In de onderstaande figuur schommelen de historische moduleprijzen in de omgeving van de historische leercurve: als de cumulatieve vermogen verdubbeld, zakken de prijzen van de modulen met 20.9%. Historische bewegingen boven de trendlijn zijn een gevolg van productie en materialen schaarste in de module waardeketen. In 2014, het meest recente jaar van de serie, waren de modulekosten ver onder de historische trendlijn.

Figuur 53 - Leercurve van zon-PV modulen en voorspellingen



Bron: Fraunhofer ISE (2015).

Afhankelijk van de toekomstige leercurves en de groei van de PV-afzetmarkt (tussen 5% en 10% per jaar) zijn 4 scenario's geformuleerd voor de toekomstige moduleprijs. Het resultaat was dat de toekomstige moduleprijzen in 2050 wereldwijd tussen € 0,14/Wp en € 0,35/Wp zullen zijn. De kosten van de omvormers en balanceringskosten zullen ook fors lager zijn in 2050: € 0,021-0,042/Wp voor omvormers en € 0,12-0,21/Wp voor de balanceringskosten. De systeemkosten van zon-PV in 2050 zullen tussen € 0,28/Wp en € 0,61/Wp zijn, in vergelijking met € 1/Wp in 2014. De gemiddelde totale kosten per eenheid product van elektriciteit, ook wel de levelised cost of electricity (LCOE) genoemd, voor zon-PV in 2050 schommelt tussen €ct 1,8/kWh en €ct 4,4/kWh, terwijl dat in 2014 tussen €ct 5,4/kWh en €ct 8,4/kWh waren. Opmerkelijk is dat de scenario's erg uiteenlopend zijn: de meest pessimistische scenario⁴⁸ voorspeld een geïnstalleerde vermogen van 4.300 GW wereldwijd, terwijl de meest optimistische⁴⁹ scenario 30.700 GW aan zon-PV schat in 2050. Alhoewel de elektriciteit prijs van zon-PV met een factor 2.5 verschilt tussen deze twee scenario's, verschilt het vermogen met maar liefst een factor 7. Technologische ontwikkeling van de componenten blijkt een belangrijke factor te zijn voor de kostendaling. In vergelijking met de voorspelling destijds van het MNP (2008), toen er

⁴⁷ Een leercurve geeft de prijs van panelen tegen de cumulatieve hoeveelheid van panelen die ooit zijn geproduceerd (Sinke, 2015).

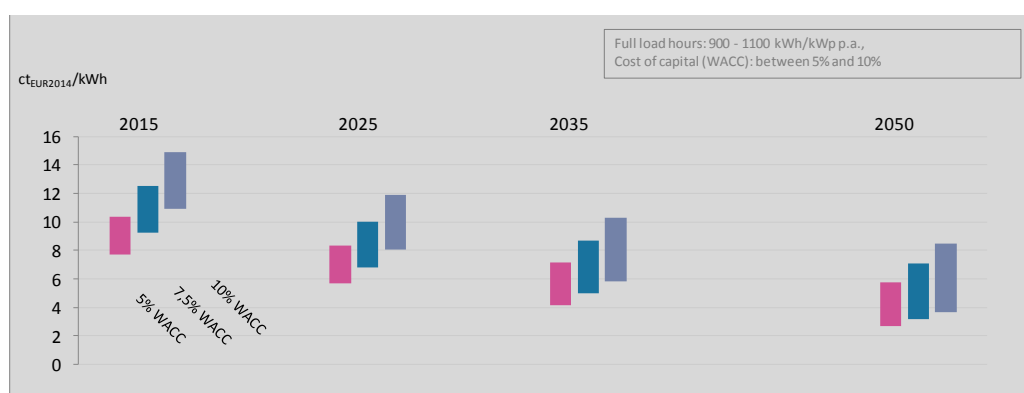
⁴⁸ Het pessimistische scenario voorspeld een lage CAGR groei van 5% voor zon-PV (vermogen).

⁴⁹ Het 'PV breakthrough-scenario' voorspeld dat zon-PV in 2050 40% van de wereldwijde elektriciteit zal voorzien.

werd verwacht dat de systeemprijs pas in 2030 net onder € 1/Wp zou zijn, zijn de huidige systeemprijzen voor zon-PV nu op het niveau van deze voorspelling: 16 jaar vroeger dan verwacht. Dit toont aan hoe hard de kostendaling is gegaan.

De gemiddelde totale kosten per eenheid product van elektriciteit werd ook voor Nederland geschat. In de onderstaande figuur worden deze kosten voor verschillende jaartalen gegeven. Afhangend van de WACC en andere factoren, zoals de gemiddelde instraling, heeft Agora Energiewende (2015) voor Nederland geschat dat de kosten van zon-PV-electriciteit in 2050 ongeveer tussen 2,7-5,8 ctEUR2014/kWh zouden zijn (5% WACC). In 2015 was dit 7,7-10,4 ctEUR2014/kWh (5% WACC), een toekomstige daling van tussen 40-60%. Over het algemeen gaan de kosten verschuiven, omdat de panelen steeds goedkoper worden, zullen de bijkomende kosten (voor installatie, omvormer, support frames, e.d.) steeds belangrijker worden.

Figuur 54 - Gemiddelde totale kosten per eenheid product van elektriciteit in Nederland voor 2015, 2025, 2035 en 2050

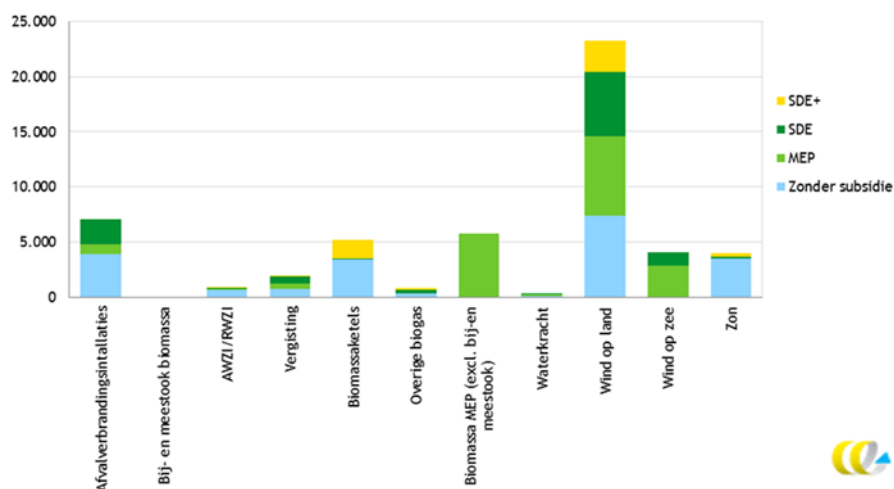


Bron: Agora Energiewende (2015).

Voor kleinverbruikers is de schaa sprong al reeds gehaald. Meer dan 50% van kleinverbruikers zou in 2012 investeren in zon-PV-systemen met een terugverdiertijd van 5-9 jaar (PWC, 2016). Voor utiliteitsgebouwen en woningcorporaties is de terugverdiertijd echter nog te lang en moet de schaa sprong nog behaald worden.

Zoals eerder vermeld in 1.1 hebben de MEP, SDE en SDE+ voor de periode 2011-2015 11% van de totale cumulatieve zonneproductie ondersteund. CE Delft en SEO (2016) hebben de verdeling van de productie per technologie en het bijhorende subsidieregime in 2015 bepaald, weergegeven in de onderstaande figuur. Binnen de techniekcategorieën afvalverbrandingsinstallaties, biomassaketels, wind op land en zon zit het grootste aandeel van de productie welke op dit moment (dus in 2015) zonder subsidie tot stand komt. Bij zon geldt dat er veel zonvermogen bij huishoudens gerealiseerd wordt. Het gaat dan om systemen < 15 kWp die niet in aanmerking komen voor de SDE+ (maar wel voor de huidige salderingsregeling). Dit toont opnieuw de schaa sprong die is gerealiseerd voor woningeigenaren van zon-PV-systemen.

Figuur 55 - Hernieuwbare Elektriciteitsproductie (TJ) in 2015



C.6 Concurrerende technieken

Tegenwoordig concurreert zon-PV vooral met fossiele centrales. Dit komt doordat Nederland meer dan 81% (in 2015) van zijn elektriciteit met fossiele brandstof opwekt. Een woningeigenaar met een zon-PV-systeem zal daarom vooral fossiele elektriciteit vervangen met de eigen opgewekte zonnestroom. In de toekomst zal zon-PV in combinatie met opslagsystemen vooral met biomassacentrales concurreren.

C.7 Toepassingsgebied

Volgens Holland Solar (2015) is 80% van het opgesteld vermogen in 2014 op particuliere woningen te vinden, en ruim 10% in de landbouw. Het hoge aandeel aan zon-PV op daken van woningen kwam vooral door de saldeerregeling.

Het aandeel van de landbouw zal stevig groeien, vooral omdat agrariërs eigenaar zijn van hun vastgoed (in tegenstelling tot bijvoorbeeld huishoudens binnen een Vereniging van Eigenaren) en gewend zijn aan lange termijn investeringen. Hierbij komt ook dat zij over kapitaal beschikken, en komt het vaker voor dat er gebruikt wordt gemaakt van de SDE+ in combinatie met de regeling “Asbest eraf, Zonnepanelen erop”. Tevens is er gewoon heel veel technisch potentieel voor zonneweides, dit zal door ondernemers inclusief agrariërs worden benut.

Huurwoningen zullen echter geen sterke groei ondervinden doordat de kosten en baten van zon-PV onevenredig verdeeld zijn over de huurders en verhuurders: de baten van een betere energieprestatie komen bij de huurder, terwijl de verhuurder de kosten voor de panelen moet betalen (kosten van zonnepanelen kunnen niet verrekend worden naar de huurprijs). Er zijn wel methoden om de prikkels van verhuurders te vergroten, door de panelen te leasen aan de huurders, de postcoderoosregeling, en het eigendom van panelen te onderscheiden van de gebouwinstallatie.

C.8 Impact op infrastructuur

- Wat is de impact op de infrastructuur?
- Andere vermeldenswaardige feiten en inzichten?

De impact op infrastructuur zal vooral op elektriciteitsnetten merkbaar worden. Een belangrijk onderscheid moet worden gemaakt tussen zon-PV voor huishoudens, bedrijven en zonneweiden. Zon-PV-systemen die aangesloten zijn op distributienetten in woonwijken zijn uitgerust met een capaciteit van ongeveer 1.5 kW per aansluiting (ECN, 2013). Kenmerkend voor zon-PV is de gelijktijdigheid van de productie van zonnestroom, waardoor een groot hoeveelheid aan zonnestroom in distributienetten in woonwijken met een lage capaciteit tot een overbelasting van het net kan leiden. Dit betekent dat netverzwaring in woonwijken met veel zon-PV nodig zal zijn. Voor bedrijven en zonneweiden is dit minder een probleem doordat de capaciteit veel hoger is. Een andere impact is curtailment: de notie dat te veel gelijktijdige zon-PV-productie uiteindelijk betekent dat de invoeding geen economische waarde heeft als het energiesysteem het niet kan absorberen. PBL & DNV GL hebben bepaald dat er zonder curtailment van zon tot 11 GW zon-PV kan worden geacommodeerd in de netten (bij gelijke verspreiding door Nederland), en tot 23 GW bij een 'bescheiden' curtailment van zon (PBL & DNV GL, 2014). Met het huidige vermogen van 1.4 GW kan het net de huidige productie aan.

C.9 Bronnen

Agora-Energiewende, 2014

Calculator of Levelized Cost of Electricity for Photovoltaics
www.agora-energiewende.org/pv-cost

CBS, statline, 2017

Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen, 30 juni 2017
[online] <http://statline.cbs.nl/statweb/publication/?dm=slnl&pa=82610ned>
Geraadpleegd: 14-09-2017

CE Delft en SEO, 2016

Evaluatie van de SDE+ regeling
www.seo.nl/uploads/media/2016-102_Evaluatie_van_de_SDE_-_regeling.pdf

DNV GL en PBL, 2014

Het potentieel van zonnestroom in de gebouwde omgeving van Nederland
www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2014-dnv-gl-het-potentieel-van-zonnestroom-in-de-gebouwde-omgeving-van-nederland_01400.pdf

ECN, 2013

Energie trends 2013
www.ecn.nl/fileadmin/ecn/corp/Nieuwsbrief/2013/November/Rapport-energietrends-2013.pdf

Fraunhofer ISE, 2015

Current and Future Cost of Photovoltaics
www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf

Holland Solar, 2007

Zonne-energie; Feiten en cijfers
www.hollandsolar.nl/downloads/60/Feiten%20en%20cijfers.pdf



Holland Solar, 2015

Ruimte voor zonne-energie in Nederland 2020-2050

[online] www.hollandsolar.nl/downloads/1156/Holland%20Solar%20Rapport-Ruimte%20voor%20zonne-energie%202015web.pdf

KNMI, 2016

Klimaatatlas: kaart langjarig gemiddelde zonneshijnduur

[online]

www.klimaatatlas.nl/klimaatatlas.php?wel=zon&ws=kaart&wom=Aantal%20dagen%20zonnig

Milieu Centraal, 2015

400.000 huizen met zonnepanelen: hoe kom je er bij?

[online] www.milieucentraal.nl/nieuwsbrieven/professionals/juli-2016/400000-huizen-met-zonnepanelen-hoe-kom-je-er-bij/

MNP, 2008

Zonne-energie in woningen; Evaluatie van transitie op basis van systeemopties

[online] www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/500083009.pdf

Motivaction, 2016

Energievoorziening 2015-2050: publieksonderzoek naar draagvlak voor verduurzaming van energie

[online] <http://edepot.wur.nl/368981>

PWC, 2016

De historische impact van salderen

[online] www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2016/12/15/de-historische-impact-van-salderen

Sark Solar Energy Consultancy en New-Energy-Works, 2016

Inventarisatie PV-markt Nederland, Status februari 2016

[online] www.zonnestroomnl.nl/wp-content/uploads/2016/07/SMZ_201602_inventarisatiemarkt.pdf

Spruijt, 2015

Wat levert een Zonneweide per ha op?

[online] <http://library.wur.nl/WebQuery/wurpubs/fulltext/336567>

Tweede Kamer, 2017

Kamerbrief over evaluatie salderingsregeling

[online] www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2017/01/03/kamerbrief-over-evaluatie-salderingsregeling



D Windenergie



Benutting van windenergie kent een lange historie in Nederland. In deze factsheet gaat het om windturbines voor elektriciteitsproductie, zowel op land (grootschalig en kleinschalig) als op zee ('off shore', grootschalig). De opbrengst van een windturbine is afhankelijk van verschillende parameters zoals het ontwerp van de turbine, de hoogte van de mast, de lengte van de rotorbladen en de windsnelheid op de locatie.

D.1 Huidige status

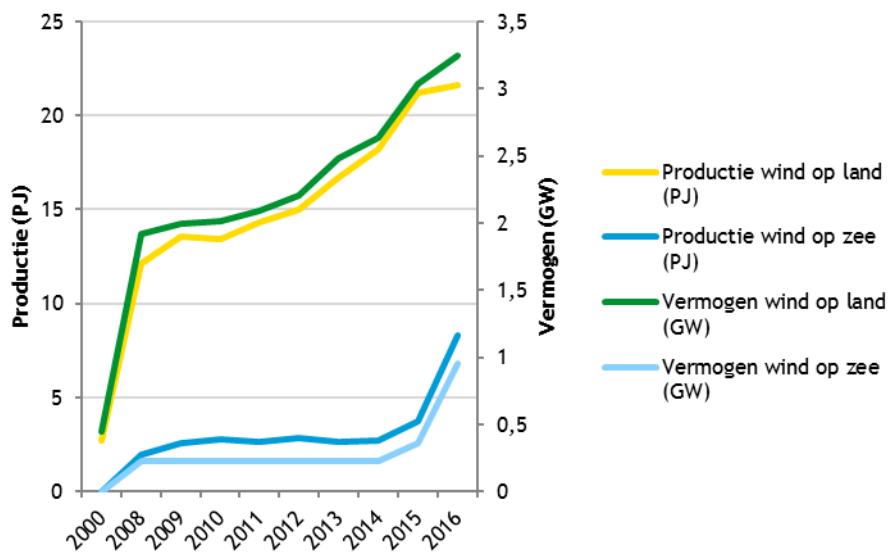
In het Energieakkoord voor duurzame groei (SER, 2013) is vastgesteld hoe veel windenergie op land en zee moet worden aangelegd om ervoor te zorgen dat Nederland de doelstelling van 14% duurzame energie in 2020 en 16% in 2023 kan halen. Voor wind op zee moet er in 2023 minimaal 4,45 GW-capaciteit zijn opgesteld, wat 3,1% van alle energiebehoeften in Nederland in 2023 zou voorzien. Voor wind op land moet er minimaal 6 GW aan capaciteit opgesteld zijn in 2020 volgens het Energieakkoord.

In Figuur 56 worden de ontwikkelingen van wind op land en zee weer gegeven (wind op land linksboven, wind op zee rechtsonder). In 2016 was er al 0,96 GW aan wind op zee aangelegd. Dit betekent dat er gemiddeld 500 MW per jaar moet worden aangelegd om het doel van het Energieakkoord te halen. Van 2008 tot 2014 bleef het opgesteld vermogen constant. Sinds 2015 is er meer vermogen bijgekomen, wat vooral in 2016 voor veel elektriciteit productie zorgde toen wind op zee ongeveer 2% van Nederland zijn elektriciteit behoeften produceerde, een stijging van factor 3 in vergelijking met de voorgaande jaren (behalve 2015). In 2000 produceerde Nederland nog geen stroom van wind op zee.

Voor wind op land was er ongeveer 3,2 GW aan opgesteld vermogen in 2016, een tekort aan 2,8 GW die in 4 jaar tijd moet worden overbrugd: ongeveer 700 MW per jaar aan nieuwe wind op land. Over de periode 2008-2016 steeg het vermogen van wind op land elk jaar gemiddeld met 7%. Het percentage van de totale elektriciteit productie groeide ook van 2,74% in 2008 tot 5% in 2016. In 2000 was dit nog 0,7%.

Interessant is de vergelijking van PJ per GW tussen wind op zee en op land. Per opgesteld GW produceert wind op zee veel meer elektriciteit, ongeveer tussen 10 en 12 PJ/GW voor de periode 2008-2016, terwijl voor wind op land deze verhouding lager is, ongeveer 6.5-7 PJ/GW. Dit komt vooral omdat de wind harder waait op zee. In 2016 produceerde wind in totaal bijna 7% van de elektriciteit in Nederland, terwijl dat 0,7% was in 2000.

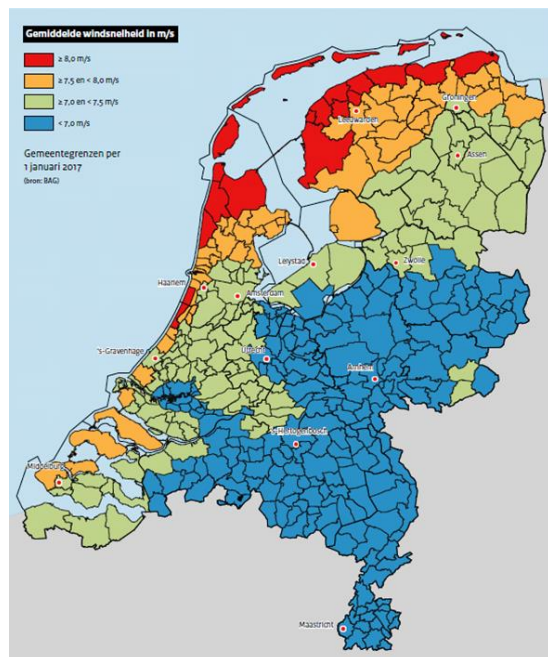
Figuur 56 - Ontwikkeling van wind op land en zee in 2000 en 2008-2016



Bron: CBS, Statline, 2017.

Eigenaren van windmolens kunnen gebruik maken van de SDE+ subsidie die als doel heeft het steunen van de productie van hernieuwbare energie door de onrendabele top van projecten te vergoeden. Voor wind wordt het basisbedrag van de SDE+ bepaald door de locatie van de gemeente waar de windmolen zal worden gebouwd. Gemeentes worden in vier windsnelheidscategorieën onderverdeeld, weergegeven in Figuur 57.

Figuur 57 - Gemiddelde windsnelheid per gemeente



Bron: RVO (2017).

Hoe meer landinwaarts men beweegt hoe zachter de wind waait, hoe hoger het basisbedrag (indien er genoeg wind waait en het project in aanmerking komt voor SDE+). Over de periode 2011-2015 waren de MEP (voorloper van de SDE), SDE en SDE+ kasuitgaven voor wind ongeveer 1,6 miljard euro, een bedrag die voor 86 PJ aan elektriciteit productie zorgde voor deze periode (RVO, 2016). Van de totale cumulatieve windstroom voor 2011-2015 werd 86% ondersteund door de MEP, SDE en SDE+.

Een minder bekende techniek is dat van mini/kleine/micro-windturbines. Dit zijn windturbines van een paar kW die kleinschalig elektriciteit achter de meter kunnen opwekken. Het installeren van mini-windturbines is echter gering, met maar 300 miniturbines in Nederland in 2009 (RVO, 2010). Micro windturbines zijn geen goeie optie in een groot deel van Nederland omdat het op geringe hoogte te weinig waait, en er te veel verstoringen zijn van gebouwen (ibid.) heeft 4 jaar lang kleine windturbines getest op één locatie in Schoondijke (Zeeland). De windturbines hadden een capaciteitsfactor van ver onder de 20%, en soms zelfs 4%. De grotere molens hadden de beste kWh prijzen, rondt € 0,35/kWh voor de 18.508 euro Montana turbine (vermogen van 2 kW), terwijl de kleinste EnergyBall turbine (vermogen van 0.16 kW) een prijs van € 3,39/kWh had en koste 4.324 euro. Volgens MacKay (2009) leveren sommige micro windturbines in stedelijke situaties zo weinig elektriciteit, dat ze eigenlijk in de levenscyclus meer CO₂ emitteren dan ze besparen door de hernieuwbare energie die wordt geproduceerd.

D.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Volgens de NEV (2016) zal het geïnstalleerd vermogen van wind met het vastgesteld beleid van het Energieakkoord in 2035 11,1 GW zijn, wat 134 PJ aan stroom zal leveren, ongeveer 32% van het totale aanbod. Als het voorgenomen beleid ook wordt meegeteld stijgt het vermogen naar 18,1 GW, wat in 2035 242 PJ aan windstroom zal betekenen. Wind zal in deze scenario in 2035 bijna 47% van de totale stroom in Nederland voorzien. Dit komt mede door het feit dat in het vastgesteld en voorgenomen beleid de totale elektriciteit productie lager licht en het aanbod van wind hoger is door een sterkere inzet op hernieuwbare elektriciteit. Tabel 38 geeft de projecties weer van wind t.e.m. 2035 voor de twee scenario's.

Tabel 38 - NEV (2016) wind aanbod projecties (productie en vermogen)

	2016	2017	2018	2020	2023	2025	2030	2035
Vastgesteld beleid								
Productie (PJ)	35,1	43,3	47,4	80,4	122,2	126,4	133,5	134,5
% van totale aanbod	9%	13%	14%	22%	27%	27%	28%	32%
Vermogen (GW)	3,7	4,4	4,8	7,3	10,3	10,6	11	11,1
Vastgesteld en voorgenomen beleid								
Productie (PJ)	35,1	43,2	49,3	81,6	122,8	146,3	204,5	241,9
% van totale aanbod	9%	13%	14%	23%	28%	31%	39%	47%
Vermogen (GW)	3,7	4,4	5,1	7,5	10,4	12	15,6	18,1

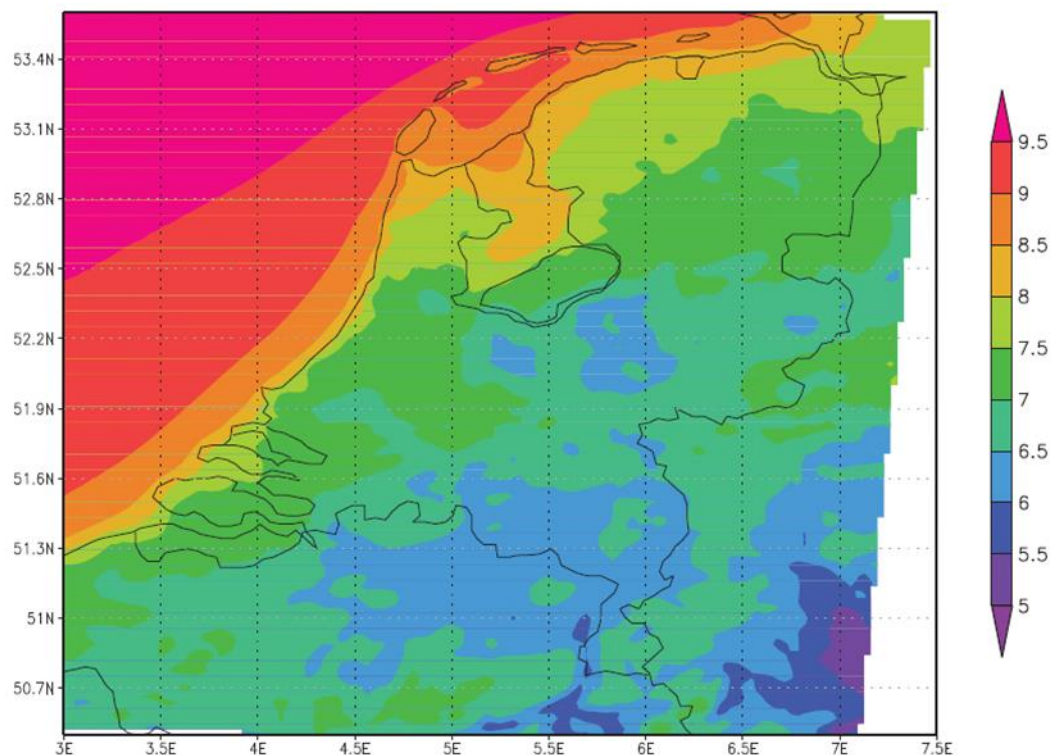
Bronnen: NEV (2016), Tabel 13a Aanbod van elektriciteit (vastgesteld beleid); NEV (2016), Tabel 13b Aanbod van elektriciteit (vastgesteld en voorgenomen beleid); Energie.nl, 2017 (MONITweb, Hernieuwbare energie, windenergie totaal elektrisch vermogen).

D.3 Technisch potentieel

In Figuur 58 wordt de gemiddelde windsnelheid (m/s) in Nederland over de periode 2004-2013 weergegeven op 100 m hoogte. De wind op zee waait gemiddeld een stuk harder dan op land. Voor sommige delen van Nederland, zoals Brabant en Limburg, waait de wind gemiddeld bijna 1/3 langzamer dan delen van de Waddeneilanden.



Figuur 58 - Gemiddelde windsnelheden Nederland

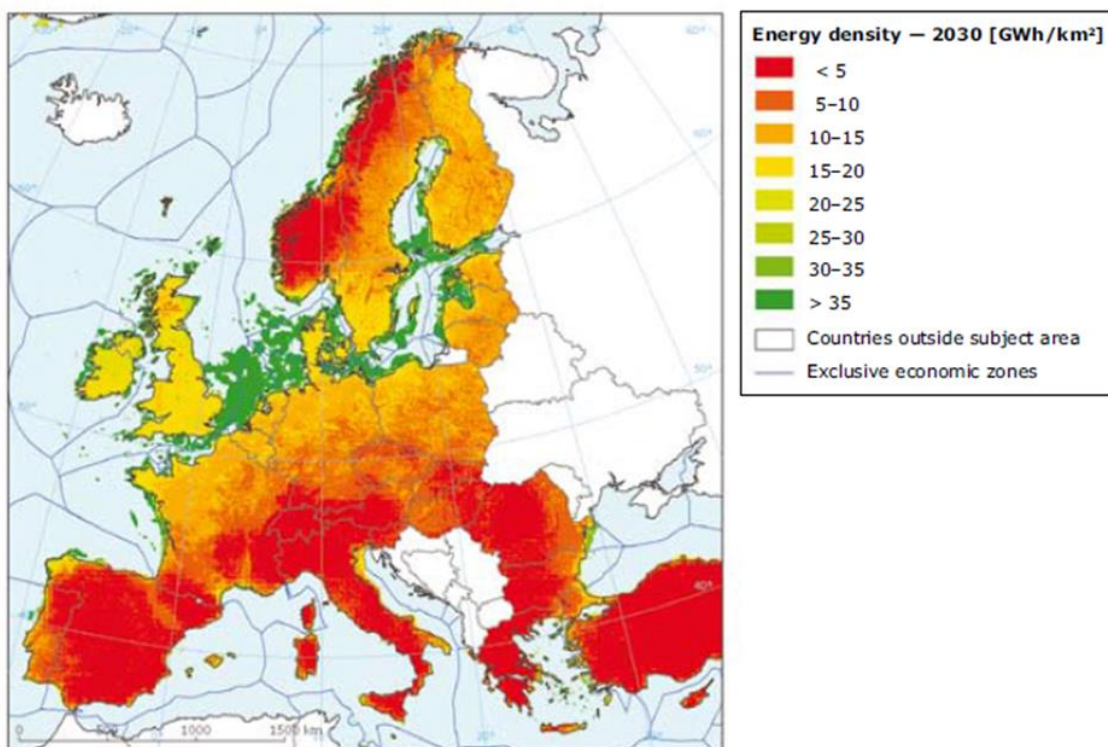


Bron: KNMI, 2014.

Er kan echter niet overal langs de kust windparken gebouwd worden, mede door landschap versterking. In 2014 werd er besloten om de 3.45 GW aan wind op zee die destijds nog gebouwd moest worden te realiseren binnen de gebieden Borssele, Zuid-Holland en Noord-Holland om ervoor te zorgen dat de 4.45 GW-doelstelling van het Energieakkoord in 2023 gehaald wordt (Rijksoverheid, 2014).

Het potentieel aan wind op de Noordzee wordt weergegeven in Figuur 59. Nederland heeft één van de voordeligste locaties in Europa om wind op zee te benutten, met vele locaties met een energiedichtheid van meer dan 35 GWh/km², en vollasturen die boven 3.000 uur per jaar zijn (EEA, 2009).

Figuur 59 - Energiedichtheid wind Europa



Bron: EEA, 2009.

Opgemerkt moet worden dat het aantal vollasturen van een bepaald vermogen windturbine geen zuiver meteorologisch bepaald gegeven is. Als op locaties die minder windrijk zijn, van hogere masten gebruikt wordt en van meer rotoroppervlak per turbine, dan kunnen ook een hogere productie gehaald worden. Dit is tevens een autonome trend, we zien dat het aantal vollasturen per turbine oploopt.

In CE Delft en ECN (2016) is bijvoorbeeld al met 3.500 vollasturen gerekend voor wind op land vermogen na 2023.

D.4 Succes- en faalfactoren

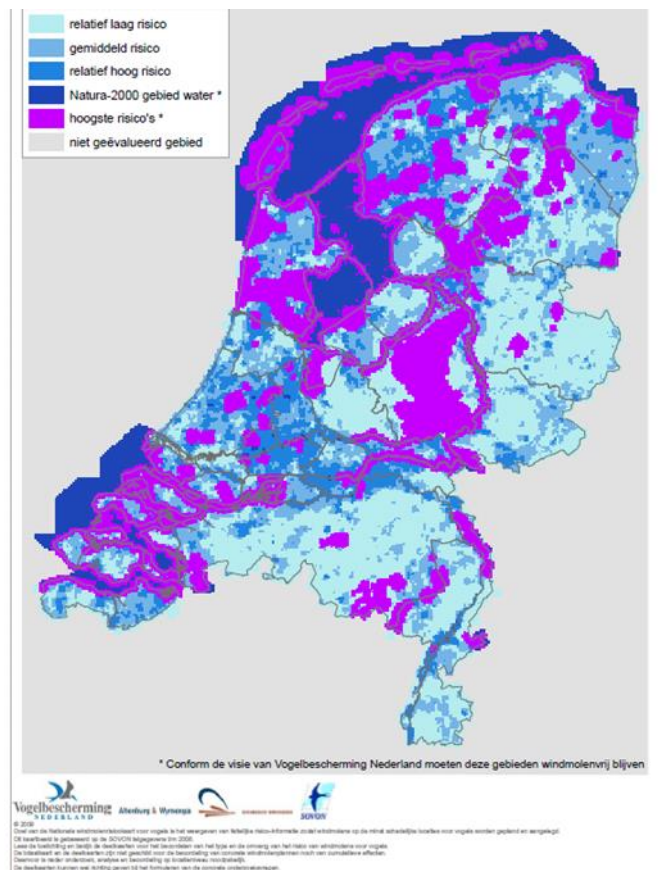
Een windturbine kan een grote bijdrage leveren aan de doelstelling om energieneutraal te worden. Om 31.1 GWh per jaar te produceren zijn +/- 5 windmolens van 3 MW nodig die de stroomvoorziening van ongeveer 10.000 huishoudens kan leveren. Technische ontwikkelingen betekenen dat de totale verdisconteerde productiekosten van elektriciteit verder zullen dalen, en dat windparken in de toekomst vaker zonder subsidie zullen worden gebouwd (zie bespreking in F.6 van DONG Energy windpark in Duitsland). Technische ontwikkeling van turbines die draaien bij weinig wind zullen er ook voor zorgen dat de stroomopbrengst wordt verhoogd van een windmolen. Siemens heeft onlangs een prototype ontwikkeld met een rotordiameter van 142 m die bij gemiddelde windsnelheden van 6m/s 10 GWh per jaar aan stroom kan leveren.

De SDE+ is ook een belangrijke succesfactor. Door het verlagen van de terugverdientijd van ongeveer 15 jaar zonder SDE+ subsidie, naar gemiddeld 10,4 jaar met SDE+ subsidie, wordt de businesscase verbeterd voor windparken (CE Delft en SEO, 2016).

Knelpunten zijn vooral de omgevingsfactoren. Het ruimtebeslag van een windturbine bestaat enerzijds uit de fysieke ruimte die nodig is om de windturbine te plaatsen (dit hangt af van de dimensionering van de windturbine en de eigenschappen van de ondergrond, voor de diameter van de fundering kan gedacht worden aan de orde van grootte van 10-20), anderzijds bepaald het 'Activiteitenbesluit milieubeheer' het risicoruimtebeslag. Het gaat hierbij om de afstand die een windturbine verwijderd moet zijn van beperkt kwetsbare (utiliteit, etc.) en kwetsbare (woningen, etc.) objecten, hiervoor gelden zogenaamde risicocontouren.

Verder zijn er beleidsmatige factoren die de verdere ontwikkeling kunnen belemmeren. Om een vergunning te krijgen voor het plaatsen van een windturbine moet aan een aantal wettelijke eisen worden voldaan, ook moeten een aantal zaken getoetst worden. Er moet worden voldaan aan eisen voor slagschaduw en risicozonering, geluidsnormen en de effecten voor vogels en vleermuizen moet worden onderzocht (zie Figuur 60). Dit komt er in de praktijk op neer dat windturbines minimaal ca. 400 meter van woningen verwijderd moeten blijven.

Figuur 60 - Windmolenrisicokaart voor vogels



Bron: SOVON, A&W, (2009).

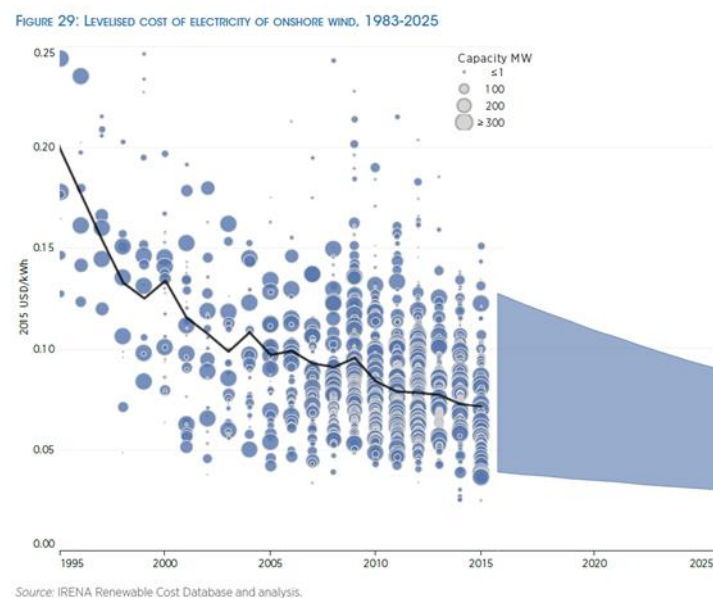
Veiligheid speelt ook een rol als het gaat om het plaatsen van windturbines op dijken. Er zal per dijk een uitvoerige risicoanalyse moeten worden gedaan om Er zijn ook maatschappelijke en sociale omgevingsfactoren. Slechts 2% van de Nederlanders staat negatief tegenover duurzame energie; ook is een meerderheid van de Nederlanders voor sterke groei van het aandeel energie uit zon, wind en water. Anderzijds vindt een meerderheid het belangrijk dat de hinder voor omwonenden wordt

beperkt en ook de landschappelijke kwaliteit wordt behouden. Dit blijkt uit een recent onderzoek van Motivaction naar het draagvlak voor de verduurzaming van de energievoorziening (Motivaction, 2016). Windturbines hebben de laatste jaren vaak tot maatschappelijke weerstand geleid, omwonenden zijn vaak bang voor horizonvervuiling, slagschaduw en geluidshinder; toch blijken omwonenden van windmolens niet negatiever over windenergie (Motivaction, 2016). Er moet nog 3.5 GW aan windenergie gebouwd worden aan zee, en 3.3 GW aan land om de Energieakkoord doelstellingen te halen. De bovengenoemde knelpunten zullen daarom wellicht toenemen.

D.5 Schaa sprong

De International Renewable Energy Agency (IRENA, 2016) heeft bepaald dat de (wereldwijde) investeringskosten voor windturbines (€/kW) in 2025 naar verwachting met gemiddeld 12% gedaald zijn ten opzichte van het prijspeil in 2015. De totale verdisconteerde productiekosten van elektriciteit (LCOE in €/kWh) uit wind op land zal dalen met gemiddeld 26%. De bandbreedte en de trend ten opzichte van het verleden wordt weergegeven in Figuur 61.

Figuur 61 - LCOE-ontwikkeling wind op land



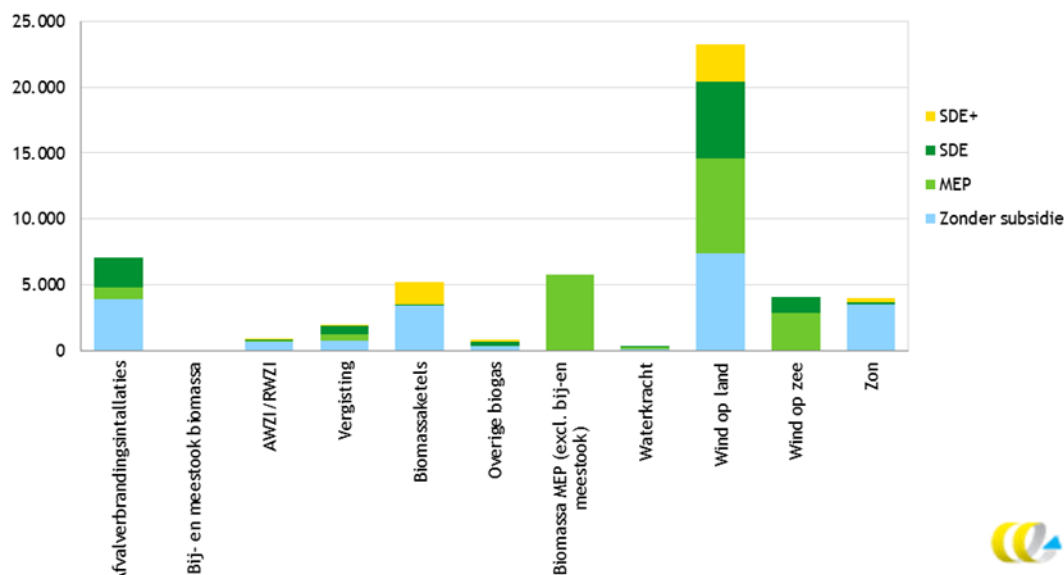
Bron: IRENA, 2016.

Hoewel de kentallen van IRENA afwijken van de specifieke waarden voor Nederland (met windsnelheden < 7 m/s), verwachten we ook voor de Nederlandse situatie nog een verdere kostenreductie. Volgens KIC InnoEnergy (2014) zullen verschillende innovaties en verbeteringen mogelijk zijn in Europa, waardoor de kosten de totale verdisconteerde productiekosten van elektriciteit (LCOE in €/kWh) zullen dalen met 5,5% t.e.m. 2025. We concluderen dat er in de komende jaren nog een kostenreductie verwacht kan worden ten aanzien van de LCOE van windturbines op land. Het is echter lastig om deze exacte kostenreductie te kwantificeren, aangezien de inschattingen uiteenlopen van 5-26% in 2025.

CE Delft en SEO (2016) hebben de verdeling van de productie per technologie en het bijhorende subsidieregime in 2015 bepaald, weergegeven in het onderstaande figuur. Binnen de techniek-categorieën afvalverbrandingsinstallaties, biomassaketels, wind op land en zon zit het grootste

aandeel van de productie welke op dit moment (dus in 2015) zonder subsidie tot stand komt. De categorie 'wind op land, zonder subsidie' zijn hoofdzakelijk windmolens die 'uit de MEP zijn gelopen'. Wind op zee is volledig afhankelijk van subsidie. De schaa sprong voor wind op land en op zee moet dus nog gehaald worden.

Figuur 62 - Hernieuwbare Elektriciteitsproductie (TJ) in 2015



Bron: CE Delft en SEO (2016).

De eerdergenoemde kostenreductie zal gepaard moeten gaan met een lagere afhankelijkheid aan subsidies om de schaa sprong te behalen. Dit zal waarschijnlijk in de komende tien jaar gerealiseerd worden. DONG Energy gaat bijvoorbeeld in 2024 als eerste bedrijf een windpark van 590 MW in de Duitse Noordzee bouwen zonder subsidie (DONG Energy, 2017). Dit was mogelijk doordat DONG in de toekomst verwacht dat er in 2024 windmolens van 13 en 15 MW op de markt zullen zijn, wat een forse kostenreductie zal betekenen omdat er meer stroom kan worden opgewekt met minder turbines. Ook verwacht DONG dat er dan een hogere elektriciteitsprijs zal zijn doordat kolencentrales een hogere CO₂-prijs zullen moeten betalen. Enbw gaat ook in 2025 een wind op zee park van 900 MW bouwen zonder subsidie (Nera, 2017). Enbw en DONG verwachten dus dat de prijs van wind op zee zal convergeren naar de gemiddelde elektriciteitsprijs.

DONG gaat ook in Nederland de eerste twee kavels van Borssele (700-760 MW) realiseren in 2019 voor gemiddeld 7,27 €/ct/kWh, ver onder het maximumbedrag van 12,4 €/ct/kWh vastgesteld voor de tender (Rijksoverheid, 2016a). Er wordt dan over een periode van 15 jaar 1,1 miljard euro subsidie verstrekt. Voor Borssele III en IV (700 MW) gaat een consortium van Shell, Van Oord, Eneco en Diamond Generating Europe Limited windparken realiseren in 2020 voor een bedrag van 5,45 €/ct/kWh (Rijksoverheid, 2016b). Hiervoor zal alleen voor de eerste helft van de 15-jarige subsidieperiode subsidie worden verstrekt (300 miljoen euro), terwijl hierna geen subsidie meer nodig is als de huidige prognose van de elektriciteitsprijs wordt gerealiseerd.

D.6 Concurrerende technieken

Tegenwoordig concurreert wind vooral met fossiele centrales. Dit komt doordat Nederland meer dan 81% (in 2015) van zijn elektriciteit met fossiele brandstof opwekt. De marginale kosten van wind-energie zijn laag, met als gevolg dat de marginale centrale die normaal de stroom had geproduceerd wordt verdrongen. Dit zijn in de huidige marktomstandigheden vooral gascentrales (PBL, 2014). In de toekomst zal wind, samen met zon-PV, in combinatie met opslagsystemen vooral met biomassa- en zonnebrandstof-centrales concurreren.

D.7 Toepassingsgebied

Zoals in Figuur 63 te zien zijn windmolens vooral in het westen van Nederland gebouwd, wat overeenkomt met de gemiddelde windsnelheid kaart van de KNMI (zie Figuur 63).

Figuur 63 - Toepassingsgebied windmolens in Nederland in 2017



Bron: Windstats.nl (2017).

D.8 Impact op infrastructuur

Eén windpark op zee is ver van de kust aangelegd (meest noordelijke stip op de figuur) en stoort het landschap dus niet. Hiervoor moet wel meer infrastructuur worden aangelegd om gekoppeld te zijn aan het net. Voor de windparken in Zuid-Holland, Noord-Holland en Borssele is er voor gekozen om dichterbij land te bouwen omdat de kosten dan lager zijn. Een haalbaarheidsstudie (EZ en I&M, 2014) heeft getoond dat windenergie op zee binnen de 12-mijlzone voor een kostenvoordeel van 250-280 miljoen euro leidt in vergelijking met het bouwen daarbuiten.

Het elektriciteitsnet moet de nog te installeren 2.8 GW aan wind op land, en 3.5 GW aan wind op zee, kunnen verwerken om curtailment te voorkomen. Volgens KEMA (2010) kan het net in 2020 12 GW aan windenergie probleemloos integreren in het elektriciteit systeem. Als het energieakkoord wordt gevolgd zal er ongeveer 10.5 GW aan windenergie in 2023 geïnstalleerd zijn, onder de 12 GW van probleemloze integratie. Voor de routekaart voor de periode 2023-2030 zal er ongeveer 1 GW per jaar aan wind op zee worden gebouwd. Dit vereist wel de nodige aanpassingen van het elektriciteitsnet.

D.9 Bronnen

CBS, statline, 2017

Hernieuwbare elektriciteit; productie en vermogen, 30 juni 2017

[Online] <http://statline.cbs.nl/statweb/publication/?dm=slnl&pa=82610ned>

CE Delft en ECN, 2016

MKEA zon-PV en wind op land

Vergelijking kosten en maatschappelijke effecten

Delft: CE Delft, december 2016

www.ce.nl/publicatie/mkea_zon-pv_en_wind_op_land/1905

CE Delft en SEO, 2016

Evaluatie van de SDE+ regeling

www.seo.nl/uploads/media/2016-102_Evaluatie_van_de_SDE_-_regeling.pdf

DONG energy, 2017

DONG Energy awarded three German offshore wind projects, 13-04-2017

[online] www.dongenergy.com/en/media/newsroom/news/articles/dong-energy-awarded-three-german-offshore-wind-projects

EEA, 2009

Europe's onshore and offshore wind energy potential

www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential

EZ en I&M, 2014

Haalbaarheidsstudie Windenergie op Zee binnen de 12-mijlszone

www.noordzeeloket.nl/images/Haalbaarheidsstudie%20Windenergie%20op%20Zee%20binnen%20de%2012-mijlszone_3381.pdf

Ingreenious, 2012

Resultaten testveld kleine windturbines Schoondijke

www.zeeland.nl/digitaalarchief/zee1300980



IRENA, 2016

The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025

www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

KEMA, 2010

Integratie van windenergie in het Nederlandse elektriciteitsstelsel in de context van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt

www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2010/11/24/integratie-van-windenergie-in-het-nederlandse-elektriciteitsstelsel-in-de-context-van-noord-europese-elektriciteitsmarkt

KIC InnoEnergy, 2014

Future renewable energy costs: onshore wind

www.innoenergy.com/wp-content/uploads/2014/09/KIC_IE_OnshoreWind_anticipated_innovations_impact.pdf

KNMI, 2014

Windkaart van Nederland op 100 meter hoogte

De Bilt: Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut (KNMI), 2014

[online] <http://bibliotheek.knmi.nl/knmipubTR/TR351.pdf>

MacKay, 2009

Sustainable Energy - without the hot air

www.withouthotair.com/cft.pdf

Motivaction, 2016

Energievoorziening 2015-2050: publieksonderzoek naar draagvlak voor verduurzaming van energie

www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2016/01/18/energievoorziening-2015-2050-publieksonderzoek-naar-draagvlak-voor-verduurzaming-van-energie-profielen-duurzame-opties-deel-b/z6632-motivaction-min.-ez-publieksonderzoek-energievoorziening-2015-2050-definitief.pdf

Nera, 2017

Method or Madness: Insights from Germany's Record-Breaking Offshore Wind Auction and Its Implications for Future Auctions

www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_Offshore_EMI_A4_0417.pdf

PBL, 2014

Windenergie: argumenten bij vijf stellingen

www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/PBL_2014_Windenergie-Argumenten-bij-vijf-stellingen_1396.pdf

Rijksoverheid, 2014

Nationaal Waterplan 2016-2021

www.rijksoverheid.nl/documenten/beleidsnota-s/2015/12/14/nationaal-waterplan-2016-2021

Rijksoverheid, 2016a

Uitslag tender windenergie op zee voor eerste twee kavels van windenergiegebied Borssele

[kamerbrief]

www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2016/07/05/kamerbrief-wind-op-zee/uitslag-tender-windenergie-op-zee-voor-eerste-twee-kavels-van-windenergiegebied-borssele.docx



Rijksoverheid, 2016b

Uitslag van de tweede tender windenergie op zee voor kavels III en IV van het windenergiegebied Borssele [kamerbrief]. Geraadpleegd van:

www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2016/12/12/kamerbrief-uitslag-van-de-tweede-tender-windenergie-op-zee-voor-kavels-iii-en-iv-van-het-windenergiegebied-borssele

RVO, 2010

Praktische toepassing van mini-windturbines

www.rvo.nl/sites/default/files/bijlagen/Praktische%20toepassing%20van%20mini-windturbines.pdf

RVO, 2016

Resultaten hernieuwbare energieproductie 2016

[online]

www.rvo.nl/subsidies-regelingen/sde/feiten-en-cijfers/resultaten-2016

geraadpleegd: 14-09-2017

RVO, 2017

Windsnelheid per gemeente SDE+ juli 2017

[online]

www.rvo.nl/sites/default/files/2017/01/Windsnelheid%20per%20gemeente%20SDE%20juli%202017.pdf

Geraadpleegd: 14-09-2017

SER, 2013

Energieakkoord voor duurzame groei

[online] www.energieakkoordser.nl/energieakkoord.aspx

SOVON, A&W, 2009

De nationale windmolenrisicokaart voor vogels: visie Vogelbescherming Nederland

s.l.: Vogelbescherming Nederland, 2009

[online] www.altwym.nl/uploads/file/328_1284127347.pdf

Windstats.nl, 2017

Statistieken over windenergie in Nederland

[online] www.windstats.nl/kaart.php



E Nederlands biogas en groen gas



Biogas wordt via vergisting of vergassing verkregen uit biomassa. Als biogas is opgewerkt tot aardgaskwaliteit wordt het ook wel groen gas genoemd. Het kan worden ingevoerd op het gasnet en gebruikt als vervanger van aardgas en - in de vorm van bio-CNG (compressed natural gas) of bio-LNG (liquefied natural gas) - ook als voertuigbrandstof, als vervanger van bijvoorbeeld diesel en benzine.

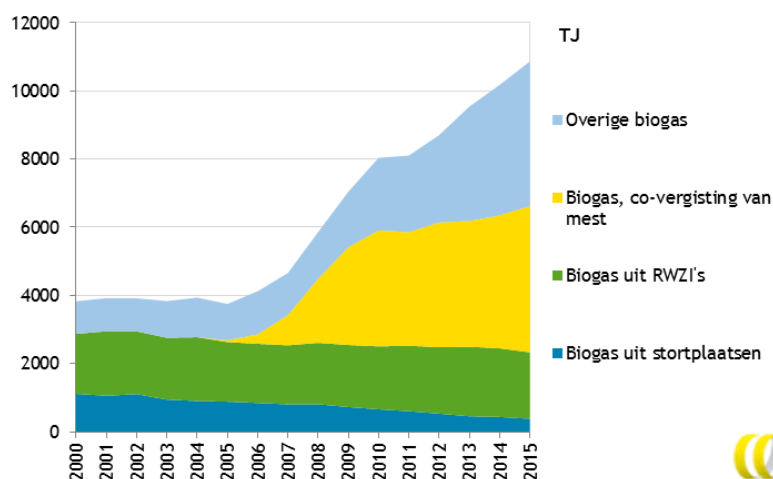
Naast groen gas uit biomassa kan er ook hernieuwbaar gas verkregen worden door elektrolyse. Bijlage I gaat over de productie van waterstof met elektrolyse. Eventueel kan een methanisatiestap worden toegevoerd om een aardgaskwaliteit gas te verkrijgen, hiervoor is dan wel een biogene koolstofbron voor nodig.

Deze bijlage gaat over de Nederlandse binnenlandse beschikbaarheid van biogas en groen gas. Biomassa t.b.v. energietoepassingen is onderwerp van Bijlage F.

E.1 Huidige status

Op dit moment wordt biogas vooral decentraal geproduceerd uit biomassa. Er zijn in totaal ruim 250 installaties in bedrijf (CE Delft, Eclareon en Wageningen Research, 2016). Dit gebeurt in Nederland hoofdzakelijk door vergisting bij stortplaatsen (stortgaswinning, 41 installaties), rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI's, 82 installaties), op landbouw- en veeteeltbedrijven (105 installaties) en bij afvalverwerkers (GFT, plantaardig afval uit de industrie, etc., 24 installaties) (CE Delft, Eclareon en Wageningen Research, 2016), zie Figuur 64. Met name de vergisting bij landbouwbedrijven en overig is de laatste jaren zeer sterk toegenomen. De productie van stortgas is de laatste jaren gedaald, doordat er geen nieuwe stortplaatsen bijkomen en de emissies van bestaande stortplaatsen in de tijd afnemen. De productie van biogas wordt financieel gestimuleerd door de SDE+ subsidie.

Figuur 64 - Ontwikkeling in nuttig gebruik van biogas in Nederland, periode 2000-2015 (TJ)



Opmerking: bij 'Overige biogas' gaat het voornamelijk om vergisting van afval van plantaardige oorsprong in de industrie en om vergisting van groente- fruit- en tuinafval (GFT). Monovergisting van alleen mest valt ook onder deze categorie.

Tot en met 2004 werd aan deze categorie ook 'Biogas, co-vergisting van mest' gerekend.

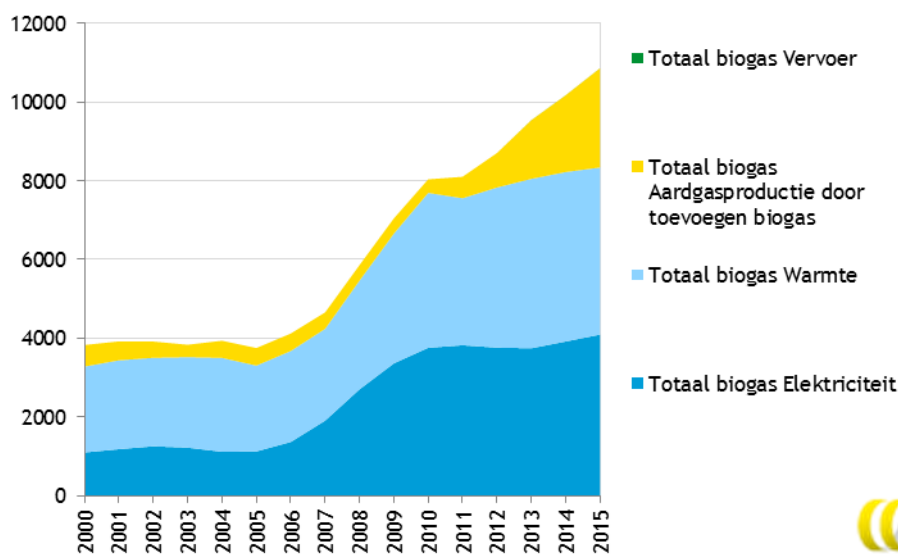
Bron: (CBS Statline, 2016).



In vergelijking met het buitenland kan Nederland gerekend worden tot de matig ontwikkelde markten (CE Delft, Eclareon en Wageningen Research, 2016).

Biogas en stortgas worden in de huidige praktijk direct gebruikt c.q. afgezet als brandstof of worden opgewerkt tot groen gas en worden geïnjecteerd in het aardgasnet. Directe toepassing betreft met name inzet in WKK-gasmotoren of in direct bij de vergister of stort geplaatste CNG-installatie. Het overgrote deel van de geproduceerde biogas wordt omgezet in elektriciteit en warmte, een beperkt, maar groeiend aandeel van de biogasproductie wordt opgewerkt naar groen gas (2.523 TJ in 2015 (CBS Statline, 2016)). De specifieke toepassing van biogas in voertuigen is relatief gezien verwaarloosbaar, zie Figuur 65.

Figuur 65 - Ontwikkeling energiedrager uit biogas in Nederland, periode 2000-2015 (TJ)



Bron: (CBS Statline, 2016; CBS Statline, 2016).

Voor injectie in het lokale aardgasnet of in midden- of hoge druk aardgas transmissienetten dient aan de kwaliteitseisen van aardgas te worden voldaan. De opwerking van biogas naar groen gas komt neer op gasdrogen en verwijderen van CO₂ (deels), H₂S en mercaptanen. In Nederland zijn 25 bekende opwerkinstallaties in gebruik met een jaarproductie van grofweg 100 miljoen m³ gas (CE Delft, Eclareon en Wageningen Research, 2016). In deze installaties wordt gebruik gemaakt van technieken als membraamscheiding (11 installaties), PSA's (2 installaties), chemische scrubbing (6 installaties), wassers (5 installaties) en het cryogeen uitkoelen van CO₂ (1 installatie) (CE Delft, Eclareon en Wageningen Research, 2016). Het overblijvende gas bestaat volledig of voornamelijk uit methaan. Een klein deel van de methaan gaat bij de opwerking verloren.

De gebruikelijke schaalgrootte voor een vergistingsinstallatie in combinatie met een upgradingsinstallatie hangt af van het type vergister en het gebruikte substraat. In het ECN-advies voor de basisbedragen van de SDE+ van 2017 (ECN & DNV GL, 2016) hanteert ECN typische waarden van ongeveer 250 Nm³/uur voor grootschalige monovergisting van dierlijke mest (2,0 miljoen Nm³ groen gas per jaar), tot ongeveer 600 Nm³/uur groen gas voor allesvergisting (4,7 miljoen Nm³ groen gas per jaar). Groter is mogelijk, ook kunnen vergisters parallel worden opgesteld. De gemiddelde capaciteit van de bestaande groen gas installaties in Nederland in 2014 is ongeveer 408 Nm³/uur (3,3 miljoen Nm³ groen gas per jaar), zo valt af te leiden uit een overzicht van de European Biogas Association (European Biogas Association, 2015).



E.2 Verwachte ontwikkelingen

De schaalgrootte van vergisters wordt beperkt door de beschikbaarheid van feedstocks voor het vergistingsproces in de directe omgeving van de vergister. Het is relatief kostbaar om biomassa te transporteren over grote afstanden; daarom is de verwachting dat biogas een decentrale vorm van energieproductie zal blijven. Voor het opwaarderen van biogas tot groen gas zijn schaalgrootte en de bijbehorende economische schaalvoordelen wel van toepassing omdat biogas eenvoudig opgeslagen en getransporteerd kan worden, zie ook Paragraaf F.9 over de centrale opwerking in Twente.

Mogelijk vinden daarnaast diverse technieken voor het verhogen van de biogasopbrengst per eenheid substraat (thermische voorbehandeling - hydrolyse, stoomexplosie - en toepassing van ultrasoon geluid, drukverhoging) meer ingang.

In Nederland, Oostenrijk en Zweden wordt daarnaast gewerkt aan de technische ontwikkeling van de productie van bio-SNG geproduceerd uit hout dat via vergassing is omgezet in synthesegas. In 2017 is SCW Energy Alkmaar met steun van Gasunie gestart met de bouw van een industriële demonstratiefabriek voor superkritische vergassing van diverse natte en droge biomassa direct naar groen gas (SCW Systems, 2017). Het geproduceerde groen gas is geschikt om zonder verdere stappen ingevoerd te worden in het hoge druk gasnet.

Het gebruik van groen gas in transport is in ontwikkeling. Het gebruik van groen gas in transport (bio-CNG) is gegroeid van 0 TJ in 2012 naar 2 TJ in 2015 (CBS Statline, 2016). Ook de markt voor bio-LNG als hernieuwbare autobrandstof is in Nederland in ontwikkeling. Er zijn op dit moment enkele kleinschalige (experimentele) installaties voor de productie van bio-LNG; ook groeit het aantal LNG-vrachtwagens de laatste jaren gestaag (33 stuks per kwartaal, eind 2015 zijn er in totaal 370 vrachtwagens) en zijn er 19 operationele LNG tankstations en nog eens 11 in ontwikkeling (Groen Gas Nederland, 2016).

In 2016 is Friesland Campina gestart met een initiatief om monomestvergisting - een tot nu vanwege de kosten beperkt ingezette technologie - te stimuleren, het doel is een kostprijsreductie van 30-40% [TKI Gas & Groengas Nederland, 2017; Over hernieuwbare gassen, veel doorgroeipotentie en unieke functies].

E.3 Energievraag

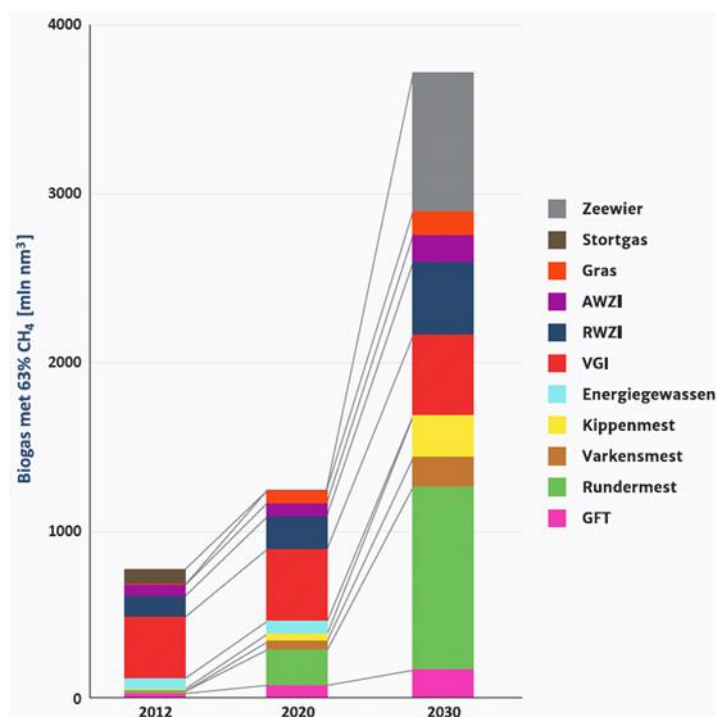
Groen gas kan worden gebruikt als vervanger van aardgas en kan in de vorm van bio-CNG (compressed natural gas) en bio-LNG (liquefied natural gas) ook worden gebruikt als voertuigbrandstof als vervanger van diesel en benzine in aangepaste voertuigen. Het huidige (2015) binnenlandse gebruik van aardgas en brandstoffen voor mobiliteit bedraagt respectievelijk ruim 1.200 PJ/jaar (CBS, 2017) en ruim 400 PJ/jaar (Klimaatmonitor, 2017). Dit telt op tot een energievrage van ruim 1.600 PJ waarvoor groen gas als verduurzamingsoptie in aanmerking komt. Hierbij moet opgemerkt worden dat een klein deel van deze vraag al bestaat uit groen gas of biobrandstoffen. Verder zal een belangrijk deel van de verduurzaming van deze vraag moeten komen van de verschuiving naar elektriciteit en duurzame warmte (elektrische voertuigen, elektrische warmtepompen en (rest)warmtenetten) en vraagreductie. In de volgende paragraaf zal blijken of er voldoende potentieel aan groen gas is om in deze energievrage te voorzien.



E.4 Potentieel

In het kader van een Green Deal heeft het Groen Gas Forum in 2014 het potentieel ingeschat van biogas uit vergisting, voor 2020 is dit potentieel ca. 1,2 miljard m³ biogas (0,75 miljard m³ aardgas-equivalent groen gas, oftewel ongeveer 24 PJ⁵⁰) en voor 2030 is dit potentieel ca. 3,7 miljard m³ biogas (2,2 miljard m³ aardgas-equivalent groen gas, oftewel ongeveer 69 PJ) (Groen Gas Forum, 2014). In vergelijking met het huidige binnenlandse aardgasgebruik zijn dit slechts kleine hoeveelheden (respectievelijk 1,5% en 4,3% van het aardgasgebruik in 2015). Ondanks energiebesparing en substitutie naar andere energiedragers is de verwachting dat dit ruim onvoldoende is om te voldoen aan de gasvraag in Nederland in 2020 en 2030. Al is dit mogelijk voor een aantal regio's wel het geval.

Figuur 66 - Potentieel van biogas uit vergisting in Nederland



Bron: (Groen Gas Forum, 2014).

Voor een grotere productie van groen gas is meer biomassa nodig. Het potentieel van het Groen Gas Forum neemt onder andere toe door het gebruik van aanvullende biomassa zoals zeewier. Voor nog grotere productie moet er biomassa worden geïmporteerd of moet er meer biomassa worden geteeld in Nederland. Geteelde biomassa is echter duur en het aanbod aan importeerbare biomassa geschikt voor vergisting is naar verwachting zeer gering doordat ook andere landen inzetten op vergisting (ECN, 2013).

ECN heeft in 2013 het technisch potentieel ingeschat voor groen gas in 2030 op basis van vergisting en vergassing (ECN, 2013), zij komen op een range van 1,5-3,5 miljard m³ groen gas (50-110 PJ), exclusief de inzet van aquatische biomassa (zeewier, etc., dit zou nog eens 45-160 PJ kunnen opleveren) en de inzet in bestaande WKK's. ECN is hiermee optimistischer dan de recentere studie van het Groen Gas

⁵⁰ Op basis van biogas met 56% methaan levert 1 m³ biogas 0,635 m³ aardgasequivalent. Op basis van onderste verbrandingswaarde levert 1 m³ aardgas vervolgens 31,65 MJ energie op.

Forum, met nog steeds een beperkte bijdrage van 3% tot maximaal 17% van het aardgasgebruik in 2015.

E.5 Succes- en faalfactoren

Er zijn in Nederland enkele tientallen partijen die groen gas invoeden in het gasnet, zowel op het regionale transportleidingennet van GTS, als de regionale distributieleidingennetten van de regionale netbeheerders. Het invoeden van groen gas is alleen mogelijk op locaties in het gasnet waar voldoende invoedcapaciteit beschikbaar is. Doordat de belasting op het gasnet seizoens- en etmaalafhankelijk is, varieert ook de beschikbare invoedcapaciteit voor groen gas. Bovendien kunnen de (regionale) netbeheerders invoedbeperkingen opleggen aan bestaande groen gas invoeders als het aanbod van (groen)gas groter is dan de vraag naar gas in het netgebied of als de bedrijfszekerheid van het net in gevaar komt. Voor de groen gasproducent betekent dit minder afzet en een verslechtering van de businesscase. Zo kunnen bedrijfssluitingen of grootschalige ombouw naar gasloze woningen invloed hebben op de businesscase van met name groen gasproducenten die zijn aangesloten op het regionale distributienet (AT OSBORNE, 2016). Dit is een mogelijke faalfactor als hiervoor geen oplossingen worden gevonden (zoals dynamisch drukmanagement of demand side management).

De belangrijkste belemmering is echter de beperkte beschikbaarheid van duurzaam geproduceerde biomassa, onder meer omdat de productie van gas niet noodzakelijkerwijs de prioriteit zal krijgen boven andere toepassingen in een biobased economy. Om bovendien de door het Groen Gas Forum geschetste potentiëlen in 2030 te bereiken, moeten het potentieel van met name mest- en zeewiervergistings ontwikkeld worden. Dit zal afhankelijk zijn van de kostenontwikkeling van de vergistings-technologieën en de feedstocks, in relatie met de beschikbaarheid van subsidies, landbouw- en milieubeleid. Een geslaagde ontwikkeling en schaa sprong van vergassing is daarnaast ook een belangrijke succesfactor.

E.6 Schaa sprong

De afgelopen jaren heeft een flinke schaa sprong plaatsgevonden in de productie van biogas en groen gas, zeker ook in de landbouw. Als de routekaart van het Groen Gas Forum aangehouden wordt zal er ook in de komende decennia nog flinke schaa sprongen gemaakt worden. Een geslaagde uitrol van mono-mestvergistings, zeewierteelt en -vergistings is hiervoor noodzakelijk, ook een succesvolle ontwikkeling van vergassing zal bijdragen aan een schaa sprong in de productie van groen gas.

E.7 Concurrerende technieken

Wat betreft de ingaande biomassa is er beperkte tot geen concurrentie met andere toepassingen om biomassa. Wat betreft de toepassingen van groen gas, dan overlapt het met andere technieken voor vergroening van de warmtevoorziening zoals de elektrische warmtepomp, pelletkachel, biomassa-boiler, zonneboilers, et cetera. Het produceren van groen gas en niet het direct toepassen van biogas in WKK's concurreert met directe conversie tot groene elektriciteit (en warmte uit biogas).

Ook in de mobiliteitssector zijn er duurzame alternatieven voor groen gas (in de vorm van bio-CNG/LNG), zoals elektrisch vervoer of waterstof. Voor het zware goederentransport ligt er echter wel een groot potentieel voor bio-LNG, omdat andere duurzame alternatieven een veel lagere energiedichtheid hebben.



E.8 Toepassingsgebied

De productie zal hoofdzakelijk in landelijk gebied plaatsvinden (mest-vergisting) of in industrieel gebied (grootschalige vergassing). Het gebruik van groen gas kan overal plaatsvinden waar nu aardgas wordt toegepast (zo goed als alle sectoren van Nederland).

In Nederland is productie van groen gas uit mest de meest voor de hand liggende optie.

E.9 Impact op infrastructuur

Bij verregaande verduurzaming van de Nederlandse energievoorziening zal groen gas steeds meer - of zelfs volledig - de rol van aardgas in het aardgasnetwerk over gaan nemen.

Groen gas kan als buffer een systeemfunctie vervullen in een duurzame energievoorziening, door te dienen als energieopslag zodat er duurzame elektriciteit flexibel beschikbaar is wanneer de productie van zon en wind niet aan de vraag kan voldoen. In combinatie met power-to-gas draagt dit bij aan een verdere systeemintegratie van de gas- en elektriciteitsinfrastructuur.

Daarnaast kan de productie van biogas ook resulteren in nieuwe infrastructuur of nieuwe invulling geven aan vrijkomende bestaande gasinfrastructuur. De opwaardering van biogas naar groen gas vindt veelal plaats op de plek waar het biogas wordt geproduceerd. Centrale opwerking biedt schaalvoordelen, maar betekent dat het biogas getransporteerd moet worden naar een centrale locatie. In Twente hebben Cogas en Gasunie New Energy daarom een biogasnetwerk ontwikkeld (Gasunie New Energy, 2017), samen beheren zij dit transportnetwerk. Nu bestaat het netwerk nog uit een 7,5 km lange leiding vanaf een biogasproducent, maar in de toekomst zal het uitgebreid worden tot een ringnet door bestaande gasleidingen die vrijkomen te koppelen. Zo kunnen meerdere biogasproducenten in de omgeving aangesloten worden. De verwachte toekomstige potentie van het netwerk is bijna 40 miljoen m³ groen gas (60 miljoen m³ biogas via dit netwerk).

Het gebruik van groen gas in de vorm van bio-CNG en bio-LNG in transport en mobiliteit zal eveneens invloed hebben op de tankinfrastructuur.

E.10 Tot slot

De gebouwde omgeving, industrie en mobiliteit zijn drie sectoren waar nu nog veel fossielbrandstoffen worden gebruikt (waaronder veel aardgas) en waar groen gas een belangrijke rol kan spelen in de verduurzaming van deze sectoren.

Voor de gebouwde omgeving heeft CE Delft in 2015 een onderzoek gedaan naar de meest goedkoopste warmtetechniek per buurttype voor een klimaatneutrale gebouwde omgeving in 2050 (CE Delft, 2015). Het gemakkelijkst en voor veel buurttypen financieel het aantrekkelijkst, is het 1-op-1 vervangen van aardgas door groen gas. Dit is ondanks de hoge kosten van groen gas over de hele keten toch vaak de goedkoopste optie, vooral voor bijvoorbeeld monumentale panden. Er zijn namelijk geen gebouwaanpassingen nodig. Wanneer er echter industriële restwarmte of geothermie beschikbaar is, winnen deze opties het in de jongere, stedelijke gebieden qua kosten van de opties met groen gas.

Er kan in Nederland echter bij lange na niet voldoende groen gas worden geproduceerd om aan de totale warmtevrage in de gebouwde omgeving te voldoen, enkele regio's waar dit wellicht wel mogelijk is daargelaten. Dit betekent dus dat grote hoeveelheden groen gas geïmporteerd moeten worden uit andere landen. Net als bij andere vormen van biomassa levert dit discussies over de duurzaamheid en zekerheid op lange termijn.



E.11 Bronnen

AT OSBORNE, 2016.

Onderzoek initiatieven invoedbepalingen groen gas
Baarn: AT OSBORNE, 2016

CBS Statline, 2016a

Tabel Biomassa; verbruik en energieproductie uit biomassa per techniek
[Online]

<http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=82004ned&D1=8&D2=11-15&D3=10-25&HD=170425-1716&HDR=T&STB=G1,G2>

CBS Statline, 2016b

Tabel Hernieuwbare energie; verbruik naar energiebron, techniek en toepassing
[Online]

<http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=83109ned&D1=0&D2=30-34&D3=a&D4=10-25&HD=170425-1348&HDR=T&STB=G1,G2,G3>

CBS Statline, 2017

Tabel Energie; verbruik en producentenprijs naar energiedrager
[Online]

Available at: <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=80324ned&D1=0&D2=1-2&D3=237,254,271,288,305,322,339,356,I&HDR=G2&STB=T,G1&VW=T>

CE Delft, Eclareon en Wageningen Research, 2016

Optimal use of biogas from waste streams: An assesment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020
Brussels: European Commission, 2016

CE Delft, 2015

Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050
Delft: GasTerra/CE Delft, 2015

ECN & DNV GL, 2016

Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017,
Petten: ECN, 2017

ECN, 2013

Een langetermijnperspectief voor groen gas
Petten: ECN, 2013

European Biogas Association, 2015

Biomethane & Biogas Report
Brussels: European Biogas Association, 2015

Gasunie New Energy, 2017

Biogasnetwerk Twente
[Online] www.gasunienewenergy.nl/in-ontwikkeling/biogasnetwerk-twente

Groen Gas Forum, 2014

Routekaart hernieuwbaar gas
[Online] <https://groengas.nl/wp-content/uploads/2015/07/Routekaart-hernieuwbaar-gas.pdf>



Groen Gas Nederland, 2016

Productie van bio-LNG in een opkomende LNG-markt
Utrecht: Groen Gas Nederland, 2016

Klimaatmonitor, 2017

Energiegebruik wegverkeer totaal (diesel, benzine en LPG) Nederland
[Online] https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive?sel_guid=64d62836-9750-4862-a22c-9e04813f9013

SCW Systems, 2017

Demonstratiefabriek
[Online] www.scwsystems.com/Fabriek%20Alkmaar.html

TKI Gas & Groengas Nederland, 2017

Over hernieuwbare gassen, veel doorgroeipotentie en unieke functies



F Beschikbaarheid bio-energie mondiaal/NL



Bijlage E ging over biogas- en groen gasproductie in Nederland.

Deze bijlage gaat over de beschikbaarheid van bio-energie in internationaal verband.

Nederland is een land met een grote energievraag, een hoogontwikkelde economie met daarin een omvangrijke industrie en een grote landbouwsector. Tegelijkertijd heeft Nederland een klein landoppervlak. De combinatie hiervan wordt geregeld genoemd waarom het redelijk is te veronderstellen dat we ook in de toekomst een belangrijk deel van de energiebronnen en -grondstoffen zullen blijven importeren, net als we nu al doen.

Echter, gegeven dat de energietransitie een globale uitdaging is en andere landen ook een beslag zullen willen doen op het wereldwijde biomassapotentieel, moeten we geen onevenredig groot deel toerekenen. Biomassa is immers een eindige hulpbron, en het vergroten van de wereldwijde productie van vormen van biomassa voor energetische toepassingen roept vaak duurzaamheidsvraagstukken op die lang niet altijd goed worden geadresseerd.

De vraag is dus wat redelijk is te veronderstellen over het aandeel dat we mogen importeren in Nederland, van een duurzaam potentieel, zonder dat we een onevenredig deel aan ons toe gaan rekenen.

Duurzaam moet hier gezien worden in de volle breedte: milieu, natuur, mens kant (ontbossing leidt vaak niet alleen tot een verlies van oerbossen, verlies van soortenrijkdom, maar bijvoorbeeld ook aantasting van de leefwijze van traditionele volkeren).

F.1 Mondiaal aanbod

In OECD, 2012 en andere bureaustudies wordt ingeschat dat het mondiale aanbod van biomassa voor nieuwe brandstoffen en nieuwe producten in 2050 varieert ruwweg tussen de 50 en 400 EJ, waarbij 150 EJ met redelijk kansrijke initiatieven haalbaar wordt geacht.

In Wuppertal Instituut, 2016, wordt 20-36 EJ als een robuuste range voor duurzame beschikbaarheid van woody biomass aangehouden, maar dat zijn dus alleen de houtachtige vormen t.b.v. pellets.

De schatting van het toekomstige aanbod in modelstudies is sterk afhankelijk van toekomstige mondiale ontwikkelingen in bijvoorbeeld de bevolkingsomvang, de landbouwtechnologie en consumptiepatronen. Ook de haalbaarheid van specifieke initiatieven voor de productie of inzameling van biomassa in toekomstige situaties is bepalend.

De verschillende schattingen kunnen grofweg worden onderverdeeld in drie verschillende verwachtingsniveaus en bijbehorende verwachtingen ten aanzien van technologische ontwikkelingen en beschikbaarheid van teeltareaal en gewasresten uit landbouw en bosbouw:

- 'Hoge' schatting van 400 EJ/jaar:
 - de landbouw wordt efficiënter waardoor er grond voor energieteelt 'overblijft';
 - vrijwel alle rest- en afvalstromen worden benut;
 - ontwikkelingen in de onderzoeksfase leiden tot succesvolle toepassingen.

- 'Midden' schatting van 150 EJ/jaar:
 - de landbouw wordt in beperkte mate efficiënter waardoor er grond voor energieteelt 'overblijft';

- een flink deel (ongeveer de helft) van de rest- en afvalstromen wordt benut;
 - ontwikkelingen in de onderzoeksfase leiden slechts in niches tot succesvolle toepassingen.
- 'Conservatieve' schatting van 50 EJ/jaar
- landgebruik ten behoeve van energieteelt wordt niet als duurzaam gezien;
 - uit bedrijfseconomische en praktische overwegingen wordt slechts een klein deel van de rest- en afvalstromen benut;
 - ontwikkelingen in de onderzoeksfase leiden niet tot succesvolle toepassingen.

Een overzicht van de bijdragen van bosbouw, landbouw en aquatische teelt per inschatting is gegeven in Tabel 39.

Tabel 39 - Opbouw mondiaal mobiliseerbaar potentieel aan biomassa voor nieuwe brandstoffen en nieuwe producten (EJ/jaar)

	Hoog	Midden	Conservatief
Bosbouw/beheerd bos			
Productie	110	45	10
Reststromen	25	15	5
Afval	25	15	5
Landbouw/akkerbouw			
Productie	80	25	5
Reststromen	30	15	5
Afval	45	30	20
Aquatische teelt	0	5	90
Totaal	~400	~150	~50

Box 1 - Soort biomassa

HOUT PRODUCTIE: Kap van hout uit productiebossen. Hoeveel hout er in de toekomst beschikbaar is als alternatief voor fossiele grondstoffen, is sterk afhankelijk van de beperkingen die duurzaam bosbeheer aan de kap oplegt. Het areaal dat beschikbaar is voor houtplantages hangt af van de grootte van het landbouwareaal. Alleen op plekken waar het landbouwareaal krimpt, is er de mogelijkheid om houtplantages aan te leggen. Zo is er geen effect op natuurgebieden.

HOUT RESTSTROMEN: Resten van bomen die achterblijven na het kappen of uitdunnen van bossen of bij het verwijderen van dood hout. Het toekomstige gebruik van resthout wordt uiteindelijk medebepaald door de kosten van verzamelen, voorbewerking en transport. Een deel van deze resten moet overigens in het bos achterblijven voor behoud van de bodemkwaliteit en de biodiversiteit.

AFVAL HOUT: Diverse afval- en reststromen die in de toekomst vrijkomen bij de industriële verwerking van hout en na het gebruik van de producten. Voorbeelden zijn houtzaagsel, houtafval en kurkafval.

LANDBOUW PRODUCTIE: Gewassen als rietsuiker, mais, oliepalmen en koolzaad, en de teelt van specifieke energiegewassen, zoals grassen als miscanthus. Het toekomstige potentieel is sterk afhankelijk van ontwikkelingen in de landbouw en voedselconsumptie, en de mogelijkheden om energiegewassen/producten te telen zonder uitbreiding van het landbouwareaal.

LANDBOUW RESTSTROMEN: De residuen van gewassen zoals stro, stengels en andere delen die niet geschikt zijn voor de voedselproductie. Een deel hiervan moet overigens worden achtergelaten of teruggebracht op het land om een goede bodemkwaliteit in stand te houden.

AFVAL LANDBOUW: Verschillende afval- en reststromen die vrijkomen bij de industriële verwerking en na gebruik of consumptie van landbouwproducten. Voorbeelden hiervan zijn afval van de voedingsindustrie en GFT-afval.

AQUATISCH PRODUCTIE: Kweek van algen en wieren. Deze technologie bevindt zich nog in een experimenteel stadium. Wel worden er al specifieke chemische verbindingen uit algen geproduceerd. Deze verbindingen hebben een hoge marktwaarde en de productie ervan biedt zeker meer kansen; de mogelijkheden voor grootschalige productie voor energie zijn echter uiterst onzeker.

Duurzaamheidscriteria (met name gerelateerd aan gebruik van reststromen uit akkerbouw en bosbouw) en ontwikkelingen in landbouwopbrengsten gaan vooral in de richting van de “conser-vatieve inschatting”. Reststromen bijvoorbeeld zijn nodig voor het op peil houden of verhogen van het bodemorganische stofgehalte en zoveel mogelijk sluiten van nutriëntenkringlopen op areaal. Opbrengsten van veel geteelde gewassen als tarwe kunnen door verdere veredeling tegenwoordig nog maar beperkt worden verhoogd en de ‘yield gap’ tussen maximale theoretische opbrengst en opbrengst in de praktijk is beperkt. Optimalisatie in de vorm van precisielandbouw is eerder gericht op optimaal gebruik van agronomische middelen (kunstmest, bestrijdingsmiddelen) en minimalisatie van milieubelasting door bijvoorbeeld uitspoelen van nitraat en fosfaat.

In bovenstaande modelschattingen is vaak geen rekening gehouden met effecten van klimaatverandering (verdroging, vernatting) en van beschikbaarheid van kunstmestsoorten uit eindige grondstoffen (fosfor, kalium, sporenelementen).

In praktijk kan niet gesproken worden van ‘de landbouw’ en verschilt de mate van rationalisering en optimalisatie per regio en als functie van de marktwaarde van landbouwproducten:

- In Noordwest-Europa is landbouw geoptimaliseerd met vrijwel maximale opbrengsten per hectare. In andere delen van de EU en daarbuiten is akkerbouw nog vaak traditioneel tot marginaal en zijn gewasopbrengsten aanzienlijk lager.
- Opbrengsten in de VS van gewassen als maïs zijn niet altijd maximaal vanwege de lage marktprijs van maïs. Daardoor is er economisch gezien niet altijd mogelijkheid voor inkoop van kunstmest en bestrijdingsmiddelen waarmee opbrengst zou kunnen worden gemaximaliseerd.

F.2 Voor Nederland beschikbare biomassa en het prijsniveau daarvan

Welk deel aan mondiaal mobiliseerbare biomassa in 2050 voor Nederland beschikbaar zou kunnen zijn kan niet worden ingeschat en zal mede afhankelijk zijn van de betaalbaarheid van biomassa, de ontwikkeling van technologie en het beleid in binnen- en buitenland op gebied van bijvoorbeeld klimaat (door doelstellingen voor hernieuwbare energiebronnen en emissiereductie) en milieu- en natuurbeleid (duurzaamheidscriteria).

Een indicatie van de voor Nederland beschikbare hoeveelheid is in (PBL, 2014) gegeven op basis van twee theoretische verdeelsleutels, aantal inwoners en inkomen:

- in 2050 maken Nederlanders naar verwachting 0,19% van de wereldbevolking uit; 0,19% van 150 EJ is bijna 300 PJ;
- volgens de prognoses van de OESO maakt Nederland in 2050 naar bruto binnenlands product 0,6% uit van mondiale economie; 0,6% van 150 EJ is ongeveer 900 petajoule.

Voor houtige biomassa zou in de middenschatting mondiaal ongeveer 75 EJ/jaar aan materiaal beschikbaar zijn. Via dezelfde sleutels verdeeld zou voor Nederland 150-450 PJ/jaar beschikbaar zijn.

Houtige biomassa wordt op de huidige markt deels in de vorm van houtsnippers/houtchips en deels als pellets aangeboden. Voor een brede toepassing, goede bewaarbaarheid, minimaliseren van risico's bij transport en opslag en voor minimaliseren van emissies naar lucht bij gebruik als brandstof zal de houtige biomassa moeten worden voorbereid middels bijvoorbeeld stoomexplosie technologie of pyrolyse, waarbij assen worden afgescheiden.



Productiekosten en transportkosten voor houtpellets uit andere continenten bedragen ongeveer € 100/ton (bij stookwaarde van 16,5-17,0 GJ/ton), dus dit is 6 €/GJ.

De bovengrens van de pelletprijs zou kunnen liggen op een niveau waarbij houtige biomassa niet meer kan concurreren als grondstof voor chemicaliën met landbouwproducten als granen en suikergewassen. Een voorbeeld is hieronder uitgewerkt:

Hout bestaat voor grofweg voor 2/3 uit suikers, een redelijk tot goed gedefinieerde grondstof voor chemische producten:

- de prijs voorbeeld voor prijs van suikers uit suikergewassen en granen bedroeg de afgelopen jaren gemiddeld ongeveer € 350/ton suiker⁵¹;
- omgerekend en zonder rekening te houden met conversiekosten voor isolatie van suikers uit hout zou de pelletprijs $2/3 \times 350 = € 225 - € 250$ per ton houtpellets (~15 €/GJ).

De redenering hier is in feite dat de prijs van biomassa een soortgelijke ontwikkeling zou doormaken als de prijs van andere landbouwgewassen via substituties. Het blijft echter lastig om nu uitspraken te doen voor hoe dit soort prijsvorming zich zal ontwikkelen naar 2050 toe.

In de NvdT-scenarioberekeningen is 20 €/GJ aangehouden als pelletprijs voor 2050 en dit lijkt goed verdedigbaar.

F.3 Risico's en discussiepunten

In bovenstaand genoemde modelschattingen is vaak geen rekening gehouden met effecten van klimaatverandering (verdroging, vernatting) en van beschikbaarheid van kunstmestsoorten uit eindige grondstoffen (fosfor, kalium, sporenelementen).

F.4 Nederlands aanbod

DNV GL en Gasunie (2017) hebben een verkennende studie uitgevoerd naar het Nederlandse vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking. Dit is relevant om in perspectief te bezien. De DNV-studie kijkt naar de volgende categorieën biomassa:

Natte stromen:

- voedings- en genotsmiddelenindustrie;
- rioolslib;
- aquatische biomassa;
- agrarische restromen;
- groente, fruit en tuinafval; organische natte fractie;
- Energieteelt.

Droge stromen:

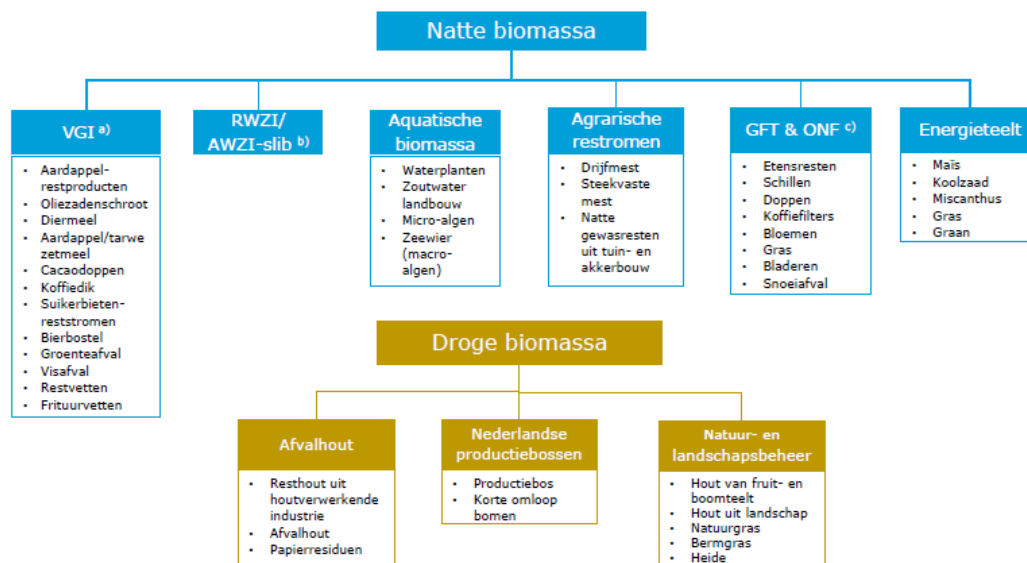
- afvalhout;
- Nederlandse productiebossen;
- natuur- en landschapsbeheer.

De beschouwde stromen per biomassacategorie zijn in weergegeven in Figuur 67.

⁵¹ Zie: www.indexmundi.com/commodities/?commodity=sugar&months=60¤cy=eur, hout is 2/3 suikers, Chicago #11 is ruwe suiker/London #5 geraffineerd, US pound = 0,45 kg).

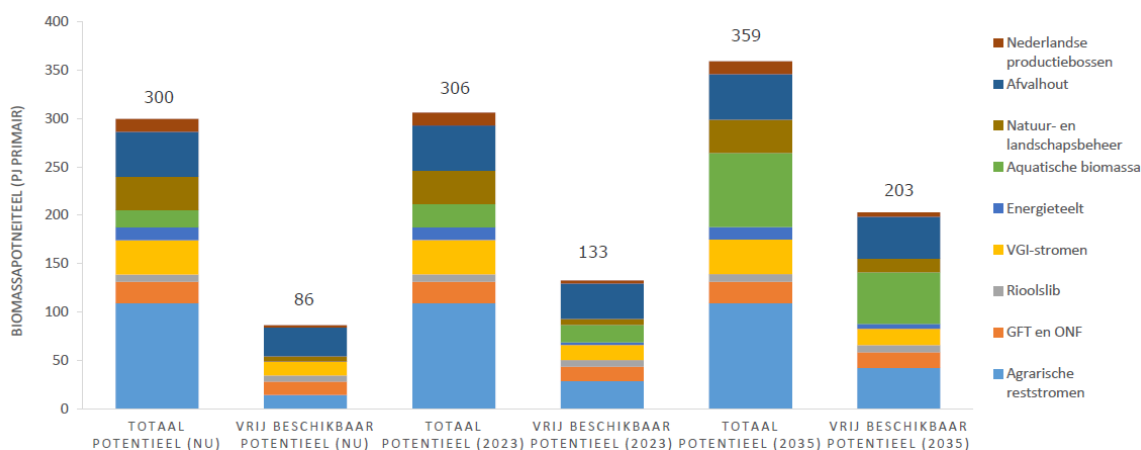


Figuur 67 - Biomassastromen die een relevante bijdrage leveren (DNV GL, 2017)



Voor de verschillende stromen biomassa is gekeken het totale potentieel, hoe dat zich kan ontwikkelen naar 2023 en 2035. Vervolgens wordt een correctie toegepast in verband met het gedeelte van de stromen die nu al een toepassing kennen. Hierna ontstaat een duiding van het vrij beschikbare potentieel, dat aanvullend voor energietoepassingen beschikbaar komt. Dit kan omgezet worden in groen gas, maar dat hoeft niet, het kan ook rechtstreeks worden verbrand, of andere toepassingen zijn mogelijk. De Figuur 68 toont de resultaten van de verkenning.

Figuur 68 - Totaal en vrij potentieel van de relevante biomassastromen (DNV GL, 2017)



Het totale potentieel ontwikkelt zich dus gestaan richting 2035 (+20%), 360 PJ. Het vrije potentieel komt op 200 PJ. Het vrij beschikbare potentieel in 2035 is voornamelijk gebaseerd op de beschikbaarheid van agrarische reststromen, afvalhout en aquatische biomassa; restproducten uit het natuur- en landschapsbeheer, de VGI en organisch afval (GFT en ONF) dragen in mindere mate bij (DNV GL, 2017).



Er is wel een samenhang met biomassa-import. DNV heeft de stromen beschouwd vrijkomen in Nederland, maar de oorspronkelijke herkomst kan elders zijn. In zekere zin is dit potentieel niet als 100% additioneel op het mondiale aanbod (Paragraaf F.1/F.2) te zien.

F.5 Bronnen

DNV GL en Gasunie, 2017

Biomassapotentieel in Nederland

Verkennde studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland
Arnhem: DNV GL, 2017

OECD, 2012

OECD Environmental Outlook to 2050: The Consequences of Inaction

Paris: OECD, 2012

PBL, 2017

Biomassa: Wensen en grenzen, samenvatting van PBL-website

[online] <http://infographics.pbl.nl/biomassa>

Wuppertal, 2016

Decarbonization pathways for the Industrial cluster of the Port of Rotterdam

[online] www.cleantechdelta.nl/wp-content/uploads/2017/03/rapport-decarbonization-pathways-for-the-industrial-cluster-of-the-port-of-rotterdam.pdf



G Bronnen voor collectieve warmte



Collectieve warmtenetten kunnen door verscheidene bronnen van warmte worden voorzien. Momenteel is deze warmte voor het grootste deel afkomstig uit aardgas en kolen (met bijstook biomassa), en voor een kleiner deel uit restwarmte van AVI's en uit biomassa. Deze duurzame bronnen zullen in de toekomst een groter aandeel krijgen en worden aangevuld met geothermie, WKO, restwarmte uit de industrie en biomassa. Andere innovatieve bronnen zijn aquathermie en mijnwarmte.

G.1 Huidige status

In 2015 waren er 17 grootschalige warmtenetten in Nederland die samen 20 PJ aan warmte leverden en kwam er 2 PJ warmte van kleine warmtenetten (ECN & CBS, 2017). Het merendeel van de warmte voor huishoudens (totaal ~10-12 PJ) was restwarmte van aardgas- en kolencentrales (incl. WKK), gevolgd door restwarmte van AVI's en van biomassacentrales.

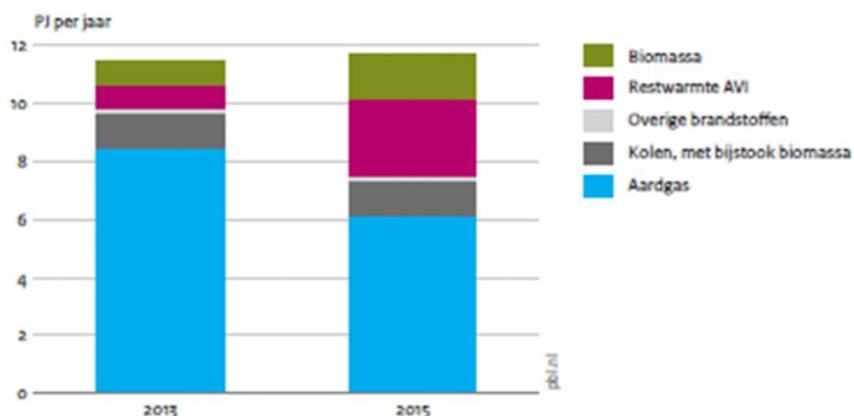
Warmte die afkomstig is uit afvalverbranding mag volgens RVO voor 55% duurzaam worden genoemd (RVO 2015). In 2015 was in totaal 9 PJ afkomstig van AVI's, waarvan 2,5 PJ aan huishoudens werd geleverd (PBL 2017).

In 2015 was 1,5 PJ warmte voor huishoudens afkomstig van biomassa. Samen met de warmte uit afvalverbranding was daarmee 25% van de warmte op warmtenetten te kwalificeren als duurzame warmte (PBL 2017).

In 2014 waren er in Nederland 12 geothermieprojecten die samen 1,5 PJ warmte produceerden. De putten zijn tussen 1,5 en 2,5 kilometer diep. De warmte van tien projecten werd gebruikt in kassen, één project verwarmde alleen woningen en één project verwarmde kassen, nutsvoorzieningen én gebouwen. In 2015 werd 2,5 petajoule aardwarmte geproduceerd. (PBL 2017)
Het gebruik van WKO bedroeg 3,4 PJ in 2014 (PBL 2017). In 2015 was dat 3,6 PJ (bron: CBS hernieuwbare energie).

Figuur 69 (PBL 2017, data van ECN 2015) laat zien dat de bronnen voor warmtenetten tussen 2013-2015 sterk zijn veranderd. In 2015 is minder warmte afkomstig van aardgas. Dit komt waarschijnlijk door afname van de rol van grootschalige WKK's. Er is een toename van het gebruik van warmte afkomstig van AVI's.

Figuur 69 - Energiebronnen van warmtenetten voor huishoudens, 2013-15 (PBL 2017, data van ECN 2015)



G.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Zie voor de bandbreedte van de ontwikkeling van warmtenetten Bijlage N 'Warmtenetten'.

G.3 Huidige energievraag

Zie Bijlage N 'Warmtenetten'.

G.4 Technisch potentieel

De warmtelevering verschuift momenteel van fossiele naar niet-fossiele bronnen door bijvoorbeeld de aansluiting van het warmtenet in Purmerend op een biomassawarmtecentrale, de toegenomen levering van afvalverbrandingswarmte in Rotterdam, Arnhem en Nijmegen en de sluiting van (verouderde) gascentrales. (PBL 2017)

Het technisch potentieel van verschillende LT-warmtebronnen is door PBL ingeschat op een totaal van 297-1352 PJ/jaar (PBL 2017), wat ruim kan voldoen aan de geschatte warmtevraag van 350 PJ/jaar op lange termijn. De grootste marge in deze inschatting zit in het potentieel van geothermie.

Figuur 70 - Potentiële vraag en aanbod van LT-warmte voor warmtenetten op lange termijn (PBL 2017)

Potentiële vraag en aanbod van LT-warmte voor warmtenetten op lange termijn

Potentiële afnemers	Potentiële vraag (PJ/j)	Potentiële aanbieders	Potentieel aanbod (PJ/j)
Woningen	165	Geothermie	85-1000
Utiliteitgebouwen	105	Industrie	100
Industrie	50	Glastuinbouw	?
Glastuinbouw	12-40	Aquathermie ²	42-182
		WKO ³	70
Totaal	Circa 350	Totaal	297-1352

Het totaalpotentieel van de verschillende duurzame warmteopties in 2020 is door CE Delft (2014) ingeschat op 282 PJ. Dit is inclusief 72 PJ duurzame warmte voor de industrie, die ook HT-warmte gebruikt. Vooral biogas/bio-WKK en WKO/warmtepomp zijn op deze korte termijn kansrijke opties.

Geothermie (aardwarmte)

Geothermie is warmte die afkomstig is uit het binnenste van de aarde. Er is een enorme hoeveelheid geothermie aanwezig in Nederland, maar de economische winbaarheid ervan is niet goed bekend. Voor warmte van <60°C moet geboord worden naar 1 à 2 km diepte.

De productie van warmte uit geothermie bedroeg in 2015 2,5 PJ. Met uitvoering van het voorgenomen energiebeleid kan dat toenemen tot 6,8 petajoule in 2020 en ruim 9 petajoule in 2023 (ECN, 2016). De overheid wil in 2020 11 petajoule produceren uit aardwarmte en stimuleert dit met SDE+ subsidie op levering van aardwarmte, met een garantieregeling voor boringen naar geothermie en met steun aan onderzoeksprogramma's (PBL, 2017).

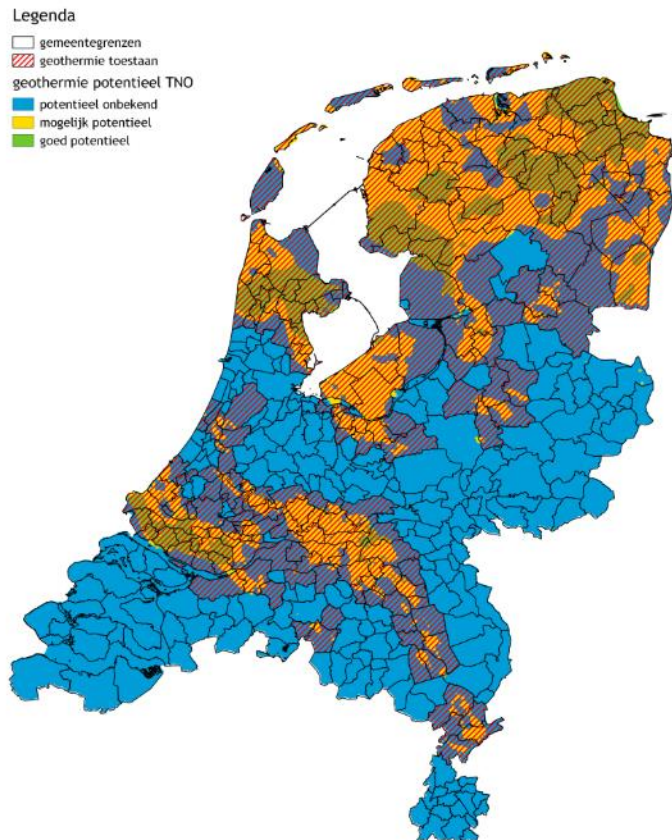
In berekeningen met het Vesta-MAIS-model komt PBL uit op een toekomstige voorziening van 85 PJ aan warmte met geothermie. Echter, het technisch potentieel is hoger en kan worden benut als er vraag naar is.

CE Delft (2016) komt uit op 162 PJ geothermie in 2050, verdeeld als in Figuur 70.

WKO (Omgevingswarmte, bodemwarmte)

WKO maakt gebruik van omgevingswarmte (ook wel bodemenergie): warmte en koude uit de buitenlucht die wordt opgeslagen in een watervoerende laag (aquifer) in de ondiepe bodem. In een open systeem worden meestal twee boringen gedaan (doublet) en wordt grondwater voor verwarming van de warme bron opgepompt en na gebruik in de koude bron geïnfiltrerd. In de zomer wordt dit omgedraaid om koude te winnen. De warmte of koude wordt afgegeven aan de gebouwinstallatie via een warmtewisselaar. Gesloten systemen staan niet in verbinding met grondwater maar werken met U-vormige buizen, en zijn veelal kleiner. Om de temperatuur naar het juiste verwarmingsniveau te brengen is bij beiden systemen meestal ook een warmtepomp nodig, dus bij WKO is er ook een elektriciteitsvraag.

Omdat WKO zowel in warmte als in koude kan voorzien, is deze techniek het meest geschikt voor toepassing in gebouwen die ook koeling nodig hebben zoals kantoren, datacenters en voedselconservering, en voor een combinatie hiervan met warmtevoorziening aan woningen. Het



technisch potentieel van WKO's is moeilijk in te schatten en hangt af van de opslagcapaciteit van de bodem en ruimtelijke inpassing daarin. Eerdere studies schatten het totaalpotentieel op 70 PJ/jaar (CE Delft, 2016).

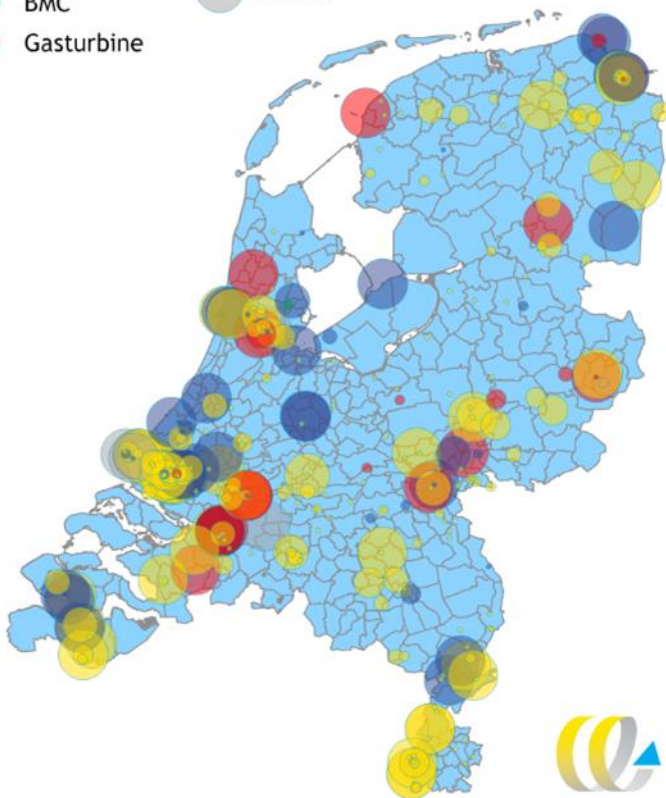
WKO kan zowel op individueel gebouwniveau als in collectieve warmtenetten worden gebruikt. Een belemmering bij toepassing van WKO is dat de warmte- en koudebronnen kunnen gaan interfereren als de boringen niet goed zijn gecoördineerd. Ook heeft de ondergrond en grondwaterwinning en zoutwaterlozing invloed op de toepasbaarheid van WKO.

Restwarmte

Het technisch potentieel van restwarmte van de industrie, afvalverbranding en energiecentrales wordt geschat op 57 PJ (CE Delft, 2011).

Legenda

- AVI
 - Industrie
 - Kolencentrale
 - STEG
 - BMC
 - Gasturbine
- 2 MW
↓
● ≥20 MW



Aquathermie, Mijnwater en Riothermie

Aquathermie is het winnen van warmte uit water, inclusief waterlopen, plassen, gemalen en kunstwerken. Volgens een inventarisatie voor Rijkswaterstaat en de UVW heeft aquathermie een economisch potentieel van 42-182 petajoule per jaar (IF-Technologies 2016a en b, geciteerd in PBL 2017).

Ook kan warmte gewonnen worden uit gesloten mijngangen die onder water staan (Mijnwater) en uit riolering (riothermie). Het potentieel daarvan is nog niet goed bekend. De eerste proeven worden gedaan, maar deze bronnen zullen in mindere mate bijdragen dan grootschaligere bronnen.

G.5 Succes- en faalfactoren

Een sterk punt van WKO is dat in de nieuwbouw-utiliteitssector over het seizoen heen de warmte- en koudevraag redelijk met elkaar in balans is, wat de kans voor toepassing van deze techniek vergroot. Een huidige uitdaging is dat ruimtelijke inpassing op dit moment slecht gereguleerd is. Het is nog niet duidelijk hoe het uit gaat pakken als er veel bronnen/WKO's in klein gebied worden gerealiseerd, en het is een uitdaging om het beleid hierop aan te passen.

De beschikbaarheid duurzame industriële restwarmte (e.g. raffinaderijen staal, chemische processen) en restwarmte AVI's (i.v.m. circulaire economie) is op lange termijn is onzeker. Veel van de huidige restwarmtebronnen zullen er in de toekomst niet meer zijn. Het is nog niet duidelijk welke restwarmtebronnen ervoor in de plaats komen. Hier moet bij hoge temperatuur (HT) warmtenetten rekening mee gehouden worden.

Het gebruik van restwarmte van industrie telt niet mee als duurzame energie of als finale energiebesparing en draagt daarmee niet bij aan de doelen van het Energieakkoord. Wettelijke middelen om het gebruik van industriële restwarmte te stimuleren ontbreken (PBL-toekomstbeeld, 2017).

G.6 Schaalsprong

Zie warmtenetten de factsheet 'Warmtedistributienetten'.

G.7 Concurrerende technieken

Warmtenetten concurreren met biogas, biomassaketels en elektrische oplossingen in de aardgasloze warmtevoorziening in de gebouwde omgeving. Op het moment concurreren al deze technieken nog met aardgasgestookte verwarming.

Er zijn verschillende vormen van warmtenetten die kunnen concurreren. Zo zijn er kleine warmtenetten (blokverwarming) en stadsverwarming. Ook zijn er hoge temperatuur (HT) en lage temperatuur (LT) netten, en netten met één bron of enkele grote bronnen en met meerdere bronnen.

Momenteel zijn de meeste warmtenetten gesloten systemen met één warmtebron. In een open warmtenet kunnen verschillende warmteleveranciers zijn aangesloten. Hierdoor kunnen deze naast elkaar bestaan. Er is echter wel een (nieuw) systeem nodig van warmte cascadering, aansluitregelingen en andere leveringseisen om open warmtenetten mogelijk te maken.



G.8 Toepassingsgebied

Het type warmtelevering is zeer afhankelijk van lokale omstandigheden, zoals de aanwezigheid van restwarmte, de aanwezigheid van geothermie en beschermingsgebieden van grondwater, de mogelijkheden van WKO, aquathermie en mijnwater.

Zonnewarmte, biomassa en groen gas zijn niet (of minder) gebonden aan lokale condities.

WKO wordt steeds meer toegepast, vooral in nieuwe utiliteitsbouw zoals kantoren. Deze techniek is daar relatief snel rendabel door de gecombineerde warmte- en koelvraag. Ook in de glastuinbouw is WKO nu al rendabel (CBS, 2016).

G.9 Impact op infrastructuur

De verschillende bronnen kennen verschillende infrastructuur, warmtetransportleidingen naar de centrale bron.

Bij WKO-bronnen wordt vaak een elektrische warmtepomp toegepast en leidt dus tot een additionele elektriciteitsvraag. Bij een enkel gebouw heeft dit geen impact op de infrastructuur. Als hele buurten van individuele warmtepompen gebruik maken, moet mogelijk het elektriciteitsnet worden verzaagd vanwege de gelijktijdigheid van de warmtevraag. Er kan ook een centrale warmtepomp op buurt-niveau gebruikt worden; bij plaatsing kan dan rekening worden gehouden met de capaciteit van het elektriciteitsnet.

G.10 Bronnen

CBS, 2016

Hernieuwbare energie in Nederland 2015
Den Haag: Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS), 2016

CE Delft, 2009

Warmtenetten in Nederland: Overzicht van grootschalige en kleinschalige warmtenetten in Nederland
Delft: CE Delft, 2009

CE Delft, 2011

IPO Nationale Routekaart Restwarmte: Een quickscan van de mogelijkheden
Delft: CE Delft, 2011

CE Delft, 2014

Kansen voor warmte: Het technisch potentieel voor warmtebesparing en hernieuwbare warmte,
Update van 200-200 in 2020
Delft: CE Delft 2014

CE Delft, 2016

Een klimaatneutrale warmtevoorziening voor de gebouwde omgeving, update 2016: De route naar een klimaatneutraal Nederland
Delft: CE Delft, 2016

ECN, 2016

Nationale Energieverkenning 2016
Petten: ECN, 2016



ECN & CBS, 2017

Monitoring warmte 2015

Petten: ECN, 2017

PBL, 2017

Toekomstbeeld klimaatneutrale warmtenetten in Nederland

PBL Planbureau voor de Leefomgeving: Den Haag, 2017

RVO & CBS, 2015

Protocol monitoring hernieuwbare energie. Herziening 2015: Methodiek voor het berekenen en registreren van de bijdrage van hernieuwbare energiebronnen

Utrecht: RVO, 2015

[online] www.rvo.nl/sites/default/files/Protocol%20Monitoring%20HE%20Interactief%20V3.pdf



Bijlagen over flexibiliteitsvoorziening, conversie, en opslag



Bijlage H Flexibiliteitsvoorziening en leveringszekerheid

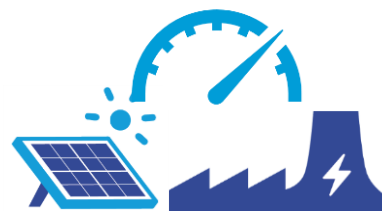


Bijlage I Waterstofproductie en elektrolyse



Bijlage J Toepassingsgebieden CO₂-vrije gassen

H Flexibiliteitsvoorziening en leveringszekerheid



Deze bijlage behandelt de flexibiliteitsbehoefte van het energiesysteem, de flexibiliteitsvoorziening en de implicaties voor de voorzieningszekerheid. Dit betreft niet alleen de elektriciteitssector maar het hele energiesysteem.

H.1 Inleiding

H.1.1 Flexibiliteitsbehoefte 2050

We staan in deze bijlage stil bij de flexibiliteitsbehoefte van het toekomstige energiesysteem en hoe daar in de scenario's invulling aan gegeven kan worden. De invulling van de flexibiliteitsbehoefte kan er in 2050 heel anders gaan uitzien dan vandaag de dag. Momenteel wordt elektriciteit met thermische centrales opgewekt wanneer dat nodig is, in de toekomst zal dat gebeuren door een combinatie van fluctuerende bronnen (zon, wind), regelbare conversie-eenheden op basis van hernieuwbare brandstoffen, in combinatie met opslag en demand response. De LT-warmte wordt momenteel geproduceerd als het weer daarom vraagt, in de toekomst kan dat zijn op momenten dat er veel zon of wind is, en zal er uit opslag geleverd worden.

Dit soort veranderingen kunnen ook implicaties voor de leveringszekerheid en de voorzieningszekerheid hebben. Het kan, maar dat hoeft niet, en hangt ook af van de omvang van de investeringen in de verschillende middelen om tot leveringszekerheid te komen.

De eerste stap is per energie-functionaliteit en per scenario de flexibiliteitsbehoefte te karakteriseren.

Tabel 40 - Flexibiliteitsbehoefte uit de variaties in de vraag op de verschillende tijdschalen (van korte termijn tot seizoenstermijn)

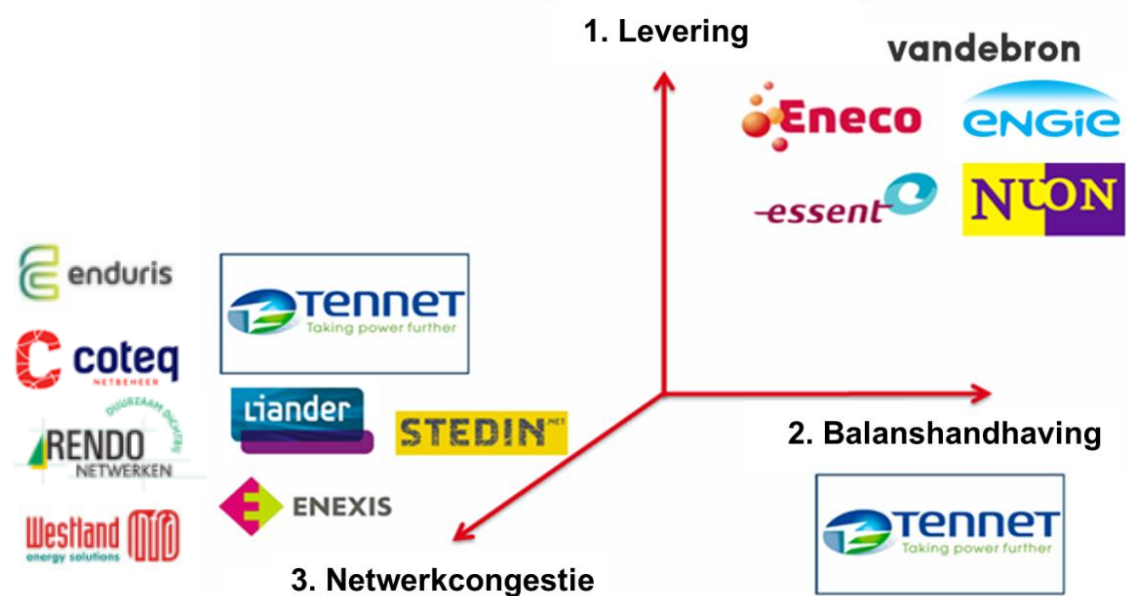
	Flexbehoefte per tijdschaal				
	Seizoen	Maand	Week	Dag/uurlijks	...
Licht en kracht	Klein	Klein	...	Groot	
LT-warmte	Zeer groot	Groot	...	Klein	
HT-warmte	Klein	Klein	...	Klein	
Mobiliteit	Klein	Klein	...	Groot	

De LT-warmtevraag kent een grote door het klimaat gedreven flexibiliteitsbehoefte op de tijdschaal van de seizoenen: de warmtevraag zit in ruwweg in de helft van het jaar en piekt enkele weken per jaar. De bulk van de koelvraag zit verspreid over slechts enkele weken tot maanden per jaar. De HT-warmtevraag en -transportvraag kennen een kleinere seizoensgebonden variatie.

Naast de inherente flexbehoefte door de variatie aan vraag van de energiefuncties zullen ook veranderingen in het energieaanbod een sterke driver van flexibiliteitsbehoefte worden. De flexibiliteitsbehoefte van het energiesysteem waarin aan de aanbodzijde een groot aantal fluctuerende bronnen het beeld bepaalt, zal nog weer een stuk omvangrijker zijn dan de flexibiliteitsbehoefte van een energiesysteem waarin aan de aanbodzijde import van (hernieuwbare) brandstoffen een grote rol speelt. Dit is uitgebreid bestudeerd in meerdere studies, o.a. van CE Delft TNO ECN, etc.

In het vervolg van deze bijlage is de samenvatting van de flexibiliteitsbehoefte analyse uit de studie 'Markt en flexibiliteit' voor 2023 opgenomen. Hierbij is de focus gericht op de verschillende soorten flexibiliteitsbehoefte en voorziening in de elektriciteitsvoorziening. In Figuur 71 zijn de die dimensies van de flexibiliteitsbehoefte weergegeven.

Figuur 71 - Flexibiliteitsbehoefte in de elektriciteitsvoorziening



Dit geeft een inzicht in hoe je dit kunt behandelen, maar 2023 is 'makkelijk' in vergelijking met 2050. Flexibiliteitsbehoefte neemt zeer significant toe door nieuwe drivers:

- Als de bijdrage van fluctuerende bronnen groter wordt, dan is er steeds meer opslag of conversie nodig om de energie om te zetten en in de tijd te kunnen verschuiven. Dit wordt steeds belangrijker naarmate fluctuerende bronnen een grotere bijdrage leveren.
- De elektrificatie van LT-warmtevraag met warmtepompen is een verschuiving over de energiedragers die de flexibiliteitsbehoefte binnen het elektriciteitssysteem sterk vergroot. De energiebehoefte van de winterpiekvraag van de gebouwde omgeving zal (ook in 2050 met een groot aandeel all-electric) altijd immers zeer groot blijven in verhouding tot de (huidige) piekbehoefte van het elektriciteitssysteem. Bijlage S staat expliciet stil bij de winterpiekbehoefte van het energiesysteem.
- Het 'dom laden' van elektrische auto's betekent dat de auto's met een hoge gelijktijdigheid gaan laden, wat de flexibiliteitsbehoefte op dagelijkse/uurlijkse schaal groter maakt.

In deze studie is voor de 2050 scenario's bepaald hoe groot de flexibiliteitsbehoefte is, en hoe groot de conversie en opslag moet zijn om het scenario in balans te krijgen zodanig dat het systeem 'klopt'. Voor de leveringszekerheid moeten verder ook aandacht geschonken worden de klimatologische variaties die inhouden dat de zon-PV en wind opbrengsten tussen opeenvolgende jaren met +/- 15% kunnen verschillen.

H.1.2 Flexibiliteitsaanbod 2050

Het flexibiliteitsaanbod zal per 2050-scenario sterk wisselend vormgegeven moeten worden.

Sowieso is er een groot aantal verschuivingen dat we nu al zien:

- Het stilleggen van CCGT-gascentrales dat we de afgelopen jaren hebben gezien zorgt voor een daling van het flexaanbod in een markt met overcapaciteit.
- De uitfasering van kolencentrales zorgt voor een daling van de flexibiliteit uit regelend kolenvermogen.
- Uitfasering van kolencentrales biedt meer mogelijkheden om CCGT-gascentrales uit de mottenballen te halen, maar dit type centrale is toch beperkt in hun flexibiliteitsmogelijkheden en heeft flinke vaste kosten waardoor een groot aantal draaiuren wenselijk is.
- Door de toename van de geproduceerde volumes van wind en zon daalt het aantal geproduceerde volumes van kolen en van gas, waardoor er minder draaiuren overblijven, eenheden minder rendabel worden en dus ook wel definitief gesloten gaan worden. Als de vaste kosten niet meer kunnen worden terugverdiend, dan worden ze definitief gesloten.
- Op middellange termijn ontstaat daardoor behoefte aan flexibele productie met lage investeringskosten en dito vaste kosten, die snel op te starten zijn. Het rendement is dan minder van belang. Denk aan gasmotoren of aeroderivatieve gasturbines zonder stoomcyclus.
- Breed erkend is dat er in het energiesysteem veel latente flexibiliteitsopties zijn, voor flexibiliteitsbehoefte voor de korte termijn (ure, dagen). Misschien niet zozeer de spreekwoordelijke wasmachine, maar zeker bijvoorbeeld zaken zoals pompen in het watersysteem, het geautomatiseerd slim gestuurd laden van elektrische auto's en dergelijke. Dit soort flexibiliteit is goed te gebruiken voor de korte termijnmarkten van elektriciteit (intraday en onbalansmarkt) maar biedt geen flexibiliteit voor de behoefte op langere termijn (maanden, seizoenen).
- Er zijn ontwikkelingen naar energieopslag op woningniveau om zon-PV die overdag wordt geproduceerd te kunnen opslaan. Dit kan bij het afnemen van de salderingsregeling aantrekkelijk worden voor huishoudens, maar biedt geen flexibiliteit op de tijdschaal van seizoenen. (Een nul-op-de-meter huis produceert in de zomermaanden ruwweg 2.500 kWh extra bovenop de dagelijkse vraag, die in het stookseizoen wordt gebruikt voor de warmtepomp).

H.1.3 Grootschalige conversie en opslag voor seizoensflex

De grootschalige opslag op de tijdschaal van seizoenen is thans alleen voorhanden in Noordwest-Europa met pompaccumulatie (pumped hydro). Mogelijk is compressed air energy storage ook een optie, Nederland heeft veel zoutcavernes die zich hiervoor lenen, maar dit is ook weer geen optie voor de seizoenen. Verder is er een bepaalde concurrentie tussen het gebruik van de ondergrond voor de verschillende andere beoogde toepassingen (CCS, opslag van waterstof, opslag van (groen) gas).

De grootschalige seizoensopslag die we in Nederland momenteel vooral hebben is gasopslag, zoals in de Bergermeer (46 TWh of 4,1 miljard kuub aardgas).

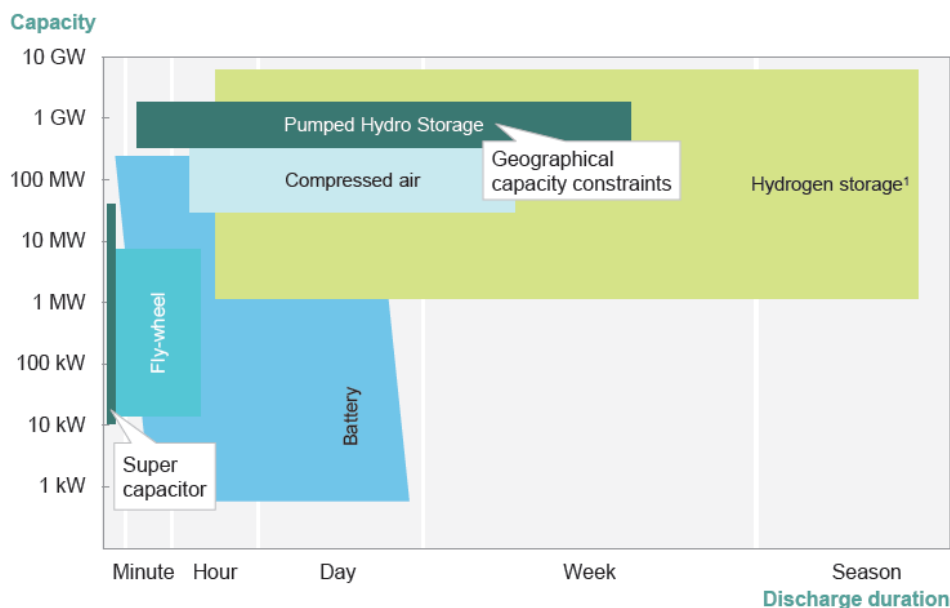
Als we aardgas uitfaseren in de scenario's en grotendeels vervangen door geïmporteerde (hernieuwbare) energiedragers, dan kan seizoensopslag in de vorm van het opslaan van die energiedragers gebeuren.

Echter in scenario's waar fluctuerende bronnen een groot deel van het aanbod zijn, moet expliciet aandacht aan opslag gegeven worden.

Dat kan in de vorm van waterstof zoals het onderstaande plaatje laat zien.

Maar ook in de vorm van opslag van ammoniak (NH₃), zoals is uitgewerkt in de studie Power2Ammonia. Tabel 41 vergelijkt enige opties voor de lange termijn opslag van energie.

Figuur 72 - Schematisch overzicht van een aantal opslagopties



¹ IEA data updated due to recent developments in building numerous 1MW hydrogen storage tanks
 Source: IEA Energy Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells, JRC Scientific and Policy Report 2013

Bron: Hydrogen Council, 2017.

Tabel 41 - Vergelijking van een aantal opties voor lange termijn opslag van energie

Technology	Physical Properties			Economics			TRL	Safety
	Pressure [bar(a)]	Temperature [°C]	Density [GJ _e /m ³]	CAPEX	Loss [%/6 months]	Power-to-power Efficiency [%]		
Liquid H ₂	ambient	-254	4.8	++	5.5	34	6-8	Explosive and cryogenic
Pressurized H ₂	700	ambient	2.8	NA	-	38	6-8	Explosive, very high pressure
MCH	ambient	ambient	1.7	+++	-	24	5-7	Toxity, carcinogenous
H18-LOHC	ambient	ambient	2.0	+++	-	23	5-7	?
Iron sponge	ambient	ambient	6.5	NA	-	28	3-6	?
CH ₄	ambient	-163	11.4	0	3.0	28	9	Explosive and cryogenic
MeOH	ambient	ambient	8.2	0	-	27	5-8	Toxity, but much industrial experience
NH ₃	ambient	-33	6.8	0	0.6	30..39	4-7	Toxity, but much industrial experience

Bron: ISPT, et al., 2017 (2017).

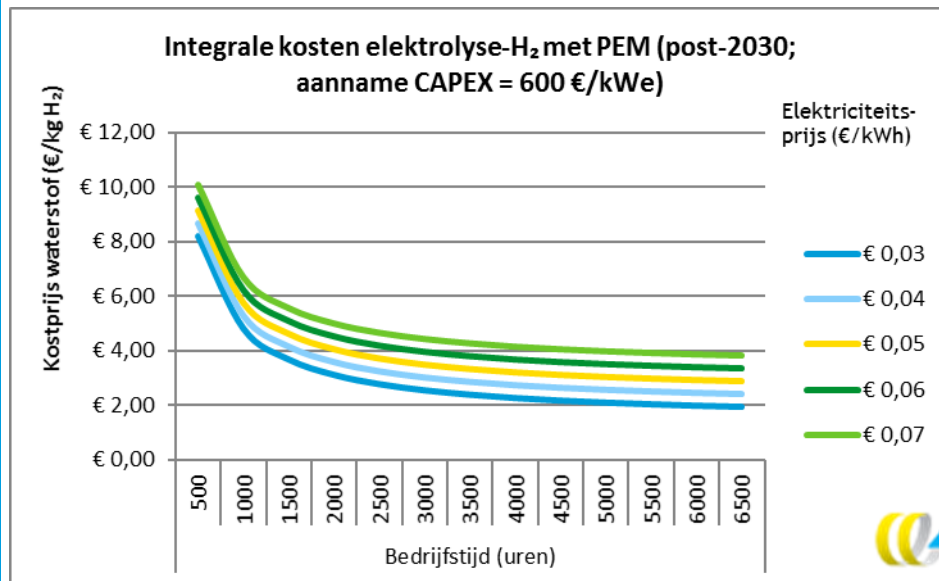
De tabel laat zien dat waterstof en ammoniak gelijkwaardige ketenefficiënties zien (maar bij beide routes gaat veel energie verloren in de conversiestappen).

De kostprijs van de optie voor seizoensflexibiliteit is afhankelijk van de kapitaalkosten van de hele keten: conversie technologie, bijvoorbeeld elektrolyse, compressie/liquefactie en opslagtechnologie, en van de operationele kosten, waarbij elektriciteitsprijzen belangrijk zijn.

Kostprijs van elektrolyse waterstof uit flexibele productie



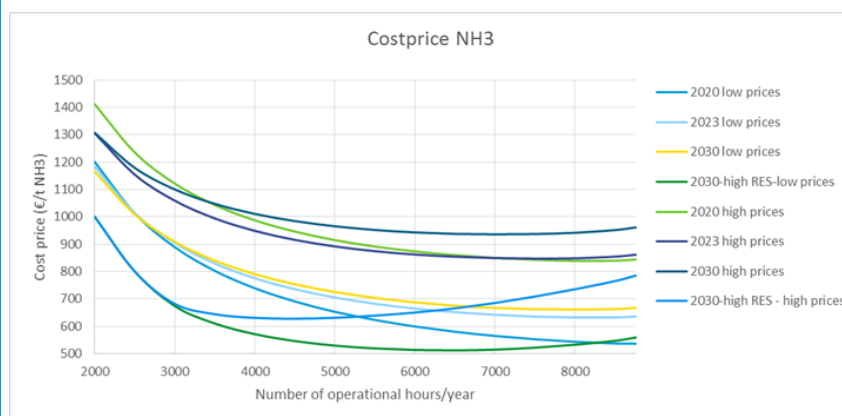
In ISPT, et al. (2017) zijn kosten van de PEM-elektrolyse genoemd van 921 €/kW in 2023 dalend tot 600 €/kW in 2030, en wellicht dat de battolyser 370 €/kW zal kunnen gaan kosten. De huidige BBT voor elektrolyse is 53 kWh per kg H₂, voor de battolyser is het ongeveer 47 kWh elektriciteit per kg H₂. De onderstaande figuur toont dat de kosten van elektrolyse-waterstof afhankelijk van het kostprijsniveau voor de hernieuwbare energie en het aantal draaiuren dat de elektrolyse kan maken. Ter vergelijking: de conventionele fossiele route naar waterstof, uit het stoomhervormen van aardgas, kost ongeveer 1-1,5 €/kg H₂. Een kostprijsniveau van 3-3,5 €/kg H₂ komt op ongeveer 21-25 €/GJ (HHV) en dat is het te vergelijken met de huidige aannames over de verwachte prijsniveau van andere klimaatneutrale energiedragers in 2050 (bijvoorbeeld groen gas en biomassa). Fout! Verwijzingsbron niet gevonden. gaat verder in op waterstofproductie.



Kostprijs van ammoniak uit flexibele elektrochemische productie

Voor het Power 2 Ammonia rapport heeft CE Delft elektriciteitsprijsscenario's gemaakt.

De integrale kostprijs van ammoniak uit elektrolysewaterstof en een navolgend Haber-Bosch-proces is hieronder weergegeven, overgenomen van het ISPT-rapport. De figuur toont hoe de kostprijs van ammoniak afhangt van inzeturen en de verschillende scenario's voor elektriciteitsprijzen. In de scenario's met veel wind op zee wordt de elektrolyse gedurende 4.000-6.000 uur bedreven.

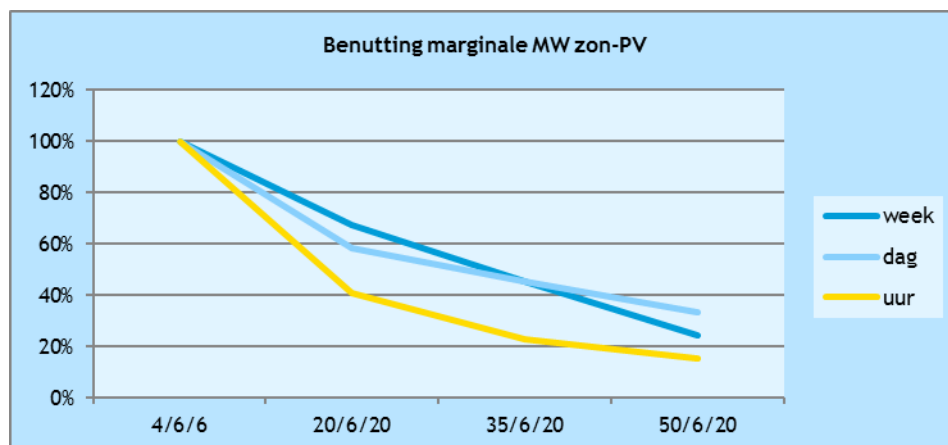


H.1.4 Zonnebrandstoffen en geïmporteerde hernieuwbare energie

De vraag naar elektriciteit zal toenemen omdat een deel van de warmtevraag met elektrische warmtepompen en warmte-koudeopslag (WKO) wordt ingevuld, en een deel van het vervoer elektrisch wordt aangedreven.

Een groot deel van de toenemende elektriciteitsvraag kan met zon en wind van Nederlandse bodem worden ingevuld, maar op gegeven moment kan een steeds groter deel van de extra elektriciteit uit zon/wind niet meer direct worden gebruikt, maar moet worden opgeslagen (in de periode na 2030).

Tabel 42 - Benutting van marginale MW zon-PV



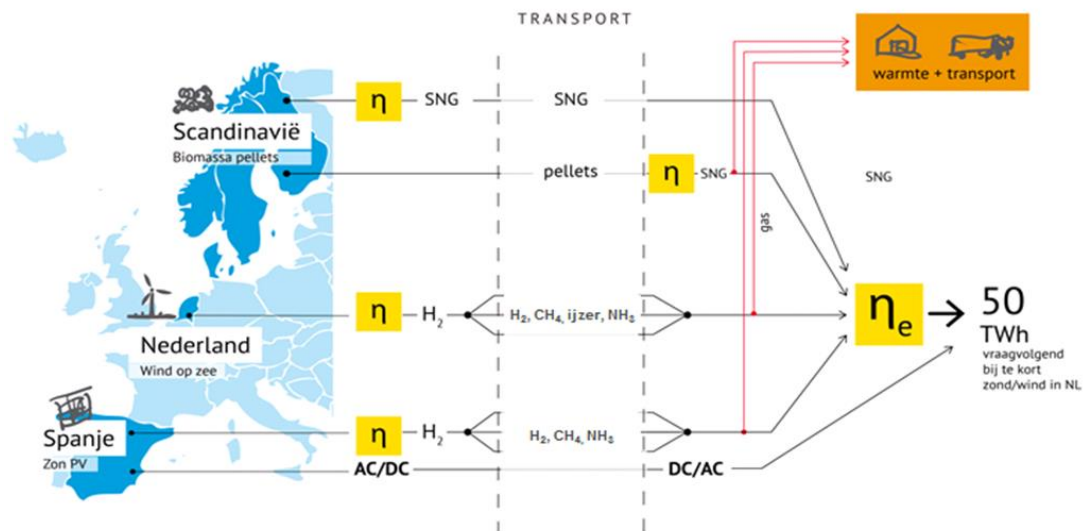
4/6/6 betekent: vier GW zon, zes GW wind op land en zes GW wind op zee.

De conclusie die hieruit getrokken kan worden is dat bij een uurproductie boven de 20 GW zon+26 GW wind en een elektriciteitsvraag van circa 120 TWh, zowel extra wind als extra zon slechts voor de helft direct kan worden gebruikt. Dit komt overeen met het energieverlies bij conversie en transport en wederom conversie als de elektriciteit uit zon of wind wordt opgeslagen. Boven deze 46 GW zon-PV + wind komt de vraag aan de orde of het nuttig is om:

- extra zon-PV en wind (+kabels en leidingen) in Nederland aan te leggen; of
- een brandstof (waterstof/SNG) te gaan produceren met wind op zee; of
- een brandstof in het buitenland te gaan produceren (bijvoorbeeld Spanje op basis van zon-PV of in Scandinavië o.b.v. hout) en deze te importeren.

De wind/zonnebrandstof kan dan op de gewenste locatie (zonder congestie) en gewenste tijd (duurste uren) worden omgezet in elektriciteit met een brandstofcel of een STEG. Omdat zowel tijdstip van gebruik als locatie sterk verschillen is er een opslagmedium nodig. In een eerdere CE Delft verkenning (CE Delft, 2015) zijn hiervoor een aantal mogelijkheden onderzocht, namelijk waterstof, ammoniak, ijzeroxide en SNG. De onderstaande figuur schetst de onderzochte ketens weergegeven en ramingen van de kosten onderverdeeld naar de verschillende transport en conversiestappen.

Figuur 73 - Ketens van productie, transport en opslag van hernieuwbare energie



In deze verkenning is bepaald dat voorbij een aandeel van 50 GW zon-PV en wind, de goedkoopste manieren om elektriciteit voor tijdstippen van onvoldoende zon en wind in Nederland aan te vullen kan met:

- elektriciteit uit Spanje met een HVDC-verbinding;
- biomassa met SNG-productie in Scandinavië.

lets duurder zijn:

- elektriciteit omgezet in waterstof uit Spanje;
- elektriciteit omgezet in SNG uit Spanje;
- elektriciteit omgezet in ammoniak uit Spanje.

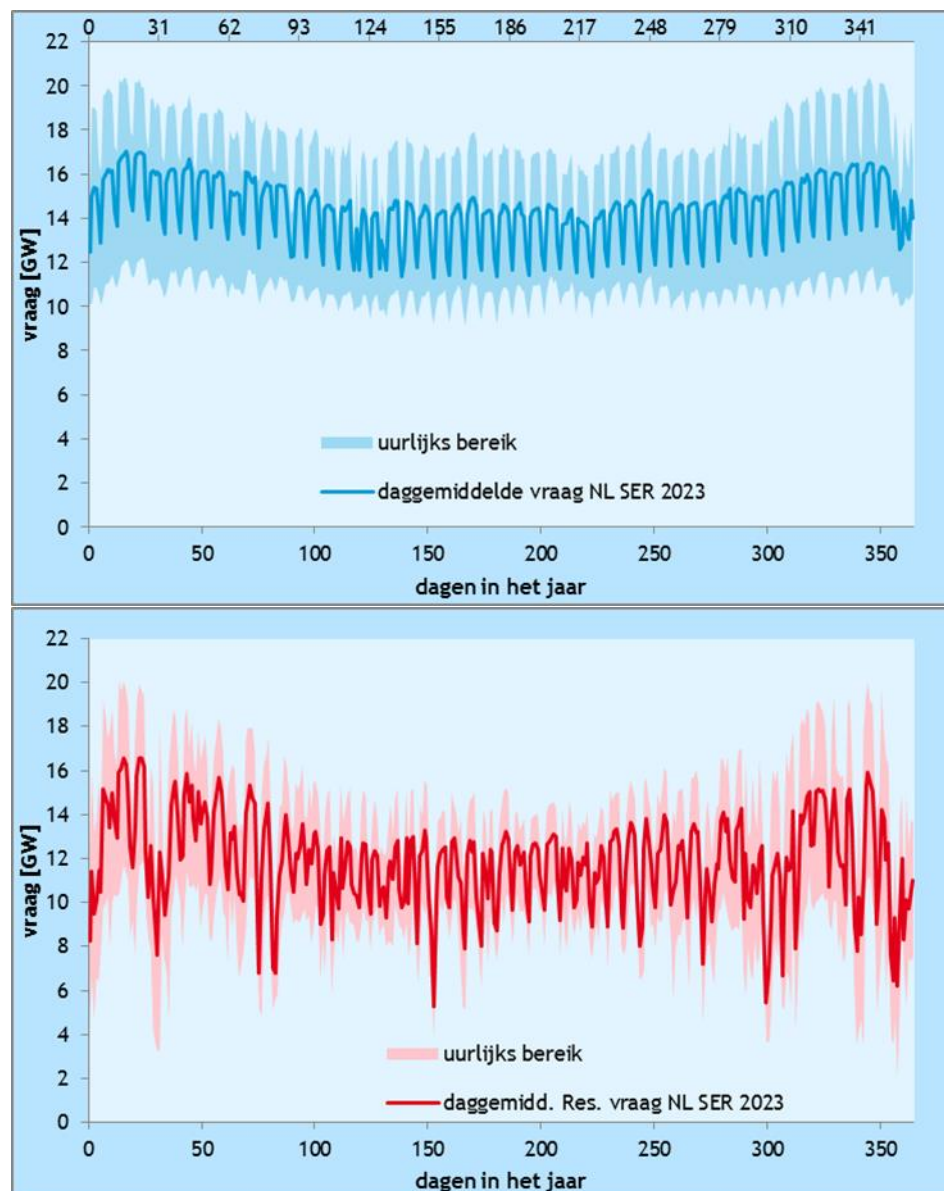
De opties waarbij hernieuwbare elektriciteit in Nederland wordt geproduceerd en in een of andere vorm wordt opgeslagen lijken substantieel duurder.

H.2 Verkenning flexibiliteitsbehoefte elektriciteitssysteem tot 2030

Met behulp van scenario's is de behoefte aan flexibiliteit voor de periode 2020-2030 verkend in de studie Markt en Flexibiliteit (CE Delft, 2016). In deze paragraaf worden de belangrijkste conclusies benoemd aan de hand van de analyses voor 2023. Tegen de achtergrond van het SER Energieakkoord voor Duurzame Groei staat dit jaar centraal.⁵² Voor de verkenning van de flexibiliteitsbehoefte in 2023 is daarbij uitgegaan van de capaciteitsontwikkeling van windenergie zoals vastgelegd in het SER Energieakkoord. Voor de capaciteitsontwikkeling van zon-PV zijn geen expliciete doelstellingen opgenomen in het akkoord: in de verkenning is daarom uitgegaan van de Nationale Energieverkenning 2015 (ECN/PBL/CBS/RVO.nl, 2015).

⁵² In de rapportage is een bredere verkenning ontwikkeld aan de hand van bestaande scenario's tot 2030.

Figuur 74 - Projectie van de daggemiddelde vraag (boven) en residuele vraag (onder) naar elektriciteit op basis van SER 2023



Bron: CE Delft-analyse (data ENTSO-E, KNMI).

H.2.1 Energielevering

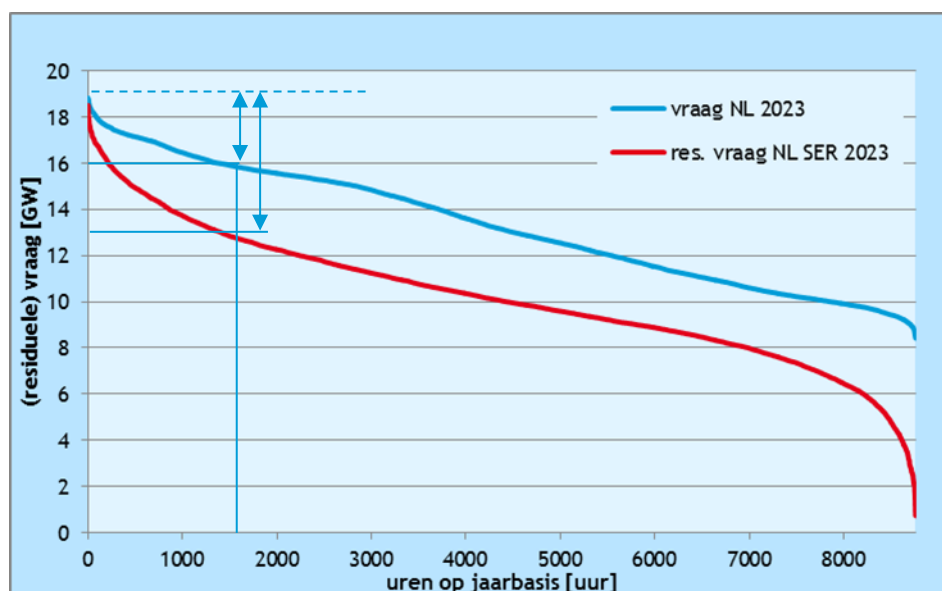
Grootschalige integratie van zonne- en windenergie heeft grote gevolgen voor de flexibiliteitsbehoefte in de levering van elektriciteit. Met de groei van zonne- en windenergie ontstaat er, naast een beperkt stuurbare vraag naar elektriciteit, ook beperkt stuurbare productie van elektriciteit. Het deel van de vraag dat niet kan worden ingevuld met wind en zon moet worden bediend met conventionele middelen. Dit wordt ook wel de residuele vraag genoemd.

Uit de analyse volgt dat het patroon van de residuele vraag significant afwijkt van het patroon van de vraag zoals we dat nu kennen. In het verleden werd de elektriciteitsvoorziening gekarakteriseerd door stabiele voorspelbare vraagpatronen, gedomineerd door economische activiteit (dag/nacht, werkweek/weekend, vakantie) in samenhang met periodiciteit in zonsopgang en ondergang

(zomer/winter). Door grootschalige introductie van wind en zon-PV worden sterk wisselvallige productiepatronen geïntroduceerd die zichtbaar zijn in de residuele vraag (zie Figuur 74).

Door de toename van elektriciteitsopwekking met wind en zon-PV ontstaat een sterke toename in de behoefte aan flexibele middelen met een jaarlijkse inzet van 1.500-2.000 draaiuren, wat ruwweg overeenkomt met het jaarlijks aantal uren dat wind en zon lage productie laten zien. Dit valt af te leiden uit Figuur 75 waarin de belastingduurkromme⁵³ van de projectie van de Nederlandse vraag en residuele vraag voor 2023 wordt weergegeven. Waar voor de Nederlandse vraag in 2023 tot 1,5 GW van aan piekvermogen met een inzet van 1.500 uur gevraagd wordt, loopt dat in de onderzochte scenario's op tot 5 GW of meer. (Toelichting: hiervoor volgt men in de grafiek vanuit de tijd-as de lijn van 1.500 uur naar boven, en beschouwt het verschil tussen de piek-residuele vraag en de afgelezen waarde. Het verschil is de behoefte aan piekcapaciteit, vermogen met minder dan 1.500 draaiuren)

Figuur 75 - Ontwikkeling van de belastingduurkrommen van de geprojecteerde vraag en residuele vraag zoals verwacht in 2023



Bron: CE Delft-analyse (data ENTSO-E, KNMI).

Een tweede gevolg is dat de variatie van de residuele vraag veel groter is dan de variatie in de vraag. Combinatie van hoge vraag en lage wind en zon-PV-invoeding resulteert in een residuele vraag die vergelijkbaar is met de hoge vraag. Een hoge invoeding van wind of zon bij lage vraag resulteert in zeer lage residuele vraagniveaus. Residuele vraag niveaus tot 0,5 GW kunnen al optreden bij het scenario voor 2023 (Figuur 8, rode curve). Aangezien ruwweg 2,3 GW aan productievermogen minder flexibel is of slechts tegen significante kosten afgeschakeld kan worden (de echte basislastproductie), ontstaat daarmee een behoefte tot 2,3 GW aan snel maar sporadisch inzetbaar afnamevermogen. Grootschalige introductie van zon en wind heeft ook gevolgen voor de behoefte aan de snelheid waarmee alternatieven, i.e. stuurbare vraag, productie en opslag, kunnen worden ingepast. Zo kan verwachte uurlijkse wind- en zonproductie zeer snel grote veranderingen laten zien. In 2023 kunnen daarom de uurlijkse veranderingen van de residuele vraag sporadisch oplopen tot 3 GW/u. Bij de huidige vraagniveaus beschikt het bestaande park over voldoende flexibiliteit om benodigde aanpassing in stuurbare productie te leveren. Echter, bij zeer lage residuele vraag niveaus zoals die

⁵³ De belastingduurkromme laat de netbelasting in volgorde van hoge naar lage netbelastingen zien.

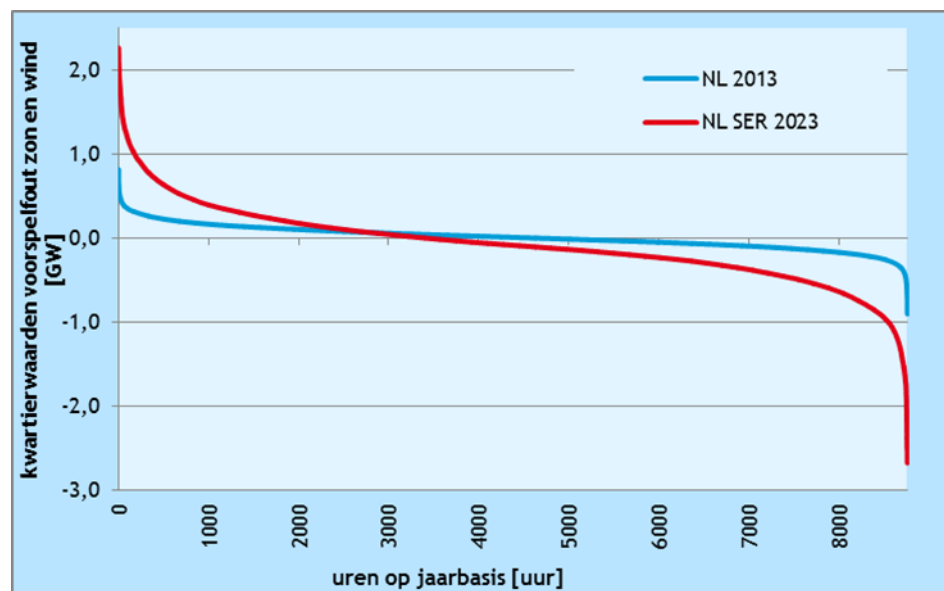
zich in 2023 sporadisch zullen voordoen wordt nog maar een klein deel van het regelbare productiepark ingezet en veelal op minimale productieniveaus. Dit kan leiden tot een aanvullende flexibiliteitsbehoefte van 1 tot 2 GW die geleverd zal moeten worden door snel opschakelbaar vermogen, zoals bijvoorbeeld draaiende reserve, gasmotoren, vraagrespons of opslag.

H.2.2 Balanshandhaving

Grootschalige productie van elektriciteit met wind en zon-PV zal ook gevolgen hebben voor de balanshandhaving. Hierbij speelt met name de voorspelbaarheid van de productie met deze technieken een rol. De voorspelbaarheid van wind en zon-PV op termijn is beduidend lager dan die van de huidige elektriciteitsvraag en -aanbod.

In Figuur 76 is te zien dat in de scenario's met veel zon en wind de benodigde aanpassing ten gevolge van voorspelfouten niet langer beperkt blijft tot ongeveer $\pm 0,7$ GW (blauwe curve), maar op kan lopen tot driemaal tot viermaal hogere waarden van ruwweg $\pm 2,5$ GW (rode curve).

Figuur 76 - Duurkromme van geprojecteerde kwartierwaarden voor de vermogensvraag voor correctie van de voorspelfout voor wind en zon voor 2013 en SER 2023

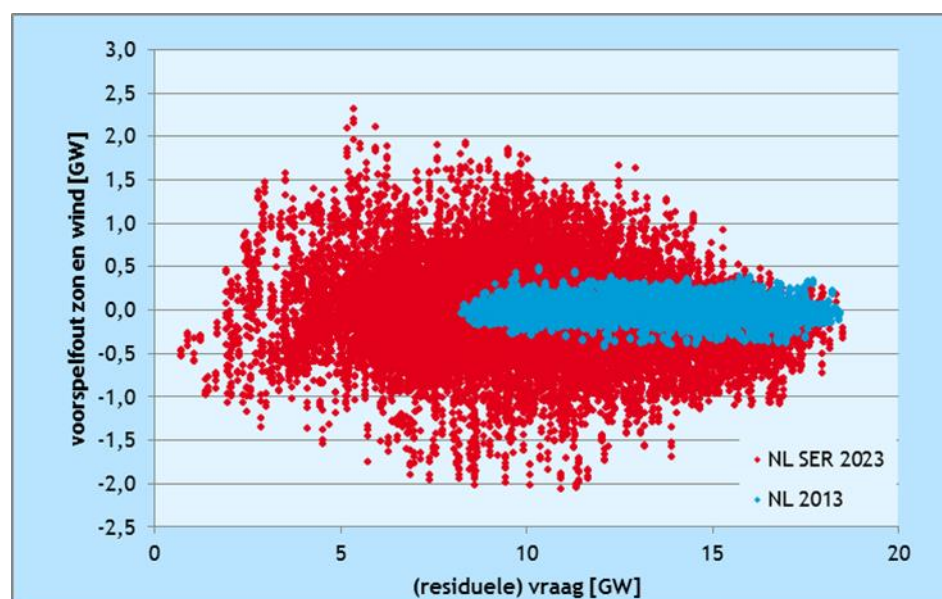


Bron: CE Delft-analyse (data TenneT TSO, Amprion, 50 Hertz Transmission, TransnetBW).

Aangenomen dat slechts de helft van de correcties van voorspelfouten van zon en wind in de laatste uren voor levering plaatsvinden, volgt een behoefte van $\pm 1,2$ GW of meer aan snel schakelend vermogen. Omdat methoden en technieken ter voorspelling van wind- en zonne-energie verbeterd zullen worden, zal de daadwerkelijke vermogensvraag na 2020 naar verwachting lager liggen. Deze flexibiliteitsbehoefte zal met name bediend moeten worden door zeer snel regelbare productie of vraagsturing.

Verder dient er notie genomen te worden van het feit dat de vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten zich veelal aandient bij hoge productieniveaus van wind- en zonne-energie en dus zeer lage residuele vraagniveaus.

Figuur 77 - Kwartierwaarden voor vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten voor zon en wind vs. (residuele) vraag in 2023 op basis van SER 2023



Bron: CE Delft-analyse (data KNMI, ENTSO-E TenneT TSO, Amprion, 50 Hertz Transmission, TransnetBW).

De beschikbaarheid van de klassieke voorziening van dergelijke flexibiliteit, de draaiende reserve, zal daarmee vaak onder druk staan. Om dit in beeld te brengen is in Figuur 10 een gesimuleerde vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten in zon en wind weergegeven voor verschillende gesimuleerde (residuele) vraagniveaus voor 2013 en 2023.

Figuur 77 laat zien dat bij zeer lage residuele vraagniveaus, i.e. hoge zon- en wind-invoeding, in 2023 de vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten relatief groot is. Zo blijkt dat de vermogensvraag ter correctie van voorspelfouten in zon en wind in 2023 kan oplopen tot 1,5 GW bij residuele vraagniveaus van 5 GW en lager. De beschikbaarheid van draaiende reserve in deze gevallen is echter beperkt aangezien de zon en wind invoeding hoog is.

H.2.3 Netwerkgestie

De derde dimensie waarin ontwikkelingen met betrekking tot de flexibiliteitsbehoefte te verwachten zijn is die van netwerkgestie in de energie-infrastructuur. Snelle toename van het opgestelde vermogen wind en zon, maar ook de groei van bijvoorbeeld elektrische auto's en warmtepompen zorgen voor een hogere belasting van de elektriciteitsnetten door een toename van de elektriciteitsvraag en ook een toename van de gelijktijdigheid van productie c.q. vraag. Dit vertaalt zich in een toenemende behoefte aan netwerkcapaciteit.

Historisch wordt in de toenemende transportbehoefte voorzien door de transportcapaciteit van de netten te vergroten. De veranderende dynamiek in vraag en aanbod kan echter leiden tot snel toenemende behoefte aan netcapaciteit op plaatsen waar dit in het verleden minder gebruikelijk was. Het is daarbij denkbaar dat de gebruikelijke netverzwaring niet altijd gelijke pas kan houden met dergelijke ontwikkelingen, zeker als het gaat om een groot aantal gebruikers die gelijktijdig in nieuwe toepassingen investeren.

De snelle toename van gasmotorvermogen in het Westland in het vorige decennium is hier een voorbeeld van. In geval van toekomstige situaties kan bijvoorbeeld gedacht worden aan plaatsing van een serie laadpalen in een landelijk gebied of een snelle ontwikkeling van zon-PV in de bebouwde omgeving.

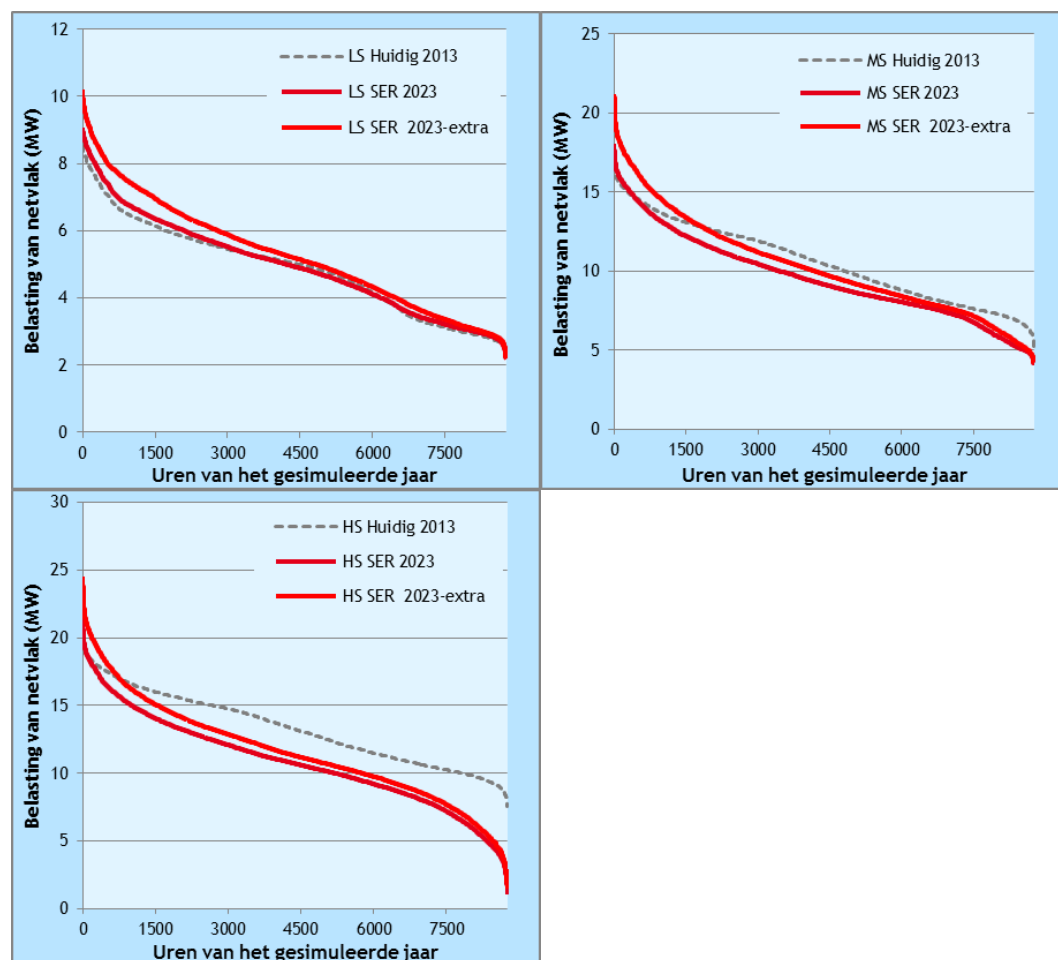
Het is denkbaar dat onder specifieke omstandigheden netverzwaring relatief hoge kosten met zich meebrengt. Hierbij kan gedacht worden aan incidentele maar relatief hoge transportbehoefte door installatie van zon-PV in de bebouwde omgeving, waarbij netverzwaring kosten met zich mee kan brengen die niet in verhouding staan tot de baten.

In dergelijke gevallen kan overwogen worden om actief te sturen op de vraag naar transportcapaciteit om overbelasting te voorkomen, i.e. congestie-management. Volgens de huidige regelgeving mag congestiemanagement wel tijdelijk worden toegepast maar niet voor onbepaalde tijd. De netbeheerder is verplicht zijn net zo spoedig mogelijk te verzwaren zodat er geen congestie meer kan optreden.

Modeldoorrekening van de toekomstscenario's laat zien dat de piekbelasting voor alle netvlakken zal toenemen met ongeveer 6% of meer in vergelijking tot de huidige niveaus (zie Figuur 78). Deze ontwikkeling suggereert een groeiend potentieel waarin congestiemanagement mogelijk tot lagere kosten kan leiden dan netverzwaring. Onder het SER 2023-scenario volgt uit deze berekeningen dat de piekbelasting toeneemt met 0,5 GW op laagspanning (LS), 1,2 GW op middenspanning (MS) en 1,3 GW op hoogspanning (HS). Deze uitkomsten zijn goeddeels terug te voeren op de groei van de vraag omdat de piekbelasting zich voordoet bij lagere invoeding van wind- en zonne-energie. Tegelijkertijd neemt de dalvraag op MS en HS juist af, terwijl die op LS ongeveer gelijk blijft. Daarmee wordt de belastingduurkromme voor de verschillende netvlakken dus steiler, zodat er een toename van de incidentele piekbelasting volgt. Met andere woorden, de transportbehoefte onder de scenario's neemt toe in termen van capaciteit maar zal zich minder frequent voordoen dan nu het geval is.

Hierbij dient opgemerkt te worden er binnen netvlakken verschillen optreden in 2023; zo kunnen er in sommige buurten/steden knelpunten ontstaan door hoge lokale invoeding, terwijl dat in andere buurten niet het geval is. Dit aspect vraagt om een zeer gedetailleerde analyse. Binnen de kaders van deze verkenning als achtergrond voor de vraagstukken met betrekking tot marktinzichting is echter ingezet op simulatie op hoofdlijnen.

Figuur 78 - Ontwikkeling belasting van LS-netwerk (linksboven), MS-netwerk (rechtsboven) en het HS-netwerk (linksonder) op basis van simulaties voor SER 2023 en SER 2023-extra (groei warmtepompen en elektrisch vervoer op basis van huidige trend). In de tabel rechtsonder zijn de piekwaarden aangegeven



Scenario	Gelijktijdige Piekbelasting (GW)		
	LS	MS	HS
Huidig 2013	8,6	16,9	20,2
SER 2023	9,1	18,1	21,5
SER 2023-extra	10,2	21,2	24,5

Bron: CE Delft-analyse.

H.2.4 Overzicht flexibiliteitsbehoefte

In Tabel 6 is een kwantitatief overzicht gegeven van de hiervoor geschetste behoefte aan flexibiliteit in de drie onderscheiden domeinen in 2023.

De flexibiliteitsbehoefte vanuit het domein 'levering' doet zich zowel voor in situaties van een tekort, als van een overschot aan elektriciteitsproductie met zon en wind. Voor tekortsituaties zal er circa 5 GW aan piekvermogen (i.e. inzet van minder dan 1.500 uur per jaar) of vraagreductie nodig zijn voor, in plaats van de 3,5 GW die verwacht zou worden bij gelijkblijvende invoeding van wind en zon. Voor overschotsituaties zal tot 2,3 GW aan opschakelbare vraag of opslag nodig zijn, afhankelijk van de ontwikkeling van het bestaande must-runvermogen.

In de laatste uren voor realisatie en balanshandhaving zal een grotere behoefte aan flexibiliteit ontstaan door fouten in de voorspellingen van de productie van zonne- en windenergie; denk aan situaties waarbij de zon pas veel later door de mist heen komt of waarbij een stormdepressie een andere route dan voorspeld volgt. Deze behoefte kan oplopen van de huidige niveaus, die onder de $\pm 0,7$ GW liggen, tot $\pm 1,2$ GW in 2023.

De kans op netwerkcongestie neemt tot 2023 vooral toe door nieuwe elektriciteitsvraag met een sterke gelijktijdigheid. De groeiende piekbelasting gaat gepaard met een afnemende belasting in overige uren. Dit leidt mogelijk tot een toenemende behoefte aan netwerkcapaciteit vanwege sporadisch hogere belastingen tot 0,5 GW op LS, 1,2 GW op MS en 1,3 GW op HS, met name bij lage invoeding van zon en wind. Indien toepassing van congestiemanagement als alternatief voor netverzwaring ter vermindering van onnodig hoge maatschappelijke kosten mogelijk wordt gemaakt, zal de resulterende behoefte aan flexibiliteit in ieder geval lager liggen dan deze geschetste behoefte aan netwerkcapaciteit. De behoefte aan netwerkcapaciteit kan zo gezien worden als een bovenwaarde voor de flexibiliteitsbehoefte die kan volgen uit aangegeven conditionele toepassing van congestiemanagement.

Door het toepassen van congestiemanagement kunnen netbeheerders netverzwaringen, waarvan de maatschappelijke kosten mogelijk hoger zijn dan andere alternatieven, voorkomen. Hieruit vloeit een verdere behoefte aan flexibiliteit voort.

Tabel 43 - Inschatting flexibiliteitsbehoefte in 2023 op basis van NL SER 2023-scenario

Invoeding wind en zon	Levering	Balanshandhaving	Congestiemanagement
Tekort	< 5 GW/uur	< $\pm 1,2$ GW/kwartier	LS: < 0,5 GW/uur MS: < 1,2 GW/uur HS: < 1,3 GW/uur
Overschot	< 2,3 GW/uur	< $\pm 1,2$ GW/kwartier	N.a. ⁵⁴

H.3 Flexibiliteitsvoorziening elektriciteitsvoorziening 2023

In de studie Markt en Flex is tevens het technische potentieel voor verschillende flexibiliteitsopties voor elektriciteit in beeld gebracht, zowel bestaande als nieuwe opties. Hierbij is uitgegaan van de technische opties die op grond van de huidige inzichten in kostenstructuur een haalbaar perspectief bieden.

H.3.1 Flexibiliteit van operationele centrales

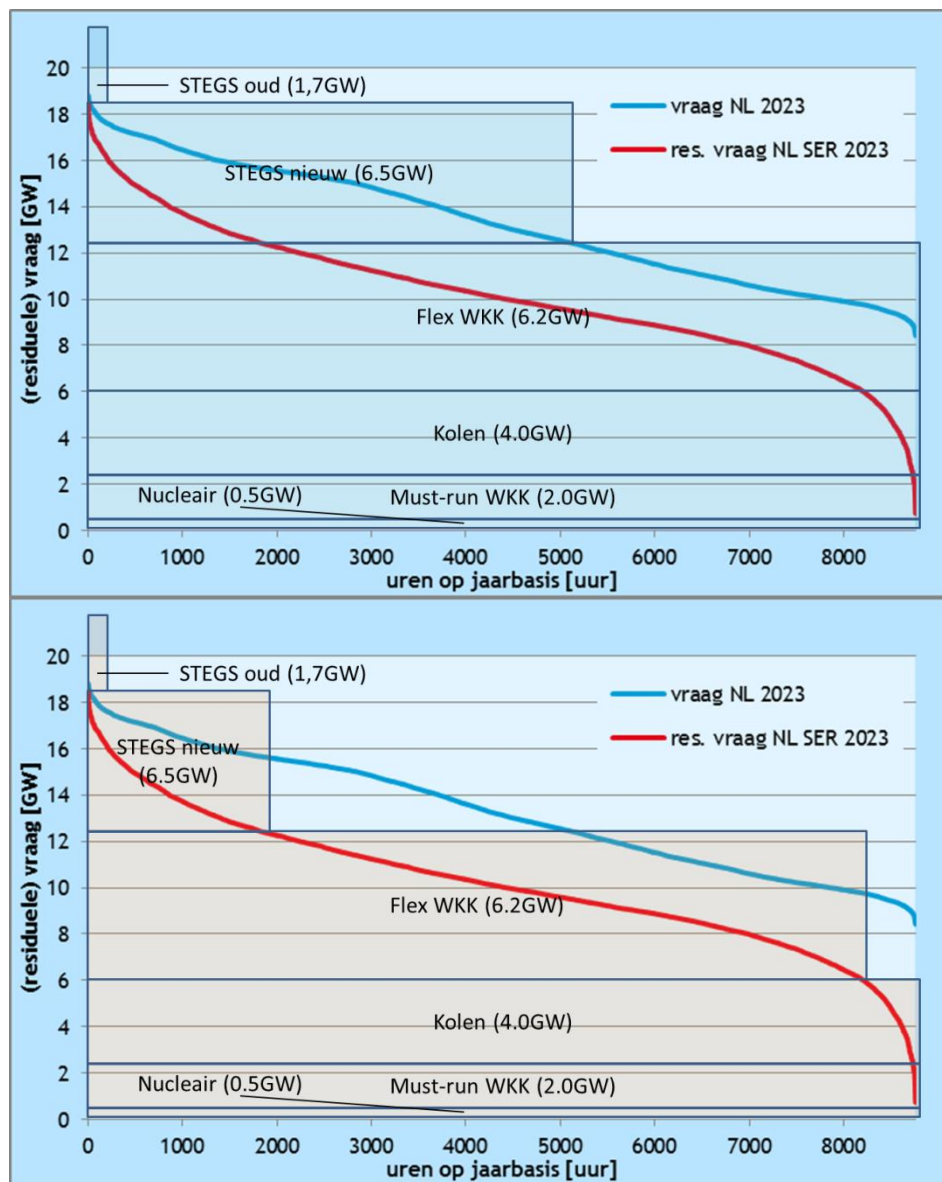
In eerste instantie zullen conventionele productie-eenheden (zoals gasturbines) zorgen voor flexibiliteit. Gegeven de huidige situatie met ruime beschikbaarheid van capaciteit lijkt het bestaande park goeddeels in staat de flexibiliteitsbehoefte om piekbelasting in levering te kunnen bedienen. Echter, de beschikbare capaciteit staat onder druk en in recente jaren zijn reeds verschillende eenheden gesloten.

In Figuur 79 is het geïnstalleerd vermogen in de Nederlandse markt aangegeven voor 2023, uitgaande van de sluiting van de oudere kolencentrales en oudere combi-centrales. De cijfers liggen in lijn met het beschikbare vermogen en mogelijk te deconserveren vermogen (2,5 GW nieuw gasgestookt vermogen) voor 2022 als gerapporteerd door TenneT in het kader van de monitoring

⁵⁴ Deze situatie doet zich bijvoorbeeld voor indien er knelpunten ontstaan door hoge lokale invoeding. Dit perspectief vergt een zeer gedetailleerde analyse en is in dit rapport buiten beschouwing gelaten.

leveringszekerheid (TenneT, 2015). Daarbij wordt overigens geen rekening gehouden met verminderde beschikbaarheid door uitval en onderhoud.⁵⁵

Figuur 79 - Geïnstalleerd vermogen en benuttingsgraad van verschillende typen centrales anno 2023, uitgaande van het huidige park gecorrigeerd voor uitfasering van de oude kolen eenheden



Bron: CE Delft-analyse (data CBS, TenneT, EnergyMatters).

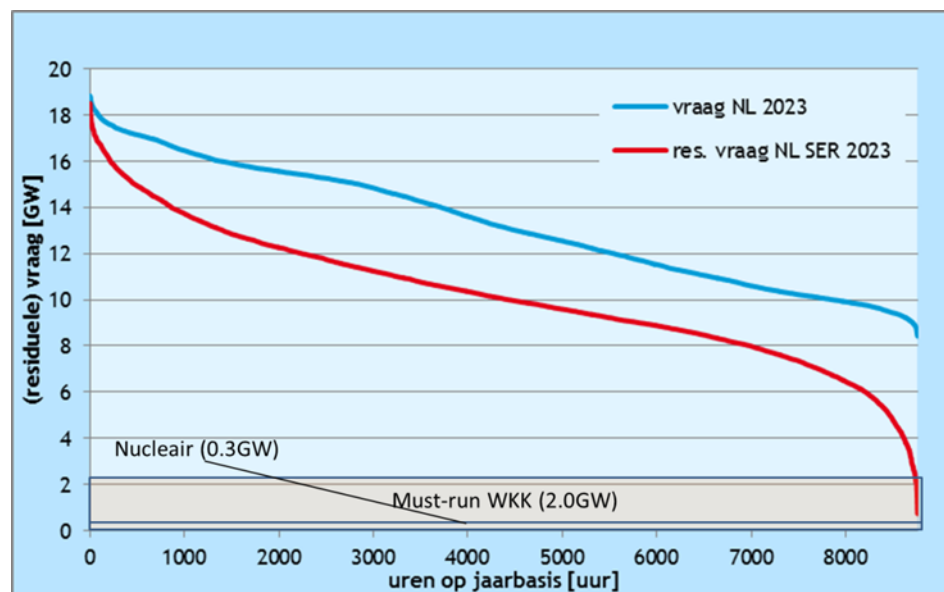
In Figuur 79 wordt verder onderscheid gemaakt in benuttingsgraad bij bediening van de geprojecteerde vraag (boven) en de geprojecteerde residuele vraag voor SER voor 2023 (onder).

⁵⁵ Gewoonlijk wordt voor conventioneel vermogen uitgegaan van 85% tot 95% beschikbaarheid op jaarbasis, afhankelijk van het type centrale.

Hieruit blijkt dat de invloed van groeiende invoeding door wind en zon-PV met name leidt tot een sterk teruglopende inzet van de gasgestookte eenheden.

Uit de figuur kan verder worden opgemaakt dat de piekvraag in 2023 op basis van deze vooruitzichten voor het bestaande park kan worden bediend, met name door de bestaande 8,2 GW aan STEG-vermogen⁵⁶ (STEG nieuw + STEG oud). Deze flexibiliteitsbehoefte voor levering lijkt daarmee dus gedekt. Echter, de benuttingsgraad van met name de flexibele WKK's en de nieuwe STEG's staat sterk onder druk door de grootschalige introductie van wind en zon-PV. Door de ongunstige marktsituatie voor gasgestookte centrales valt voortzetting van de trend tot sluiting en/of conservering niet uit te sluiten. Dit geldt in het bijzonder voor de must-run-WKK en de oude STEG's, maar ook voor de nieuwe STEG's, zeker als het gaat om een inzet van 1.500 uur op jaarbasis.

Figuur 80 - Inzet van verschillende typen centrales bij zeer lage geprojecteerde residuele vraag voor SER 2023 ZW



Bron: CE Delft-analyse.

Ook kunnen problemen ontstaan in toekomstige situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie en lage vraag. In dergelijke situaties kan een overaanbod ontstaan. Alhoewel de residuele vraag in het 2023-scenario (dat is weergegeven in Figuur 80) niet negatief wordt, kan dit overaanbod toch optreden door het aanbod aan must-run-vermogen en minimale deellast-vermogen dat minder flexibel is in afschakeling (warmte gedreven WKK en nucleair). Dit levert dus een resulterende flexibiliteitsbehoefte voor dit scenario van ongeveer 2,3 GW, zoals aangegeven in Figuur 80.

Daarmee volgt dat voor de flexibiliteitsbehoefte in levering de huidige vooruitzichten suggereren dat er voldoende vermogen beschikbaar is voor levering van piekvermogen. Hierbij moet wel notie genomen worden van het feit dat de marktpositie van de betreffende eenheden sterk onder druk staan. Indien de huidige trend tot sluiting en/of conservering van gasgestookt vermogen zich voortzet valt een tekort aan vermogen niet uit te sluiten.

⁵⁶ STEG staat voor Stoom- en Gascentrale, een moderne gasgestookte installatie waarbij twee turbines worden aangedreven; de gasturbine wordt aangedreven door het verbranden van aardgas (of een alternatief), terwijl de tweede stoomturbine wordt aangedreven door stoom die wordt verhit met de warmte uit de gasturbine.

Als het gaat om de behoefte aan afschakelbaar vermogen bij hoge invoeding van zonne- en windenergie, lijkt een tekort aan mogelijkheden om productie af te schakelen of afname op te schakelen te kunnen gaan optreden. De huidige trend tot sluiting en/of flexibilisering van warmte gedreven WKK-vermogen kan de hoeveelheid zonne- en windenergie die ingepast kan worden vergroten.

Als het gaat om de balanshandhaving in het SER 2023-scenario, kan gesteld worden dat het bestaande park een ruime mate aan flexibiliteit biedt in geval de conventionele eenheden zijn ingezet. Bij volledige inzet van het bestaande park kan het correctieve vermogen oplopen tot 0,7 GW/min, ruim boven de geschatte additionele behoefte van 0,5 GW/kwartier die bovenop de bestaande behoefte van 0,7 GW/kwartier zal kunnen gaan ontstaan. Bij hoge invoeding van zonne- en windenergie echter, zal zich de situatie voordoen dat nog slechts een beperkt deel van het conventionele vermogen ingezet is. De beschikbare flexibiliteit zal dan navenant lager liggen, ofwel omdat er onvoldoende eenheden beschikbaar zijn om snel op te schakelen, ofwel omdat er te veel eenheden op minimum deellast zijn ingezet en er dus niet verder terug geregeld kan worden. Bij residuele vraagniveaus onder de 5 GW zullen deze tekorten zich aan kunnen dienen, en de volle flexibiliteitsbehoefte kunnen omvatten.

Tot slot kan gesteld worden dat de flexibiliteitsvoorziening op het LS-net deels bediend kan worden met behulp van de decentrale productie-eenheden, met name de gasmotoren in de glastuinbouw, stadsverwarming en industriële WKK.

H.3.2 Potentieel voor additionele flexibiliteit

Naast bestaand vermogen kan er ook flexibiliteit geleverd worden door additionele middelen. Het potentieel hiervan is in beeld gebracht door nadere analyse van opties met relatief lage kosten. Daarbij is onderscheid gemaakt tussen flexibiliteitsopties voor overschotsituaties en tekortsituaties.

De beschouwde technische mogelijkheden voor overschotsituaties zijn:

- opslag elektrisch vervoer (vehicle-to-grid - V2G);
- compressed air energy storage (CAES);
- flexibilisering (bestaande) WKK-installaties;
- waterstofproductie;
- elektrodenboiler (power-to-heat).

De beschouwde technische mogelijkheden voor tekortsituaties zijn:

- nieuw flexibel vermogen (gasmotor, STEG, bv. op waterstof);
- additionele vraagsturing industrie^{57,58};
- opslag elektrisch vervoer (vehicle-to-grid - V2G);
- compressed air energy storage (CAES);
- vraagsturing warmtepompen.

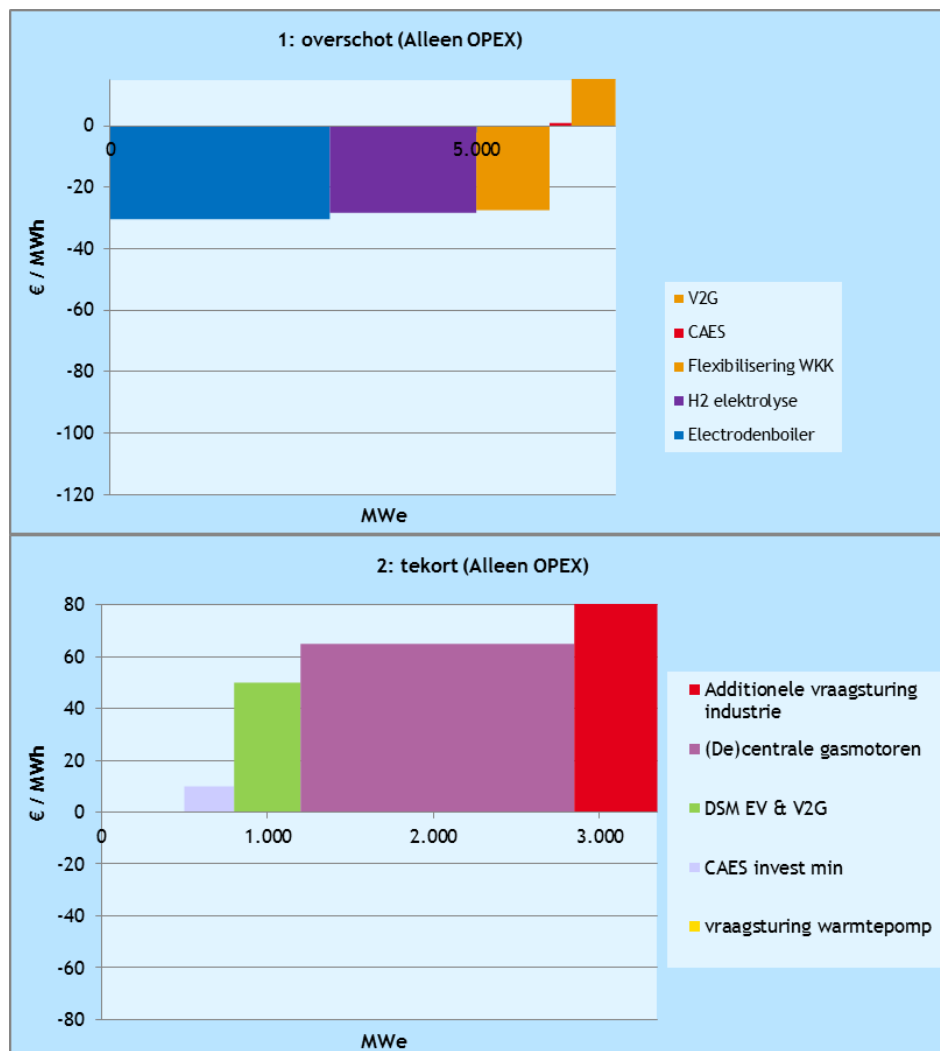
Aan de hand van de technische karakteristieken van deze technische opties is in kaart gebracht welke vormen van flexibiliteit kunnen worden geleverd in de drie operationele domeinen uit de voorgaande analyse. Van belang zijn enerzijds de marginale kosten van elke optie zodat gelijk aan de huidige

⁵⁷ In de rapportage is primair een inschatting gemaakt van de additionele vraagsturing in de industrie. Potentieel voor vraagsturing bij andere categorieën van afnemers zoals bijvoorbeeld in het midden- en kleinbedrijf is buiten beschouwing gelaten vanwege een gebrek aan gegevens.

⁵⁸ Alhoewel vraagsturing in de industrie in principe ook kan worden toegepast bij overschot situaties, kan dit alleen in geval van onvolledige inzet. In deze rapportage is ervan uitgegaan dat dit potentieel onder normale economische omstandigheden beperkt is.

elektriciteitsmarkt een merit-order kan worden gecreëerd. Anderzijds zijn de investeringskosten van elke optie van belang om te bepalen of een optie sowieso in de markt komt.

Figuur 81 - Marginale kosten van de beschouwde technische flexibiliteitsopties

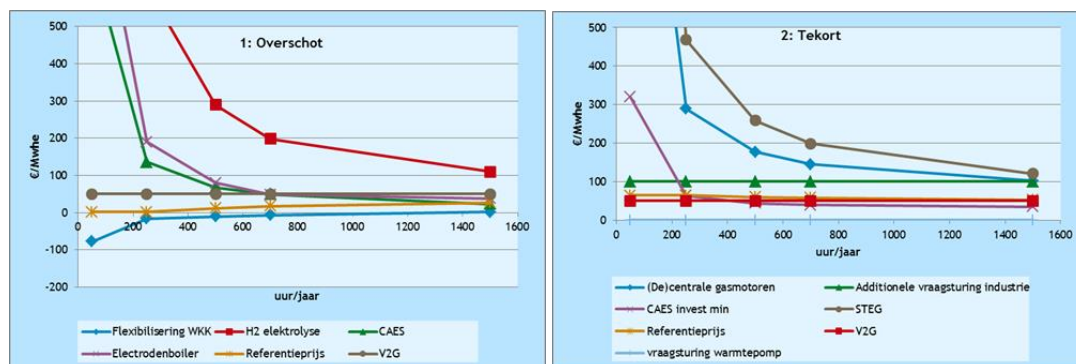


Figuur 81 geeft de resulterende merit-order van marginale kosten van deze opties weer. Op basis van deze analyse wordt geconcludeerd dat voor overschotsituaties met name de elektrodeboiler, elektrolyse en flexibilisering van WKK goed gepositioneerd zijn met een significant technisch potentieel, gevolgd door CAES en V2G. Voor tekortsituaties is de vraagsturing van warmtepompen bij kleinverbruikers goed gepositioneerd met een significant potentieel, gevolgd door CAES en vraagsturing voor elektrisch vervoer en V2G. Daarna komen de opties van investering in gasmotoren en STEG-eenheden in beeld, gevolgd door additionele vraagsturing industrie.

Om te kunnen bepalen of de opties met lage variabele kosten ook daadwerkelijk in de markt komen zijn ook de investeringskosten van belang. In Figuur 82 wordt voor de opties een overzicht gepresenteerd van de totale kosten per MWh als functie van het jaarlijkse aantal vollasturen. Voor overschotsituaties zijn in de eerste plaats flexibilisering van WKK en toepassing van V2G aantrekkelijke opties bij sporadische inzet. In de tweede plaats komen de toepassing van de

elektroden boiler en CAES in beeld. Verder blijkt uit Figuur 82 dat voor tekortsituaties vraagsturing (warmtepomp, elektrisch vervoer en in mindere mate vraagsturing in de industrie) en CAES aantrekkelijk zijn.

Figuur 82 - Totale kosten als functie van jaarlijkse vollasturen



H.3.3 Overzicht van flexibiliteitsbehoefte en -voorziening in 2023

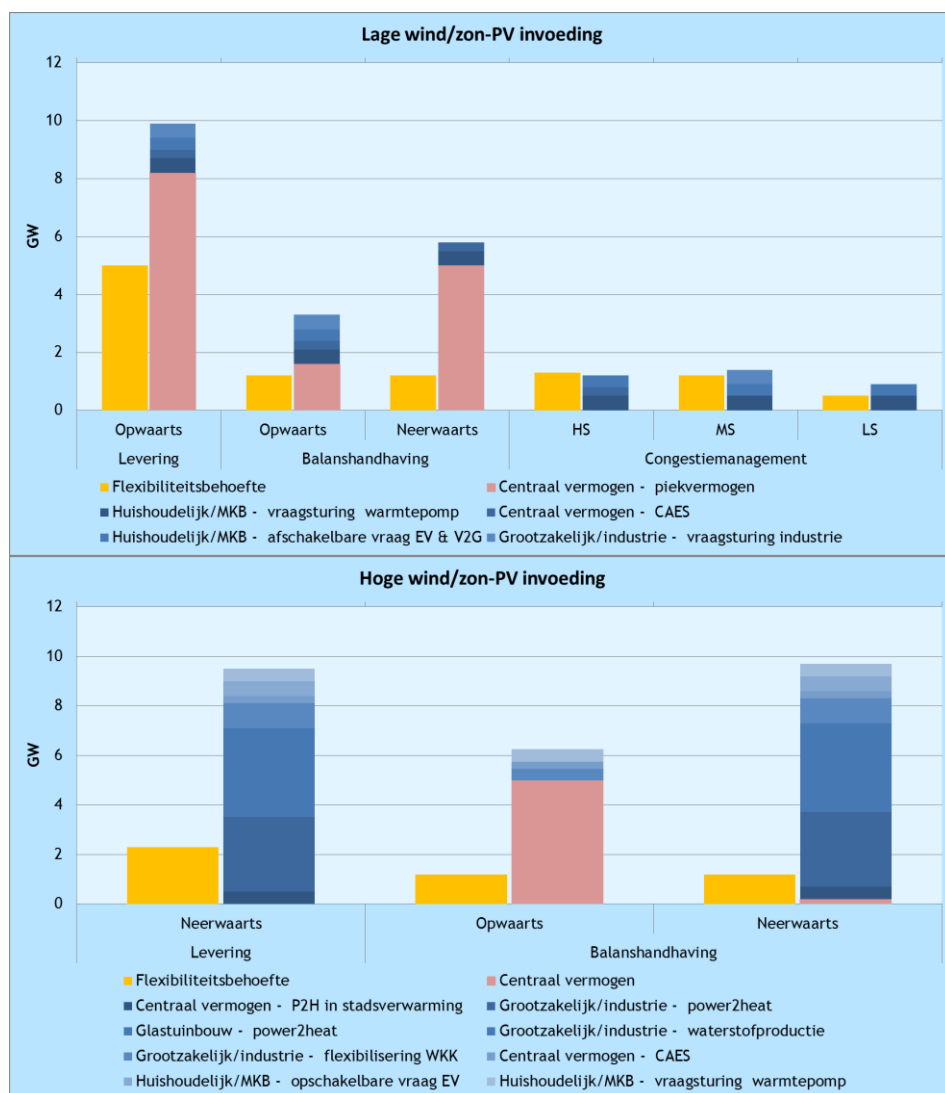
Een overzicht van de bevindingen uit dit hoofdstuk wordt weergegeven in Figuur 83, waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen situaties met lage en hoge invoeding van zonne- en windenergie. Hierbij zijn de waarden voor levering en congestiemanagement gebaseerd op uurwaarden, terwijl de waarden voor balanshandhaving zijn gebaseerd op kwartierwaarden. Verder heeft de weergegeven flexibiliteitsbehoefte en -voorziening in levering en balanshandhaving betrekking op de behoefte op centraal niveau, terwijl het in geval van congestiemanagement gaat om flexibiliteitsbehoefte en -voorziening op decentraal of lokaal niveau.

De indicatieve waarden voor flexibiliteitsbehoefte voor de verschillende operationele domeinen vormen een ruwe schets van de behoefte onder de scenarioveronderstellingen waar in de analyse van is uitgegaan. Voor wat betreft de flexibiliteitsvoorziening zijn in de figuur bestaande middelen opgenomen, evenals additionele middelen die een mogelijk potentieel bieden om invulling te geven aan de behoefte. Deze potentiële zijn verder uitgesplitst naar toepassingssector, vooruitlopend op de navolgende bespreking van barrières in flexibiliteitsvoorziening die hier ten dele mee samenhangen.

Uit de figuur kan opgemaakt worden dat bij lage invoeding van zonne- en windenergie de flexibiliteitsvoorziening vanuit bestaande middelen in 2023 volstaat als het gaat om levering en balanshandhaving. Hierbij wordt echter wel verondersteld dat de marktpositie van de gasgestookte eenheden herstelt, en de huidige trend tot sluiting en/of conservering van dit vermogen zich niet voortzet. Als het gaat om congestiemanagement kunnen de bestaande middelen flexibiliteit op centraal niveau bieden, maar op decentraal niveau ligt dat minder voor de hand. In dat geval kunnen additionele middelen een relevante bijdrage in de flexibiliteitsvoorziening bieden. In geval van situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie, wordt conventioneel vermogen op minimale productieniveaus ingezet. In die situaties kan additionele behoefte aan afschakelbaar vermogen of opschakelbare vraag ontstaan. Zoals uit Figuur 83 blijkt kan het bestaande vermogen bij lage residuele vraagniveau's nauwelijks flexibiliteit voor neerwaartse aanpassing bieden. Voor die situaties kunnen de beschouwde alternatieve flexibiliteitsopties een significant potentieel bieden die de behoefte in ruime mate overstijgt. Voor balanshandhaving geldt in deze situatie dat het conventionele park goeddeels afgeschakeld is. Het snel schakelende - en regelende vermogen, i.e. de STEGs, is dan in ruime mate beschikbaar voor

levering van opwaartse bijdragen, maar dat geldt niet voor neerwaartse bijdragen. Juist de must-run karakteristiek van het resterende ingezette conventionele park leidt in dit geval tot knelpunten. Ook voor deze flexibiliteitsbehoefte bieden de alternatieve flexibiliteitsopties perspectief op een significant potentieel dat in ruime mate in deze behoefte zou kunnen voorzien. Flexibiliteitsbehoefte vanuit congestie is voor de situaties met hoge invoeding van zonne- en windenergie buiten beschouwing gelaten, omdat hiervoor een veel gedetailleerder systeemanalyse nodig is.

Figuur 83 - Gap-analyse flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsvoorziening vanuit bestaand vermogen en nieuwe flexibiliteitsopties voor lage (boven) en hoge (onder) invoeding van zonne- en windenergie



H.4 Bronnen

CE Delft, 2015

Gas als zonnebrandstof: Verkenning
Delft: CE Delft

CE Delft, 2016

Markt en Flexibiliteit, Hoofdrapport & Achtergrondrapport
Delft: CE Delft, 2016

ECN, PBL, CBS, RVO, 2015

Nationale Energieverkenning 2015
Petten: ECN, 2015

Hydrogen Council, 2017

How hydrogen empowers the energy transition
s.l.: Hydrogen Council, 2017

ISPT et al., 2017.

Power 2 Ammonia: Feasibility study for the value chains and business cases to produce CO₂-free ammonia suitable for various market applications,
Amersfoort: ISPT, 2017

SER, 2013

Energieakkoord voor duurzame groei
Den Haag: Sociaal-Economische Raad (SER), 2013

TenneT, 2015

Monitoring leveringszekerheid 2014-2030
s.l.: TenneT TSO B.V., 2015

I Waterstofproductie en elektrolyse



I.1 Huidige status

Het waterstofatoom (H) is het meest eenvoudige en kleine atoom. Paren H-atomen vormen het H₂-molecuul, het kleinste molecuul dat bestaat. Als we het in deze studie over waterstof hebben, dan bedoelen we de H₂-gasvorm.

Bij de verbranding van waterstofgas ontstaat alleen water, er komt geen CO₂ vrij want er zit geen koolstofatoom in het H₂-molecuul. Dat is gelijk een van de aantrekkelijke eigenschappen van waterstoftoepassingen, het is ook een van de redenen waarom er veel aandacht is geschonken aan de ontwikkeling van bijvoorbeeld waterstof brandstofcellen, onder meer voor auto's.

Waterstof is een zeer lichte stof en een stof die per kg massa een grote energie-inhoud kent. De energie-inhoud bedraagt 142 MJ/kg waterstof (bovenwaarde); voor methaan (CH₄) is dit 56 MJ/kg en voor aardgas circa 42 MJ/kg. Waterstof is ook veel lichter dan lucht. Daarom is waterstof ook gebruikt als drijfgas in luchtschepen.

Naast in pure vorm, komt waterstofgas ook voor in mengsels. Samen met CO (en eventueel CO₂) gaat het om synthese gas.

Waterstof hoeft niet rechtstreeks te worden toegepast in een finale energietoepassing, maar is ook een bouwsteen voor andere brandstoffen. Samen met CO kunnen bijvoorbeeld tal van grondstoffen gemaakt worden, en via Fischer-Tropsch-synthese ook bijvoorbeeld hogere koolwaterstoffen (waaronder diesel). Ook is methanolsynthese een relatief eenvoudig proces, en vanaf methanol kunnen ook hogere koolwaterstoffen en chemicaliën gemaakt worden.

De *productie* van waterstof vergt energie en grondstoffen (water of aardgas bijvoorbeeld). Het is mogelijk waterstof te maken uit elektriciteit via de elektrolyse van water, maar ook uit fossiele energiebronnen, waaronder aardgas (belangrijkste processen stoomhervormen en autothermisch hervormen), maar het kan ook uit de vergassing van biomassa worden verkregen.

- Maakt men het uit aardgas, dan noemen we het waterstof 'grijs': hoewel waterstof zelf bij de verbranding geen CO₂ oplevert heeft het wel CO₂-emissies gekend in de productiefase.
- Als men in de productiefase het waterstof afvangt en langdurig ondergronds opslaat (CCS) dan spreekt men ook wel van 'blauwe' waterstof.
- Als men het waterstof uit elektrolyse op basis van duurzame elektriciteit maakt, dan spreekt men van 'groene' waterstof. Waterstof uit biomassa kan men ook groen noemen.

In Nederland wordt momenteel wordt waterstof in een aantal fabrieken in Nederland uit aardgas gemaakt (grijs) voor diverse toepassingen:

- Bij olieraffinaderijen: voor de ontzwaveling van de aardolie en de vervaardiging van lichtere producten uit zwaardere oliefracties (hydrocracking). In 2011 hebben Air Products en ExxonMobil bijvoorbeeld een nieuwe waterstoffabriek voor dit doel gebouwd.
- Ten behoeve van kunstmestproductie. Waterstof is de eerste stap naar ammoniak, wat wereldwijd het grootste chemische proces is. Waterstof staat aan de basis van alle stikstof-kunstmeststoffen, een van de drie elementaire nutriënten (naast fosfor en kalium) in de landbouw. Bij alle grote kunstmeststofproducenten staan waterstoffabrieken.

- Toepassing van waterstof via ammoniak naar de verdere stikstofchemie (inclusief kunststoffen: nylons; polyamides).
- Waterstof wordt in Nederland nog niet veel voor mobiliteit toegepast, maar bijvoorbeeld in Duitsland wordt daar al wel aan gewerkt en wordt een netwerk van waterstoftankstations uitgerold zodat waterstof brandstofcelauto's kunnen gaan rijden. Daarnaast is het mogelijk waterstof voor treinen (in plaats van diesel) en binnenvaart te gebruiken.

Toegang tot waterstof is dermate belangrijk voor veel industrietakken dat er ook een privaat (Air Liquide) waterstofnetwerk bestaat tussen chemische locaties, van Rotterdam tot Wallonië en Noord-Frankrijk, zie Figuur 84.

Figuur 84 - Waterstofnet en andere netten Air Liquide (bron: Air Liquide)



I.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Waterstof, ook grijze waterstof, is een groeimarkt, wereldwijd neemt de groei in capaciteit met 5% per jaar toe tot 2024 is de verwachting van een industry forecaster, vooral in verband met strengere emissie-eisen en de vraag naar fossiele brandstoffen (GlobeNewswire, 2017).

Maar verder kijkend, waterstof, ook groene waterstof, kan mogelijk een belangrijke rol spelen in het energiesysteem die verder gaat dan de huidige toepassingen. Men spreekt ook wel van de 'waterstofeconomie'.

Het begrip 'waterstofeconomie' is voor het eerst door John Bockris bij General Motors genoemd, in 1970, en heeft betrekking op een economie waar waterstof de meest belangrijke energiedrager is, en in feite de functie van olieproducten en gas overneemt. Sinds de oliecrises van de jaren '70 heeft de waterstofeconomie een wisselende belangstelling van wetenschappers en toekomstdenkers genoten. Daarbij wordt verschillend gedacht over de sterkten en zwakten van een op waterstof gebaseerd energiesysteem. Sommigen (o.a. (Rifkin, 2002)) claimen dat de waterstofeconomie grote kansen biedt en al snel echt belangrijk gaat worden, anderen (bijvoorbeeld (MacKay, 2009)) zijn kritischer en betogen dat de waterstofeconomie geen oplossing biedt voor het duurzaamheidsvraagstuk omdat het waterstof zeker wel een schone drager is, maar dat het eigenlijke probleem waar we als maatschappij

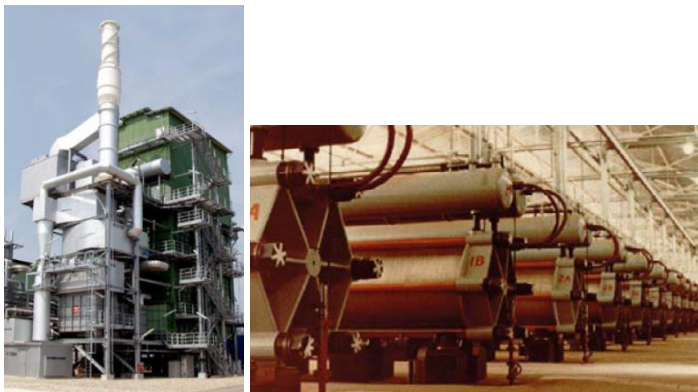
mee te maken hebben dat duurzame energie onvoldoende voorhanden is, de waterstofeconomie zou daar geen antwoord op bieden. Voorstanders van de waterstofeconomie wijzen dan op de in theorie onuitputtelijke voorraden energie die de zon dagelijks op de planeet aarde werpt, terwijl criticasters dan wijzen dat Nederland nog onderaan het lijstje van het aandeel duurzame energie bungelt. In Nederland is prof. Ad van Wijk een warm pleitbezorger voor waterstof, en heeft een plan gelanceerd om het in Noord-Nederland handen en voeten te geven (Noordelijke Innovation Board, 2017).

I.3 Huidige energievraag

Productie van waterstof is op verschillende wijze mogelijk. De huidige productie is voor het grootste deel op basis van aardgas (reforming). Hier zijn een aantal processen voor, bijvoorbeeld stoom hervormen (ook wel SMR, *steam methane reforming* genoemd), en autothermisch hervormen. Dit zijn wereldwijd en ook in Nederland belangrijke processen.

Ook kan waterstof gemaakt worden door watermoleculen te splitsen met elektriciteit (elektrolyse), hierbij ontstaat ook zuurstof (elektrolyse). Ook voor elektrolyse zijn er meerdere technische opties, waaronder technieken die al 70 jaar oud zijn.

Figuur 85 - Stoomhervormer-installatie en elektrolyser (Leeds City Gate, 2016)



Alle productieroutes kennen een bepaald energieverlies, dus het kost een beetje meer energie om waterstof te maken, dan dat je aan nuttige waterstof over houdt.

- De huidige BBT voor elektrolyse bedraagt 53 kWh per kg H₂ (ISPT e.a., 2017), dit is een rendement van 63% op de onderwaarde (LHV), of 75% op de bovenwaarde (HHV).
- Nieuwe types elektrolyse kunnen naar verwachting een hoger rendement behalen. Bijvoorbeeld bij de 'battolyser' (ISPT, 2017), een nieuw type lage temperatuur elektrolyse die ook een beetje als een batterij kan werken, zou het omzettingsrendement verbeteren tot ongeveer 47 kWh elektriciteit per kg H₂, dit is een rendement 71% op onderwaarde of 84% op bovenwaarde.

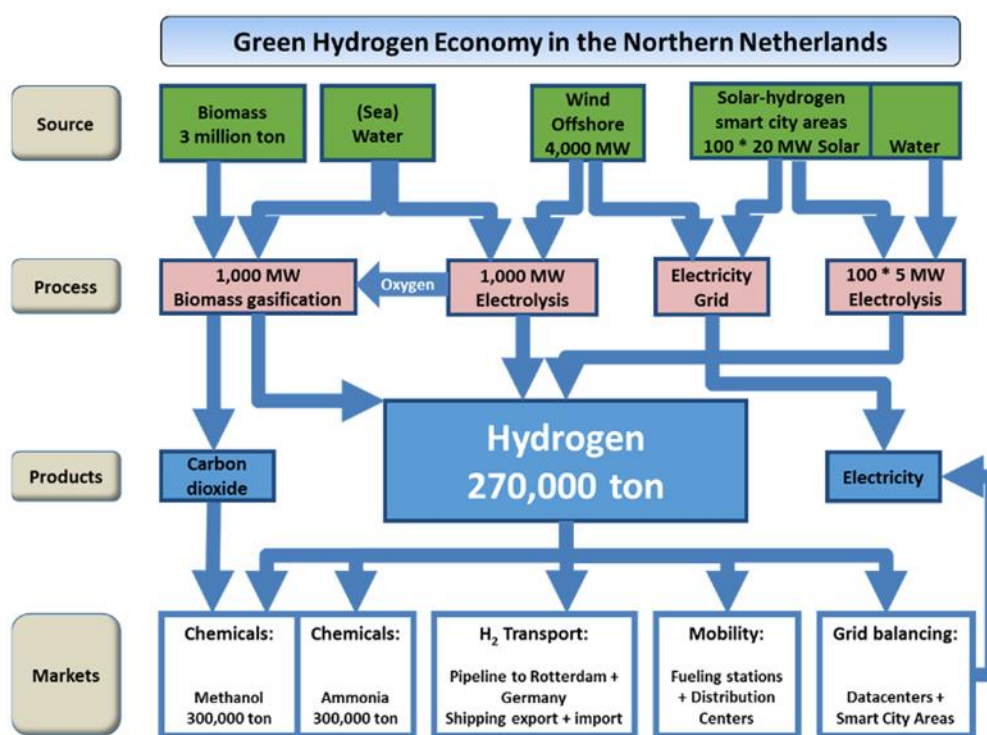
Stoomhervormen is in efficiency in de regel te vergelijken met elektrolyse (Leeds City Gate, 2016), waarbij de CO₂-afvang en opslag, die nodig is om een CO₂-neutrale waterstof te krijgen, momenteel nog niet gebeurt, en deze zal nog een additionele energiebehoefte vergen.

I.4 Technisch potentieel

In potentie is het potentieel zeer groot, vele 100 PJ's. Als we uitgaan van elektrolyse-waterstof, dan hangt het potentieel af van de hoeveelheid hernieuwbare energie die we willen omzetten. Dit is in verschillende varianten in de Net voor de Toekomst-energiesysteem scenario's (zie Hoofdstukken 3-6).

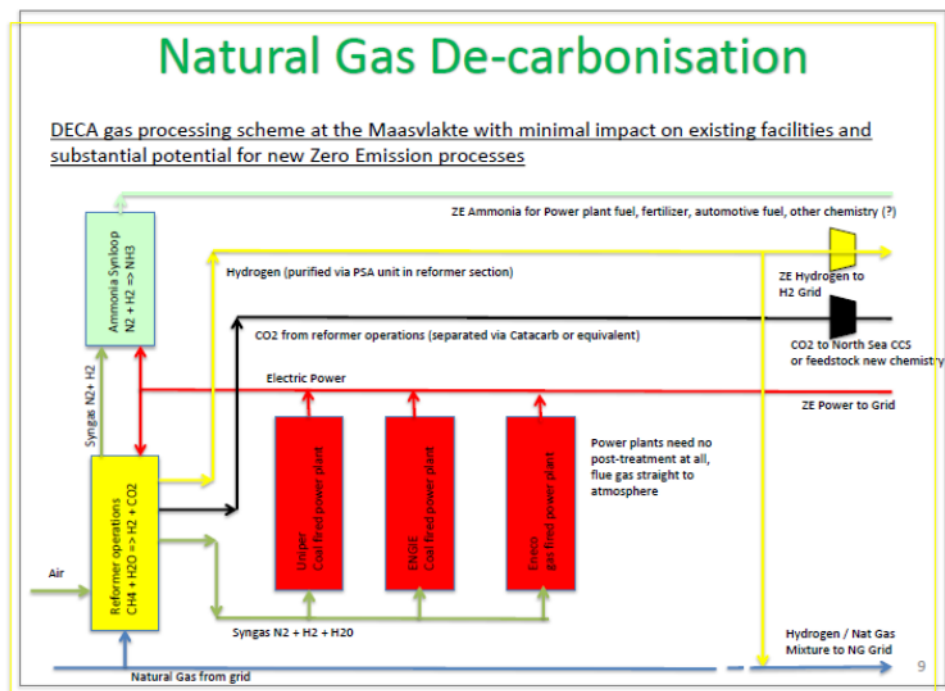
In het projectplan van de Noordelijke Innovation Board (prof. Ad van Wijk), Figuur 86, wordt 1 GW elektrolyse capaciteit genoemd, waarmee op jaarbasis 270 kt H₂ wordt gemaakt, welke de basis vormt voor een methanol en ammoniak chemisch cluster, en daarnaast gebruikt wordt voor transport en mobiliteit en voor conversie terug naar elektriciteit als dat nodig is.

Figuur 86 - Perspectief op een groen waterstofcluster (Noordelijke Innovation Board, 2016)



Figuur 87 illustreert een ander cluster voor Rotterdam, waarbij een beeld is geschetst van waterstof als energiedrager voor meerdere energiecentrales die nu kolen en gas verstoffen en ook hier staat het waterstof aan de basis van een ammoniak cluster (ZEP, 2017).

Figuur 87 - Schema waterstof in het Rotterdamse cluster



I.5 Succes- en faalfactoren

Wat zijn de belangrijkste factoren die die ontwikkeling beïnvloeden, zowel succes- als faalfactoren, en technisch en niet-technisch?

Technisch en financieel-economische factoren:

- De relatieve kostenontwikkeling van kapitaalkosten van elektrolyzers.
- Mogelijkheden uit de hoek van hernieuwbare energie: is er een groot “overaanbod” dat moet worden gebufferd, kan een deel daarvan via waterstof worden opgevangen of zijn andere grootschalige opties voor de hand liggend.
- Vraag naar synthetische brandstoffen (CO₂-vrij) die op hun beurt waterstof vragen (Wuppertal studie).
- Kostprijsontwikkelingen fossiele energie (aardgas) en elektriciteit.
- Beprijzing van CO₂-emissies.

Niet technische factoren zijn ook belangrijk.

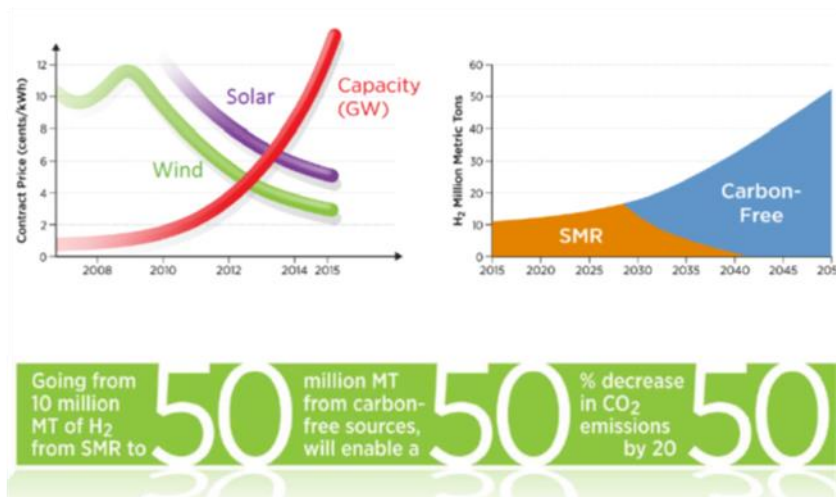
Maatschappelijke acceptatie van waterstoftechnologie is belangrijk, zeker als het buiten de industrie wordt toegepast en dus ook in de leefomgeving komt. Waterstof kan worden geassocieerd met een onevenredig ontploffingsgevaar, omdat het een goed brandbaar gas is. Dit kan de acceptatie bemoeilijken.

Net als aardgas is het uit zichzelf reukloos, er zal dus altijd een reukstof moeten worden toegevoegd. Er is ook een stuk R&D nodig om in detail te onderzoeken wat de veiligheidsrisico's zijn bij toepassing in huizen (met verouderde gasleidingen, lekkende kranen, e.d.)

I.6 Schaa sprong

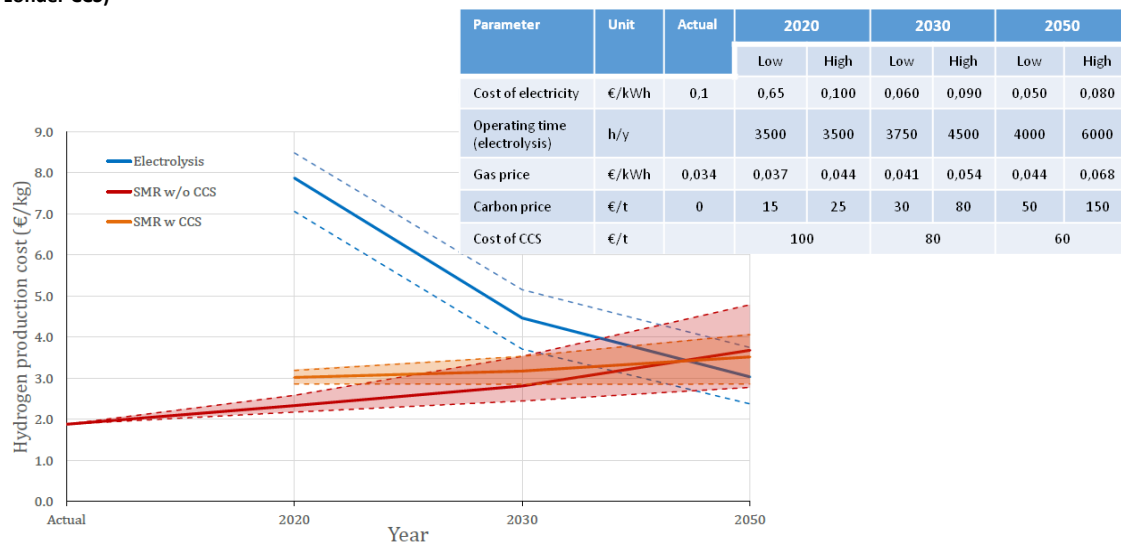
Wanneer vindt de schaa sprong naar verwachting plaats?

Het (ZEP, 2017) rapport laat een schetsmatige grafiek zien waarin verwacht wordt dat productie van koolstofvrije waterstof niet voor 2030 grootschalig zal zijn.



Figuur 88 toont de vergelijking van de verwachte kostenontwikkeling van waterstof uit elektrolyse vs. waterstof uit het stoomhervormen zonder en met CCS. Te zien is dat stoomhervormen bij de aangegeven parameters voor de kosten van elektriciteit (hoog) nog een tijd concurrerend blijft.

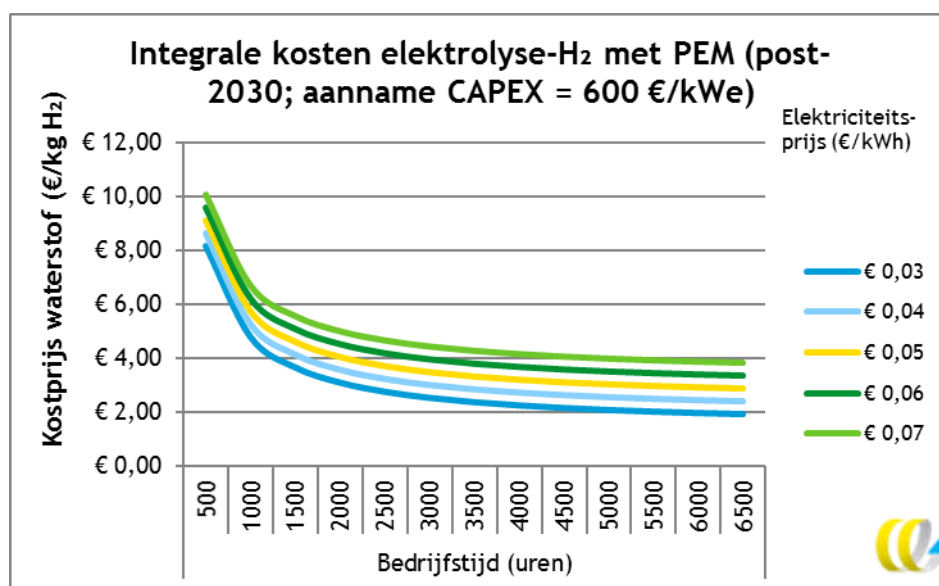
Figuur 88 - Ontwikkeling productiekosten van waterstof uit verschillende routes (elektrisch en op basis van aardgas, met en zonder CCS)



Bron: ZEP, 2017.

De kosten van elektrolysers zijn hier ook belangrijk bij, maar deze zijn niet gegeven. In ISPT (2017) zijn kosten van de PEM-elektrolyse genoemd van 921 €/kW in 2023 dalend tot 600 €/kW in 2030, hier wordt dus een duidelijke ontwikkeling verwacht. Tevens is vermeld dat de battolyser mogelijk 370 €/kW zal kunnen gaan kosten, maar deze techniek moet eerst nog verder ontwikkeld worden. Verder kan geconstateerd worden dat in de ZEW gehanteerde kostprijs van elektriciteit in 'laag' en 'hoog' aan de forse kant is. Ter vergelijking toont Figuur 89 daarom de kosten van elektrolyse-waterstof bij lagere kostprijniveaus voor de gebruikte elektriciteit, die meer in lijn liggen met de marktprijs die van toepassing is bij toenemende penetratie van hernieuwbare elektriciteit. Hierbij zijn ook de parameters van de 'battolyser' (dus relatief lage CAPEX) gehanteerd.

Figuur 89 - Kostenontwikkeling waterstof uit elektrolyse afhankelijk van elektriciteitsprijs en bedrijfsuren (eigen berekening)



Het is goed om hier te verwijzen naar Bijlage A.3.3 waar de bovenstaande kostenparameters gebruikt zijn voor een analyse en simulatie van de uurlijkse inzet van waterstofelektrolyse in de Net van de Toekomstscenario's met het CEGRID-model.

Er is een interessante mogelijkheid, die naar boven kwam bij de *peer review* door Quintel Intelligence. Het bedrijfstijd-/draaiureneffect op de kostprijs van elektrolyse-waterstof is mogelijk veel minder sterk dan hierboven weergegeven. Bij PEM-elektrolyse is namelijk de verwachting dat de leeftijd van de elektrolyse-cellen puur op basis van cumulatieve draaiuren beperkt is, en dus niet onevenredig wordt benadeeld door flexibele inzet. Dit betekent dat de afschrijvingsduur van de elektrolyse cellen hoger wordt naarmate het jaarlijkse aantal draaiuren geringer is. Aangezien de elektrolyse-cellen zelf een aanzienlijk deel van de kostprijs vertegenwoordigen, kan de kostprijs van waterstof substantieel lager zijn bij lage draaiuren-scenario's. Dit is een belangrijk aspect, in de kosten van de Net voor de Toekomstscenario's is hier echter niet mee gerekend.

I.7 Concurrerende technieken

Bijt de techniek met andere technieken, zo ja met welke, en waarom?

Er is wel altijd een bepaald energieverlies bij het omzetten van een andere energievorm naar waterstof. Dat betekent dat als het mogelijk is om de andere primaire energievorm rechtstreeks te gebruiken, dat dat de voorkeur zal hebben. In bijvoorbeeld de toepassing van waterstof voor personenmobiliteit is te zien dat de rechtstreekse toepassing van elektriciteit voordelen geniet boven de route via de waterstof-brandstofcel.

Dat gezegd hebbende, onderscheidt waterstof zich gunstig, zie 'toepassingsgebieden'.

I.8 Toepassingsgebied

De beschrijving van de programmaliijn 'waterstof' van de Topsector Energie bevat een mooie omschrijving van de mogelijk interessante toepassingsgebieden van waterstof in Nederland. De tekst is integraal overgenomen in het onderstaande kader.

Box 2 - Kansrijke toepassingsgebieden van waterstof (bron: beschrijving programmaliijn Waterstof topsector Energie)

Waterstof concurreert met verschillende opties, zoals elektrische mobiliteit, biobrandstoffen en ondergrondse opslag van energie in gecombineerde lucht (CAES) of omzetting van energie in chemische stoffen als ammoniak mierenzuur (power-to-X). Vanwege de gunstige eigenschappen en potentiële voordelen kan waterstof meerwaarde bieden in een aantal toepassingen:

- a De industrie voor verduurzaming van grondstoffen en hoge temperatuur warmte. De industrie staat voor een grote opgave om het gebruik van energie en grondstoffen te verduurzamen. Waterstof biedt daarbij een kans om de energetische en non-energetische inzet van fossiele bronnen te reduceren, en te vervangen door duurzame bronnen zoals zon en wind. Waterstof wordt al op grote schaal ingezet als grond- en hulpstof in tal van industriële processen, vooral in de voor Nederland belangrijke chemische industrie. Deze waterstof wordt nu vrijwel volledig geproduceerd uit aardgas en water via SMR-technologie. Emissies van broeikasgassen kunnen worden vermeden door waterstof te produceren uit bijvoorbeeld water via elektrolyse waardoor aardgas wordt vervangen door duurzame elektriciteit. Daarnaast kan waterstof aardgas vervangen als brandstof voor de productie van hoge temperatuur proceswarmte. Door nieuwe processen met waterstof als reductiemiddel biedt waterstof ook een kans voor de staalindustrie om minder afhankelijk te worden van steenkool, en om inzet van steenkool op termijn uit te faseren.
- b Het verkeer en vervoer voor nul-emissie wegverkeer. De sector Verkeer en Vervoer draagt voor circa 20% bij aan de broeikasgasemissies in Nederland. In Europa is dat bijna een kwart. Daarnaast is het wegverkeer de belangrijkste oorzaak van luchtverontreiniging in steden. Emissiearm verkeer en vervoer staat daarom in Nederland en Europa hoog op de beleidsagenda. Waterstof kan een belangrijke bijdrage leveren als brandstof voor brandstofcel-elektrische voertuigen. Samen met batterijen bieden brandstofcellen op waterstof in potentie de mogelijkheid om al het wegverkeer te elektrificeren. Omdat de elektriciteits- en waterstofvoorziening voor deze opties in principe volledig kan worden gebaseerd op energie van koolstofarme en hernieuwbare bronnen, komt hiermee ook ketenbrede emissiearme mobiliteit binnen bereik.
- c De energiesector voor systeemintegratie, flexibiliteit en energieopslag. Vergaande inpassing van wind- en zonne-energie is een van de grote uitdagingen van de transitie naar een duurzame energievoorziening. De bronnen zijn overvloedig beschikbaar, maar het aanbod is variabel. Daardoor worden vraagsturing, buffering en opslag van energie steeds belangrijker om de grootste schommelingen in het aanbod te kunnen dempen en om energie van zon en wind ook beschikbaar te kunnen hebben in perioden dat er weinig of onvoldoende aanbod is. Waterstof en de productie van waterstof via elektrolyse kunnen een belangrijke bijdrage leveren aan de invulling van beide behoeften aan flexibiliteit. Elektrolyse-units kunnen op een tijdschaal van seconden tot minuten worden op- en afgeregeld, en kunnen zo, als onderdeel van een Smart Grid, bijdragen aan afstemming van de vraag naar elektriciteit op een wisselend aanbod uit zon



en wind. Tegelijkertijd biedt waterstof als gasvormige energiedrager de mogelijkheid om grote hoeveelheden energie op te slaan voor een langere periode, indien nodig op een tijdschaal van maanden (seizoensopslag). Hier zal de huidige aardgasinfrastructuur een rol bij kunnen spelen. Op termijn kan import van duurzame energie (zoals zon, wind, waterkracht) uit verafgelegen gebieden met een overvloedig aanbod interessant zijn en via opslag (en import) in de vorm van waterstof, of als afgeleide producten, zoals ammoniak of methanol.

I.9 Impact op infrastructuur

Grootschalige waterstofproductie betekent dat er infrastructuur impacts zijn: het waterstof moet worden getransporteerd naar de beoogde toepassing. Dat vergt bijvoorbeeld drukleidingen.

Er is nu een dedicated waterstofinfrastructuur in Rotterdam. Relevante vragen zijn:

- Hoeveel elektrolyse-waterstof kan waar en in welke mate worden bijgemengd in het huidige gasnet?
- Moeten voor het transport van waterstof delen van het gasnet af worden gesplitst om puur voor waterstof te gaan gebruiken? Op welke delen van het net speelt dit?
- Of zal dit vanwege bijvoorbeeld de topologie niet kunnen, en moet een parallelle waterstofinfrastructuur ontwikkeld worden voor het transport van waterstof?

Met waterstof distributie op lagedruk netten is nog niet zoveel ervaring. In de studie voor Leeds in het Verenigd Koninkrijk is dit in beeld gebracht met een netwerksimulatie. Overgaan tot waterstof zal in dat project leiden tot grotere snelheden in het lagedruknet, dit vergt aanpassingen, maar toch zijn volgens de projectorganisatie de investeringskosten bescheiden (Leeds City Gate, 2016).

I.10 Bronnen

GlobeNewswire, 2017

Hydrogen Generation Market worth \$180bn by 2024: Global Market Insights Inc
[online]

<https://globenewswire.com/news-release/2017/01/10/904693/0/en/Hydrogen-Generation-Market-worth-180bn-by-2024-Global-Market-Insights-Inc.html>

ISPT e.a., 2017.

Power 2 Ammonia: Feasibility study for the value chains and businesscases to produce CO₂-free ammonia suitable for various market applications,
Amersfoort: ISPT, 2017

Leeds City Gate, 2016.

H21 Leeds City Gate.
Leeds: Northern Gas Networks, 2016

MacKay, D., 2009

Sustainable energy without the hot air
Cambridge (UK): UIT Cambridge, 2009

NIB, 2016

Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands
Groningen: Noordelijke Innovation Board (NIB), 2016



PBL, 2016

Opties voor energie en klimaatbeleid: de weg naar verregeande emissiereductie.
Den Haag: PlanBureau voor de Leefomgeving (PBL), 2016

Quintel Intelligence, 2017

Peer Review van de studie “Net voor de Toekomst” (intern)
Amsterdam: Quintel: oktober 2017

Rifkin, J., 2003

The Hydrogen Economy: The Creation of the Worldwide Energy Web and the Redistribution of Power on Earth
London: Penguin, 2003

ZEP, 2017

Commercial Scale Feasibility of Clean Hydrogen
s.l.: European Zero Emission Technology and Innovation Platform, 2017



J Toepassingsgebieden CO₂-vrije gassen



In deze bijlage wordt ingegaan op het vraagstuk welke duurzame/CO₂-vrije gassen geschikt zijn voor bepaalde eindtoepassingen en in hoeverre deze routes voor de hand liggen of niet. Hierbij wordt gekeken naar:

- lage temperatuur warmtevraag;
- hoge temperatuur warmtevraag;
- inzet als feedstock in de industrie;
- inzet in transport;
- licht en kracht;
- elektriciteitsproductie.

De beoordeling is gebaseerd op afwegingen op het vlak van kosten, technische haalbaarheid, schaalgrootte en organisatorische aspecten, op basis van expertinschatting door CE Delft⁵⁹.

Wanneer we in onderstaande tekst praten over groen gas wordt biogas opgewerkt tot aardgas-kwaliteit bedoeld. Dit is invoedbaar in het Nederlands aardgasnetwerk. Daarnaast gaan we uit van de vergistbare stromen. Biogas uit vergisting kan ook direct worden ingezet zonder opgewerkt te worden, maar dit laten we hier buiten beschouwing. Bij bio-syngas wordt uitgegaan van de houtachtige vergasbare stromen, maar zonder opwerking naar aardgaskwaliteit. Bij waterstof wordt uitgegaan van pure waterstof.

J.1 LT-warmtevraag

		Groen gas	Bio-syngas	H ₂
LT-warmte-vraag	Huizen/woningen (HR-ketels)	Logisch, maar beperkte beschikbaarheid groen gas	Technische aanpassingen nodig op huishoudniveau (transitie op woonwijk-niveau) Beschikbaarheid beperkt	Technisch wel mogelijk, aanpassingen nodig zowel in pandig als uitpandig, incl. alle branders (transitie op woonwijkniveau)
	Huizen/woningen (hybride WP)	Logisch, beschikbaarheid minder probleem vanwege piekbrandstof	Technische aanpassingen nodig, maar makkelijker door nieuwigheid technologie (transitie op woonwijkniveau) Beschikbaarheid beperkt	Technisch wel mogelijk, aanpassingen nodig zowel in pandig als uitpandig, incl. alle branders (transitie op woonwijkniveau)
	WKK collectieve systemen	Onlogisch op basis van modelberekeningen (CEGOIA) m.b.t. kosten, geproduceerde elektriciteit minder waarde t.o.v. dalende elektriciteitsprijzen Beschikbaarheid beperkt	Minder aanpassingen dan op huishoudniveau, wel aanname van lage kosten bio-syngas, geproduceerde elektriciteit minder waarde t.o.v. dalende elektriciteitsprijzen Beschikbaarheid beperkt	Als H ₂ goedkoop is, is er geen behoefte meer aan WKK, geproduceerde elektriciteit minder waarde t.o.v. dalende elektriciteitsprijzen

⁵⁹ A. van Grinsven; C. Leguijt; M. Afman

		Groen gas	Bio-syngas	H ₂
	Pieklast ketels collectieve W	Logisch Beschikbaarheid minder een probleem	Minder aanpassingen dan op huishoudniveau, kosten minder relevant vanwege piekbrandstof	Hoofd- en middendruk, dus geen probleem distributie

Over het algemeen geldt dat groen gas ‘drop-in’ kwaliteit is en dus in alle toepassingen zonder technische aanpassingen kan worden toegepast. Nadeel van groen gas is de beperkte beschikbaarheid hiervan, uitgaande van Nederlandse bronnen. Bij de LT-warmtevraagtoepassingen is dit met name een knelpunt bij de toepassingen waarbij groen gas als hoofdbrandstof wordt ingezet (HR-ketels en WKK collectieve systemen) en minder een probleem bij de toepassingen waar groen gas als piekbrandstof wordt ingezet (oftewel bij de hybride warmtepompen en de pieklastketels). Met het oog op de beschikbaarheid speelt daarnaast ook de maatschappelijke discussie over de inzet van groen gas in sectoren waar minder alternatieven beschikbaar zijn dan in de gebouwde omgeving.

Per toepassing:

- De toepassing van groen gas in HR-ketels is in vergelijking met aardgas weliswaar duurder, maar is toch een relatief goedkope warmteoptie in vergelijking met andere alternatieven.
- Hybride warmtepompen zijn echter wel duurder dan HR-ketels, maar kunnen in combinatie met isolatie wel als de beste toepassing uit de bus komen, ten opzichte van alternatieven voor een klimaatneutrale warmtevoorziening.
- Pieklastketels. Warmtenetten in de Net van de Toekomstscenario's worden in basislast bedreven op basis van geothermie en van industriële restwarmte, de groen gasinzet is dus in volume beperkt.
- Collectieve WKK-systemen kennen een goed energetisch totaalrendement. Ze kennen echter hogere kosten dan HR-ketels (met name investering in het warmtedistributienetwerk, plus brandstofkosten), en deze kosten zullen gaan stijgen. De marktwaarde van de elektriciteit staat sterk onder druk en die neerwaartse prijsdruk zal met het toenemen van het aandeel intermitterende bronnen als wind en zon naar verwachting toenemen, terwijl de kosten van het gas naar verwachting zullen toenemen bij de overgang van aardgas naar een hernieuwbaar gas. Er is dus sprake van een negatieve ‘spark spread’ die naar verwachting niet verbeteren zal.

Bij de bio-syngas opties is geen sprake van een ‘drop-in kwaliteit’. Het gaat om een geheel ander soort gasmengsel. Dit vergt aanpassingen aan de distributie en in pandige gasnetten, branders en eindgebruikstoepassingen (branders van fornuizen). Ook vergt het verdere standaardisatie van welke specificaties dan gehanteerd worden. Het is dus ook niet mogelijk om een enkel huis op biogas aan te sluiten, en de woning ernaast op aardgas (tenzij parallelle gasinfrastructuur wordt aangelegd).

Op basis hiervan kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- Wanneer er sprake is van collectieve systemen zijn er minder aanpassingen nodig dan wanneer het gaat om toepassingen op huishoudniveau; aanpassingen aan het gasnet hoeven dan immers niet tot en met het stedelijke distributienet doorgevoerd te worden, maar slecht tot en met het middendruknet. Bovendien betreft het een relatief klein aantal grotere installaties, in plaats van vele miljoenen kleine, zoals bij huishoudens.
- Aanpassingen zijn wellicht makkelijker te doen bij de nieuwere technologieën, omdat deze nog niet zo wijd verspreid zijn. Denk hierbij aan de hybride warmtepompen.
- Bij het gebruik van bio-syngas als hulpbrandstof kunnen de investeringen naar verhouding wel groot zijn gezien de relatief beperkte hoeveelheid bio-syngas, die uiteindelijk wordt ingezet.

Bio-syngas lijkt dus minder voor de hand te liggen voor HR-ketels. Voor warmtepompen geldt dat er ook op huishoudniveau aanpassingen nodig zijn, maar doordat deze minder wijdverspreid zijn, gaat dit dus makkelijker. Omdat het om een piekbrandstof gaat is het wel relatief duurder.

In het geval van waterstof gaat de distributie op het hoofdnet/middendruknet goed. In pieklasketels zou de inzet van waterstof daarom wel kunnen. Wanneer er op huishoudniveau wordt overgestapt op waterstof spelen er naast een aantal veiligheidsaspecten ook organisatorische aspecten: men moet met grote groepen tegelijk overstappen op waterstof. Deze omschakeling moet dus op wijkniveau plaatsvinden, een organisatorische uitdaging (net als het aanleggen van een warmtenet). Wanneer de kosten voor waterstof sterk dalen, kan het de investeringen waard zijn en kan het zelfs kosteneffectief uitpakken. In combinatie met een hybride warmtepomp ontstaat een - mits 'groene' waterstof in voldoende mate voorhanden is - een potentieel elegante oplossing voor de lage temperatuur warmtevraag. Met als potentiële uitdaging de maatschappelijke acceptatie. Omdat het een andersoortig gas is, met andere eigenschappen, kan de perceptie bestaan dat er veel gevaar is (waterstofbom, Hindenburg). Dit vergt ook nog een stuk R&D en innovatie.

J.2 HT-warmtevraag

		Groen gas	Bio-syngas	H ₂
HT-warmtevraag	Industrie: ondervuring	Compatible	Veel mogelijkheden	Veel mogelijkheden

Omdat het bij hoge temperatuur warmte om het middendruknetwerk gaat zijn de CO₂-vrije gassen makkelijker toe te passen dan bij het lagedruknetwerk. Ook hoeft men niet op huishoudniveau te handelen, maar kan men bedrijven in clusters of alleen (in het geval van de zeer grote bedrijven) laten overschakelen. De beschikbaarheid van met name groen gas en bio-syngas blijft echter wel een issue.

J.3 Inzet als feedstock in de industrie

	Groen gas	Bio-syngas	H ₂
Feedstock industrie grondstof: kunstmest, etc.	Mogelijk technische risico's m.b.t. de specs, maar oplosbaar	Mogelijk technische risico's m.b.t. de specs, maar oplosbaar	Logisch transitiepad indien acceptabele prijs waterstof

Over het algemeen stelt men hogere eisen aan de inzet van gassen als feedstock. Om die reden wordt ook hoogcalorisch gas ingezet. De bandbreedtes gerelateerd aan de feedstocks kunnen echter wel tot problemen leiden met betrekking tot de zuiverheid. Deze problemen zijn naar verwachting oplosbaar. Een reden waarom deze gassen niet als feedstock worden ingezet kan de concurrentie met aardgas zijn: als concurrerende producenten niet overstappen naar duurzame vormen van gas zal een bedrijf een achterstand opbouwen ten opzichte van andere marktpartijen. Gezien de internationale markten is het ook een internationaal vraagstuk. Ook in het geval van bio-syngas zijn er issues met de specs gerelateerd aan de feedstockkeuze en de stabiliteit in relatie tot seizoenfluctuaties. In principe zijn industriële partijen hier wel al mee bezig. Waterstof is een logisch transitiepad wanneer waterstof tegen een acceptabele prijs beschikbaar is.

J.4 Inzet in transport

		Groen gas	Bio-syngas	H ₂
Transport	Personenvervoer en licht vrachtverkeer	CNG een optie, maar sterke concurrentie met elektrificatie	CNG een optie, maar sterke concurrentie met elektrificatie	Zero-emissies net als elektrisch rijden, uitdaging is wel waterstof ook te verduurzamen
	Zwaar personenvervoer	LNG ligt het meest voor de hand. Technisch mogelijk en commercieel beschikbare voertuigen en infrastructuur.	LNG ligt het meest voor de hand. Technisch mogelijk en commercieel beschikbare voertuigen en infrastructuur.	Goed geschikt voor lange afstanden
	Vrachtvervoer	LNG ligt het meest voor de hand. Technisch mogelijk en commercieel beschikbare voertuigen en infrastructuur.	LNG ligt het meest voor de hand. Technisch mogelijk en commercieel beschikbare voertuigen en infrastructuur.	
	Binnenvaart			Wordt wel mee geëxperimenteerd, maar duur en waterstoftanks nemen veel ruimte in beslag.
	Zeevaart			Wordt wel mee geëxperimenteerd, maar duur en waterstoftanks nemen veel ruimte in beslag.
	Luchtvaart	Technisch voorlopig niet mogelijk op commerciële schaal	Technisch voorlopig niet mogelijk op commerciële schaal	Technisch voorlopig niet mogelijk op commerciële schaal

In het geval van de inzet van CO₂-vrije gassen in de transportsector zijn er vele toepassingen mogelijk. Net als bij inzet in de gebouwde omgeving kan de beschikbaarheid van groen gas en bio-syngas een rol spelen. Bij personenvervoer en zwaar personenvervoer ligt de keuze voor CNG voor de hand, denk aan bijv. CNG-bussen. Merk op dat er hierbij wel sterke concurrentie met (hernieuwbare) elektriciteit is aangezien deze modaliteiten het makkelijkst geëlektrificeerd kunnen worden. Waterstof is ook een optie en kan met name op de lange afstand een goede optie zijn, omdat de waterstofopslag en brandstofcel een lager gewicht hebben dan een gelijkwaardig accupakket. De kosten zijn echter nog wel hoog. Waterstof en elektriciteit kunnen beiden zero-emissie genoemd worden: daarmee zorgen deze energiedragers ook niet voor luchtverontreinigende emissies. CNG en LNG op basis van groen gas of bio-syngas hebben dit voordeel niet: deze opties reduceren weliswaar deze emissies, maar komen nog niet op 0. Daarnaast kunnen methaanslipemissies een negatieve invloed op de CO₂-reductie hebben. Buiten het stedelijk gebied en voor de zwaardere modaliteiten is elektrificeren echter nog geen optie (sommige fabrikanten, zoals Tesla werken wel aan trucks op elektriciteit). Zeker voor de scheepvaart (zee- en binnenvaart) is groen gas/bio-syngas in de vorm van bio-LNG daarom een van de beste alternatieven voorhanden (naast bijv. de toepassing van biobrandstoffen). Mogelijk kan het zwaarder transport wel deels geëlektrificeerd worden, bijv. door het elektrificeren van de

hulpmotoren. Met de huidige stand der techniek lijkt het voor de hand te liggen dat de luchtvaart voorlopig op vloeibare brandstoffen blijft vliegen.

J.5 Licht en kracht

Zie elektriciteitsproductie.

J.6 Elektriciteitsproductie

		Groen gas	Bio-syngas	H ₂
Aanbod E	E prod decentraal	Goed geschikt vanwege mogelijkheid tot vraag-gestuurd elektriciteit produceren tegen lage kosten	Goed geschikt vanwege mogelijkheid tot vraag-gestuurd elektriciteit produceren tegen lage kosten	Technisch een mogelijke route, maar waterstof is in het nadeel door betere gasinfrastructuur
	E prod centraal	Goed geschikt vanwege mogelijkheid tot vraag-gestuurd elektriciteit produceren tegen lage kosten	Goed geschikt vanwege mogelijkheid tot vraag-gestuurd elektriciteit produceren tegen lage kosten	Technisch een mogelijke route, maar waterstof is in het nadeel door betere gasinfrastructuur

Gas en waterstof zijn makkelijker op te slaan dan elektriciteit en kunnen daarom een rol vervullen bij het opvangen van pieken in de elektriciteitsproductie. Door middel van bijv. Power-to-Gas kunnen de pieken worden opgevangen en later nuttig worden toegepast. Omdat te doen dient weer elektriciteit uit gas of waterstof geproduceerd te worden. Groen gas, bio-syngas kunnen hier ook voor ingezet worden. Met name gas is hiervoor geschikt, omdat in WKK-constructies vraaggestuurd elektriciteit geproduceerd kan worden. Hiermee kan de productie vraagvolgend tegen lage kosten worden. Bij waterstof is het afhankelijk van waar je het uit produceert: uit gas/CCS of uit elektriciteit. In het geval van elektriciteit is sprake van een intermitterende bron. Het nadeel van waterstof voor dit doeleind is dat dat Nederland een betere gasinfrastructuur kent en gas daarmee in het voordeel is. Omdat het systeem niet is ingericht op waterstof is waterstof dus duurder. Aan de andere kant kan waterstof wel direct in een brandstofcel worden ingezet om elektriciteit te produceren.

Bijlagen over de functionaliteit:

Kracht en licht

De functionaliteit 'Kracht en licht' betreft elektriciteitsvraag voor elektrische apparaten bij huishoudens en bedrijven, industrie, de elektriciteitsvraag voor industriële processen, aandrijvingen, elektriciteitsvraag van ICT en elektriciteit voor verlichting.



Bijlage K Elektriciteitsvraag apparaten



Bijlage L Energieopslag elektriciteit

K Elektriciteitsvraag apparaten



De 'elektriciteitsvraag apparaten' is het elektriciteitsgebruik dat bepaald wordt door losse apparaten in een gebouw (huishoudelijke apparaten, zoals wasmachines, koelkasten, magnetrons, föhns, computers, maar ook kantoorapparatuur), verlichting, koeling. In deze bijlage wordt een onderscheid gemaakt voor de elektriciteitsvraag in de gebouwde omgeving tussen woningen (huishoudens) en diensten⁶⁰.

K.1 Huidige status

De finale elektriciteitsvraag in Nederland in de gebouwde omgeving, dus de elektriciteitsvraag voor apparaten en verlichting bij woningen en in de dienstensector, bedroeg in 2014 203 PJ. Dit is een stijging ten opzichte van 2000, toen het 169 PJ bedroeg (ECN, 2016). De dienstensector droeg hierin 121 PJ aan bij terwijl woningen 82 PJ gebruikten. (2000: diensten 97 PJ en woningen 72 PJ). Ter vergelijking: de totale elektriciteitsvraag in Nederland bedraagt 428 PJ (in 2016), waarbij het verschil onder meer in de industrie zit.

Te zien is dat het gebruik is toegenomen, hoewel ervoor zowel licht als kracht de laatste 20 jaar besparingen zijn gerealiseerd. De besparingen zijn te danken aan techniekontwikkeling (bijvoorbeeld DC-motoren in plaats van AC-motoren, toerenregeling, efficiënte netvoedingen met minder sluipverbruik) en door beleid (o.a. Ecodesign) waardoor ervoor gezorgd wordt dat de efficiëntste techniek de norm wordt. Dat er onder de streep geen daling van het elektriciteitsverbruik voor apparaten te zien is, komt doordat het aantal apparaten en de gebruiksduur daarvan ondertussen wel sterk is toegenomen.

Sinds 21 oktober 2009 geldt de Europese richtlijn Ecodesign EC, 2009) voor energie gerelateerde producten. De Europese Commissie kan hiermee eisen stellen aan het ecologisch ontwerp, waaronder minimum energie-efficiency eisen. Het gaat hierbij om producten die veel verkocht worden en die een grote impact hebben op het milieu. In het nieuwste Ecodesign Working Plan 2016-2019 worden meer energie gerelateerde producten bijgevoegd aan de lijst van prioriteit producten die meer efficiënt moeten worden. Er zijn Ecodesignrichtlijnen voor o.a. televisies, koelkasten en lichten. In totaal zijn de verwachte jaarlijkse elektriciteit besparing 1.318 PJ in 2020 voor de EU, equivalent aan een besparing van 12% van het elektriciteitsverbruik in 2009.

Voor elektrische apparaten zijn er twee keurmerken op de markt om energiebesparing bij consumenten te bevorderen, het Energielabel en EU ENERGY STAR. Het Energielabel geeft met de klassen A (onderverdeeld in A, A+, A++, A+++) tot en met G de energiezuinigheid aan van een apparaat. A+++ is het meest zuinig. Koelkasten met een A+++ label gebruiken bijvoorbeeld typisch de helft van de hoeveelheid energie vergeleken met een koelkast met label A+ (Milieu Centraal, 2016). Koelkasten met een energielabel van B, C of D mogen volgens de aangescherpte energie efficiëntie eisen van de Europese Commissie niet meer verkocht worden. De eisen verschillen echter per apparaat: ovens hoeven minimaal aan energieklasse D te voldoen terwijl dit voor vaatwassers A+ moet zijn.

⁶⁰ Kantoren, winkels, scholen, zorginstellingen, sporthallen, hotels, restaurants, zwembaden, theaters en musea, maar ook bedrijfsruimten van datacenters, garages en groothandel (ECN, 2016).

Een belangrijke factor die een significante invloed heeft op het elektriciteitsverbruik is de wijze waarop de energiezuinige apparaten gebruikt worden: wordt er wel of niet de meest zuinige stand gebruikt. Het energielabel voor wasmachines is bijvoorbeeld gebaseerd op de ecoprogramma's van 40 en 60°C, maar als men de ecoprogramma niet gebruikt kan er gemiddeld 40% meer elektriciteit verbruikt worden dan er op de energielabel staat vermeld (Milieu Centraal, 2017). Uit een enquête bleek dat 40% van de geënquêteerden hun nieuwe A++ of A+++ wasmachines niet op de meest zuinige manier gebruikten.

Een ander keurmerk is de EU ENERGY STAR, een vrijwillig keurmerk voor kantoorapparaten zoals computers, servers en displays, die volgt na een overeenkomst tussen de EU en de VS om keurmerken van kantoorapparaten te coördineren tussen de twee handelsblokken. Van 2008-2010 heeft deze keurmerk ervoor gezorgd dat de elektriciteit verbruik met 40 PJ daalde, een besparing van 1.8 miljard euro en een reductie van 3.7 Mt CO₂-emissies (EC, 2010).

Ontwikkeling historisch vraagniveau

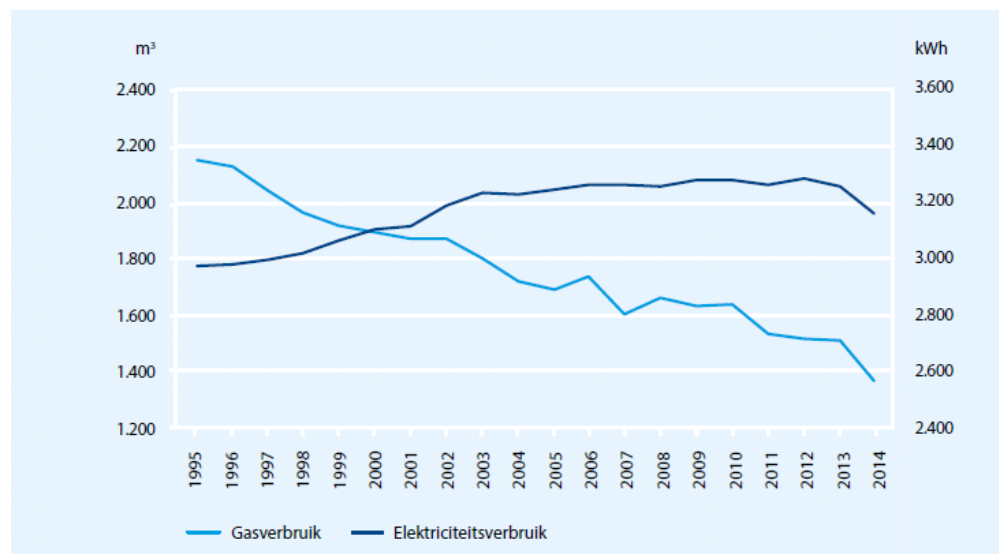
In Figuur 90 is het historisch verloop van het gemiddelde elektriciteit verbruik per huishouden weergegeven. Het elektriciteitsverbruik steeg naar ongeveer 3.300 kWh per jaar per huishouden in 2012, waarna het begon te dalen. Deze groei was vooral dankzij de groei in het aantal huishoudens maar ook door de komst van apparaten zoals de computer, diepvriezer, wasdroger en vaatwasser (Energie Nederland en Netbeheer Nederland, 2011). Over de afgelopen decennia is het verbruik ook vooral toegenomen door het groter bezit van magnetrons, wasdrogers, vaatwasmachines en solaria. Deze apparaten verbruiken relatief veel elektriciteit (CLO, 2010). Daarnaast is het aantal eenpersoonshuishoudens sterk toegenomen; het energiegebruik per persoon van een eenpersoonshuishouden ligt ongeveer een derde hoger dan dat van een tweepersoonshuishouden. Een andere oorzaak voor het gestegen gemiddelde elektriciteitsgebruik is de stijging van het aantal huishoudens waarin beide partners (voltijds of deeltijds) werken. Deze huishoudens bezitten meer tijdbesparende apparaten dan gemiddeld, zoals een wasdroger en een vaatwasser.

De trend van het groeiende elektriciteitsgebruik van huishoudens is sinds 2012 gekeerd: het verbruik per huishouden begon te dalen. De daling komt waarschijnlijk door het gebruik van zuinigere verlichting en apparaten (ECN, Energie Nederland, Netbeheer Nederland, 2016). De grootste verbruikers zijn tegenwoordig de koelkast (13% van het gemiddelde elektriciteitsverbruik per huishouden), verlichting (12%), televisie (8%) en de ventilatie (8%). De Ecodesignrichtlijnen hebben ook bijgedragen aan een lager elektriciteitsverbruik per huishouden (ECN, 2016).

Een deel van het verbruik van diensten is dat van ICT. Het elektriciteitsgebruik van ICT in Nederland bedraagt 6,9 TWh (6%) aan de vraagzijde en 2,5 TWh (2%) aan de aanbodzijde (CE Delft, 2016). Samen bedraagt het voor het energiebeleid relevante energiegebruik van ICT 9,4 TWh (8% van het totaal van Nederland). Hierbij valt op dat het energiegebruik aan de zijde van het gebruik van ICT aanzienlijk groter is dan dat van de ICT-aanbieders. Aan de ICT-aanbodzijde vormen datacenters de grootste deelsector, gevolgd door telecom.



Figuur 90 - Gemiddeld verbruik van gas en elektriciteit per huishouden 1995-2014



Bron: ECN, Energie Nederland, Netbeheer Nederland, 2016.

K.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Zoals te zien in Tabel 44 zal het verbruik in woningen en diensten licht toenemen: voor woningen gemiddeld 0.24% per jaar, en voor diensten 0.7% per jaar. Dit komt door de groei van de bevolking en het oppervlak aan diensten. Per huishouden zal het elektriciteitsverbruik echter afnemen, van 11.1 GJ in 2015 naar 10.6 GJ in 2035. Voor diensten zal het elektriciteitsverbruik (GJ) per m² nauwelijks dalen: van 0.274 GJ/m² in 2015 naar 0.272 GJ/m² in 2035.

Tabel 44 - NEV (2016) projecties elektriciteitsverbruik gebouwde omgeving (vastgesteld beleid)

	2015	2016	2017	2018	2020	2023	2025	2030	2035
Woningen (PJ)	81	81	80	80	78	78	78	80	85
GJ/huishouden	11,10	11,10	10,81	10,81	10,40	10,26	10,13	10,13	10,63
Diensten (PJ)	127	129	130	131	132	134	135	139	146
GJ/m ² oppervlak diensten	0,274	0,276	0,275	0,274	0,272	0,270	0,269	0,267	0,272

Ter vergelijking is ook de ontwikkeling van de totale elektriciteitsvraag weergegeven, dit dekt dus het geheel aan licht en kracht, aangevuld met elektrificatie van de warmtevraag en industrie. Volgens de NEV (2016) zal de vraag naar elektriciteit, 414 PJ in 2015 stijgen naar 448 PJ in 2035 voor het vastgesteld beleid (en 434 PJ voor het vastgesteld en voorgenomen beleid).

Tabel 45 - NEV projecties elektriciteitsverbruik

	2015	2016	2017	2018	2020	2023	2025	2030	2035
Vastgesteld beleid (PJ)	414	415	418	420	424	430	433	441	448
Vastgesteld en voorgenomen beleid (PJ)	414	415	417	419	418	420	422	428	434

Bron: NEV (2016), Tabel 14a Aanbod van elektriciteit (vastgesteld beleid); NEV (2016), Tabel 14b Aanbod van elektriciteit (vastgesteld en voorgenomen beleid).

Een toekomstige ontwikkeling zal het ontkoppelen van het gasnetwerk zijn. Inductiekoken zou een vlucht kunnen gaan nemen als woningen overstappen van aardgas op elektrisch koken. Tegenwoordig gebruikt 80% van de huishoudens aardgas om te koken (ECN, Energie Nederland, Netbeheer Nederland, 2016). Per jaar verbruiken deze huishoudens gemiddeld ongeveer 39 m³ aan aardgas per huishouden (ECN, 2014). Er zijn tegenwoordig ongeveer 7,7 miljoen huishoudens, wat een jaarlijks gasverbruik voor koken van ongeveer 240 miljoen m³ betekent. Als al deze huishoudens overschakelen naar elektrisch koken zou dit (afgezien van verschillen in toestelrendementen) ongeveer 7,6 PJ⁶¹ aan extra elektriciteitsverbruik betekenen per jaar. Dit elektriciteitsverbruik valt samen met de avondpiek die er al is in de residentiële sector.

Een belangrijke ontwikkeling verder is de vraag van ICT-apparaten in de toekomst, gegeven de trend naar een veel groter aantal apparaten (inclusief bijvoorbeeld 'internet of things'). 2020- en 2030-scenario's die zijn opgesteld en doorgerekend door CE Delft (2016) laten zien dat het ICT-energiegebruik significant kan dalen (14 tot 22% in het 2030-laagscenario) of kan stijgen (in het 2030-hoogscenario; groei van 14%). Aan de vraagzijde wordt een daling verwacht tot 2020, waarbij techniek-ontwikkelingsbeleid en efficiëntere apparaten belangrijk zijn. Voor 2030 is een verdere daling van het energiegebruik van ICT mogelijk, maar er zijn ook mogelijke ontwikkelingen waarbij het kan oplopen, tot boven het huidige niveau. Dit heeft met name te maken met de groei van communicatieapparatuur doordat steeds meer apparatuur slim digitaal wordt aangestuurd, voorzien van sensoren, en slim gekoppeld ('internet of things'). In het 2030-hoogscenario zorgt een explosie van apparaten voor een duidelijk gestegen energiegebruik.

Additionele vraagsturing

Vraagsturing in de gebouwde omgeving omvat een groot aantal technieken, waarbij een aantal techniekgroepen zoals elektrische auto's en warmtepompen een relatief groot en toegankelijk potentieel bieden. Voor elektrische voertuigen zal een samengesteld laadprofiel van toepassing zijn, dat gedreven wordt door activiteit gedurende de dag. De resulterende vraag kan tijdelijk worden afgeschakeld op momenten van hoge elektriciteitsprijzen, en worden opgeschakeld op momenten van lage elektriciteitsprijzen. Indien slim laden, i.e. een prijs gedreven laad strategie, worden toegepast neemt gelijktijdigheid in dit samengestelde profiel toe. Afschakelbaar vermogen op momenten van lage elektriciteitsprijzen en opschakelbaar vermogen op momenten van hoge elektriciteitsprijzen neemt dan toe. Toepassing van Vehicle2Grid (V2G), i.e. teruglevering door elektrische voertuigen, geeft in potentie een additionele bijdrage aan flexibiliteit. In dat geval kan ten tijde van hoge elektriciteitsprijzen, niet alleen vraag worden afgeschakeld, maar ook elektriciteit worden geleverd. Deze flexibiliteit is op minuutbasis (en mogelijk ook korter) en op lagere netvlakken beschikbaar, zodat flexibiliteitslevering op de day ahead markt, intraday markt en onbalansmarkt, maar ook congestiemanagement mogelijk is.

Ook in het geval van toepassing van warmtepompen in de gebouwde omgeving zal een samengesteld vraag optreden, met name in de koude maanden in de winter. Binnen de grenzen van de behoefte aan verwarming kan deze vraag worden verschoven van momenten met hoge elektriciteitsprijzen naar momenten met lage elektriciteitsprijzen. Hoewel moderne warmtepompen regelbaar (modulerend) zijn, is de techniek inherent minder geschikt voor flexibiliteit op tijdschalen tot een kwartier. Een warmtepomp heeft na een koude start circa 5 minuten nodig om een efficiënte werkingsgraad te bereiken. Het gaat hier dus niet om flexibiliteit op minuutschaal, maar flexibiliteit op kwartierbasis is technisch haalbaar. Daarmee kan flexibiliteit worden geleverd binnen de tijdschalen van de day ahead markt, de intraday markt, en de BM. Ook in dit geval gaat het om decentrale opties, dus kan ook ondersteuning voor de CM worden aangeboden.

⁶¹ 240 miljoen m³ is 7.596 miljard MJ (vermenigvuldigen met 31,65 MJ/m³).



K.3 Technisch reductiepotentieel

Als de Ecodesign verordening goed wordt nageleefd, dan zou dit betekenen dat in 2020 apparaten gemiddeld 19% zuiniger zullen zijn ten opzichte van een business as usual-scenario wanneer dit niet wordt gedaan (Natuur en Milieu, 2015).

Als alle huishoudens overschakelen naar elektrisch koken zou dit ongeveer 7.6 PJ aan extra elektriciteit verbruik betekenen per jaar (zie Paragraaf I.2). Dit zou wel betekenen dat er 240 miljoen m³ minder gas wordt gebruikt voor koken per jaar.

K.4 Succes- en faalfactoren

Factoren die van invloed zijn op de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag van apparaten en van verlichting:

- aantallen apparaten (economische groei, etc.);
- zuinigheid van apparaten (LED, motoren, netspannings-adapters, etc.);
- beleid hiervoor, o.a. Ecodesign normering, Energy Star, etc.;
- techniekontwikkeling, nieuwe technieken;
- bewustwording/gedrag;
- slimmere apparaten;
- rebound effects.

Zoals eerder vermeld is het elektriciteitsverbruik per huishouden gedaald door efficiëntere verlichting (ECN, Energie Nederland, Netbeheer Nederland, 2016), bv. het vervangen van gloeilampen met LED-lampen. Huishoudens gebruiken ongeveer 12% van hun elektriciteitsverbruik voor verlichting (zie Paragraaf I.1).

LED-lampen kennen een efficiëntie van ongeveer 60-100 lumen per watt, terwijl gloeilampen tot 100W 10-15 lumen per watt opleveren en dus aanzienlijk minder efficiënt zijn. (<http://www.tbg.nl/themas/ledverlichting/>). Het nuttige rendement van LED-lampen licht dus een factor 5 tot 10 hoger dan vergelijkbare gloeilampen, die een efficiëntie van 5% of minder hebben.

Het vervangen van gloeilampen door zuinige technieken zoals LED levert energiebesparing op, maar tegelijkertijd zijn er reboundeffecten mogelijk als er meer zuinige lampen worden geïnstalleerd dan dat er gloeilampen waren, of als de zuinige lampen worden aangelaten (omdat ze zo zuinig zijn). Dit kan de elektriciteitsbesparing deels tenietdoen.

Dit levert aanknopingspunten voor gedragscampagnes: de overstap naar efficiënte apparaten betekent niet dat je energie moet gaan verspillen.

K.5 Schaalsprong

Sinds 2012 daalt het elektriciteitsverbruik per huishouden, deels door de Ecodesignrichtlijnen voor apparaten (ECN, Energie Nederland, Netbeheer Nederland, 2016). Volgens de projecties van de NEV zullen huishoudens en diensten echter niet veel minder uitstoten in de toekomst (zie Paragraaf M.2). Doordat er een omschakeling plaats zal vinden van verwarmen en koken op gas naar elektriciteit zal dit een opwaarts effect hebben op het elektriciteitsverbruik van huishoudens en diensten.

K.6 Impact op infrastructuur

Zoals in Paragraaf K.2 werd vermeld zal het elektriciteitsverbruik in woningen en diensten licht toenemen t.e.m. 2035: voor woningen gemiddeld 0.24% per jaar, en voor diensten 0.7% per jaar. De omschakeling van verwarmen en koken op gas naar elektriciteit, samen met de gelijktijdigheid



hiervan, zal ook consequenties hebben voor het net doordat er een toename in capaciteit nodig is. De huidige trend voor het elektriciteitsverbruik van huishoudens is echter dalend, dus indien er een trage overgang plaats vindt naar elektrificering is er ook een mogelijkheid dat de elektriciteitsvraag verder daalt (door bv. Ecodesignrichtlijnen), wat een daling in capaciteitsbehoefte zou betekenen. Doordat hernieuwbare energie vooral via de elektriciteitssector zal moeten gerealiseerd worden is een trage overgang minder waarschijnlijk om de klimaatdoelstellingen te halen.

Wat betreft de gelijktijdigheid van de vraag zal dit gevolgen hebben voor het net indien grootschalige elektrificering plaats zal vinden. Als alle huishoudens overschakelen naar elektrisch koken zou dit ongeveer 7.6 PJ aan extra elektriciteit verbruik betekenen per jaar (er wordt geen rekening gehouden met een rendement verschil tussen koken op gas of elektriciteit). Volgens het huidige ontwerpbeleid van netbeheerders worden nieuwe LS-netten ruim gedimensioneerd en is de eventueel benodigde ruimte in het net voor elektrisch koken reeds geacommodeerd. In de ontwerpen van nieuwe LS-netten wordt geen verschil gemaakt tussen wel/niet elektrisch koken. Bij bestaande laagspannings-netten wordt bij elektrisch koken gerekend met een toename van zo'n 0,4 tot 0,6 kVA aan gelijktijdige belasting per woning. Ter referentie: voor kleine eengezinswoningen rekenen netbeheerders met een gelijktijdige belasting per woning van 1,2 kVA bij afwezigheid van elektrisch koken, dus een stijging in de gelijktijdige belasting van 33-50% per woning.

De gelijktijdigheid van elektrisch koken zou dus een sterke invloed hebben op de piekvraag, wat ongeveer 0,3 kWp aan gelijktijdige hogere piekbelasting in de elektriciteitsnetten bij elektrisch koken zou betekenen.

K.7 Bronnen

CE Delft, 2016

Trends ICT en Energie 2013-2030

[online] www.ce.nl/publicatie/trends_ict_en_energie_2013-2030/1736

CLO, 2010

Compendium voor de Leefomgeving: Elektrische apparaten in huishoudens

[online] www.compendiumvoordeleefomgeving.nl/indicatoren/nl0034-Elektrische-apparaten-in-huishoudens.html?i=15-12

EC, 2009

Richtlijn 2009/125/EG van het Europees Parlement en de Raad van 21 oktober 2009 betreffende de totstandbrenging van een kader voor het vaststellen van eisen inzake ecologisch ontwerp voor energiegerelateerde producten (Voor de EER relevante tekst)

[online] <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0125>

EC, 2010

EU ENERGY STAR program

[online] www.eu-energystar.org/eu-energystarprogram.htm

ECN, 2014

Correctie elektriciteitsverbruik koken

[online] www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-N--14-024

ECN, 2016

Nationale Energieverkenning 2016

Petten: ECN, 2016



ECN, Energie Nederland, Netbeheer Nederland, 2016

Energietrends 2016

[online] www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-O--16-031

Energie Nederland en Netbeheer Nederland, 2011

Energie in Nederland in 2011

Arnhem: Netbeheer Nederland, 2011

Milieu Centraal, 2016

Koelkasten en vriezers

[online]

www.milieucentraal.nl/energie-besparen/apparaten-en-verlichting/huishoudelijke-apparaten/koelkasten-en-vriezers/

Milieu Centraal, 2017

Zuinige wasmachine vaak onzuinig gebruikt

[online] www.milieucentraal.nl/persberichten/2017/zuinige-wasmachine-vaak-onzuinig-gebruikt/

Natuur & Milieu, 2015

Nederland bespaart met zuinige apparaten door Europese wetgeving

[online] www.natuurenmilieu.nl/wp-content/uploads/2015/11/Energylabels_factsheetNL4.pdf



L Energieopslag elektriciteit



Energieopslag is vooral nodig om de ongelijktijdigheid tussen het aanbod en de vraag naar energie te overbruggen. Opslag van elektriciteit wordt echter extra relevant door de toenemende inzet van windturbines en PV-installaties. De productie van elektriciteit is daar puur afhankelijk van het aanbod van wind en zon en sluit niet altijd direct aan op de actuele behoefte. Opslag van elektriciteit op woning- en wijkniveau kan bijdragen aan de oplossing.

De opslag van elektriciteit heeft - op lokaal en nationaal niveau - een stabiliserende werking op het patroon van de vraag. De opslagmogelijkheden helpen om ongelijktijdigheid tussen vraag en aanbod op te vangen. En doordat de opslagsystemen bijdragen aan een flexibele inpassing van duurzame bronnen draagt zij ook bij aan een vermindering van de totale vraag naar fossiele energie. De precieze uiteindelijke impact hangt sterk af van de keuzen die gemaakt worden voor de opbouw van de totale energievoorziening en ook van verdere technische ontwikkeling bij de opslagsystemen.

L.1 Huidige status

De verschillende vormen van energieopslag kunnen worden onderscheiden in kortcyclisch en langcyclisch (zie ook Bijlage Q over thermische opslag). Bij elektriciteit is op dit moment vrijwel altijd sprake van de eerste variant. De kortcyclische elektrische variant is vooral bedoeld voor het onder-vangen van het intermitterende karakter van het aanbod aan windenergie en zon-PV. Vooral bij omvangrijke inzet van dergelijke opties is opslag nodig, zowel op centraal als op wijk/woningniveau.

Relevante batterijopslag/elektriciteitopslagstechnieken (gebaseerd op DOE, 2013):

- Waterkrachtpompaccumulatiecentrales. Maken gebruik van hoogteverschillen tussen twee waterreservoirs (verschil in potentiële energie). Op momenten dat (bijv. duurzame) elektriciteit ruim voor handen is wordt water opgepompt. Op andere momenten wordt het vermogen juist beschikbaar gemaakt door water naar beneden te laten stromen en via de turbine elektriciteit op te wekken. Tegenwoordig is het energieopslag vermogen wereldwijd ongeveer 1% van alle verbruikte elektriciteit, waarvan 98% door waterkrachtpompcentrales opgeslagen wordt (Larcher en Tarascon, 2014). Voor Nederland is dit geen optie (DNV GL, 2015). Dit is geen verrassing omdat Nederland geen hoogteverschillen kent voor waterkrachtpompcentrales. Duitsland, Oostenrijk en Frankrijk gebruiken deze vorm van opslag wel en hebben gezamenlijk een opslag vermogen van 15.4 GW. Indirect kan Nederland hier ook gebruik van maken, via de interconnectie. Er is aanvullend potentieel voor deze optie in bergachtige gebieden met voldoende regenval, rivieren en ruimte, bijvoorbeeld Scandinavië.
- Grootschalige opslag met perslucht (compressed air energy storage, CAES) betreft systemen gebruikt om met off-peak elektriciteit lucht te persen en op te slaan in een reservoir, ofwel in een ondergrondse grot of in bovengrondse pijpen. Wanneer elektriciteit nodig is, wordt de perslucht geëxpandeerd door een conventionele turbine om elektriciteit te produceren. In de VS en Duitsland zijn twee persluchtcentrales werkzaam. Dit zou een optie kunnen zijn in Nederland, in bijvoorbeeld zoutcavernes.
- Vliegwielen slaan energie op in de vorm van een draaiende rotor. De energie dat nodig is om de rotor te draaien wordt opgeslagen in kinetische energie. Een vliegwielsysteem transformeert kinetische energie naar AC-vermogen.
- Li-ion batterijen worden voor een verscheidenheid aan toepassingen gebruikt, van laptops naar elektrische auto's naar net ondersteunende functies. Een Li-ion batterijcel bevat twee reactieve materialen die een elektronische chemische overdracht reactie kunnen ondergaan.



In Paragraaf H.1.3 is tevens aandacht besteed aan opties via conversie, zoals waterstof, ammoniak, etc. Dit zijn ook nog alternatieven, die geschikt zijn voor de langere termijn.

L.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Zonne-energie met batterijopslag (kleinschalig)

Bij de aanwezigheid van een net-koppeling kan de elektriciteit uit een PV-installatie, die niet direct ter plaatse wordt gebruikt, aan het elektriciteitsnetwerk worden geleverd. Bij afwezigheid van zo'n aansluiting, is er in een dergelijk geval een opslag nodig. De combinatie met een accu ligt op dit moment het meest voor de hand.

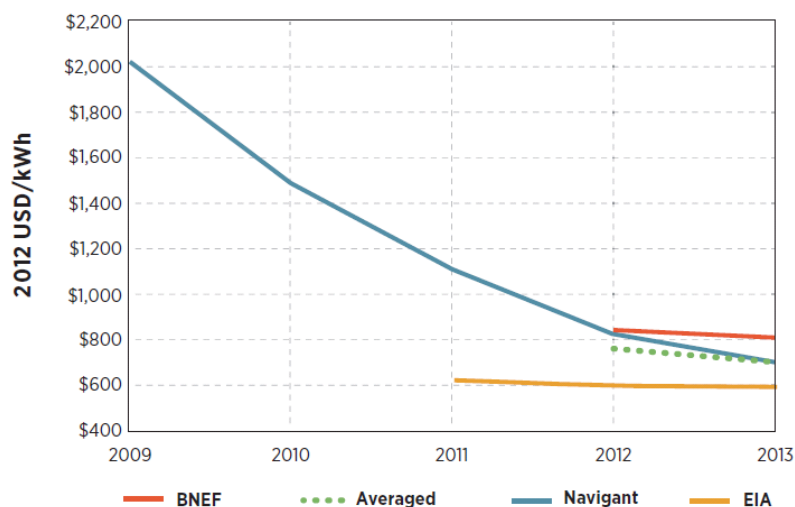
Lithium ion accu's worden wijdverspreid gebruikt: van het laden van mobiele telefoons en elektrische auto's, tot het opvangen van zon- en windenergie met o.a. de Tesla Powerwall en Powerpack. De Powerwall, met een piekvermogen van 7 kW, mikt zich op particulieren woningen om bijvoorbeeld de stroom van zonnepanelen op te vangen om gedurende de avond te verbruiken. De Powerpack, met een piekvermogen van 50 kW, is bedoeld voor bedrijven om o.a. hun piekenergiegebruik van het net te ontkoppelen om energie uitgaven te sparen. Deze markt blijkt nog gering: in oktober 2015 waren er in België 50 Powerwalls verkocht, en 30 in Nederland. Volgens Agora Energiewende (2015) verwacht Tesla dat de Powerwall in een optimistisch scenario 20 ct/kWh kan kosten. In combinatie met achter de meter kosten van zon-PV van 10 ct/kWh zullen de kosten van batterijopslag ongeveer 30ct/kWh zijn. In Duitsland is dit de gemiddelde kostprijs van elektriciteit voor huishoudens. Volgens Hoffmann (2014) zitten de opslagkosten tegenwoordig voor batterijopslag boven 40 ct/kWh voor huishoudens in Duitsland.

Volgens IRENA (2015) zal grootschalige batterijopslag (niet achter de meter) wereldwijd van 360 MW in 2014 groeien naar 14 GW in 2023. Tegenwoordig wordt 29% (in 2023 wordt dit 40%) van het batterijopslagvermogen gebruikt voor het integreren van hernieuwbare energie, 20% (15%) voor peak shaving, 18% (37%) voor vraag verschuiving, 17% (3%) voor ancillary-diensten, en 16% (5%) voor andere toepassingen. Batterijopslag voor het integreren van hernieuwbare energie wordt dus de grootste reden voor grootschalige opslag met batterijen.

Tegenwoordig zijn er batterij systemen in Europa van 10 kWh die € 2.000/kWh kosten (een voorzichtige schatting), maar er zijn ook systemen van € 1.000/kWh en zelfs €200/kWh. De verwachting is dat de kosten van de voorzichtige schatting zullen dalen naar €900/kWh in 2020 (IRENA, 2015). De terugverdientijd zou dan dalen van 15 naar 9 jaar in 2020. In Figuur 91 worden verschillende kostenschattingen gemaakt van batterijsystemen in de periode 2009-2013. Volgens de cijfers van Navigant (een consultancy) zijn deze kosten enorm gedaald, van ongeveer \$ 2.000/kWh in 2009 tot \$ 650/kWh in 2013.



Figuur 91 - Kostenschatting van batterijsystemen 2009-2013



Bron: IRENA (2015).

Accu's elektrisch vervoer

Bij elektrisch vervoer zijn accu's vooral nodig om de verplaatsingen mogelijk te maken. Daarbij treedt automatisch een verschuiving in de tijd op tussen de afname van de elektriciteit en de feitelijke inzet hiervan. Bij een slim inspelen hierop kan de beschikbare capaciteit (vooral nog vooral in theorie!) worden ingezet om pieken in de elektriciteitsvraag te reduceren en vraag te realiseren op momenten dat overige afnemers een lage behoefte hebben. De opslagcapaciteit wordt dan onderdeel van een demand-side managementsysteem. Er reden vanaf eind maart 2017 120.000 (RVO, 2017) elektrische voertuigen in Nederland (exclusief motorfietsen en quads). De accu's worden nu nog niet echt als gedistribueerde opslag gebruikt. Het is mogelijk dat de accu een kortere levensduur heeft door het vaker opladen (DNV GL, 2015), maar er zijn ook vehicle2grid regelstrategieën die juist goed zijn voor de accu of de accu gemiddeld op een laadpercentage houden dat het juist goed is voor de accu. En de levensduur juist verlengd wordt vergeleken met dom 'vol' laden.

Grootschalige opslag met compressed air (CAES)

Voor grootschalige opslag met perslucht (compressed air energy storage) is er in Nederland potentieel, maar er is nu nog weinig gedaan op dit gebied. Een mogelijkheid zou zijn om in zoutkoepels in Drenthe en Groningen perslucht opslag te gebruiken (TenneT, 2010). Een overschot aan stroom wordt gebruikt om lucht op hoge druk samen te persen. Tijdens piekmomenten wordt deze lucht via een lucht turbine gesluisd om de opgeslagen energie om te zetten naar elektriciteit. In Duitsland werd er in Huntorf in 1978 een perslucht opslag centrale gebouwd van 320 MW, met een efficiëntie van 42%, om een overschot aan stroom op te slaan. KEMA (2012) heeft in 2012 een haalbaarheidsstudie gedaan voor de Provincie Groningen voor een perslucht opslag in zoutcavernes van Drenthe en Groningen. Destijds was het economische niet haalbaar, maar werd er verwacht dat met een sterke groei in intermitterende hernieuwbare energie en een fluctuerend prijs van elektriciteit de businesscase positief zou kunnen uitpakken. Tot dusver is dat nog niet gebleken.

Grootschalige opslag met pompaccumulatie

In Nederland is er weinig potentieel voor pompaccumulatie. Dankzij interconnecties in de Europese elektriciteitsmarkt is er wel toegang tot deze stroom. Duitsland, Oostenrijk en Frankrijk kunnen deze vorm van opslag wel permitteren en hebben gezamenlijk een opslag vermogen van ongeveer 15.4 GW.

Grootschalige opslag met accu's ten behoeve van elektriciteitsnet

Op diverse plaatsen in Nederland worden proeven uitgevoerd met stationaire accu's in het elektriciteitsnet, soms door netbeheerders geplaatst. Enexis en Alliander hebben bijvoorbeeld in Etten-Leur in 2012 een 400 kW Li-ion batterij geplaatst om op wijkniveau elektriciteit op te slaan en te ontladen in het laagspanningsnet. Een grotere accu is door AES Netherlands in Vlissingen gebouwd met een capaciteit van 10 MW om het net te balanceren. In de melkveehouderij zijn er ook accu ontwikkeling, bijvoorbeeld boerderij 't Spieker in Zutphen waar er een accu van 10 kW werd geïnstalleerd om overcapaciteit van de energie van de zonnepanelen op te slaan.

L.3 Huidige energievraag

Opslag op zichzelf leidt feitelijk niet tot energiebesparing, maar deze maakt het wel mogelijk dat beschikbare energie (bijvoorbeeld elektriciteit uit windparken wanneer deze overvloedig is) beter kan worden benut en niet verloren gaat. Wanneer de elektriciteit dan wordt teruggeleverd aan elektriciteitsvragers, worden alternatieve energiebronnen uitgespaard. Via dit principe leidt de opslag wel degelijk tot besparingen op de vraag naar al dan niet fossiele energie.

L.4 Succes- en faalfactoren

- Wat zijn de belangrijkste factoren die die ontwikkeling beïnvloeden, zowel succes- als faalfactoren, en technisch en niet-technisch?

De belangrijkste belemmering voor energieopslag bij kleinverbruikers is dat er nu geen financiële prikkel is door het niet-variabele tarief en de salderingsregeling voor opwek achter de meter.

Factoren die de introductie van de opslag beïnvloeden:

- de prijs van elektriciteit, volatiliteit van de prijs daarvan (fluctuaties op dagelijkse schaal);
- kosten van accu-opslag;
- veiligheidseisen, negatieve/positieve ervaringen.

Een belangrijke ontwikkeling is de innovatie in de efficiency van de vervaardiging van (lithium)-accu's. Voor lithium batterijen is een faalfactor die de ontwikkeling kan belemmeren de milieu-impact van de huidige batterijen. Het wijdverspreid gebruik betekent dat er extra druk komt te staan op de materialen vraag voor lithium. De energievraag die nodig is voor het produceren van de batterijen is hoog, in meerdere LCA-studies wordt gerekend met ongeveer 400 kWh die nodig is om één 1 kWh Li-accu te produceren, wat 75 kg CO₂-uitstoot veroorzaakt, terwijl 1 kWh bij het verbranden van 1 kg kolen ongeveer 1 kg CO₂ vrijkomt (Larcher en Tarascon, 2014). Er moeten honderden herlaadcycli plaats vinden om een positieve milieu impact te realiseren. In de toekomst moeten er dus accu's worden ontworpen die minder energie benutten in hun productie, met als gevolg dat er minder CO₂ wordt uitgestoten. Er wordt volop aan deze zaken gewerkt.



L.5 Schaalsprong

Een mogelijke schaalsprong wordt niet gehinderd door de (on)mogelijkheden aan de aanbodzijde; daar is voldoende potentieel. Knelpunten zitten veeleer aan de vraagkant. Zodra daar de wil of noodzaak ontstaat om actie te nemen (door aanscherping van prestatie-eisen of een stijging van energieprijzen) kan snel een schaalsprong worden gerealiseerd. Volgens DNV GL (2015) zal energieopslag in combinatie met achter de meter hernieuwbare energieopwekking meer voordelig worden in Nederland als de salderingsregeling ten einde komt. In Europese landen zonder deze regeling is dit al het geval.

L.6 Concurrerende technieken

Opslagsystemen zijn in zekere zin een alternatief voor, of aanvulling op, stuurbare elektriciteitsproductie met conventionele centrales. Als het aandeel hernieuwbare energie toeneemt, dan zal het moeilijker worden voor conventionele centrales om het resterende deel van de elektriciteitsvraag voor hun rekening te nemen, de flexibiliteitsbehoefte van het energiesysteem neemt dan toe. Dat zal zich dan uiten in sterk volatiele marktprijzen, waardoor ook opslag in beeld komt als een alternatief.

Opslagsystemen zijn niet incompatibel met andere technieken. De tijdelijke opslag van elektriciteit en warmte vormt in de meeste gevallen een waardevolle aanvulling op andere technieken, waardoor deze beter tot hun recht komen of beter ingepast kunnen worden. Opslagsystemen zijn een prima onderdeel van slimme energienetten.

L.7 Toepassingsgebied

Kijkend naar klein- en grootschalige accu-opslagsystemen zijn projecten te verwachten bij kleinverbruikers, zeker als ze zon-PV hebben. Daarnaast ook in de utiliteitsbouw, en in de landbouwsector, bijvoorbeeld gekoppeld aan een zonneweides

We zien tegenwoordig al de eerste grootschalige accu-opslag projecten in de utiliteitssectoren, agrariërs, en netbeheerders. Vooral waar een mismatch bestaat tussen de lokale productie en afname van energie, zoals woningen en bedrijven met zon-PV is een accu voordelig. Voor kleinschalige opslag voor huishoudens is de salderingsregeling echter nog een barrière om te investeren in opslag doordat er weinig prikkels zijn voor het investeren in accu's, maar het is wel een logisch toepassingsgebied voor kortcyclische accu's en de producten zijn al marktrijp.

Op termijn is opslag een belangrijk ingrediënt van een energiesysteem gebaseerd op fluctuerende energiebronnen. Het beleid zal bepalen of dit op grootschalig niveau gebeurt of op een decentrale wijze voor particulieren.

L.8 Impact op infrastructuur

- Wat is de impact op de infrastructuur?

De impact op het elektriciteitsnet van opslagsystemen kan twee kanten op gaan. Het kan de invoedingspiek van decentrale opwek zoals zon-PV dempen, zoals bij de batterijopslag die in de woning wordt gerealiseerd. Daardoor daalt de vraag naar netcapaciteit op de netaansluiting van die woning. En daardoor vergroot het de hoeveelheid zon-PV die kan worden ingepast.

Echter, er is ook een bedreiging: Als opslag ingezet wordt om te handelen op de landelijke stroommarkt (day ahead spotmarkt, intraday, onbalansmarkt), dan kan decentrale opslag juist leiden tot een extra vraag naar netcapaciteit.



Conclusie: voor de impact op de infrastructuur maakt het nogal uit hoe en voor welk doel de opslag wordt bedreven, en op basis van welke prijsprikkels de opslag wordt gestuurd.

L.9 Bronnen

Agora Energiewende, 2015

What if... there were a nationwide rollout of PV battery systems?: A preliminary assessment
[online] www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/PV-Speicher-Rollout/Agora_Speicherdurchbruch_2015-10-08_web_EN.pdf

DNV GL, 2015

Routekaart Energieopslag 2030
[online] www.routekaartenergieopslag.nl/wp-content/uploads/2015/06/Routekaart-energieopslag_UK_05-2015_pages.pdf

DOE, 2013

Grid Energy Storage
[online] <https://energy.gov/sites/prod/files/2014/09/f18/Grid%20Energy%20Storage%20December%202013.pdf>

Hoffmann, 2014

Importance and Evidence for Cost Efficient Electricity Storage
[online] www.top50-solar.de/experten-forum-energiewende/?qa=blog&qa_blobid=8598376682818233724

IRENA, 2015

Battery storage for renewables: market status and technology outlook
[online] www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf

KEMA, 2012

Compressed Air Energy Storage (CAES) feasibility study
[online] www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Brief/2012-27651.pdf

Larcher en Tarascon, 2014

Towards greener and more sustainable batteries for electrical energy storage.
In: Nature Chemistry, Vol 4, (2014) p.19-29

Tennet, 2010

Visie 2030
[online] www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TP_Visie2030_110615.pdf What if... there were a nationwide rollout of PV battery systems?: A preliminary assessment;
www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/PV-Speicher-Rollout/Agora_Speicherdurchbruch_2015-10-08_web_EN.pdf

DNV GL, 2015

Routekaart Energieopslag 2030
[online] www.routekaartenergieopslag.nl/wp-content/uploads/2015/06/Routekaart-energieopslag_UK_05-2015_pages.pdf



DOE, 2013

Grid Energy Storage

[online]

<https://energy.gov/sites/prod/files/2014/09/f18/Grid%20Energy%20Storage%20December%202013.pdf>

Hoffmann, 2014

Importance and Evidence for Cost Efficient Electricity Storage

[online] [www.top50-solar.de/experten-forum-](http://www.top50-solar.de/experten-forum-energiewende/?qa=blog&q&blobid=8598376682818233724)

[energiewende/?qa=blog&q&blobid=8598376682818233724](http://www.top50-solar.de/experten-forum-energiewende/?qa=blog&q&blobid=8598376682818233724)

IRENA, 2015

Battery storage for renewables: market status and technology outlook

[online] www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf

KEMA, 2012

Compressed Air Energy Storage (CAES) feasibility study

[online] www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Brief/2012-27651.pdf.

Larcher en Tarascon, 2014

Towards greener and more sustainable batteries for electrical energy storage.

In: Nature Chemistry, Vol 4, (2014) p.19-29

TenneT, 2010

Visie 2030

[online]

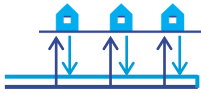
www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TP_Visie2030_110615.pdf



Bijlagen over de functionaliteit: lage temperatuur warmtevraag



Bijlage M Besparing gebouwgebonden energiegebruik



Bijlage N Warmtenetten (HT/LT)



Bijlage O Warmtepompen (all-electric)



Bijlage P Thermische zonne-energie



**Bijlage Q Thermische opslag (woning-wijk) en thermische
seizoensopslag**



**Bijlage R Hybride opties: HRe-ketel, hybride warmtepompen,
brandstofcellen**



**Bijlage S Klimaatneutrale voorziening van de
winterpiekvraag**

M Besparing gebouwgebonden energiegebruik



In deze bijlage wordt enerzijds onderscheid gemaakt tussen nieuwbouw en bestaande bouw, en anderzijds tussen woningbouw en utiliteitsbouw. Deze segmenten verschillen wezenlijk van aard. Nieuwbouw is qua omvang veel kleiner (hoewel op een lange termijn bezien het aantal nieuwe gebouwen wel substantieel is) maar er zijn per gebouw grote energiebesparingen te realiseren. De bestaande bouw is qua omvang nu al groot en bij deze gebouwen is nog veel rendabele energiebesparing mogelijk. De belangrijkste twee verschillen tussen de woningbouw en de utiliteitsbouw zijn dat het bij woningbouw om veel kleinverbruikers gaat, die vrij uniform zijn qua energiekarakteristieken en bij utiliteitsbouw om een minder groot aantal grootverbruikers, die een heel divers energiepatroon kennen.

Deze bijlage handelt over het 'gebouwgebonden energiegebruik' (energiegebruik voor verwarming en ventilatie, in deze bijlage aandacht op warmte). Het 'niet gebouwgebonden energiegebruik' ofwel het energiegebruik van apparaten, wordt behandeld in een aparte bijlage.

M.1 Huidige status

Het gemiddeld gasverbruik van woningen in Nederland is 1.250 m³/jaar (CBS Statline, 2017). Dat is 44 GJ/jaar, waarvan ongeveer 80% gebruikt wordt voor ruimteverwarming en 20% voor warm tapwater.

Nieuwbouw

Voor nieuwbouwwoningen geldt sinds januari 2015 volgens het Bouwbesluit een verplichte energieprestatie in de vorm van een maximale EPC van 0,4. Dit leidt doorgaans tot minstens Energielabel A, en is een stap richting (bijna) energieneutraal ofwel nearly Zero Energy Buildings (nZEB) in 2020.

De EPC voor utiliteitsgebouwen hangt af van de gebruiksfunctie en varieert van 0,7-1,1. Voor 2015 was dit 1,1 tot 2,6. In vergelijking met de nieuwe woningbouw lopen de prestatie-eisen van nieuwe utiliteitsgebouwen nog enigszins achter.

Bestaande bouw

Van de ruim 7,5 miljoen woningen in Nederland zijn per 1 januari 2017 circa 3,2 miljoen woningen voorzien van een energielabel. Dit komt overeen met 42% van de totale woningvoorraad. Circa 11% van de woningen heeft een A-label, 16% een B-label. De meeste woningen hebben energielabel C (31%) (CBS et al., 2017 en Brounen, 2009).

Woningeigenaren zijn sinds 2008 verplicht om bij verkoop van de woning deze te voorzien van een energielabel. Alle woningen zonder label hebben in 2014 een voorlopig label toegewezen gekregen. In 2015 is het label vereenvoudigd en zijn sancties van kracht geworden op het ontbreken van een label bij verkoop of verhuur van de woning.

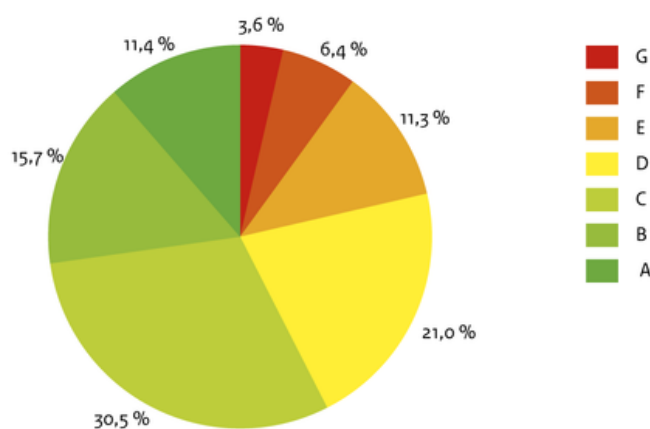
In het huurconvenant hebben woningcorporaties en de Rijksoverheid afgesproken te streven naar een label B voor alle sociale huurwoningen in 2020. Deze afspraak is ook onderdeel van het Energieakkoord. Momenteel wordt van circa 60.000 sociale huurwoningen per jaar het energielabel

verbeterd, meestal met één of twee labelstappen. In het huidige tempo wordt de afspraak echter niet gehaald, maar wordt wel in de periode van 2008 tot en met 2020 een besparing van 12 PJ gerealiseerd (ECN, 2016).

Ook is er een streven om Nul-op-de-meterwoningen te realiseren in zowel bestaande bouw als nieuwbouw. In 2013 tekenden woningcorporaties en bouwbedrijven de Deal Stroomversnelling om dit proces in bestaande huurwoningen te faciliteren (De Stroomversnelling, 2013). Momenteel zijn er ca. ongeveer 1.000 Nul-op-de-meterwoningen.

Nul-op-de-meterwoningen hoeven in theorie niet zeer geïsoleerd te zijn omdat warmte ook door de woning zelf opgewekt kan zijn, maar in de praktijk wordt wel voor zeer goede isolatie gekozen en hebben deze woningen vaak energielabel A.

Labelverdeling woningvoorraad, 2016



Bron: RVO

PBL/apr17
www.clo.nl/nlo55606

Utiliteit

Kantoren moeten vanaf 2023 voldoen aan label C. Door de Wet Milieubeheer worden bedrijven verplicht om energiebesparende maatregelen uit te voeren als deze zich binnen vijf jaar terugverdienen (NEV 2016).

M.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Nieuwbouw

Volgens Europese afspraken moeten nieuwbouwwoningen vanaf 2020 bijna-energie neutraal zijn door strikte normen voor nieuwbouw. Echter, ongeveer 90% van de huidige gebouwen zal er in 2050 nog steeds staan. (Rijksoverheid, 2016)

Bestaande bouw

In het Energieakkoord is afgesproken 100 PJ primaire energiebesparing in 2020 na te streven. Tot 2020 moeten jaarlijks 300.000 bestaande woningen en andere gebouwen minimaal twee stappen in het energielabel vooruitgaan.

Voor 2030 wordt voor gebouwen gestreefd naar ten minste gemiddeld label A (Rijksoverheid, 2016). De bestaande kwaliteit is nu nog gemiddeld label C.

De lange termijnambitie is dat de gebouwde omgeving in 2050 energieneutraal is. Dit wordt nagestreefd middels een combinatie van energiebesparing en duurzame opwekking.

Tuinbouw

Voor glastuinbouw is in het Energieakkoord afgesproken dat deze sector 11 petajoule aan energie bespaart in 2020 ten opzichte van het gebruik in 2013 (113 PJ).

M.3 Huidige energievraag

De energievraag voor verwarming in de gebouwde omgeving bedraagt momenteel 462 PJ finaal. Dat is 48% van de totale finale warmtevraag in Nederland (CBS, ECN, 2017). Hiervan is 327 PJ voor huishoudens en 136PJ voor utiliteitsbouw. De trend is dat het gasgebruik per gebouw in de gebouwde omgeving in de loop der tijd is gedaald, door beter geïsoleerde gebouwen en efficiëntere verwarmingstechnieken. De netto toename van het aantal gebouwen doet die daling echter weer teniet.

M.4 Reductiepotentieel

CE Delft (2014a) schatte in 2014 het technisch potentieel voor besparing van warmte in 2020 op 260 PJ, waarvan 166 PJ kosteneffectief benut zou kunnen worden. Dit is gelijk aan ruim 25% van de warmtevraag. Van het technisch potentieel van 260 PJ vindt 91 PJ plaats in de gebouwde omgeving via schil- en isolatieverbetering (87 PJ) en bouwnormen (5 PJ). Dit is een theoretisch potentieel.

Een meer realistisch besparingspotentieel, met inachtneming van barrières bij realisatie, is berekend in De Nationale Energieverkenning. Daar wordt de besparing bij voorgenomen beleid geschat op 62 PJ (13%) in 2035 (Nationale Energieverkenning 2016).

Lange termijn

CE Delft heeft met een nationaal model scenario's doorgerekend voor de invulling van klimaatneutrale warmtevoorziening in de gebouwde omgeving in 2015, op basis van de laagste maatschappelijke kosten. Deze berekening toont aan dat 156 PJ te besparen is door isolatie. Dit is ongeveer 25% van de huidige energievraag. (CE Delft, 2015).



M.5 Succes- en faalfactoren

Bestaande bouw

Thans zijn er voldoende technische maatregelen op de markt die de energetische kwaliteit van de bestaande woningvoorraad fors kunnen verbeteren. Opwaarderen naar label B is echter maar voor een deel van de gebouwen financieel rendabel bij de huidige energie-eindgebruikersprijzen. Daarnaast is nog sprake van zgn. weerstandskosten; belemmeringen liggen daardoor met name op het vlak van gebrek aan urgentiegevoel, kennisgebrek, tijdgebrek en overlast, en tevens aan het marktaanbod aan partijen die een totaalpakket verzorgen.

Een belemmering is verder de 'split incentive' in de huursector, waar de gebouweigenaar investeert en de baten van de gerealiseerde energiebesparingen toevallen aan de huurder; dit geldt zowel voor de woningbouw als de utiliteitsector (uitgezonderd gebouwen met all-in huurkosten). Hoewel dit reeds lang bekend is, is de split incentive nog niet opgelost.

Om aan de vraagzijde voor energetische verbetering van gebouwen een forse trendbreuk te laten ontstaan en grote energiebesparingsvolumes te realiseren zal naar verwachting een overgang naar meer verplichtend en/of beprijzend beleidsinstrumentarium noodzakelijk zijn. De sleutel hiertoe ligt bij het Rijk.

Door het PBL (2016) zijn hindernissen geïdentificeerd voor energiebesparing in bestaande bouw. In de particuliere sector heeft beperkte doorstroming als gevolg van de crisis ertoe geleid dat minder investeringen zijn gedaan, welke doorgaans plaatsvinden na verhuizingen. Ook worden terugverdientijden van energiebesparende maatregelen als te lang ervaren. Ten slotte is verminderde doorstroming door vergrijzing een rem op verduurzaming van woningen.

Bij het aanbrengen van energiebesparende/isolerende maatregelen valt de werkelijke reductie van energiegebruik per labelstap over het algemeen lager uit dan theoretisch berekend, onder andere door gedragseffecten. In 2011 is er een onderzoek gedaan (M. Bosch, *Werkelijk vs. theoretisch energieverbruik*, 2011) naar het werkelijk vs. Theoretisch energieverbruik van woningen met de verschillende energielabels. Hieruit blijkt dat de energiebesparing bij een 'beter' label in de praktijk lang niet zoveel is als in theorie.

	Theorie	Werkelijk	Vershil	In %
A	7.5	10.4	2.9	38
B	8.5	11.3	2.8	33
C	13.2	17.3	4.1	31
D	18.5	21.1	2.6	14
E	21.4	20.7	-0.7	-3
F	21.9	17.6	-4.4	-20
G	42.7	23.6	-19.1	-45

Tabel 3.5.1 Vershil gasverbruik in m³ per m² woonoppervlak.

Diepgaande, innovatieve energiebesparingsmaatregelen zijn nog vaak financieel nadelig voor de woningeigenaar, omdat de besparing op de energiekosten niet opweegt tegen de kosten voor de woningisolatie (PBL, 2014).

De kosten voor het na-isoleren van bestaande woningen tot energielabel B zijn geschat door CE Delft in de studie Vesta 2.0 (2014b). De kosten zijn afhankelijk van het type woning en variëren van € 5.000-25.000.

Nieuwbouw

- kwaliteit installaties;
- nul-op-de-meterwoningen kunnen duurder zijn dan een A++ woning?

M.6 Schaalsprong

In de bestaande bouw wordt geen grote schaalsprong verwacht. Op de markt zijn er voldoende bewezen technieken om de energievraag terug te dringen, in zowel de bestaande bouw als de nieuwbouw. Deze verbeteringen vinden plaats op natuurlijke momenten (tijdens renovatie en nieuwbouw). Gezien dit feit en aangezien energieprestatie-eisen voor de nieuwbouw geleidelijk worden aangescherpt, zal er geen sprake zijn van een drastische schaalsprong. Het zal meer een geleidelijke weg worden naar 100 PJ besparing in 2020 en een verdere besparing richting 2050. Zoals genoemd zal voor dat laatste naar verwachting ook een trendbreuk in het gevoerde beleid nodig zijn.

Isolatie wordt geremd doordat voor iedere halvering van het warmteverlies door de schil van een gebouw, een verdubbeling van de dikte van het isolatiepakket nodig is. Dit is een belangrijke reden voor de stijgende kosten bij vergaande isolatie, en een belemmering in de bestaande bouw waar dikke isolatielagen niet goed toepasbaar zijn.

M.7 Concurrentie met andere technieken

Een klimaatneutrale gebouwde omgeving kan worden gerealiseerd met een combinatie van energiebesparing en duurzame opwekking. Hoewel energiebesparing als eerste optie voorkomt in de 'trias energetica', is vergaande isolatie in woningen soms duurder dan duurzame opwekkingstechnieken. Ook leidt isolatie, door gedragseffecten, in werkelijkheid vooralsnog vaak niet tot de gewenste theoretische energiebesparing (zie hierboven).

Daardoor neemt het belang van duurzame energiebronnen toe.

De kosteneffectiviteit van isolatie wordt beïnvloed door de kosten van de energie/warmte. Bij de huidige kosten van energie/warmte is besparen minder rendabel dan als de energie/warmte duurder wordt.

M.8 Toepassingsgebied

In principe moeten alle gebouwen geïsoleerd worden, maar de mate waarin dat nodig is en kosten-effectief is, verschilt per type gebouw. Nieuwbouw biedt grote kansen tot verre gaande isolatie.

M.9 Effect op infrastructuur

Bij energiebesparing is sprake van een afname van het energiegebruik. Als dit plaatsvindt bij dezelfde energiedrager is er geen significant effect op infrastructuur. Op een gegeven moment kan naar lagere capaciteiten overgegaan worden, waardoor ruimte in het gasnet of elektriciteitsnet beschikbaar komt.

M.10 Bronnen

Bosch, Michiel, 2011

Werkelijk vs. Theoretisch energieverbruik
Enschede: Saxion Hogescholen, 2011

Brounen, Kok & Menne, 2009

Het energielabel op de Nederlandse Koopwoningmarkt: Eerste ervaringen in beeld
Maastricht/Rotterdam: Universiteit Maastricht en RSM Erasmus, mei 2009

CBS Statline, 2017

Energieverbruik particuliere woningen; woningtype en regio's [online]
<http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=81528NED&D1=a&D2=0,2,6&D3=0,8,13,16,22,33,75,154,451&D4=4-6&HD=171120-1435&HDR=T&STB=G1,G2,G3>

CBS, ECN, 2017

Monitoring warmte 2015
Petten: ECN, 2017

CE Delft, 2007

F.J. Rooijers, et al.
Green4Sure: Het Groene Energieplan. Achtergrondrapport
Delft: CE Delft, 2007

CE Delft, 2009

M.I. Groot, L.M.L. Wielders, F.J. Rooijers, H. Hoiting, P. Engel Sotomayor
Valenzuela, I. van der Es
Energieprestatie-eisen bestaande woningen
Delft/Utrecht/Capelle a/d IJssel: CE Delft/WE adviseurs/Oranjewoud, 2009

CE Delft, 2013

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

CE Delft, 2014a

Kansen voor warmte: Het technisch potentieel voor warmtebesparing en hernieuwbare warmte,
Update van 200-200 in 2020
Delft: CE Delft, 2014

CE Delft, 2014b

Functioneel ontwerp Vesta 2.0
Delft: CE Delft, 2014



CE Delft, 2015

Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050
Delft: GasTerra/CE Delft, 2015

Clocquet, 2005

R. Clocquet
Regeltoets aanscherping EPC-woningen
Amersfoort: DHV Bouw en Industrie B.V., mei 2005

CLO,2017

Compendium voor de Leefomgeving: Energielabels van woningen, 2007-2016 [online]
www.clo.nl/indicatoren/nl0556-energielabels-woningen?ond=20890

De Stroomversnelling, 2013

Samenwerkingsovereenkomst "de Stroomversnelling", 2013 [online]
<http://stroomversnelling.nl/wp-content/uploads/2016/02/Stroomversnelling-Samenwerkingsovereenkomst-2.pdf>

ECN 2013

Verbetering referentiebeeld utiliteitssector
Petten: ECN, 2013

ECN, 2016

Nationale Energieverkenning 2016
Petten: ECN, 2016

PBL, 2014

Op weg naar een klimaatneutrale woningvoorraad in 2050: Investeringsopties voor een kosteneffectieve energievoorziening
Den Haag: PBL Planbureau voor de Leefomgeving, 2014

PBL, 2016

Balans van de Leefomgeving 2016: Richting geven - Ruimte maken,
Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), 2016

Rijk en gemeenten, 2007

Klimaatakkoord Gemeenten en Rijk 2007-2011; Samen werken aan een klimaatbestendig en duurzaam Nederland
Den Haag: Rijksoverheid, 2007

Rijksoverheid et al., 2008

Rijk, Bouwend Nederland, Neprom en NVB, 2008
Lenteakkoord; Energiebesparing in de nieuwbouw
Den Haag: Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, 2008

Rijksoverheid, 2015

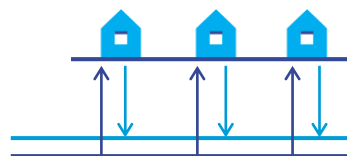
Kamerbrief warmtevisie d.d. 2 april 2015
Den Haag: Tweede Kamer der Staten-Generaal, 2015

Rijksoverheid, 2016

Energierapport: Transitie naar duurzaam
Den Haag: Ministerie van Economische Zaken



N Warmtenetten (HT/LT)



Deze bijlage gaat in op de optie van collectieve netten voor de distributie van warmte voor ruimteverwarming en tapwatervoorziening. Als huidige bron voor de levering van warmte via deze netten wordt in de regel gebruik gemaakt van restwarmte of aftapwarmte uit elektriciteitscentrales, AVI's of de industrie. Hierbij liggen de temperaturen rond de 70-100°C.

N.1 Huidige status

De totale warmtevraag van de gebouwde omgeving was in 2015 462 PJ finaal (ECN & CBS, 2017). In 2015 heeft ECN de warmtemarkt geïnventariseerd. Toen waren er 17 grootschalige warmtenetten (>150 TJ) met in totaal ca. 300.000 aansluitingen en 20 PJ warmtelevering. Deze netten zijn grotendeels in handen van de 5 grootste warmteleveranciers: Nuon, Eneco, ENNatuurlijk, HVC en Stadsverwarming Purmerend (zie Tabel 46). De kleine warmtenetten (totaal ca. 50.000 aansluitingen) leverden in 2015 ongeveer 2 PJ warmte.

Tabel 46 - Overzicht huidige grootschalige warmtenetten in Nederland (bron: ECN 2017)

Warmtenet	Warmteleverancier	Aantal aansluitingen (x1.000)
Alkmaar, Heerhugowaard en Langedijk	HVC	4,6
Almere	Nuon	49
Amernet	Ennatuurlijk	32,5
Amsterdam Noord- en West	Nuon	10
Amsterdam Zuid- en Oost incl. Amstelveen	Nuon & Eneco	15,5
Arnhem, Duiven en Westervoort	Nuon	13,9
B3-Hoek	Eneco	0,1
Den Haag	Eneco	4,9
Eindhoven	Ennatuurlijk	4,1
Enschede	Ennatuurlijk	6,3
Helmond	Ennatuurlijk	6,4
Leiden	Nuon	8,3
Lelystad	Nuon	4,8
Purmerend	Stadsverwarming Purmerend	25,9
Rotterdam	Eneco & Nuon	53,1
Utrecht	Eneco	52,8
Ypenburg	Eneco	10,1
Totaal		299

Op basis van Meldplicht aanmelden warmtenet ACM wordt geschat dat het gaat om ongeveer 300 netten van grote energiebedrijven en 10.000 netten van woningcorporaties, verenigingen van eigenaren en andere partijen (zie Tabel 47). Echter, dit is een ondergrens omdat niet alle verbruikers bij ACM zijn aangemeld. Door ECN wordt het totaal aantal aansluitingen op stadsverwarming geschat op 390.000-410.000 en het aantal aansluitingen op blokverwarming op ca. 500.000 (ECN & CBS, 2017).

Tabel 47 - Overzicht kleinschalige warmtenetten in Nederland

Type	Woningen (x 1.000)	Netten
Eneco	113,4	85
Nuon	107,7	34
ENNatuurlijk	62,7	49
SV Purmerend	24,9	1
HVC	5,5	5
Andere leveranciers met stadsverwarming	15,2	131
Subtotaal	329,2	305
Overige leveranciers		
VvE	212,0	5.575
Woningcorporatie	183,7	3.555
Overig	32,6	720
Onbekend	5,0	166
Subtotaal	433,3	10.016
Totaal	762,6	10.321

Bron: Ecorys 2016, Evaluatie Warmtewet.

Figuur 92 - Bronnen voor bestaande grootschalige warmtenetten (CE Delft)



Op 1 januari 2014 is de Warmtewet in werking getreden, die tot doel heeft eindgebruikers van warmtenetten te beschermen. De Warmtewet geldt voor afnemers tot maximaal 100 kW en bestaat uit de bepaling van maximumtarieven, leveringszekerheid, en de regulering van leveranciers. De Autoriteit Consument en Markt (ACM) houdt toezicht op de uitvoering van de Warmtewet en bepaalt de maximumtarieven. Warmteleveranciers mogen op grond van de Warmtewet hun redelijke kosten, plus redelijk rendement, terugverdienen waarbij deze redelijke prijs ten hoogste gelijk mag

zijn aan de maximumprijs (die gebaseerd is op de gasreferentie en het Niet-Meer-Dan-Anders-principe, NMDA).

De totale warmtelevering aan kleinverbruikers via warmtenetten wordt op basis van gegevens van ACM geschat op 27 PJ, waarvan circa 10 PJ via stadsverwarming en 17 PJ via blokverwarming en WKO wordt geleverd.

N.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

In de Warmtevisie van minister Kamp (Rijksoverheid, 2015) wordt ingezet op een klimaatneutrale gebouwde omgeving in 2050, waarbij aardgas als brandstof zal verdwijnen. In de Nationale Energieverkenning wordt verwacht dat in 2030 6,5% van de huishoudens op een warmtenet zal zijn aangesloten, vergeleken met 4,5% in 2014. Met ca. 400.000 aansluitingen op stadsverwarming in 2015 zou dat een toename betekenen naar 578.000 huishoudens in 2030.

De warmteleveranciers verwachten een groei van 20 PJ in 2015 naar 22 PJ in 2020 (ECN & CBS, 2017).

Eind 2015 hebben enkele provincies samen met warmtebedrijven, de Stichting Natuur & Milieu en de Nederlandse Vereniging voor Duurzame Energie een 'Groeiplan voor Warmte' opgesteld waarin zij anticiperen op een groei van 300.000 naar 1,15 miljoen warmtekanten in 2030 en 1,5 miljoen in 2040. Uitgaande van een constante warmtelevering per aansluiting zou dit een verviervoudiging van de huidige 10 PJ stadsverwarming betekenen naar 50 PJ in 2040, en bij 25% besparing op 37,5 PJ stadsverwarming.

Het PBL schat dat warmtenetten de potentie hebben om in 2050 de helft van de warmtevraag van de gebouwde omgeving te leveren, waarvan 100 PJ in woningen (PBL, 2017).

Op het moment wordt al een aanzienlijk aantal warmtenetten gepland, o.a. de Warmterotonde in Zuid-Holland, Metropoolregio Amsterdam (MRA), gemeente Nijmegen en gemeente Dordrecht.

Ontwikkeling (extra) lage temperatuur warmtenetten

De huidige warmtenetten hebben temperatuurniveaus van 70-100°C. Hoewel temperatuurniveaus onder de 100°C doorgaans als lage temperatuur (LT) worden aangeduid, rekenen installateurs deze in de hoge temperatuur (HT) categorie en onder 55°C pas als LT-netten.

Er is een ontwikkeling gaande richting deze LT-netten, welke in combinatie met gedistribueerde productie, 'smart' warmtenetbeheer en, zeer lage warmtevraag '4e generatie' warmtenetten worden genoemd (Lund et al.).

N.3 Huidige energievraag

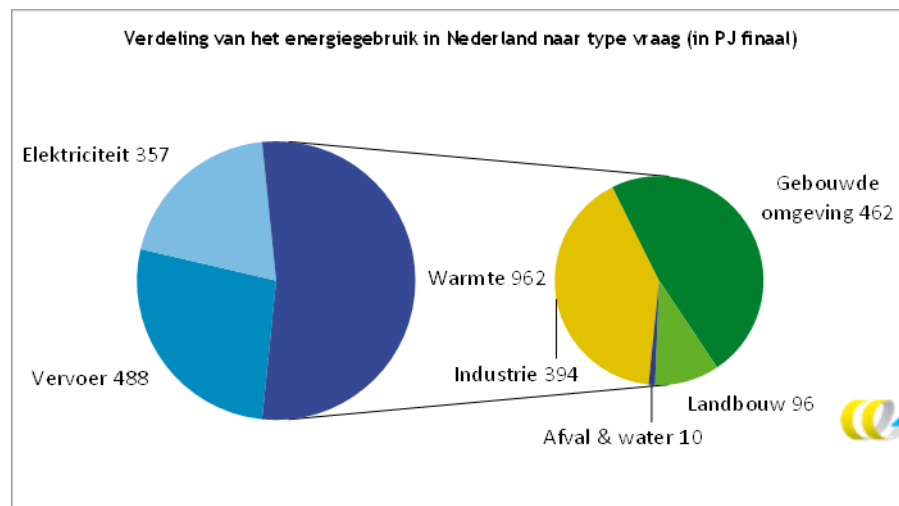
In Nederland was in 2015 het primair energieverbruik 3.090 PJ uit olie, kolen, gas, kernenergie, geïmporteerde energie en duurzame bronnen (ECN & CBS, 2017). Deze energie wordt gebruikt voor de productie van elektriciteit en warmte, als brandstof voor transport en als grondstof, bijvoorbeeld voor plastics.

Van dit totale energieverbruik wordt 31% (962 PJ) gebruikt voor de warmtevoorziening. Daarvan gaat 41% naar de industrie, 48% naar de gebouwde omgeving en 10% naar de landbouw, met name de glastuinbouw, zie Figuur 93. In alle sectoren gaat het om lage temperatuur (LT) warmte van < 100°C,



behalve industrie. Daar is de vraag naar LT-warmte rond 100 PJ en is de rest van de warmtevraag boven 100°C.

Figuur 93 - Verdeling van het energiegebruik in Nederland (PJ finaal). Bron gegevens: ECN-monitoring warmte 2015 (2017)



In de gebouwde omgeving wordt 462 PJ ingezet aan energie voor warmteproductie. Hiervan is 327 PJ voor huishoudens en 136 PJ voor utiliteitsbouw (ECN & CBS, 2017). Van de 327 PJ aan energie die ingezet wordt voor warmtevoorziening voor huishoudens is op dit moment het overgrote deel (285 PJ) aardgas.

N.4 Technisch potentieel in Nederland

Warmtenetten kennen een belangrijk potentieel in toekomststudies naar een klimaatneutrale invulling van de warmtevraag van de gebouwde omgeving.

Een berekening van de goedkoopste invulling, op maatschappelijke kosten, van de klimaatneutrale warmtevoorziening in de gebouwde omgeving toont aan dat 156 PJ te besparen is door isolatie, en van de resterende 420 PJ warmtevraag is 260 PJ te leveren via warmtenetten. (CE Delft, 2015). Deze getallen worden nog iets groter (~290 PJ via collectieve opties) in de 2016-update van deze studie (CE Delft, 2016).

Het technisch potentieel voor warmtelevering in Nederland is zeer hoog. Het warmtegebruik in de industrie (chemische industrie, overige industrie en raffinaderijen) bedraagt circa 394 PJ. De helft zou wellicht beschikbaar gemaakt zou kunnen worden voor restwarmte? Deze restwarmte kan volgens het principe van warmtecascladering en gezien de transportafstanden en het gemakkelijkst worden benut in de industrie zelf. Het technisch potentieel van zulke warmtelevering wordt geschat op 32 PJ in 2020. (CE Delft, 2014 p.31.)

Voor woningen heeft PBL (2017) berekend dat bij een stapsgewijze verhoging van de belasting op aardgas met € 1,5 per kubieke meter richting 2050 (ongeveer 6 keer meer dan de huidige belasting op aardgas), dit zou kunnen leiden tot een resterende vraag naar warmtelevering van 200 PJ, waarvan 100 PJ voorzien door middel van stadsverwarming in 2050.

Het totale potentiële aanbod van lage temperatuur (LT) warmte op lange termijn wordt door PBL geschat op ongeveer 300-1.350 PJ/jaar, waarin de grootste onzekerheid zit in de aanwezigheid van geothermie (85-1.000 PJ/jaar). De totale potentiële vraag naar LT-warmte wordt geschat op circa 350 PJ/jaar.

N.5 Succes- en faalfactoren

Relevante factoren om het technische potentieel te kunnen benutten zijn onder andere:

- De relatieve kosten voor de eindgebruiker vergeleken met alternatieven.
- Bij toepassing van duurzame warmtelevering in de bestaande bouw is het van belang dat er voldoende kritische massa is qua (aard) vraag en aanbod van warmte in relatie tot de te overbruggen afstand. Daarnaast is 'timing/gelijktijdigheid' heel belangrijk: kans van slagen het grootst als op het moment van grootschalige renovatie partijen (bewoners, eigenaar warmtebron, warmteleverancier, gemeente) effectief bij elkaar worden gebracht.
- Succes- en faalfactoren bij de uitwerking van de Warmtewet zijn: zal het niveau van de maximumprijs voldoende hoog blijken om warmte(/koude-projecten) van de grond te laten komen (werkelijke kosten > maximumprijs)? Is pooling mogelijk ja/nee?

Sociale factoren zijn ook van belang voor het succes van warmtenetten:

- acceptatie (van elektrisch) koken;
- reputatie aanbieders;
- keuzevrijheid.

De beschikbaarheid duurzame industriële restwarmte (e.g. raffinaderijen staal, chemische processen) en restwarmte AVI's (i.v.m. circulaire economie) is op lange termijn is onzeker. Veel van de huidige restwarmtebronnen zullen er in de toekomst niet meer zijn. Het is nog niet duidelijk welke restwarmtebronnen ervoor in de plaats komen. Hier moet bij hoge temperatuur (HT) warmtenetten rekening mee gehouden worden.

N.6 Schaalsprong

In plaats van een schaalsprong wordt eerder een geleidelijke toename verwacht. De verwachting daarbij is dat vooral bestaande warmteprojecten verder uitgebouwd zullen worden. Daarnaast is groei mogelijk in kleinschalige warmteprojecten, waarbij één en ander wel afhankelijk is van de ontwikkeling van het wettelijk kader (inclusief bouwregelgeving in normen als EPG en EMG).

N.7 Concurrentie met andere technieken?

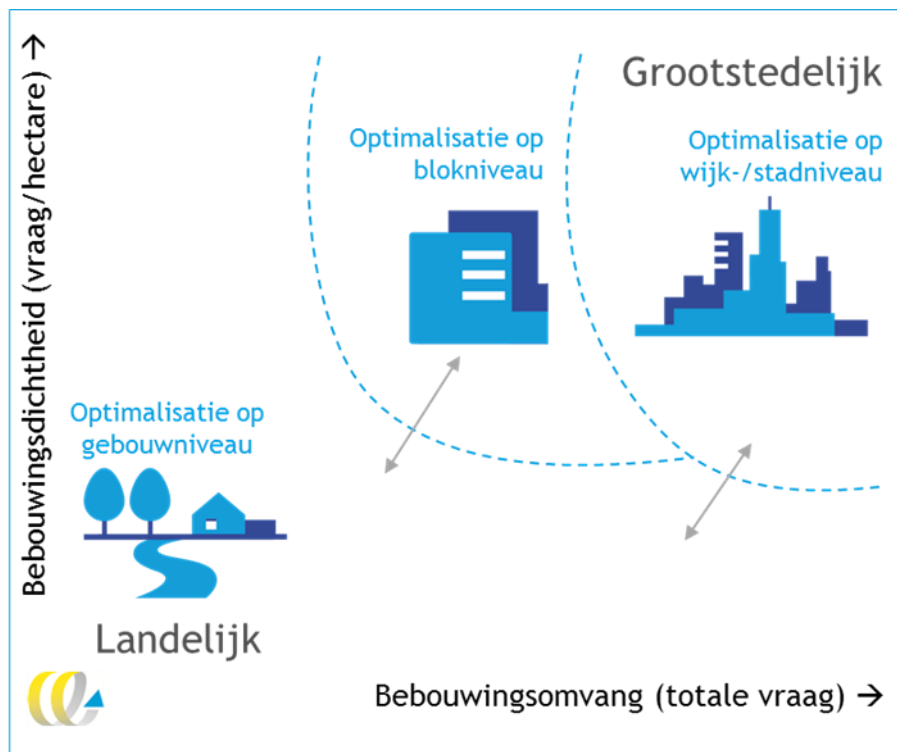
Warmtedistributie concurreert met verwarmingstechnieken op basis van gasdistributie (HR- en HRe-ketel), en collectieve warmtesystemen concurreren met individuele warmtesystemen (bijvoorbeeld individuele warmtepomp versus collectief systeem gevoed door warmtepompen). De toekomstige wetgeving op het gebied van energie-efficiëntie en klimaat zal bepalend zijn of de markt grootschalig zal kiezen voor collectieve (duurzame) warmtesystemen of voor gastoepassingen.

N.8 Waar komt techniek het beste tot zijn recht?

Grootschalige warmtenetten komen het best tot hun recht in dicht bebouwde (i.e. grootstedelijke) regio's met grote, en van jaar tot jaar constante, warmtevraag (grote kritieke massa). Kleinschalige warmteprojecten (zoals blokverwarming) passen in principe overal in de gebouwde omgeving, waar



een geconcentreerde warmtevraag is. De onderstaande figuur geeft dit weer: bij een toenemende bebouwingsoomvang en -dichtheid worden collectieve systemen, zoals warmtenetten, interessanter.



N.9 Impact op infrastructuur

Het aanleggen van warmtenetten in nieuwbouw is relatief eenvoudig.

In de bestaande bouw is het uitrollen van een warmtedistributie infrastructuur een complex project. In de gebouwen moeten 'achter de voordeur' de nodige aanpassingen verricht worden, een warmteafleverset in de meterkast, omleggen van verwarmingsleidingen, wellicht geschikt maken van de warmte-afgiftesystemen, zoals LT-radiatoren of vloerverwarming afhankelijk van de geleverde temperaturen, verwijderen bestaande ketelinstallatie, overige gas-warmwatertoestellen en schoorstenen, nieuwe kookfornuizen et cetera.

Voor het gasnet betekent het aanbrengen van warmtenetten op termijn dat de gasinfrastructuur lokaal verwijderd moet worden. Als de gasinfrastructuur niet meer gebruikt wordt mag deze niet in de grond blijven liggen. Of dit in 1 project tegelijk kan (gasnet eruit warmtenet erin) of dat er een periode van dubbele infrastructuur (gas en warmte) zal zijn is nu nog niet duidelijk, en zal per project verschillen.

Open warmtenetten

De huidige warmtenetten zijn voornamelijk gesloten systemen die worden gevoed met één warmtebron. Het eigenaarschap van de warmte-infrastructuur kan gekoppeld zijn aan de partij die de warmte levert. In de toekomst zullen open warmtenetten waarschijnlijk de voorkeur hebben, omdat er in een open net meer marktwerking kan zijn, meer vrije keuze van energieafnemers, en er meer warmtebronnen kunnen aansluiten, aanbieders kunnen hun warmte aangesloten kunnen worden, evenals geothermiebronnen. Daardoor hebben open warmtenetten meer flexibiliteit en leveringszekerheid,

en bieden meer marktwerking. Vooral grote warmtenetten bieden mogelijkheden om 'open' te zijn; voor kleinschalige open warmtenetten is de businesscase niet rond te krijgen. Het 'open' maken van het warmtenet is mogelijk als de eigenaar van de infrastructuur wil meewerken, maar als dat niet het geval is kan het Ministerie van EZ regels maken om 'third party access' toe te staan. Een open warmtenet zal waarschijnlijk worden beheerd door een onafhankelijke netbeheerder, in plaats van de warmteleverancier, zodat het reguleringskader meer lijkt op dat van elektriciteits- en gasinfrastructuur (PBL 2017).

Lage temperatuur warmtenetten

In de toekomst zal er waarschijnlijk overgegaan worden op lage temperatuur (LT) warmtenetten (40-55 C) met meerdere warmte aanbieders. De meeste warmtenetten zijn nu rond 90°C met één enkele aanbieder. Bij LT-warmtenetten zijn de energieverliezen bij transport lager, wat de efficiëntie van warmtenetten vergroot (Ecofys & Greenvis-rapport).

N.10 Bronnen

CE Delft, 2009

B.L. (Benno) Schepers, M.P.J. (Margaret) van Valkengoed
Warmtenetten in Nederland: Overzicht van grootschalige en kleinschalige warmtenetten in Nederland
Delft: CE Delft, 2009

CE Delft, 2014

Kansen voor warmte: Het technisch potentieel voor warmtebesparing en hernieuwbare warmte
Update van 200-200 in 2020
Delft: CE Delft, 2014

CE Delft, 2015

Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050
Delft: CE Delft, 2015

CE Delft, 2016

Een klimaatneutrale warmtevoorziening voor de gebouwde omgeving, update 2016: De route naar een klimaatneutraal Nederland
Delft: CE Delft, 2016

Ecorys, 2016

Evaluatie Warmtewet en toekomstig marktontwerp warmte
Rotterdam: Ecorys, 2016

ECN, 2016

Nationale Energieverkenning, 2016.
Petten: ECN, 2016

ECN/CBS, 2017

Monitoring warmte 2015
Petten: ECN, 2017



Lund, H. et al., 2014

4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems

In: Energy 68 (2014) pp. 1-11

PBL, 2017

Toekomstbeeld klimaatneutrale warmtenetten in Nederland

PBL Planbureau voor de Leefomgeving: Den Haag, 2017

Rijksoverheid, 2015

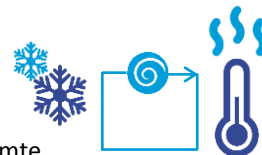
Kamerbrief warmtevisie d.d. 2 april 2015

Den Haag: Tweede Kamer der Staten-Generaal, 2015

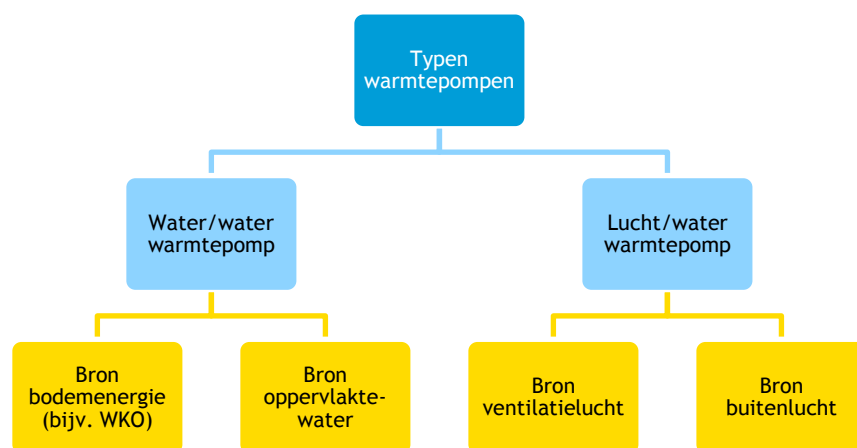


O Warmtepompen (all-electric)

Warmtepompen 'vijzelen', via het toevoegen van een beperkte hoeveelheid hulpenergie, warmte van een onbruikbaar temperatuurniveau op tot warmte met een wel bruikbaar temperatuurniveau. Warmtepompen kunnen gebruikmaken van bodemwarmte (WKO) of buitenluchtwarmte. Bodemwarmtepompen maken gebruik van een hogere temperatuur dan luchtwarmtepompen en vereisen zodoende ongeveer twee keer zo weinig elektriciteit of gas. Daartegenover staat dat een buitenluchtsysteem enkel een aanzuigpomp nodig heeft, waar voor een bodemwarmtesysteem geboord moet worden, wat duurder is en niet altijd mogelijk bij bestaande bouw.



De hybride warmtepomp combineert een elektrische luchtwarmtepomp met de HR-ketel op gas.



Warmtepompen kunnen zowel op individueel gebouwniveau als voor collectieve warmtevoorziening worden toegepast.

O.1 Huidige status

De warmtepomp is inmiddels een bewezen techniek voor ruimteverwarming en wordt bij nieuwbouwprojecten regelmatig toegepast. Warmtepompen kunnen zowel op individueel gebouwniveau als voor collectieve warmtevoorziening worden toegepast. Collectieve systemen maken gebruik van bodemwater-warmtepompen (zoals warmte-koudeopslag, WKO) of water-water-warmtepompen. Individuele warmtepompen kunnen van bodem, water of lucht gebruikmaken, maar luchtwarmtepompen zijn hierbij het meest gangbaar. Voor de verwarming van tapwater is vaak nog een elektrisch verwarmingselement nodig.

In 2016 werd ca. 2% van de woningen verwarmd met warmtepompen (ECN, 2016). Het totaal aantal warmtepompen in Nederland in 2015 was gelijk aan 295.000, met een verbruik van elektriciteit en aardgas van 2,7 PJ, een bruto warmteproductie 8,3 PJ en vermeden verbruik van fossiele energie 2.6 PJ. Daarvan maakten 248.000 warmtepompen gebruik van buitenluchtwarmte (1,4 PJ elektriciteit/aardgasverbruik, 3,4 PJ warmteproductie en 0,4 PJ vermeden fossiel verbruik). (CBS, 2016)

Het CBS neemt een constante afzet van warmtepompen waar, waarbij een verschuiving optreedt van warmtepompen op bodemenergie naar warmtepompen op buitenlucht (CBS, 2016). De kosten van een warmtepomp voor huishoudens met bodemwarmte-techniek ligt rond € 15.000 (excl. installatie en BTW) en die van een warmtepomp met buitenluchtwarmte rond € 7.000 (Solarsolutions, 2017).

Tabel 48 - Ontwikkeling van het opgesteld aantal warmtepompen in Nederland

		2011	2012	2013	2014	2015
Warmtepompen met gebruik van bodemwarmte	Bijgeplaatst aantal installaties	5.859	5.786	3.052	2.510	2.086
	Bijgeplaatst thermisch vermogen (MW)	112	115	111	96	91
Warmtepompen met gebruik van buitenluchtwarmte	Bijgeplaatst aantal installaties	38.513	36.959	37.486	44.028	49.176
	Bijgeplaatst thermisch vermogen (MW)	305	274	275	333	354

Bron: CBS, hernieuwbare energie in Nederland 2015.

Hybride warmtepomp

De hybride warmtepomp combineert een elektrische luchtwarmtepomp met de HR-ketel op gas. De combinatie levert warmte voor ruimteverwarming en eventueel warm tapwater, waarbij ofwel elektriciteit of gas de energie kunnen aanleveren afhankelijk van de warmtebehoefte en de temperatuur, waarbij het gasgedeelte de pieken levert. Zie factsheet 'Hybride warmtepompen'.

O.2 Verwachte ontwikkeling

In 2013 had de Dutch Heat Pump Organisation (DHPA) een doelstelling geformuleerd om in 2020 een aantal van 500.000 warmtepompen te hebben geïnstalleerd in de woningbouw. Toen waren er in hun schatting 80.000 warmtepompen gerealiseerd. (DHPA 2013). Met de huidige installatiesnelheid is deze doelstelling voor de gehele Nederlandse markt (woningbouw en utiliteit) in principe te behalen.

In 2016 werd ca. 2% van de woningen verwarmd met elektrische warmtepompen. Volgens de NEV zal dit in 2020 5% bedragen en in 2030 10% (ECN, 2016) Dit zal leiden tot een toenemende elektriciteitsvraag.

De VEMW heeft de overheid aangegeven dat de industrie onder de juiste omstandigheden circa 20% energie kan besparen tussen nu en 2050 met een groep technologieën waarvan warmtepompen en daarvan afgeleide technologie een hoofdcomponent is, mits de juiste omstandigheden gecreëerd worden (VEMW, 2017)

O.3 Huidige energie

In 2015 is circa 3,6 PJ warmte verbruikt door warmtepompen met bodemwarmtebron (WKO), en 2,0 PJ van warmtepompen met buitenlucht. Hierdoor is respectievelijk 2,1 PJ en 0,4 PJ fossiel primaire energieverbruik vermeden (CBS, 2016).

O.4 Technisch potentieel

Warmtepompen hebben een technisch potentieel van 56 PJ primaire energie in de gebouwde omgeving in 2020 (CE Delft, 2014) en 14 PJ in de tuinbouw.

In de studie 'Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050' (2015a) heeft CE Delft doorgerekend wat bij een kostenoptimale invulling van de warmtevoorziening in 2050 de bijdrage zou zijn van verschillende technieken. In dit scenario zou de bijdrage van hybride warmtepompen 46 PJ (12%) zijn en WKO 69 PJ (18%).

In de glastuinbouw is de warmtevoorziening met warmtepompen verwaarloosbaar. In de toekomst zouden warmtepompen echter circa 50% van de warmtevoorziening kunnen voorzien. CE Delft heeft de potentie van warmtepompen in de glastuinbouw berekend en de penetratie is niet erg snel, 0,2% van de warmtevoorziening in 2020, 1,2% in 2023 en 4,8% in 2030 (CE Delft, 2015b).

Op dit moment is er in een beperkt aantal gevallen een sluitende businesscase te maken voor het gebruik van warmtepompen of daarvan afgeleide technologie zoals absorptie koeling of damp-recompressie. Vanaf een CO₂-prijs van 50 €/ton CO₂ verwacht de industrie dat er circa 10% energie bespaard kan worden in de industrie met de inmiddels beschikbare warmtepomptechnologie. Minstens eenzelfde besparing is mogelijk als de nieuwe generatie warmtepompen beschikbaar komen voor de industrie (VEMW, 2017).

O.5 Succes- en faalfactoren

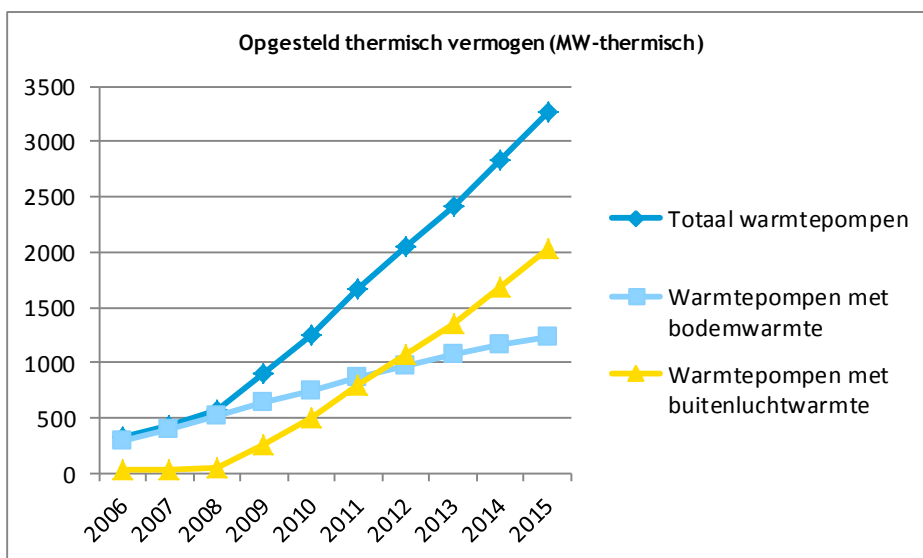
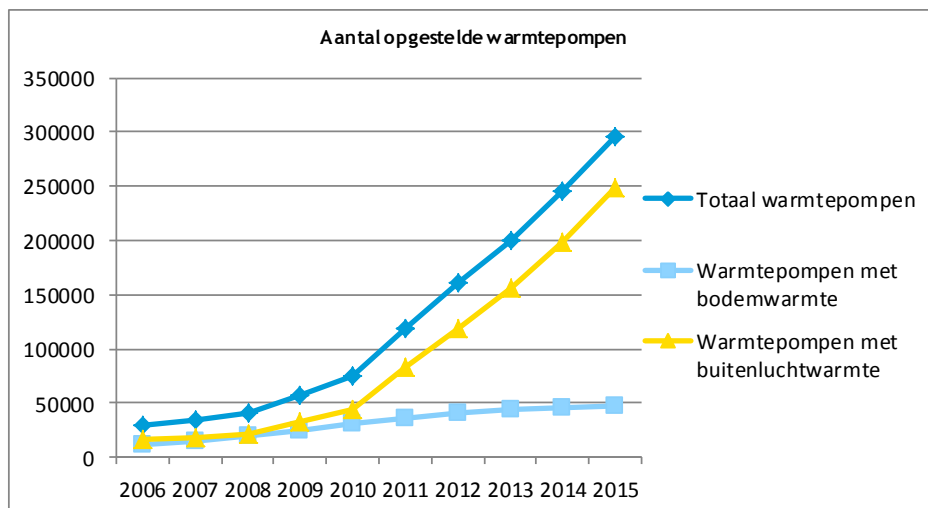
- Beleidsmaatregelen kunnen het gebruik van warmtepompen stimuleren. De Energie Prestatie Coëfficiënt (EPC) kan de prestatie van warmtepompen kwantificeren. Daarnaast kan de ISDE- regeling warmtepompen subsidiëren (RVO, 2017).
- Barrières voor warmtepompen zijn gebrek aan kennis bij consumenten en installateurs, onvoldoende prikkel voor energiebesparing in de bestaande bouw, de nog ongunstige EPC-beoordeling van luchtwarmtepompen,
- Warmtepompen zijn zeker voor woningcorporaties binnen een acceptabele tijd terugverdiend. Echter bij een ongunstige verhouding tussen de gas- en elektriciteitsprijs kan met de warmtepomp de energierekening hoger uitpakken. Daarnaast is er een split incentive tussen de reductie van energiekosten voor huurder en de investering bij de woningcorporatie.
- Warmtepompen hebben een hogere aansluitwaarde op het net. Als de aansluiting verzwakt moet worden, moet de consument hiervoor betalen, wat een negatief effect heeft op de terugverdiendtijd.
- De implementatie van warmtepompen aan een WKO-installatie en/of een collectief warmtenet is afhankelijk van ontwikkelingen in deze systemen.
- Bij projectontwikkelaars en installateurs is er een financiële prikkel om warmtepompen te onderdimensioneren, waardoor deze goedkoper in aanschaf zijn. Echter, dit betekent dat het elektriciteitsverbruik van de warmtepomp hoger is dan nodig. Dit kan zowel een hogere elektriciteitsrekening voor de gebruiker betekenen als een te zware last op het elektriciteitsnet.
- Warmtepompen zijn het efficiëntst in combinatie met een lage temperatuur warmteafgifte systeem (vloerverwarming of lage temperatuur radiatoren). Dat stelt beperkingen aan de snelle doorgroei van warmtepompen.



O.6 Schaa sprong

Het aantal warmtepompen is sinds 2010 sterk toegenomen. Hierbij is vooral het aantal warmtepompen met buitenluchtwarmte sterk gestegen (zie Figuur 94). Het thermisch vermogen van luchtwarmtepompen is kleiner. Het totaal aantal warmtepompen in woningen en utiliteit is in 2015 ongeveer gelijk; het opgesteld vermogen is echter groter in de utiliteitsbouw omdat daar grotere installaties in gebruik zijn.

Figuur 94 – Ontwikkeling aantallen opgestelde warmtepompen en opgesteld thermisch vermogen



Bron: CBS-data.

O.7 Concurrentie met andere technieken

Voor verwarming kan behalve voor bodem-, lucht- en hybride warmtepompen gekozen worden voor (micro)-WKK en gas- en biomassaketels. Warmtepompen vereisen momenteel een 5-10 maal zo hoge investering als gasketels. Bodemwarmtepompen hebben tweemaal zo investeringskosten als luchtwarmtepompen, maar zijn efficiënter in het gebruik. Daarnaast moet bij bodemwarmtepompen gelet worden op de ruimtelijke inpassing van leidingen.

Hybride warmtepompen zijn complementair aan de HR-ketel, waarbij de warmtepomp in de basiswarmtevraag voorziet en de HR-ketel de piekvraag.

Bij de glastuinbouw vindt weinig groei plaats van warmtepompen. Veelal zijn door de tuinder gekozen voor concurrerende opties zoals WKK, ondanks dat de energiebesparing lager is. Echter met WKK wordt door de tuinder een financieel beter rendement behaald, hoewel de kosten per ton CO₂-reductie hoger zijn dan bij warmtepompen (Kleefkens, 2009). WKK's zijn in zeer grote hoeveelheden bij tuinders geplaatst tot 2008/09 maar daarna is de snelle groei gestagneerd omdat de markt verzadigd was. Elektriciteit was in die jaren stukken duurder dan aardgas, en gasmotor-WKK's waren goedkoper. Als elektriciteit goedkoper wordt door de ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt, kunnen warmtepompen gunstiger worden.

In de woningbouw - en met name in de bestaande bouw - werd voorheen de HRe-ketel gezien als een concurrerende techniek. Echter, de implementatie van de HRe-ketel is uitgebleven en blijft duurder in aanschaf.

O.8 Toepassingsgebied

Luchtwarmtepompen zijn goed in te passen in de bestaande bouw.

Het rendement van een (hybride) warmtepomp is het hoogst bij goed geïsoleerde woningen met een lage temperatuurafgiftesysteem. De hybride warmtepomp is ook toe te passen bij hoge temperatuurverwarming.

Voor het gebruik van een ventilatiewarmtepomp is de aanwezigheid van een mechanisch ventilatiesysteem, of in ieder geval de mogelijkheid hiervoor, in een woning noodzakelijk. Vanaf 1975 werd een mechanisch ventilatiesysteem verplicht gesteld volgens het Bouwbesluit en vanaf dat jaar moesten de kanalen in woningen geschikt zijn voor mechanische ventilatie. (CE Delft, 2016)

O.9 Impact op infrastructuur

Bij het gebruik van warmtepompen wordt elektriciteit gebruikt voor de warmtevoorziening. Het elektriciteitsverbruik zal dus stijgen. Hierdoor zal het elektriciteitsnet moeten worden verzaamd.

Bij hybride warmtepompen kan bij veel omstandigheden de gelijktijdige belasting op het elektriciteitsnet circa 1,2 kW per woning bedragen. Dit is slechts 20% hoger dan de netbelasting bij het gebruik van een HR-ketel (Berenschot, 2016). Een dergelijke verhoging past gewoonlijk binnen de reserves van het huidige netwerk. Ook kan de hybride warmtepomp worden gestuurd op het minimaliseren van netwerkcongestie. Het systeem in de gehele buurt kan zo worden ingesteld dat hybride warmtepompen overschakelen op verwarmen met de HR-ketel indien gemiddeld per woning de grens van 1,2 kW is bereikt. (CE Delft, 2016). Volgens berekeningen van Berenschot, DNV GL en BDH kan de totale piekvraag van elektriciteit in huishoudens in een dergelijk geval beperkt blijven tot circa 7 gigawatt in 2050 (nu: 6 gigawatt), terwijl de piekvraag bij een all-electric systeem zou stijgen naar 23 gigawatt (Rijksoverheid, 2016).

O.10 Bronnen

Berenschot, BDH & DNV GL, 2017

Flex-potentieel hybride warmtepomp
Utrecht: Berenschot, BDH, DNV GL, 2016

Brancheorganisaties Koude en Warmte, 2007

DE-Koepel, Holland Solar, Nederlands Platform Warmtepompen, Nederlandse Vereniging voor Ondergrondse Opslag, Platform Geothermie, Stichting Warmtepompen
Duurzame warmte en koude; wij zijn er klaar voor, Visie document, 22 mei
s.l.: DE-Koepel et al., 2007

CBS 2016

Hernieuwbare energie in Nederland 2015
Den Haag: Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS), 2016

CE Delft, 2014

Kansen voor warmte: Het technisch potentieel voor warmtebesparing en hernieuwbare warmte,
Update van 200-200 in 2020
Delft: CE Delft 2014

CE Delft, 2015a

Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050
Delft: GasTerra/CE Delft, 2015

CE Delft, 2015b

Visie 2030 Glastuinbouw - Energie en Klimaat
Delft: CE Delft, 2015

CE Delft, 2016

Een klimaatneutrale warmtevoorziening voor de gebouwde omgeving: update 2016
Delft: CE Delft, 2016

DHPA, 2013

Warmtepompen en economie: positioning paper
s.l.: Dutch Heat Pump Association (DHPA), 2013

Duurzame Energie Thuis, 2009

Veel belangstelling voor subsidie zonneboilers en warmtepompen
www.duurzameenergiethuis.nl/subsidies/veel-belangstelling-voor-subsidie-zonneboilers-en-warmtepompen-2719.html
Geraadpleegd op 13 oktober 2009

ECN, 2016

Nationale Energieverkenning 2016
Petten: ECN, 2016

Ecofys, 2007

R. Harmsen, M. Harmelink,
Duurzame warmte en koude 2008-2020; potentiëlen, barrières en beleid
Utrecht: Ecofys, 2007



Kleefkens, 2009

Statusrapportage Warmtepompen in Nederland in 2008 (concept)
Utrecht: SenterNovem, 2009

Kooij et al., 2005

Studie Marktrijpheid warmtepompsystemen
Techniplan: IF-technology, New-Energy-Works, April 2005

Milieu Centraal 2009

Warmtepompen [online]
www.milieucentraal.nl/pagina?onderwerp=Warmtepompen
Geraadpleegd op 13 oktober 2009

RVO, 2017

Subsidie voor warmtepompen ISDE
[online] www.rvo.nl/subsidies-regelingen/investeringsubsidie-duurzame-energie-isde/warmtepompen-isde

Rijksoverheid, 2016

Energierapport: Transitie naar duurzaam
Den Haag: Ministerie van Economische Zaken

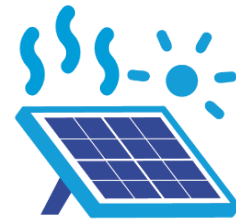
VEMW, 2017

Decisions on the industrial energy transition, VEMW, April 2017
[online] <http://issuu.sdcommunicatie.nl/2017/vemw/vemw-decisions-on-the-industrial-energy-transition/>

Solarsolutions, 2017

Solar trendrapport 2017
[online] www.solarsolutions.nl/download-solar-trendrapport-2017/





P Thermische zonne-energie

Een zonneboiler maakt gebruik van de zon om water te verwarmen. Het systeem bestaat uit een collector, een pomp, een warmtewisselaar, een opslagvat en een naverwarmer. De zonnecollector ziet eruit als een zwarte bak waar water (soms met antivries) doorheenloopt via dunne buisjes. Hier verwarmt de zon het water. Het door de zon opgewarmde (antivries)water verwarmt leidingwater via een warmtewisselaar, waarna het in een opslagvat terecht komt voor later gebruik.

Zonneboiler met opslagvat

Een zonneboiler plus opslagvat is een voorbeeld van een kortcyclisch opslagmedium voor warmte. In een collectorvlak, veelal op het dak van een woning of gebouw, wordt water verwarmd door zonne-instraling. Het verwarmde water wordt gebruikt op een tijdstip dat het gewenst is. Hierbij vindt eventueel naverwarming plaats, met behulp van bijvoorbeeld een HR-ketel. Veelal wordt de geproduceerde warmte alleen ingezet voor dekking van de vraag naar warm tapwater, maar er zijn ook systemen voor ruimteverwarming.

Zonneboilers kunnen, zeker in laagbouw-nieuwbouwwoningen, gemakkelijk standaard worden aangebracht; een goede dakoriëntatie is daarbij wel vereist. In de gestapelde bouw is het relatieve dakoppervlak kleiner. In de bestaande bouw vergt toepassing veelal wel het nodige maatinstallatiewerk, maar worden zonneboilers toch ook steeds vaker toegepast. In de utiliteitsbouw is behalve voor zwembaden de vraag gering; de vraag naar warm tapwater vaak zo klein dat geen zonneboilers wordt toegepast, tenzij het bijvoorbeeld zieken- en verzorgingshuizen betreft.

P.1 Huidige status

Zonneboilers worden toegepast in woonhuizen, de utiliteit en het bedrijfsleven. De belangrijkste toepassing is die voor de verwarming van tapwater.

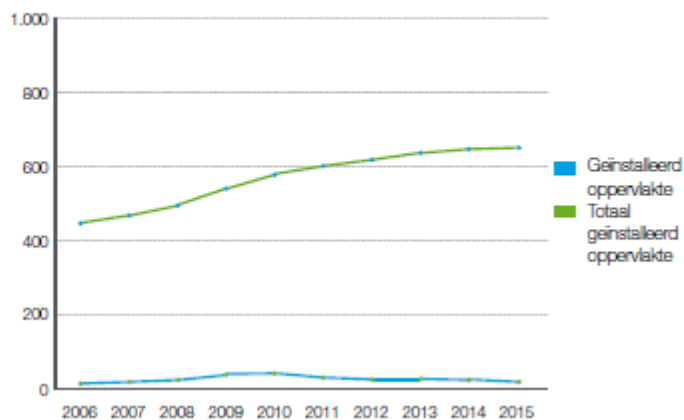
Overall waar men warm water gebruikt kan een zonneboilersysteem een bijdrage leveren in energie(kosten)besparing. Een goed voorbeeld daarvan is de verwarming van zwembadwater; in verkocht collectoroppervlak is de markt voor zwembadsystemen groter dan de markt voor losse zonneboilers.

In de afgelopen jaren is er sprake geweest van een zeer beperkte ontwikkeling van het gebruik van thermische zonne-energie met een productie van 1 PJ in 2010 tot 1,15 PJ in 2015. Dit was deels te wijten aan het uit bedrijf nemen van oude installaties. Er zijn ruim 100.000 zonneboilers geïnstalleerd (bron: CBS-tabel zonnewarmte). Ongeveer 0.6 PJ was in 2013 voor huishoudens en 0.44 PJ voor utiliteit, met name zwembaden (HollandSolar, 2015).

Het totale finale eindgebruik van aardgas voor warm tapwater was in 2015 60 PJ, vergeleken met 219 PJ voor ruimteverwarming (ECN & CBS, 2017).

Figuur 36 | Geïnstalleerd vermogen zonnewarmte in m² (x 1.000)

Geïnstalleerd zonnewarmtevermogen cumulatief



Bron: (Solar Trendrapport 2017).

Behalve voor tapwater kan thermische zonne-energie ook gebruikt worden voor ruimteverwarming (zonneboilercombi). Echter, juist in de wintermaanden levert de zon minder energie, dus de energielevering matcht niet goed met de vraag. Daarom heeft zonnewarmte altijd een backup nodig of seizoensopslag.

P.2 Verwachte ontwikkelingen

In de Nationale Energieverkenning wordt een ontwikkeling van 1,1 PJ zonnewarmte in 2015 naar 2,6 PJ in 2030 verwacht. Dit is een voortzetting van de beperkte groei tussen 2000-2015. Brancheorganisatie Holland Solar verwacht 5,0 PJ opgewekte warmte door middel van zonneboilers in 2020.

Technologische ontwikkelingen zullen zonneboilers efficiënter maken. Een verbetering op de vlakkeplaat collector is bijvoorbeeld de 'heat pipe' zonnecollector met vacuümbuis. Omdat deze ook werken bij diffuus zonlicht werkt deze variant ook goed in de winter. Dit type is nu al op de markt.

Bij een klimaatneutrale warmtevoorziening in de gebouwde omgeving kunnen zonneboilers een rol hebben in vermindering van de energievraag. Echter, er zal altijd een back-up systeem aanwezig moeten zijn voor warm tapwater.

P.3 Energievraag

Een zonneboiler levert per jaar ongeveer de helft van de tapwatervraag. Een gemiddeld huishouden verbruikt 280 m³ gas (9 GJ) voor warm water (ECN, Energie-Nederland en Netbeheer Nederland, 2016). Een besparing van 140 m³ bij een gasprijs van € 0,65 levert de consument dus € 91 op. Een zonneboiler voor 2 personen kost € 2.500 en er is € 750 subsidie (Milieu Centraal, 2017). Daarmee is de terugverdientijd 19 jaar.

P.4 Technisch potentieel

In woningen kunnen zonneboilers ruwweg de helft van de energie voor de productie van warmtapwater besparen. (bron Milieu Centraal). Het realiseerbaar potentieel wordt beperkt door mismatch van opwek en gebruik. Het huidige finaal eindgebruik van aardgas voor warm tapwater is 60 PJ (ECN, 2017); de helft hiervan zou een potentieel van 30 PJ betekenen.

Ecofys schat het maximaal realiseerbaar potentieel voor thermische zonne-energie in de woningbouw in op circa 52,5 PJ (Ecofys, 2017). Dit is 20x zoveel als de NEV verwacht in 2020.

Holland Solar schat het totale potentieel voor zonnewarmte op 107 PJ.

Tabel 5: Potentieel zonnewarmte in Nederland per sector.⁵

Cijfers in PJ/jaar	2013	2020	2050
Huishoudens	0,60	2,5	77
Industrie	0	0,5	19
Utiliteit	0,44	2,0	11

Voor huishoudens gaan zij uit van een warmtebesparing van 50% en een warmtelevering door zonne-energie van 50% van de resterende vraag voor zowel tapwater als ruimteverwarming, in totaal 77 PJ. Dit potentieel voor ruimteverwarming lijkt zeer optimistisch en zou moeten worden gecombineerd met (seizoens)opslag.

In de industrie ziet Holland Solar het potentieel vooral in de voedingsmiddelensector, waar 10-15 PJ haalbaar wordt genoemd. In de utiliteit is de huidige ~0,44 PJ zonnewarmte vooral benut in zwembaden. Het potentieel wordt daar op 5 PJ geschat. Daarnaast kan het worden toegepast in hotels, zorgcomplexen, sportaccommodaties en ziekenhuizen.

Door CE Delft is het technisch potentieel voor zon-thermische warmte in 2020 geschat op 18 PJ. Dit valt allemaal in de gebouwde omgeving. (CE Delft, 2014)

Onderzoeksbureau Ecofys schatte in 2007 het potentieel op 7,4 PJ, inclusief toepassing van de zonneboilercombi (vooral in nieuwbouw). Dit betekent 2,1 miljoen zonneboilers en een groei-percentage van 40% per jaar (Ecofys 2007).

P.5 Succes- en faalfactoren

Momenteel gaat de ontwikkeling van zonnewarmte langzaam. De grootste barrière is financieel. De terugverdientijd voor huishoudens wordt - inclusief subsidie - geschat op 19 jaar (zie boven). Dit komt door een lage belasting op gas en de hoge aanschafprijs van de systemen (vanaf ca. € 2.500). Verhogen van energiebelasting op gas, verhogen van de EIA, betere opties in de SDE+ en betere regelingen voor zonnewarmte in de landbouw zou zonnewarmte in de utiliteit, landbouw en industrie kunnen stimuleren. (Holland Solar, 2015).

Hoewel er momenteel met de ISDE een ruime subsidieregeling is voor zonneboilers, wordt er weinig gebruik van gemaakt (Ecofys 2017).

De verdere ontwikkeling van heat pipe zonneboilers en verlaging van de prijs hiervan kan het succes van zonneboilers vergroten.

P.6 Schaalsprong

De groei van zonnewarmte is door de zwakke businesscase gestagneerd. Hoewel het technisch potentieel enkele tientallen PJ behelst, moet het financieel rendabeler worden om door te breken.

P.7 Concurrerende technieken

De zonneboiler is niet de enige techniek die wordt ontwikkeld voor de warmtelevering in de gebouwde omgeving. Eén van de concurrenten is de warmtepomp, voornamelijk in de nieuwbouw; energetisch gezien is de zonneboiler juist complementair aan de warmtepomp, voor tapwaterverwarming. In het zomerseizoen kan de zonneboiler zorgen voor de tapwaterverwarming en hoeft de warmtepomp niet aan. Het vergt wel een investering in zowel warmtepompsysteem als in de zonneboiler.

P.8 Toepassingsgebied

De zonneboiler (thermische zonne-energie) is toepasbaar overal waar (met name) laagwaardige warmtevraag is. In de toekomst wordt ook toepassing voorzien voor hoogwaardige warmtevraag (in industriële processen), en voor koude vraag (via ab- of adsorptiewarmtepompen).

P.9 Impact op infrastructuur

Er is een afname van de vermogensvraag van gas, maar niet van de piek-vermogensvraag gas (omdat er rekening mee gehouden moet worden dat de bijdrage van zonneboilers ook weleens nul kan zijn, met name in de wintermaanden).

P.10 Bronnen

CBS, ECN, 2017

Monitoring warmte 2015

Petten: ECN, 2017

CBS Statline, 2017

Zonnewarmte; aantal installaties, collectoroppervlak en warmteproductie 30 juni [online]

<http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=82003NED&LA=NL>

CE Delft, 2014

Kansen voor warmte: Het technisch potentieel voor warmtebesparing en hernieuwbare warmte,

Update van 200-200 in 2020

Delft: CE Delft 2014

ECN & CBS, 2017

Monitoring warmte 2015

Petten: ECN, 2017

ECN, Energie-Nederland en Netbeheer Nederland, 2016

Energietrends 2016

Petten: ECN, 2016



Ecofys, 2007

Duurzame Warmte en Koude 2008-2020: Potentiëlen, Barrières en Beleid
Utrecht: Ecofys the Netherlands BV, 2007

Ecofys, 2017

Overige hernieuwbare energie in Nederland: Een potentieel studie- CONCEPT 22/3/2017 -
Vertrouwelijk
s.l.: Ecofys, 2017

ESTIF, 2017-

European Solar Thermal Industry Federation
[online] www.estif.org/home

ESTIF, 2009a,

Solar Thermal Markets in Europe in 2008
[online]
www.estif.org/fileadmin/estif/content/market_data/downloads/2008%20Solar_Thermal_Markets_in_Europe_2008.pdf

ESTIF, 2009b

Potential of Solar Thermal in Europe
[online]
www.estif.org/fileadmin/estif/content/events/downloads/Potential%2520Solar%2520Thermal_Webinar.pdf

Holland Solar, 2009

Position paper thermische zonne-energie 2009-2020
[online]
www.zonne-energiein nederland.nl/position_paper_thermische_zonne2denergie_2009.pdf

Holland Solar, 2007

Transitiepad Thermische zonne-energie: de Roadmap van Holland Solar
[online] www.zonne-energiein nederland.nl/roadmap_thermische_zonne_energie_230207.pdf

Holland Solar, 2015

Ruimte voor zonne-energie in Nederland 2020-2050: Analyse van ruimtelijke groeikansen en knelpunten voor zonne-energie toepassingen in Nederland
Utrecht: Holland Solar, 2015

Milieuloket, 2009

'Zonne-energie', 23 november 2009
[online] www.milieuloket.nl/9353000/1/j9vvhurbs7rzq9/vhurdyxriyt

Milieuloket, 2017

Subsidie zonneboilers
[online] www.milieucentraal.nl/energie-besparen/energiezuinig-huis/financiering-energie-besparen/subsidie-zonneboilers/

SenterNovem, 2009a

Statusrapportage zonneboilers in Nederland in 2008, SenterNovem
[online] www.senternovem.nl/mmfiles/Statusrapportage%20zonneboilers%20in%20Nederland%20in%202008_tcm24-292090.pdf



Senter Novem, 2009b

Zonneboilers

[online] www.senternovem.nl/duurzameenergie/DE-technieken/Zonneboilers/Index.asp

Solarsolutions, 2017

Solar trendrapport 2017

[online] www.solarsolutions.nl/download-solar-trendrapport-2017/



Q Thermische opslag (woningwijk) en thermische seizoensopslag



Thermische energieopslag draagt bij aan een flexibele inpassing van duurzame warmtebronnen. Omdat warmte het grootste deel van het finaal eindgebruik aan energie is, heeft opslag van warmte (en koude) grote potentie.

De seizoensopslag van warmte en koude (bijvoorbeeld benutting van in de zomer opgeslagen warmte in de winter en winterkoude in de zomer) in warmte-koudeopslag (WKO) is in de laatste jaren sterk gegroeid. Seizoensopslag is van speciaal belang naar mate de warmtevoorziening sterker wordt geëlektrificeerd. In het elektrische systeem is seizoensflexibiliteit vrij kostbaar (achter de hand houden grote hoeveelheden capaciteit) of onpraktisch (batterijen zijn niet zinnig voor seizoensopslag). Thermische seizoensopslag licht dan meer voor de hand.

Q.1 Huidige status

De verschillende vormen van thermische energieopslag kunnen worden onderscheiden in kortcyclisch en langcyclisch. Kortcyclische warmteopslag is bijvoorbeeld een opslagvat bij (zonne-) boilers.

Bij de langcyclische opslag wordt bedoeld op seizoensopslag van warmte en koude in een ondergrondse watervoerende laag (aquifer). Hier wordt 's zomers de warmte afgevangen, ondergronds opgeslagen en 's winters als warmte weer omhooggehaald en gebruikt. Daarnaast wordt koude in de winterperiode opgevangen en ondergronds opgeslagen dat er in de zomer weer wordt uitgehaald en als koeling wordt gebruikt. Koude-warmteopslag (KWO) is inmiddels min of meer standaard geworden in de nieuwbouwutiliteit, mede als gevolg van de aanscherping van de energieprestatie-eisen. Bij KWO is wel hulpenergie nodig voor pompen en een eventuele (veelal elektrische) warmtepomp.

Opslagvat voor seizoensopslag

Warmte kan worden opgeslagen in warm water (voelbare opslag). Hierbij kan een opslagvat of -zak in een kelder of kruipruimte gebruikt worden. Echter, om de gehele warmtevraag van een huishouden op te slaan in warm water, is een groot volume nodig. Om 35 GJ warmte op te slaan (1 jaar warmtevraag van een huishouden) is 140 m³ water met een temperatuurverschil van 60°C nodig. Dit kan in een ondergronds vat worden opgeslagen. Dat kan ook collectief, bijvoorbeeld met het 'Ecovat'.

Warm water kan, behalve in een opslagvat, ook in de bodem worden opgeslagen in WKO (warmte-koude opslag), MTO (middelhoge temperatuur opslag) of HTO (hoge temperatuur opslag). Ook kan de warmte worden opgeslagen in PCMs (phase changing materials) of chemische overgangen (thermochemische opslag).

Warmte-koudeopslag (WKO)

Seizoensopslag of koude-warmteopslag (WKO) is een inmiddels goed ontwikkelde techniek om energie (in de vorm van warmte of koude) op te slaan en op een ander tijdstip te gebruiken. Vele gebouwen zijn en worden met dergelijke installaties uitgerust. WKO maakt gebruik van omgevingswarmte (ook wel bodemenergie), warmte (of koude) uit de buitenlucht die wordt opgeslagen in de bovenste laag van de bodem. Net als geothermie is dit dus warmte van onder het aardoppervlak.

WKO kan zowel op individueel gebouwniveau als in collectieve warmtenetten worden gebruikt. In 2013 was 0.8% van de warmtetoevoer naar stadswarmtenetten afkomstig van WKO (ECN, Energie-Nederland en Netbeheer Nederland, 2016).

In 2015 was de totale koudeproductie uit WKO's in Nederland ongeveer 2 PJ en de totale warmteproductie 3,8 PJ. Dit betreft grotendeels systemen in nieuwe, grote utiliteitsbouw. (CBS 2016, tabel 6.2.1)

Middelhoge temperatuuropslag (MTO) en hoge temperatuuropslag (HTO)

MTO en HTO maken net als WKO-gebruik van warmteopslag in de ondergrond, maar maken gebruik van grotere dieptes en hogere temperaturen: 30-60°C voor MTO en >60°C bij HTO. Bij HTO-systemen is geen warmtepomp nodig, maar is vaak waterbehandeling nodig vanwege kalkneerslag bij de hoge temperatuur. HTO is het meest geschikt voor industriële restwarmte, AVI's en energiecentrales en is te combineren met (stads)warmtenetten. MTO is geschikt voor kassen met WKK, warmte van koelsystemen en zonnepanelen.

Op dit moment zijn er enkele MTO- en HTO-installaties actief.

De grootste belemmering voor MTO en HTO is dat opslag van temperaturen boven 25°C in de ondergrond, of een warmteoverschot (onbalans) in de ondergrond, niet is toegestaan. (IF Technology, 2014).

Phase Change Materials (PCM) en Thermochemische warmteopslag

Door gebruik te maken van latente opslag (faseovergang) kan een grotere energiedichtheid worden bereikt dan in water. Met behulp van een warmtepomp kan bijvoorbeeld de faseovergang van water naar ijs worden benut. Een commerciële toepassing hiervan is de Solar Freezer en RWS IJs van Columbus (RWS, 2017). In Goes is in 20 nieuwbouwwoningen een thermische opslag van 10 m³ per twee woningen gebouwd die warmte van zonnecollectoren opslaat in de faseverandering van ijs naar water.

Ook andere materialen kunnen worden gebruikt; dan wordt de term 'phase change materials' (PCMs) gebruikt. PCMs worden voornamelijk toegepast in bouwcomponenten om de thermische eigenschappen van een gebouw te verbeteren. Theoretisch is het ook mogelijk om een opslagtank met PCM te vullen.

Als alternatief wordt thermochemische warmteopslag systemen (TCS) onderzocht. Hier wordt gebruikgemaakt van een reversibele fysisch-chemische reactie van materialen met een energiedichtheid van enkele GJ/m³ Zoals zouthydraten. Hoewel het onderzoek naar TCS vorderingen maakt en er een aantal prototypes gebouwd zijn blijft commerciële toepassing vooralsnog uit.



Q.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

In 2015 was de totale koudeproductie uit WKO's in Nederland ongeveer 2 PJ en de totale warmteproductie 3,8 PJ. Dit betreft grotendeels systemen in nieuwe, grote utiliteitsbouw. Het technisch potentieel wordt geschat op 70 PJ (eRisk Group, 2012).

Q.3 Huidige energievraag

Vrijwel alle genoemde technieken hebben een component van benutting van duurzame energie en dragen bij aan vermindering van de vraag naar primaire energie. De opslag op zichzelf leidt feitelijk niet tot energiebesparing, maar deze maakt het wel mogelijk dat beschikbare energie (bijvoorbeeld omgevingswarmte uit de zomer en elektriciteit uit windparken op dalmomenten in de vraag) beter kan worden benut en niet verloren gaat. Via dit principe leidt de opslag wel degelijk tot besparingen op de vraag naar fossiele energie.

Q.4 Technisch potentieel

Het technisch potentieel van WKO's is moeilijk in te schatten en hangt af van de opslagcapaciteit van de bodem en ruimtelijke inpassing daarin. Eerdere studies schatten het totaalpotentieel op 70 PJ/jaar (CE Delft, 2014).

Daarbij komt nog een in principe zeer groot potentieel voor installaties zoals het Ecovat.

Q.5 Succes- faalfactoren

Algemene factoren die de introductie van de genoemde techniek kunnen versnellen zijn:

- De prijs van primaire energie en daarmee de prijs van elektriciteit en warmte.
- De energieprestatie-eisen (EPC) bij nieuwbouw die invloed zullen hebben op de inzet van zonneboilers, zon-PV en HRe-ketels.
- Eventuele energieprestatie-eisen (EPBD) voor de bestaande bouw.
- De belemmering bij toepassing van (open) WKO is dat de warmte- en koudebronnen kunnen gaan interfereren als de boringen niet goed zijn gecoördineerd. Ook heeft de ondergrond en grondwaterwinning en zoutwaterlozing invloed op de toepasbaarheid van WKO.
- De opslagcapaciteit van de bodem verschilt per locatie.

Q.6 Schaalsprong

Een mogelijke schaalsprong wordt niet gehinderd door de (on)mogelijkheden aan de aanbodzijde; daar is voldoende potentieel. Knelpunten zitten veeleer aan de vraagkant. Zodra daar de wil of noodzaak ontstaat om actie te nemen (door aanscherping van prestatie-eisen of een stijging van energieprijzen) kan snel een schaalsprong worden gerealiseerd.

Q.7 Concurrerende technieken

Voor zover kan worden overzien is dit niet aan de orde. Integendeel, de tijdelijke opslag van elektriciteit en warmte vormt in de meeste gevallen een waardevolle aanvulling op andere technieken, waardoor deze beter tot hun recht komen of beter ingepast kunnen worden. Opslagsystemen sluiten bijvoorbeeld ook uitstekend aan op het principe van 'smart energy grids'.



Q.8 Toepassingsgebied

Omdat WKO zowel in warmte als in koude kan voorzien, is deze techniek het meest geschikt voor toepassing in gebouwen die ook koeling nodig hebben zoals kantoren, datacenters en voedsel-conservering, en voor een combinatie hiervan met warmtevoorziening aan woningen.

WKO wordt steeds meer toegepast, vooral in nieuwe utiliteitsbouw zoals kantoren. Deze techniek is daar relatief snel rendabel door de gecombineerde warmte- en koelvraag. Ook in de glastuinbouw is WKO nu al rendabel (CBS, 2015).

Q.9 Impact op infrastructuur

Warmte-koudeopslag heeft impact op zowel het elektriciteitsnet als warmtenet. Er zal altijd een warmtepomp nodig zijn voor het verwarmen van tapwater en eventueel opkrikken van temperaturniveaus voor ruimteverwarming. Afhankelijk van de grootte van het systeem zal mogelijk het elektriciteitsnet moeten worden verzwaard.

Om de warmte op te slaan moet uiteraard geboord worden in de ondergrond. Daarnaast moet een warmtenet worden aangelegd; dit kan variëren van een lokaal systeem op gebouwniveau tot inpassing in een stadswarmtenet.

Q.10 Bronnen

CBS, 2016

Hernieuwbare Energie in Nederland 2015

Centraal Bureau voor de Statistiek, Den Haag/Heerlen/Bonaire, 2016.

CBS Statline, 2016

Energieverbruik particuliere woningen; woningtype en regio's, 13 oktober

[online] <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?DM=SLNL&PA=81528NED>

CE Delft, 2014

Kansen voor warmte: Het technisch potentieel voor warmtebesparing en hernieuwbare warmte, Update van 200-200 in 2020

Delft: CE Delft 2014

ECN, Energie-Nederland en Netbeheer Nederland, 2016

Energietrends 2016

Petten: ECN, 2016

eRisk Group, 2012

Het technisch potentieel van lokale decentrale duurzame energie opwek oplossingen in 2020: literatuuronderzoek

s.l.: eRisk Group, 2012

IF technology, 2014

Thermisch rendement hoge & middelhoge temperatuur warmteopslag in de bodem

Arnhem: IF Technology bv, 2014



RWS, 2017

Warmte... uit ijs? RWS IJs van Columbus

[online] www.rwsgoes.nl/ijsvancolumbus/ijs-van-columbus/



R Hybride opties: HRe-ketel, hybride warmtepompen, brandstofcellen

De hybride warmtepomp combineert een elektrische luchtwarmtepomp met de HR-ketel op gas (een klimaatneutraal gas zoals groen gas of waterstof), en kan dus gebruikmaken van twee energiebronnen om warmte op te wekken. Het grootste volume van de warmte wordt met elektriciteit gemaakt tegen een hoog rendement, terwijl de warmtepomp toch bescheiden van omvang blijft omdat de HR-ketel voor de piekvraag zorgt. De piekvraag is juist voor het elektrische systeem een probleem bij een grote penetratie van warmtepompen, maar de piekvraag is voor de gasinfrastructuur geen enkel probleem (de infrastructuur is daarvoor ontworpen).



De HRe-ketel is een micro-warmtekrachtkoppeling voor huishoudens, waarbij de HR-ketel naast voor de verwarmingsdoeleinden tevens wordt benut om een bescheiden hoeveelheid elektriciteit te produceren. Deze elektriciteit wordt geproduceerd met een efficiëntie die duidelijk hoger is dan die van elektriciteitscentrales die alleen elektriciteit produceren.

R.1 Huidige status

Hybride warmtepomp

De hybride warmtepomp combineert een elektrische luchtwarmtepomp met de HR-ketel op gas. De combinatie levert warmte voor ruimteverwarming en eventueel warm tapwater, waarbij ofwel elektriciteit of gas de energie kunnen aanleveren afhankelijk van de warmtebehoefte en de temperatuur, waarbij het gasgedeelte de pieken levert. Hybride warmtepompen maken gebruik van buitenlucht of ventilatielucht (CE Delft, 2016). In 2016 waren er ca. 20.000 hybride warmtepompen geïnstalleerd (Berenschot, 2017). Er worden momenteel ca. 400.000 HR-ketels per jaar verkocht.

Micro-WKK

Sinds jaren wordt er gesproken over de micro-warmtekrachtkoppeling voor huishoudens. In 2009 waren ongeveer 1.000 micro-WKK's op verschillende testlocaties in Nederland geplaatst. Hoewel meerdere CV-fabrikanten (Remeha, Baxi, Vaillant, Nefit/Bosch, Ariston, Whispergen) een micro-WKK hebben ontwikkeld, en in een studie van COGEN Projects et al. (2008) optimistische scenario's zijn beschreven voor de uitrol ervan, is de verwachte doorbraak niet gekomen.

De meeste systemen zijn op basis van een geïntegreerde heteluchtmotor (Stirlingmotor). Daar is de verhouding tussen elektriciteit en warmte (WKK-verhouding) rond de 1:10 tot maximaal 1:3, waardoor er altijd veel warmte vrijkomt bij elektriciteitsproductie. Daardoor zijn dit type HRe-ketels minder geschikt voor de energievoorziening in de zomer.

Ook is een micro-WKK op basis van een brandstofcel mogelijk. De WKK-verhouding ligt hierbij dichterbij 1:1. Voor een brandstofcel kan aardgas als brandstof worden gebruikt, maar deze moet wel met een 'micro refinery' omgezet worden naar waterstof waardoor het rendement afneemt en CO₂ uitgestoten wordt. In plaats daarvan kan ook pure waterstof aangevoerd worden als dit beschikbaar is

(dit vereist dus een vorm van een waterstofinfrastructuur). Proton Exchange Membrane (PEM) brandstofcellen werken bij lage temperatuur (ca. 70°C); Solid Oxide (SO) brandstofcellen werken bij hoge temperatuur (ca. 700-1.000°C).

De HRe-ketel is door de technische complexiteit en mede daardoor hoge kosten de-facto opgegeven. Milieu Centraal (2017) rekent door dat een HRe-combiketel anno 2017 9.400 euro extra kost vergeleken met een HR-combiketel, terwijl bij het huidige prijspeil een besparing op energiekosten van 300 euro per jaar resulteert. Omdat de verwachte levensduur van een HRe-ketel 15 jaar bedraagt, wordt de meerinvestering naar verwachting niet terugverdiend binnen de levensduur. Verschuivingen in het belastingregime voor kleinverbruik (hoger belasten van gas en lager belasten van elektriciteit) zullen het verdienmodel van de HRe-ketel verder verslechteren.

R.2 Verwachte ontwikkelingen

Hybride warmtepomp

In de studie 'Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050' (CE Delft, 2015) heeft CE Delft doorgerekend wat bij een kostenoptimale invulling van de warmtevoorziening in 2050 de bijdrage zou zijn van verschillende technieken. In dit scenario zou de bijdrage van hybride warmtepompen 46 PJ (12%) zijn.

In de toekomst kan de HR-ketel op waterstof ook een optie worden. Deze ketel is nog niet op de markt, maar kan het voordeel bieden dat de ombouw relatief meevalt.

Micro-WKK

In een studie van COGEN Projects c.s. (2008) zijn twee scenario's ontwikkeld voor de marktpenetratie van de micro-WKK tussen 2010 en 2030. Echter, de penetratiegraad van de markt blijft achter bij deze scenario's.

Doordat de micro-WKK duur is en op aardgas of groen gas draait, en dus op lange termijn CO₂-eisen en de beperkte beschikbaarheid van groen gas limiterend zullen zijn, is twijfelachtig of deze techniek zal kunnen concurreren met elektrische warmtepompen of naar klein- en grootschalige warmte. Een optie zou kunnen zijn de micro-WKK toe te passen met grote niet goed te isoleren panden die wel verwarmd moeten worden (Milieu Centraal, 2017).

R.3 Energievraag

Bij de hybride warmtepomp wordt 50-75% van het gasverbruik vervangen door elektriciteit, die bij een COP van 4 ca. 4 maal zo efficiënt warmte levert (Berenschot 2017). In combinatie met de lagere elektriciteitsprijs levert dit een kostenbesparing op.

Bij micro-WKK leidt het tot een meerverbruik van gas om lokaal elektriciteit op te wekken. Het thermisch rendement werd in 2008 op 90% geschat en het elektrisch rendement op 15% (COGEN Projects e.a., 2008).

R.4 Potentieel

Hybride warmtepomp

In de studie 'Verkenning CO₂ - neutrale gastoekomst' (Berenschot, 2016) is een scenario opgesteld voor vervanging van alle HR-ketels, waarbij hybride warmtepompen met groen gas overal worden toegepast waar warmtenetten en all-electric-oplossingen minder rentabel zijn. Daarbij wordt de hybride warmtepomp toegepast voor ongeveer de helft van de warmtevraag van de gebouwde omgeving, en in dit pad staan er in 2030 1,5 miljoen hybride warmtepompen en in 2040 4 miljoen. De totale benodigde hoeveelheid groen gas wordt daarbij geschat op circa 1 à 2 miljard m³. Bij een 25%-75% verhouding gas-elektriciteit (7.5 kWh/m³) is de elektriciteitsvraag van die warmtepompen dan 7,5 miljard kWh of 27 PJ.

Micro-WKK

Het besparingspotentieel hangt af van de penetratie. Zoals gezegd is het realistisch potentieel beperkt (tot huizen met een grote gasvraag die niet goed zijn te isoleren).

R.5 Succes- en faalfactoren

Hybride warmtepomp

De belangrijkste succesfactoren zijn de energiebesparing die mogelijk wordt, de kostenvoordelen voor de eindgebruiker als de gasprijs stijgt, en de beperkte meerkosten bij CV-ketelvervanging. De huidige subsidie helpt verder met de marktpenetratie.

De voornaamste faalfactoren bij het toepassen van hybride warmtepompen is het kennisniveau bij consumenten en installateurs (Berenschot, 2017). Ook spelen de aanschafkosten mee en gebrek aan standaardisering en een echte incentive in de bestaande bouw.

Verder is een buitenlucht-eenheid nodig, wat een plaatsings- en hinderprobleem kan opleveren.

Micro-WKK

Eén van de belangrijkste succesfactoren is dat de micro-WKK wordt ontwikkeld als één-op-één vervanger van de huidige HR-ketel: dezelfde afmetingen, dezelfde bediening, etc. Hiermee is de volledige vervangingsmarkt van HR-ketels geschikt voor de micro-WKK. Daarnaast wordt het voor individuele woningen mogelijk een aanzienlijke besparing te behalen op het energieverbruik. De grootste faalfactor van de micro-WKK is het kostenplaatje (ca. € 10.000 aanschaf plus montage en onderhoud). Als er een toename in gebruik plaatsvindt, zou er een kostenreductie gerealiseerd kunnen worden. Ontwikkelingen in de energiebelasting, waar gas meer belast wordt en elektriciteit minder, staan de micro-WKK in de weg, terwijl deze juist gunstig zijn voor de hybride warmtepomp.

R.6 Schaa sprong

De hybride warmtepomp wordt al op commerciële schaal toegepast en kan hierdoor een kostenleercurve doormaken.

Er worden momenteel ca. 400.000 HR-ketels per jaar verkocht, als de meerkosten van de hybride warmtepomp zich terugverdienen door de besparing op gas, dan kan de hybride warmtepomp dus snel doorgroeien volgens het scenario van Berenschot.



De micro-WKK en de hybride warmtepomp zijn beide technieken die individueel in gebouwen ingepast worden. Er is daardoor geen collectieve (wijk) oplossing nodig.

Een schaa sprong bij de micro-WKK is op grond van de ontwikkelingen die we nu zien niet te verwachten. De micro-WKK vergt een technologiedoorbraak waardoor de techniek een stuk goedkoper wordt.

R.7 Concurrerende technieken

De micro-WKK is in toepassing ingehaald door de hybride warmtepomp. Deze heeft aardgas of groen gas nodig als energiebron. De technieken concurreren met all-electric-opties en collectieve warmtenetten.

Lokale omstandigheden én plannen zullen bepalen welke opties rendabel zijn.

R.8 Toepassingsgebied

Hybride warmtepompen

Omdat een hybride warmtepomp geen lage temperatuur verwarmingssysteem vereist, is deze goed toe te passen in de bestaande bouw. Het rendement van een (hybride) warmtepomp is het hoogst bij goed geïsoleerde woningen met een lage temperatuur afgiftesysteem. De hybride warmtepomp is ook zeer goed toe te passen bij hoge temperatuurverwarming.

Micro-WKK

De micro-WKK wordt niet zoveel toegepast als in 2009 verwacht. Door de hoge kostprijs is het financieel rendement afhankelijk van het aardgasverbruik en de aardgasprijs. Hoe hoger het huidig gasgebruik, hoe beter het financieel rendement van een micro-WKK. Woningen met een relatief hoog (huidig) gasgebruik, boven de 1.600 m³/jaar, zijn meestal wat grotere en oudere woningen die minder goed geïsoleerd zijn. Voor goed geïsoleerde nieuwbouwwoningen zijn betere alternatieven dan de (huidige) micro-WKK beschikbaar. Omdat micro-WKK met brandstofcellen elektrische rendementen kunnen behalen van 50%, wordt ook rendabele toepassing in nieuwbouwwoningen mogelijk omdat daar de verhouding Elektriciteit-Warm tapwater ook ongeveer 50/50 is.

R.9 Impact op infrastructuur

De hybride warmtepomp maakt bij pieken gebruik van (groen) gas. Daardoor wordt het elektriciteitsnet veel minder belast dan bij all-electric-warmtepompen. Het vermogen van het warmtepompgedeelte is rond 1-5 kW (Berenschot, 2017).

Bij een HRe-ketel met gas en elektriciteit is er een vergroting van de lokale gasvraag en een daling van de elektriciteitsafname.

Bij een HRe-ketel op basis van waterstof-brandstofcel is er een waterstofinfrastructuur nodig.

R.10 Bronnen

Berenschot, 2016

Verkenning CO₂-neutrale gastoeekomst: Een transitie-oplossing met CO₂-neutraal gas, door een combinatie van groen gas en gas met CO₂-afvang
[online] www.berenschot.nl/actueel/2016/juni/verkenning-co2-neutrale/

Berenschot, 2017

Routekaart Hybride warmtepomp
Utrecht: Berenschot Groep B.V., 2017

CE Delft, 2015

Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050
Delft: GasTerra/CE Delft, 2015

CE Delft, 2016

Een klimaatneutrale warmtevoorziening voor de gebouwde omgeving, update 2016: De route naar een klimaatneutraal Nederland
Delft: CE Delft, 2016

COGEN Projects c.s, 2008

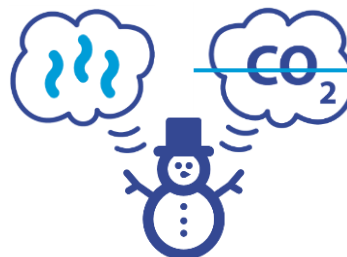
COGEN Projects, ECN, Ecofys, TNO, CE Delft, Gasunie E&T
Energie- en CO₂-besparingspotentieel van micro-WKK in Nederland (2010-2030)
[online] www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-O--08-017

Milieu Centraal, 2017

HRe-ketel
[online] www.milieucentraal.nl/energie-besparen/energiezuinig-huis/verwarmen-op-gas/hre-ketel/



S Klimaatneutrale voorziening van de winterpiekvraag



De warmtevoorziening in de gebouwde omgeving moet voldoende zijn voor een zeer koude winter, zowel in capaciteit (energie per uur) als in volume (duur van de extreem koude periode).

Nagenoeg de gehele piekvoorziening van de lage temperatuur warmtevraag wordt momenteel met aardgas ingevuld. Tot relatief recent vervulde de variabele productiecapaciteit van het Groningen veld een belangrijke rol, maar dat is met het huidige gereduceerde productieniveau niet meer het geval. GTS bedrijft voor de piekvoorziening een LNG *peak shaver* voorziening op de Maasvlakte (hoogcalorisch gas). Daarnaast is er in Nederland en Duitsland gasopslag in zoutcavernes en in lege gasvelden (Bergermeer).

In een klimaatneutraal toekomstbeeld kunnen we niet op de huidige wijze van aardgas gebruik blijven maken voor de winterpiek maar zal dat op CO₂-neutrale wijze moeten worden ingevuld. Dit betekent dat er alternatieve methoden worden gevonden, zoals vaste biomassa of CO₂-vrij gas.

In deze bijlage zijn enige berekeningen opgenomen van het volume van de piekvoorziening die hoort bij een extreem koud jaar. Dit is relevant voor de toekomstscenario's die in de Net voor de Toekomst studie zijn ontwikkeld.

Als gevolg van het Besluit leveringszekerheid Gaswet van 13 april 2004 is GTS gehouden voorzieningen te treffen voor de pieklevering aan de leveranciers van kleinverbruikers. Er is sprake van pieklevering in het geval van bijzonder koude omstandigheden, bij een gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur in De Bilt lager dan -9°C, en in dit geval moet GTS toch gas kunnen leveren tot een effectieve etmaaltemperatuur van -17°C (GTS, 2017; Ministerie van EZ, 2004). Lagere temperaturen dan -17°C treden in Nederland niet op.

Voor deze dienst wordt er door GTS elk jaar de voor pieklevering benodigde capaciteit en volume vastgesteld. Deze benodigde hoeveelheden worden onder meer op basis van historische temperatuurreeksen en verbruiksinformatie van de voorgaande winters op de relevante exit-punten vastgesteld.

S.1 Volume van de warmtevraag in een extreem koude winter

We kunnen ook enige berekening via graaddagen uitvoeren. De energievraag voor het verwarmen van woningen is afhankelijk van de buitentemperatuur. Een maatstaf waarmee de verschillen tussen jaren kan worden ingeschat is het aantal graaddagen per jaar. Per etmaal levert het verschil tussen de stookgrens (hiervoor wordt in de regel 18°C aangenomen) en de etmaalgemiddelde buitentemperatuur een graaddag op (1 dag van etmaalgemiddeld 0°C levert 18 graaddagen voor die dag op).

In 2015 waren er 2675 gewogen graaddagen (bron: KWA Bedrijfsadviseurs). De warmtevraag voor woningen was in dat jaar 287 PJ⁶². Dat is bij de huidige woningen (isolatieniveau en soorten energietechnieken) 2,8 miljoen m³/graaddag of 0,107 PJ/graaddag.

Als het 2 weken lang extreem koud weer is, gemiddeld -17°C, dan zijn er 490 graaddagen in die periode van twee weken, waarvoor dus een extra hoeveelheid energie van 53 PJ nodig zou zijn, dus dan zou de warmtevraag niet op 287 maar op 340 PJ uitkomen.

Een recente extreem koude winter had het jaar 1987. Toen was het aantal gewogen graaddagen 3.393, ofwel 718 meer dan het jaar 2015.

In de toekomst wordt er een toename van het aantal huishoudens verwacht en een afname in de warmtevraag per woning door verbeterde isolatie. Met 9,4 miljoen woningen in 2050 (conform het WLO-scenario 'Hoog'), en een afname in de warmtevraag van 0,8% per jaar (NEV 2016) zou de totale warmtevraag per graaddag afnemen tot 0,101 PJ/graaddag. Als we dan weer een strenge winter van het niveau van 1987 krijgen, dan zou er 344 PJ nodig zijn voor de warmtevoorziening van enkel de huishoudens, dus 57 PJ meer dan in 2015.

S.2 Capaciteit

Als we de 57 PJ extra van een extreem koude winter nemen, en we nemen aan dat deze extra energie in een leveringsperiode van 14 weken wordt geleverd, dan is dit een additionele 47 GWh/h. Dat is heel veel energie in de context van het elektrische systeem, meer dan de het huidige opgestelde productiepark centraal en decentraal plus de importcapaciteit.

Het gassysteem is erop toegerust om deze grote vermogens te leveren. Als we naar de totale piekcapaciteit voor het totaal aan industrie, huishoudens en utiliteit is de huidige prognose 167,3 GWh/h (bron: Gasunie Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2016).

S.3 Scenario's voor alternatieve warmtevoorziening

In de studie 'Systeemkosten van warmte voor woningen' (2015) heeft Ecofys een berekening gedaan van de energievraag van een tussenwoning verwarmd met verschillende technieken in een gemiddeld klimaatjaar, en de piekvraag (kW) in klimaatjaar 1987. Op basis van deze gegevens is in onderstaande tabel weergegeven wat de energievraag en piekvraag van klimaatjaar 1987 is per miljoen huishoudens. Hierbij wordt uitgegaan van een goed geïsoleerde woning. Verder wordt uitgegaan van een elektriciteitsvraag van warmtenetten van 0,0072 GJel/GJth voor de pompstations.

Tabel 49 - Winterpiekvolume en vermogen van 1 miljoen huishoudens per warmtetechniek

Warmtetechniek	Volume (klimaatjaar 1987)			Vermogen van de piekvraag		
	Gas (miljoen m ³)	Warmte (PJ)	Elektriciteit (PJ)	Gas (GW)	Warmte (GW)	Elektriciteit (GW)
HR-ketel	1.055		-	4,2		
Warmtenet	-	119	0,86		3,8	
Luchtwarmtepomp	-	-	49			2,3
Bodemwarmtepomp	-	-	36			1
Hybride warmtepomp	647	-	12	4,1		0,5

Bron: berekeningen CE o.b.v. Ecofys (2015).

⁶² Een gemiddeld gasverbruik van 1.250 m³ per woning in 2015 (bron: CBS Statline), 7,5 miljoen woningen, 92% stoekefficiëntie en 80% van het gasverbruik voor ruimteverwarming.



In de Net voor de Toekomstscenario's is rekening gehouden met de winterpiekvoorziening door een gasbuffer voor CO₂-neutraal gas (bv. waterstof) aan te houden die past bij de piekvraag die ontstaat bij een gemiddelde effectieve buitenluchttemperatuur van -17°C, die gedurende 2 weken aanhoudt.

S.4 Factoren die de winterpiek doen vergroten of verkleinen

In principe is de winterpiekvraag is zowel in volume als capaciteit omgekeerd evenredig met de mate van isolatie. Als de gebouwde omgeving 2x beter wordt geïsoleerd, neemt de piek ook met 50% af. In de praktijk verandert echter bij toenemende isolatie het stookgedrag de energiereductie afneemt. Andersom is het mogelijk dat op extreem koude dagen niet evenredig wordt gestookt, maar dat een comfortverlies wordt geaccepteerd. In dat geval kan de capaciteitspiek iets afnemen.

S.5 Technische oplossingen voor de winterpiek

Gas: Het huidige systeem is erop gemaakt om voldoende aardgas op te slaan en met voldoende capaciteit naar woningen te transporteren voor gebruik in HR-ketels. Ditzelfde systeem zou gebruikt kunnen worden voor groen gas. Om bij warmtenetten in de piekcapaciteit te voldoen kan gebruik gemaakt worden van piekketels op gas. Deze kunnen gebruik maken van verschillende klimaatneutrale gassen (groen gas, bio-syngas of waterstof en mixvormen)

Thermische buffers: Op collectief en individueel niveau kan warmte worden opgeslagen (zie Bijlage 'Thermische Opslag' - Q). Echter, voor een extreme winterpiek zullen thermische buffers zeer groot en dus kostbaar moeten zijn. Voor buffering van de totale warmtevraag (ruimteverwarming woningen) van een normale winter (2015) zou bij een temperatuurverschil van 60°C meer dan 1 miljard m³ water nodig zijn; voor de warmtevraag een strenge winter (1987) is dat 1,5 miljard m³: bijna de inhoud van het IJsselmeer.

Elektrische buffer en opslag: Bij toenemende elektrificering van de warmtevoorziening zal een groot deel van de winterpiek voorzien moeten worden door het elektriciteitsnet. Dit zal een grote uitdaging vormen voor zowel de transportcapaciteit van de elektriciteitsnetten als de beschikbaarheid van voldoende elektrische productiecapaciteit.

Opslag van elektriciteit in accu's lijkt voor de hand te liggen, maar elektriciteit is niet makkelijk op te slaan en het is relatief zeer kostbaar.

Ter vergelijking: de opslag van de jaarlijkse warmtevraag van een huishouden (35 GJ) zou duizend lithium ion accu's van 10 kWh (Tesla PowerWall 2) vereisen.

Voor één koude dag (-17°C) zouden al 10 accu's van 10 kWh nodig zijn.

Ook de accu van een gemiddelde EV is ontoereikend voor de 100 kWh piekvraag van een -17°C-dag. (EV's hebben 40-100 kWh opslagcapaciteit, maar de prestaties zijn minder goed bij lage temperaturen).

Gedragmatige deeloplossing/smart grids/flexibiliteit

De inpassing van de elektrische piekvraag van de winterpiek kan mogelijk voor een stukje worden verbeterd door andere soorten apparaten slim te sturen, zodat die niet op hetzelfde moment 'aan' gaan.

Echter het is waarschijnlijk dat op momenten van zeer grote koude de piekvraag elektriciteit juist verder oploopt doordat mensen extra kachelletjes gaan gebruiken en dergelijke.

S.6 Conclusie

Smart grids en accu-storage lijken voorlopig ontoereikende oplossingen voor de winterpiekvraag.

Betere oplossingen zijn:

- verder isoleren woningen;
- gasvormige CO₂-neutrale dragers;
- thermische buffers of andere energiedichte storage;
- accepteren van comfortverlies.

S.7 Bronnen

Ecofys, 2015

Systeemkosten van warmte voor woningen

Ecofys: Utrecht, 2015

CBS Statline, 2017

Energieverbruik particuliere woningen; woningtype en regio's

[online] <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?DM=SLNL&PA=81528NED>

KWA Bedrijfsadviseurs, 2017

Graaddagen en koeldagen

[online] www.kwa.nl/graaddagen-en-koeldagen

Ministerie van EZ, 2004

Besluit leveringszekerheid Gaswet

[online] <http://wetten.overheid.nl/BWBR0016605/2006-10-27>

Gasunie Transport Services, 2016

Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2016, 2 delen

Groningen: Gasunie transport services B.V., 2016

Gasunie Transport Services, 2017

Pieklevering

[online] www.gasunietransportservices.nl/netwerk-operations/pieklevering



Bijlagen over de functionaliteit: hoge temperatuur warmtevraag en energiegrondstoffen industrie



Bijlage T Ontwikkeling industriële vraag



Bijlage U Procesintensificatie en nieuwe technieken industrie



Bijlage V CCS en CCU: CO₂-afvang en opslag, CO₂-afvang en benutting



Bijlage W Industriële WKK en brandstofcellen

T Ontwikkeling industriële vraag



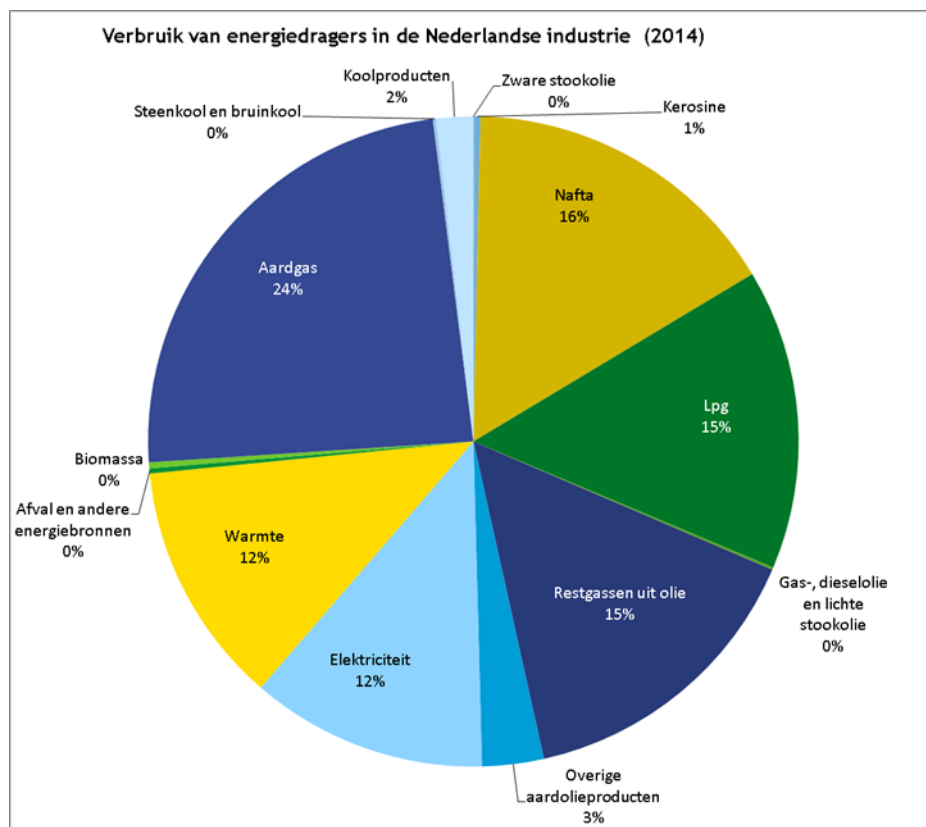
Nederland wordt gekenmerkt door een omvangrijke en energie-intensieve industriële sector, die van oudsher sterk afhankelijk is van fossiele energiedragers, zoals aardgas, aardolie en steenkool, om in haar energievraag te voorzien en als gebruik als grondstof. Zowel van wege de klimaatdoelstellingen als vanwege veranderende marktomstandigheden is het waarschijnlijk dat de afhankelijkheid van fossiele energiedragers sterk afneemt in de periode 2030-2050.

T.1 Huidige energievraag; opbouw

Het verbruik van energiedragers (finaal en niet energetisch verbruik samen) bedroeg in 2014 1.185 PJ (CBS, 2016). De voorlopige cijfers over 2016 geven een lichte stijging tot 1.222 PJ aan. (CBS, 2017). Ter vergelijking, het totale finale energieverbruik in Nederland was volgens het CBS in 2014 2.328 PJ.

De verdeling over de energiedragers is weergegeven in Figuur 95.

Figuur 95 - Finaal totaal gebruik van energiedragers in de Nederlandse industrie in 2014



Bron: Gegevens uit CBS Statline (CBS, 2016).

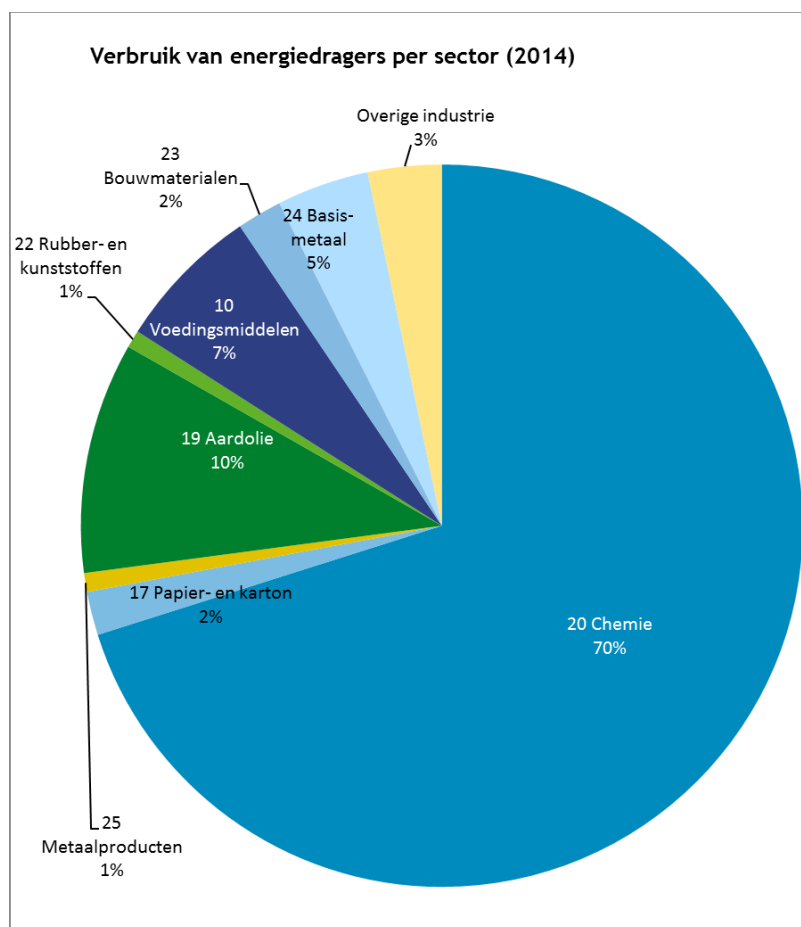
Uit deze figuur blijkt dat 50% van de energiedragers uit aardoliefracties bestaat, 24% uit aardgas, 12% uit elektriciteit en nog eens 12% uit warmte, de overige 2,5% wordt opgewekt op basis van steenkool, bruinkool en hun vergassingsproducten en nog een beetje biomassa en afvalverbranding.

De industrie maakt geen direct gebruik van kernenergie, waterkracht, windenergie en zonne-energie, maar de industrie koopt wel elektriciteit in, en daarbij worden deze energiebronnen wel gebruikt.

T.1.1 Gebruik van energie inclusief grondstoffen

Om de energievraag per sector inzichtelijk te maken gebruiken we de cijfers van het CBS over finaal energetisch en niet energetisch gebruik van energiedragers op het niveau van de subsector, het beeld is weergegeven in Figuur 96.

Figuur 96 - Finaal totaal gebruik van energiedragers per sector in de Nederlandse industrie in 2014



Bron: Data CBS Statline (CBS, 2016).

Alle individueel benoemde sectoren horen bij de zogenoemde procesindustrie. Deze industrie kenmerkt zich door grootschalige en machinale productie.

Binnen de procesindustrie vertegenwoordigt de petrochemie, de chemische industrie en de aardolieverwerkende industrie samen, meer dan 85% van het totale industriële verbruik van energiedragers. Dit is zoveel omdat enerzijds om energie-intensieve processen gaat en grote productievolumes, anderzijds omdat een groot deel van met name het brandstof verbruik in de chemische industrie geen energie- maar grondstofgebruik betreft.

Circa 67% (553 PJ in 2014) van de energiedragers die verbruikt worden in chemische industrie worden niet ingezet voor energiefuncties (bijvoorbeeld warmte of kracht - aandrijving van het proces), maar worden ingezet als *grondstof*, wat betekent dat de energiedrager als het ware onderdeel wordt van het product. Omgekeerd kunnen ook restproducten van het productieproces (onzuiver, niet bruikbaar, 'afval'product) worden gebruikt voor energiefuncties (verwarming, aandrijving, etc.). In de chemische industrie zijn energie- en grondstofverbruik dus nauw verstrengd.

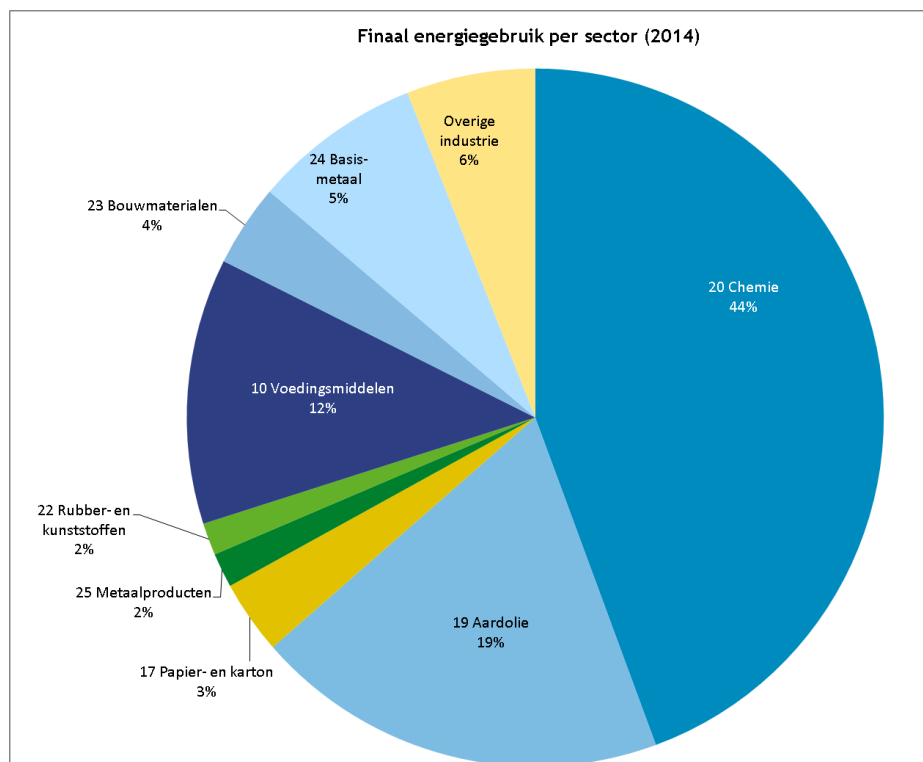
Vergelijkbare situaties zijn van toepassing in de basismetaalindustrie (al komt dat niet terug in deze cijfers van het CBS). In 2013 zette Tata circa 84 PJ in aan steenkool en cokes voor energieproductie (circa 27 PJ werd als kolengas geëxporteerd naar Nuon die er weer elektriciteit en warmte mee maakt), daarnaast wordt er nog eens 41 PJ aan kolen/cokes ingezet als grondstof (reductiemiddel) bij het produceren van ijzer uit erts (Tata Steel, 2013)

We moeten constateren dat zolang de chemische industrie of de basismetaalindustrie produceert op basis van fossiele *grondstoffen* ook in ieder geval een deel van het energieverbruik van deze industrie-sectoren fossiel zal zijn. Omgekeerd betekent het ook dat zo gauw deze industrie-sectoren gaan produceren op basis van *hernieuwbare grondstoffen* dit ook samen zal gaan met een stuk gebruik van hernieuwbare energie.

T.1.2 Gebruik van energie exclusief grondstoffen

Als gebruik van energiedragers als grondstof niet meegerekend wordt is het gebruik veel lager. Het totaal finaal gebruik van energiedragers alleen voor de generatie van energie bedroeg 628 PJ in 2014, de verdeling naar de verschillende sectoren is weergegeven in Figuur 97. De chemische industrie en de aardolie verwerkende industrie zijn ook bij het finaal energieverbruik nog goed voor 63% van het energieverbruik.

Figuur 97 - Finaal energiegebruik (excl. niet-energetisch gebruikt) per sector in de Nederlandse industrie in 2014



Bron: Data CBS Statline (CBS, 2016).

De bovengenoemde cijfers staan nog een keer samengevat in Tabel 50.

Tabel 50 - Kentallen finaal gebruik energiedragers in Nederland

Gebruik energiedragers in 2014 (PJ)	Totaal finaal gebruik	Energetisch finaal gebruik	Niet-energetisch finaal gebruik
Nederland	2.328	1.758	570
Nederlandse industrie	1.185	628	557
Chemiesector (SBI 20)	830	277	553

Bron: CBS Statline 22 december 2016.

De toepassing van de energie verschilt per sector en binnen sectoren per bedrijf. Op basis van eerdere studies (CE Delft, 2015a) en gegevens van het CBS (CBS Statline, 2016) is hier door CE Delft een inschatting van gemaakt.

Ruwweg kan gezegd worden iets meer dan de helft van het energiegebruik in de industrie nodig is om warmte van 500°C of hogere temperatuur mogelijk te maken. In basismetaal en bij de productie bouwmaterialen is het produceren van hoge temperatuur warmte de belangrijkste toepassing van energie (>90% van het energiegebruik).

In de voedingsmiddelenindustrie en de papierindustrie ligt de nadruk juist op de productie van warmte met een temperatuur onder de 250°C en in de voedingsindustrie zelfs voor een aanzienlijk deel onder de 100°C.

Bij alle andere industrieën is de verdeling van hoge temperatuur warmte (>500) en lage temperatuur warmte (<500) circa 50/50. Waarbij in de (petro)chemie en de voedingsmiddelenindustrie destillatieprocessen belangrijke verbruikers van warmte zijn.

T.1.3 Warmtevraag industrie naar temperatuurniveau

Van het totale finale energetische eindgebruik aan energie in de industrie komt meer dan 80% of ongeveer 580 PJ/jaar voort uit warmtebehoefte in de vorm van stoom op verschillende drukniveaus of voor ondervuring van fornuizen (zie tabel hieronder). De industriële warmtevraag betreft bijna 20% van de totale Nederlandse primaire energieconsumptie.

Een onderverdeling naar temperatuurniveau en naar functie is gegeven in Tabel 51. De industriële warmtevraag heeft voor meer dan de helft een temperatuurniveau van meer dan 500°C.

Tabel 51 - Warmtevraag naar temperatuurniveau, per deelsector

	CBS, 2013		Naar temperatuurniveau °C, volgens CBS, 2006 en naar eigen inschatting				Inzet restgas
	Totaal waarvan	Stoom uit WKC	<100	100-250	250-500	>500	
Chemie	257	88	13	28	69	147	102
Raffinage	140	23	0	0	60	80	112
	397	111	13	28	129	227	215
Basismetaal ferro	69	2,7			3	67	51
Basismetaal non-ferro	3	0,0				3	
Metaalproducten	12	0,1	6			6	
	84	3	13		3	68	
Papier en karton	17	11		17			
V&G	52	17	26	27			

	CBS, 2013		Naar temperatuurniveau °C, volgens CBS, 2006 en naar eigen inschatting				Inzet restgas
	Totaal waarvan	Stoom uit WKC	<100	100-250	250-500	>500	
Textiel	3	0,5	3				
Bouwmaterialen	18,5	0,3		1		17	
Overige industrie	10	0,2			6	4	
	101	28	29	45	6	21	
Totaal	582	142	54	73	138	316	

De warmtevraag > 500°C betreft over het algemeen ondervuring in fornuizen in de procesindustrie of processen in de basismetalaalindustrie:

- Hoge temperatuur warmtevraag in de chemie is voornamelijk gerelateerd aan ondervuring van fornuizen van stoomkraker en reformers voor productie van methanol, ammoniak en waterstof. Zeker bij stoomkrakers wordt de warmtevraag grotendeels gedekt door restgassen uit het proces zelf. Specifieke bedrijven met hoge temperatuur warmtevraag zijn bijvoorbeeld Nedmag (aardgas) en ESD (elektriciteit).
- Raffinageprocessen als destillatie, ontzwaveling, reforming, catcracking en visbreaking vragen hoge temperaturen, opgewekt met restgas of overige aardolieproducten ondervuurd fornuizen. Ondervuring is vaak geïntegreerd met stoomproductie uit restwarmte in de rookgassen van de fornuizen.
- In de basismetalaalindustrie is de warmtevraag voornamelijk geconcentreerd bij productie en verwerking van ruw ijzer bij Tata in IJmuiden, zoals nodig voor cokesproductie, verhitten van ijzererts en (zuurstof verrijkte) lucht. Deze vraag wordt grotendeels gedekt met 'restgassen', cokes en steenkool. Door temperatuur en de aard van de processen is gebruik van deze energiedragers onvermijdelijk. Er zijn verder kleinere warmtevragen bij walsen en andere bewerkingen. Hiervoor wordt naast restgassen ook aardgas gebruikt.
- In de non-ferro-industrie is hoge temperatuur warmtevraag gekoppeld aan smelten en gieten van metalen.
- In de bouwmaterialenindustrie is hoge temperatuur warmte nodig in ovens voor productie van glas, glaswol, steenwol, keramische producten en cementklinker. Behalve bij keramische producten gaat het vaak om specifieke bedrijven, zoals ENCI Maastricht voor cementklinker, Rockwool Roermond voor steenwol en Isover glaswol Etten-Leur.

De warmtevraag op temperaturen lager dan 500°C heeft vooral betrekking op drogen (80 PJ/jaar) en destilleren (140 PJ/jaar):

- Droogprocessen worden onder meer toegepast in voedingsmiddelenindustrie (indikken, drogen met warme lucht sproeidrogen), chemie, papierindustrie (stoomdrogen) en bouwmaterialen-industrie. Voor drogen worden zowel stoom als hete lucht van minimaal ongeveer 100 tot maximaal ongeveer 300°C gebruikt.
- Destillatie wordt voor zover bekend enkel toegepast in raffinaderijsector en chemie.
- Overige warmte vragende processen zijn bijvoorbeeld wassen, schillen, blancheren, pasteuriseren, koken en steriliseren in de voedingsmiddelenindustrie of wassen, bleken en verven in de textielindustrie.

T.2 Toekomst: drivers vraag naar (fossiele) energiedragers

Kijken we naar de toekomst, dan zien we een aantal factoren die de vraag van de Nederlandse industrie naar fossiele energiedragers beïnvloeden:

- a **Klimaatbeleid**, zowel door overheden als merkhouders waardoor de verwachting is dat broeikasgasemissies ingeprijsd gaan worden. Dit is een drijfveer om het gebruik van fossiele energiebronnen te herzien of andere maatregelen te nemen om CO₂-emissies te reduceren.
- b **Concurrentie van producenten uit andere regio's**. We zien dat nieuwe investeringen van de chemische industrie zich sterk lokaliseren in regio's met een gunstig vestigingsklimaat, en gegeven de energie-intensieve natuur van de industrie zijn dat doorgaans regio's die goedkope fossiele energiebronnen kunnen aanbieden. In bijvoorbeeld de VS zorgt bijvoorbeeld schaliegas voor een industriële investeringsgolf, terwijl door de afname van de Europese gasproductie gas naar verwachting hier juist duurder gaat worden. Ook andere factoren zijn hierbij van belang, zoals bijvoorbeeld China en andere regio's in Azië waar sterk wordt inzet op de ontwikkeling van sterke chemische clusters met stimulerend beleid, subsidies, onderwijs, etc.

Een derde factor is ook de autonome groei van de industriële clusters in Europa. Dit was historisch een belangrijke factor. Echter door een aantal redenen (demografisch, stagnatie bevolkingsgroei, verschuiving van centrum van de maakeconomie naar Azië) is een sterke autonome groei van de industrie in Europa momenteel niet meer aan de orde. Deze factor wordt in feite bepaald door de mate van concurrentie van producenten uit andere regio's.

De bovenstaande factoren - klimaatbeleid en internationale concurrentie - zijn de belangrijkste drijfveren waarom de industrie moet streven naar het verminderen van de afhankelijkheid van fossiele energiedragers die het meest belangrijk en urgent zijn.

T.2.1 Klimaatbeleid: Hoe heeft dat zijn weerslag op het energiegebruik van de industrie?

Het klimaatbeleid is er sinds Parijs op gericht om de klimaatverandering te beperken tot 1,5°C. Hiervoor is het nodig dat de broeikasgasemissies door de industrie in 2050 met 95% verminderd zijn in vergelijking met het niveau van 1990. Klimaatbeleid werkt op verschillende manieren door op het gebruik van energiedragers:

1. **Direct door klimaatbeleid**. De broeikasgasemissies verbonden aan het gebruik van fossiele energiedragers worden beprijsd (EU ETS, of aanvullende CO₂-heffingen), of er worden maximale emissie-eisen gesteld.
2. **Indirect door aanvullend duurzaamheidsbeleid**. Bijvoorbeeld regels om de CO₂-uitstoot van de verkeer en vervoer sterk terug te brengen, voertuigen of schepen die veel emitteren te weren uit bepaalde gebieden, eisen stellen aan percentage zero-emissie voertuigen in nieuwverkoop. De verwachting is dat de vraag naar diesel en benzine door de toename van zero-emissie auto's vanaf 2030 sterk zal gaan dalen. Terwijl dat juist de fracties zijn die voor een groot deel bepalen hoe winstgevend een raffinaderij in Europa is.
3. **Indirect door een nieuwe manier van denken en een nieuwe marktbenadering**, druk vanuit de marktsegmenten die aan de consument zijn blootgesteld. Er zijn steeds meer merkhouders die een lagere CO₂-footprint of anderszins lagere milieu-impact van hun product als een teken van kwaliteit zien, hier doelstellingen op hebben en hier verbeteringen bij tot stand willen brengen. Dit werkt door naar hun toeleveranciers.
4. **Indirect via de financiële markten en systeemrisico's**. Steeds meer beleggers bekijken activiteiten die sterk verbonden zijn met de productie en verwerking van fossiele energiedragers als potentiële 'stranded assets'. Energie-intensieve industrieën worden door hun afhankelijkheid van fossiele

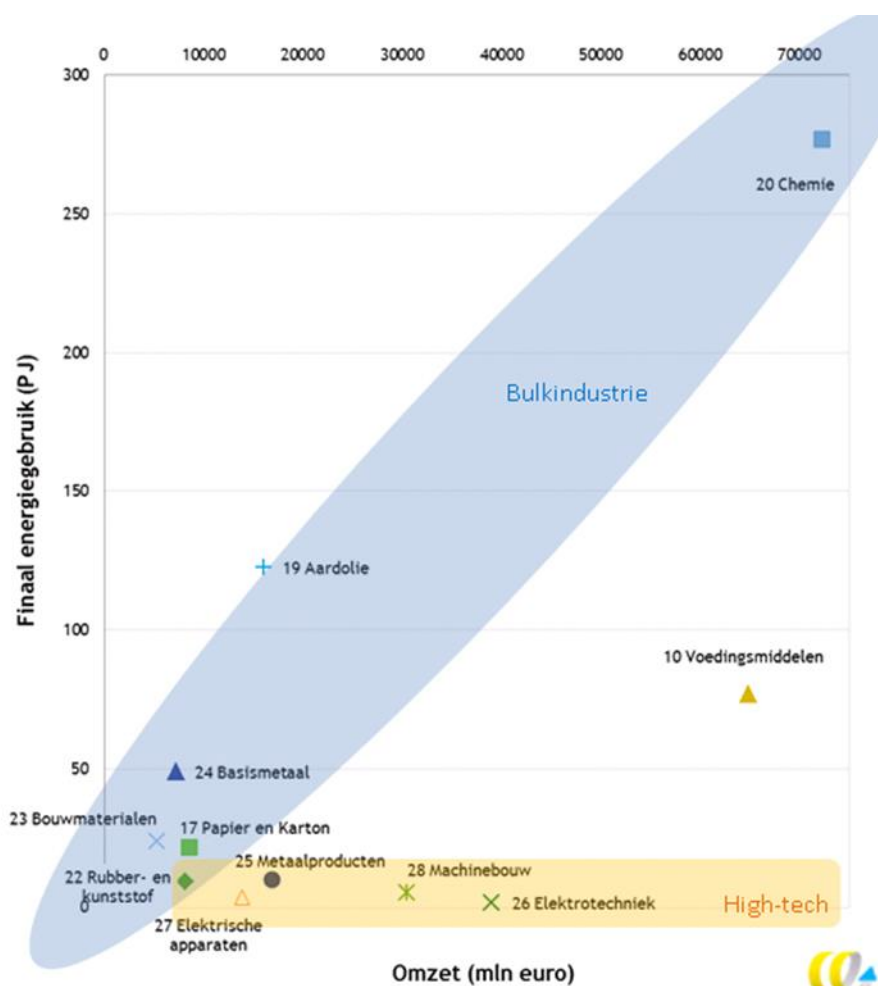


energiedragers (in toenemende mate) als risicovoller bestempeld. De Nederlandse bank heeft aangegeven CO₂-exposure mee te nemen in de raming van de stabiliteit van de Nederlandse economie (De Nederlandsche Bank, 2016). Initiatieven zoals het Carbon Disclosure project zijn erop gericht om bedrijven te verleiden tot meer openheid over hun gebruik van fossiele grondstoffen en hun inspanningen om dit gebruik te verminderen inzichtelijk te maken en zo aantrekkelijk te blijven voor investeerders.

T.2.2 Concurrentiekracht: Energieverbruik in verhouding tot de omzet

In Figuur 98 is de omzet van een industriële sector geploteerd in relatie tot het energieverbruik (finaal gebruik energiedragers *exclusief* niet-energetisch gebruik) van de sector. Hieruit blijkt dat de aardolie verwerkende industrie en de basismetaal het meeste energie nodig hebben per euro omzet, op de voet gevolgd door de bouwmaterialen industrie, chemiesector en de papier- en kartonindustrie. Dit geeft een indruk van de relatieve impact op concurrentiekracht van verhogingen van de energiekosten door mondiale ontwikkelingen (of door klimaatbeleid).

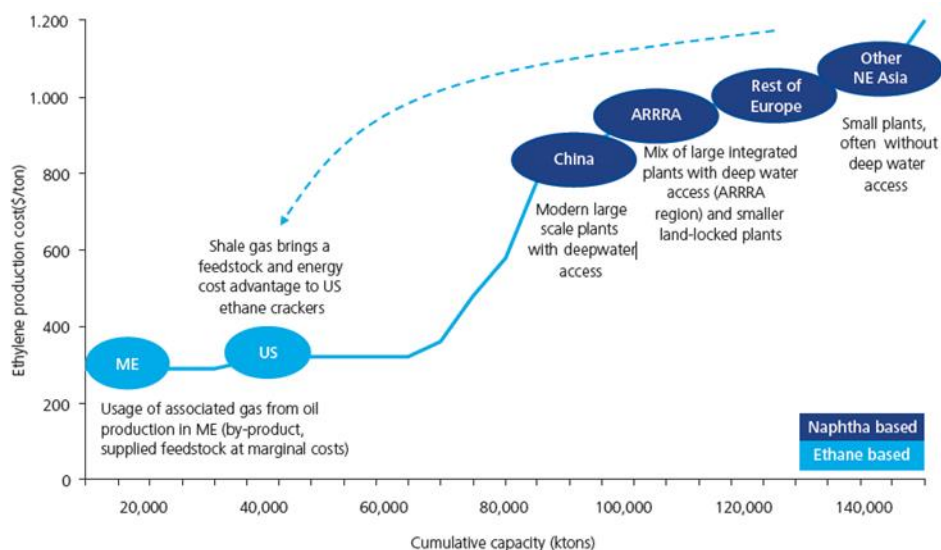
Figuur 98 - Energieverbruik als functie van de omzet van een aantal industriële sectoren



Naast dat energiekosten een belangrijke rol spelen in de bulkindustrie, produceren veel bedrijven in de aardolie, chemie en basismetaal sector voor de wereldmarkt. Dat betekent dat zij concurreren met producenten in landen met veel lagere energiekosten, zoals in de VS sinds de schaliegasrevolutie, en in het Midden-Oosten, waar veel aardgas aanwezig is omdat dit vrijkomt bij de oliewinning.

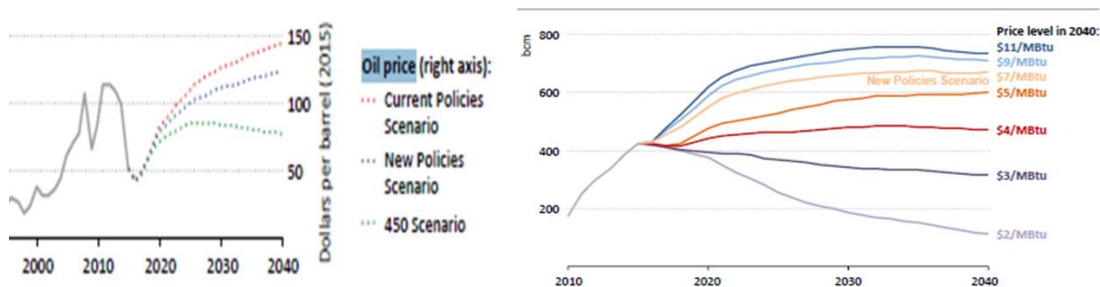
Het effect van deze prijsverschillen is voor de productie van etheen voor de situatie van 2012 in kaart gebracht, zie Figuur 99.

Figuur 99 - Mondiale kostencurve van de etheenproductie (in 2012)



Bron: Addendum bij de VNCI Visie 2030-2050 (Deloitte, 2013).

De situatie zoals weergegeven voor etheenproductie in Figuur 99 is extreem om twee redenen. Als eerste, in 2012 waren de prijsverschillen tussen aardolie oftewel nafta gebaseerde productie en (schalie) gas-gebaseerde productie maximaal omdat het schaliegas zeer laag stond (2\$/Mbtu) en de aardolieprijs hoog (100-120 \$/barrel). Inmiddels zijn deze prijzen meer naar elkaar toegebogen (schaliegas 3 \$/MBTU en aardolie 50 \$/barrel). Hiermee zijn op het moment de verschillen veel kleiner dan weergegeven in Figuur 99:



In the World Energy Outlook van 2016 voorziet de IEA dat de schaliegasprijs en de aardolieprijs (IEA, 2016) beide duidelijk zullen stijgen uitgaande van voorgenomen beleid (New Policies Scenarios).

Als echt gestreefd wordt naar beperking van de CO₂-concentratie tot 450 ppm (450 Scenario), wat nodig is voor de beperking van de klimaatverandering tot onder de 2°C zoals afgesproken in Parijs, dan nemen de prijzen veel minder sterk toe. In alle gevallen is sterke energie-efficiencyverbetering nodig om de Nederlandse industrie een level playing field te bieden.

Ten tweede, niet alle chemicaliën kunnen even gemakkelijk uit schaliegas en aardgas dat vrijkomt bij de olieproductie geproduceerd worden als etheen.

Bij sommige belangrijke chemische producten als bijvoorbeeld benzeen, toluen en xyleen vergt het veel extra productiestappen en is daarmee productie op basis van schaliegas, bij de huidige lage olieprijs, ongunstig t.o.v. productie uit nafta.

Ondanks deze kanttekeningen geeft Figuur 99 wel een goed beeld van de uitdaging waar een groot deel van de procesindustrie mee te maken heeft: concurrentie van een groeiende productiecapaciteit gebaseerd op goedkopere energie (en grondstoffen) dan waar de Europese procesindustrie toegang toe heeft.

De procesindustrie in Nederland of in de ARRA-regio (Antwerp, Rotterdam, Rhine, Ruhr Area) heeft een aantal opties om concurrerend te blijven:

1. Significant de energiekosten verlagen door focus op procesvernieuwing.
Op korte termijn kan daarbij gedacht worden aan inzet van energie-efficiëntere technologie zoals damprecompressie, warmtepompen en innovaties zoals membranen i.p.v. destillatietorens. Op de lange termijn is rigoureuus nieuw procesdesign nodig op basis van innovatieve technologie in plaats van de huidige technologie - veel van de huidige installaties zijn ontworpen in de jaren 70 en bij grootschalig herontwerp en toepassen van de meest nieuwe technologieën zijn substantiële doorbraken in efficiency te maken.
2. Significant verlagen van de CO₂-footprint door circulair of door biobased grondstofgebruik.
Een voorbeeld is bijvoorbeeld het produceren van polyester uit gebruikt polyester op basis van chemische recycling van de fracties die tot nu toe moeilijk of niet recyclebaar waren door bijvoorbeeld toevoeging van kleurstoffen. Naast opschaling van het bestaande proces naar de capaciteit van de huidige fabriek vergt dit een logistieke uitdaging voor het bijeenbrengen van de benodigde grondstofstromen. Mits de inzameling- en recyclingketen efficiënt wordt vormgegeven, zorgt dit voor aanzienlijke vermindering van de milieu-impact van de productie van kunststoffen. Een biobased voorbeeld is grootschalige raffinage van biomassa waarna de overblijvende fracties vergast worden, de warmte die vrijkomt bij de vergassing kan geleverd worden aan industriële processen of kan voor elektriciteitsopwekking worden aangewend.
Het syngas dat vrijkomt bij de vergassing kan geheel of gedeeltelijk geleverd worden als grondstof aan de industrie.
Daarnaast is verdere integratie van fabrieken door gebruik van elkaars reststromen een optie, al is voor het realiseren van significante besparingen met deze methode het wel noodzakelijk om bedrijven te verhuizen naar locaties waar de juiste temperatuur en hoeveelheid restwarmte aanwezig zijn.
Via warmtecascladering kan de ook de laagste kwaliteit van restwarmte nog aan stadsverwarming geleverd worden.
3. Aandringen bij Europese overheden op beleidsmaatregelen die het makkelijker maakt de bovenstaande opties te realiseren.
Veel maatregelen zijn mogelijk in EU-verband. Een interessante mogelijkheid is bijvoorbeeld het hervormen van de BTW (belasting op de toegevoegde waarde) naar een belasting op de toegevoegde hoeveelheid koolstof (BTK - bruto toegevoegde koolstof/CAT - Carbon Added Tax, (CE Delft, 2015b). Als BTK geheven wordt op alle producten die op de Europese markt gebracht worden, ook als ze worden geïmporteerd van buiten de EU, dan zou een efficiënte prijsprikkel gegeven worden die in iedere stap in de productieketen prikkels geeft om minder CO₂ te



emitteren. Een andere optie is het verbeteren van de het EU ETS en de hogere opbrengsten van de veiling van rechten terugsluizen naar de industrie in de vorm van investeringssubsidies voor groot-schalige procesvernieuwing die nodig is om bijvoorbeeld minimaal tweemaal CO₂-efficiënter te produceren.

T.3 Verkenningen structuurveranderingen in de industrie

Het is nuttig om de toekomst van de Nederlandse industrie en de hoge temperatuur warmtevraag beknopt te verkennen om de mogelijke impacts op de infrastructuur in beeld te brengen.

Op basis van de bovenstaande analyse lijken er drie verschillende routes voor de industrie mogelijk, die we kunnen verwoorden in een “stel dat” vorm. Dit zullen we beknopt verkennen:

a Consolidatie in NL

Stel dat Europese aardolieraffinage en hoogovenproductie consolideert in Nederland en/of Vlaanderen. Deze industrieën nemen binnen Europa af maar blijven in Nederland.

b Elektrificatie

Stel dat er zoveel zonnepanelen en windenergie geïnstalleerd wordt dat elektriciteit ruim voorradig is, en dat dit de basis wordt voor de energievoorziening van de industrie.

c Procesvernieuwing

Stel dat de klimaatdoelstellingen gebruikt worden om systematisch en rigoureus vernieuwen tot een circulaire en duurzame industrie.

Energie-efficiency is altijd belangrijk. Als uitgangspunt zou voor alle drie routes moeten gelden dat, om echt concurrerend te blijven, tot 2030 gemiddeld 1,9% per jaar aan energie-efficiencyverbetering nodig is, plus van 2030 tot 2050 gemiddeld 1,1% per jaar (IEA, 2016). (Als de productie niet groeit, dan komt dat neer op een energiebesparing van circa 50% tussen 2015 en 2050).

Verkenning “Consolidatie in Nederland”

Stel dat aardolieraffinage en staalproductie van Noordwest Europa consolideert in Nederland.

Door het voorgenomen beleid neemt de vraag naar aardolieproducten in de EU sterk af. Het IEA gaat ervan uit dat op basis van voorgenomen beleid in de periode tot 2040 minimaal een derde van de huidige raffinagecapaciteit in Europa sluit (IEA, 2016). Als er daadwerkelijk naar gestreefd wordt om de klimaatdoelstellingen van Parijs te halen zal dit aandeel toenemen tot 75-80% van de huidige raffinagecapaciteit.

Aangezien de raffinaderijen in het ARA-gebied tot de meest competitieve raffinaderijen van het continent horen en een zeer gunstige locatie aan diepzeehavens hebben, hoeft dit feit niet te betekenen dat ook hier 75-80% van de raffinaderijen verdwijnt. Ondanks het feit dat er veel extra investeringen nodig zijn voor het in bedrijf houden van de raffinaderijen in Nederland, en de aardolieverwerkende sector geneigd is om investeringen in groeiregio's voorrang te geven, is het denkbaar dat de meest competitieve raffinaderijen: de raffinaderijen van Shell, Esso en BP in de Rotterdamse haven en Zeeland Refinery in Vlissingen, openblijven (Bergh, et al., 2016).

Hierdoor is het mogelijk dat circa 90-95% van de huidige hoeveelheid aardolie in Nederland geraffineerd blijft worden, waardoor ook aardoliederivaten zoals nafta in de huidige hoeveelheden beschikbaar blijven voor de chemische industrie.

Deze verkenning kan nog extremer door aan te nemen dat gelijktijdig ook de vraag naar ijzer en staal uit erts (hoogovenproductie) zich ook consolideert in deze regio. Het is namelijk mogelijk dat de wereldwijde vraag naar ijzer nog decennia groter blijft dan de hoeveelheid ijzer die beschikbaar is voor recycling. De hoogovens van Tata (IJmuiden) behoren tot de meer efficiënt producerende hoogovens in de wereld. Bovendien zijn ze in staat specialistische producten te maken, wat veel



hoogovens niet kunnen. Verder liggen de hoogovens net als de raffinaderijen aan een diepzeehaven wat hun concurrentiepositie nog verder verbetert.

Overigens kunnen deze diepzeehavens ook de reden zijn dat de raffinaderijen en hoogovens geheel uit Europa verdwijnen: aanvoer vanuit productielocaties uit groeiregio's is prima mogelijk via dezelfde diepzeehavens.

In deze verkenning blijven de bovengenoemde 4 raffinaderijen, de petrochemische industrie en de hoogovens van Tata produceren op basis van dezelfde grondstoffen als vandaag en in vergelijkbare hoeveelheden. Dit betekent ook dat deze industriesectoren een grote bron van (laagwaardige) warmte blijven.

Dit wil niet zeggen dat alles blijft zoals het nu is. De raffinaderijen zullen aangepast moeten worden om concurrerend te kunnen blijven (Bergh, et al., 2016). Bovendien zal in alle drie de sectoren de energieefficiency tussen 2015 en 2050 met circa 50% moeten verbeteren om concurrerend te kunnen blijven.

Via de publicatie VEMW (2017) geeft de industrie een aantal opties die passen in dit beeld.

- Door implementatie van energie-efficiëntie maatregelen die dichtbij een positieve businesscase zitten, zoals warmtepompen, netwerken voor restwarmte boven de 100°C en mechanische damprecompressie, per direct 5 miljoen ton CO₂-emissie per jaar door energiebesparing gerealiseerd kan worden.
Uitgaande van energie op basis van aardgas komt dit overeen met 85-90 PJ, circa 14% van het finaal energiegebruik. Hierbij wordt benadrukt dat het energie-efficiënter is als de industrie de warmte door middel van bijvoorbeeld damprecompressie weer geschikt kan maken voor eigen gebruik, dan uitkoppeling naar de gebouwde omgeving.
- Voor de middellange termijn (2025) wordt verwezen naar het opschalen van projecten om CO₂ af te vangen, op te slaan en te gebruiken (CCS/CCU). Dit is goed mogelijk tijdens productieprocessen voor ammoniak, etheen, staal en raffinage. (Opmerking: Als Nederland in deze verkenning voldoet aan de klimaatdoelstellingen zal niet alleen de CO₂ die vrijkomt in de processen maar ook in de rookgassen via CCS of CCU vastgelegd moeten worden).
- Voor de lange termijn adviseert VEMW om te investeren in R&D-pilots voor de ontwikkeling van warmtepompen voor middelhoge temperaturen, elektrische fornuizen voor hoge temperaturen en aangepaste chemische processen die een lagere warmtevraag hebben (bijvoorbeeld met katalyse). Die laatste twee kunnen mogelijk ingezet worden in raffinaderijen, chemie en andere processen die veel hoge temperatuur warmte vereisen.
- Specifiek voor de hoogovens wordt geadviseerd om te kiezen voor energie efficiënte aanpassing van de hoogovens (Hlsarna of BF/BOF-proces), gecombineerd met CCS/CCU.

Niettemin blijft de procesindustrie een netto bron van significante hoeveelheden restwarmte.

Uitgaande van de meest vergaande plannen die bekend gemaakt zijn door deze industrieën gaat het in totaal om 5-10 PJ van warmte tussen de 125-150°C, in de huidige situatie. De vraag is welk deel van deze warmte de bedrijven zelf nodig hebben als ze de bovengenoemde energie-efficiencyverbetering hebben doorgevoerd. Het potentieel voor lagere temperatuur warmte is nog minder bekend.

Het optimaal gebruik van deze warmte vraagt vergaande cascadering. Enerzijds door bedrijven met een laagwaardige warmtevraag te verhuizen naar plaatsen waar de juiste temperatuur en hoeveelheid warmte vrijkomt. Anderzijds door een verregaande uitbreiding van warmtenetten die de leveranciers en gebruikers van de warmte met elkaar verbinden. In de Rotterdamse regio wordt aan deze netten gewerkt, maar uitkoppelen van restwarmte is lang te kostbaar geweest (en niet subsidiabel), waardoor het gebruik suboptimaal is.

Verkenning 'Elektrificatie en hernieuwbare elektriciteit'

Stel dat er zowel in Nederland als de omliggende landen voldoende capaciteit opgesteld wordt aan zonnepanelen en windmolens om de huidige vraag naar elektriciteit op jaarbasis volledig te kunnen voorzien.

Dat betekent dat er op jaarbasis genoeg elektriciteit geproduceerd wordt, maar dat er perioden zijn dat er veel te veel en veel te weinig elektriciteit geproduceerd wordt. Om te zorgen dat een dergelijk systeem stabiel is, is het nodig om op dagen met een overschot aan elektriciteit, deze elektriciteit om te zetten in iets wat opgeslagen kan worden of direct gebruikt kan worden.

In een scenario met veel elektrificatie kan dit de industrie op een aantal manieren transformeren:

- Warmtevraag: invulling met elektrische boilers, warmtepompen, etc.
- Veel flexibele waterstofproductie, met elektrolyse (zie Bijlage I).
- Waterstof als basis voor een industrieel cluster rond ammoniak en syngas-chemie; waterstof als reductiemiddel voor ijzererts
- 'Nieuwe' processen, we hebben gezien dat traditioneel een groot deel van de NL-industrie gebaseerd is op olie en gas, een grotere rol voor elektrisch gedreven processen die in andere landen bestaan ligt voor de hand. (Voorbeelden: inzetten van microgolfenergie, electroboog-vlamoven, directe electrochemische conversie, etc.) (Voltachem, 2016; Berenschot, CE Delft, I.E.E. en Energy Matters, 2017).

In dit kader heeft de VEMW voorgesteld om in de industrie dual boiler systemen te installeren om een deel van de warmtevraag om te kunnen zetten in een elektriciteitsvraag. VEMW verwacht dat bij maximale elektrificatie 9 Mton CO₂-emissie voorkomen kan worden. Dit komt overeen met 159 PJ aan aardgas (RVO.nl, 2016). De finale warmtevraag in de industrie op basis van aardgas was in 2014 174 PJ. Dit voorstel gaat echter voorbij aan de energie-efficiencyverbetering door implementatie van efficiënte warmtepompen en het beter gebruikmaken van bestaande reststromen door damp-recompressie, waardoor dit verbruik naar verwachting sterk af zal nemen in de toekomst (VEMW, 2017) (IEA, 2016). Als de inschatting van VEMW inderdaad gebaseerd is op het huidige aardgas-verbruik door boilers dan is op basis van de benodigde energie-efficiencyverbetering in 2050 het elektrificatiepotentieel ruwweg 90 PJ.

Flexibele elektrificatie is van belang als wind en zon een grote bijdrage leveren. In het rapport 'Power 2 Products' (Berenschot, CE Delft, ISPT, 2015) is een aantal van de flexopties in kaart gebracht.

Tabel 52 - Flexibiliteit businesscases uit 'Power2Products' (Berenschot, CE Delft, ISPT, 2015)

Business-case	Flexoptie	COP	Op/afschakeltijd	Actief stuurbaar?	Potentieel flexvermogen	Flexibiliteitsmethode
DOW	Stoomrecompressie	7-10	Opschakelen: 1-2 uur. Afschakelen < 1 min	Ja	10 MW	Vermijden van hoge prijzen
Smurfit Kappa	Elektrodenboiler	1	1-15min	Ja	tot 30MW	Gebruik van lage prijzen
Avebe	Elektrodenboiler	1	1-15min	Ja	6,5MW	Gebruik van lage prijzen
Friesland Campina	Elektrische luchtkanaalverhitter	1	1-15 min	Ja	3,2MW	Gebruik van lage prijzen
AkzoNobel	Chemische conversie/elektrolyse	n.v.t.	0-15min	Ja	Tientallen MW's*	Vermijden van hoge prijzen

Hieruit blijkt dat deze opties snel kunnen bijschakelen. Verder blijkt dat er naast de power 2 heat optie zoals genoemd door VEMW ook nog opties staan in het verlagen van de elektriciteitsvraag als de energieproductie uit zon en wind lager is dan verwacht (businesscase van AkzoNobel: flexibele elektrolyse).

Als de mogelijkheden voor de opslag van waterstof en de brandstofceltechnologie sterk verbeteren, dan is het mogelijk dat waterstof veel gebruikt gaat worden als een transportbrandstof. In dat geval zal er een grote industrie voor waterstofproductie ontstaan. Een veel genoemde optie voor duurzame productie van waterstof is waterstof op basis van duurzame elektriciteit door middel van elektrolyse. De technologie al jaren commercieel beschikbaar, maar wel relatief duur: de productie van waterstof uit aardgas kost 1-1,5 €/kg (zonder CCS) en via elektrolyse kost het 5 €/kg (Berenschot, CE Delft, IEE, Energy Matters, 2017). Daarom wordt er veel onderzoek gedaan naar het verlagen van de CAPEX en het verhogen van de energie-efficiency van elektrolyse van water voor waterstofproductie. De verwachting is dat dit in de komende jaren sterk verbetert.

Als die waterstofmarkt zich ontwikkelt, betekent dat dat er een veelvoud aan elektrolysecapaciteit t.o.v. (bijvoorbeeld) de chloorelektrolysecapaciteit van AkzoNobel. Daarmee ontstaat ook een groter regelbaar vermogen.

Om bij een wisselende/fluctuerende productie van waterstof uit elektrolyse een vaste afname van waterstof te kunnen garanderen voor de diverse toepassingen, is een vorm van opslag noodzakelijk. Waterstof kan rechtstreeks onder druk worden opgeslagen (maar dit kost compressie-energie). Tevens is het mogelijk waterstof in chemisch gebonden vorm op te slaan (ammoniak, mierenzuur, etc.)

Ook is het mogelijk waterstofproductie uit electrolyse te combineren met (bio)gas reformer die wordt bijgeschakeld als de electrolyse minder levert. De verlaging van het aantal uren dat de installatie in gebruik is verhoogd de CAPEX. In Bijlage I is hier ook meer over gezegd.

Verkenning “Procesvernieuwing, circulair en duurzaam”

Stel dat de klimaatdoelstellingen gebruikt worden om systematisch en rigoures vernieuwen tot een circulaire en duurzame industrie.

In dit scenario wordt er door de industrie rigoures en systematisch gewerkt aan verlaging van de CO₂-footprint van hun producten. Bijvoorbeeld een zogenoemde *Carbon Added Tax* is ingevoerd. Een Carbon Added Tax betekent dat als je op de Europese markt een product wil verkopen dat er een belasting geheven wordt op de CO₂-footprint van het product. Heb je een zeer hoge CO₂-footprint, dus wordt er veel belasting geheven, is de footprint laag dan wordt er weinig belasting geheven. Dit effect wordt helemaal versneld als de opbrengst van de Carbon Added Tax gebruikt wordt om zoals in de VS een grote beloning uit te loven voor fabrieken die als eerste in hun soort een nieuwe duurzaamheidsstandaard voor industriële productie in de praktijk laten zien. Dit heeft een aantal effecten.

Als eerste zullen een aantal productieprocessen (grotendeels/helemaal) verdwijnen omdat de vraag naar de producten vermindert: aardolieraffinaderijen sluiten eerder dan in de andere scenario's omdat ze hun producten nauwelijks meer kwijt kunnen op de Europese markt, aanvoer van buiten de EU is makkelijker.

Verder worden fossiele brandstoffen minder of helemaal niet meer gebruikt als grondstof. In plaats daarvan zijn er kansen voor circulair grondstofgebruik en recycling, biobased grondstoffen, elektrificatie en elektrochemische grondstoffen.

Als derde kan procesintensificatie, dus geheel nieuwe productietechnieken een kans worden.

Bij alle drie deze alternatieve grondstofkeuzes (circulair/biobased/elektrolyse) is er sprake van meerkosten. Echter, omdat de producten een sterk verlaagde CO₂-footprint hebben, is er in principe een politiek kader om tot een oplossing voor deze meerkosten te komen.

Circulair grondstofgebruik is recycling van producten tot grondstoffen voor nieuwe producten zonder kwaliteitsverlies. Deze benadering staat al een aantal jaar sterk in de aandacht. In dit kader wordt nu als onderzocht hoe kunststoffen zoals PET, PE en PP geproduceerd kunnen worden op basis van gebruikte kunststoffen in plaats van op basis van nafta (een aardoliefractie). Door circulaire productie kan de CO₂-footprint van producten sterk verlaagd worden. Daarnaast biedt het werken op basis van afvalstromen een gegarandeerde en stabiele grondstofstroom.

Biobased produceren is ook een optie.

Bijvoorbeeld syngas voor de productie van waterstof en/of methanol kan plaatsvinden op basis van vergassing van duurzame biomassa. Voor de grote schaal van de Nederlandse procesindustrie is het wel zeer uitdagend om duurzaam biobased productie op te zetten:

- de grondstoffen moeten voldoende geconcentreerd zijn;
- voldoende constant zijn in samenstelling;
- beschikbaarheid gedurende het jaar;
- de productie en oogst moet aan duurzaamheidscriteria voldoen.

Elektrolyse en elektrochemie zijn ook een kans.

Waterstof kan ook geproduceerd worden op basis van (hernieuwbare) elektriciteit en water door elektrolyse. Met dit waterstof zijn ook andere producten te maken (waar wel koolstof moet worden toegevoegd).

Een voorbeeld van circulair grondstofgebruik is het PET-recyclingproces dat op dit moment door Ioniqa in samenwerking met Indorama verder ontwikkeld wordt. PET-flessen worden al sinds jaar en dag mechanisch gerecycled door de flessen te wassen te schredderen en daarna de teruggewonnen PET bij te mengen bij de productie van nieuwe flessen. Echter deze methode is alleen geschikt voor een klein percentage bijmengen en alleen voor hergebruik van schone PET-flessen. PET dat gemengd is met kleurstoffen of gecombineerd is met een andere kunststof is op deze manier niet te hergebruiken. Daarom is er nu de chemische recycling ontwikkeld waarbij alle soorten polyester (uit kleding of uit PET flessen of uit PET-trays) terug kan reageren naar de monomeren waaruit PET is opgebouwd. Vervolgens kunnen die monomeren weer reageren tot PET, wat niet te onderscheiden is van PET dat op basis van primair materiaal is gemaakt.

Procesintensificatie of te wel rigoureuus herontwerp van het productieprocessen krijgt bij CO₂-beprijzing, los van grondstoffen, ook kans.

Op het gebied van procesontwerp zijn de laatste jaren grote stappen zijn gezet. Deze kennisontwikkeling is echter nog nauwelijks toegepast in de praktijk. Om optimaal gebruik te kunnen maken van procestechnologische innovaties is het wenselijk om het hele proces integraal te herontwerpen. Hierdoor is het mogelijk om tot processen te komen, die inherent ordegrroottes energiezuiniger zijn en bijvoorbeeld veel zuiverder producten opleveren waardoor scheidingsstappen zoals destillaties overbodig worden. Herontwerp levert een grotere energiebesparing op dan bijvoorbeeld het gelijk houden van de reactiestap en het thermisch efficiënter inrichten van een destillatiestap, of het (gedeeltelijk) vervangen van een destillatieproces door een techniek zoals een membraam. Integraal herontwerp is niet makkelijk - het vergt veel grotere investeringen dan het vervangen van unit operations, en is bovendien zeer complex in een omgeving waar al fabrieken staan.

Conclusie van de verkenningen en impacts op infrastructuur

We beschouwen de verkenningen in verband met de mogelijke vereisten voor infrastructuur.

In verkenning “**Consolidatie in Nederland**” is er minder ontwikkeling en structuurverandering van de Nederlandse industrie te verwachten. 80% CO₂-reductie zal in dit scenario alleen mogelijk zijn dankzij zeer veel inzet op CCS-technologie. De energiedragers zullen voor een belangrijk deel dezelfde blijven. Belangrijke infrastructuur impacts:

- continuering bestaande gas en elektriciteit infrastructuur;
- nieuwe warmte infrastructuur i.v.m. beschikbaarheid restwarmte voor collectieve LT-warmtevoorziening;
- nieuwe infrastructuur voor CO₂: transportleidingen naar opslaglocaties.

In het verkenning “**Elektrificatie**” zal de warmtevraag van de bestaande processen voor een deel met elektriciteit worden ingevuld. Daarnaast zal elektrolyse een belangrijk proces worden, waarmee ook een grote rol ontstaat voor waterstof, als chemische bouwsteen en rechtstreeks als (transport-) brandstof. Dit creëert belangrijke infrastructuur impacts, niet alleen een belangrijke rol voor waterstof transportnetten, maar ook de noodzaak tot grootschalige opslag, hetzij in gecomprimeerde of vloeibare vorm, hetzij in chemisch gebonden vorm. Waterstof kan ook gebruikt worden om bestaande processen CO₂-efficiënter in te vullen, zoals de staalproductie. Als dat niet gebeurt, is CCS nodig om de CO₂-emissies naar beneden te krijgen.

Infrastructuur impacts:

- afname van het belang van aardgas infrastructuur;
- nieuwe infrastructuren voor H₂ en syngas;
- sterke verzwaring HS-elektriciteitsinfra, op diverse punten elektrolyse op GW-schaal;
- CO₂-infrastructuur;
- grootschalige opslag (H₂ of chemische dragers).

Verkenning “procesvernieuwing” is de enige verkenning waarin 95% CO₂-reductie mogelijk zou kunnen zijn zonder CCS. We gebruiken de zinsnede ‘zou kunnen zijn’ omdat er nog geen industrie-brede studies naar het potentieel van procesintensificatie bestaan.

Dit scenario heeft grote consequenties voor de energievoorziening omdat het volledig wegbeweegt van het gebruik van fossiele grondstoffen en tegelijk ook veel minder energie verbruikt omdat de toegepaste processen ontworpen worden op maximale procesefficiëntie, waar de bestaande processen ontworpen zijn op controleerbaarheid binnen de beperkte controlemiddelen die vroeger binnen de procesindustrie beschikbaar waren.

Het is wel mogelijk dat dit scenario gedeeltelijk overlapt met het tweede scenario op de onderdelen waar structuurveranderingen optreden (rol van waterstof), maar er zit geen overlap voor wat betreft het elektrificeren van de warmtevraag van de bestaande processen.

Infrastructuur impacts:

- wezenlijke afname van het gebruik aardgas, dus afname rol van gas infrastructuur;
- wezenlijke rol voor import van biomassa;
- infrastructuur voor nieuwe gassen (bio-syngas, H₂);
- vermoedelijk een groei capaciteitsvraag elektriciteit.

T.4 Industrie-studie: decarbonisation pathways in Rotterdam (Wuppertal)

Ook in de studie die het Wuppertal instituut heeft uitgevoerd voor het Rotterdamse haven- en industriële cluster (Wuppertal Institute, 2016) is gebruik gemaakt van een aantal toekomst-verkenningen via scenario's. De studie is een nuttige verkenning die een aantal prangende punten uitwerkt, en is ook gekwantificeerd voor het Rotterdamse haven-industriële cluster en doorgerekend met een industrieel model. De Net voor de Toekomst industrie-beelden die een onderdeel zijn van de

scenariostudie (Hoofdstukken 3-6) zijn gebaseerd op de Wuppertal-scenario's voor Rotterdam (maar dan uitgewerkt voor Nederland). Zie ook Bijlage A.3.1.

Er zijn een drie toekomstbeelden geschetst voor de industriële cluster in de Haven Rotterdam, naast een **business as usual (BAU)**-scenario.

- Het eerste alternatieve toekomstbeeld is het **Technology Progress (TP)** scenario waarin 80% GHG-reductie wordt bereikt in 2050 t.o.v. 1990 middels technologische innovaties. Best beschikbare technologieën (BATs) worden snel toegepast in de industrie en CCS komt van de grond voor elektriciteitscentrales en raffinaderijen.

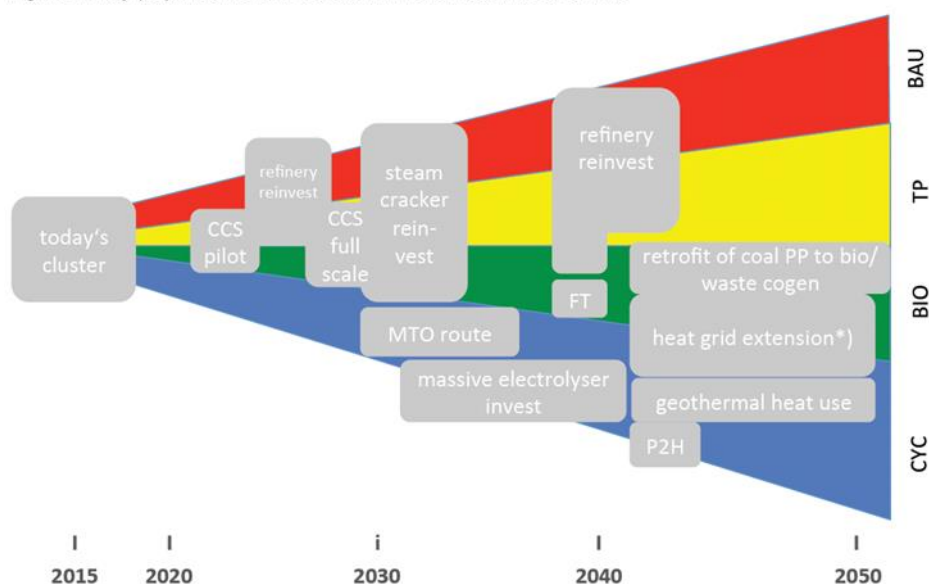
De twee andere toekomstbeelden gaan uit van 90-95% GHG-reductie.

- Het **Biomassa en CCS-scenario (BIO)** gaat uit van grootschalige toepassing van duurzame biomassa als feedstock voor chemie en raffinage en elektriciteitsproductie. Ook grootschalige toepassing van CCS vindt in dit scenario plaats. Verder vindt grootschalige productie van synthetische brandstoffen in de haven van Rotterdam plaats. In de TP- en BIO-scenario's is de afvang en opslag van CO₂ (CCS) een belangrijk middel om de uitstoot te verkleinen.
- In het **Closed Carbon Cycle (CYC)**-scenario is aangenomen dat er een gesloten keten is met volledige recycling van fossiele grondstoffen. Verder is het EU-energiesysteem bijna volledig gebaseerd op hernieuwbare elektriciteit. Dit betekent dat grootschalige elektrificatie plaatsvindt in de industrie. Warmte en waterstof (voor synthetische productie van feedstock voor de chemie) worden geproduceerd met elektriciteit waarbij de CO₂ uit gerecycled afval komt.

De Wuppertal scenario's zijn iets anders gedefinieerd dan de verkenningen die in Paragraaf T.3 zijn beschreven. In alle gevallen is een CO₂-infrastructuur nodig, en er zijn scenario's met een grote rol voor elektriciteit en elektrificatie. Figuur 100 geeft de belangrijkste milestones van de uitgewerkte scenario's.

Figuur 100 - Mijlpalen en investeringsbeslissingen in de verschillende scenario's van de Wuppertal-studie

Figure 21: Key (re-) investments to be taken in the four scenarios over time



Bron: Wuppertal Institute, 2016.

De eerste stappen voor de CO₂-infrastructuur zijn aangekondigd gezet, Havenbedrijf Rotterdam is in gesprek met enkele raffinaderijen en met partijen voor het beheer van een centrale pijpleiding, door de hele haven, en voor opslag van CO₂ in lege gasvelden in de Noordzee (FD, 2017).

T.5 Bronnen

Berenschot, CE Delft, ISPT, 2015

Power to Products: Opzet, uitvoering, resultaten en vervolgstappen
[online]

https://topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Eindrapport_Power_to_Products_externe_link.pdf

Berenschot, CE Delft, IEE, Energy Matters, 2017

Electrification in the dutch process industry: In-depth study of promising transition pathways and innovation opportunities for electrification in the Dutch process industry

[online] www.ce.nl/publicatie/electrification_in_the_dutch_process_industry/1915

Bergh, R. v. d., Nivard, M. & Keijkes, M., 2016

Long-term Prospects for Northwest European Refining

Den Haag: Clingendael International Energy Programme (CIEP), 2016

CBS, 2016

CBS Statline, Tabel: Energiebalans; aanbod, omzetting en gebruik

[online] <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=83140NED>

Geraadpleegd: 22 december 2016

CBS, 2017

Tabel: Energieverbruik; opbouw, bedrijfstak, CBS Statline, 11 september 2017 geraadpleegd 21-9-2017

[Online] <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=83141NED&LA=NL>

CE Delft, 2015a

Denktank energiemarkt - Industriële warmtemarkt

[online]

www.ce.nl/art/uploads/file/Denktank/Notities/CE_Delft_3F13_Denktank_Energiemarkt_Industriële_Warmtemarkt_DEF.pdf

CE Delft, 2015b

Carbon Added Tax as an alternative climate policy instrument

Delft: CE Delft, 2015

De Nederlandsche Bank, 2016

Tijd voor Transitie. Een verkenning van de overgang naar een klimaatneutrale economie.

DNB Occasional studies Vol. 14 - 2

Amsterdam: DNB, 2016

www.dnb.nl/binaries/TijdvoorTransitie_tcm46-338545.pdf

Deloitte, 2013

The shale gas revolution and its impact on the chemical industry in the Netherlands: Addendum to VNCI Vision 2030-2050

[online]

www.vnci.nl/Content/Files/file/Toekomst%20van%20de%20chemie%20in%20Nederland/Rapport_VN_CI_Deloitte_Schaliegas_31-10-2013.pdf



FD, 2017

Nieuw offensief Rotterdamse Haven tegen CO₂-uitstoot
In: Financieel Dagblad, 22 maart 2017

IEA, 2016

World Energy Outlook (WEO), 2016
Paris: OECD/IEA, 2016

RVO.nl, 2016.

Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren
s.l.: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, 2016

Tata Steel, 2013

Tour restenergie Tata Steel, Frans Bol, Hans Kiesewetter, 17 april 2013

VEMW, 2017

Industrie presenteert uniek plan voor 95 procent CO₂-reductie door industriële vernieuwing
[online] www.vemw.nl/Nieuwsoverzicht/2017-04-10-Klimaatbeleid-vestigingsklimaat-energietransitie.aspx
[Geopend 6 juni 2017]

Voltachem, 2016

Empowering the chemical industry - opportunities for electrification
www.tno.nl/media/7514/voltachem_electrification_whitepaper_2016.pdf

Wuppertal Institut, 2016

Decarbonization pathways for the Industrial cluster of the Port of Rotterdam
[online] www.cleantechdelta.nl/wp-content/uploads/2017/03/rapport-decarbonization-pathways-for-the-industrial-cluster-of-the-port-of-rotterdam.pdf



U Procesintensificatie en nieuwe technieken industrie



In deze bijlage beschrijven we relevante ontwikkelingen en nieuw technieken voor de industrie.

U.1 Energie-efficiencyverbeteringen

In veel industrieën bestaan 'laaghangend fruit-maatregelen' met korte terugverdientijden die op de korte termijn zonder aanpassingen van het proces zijn uit te voeren.

Dit zijn veelal verplichte energiebesparingsmaatregelen die nog niet (volledig) uitgevoerd zijn door een gebrek aan inzicht in de energiestromen en energieverliezen op niveau van de deelprocessen. Dit komt door de veelal afwezigheid van gas- en elektrametingen op dit deelniveau. In de praktijk wordt een vrijblijvend karakter en gebrek aan transparante monitoring gevoeld.

Zelfs op gebied van isolatie valt nog veel te winnen aangezien deze nog steeds niet altijd volledig wordt toegepast op leidingen, flenzen en afsluiters.

Andere redenen deze maatregelen niet te treffen zijn beperking in tijdsinzet voor operationele beheersmaatregelen, tijdsdruk/bemensing, prioriteiten stellen, gebrek aan kennis, perceptie dat het wel meevalt.

Vaak is een deel van de verliezen wel bekend, maar er treden ook onbekende verliezen op in de vorm van 'sluipverbruikers', die verspilling inhouden, zoals de lokale afwezigheid van isolatie, lekkende perslucht- en stoomleidingen of condenspotten, onnodig draaien van machines ('idling'). Periodieke controleprogramma's voor lekdetectie en vervuiling en een adequate interpretatie van energiemetingen, met name gedurende stops en vakanties, kunnen deze vorm van energieverpilling op het spoor komen.

Metingen op deelniveau geven bedrijven inzicht in de uitgaande energiestromen en de mate van optredende energieverliezen. Dergelijke metingen zijn geen algemene praktijk. Indien bedrijven hun restwarmtestromen goed in beeld hebben kunnen deze mogelijk ingezet worden elders op de locatie in een ander proces, met name in voorverwarming van stromen, maar ook voor stadsverwarming elders buiten de locatie. Een zogenaamde energie-PINCH-analyse kan de optimale mogelijkheden voor warmtehergebruik op een gestructureerde wijze uitvoeren.

U.2 Andere energiebronnen voor de warmtevraag

In de toekomst kan lage temperatuur warmte (< 250°C) in de voedingsmiddelenindustrie, papierindustrie en chemie worden geleverd uit verschillende hernieuwbare bronnen - geothermie, elektriciteit, eventueel biomassa of uit biomassa en biomassa-afvalafgeleide brandstoffen (groen gas, pyrolyseolie).

Hoge temperatuur warmte zoals bijvoorbeeld gevraagd in de bouwmaterialen-industrie, zal dan worden geproduceerd op basis van groen gas, waterstof, of hernieuwbare elektriciteit (vlamboogoven).

U.3 Procesintensificatie, innovaties in processen, nieuwe processen

Grote doorbraken in efficiency zijn mogelijk door naar nieuwe processen te gaan. Mogelijkheden zijn beschikbaar op het gebied van:

- scheiden (denk bijvoorbeeld aan membraanscheidingen i.p.v. verdampen om twee vloeistoffen van elkaar te scheiden);
- drogen (denk bijvoorbeeld aan het toevoegen van zeolieten die water onttrekken i.p.v. verdampen van water);
- intensiveren (aanpassingen aan de reactor waardoor de reacties beter verlopen, met een hoger rendement en er minder zuiveringsstappen na de hand nodig zijn).

Met name procesintensificatie grijpt in in het hart van het proces en brengt daarom een zeer hoge risicoperceptie met zich mee.

Tegelijkertijd valt er veel te winnen. In de Nederlandse procestechnologie wordt in het algemeen gewerkt op basis van technologie die ontwikkeld is voor 1980. Daar zijn procesverbeteringen op toegepast in de vorm van nieuwe typen katalysatoren, maar het hart van het proces is over het algemeen niet wezenlijk veranderd. Sinds die tijd zijn er wel grote doorbraken gerealiseerd op het gebied van procesintensificatie, op het gebied van:

- intensiever mengen;
- intensievere massaoverdracht naar en over grensvlakken;
- intensievere warmteoverdracht van en naar de reactiezone;
- bijzonder selectieve scheiding;
- intensievere component scheiden zonder faseovergang.

Een grootschalig onderzoek op 42 Nederlandse bedrijfslocaties in de raffinage, voedingsindustrie en chemie laat zien dat door stelselmatige verkenning van de randvoorwaarden en doelstellingen bij bedrijven in iedere sector eigen optimale oplossing gevonden kunnen worden die reducties van 30-40% mogelijk maken; dit los van bovengenoemde energie-efficiencymaatregelen.

Op dit moment is één derde van de genoemde oplossingen commercieel beschikbaar. Voor de overige twee derde van de geïdentificeerde optimale procesintensificaties is verder onderzoek en ontwikkeling mogelijk. Het gaat dan om de ontwikkeling tussen de proof of principle die bij kennisinstututen op laboratoriumschaal geleverd worden (TRL 3-4) en het bewijs van technologische volwassenheid dat door lange duur testen op industriële schaal in de praktijk geleverd kan worden (TRL 9). Het huidige onderzoeksgeld is voornamelijk beschikbaar voor TRL 1-5, TRL 6-9 wordt aan de markt overgelaten, terwijl banken pas financiering verlenen nadat TRL 9 is bewezen.

U.4 Elektrificatie (en productie CO₂-vrije elektriciteit)

Nederland heeft een aanzienlijk potentieel voor de opwekking van CO₂-vrije elektriciteit - veel groter dan het huidige verbruik. Hernieuwbare opties hiervoor zijn wind op zee, zonnestroom, wind op land, mogelijk geothermie en enkele kleinere bronnen. Dat potentieel grote aanbod van CO₂-vrije elektriciteit biedt kansen voor benutting in nieuwe toepassingen bij industriële processen.

Elektriciteit kan onder andere worden ingezet bij het genereren van proceswarmte (power-to-heat, bijvoorbeeld met elektrische warmtepompen waarbij omgevingswarmte of restwarmte kan worden opgewaardeerd), de productie van waterstof gevolgd door ammoniak (power-to-products) of naar methaan (power-to-gas), of bij het vervangen van thermische processen door elektrochemische processen. Ook bestaat er de mogelijkheid om deze elektriciteit om te zetten in vloeibare brandstoffen voor transport (power-to-liquids). De Rotterdamse haven zou geschikt zijn om een belangrijke producent te worden en bestaande leveringsinfrastructuur voor fossiele transport-brandstoffen gebruiken.



Warmtepompen en damprecompressie kunnen bij steeds hogere temperaturen ingezet worden. Hierdoor wordt lage druk processtoom opgewaardeerd bij steeds gunstiger COP-waarde (de factor waarmee elektrische energie in hoeveelheid 'vermenigvuldigd' wordt naar thermische energie). Daarnaast maakt elektrificatie van industriële processen inzet van elders opgewekte duurzame energie mogelijk. Een bijkomend voordeel is dat op middellange termijn er regelmatig lage marktprijzen voor stroom uit windparken (en zonneparken) verwacht wordt, wat toepassing van elektrificatie sneller rendabel maakt. Elektrificatie van de industrie betreft de vervanging van de inzet van fossiele brandstoffen door elektriciteit. Daarnaast leidt de inzet duurzaam opgewekte elektriciteit tot verder vergroening.

De huidige generatie warmtepompen worden het meest in de utiliteitsbouw ingezet. Deze hebben een beperkt temperatuurbereik (<110°C) en een beperkte temperatuurlift (max. 30°C). Er is een nieuwe generatie chemisch-thermische en akoestische warmtepompen in ontwikkeling waarvan zowel het temperatuurbereik en de temperatuurlift aanzienlijk hoger liggen waardoor de toepassingsmogelijkheden in de industrie ook sterk toenemen.

Als er op jaarbasis genoeg elektriciteit geproduceerd wordt, maar is het mogelijk dat er perioden zijn dat er veel te veel en veel te weinig elektriciteit geproduceerd wordt. Om te zorgen dat een dergelijk systeem stabiel is, is het nodig om op dagen met een overschot aan elektriciteit, deze elektriciteit om te zetten in iets wat opgeslagen kan worden of direct gebruikt kan worden.

Elektrificatie van de industrie, en inspelen op flexibilisering van de elektriciteitsvoorziening vergt technische oplossingen zoals een overstap van gasgestookte ketels naar elektrische boilers. Daarmee kan de industrie de shift van fossiele energie naar hernieuwbare energie versnellen, door bijvoorbeeld in te spelen op variaties in elektriciteitsproducties.

Veel van dit soort oplossingen (elektrodenboiler) zijn op papier interessant, maar de geografische werkelijkheid (moet er een kabel worden gelegd of niet, de aansluitkosten van de netbeheerder), de contractuele situatie en de manier waarop het kan worden geïmplementeerd (100% vervanging WKC of slechts 'balanceren' in combinatie met WKC) zijn allesbepalend voor de economische haalbaarheid.

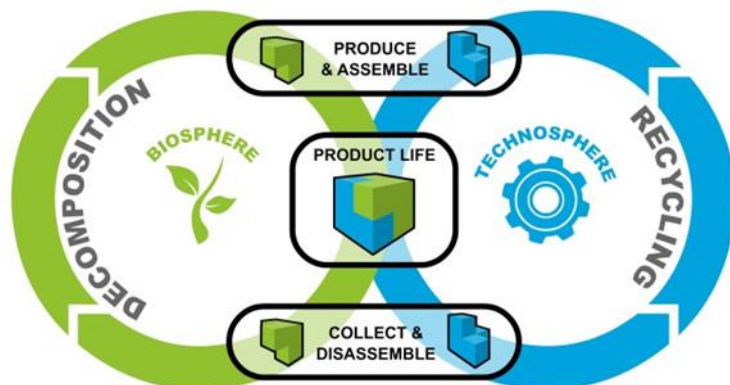
U.5 Circulair grondstofgebruik

Er zijn twee manieren om het grondstofgebruik circulair te maken:

1. Biobased en bio-afbreekbaar produceren, dit wordt ook wel aangeduid met circulaire productie in de biosfeer, zie Figuur 101.
2. Hergebruik: afgedankte producten weer opwerken tot grondstof voor de productie van nieuwe producten liefst van dezelfde soort. Dit wordt ook wel aangeduid met circulaire productie in de technosfeer, zie Figuur 101.



Figuur 101 - Circulaire productie in de biosfeer en de technosfeer



Bron: www.bluehair.co

Het voordeel van circulair grondstofgebruik is dat er geen of veel minder sprake is van afval. Onder voorwaarden kan circulair grondstof gebruik ook leiden tot een reductie in emissies. Hierbij moet aan een aantal voorwaarden voldaan worden, die in de volgende alinea's toegelicht worden.

U.5.1 Biobased en bio-afbreekbaar produceren

De CO₂-footprint van biobased materialen kan veel kleiner zijn dan van fossiele primaire grondstoffen, mits er aan twee randvoorwaarden voldaan wordt:

1. De biomassa is verkregen uit duurzaam beheerde bronnen - dit is een heel belangrijk item omdat de CO₂-emissie die veroorzaakt wordt door degeneratie van landschappen vele malen hoger is dan de emissiereductie die met biobased produceren bereikt kan worden. Tegelijkertijd kan biobased productie een drijfveer zijn om sterk gedegradeerde landschappen weer op te werken tot duurzaam beheerde vruchtbare landschappen, die vele malen meer CO₂ vastleggen dan in geërodeerde toestand. Verspreid over de wereld zijn veel aansprekende voorbeelden bekend die aantonen dat dit mogelijk is met relatief simpele ingrepen⁶³.
2. De samenstelling van de biomassa komt sterk overeen met het gewenste eindproduct in de zin dat de verhouding van de verschillende atomen die in een molecuul voorkomen overeenkomen en dat de synthese relatief eenvoudig of vergelijkbaar is met de synthese uit fossiele grondstoffen.

Uitvoering van een Life Cycle Assessment (LCA) van de biobased processen geeft een compleet en objectief inzicht in de totale milieuvoordelen, inclusief de overall CO₂-emissiereductie, ten opzichte van de benchmark.

Biobased producten kunnen circulair ingezet worden in de technosfeer en in de biosfeer.

Een voorbeeld van biobased producten in de technosfeer zijn de zogenaamde drop-in chemicals. Drop-in chemicals zijn chemicaliën op basis van biomassa die identiek zijn aan chemicaliën uit fossiele grondstoffen. Bekende voorbeelden van biobased drop-in chemicals zijn benzeen, toluen en xyleen op basis van suiker of lignine (onderdeel van houtvezels) of etheen op basis van ethanol uit suiker. Ze zijn net als de chemicaliën uit fossiele grondstoffen meestal niet bio-afbreekbaar. Om biobased drop-in chemicals circulair te gebruiken gelden dezelfde regels als voor de technosfeer. Naast drop-in chemicals zijn er ook nog composietmaterialen die gedeeltelijk biobased en gedeeltelijk gebaseerd zijn

⁶³ Niettemin neemt het aantal gedegradeerde gronden nog steeds veel harder toe dan dat gedegradeerde gronden weer opgewerkt worden tot vruchtbare gebieden.

op fossiele grondstoffen. Deze materialen kunnen een veel lagere CO₂-footprint hebben dan concurrerende materialen maar niet bio-afbreekbaar zijn.

Daarnaast zijn er biobased chemicaliën en materialen die wel bio-afbreekbaar zijn. Hierdoor kunnen ze door bodem/waterleven weer gebruikt worden als voedsel. Op dit moment zijn er een aantal materialen die claimen bio-afbreekbaar zijn. Echter, de meeste zijn dat alleen in industriële composteermachines waarin de temperatuur op kan lopen tot 100°C. Ze zijn niet bio-afbreekbaar als ze in de bodem of het (zeewater) terecht komen (Ellen Mc Arthur Foundation, 2016).

Biobased chemicaliën die in de Nederlandse chemie geproduceerd worden vallen in één van de volgende productcategorieën:

- adhesieven;
- bestrijdingsmiddelen;
- biofuel (additieven);
- chemicaliën voor olie- en gasvelden en waterbehandeling;
- coatings verven en drukinkten;
- consumenten producten (o.a. was- en schoonmaakmiddelen, actieve kool voor autofilters (VS));
- chemicaliën voor wegbewijzing en wegaanleg;
- farmaceutica en voedingsadditieven;
- industriële chemicaliën;
- kunststoffen, plastics en harsen;
- personal care;
- polymeer additieven;
- smeermiddelen.

Meer informatie over welke bedrijven welke producten produceren staat in het rapport inventarisatie Biobased Economy in de Nederlandse Chemie (CE Delft, 2013).

Een traditioneel voorbeeld van circulair biobased materiaalgebruik in de technosfeer is de Nederlandse papierindustrie. Meer dan 85% van het papier dat in Nederland gebruikt wordt, wordt ingezameld om weer te dienen als grondstof voor de productie van nieuw papier. Dit herhaalt zich tot dat de vezels zo sterk versleten zijn dat ze niet meer geschikt zijn voor papierproductie (na 7-8 keer recyclen). Dan worden de vezels afgevoerd en gebruikt voor energieproductie, door bijstook in cementovens of kolencentrales of als deel van het biogene materiaal in afvalverbrandingsinstallaties. Op die manier dragen ze bij aan de biobased energieproductie in Nederland.

In het rapport 'Aanpalende economische effecten biobased economy' zijn de directe en indirecte effecten van de biobased economy in kaart gebracht (CE Delft, 2015).

Voor de grote schaal van de Nederlandse procesindustrie is het wel zeer uitdagend om duurzaam biobased productie op te zetten:

- de grondstoffen moeten voldoende geconcentreerd zijn;
- voldoende constant zijn in samenstelling;
- beschikbaarheid gedurende het jaar;
- de productie en oogst moet aan duurzaamheidscriteria voldoen.

Zowel voor circulaire productie als bij biobased productie is er sprake van meerkosten. Echter, omdat de producten een sterk verlaagde CO₂-footprint hebben, is er in principe een politiek kader om tot een oplossing voor deze meerkosten te komen.

U.5.2 Hergebruik: afgedankte producten opwerken tot nieuwe producten

De milieu-impact van circulair verwerkte materialen hangt sterk af van de impact van transport op de Life Cycle Analysis (LCA). Bij productie van metalen is het zowel kosten technisch als milieutechnisch interessanter om te recyclen. Bij kunststoffen moet door hun lage soortelijk gewicht, de inzameling zeer efficiënt plaatsvinden om te kunnen concurreren met verbranding in lokale afvalverbranding



installaties en productie op basis van fossiele grondstoffen. Door technologische ontwikkelingen in de scheiding verwachten wij dat op de lange termijn in 2050 tot 90% van de materialen hergebruikt zal worden.

Daarbij moet echter rekening gehouden worden dat de productie op basis van fossiele grondstoffen naar verwachting op termijn zal verplaatsen naar de regio's waar fossiele grondstoffen goedkoop voorhanden zijn.

Keuze voor circulaire productie kan daarmee ook indirect een manier zijn om de lokale industrie concurrerend te houden. Dit is te verdedigen mits de milieuprestaties concurrerend zijn. Dit is mogelijk door de bestaande recycling van kunststoffen verder te optimaliseren en minder te verbranden. Enzymatische nascheiding van afval vermijdt het apart inzamelen en wordt het recyclingrendement van kunststoffen verder verbeterd en het levert biogas op. Niet-herbruikbare kunststof- en biomassastromen kunnen als alternatief op verbranden nu omgezet worden tot olie en gas door (hydro-)pyrolyse.

U.6 CCS en CCU

Zie Bijlage V

U.7 Tijdsfad

De genoemde maatregelen kennen verschillende tijdschalen voor grootschalige impact en toepassing. Energie-efficiëntieverbeteringen, elektrificatie en inzet van alternatieve warmtebronnen kunnen al snel worden ingezet, op een termijn van 0-15 jaar bij (natuurlijke) vervanging of toevoeging van apparaten of processen. Innovaties en nieuwe processen, en, voor een deel, circulair grondstofgebruik vereisen ingrijpendere procesvervangingen en verdere ontwikkeling, en zullen pas op langere termijn grootschalig worden ingepast (20-30 jaar). CCS en CCU kan ook relatief snel ontwikkeld worden, maar dat hangt samen met de ontwikkeling van infrastructuur en organisatie. Een tijdschaal van 10 jaar is technisch mogelijk.

U.8 Bronnen

CE Delft, 2013

Inventarisatie Biobased Economy in de Nederlandse Chemie,
Delft: CE Delft, 2013

CE Delft, 2015

Aanpalende economische effecten biobased economy,
Delft: CE Delft, 2015

Ellen Mc Arthur Foundation et al., 2016

The New Plastics Economy - Rethinking the Future of Plastics
Cowes (UK): World Economic Forum, Ellen Mc Arthur Foundation and McKinsey & Company, 2016

FD, 2017

Nieuw offensief Rotterdamse Haven tegen CO₂-uitstoot
In: Het Financiële Dagblad, 22 maart 2017



VEMW, 2017

Decisions on the industrial energy transition, VEMW, April 2017

[online] <http://issuu.sdcommunicatie.nl/2017/vemw/vemw-decisions-on-the-industrial-energy-transition/>



V CCS en CCU: CO₂-afvang en -opslag, CO₂-afvang en benutting



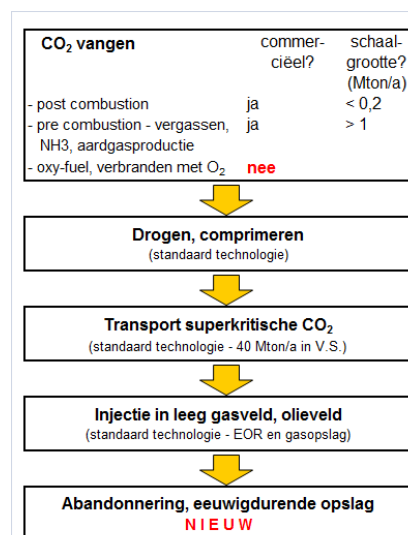
Het afvangen en (ondergronds) opslaan van CO₂ (CCS) is een methode om CO₂-emissies die vrijkomen bij het gebruik van fossiele energiebronnen, tegen te gaan.

V.1 Huidige status

CCS staat voor *Carbon Capture and Storage* en betreft een combinatie van vijf processtappen:

1. Afvang van CO₂ uit rookgassen en andere gasstromen (synthesegas bij bijvoorbeeld productie van ammoniak/NH₃ en waterstof/H₂, aardgas, biogas, productgassen bij brouwerijen, gistproductie en distilleerderijen).
2. Geschikt maken van CO₂ voor transport en opslag door zuiveren, drogen en comprimeren (samenpersen) tot een superkritische vloeistof.
3. Transport van opgewerkte CO₂ via pijpleiding of per schip.
4. Injectie van de opgewerkte CO₂ in lege gasvelden en olievelden of in diepliggende waterlagen (aquifers).
5. Abandonnering (verlating) van de opslaglocatie, afsluiting met oog op eeuwigdurende opslag (de CO₂ moet vele duizenden jaren ondergronds blijven).

Afvang uit rookgassen uit verbranding wordt 'post-combustion' afvang genoemd, afvang uit procesgassen en uit gasvormige brandstoffen voor verbranding wordt 'pre-combustion' afvang genoemd. De derde optie is 'oxyfuel' waarbij zuurstof voor verbranding wordt toegepast in plaats van lucht.



Techniek

Meest gangbare techniek in post-combustion en pre-combustion is om de CO₂ met een wasvloeistof uit de betreffende gasstroom te wassen en door regeneratie van de wasvloeistof door toevoer van warmte in geconcentreerde vorm weer vrij te maken. Dit proces kost dus warmte. Gebruik van lokaal beschikbare restwarmte werkt heel positief door in het energieverbruik en dus in de kosten. Afscheiding van de CO₂ met behulp van membranen of door adsorptie aan vaste stoffen (PSA in waterstofproductie) worden ook wel toegepast.

In de oxyfuelroute wordt brandstof met zuivere zuurstof - in plaats van lucht - verbrand zodat alleen CO₂ en waterdamp overblijven. De waterdamp wordt vervolgens door condensatie afgescheiden, de overblijvende CO₂ gecomprimeerd voor transport en opslag.

De keten van CCS is nog niet helemaal uitontwikkeld, al zijn de meeste stappen bekende technieken. Transport van superkritische CO₂ en opslag wordt al op diverse plaatsen in de wereld toegepast en pre-combustion afvang ook. Daar staat tegenover dat afvang uit rookgassen en andere gasstromen op

lage druk en met beperkte CO₂-concentraties alleen nog op beperkte schaal beschikbaar is. Abandonnering van opgeslagen CO₂ is nog volledig nieuw.

Er is daarom nog een zekere ontwikkeltijd nodig voordat CCS grootschalig en over een breed palet aan industriële sectoren kan worden uitgerold. Die tijd is met name nodig voor doorontwikkeling van CO₂-afvangtechnologie naar commerciële schaal voor gassen met beperkte drukken en CO₂-concentraties. Verder is tijd nodig om de kosten te verlagen en de benodigde infrastructuur en regelgeving op te bouwen. Deze stappen vergen uiteraard ook de nodige investeringen.

Carbon capture and utilisation

Naast CCS is er ook CCU - Carbon Capture and Utilization. De afgevangen en opgewerkte CO₂ wordt in dat geval nuttig toegepast als grondstof of als hulpstof. Bestaande en bekende voorbeelden zijn:

- gebruik in de glastuinbouw om plantengroei te versnellen;
- toevoeging aan frisdrank (prik);
- hulpstof bij oliewinning (Enhanced Oil Recovery, EOR)⁶⁴;
- gebruik als grondstof voor zeer zuivere CaCO₃ - kalksteen - voor bijvoorbeeld gebruik in papier (de witte kleur van papier);
- gebruik van superkritische CO₂ als oplosmiddel;
- grondstof voor kunststof (polycarbonaat en polyolen);
- gebruik als blusmiddel in brandblussers en in automatische blusinstallaties in gebouwen en installaties waar gebruik van water ongewenste schade zou veroorzaken.

CCU in combinatie met afvang bij met brandstof gestookte fornuizen en ketels is al decennia gangbaar op kleinere schaal en is in enkele tientallen installaties commercieel toegepast. Een bekend voorbeeld is de Fluor EcoAmine-afvanginstallatie bij een gasgestookte energiecentrale bij Bellingham, VS. Deze eenheid produceerde CO₂ voor de lokale frisdrankindustrie. Maar de techniek is bij de huidige stand der techniek en vanwege de minder gunstige schaalgrootte nog relatief duur voor brede toepassing. Daarnaast vormt afvang bij kleinere bronnen een logistieke - en economische - uitdaging vanwege de benodigde uitgebreidheid en vertaktheid van het benodigde netwerk of de faciliteiten voor tussenopslag.

Voor CCU hoeft de CO₂ niet altijd als zuiver gas te worden toegepast. OMYA in Moerdijk bijvoorbeeld maakt voor productie van zuivere kalksteen gebruik van de CO₂-rijke rookgassen van de slib-verbrandingsinstallatie van SNB Moerdijk. De Uniper RoCa gasgestookte warmtekrachtcentrale levert CO₂-rijke rookgassen aan tuinders in de zogenaamde B-driehoek (Bleiswijk-Berkel-Bergschenhoek). Het hangt af van de CCU-toepassing of de CO₂ permanent of niet wordt vastgelegd. Het is mogelijk dat de productie van CO₂ uit fossiele bronnen worden voorkomen.

Reeds gerealiseerde CCS-projecten

In Noord-Amerika zijn in de afgelopen jaren drie significante CCS-projecten opgestart (CE Delft 2016):

- afvang van 1 Mton/jaar aan CO₂ bij een geretrofite oudere Boundary Dam (Canada);
- afvang van 1 Mton/jaar aan CO₂ bij drie waterstoffabrieken bij de Shell Scotford Upgrader voor teerzandolie;
- afvang van 1 Mton/jaar aan CO₂ bij twee H₂-fabrieken van Valero in Port Arthur in de VS.

Alle projecten leveren CO₂ voor EOR en kunnen door de gegenereerde opbrengsten uit additionele aardolieproductie (tot voor kort?) economisch uit, ondanks afwezigheid van beprijzing van de CO₂.

⁶⁴ EOR staat voor Enhanced Oil Recovery - oftewel gestimuleerde winning van aardolie. De CO₂ wordt hierbij onder hoge druk in het olieveld geperst. Het stimuleert oliewinning deels door de olie uit het veld te duwen. Daarnaast lost het deels in de olie op, die daardoor vloeibaarder wordt en makkelijker opgepompt kan worden.



In de EU en Nederland zijn daarentegen recent een aantal ver ontwikkelde projecten gestrand (CE Delft 2016):

- Grootschalige demonstratie van CO₂-afvang bij ruw ijzer productie onder het ULCOS-programma van de Europese staalindustrie en de EU, is door ArchelorMittal afgeblazen.
- Demonstratieprojecten voor grootschalige opslag in Barendrecht, DSM Geleen en Jänschwalde in Duitsland zijn door maatschappelijke tegenstand gesneuveld.
- In Groot-Brittannië heeft de Britse overheid een subsidie van 1 miljard £ voor de Peterhead en White Rose/Drax CCS-projecten teruggetrokken, vanwege een verandering in beleid. De Britse overheid zet sinds kort in op nucleaire energie als middel om CO₂-emissies te reduceren.
- Het grootschalige ROAD-demonstratieproject bij de E.On MPP3-centrale is gesneuveld (zie de volgende Paragraaf V.2)

V.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Het kabinet heeft reeds langjarig het belang van CCS onderkend. Het is een oplossingsroute voor de uitstoot van geconcentreerde emissies, waar op de korte en middellange termijn weinig perspectief voor klimaatneutrale energiedragers bestaat.

De Rijksoverheid heeft zich ingezet voor de realisatie van het Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD), een project van de energiebedrijven Engie en Uniper. Het doel van dit project was om jaarlijks 1,1 Mt CO₂ af te vangen bij een kolencentrale op de Maasvlakte en de uitstoot daarna in lege gasvelden op de Noordzee op te slaan. Recent is echter bekend gemaakt dat de Engie en Uniper per 15 september 2017 uit het ROAD-project zullen stappen (EZ 2017), waardoor het laatste Europese kolen-CCS-pilotproject eindigt.

Het Coalitieakkoord 2017 ('Vertrouwen in de Toekomst') heeft als onderdeel van een nieuw Klimaat en Energieakkoord een grote ambitie voor 2030 neergelegd: de reductie in 2030 zou om 18 Mton CO₂ gaan, als onderdeel van 49% CO₂-emissiereductie in Nederland. Deze ambitie is fors. Wel moet opgemerkt worden, dat gezien het afblazen van ROAD - wat het grootste demonstratieproject tot dusver had moeten worden - er nu in essentie geen ervaring is met het realiseren van grootschalige afvang- en opslag. Dat maakt het twijfelachtig om het lukt de komende 12 jaar op te schalen tot een dergelijke ambitie. Op langere termijn zou dit wel haalbaar moeten zijn.

De bandbreedte van de CCS en CCU ontwikkelingen op de tijdschaal van 2050 is momenteel nog onduidelijk - en hangt sterk af van de ontwikkelingen in de industrie, de internationale klimaat-ambities en internationale samenwerking op dat vlak. Ook zijn er koppelingen met het soort energiesysteem dat zal ontstaan, als er veel fossiele ingezet zal blijven worden zijn CCS en CCU onontbeerlijk. Als waterstof meer ingezet wordt, dan zal er minder noodzaak tot CCS zijn (indien het om zogenaamd groen waterstof gaat).

V.3 Huidige energievraag

CO₂-afvang kost energie, vooral warmte-energie voor het regenereren van het oplosmiddel. Voor post-combustion afvang bedraagt dit circa 3 GJ/ton afgevangen CO₂, wat wordt gedekt door lage druk stoom. Omgerekend naar verlies aan elektrisch vermogen: elke GJ aan benodigde warmte scheelt 0,1 GJe. In de praktijk kan het rendement 10% lager uitkomen (IEA 2011).

Het elektriciteitsgebruik bedraagt circa 0,45 GJe/ton CO₂ voor CO₂-compressie, bij bronnen van een lage CO₂-concentratie (kolencentrale) komt daar nog wat bij, ca 0,2 GJe/ton CO₂ voor pompen, rookgasventilator, etc.



V.4 Technisch potentieel

Opslagcapaciteit

De opslagcapaciteit voor CO₂ in Nederland is in beeld gebracht door Gasunie en EBN (Gasunie en EBN, 2010). Op basis van de velden die niet meer produceren of de komende decennia uit productie worden genomen is het beeld als volgt:

- continentaal plat (Noordzee) cumulatief 1.200 Mton (in 2035);
- op land, West-Nederland: 112 Mton;
- op land, Noord-Nederland: 850 Mton;
- Groningenveld: 7.000 Mt.

De totale opslagcapaciteit bedraagt exclusief het Groningen gasveld circa 2.200 Mton. Om dit in perspectief te plaatsen: dit is voldoende om de volledige huidige CO₂-uitstoot van de Nederlandse energiesector en industriebedrijven ongeveer 15 jaar lang op te slaan [en meer indien de CO₂-emissies worden gereduceerd].

Het Groningenveld biedt zeer veel opslag, maar dit veld is nog in productie.

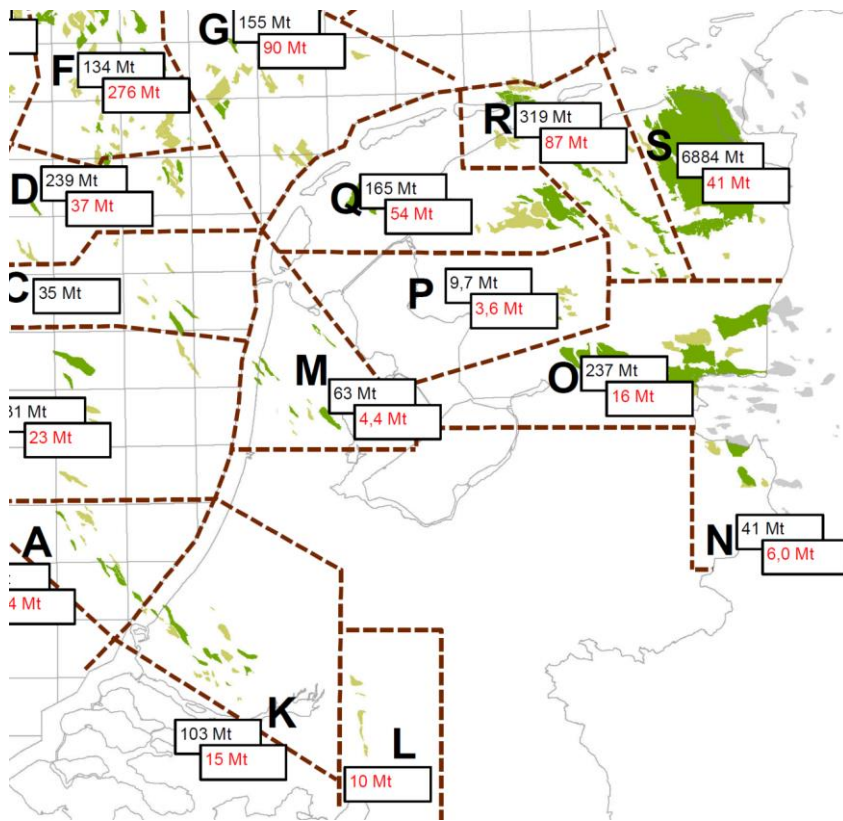
Op land (Figuur 102) bieden vooral de Drentse velden perspectief voor langdurige injectie van grotere volumes per jaar - grotere velden, veel opslagcapaciteit in totaal, ook veel capaciteit per veld. Ook velden in Friesland en Groningen (anders dan Groningengasveld) lijken interessant. Velden in Zuid-Holland zijn kleiner. Verder is er momenteel een moratorium op opslag van CO₂ op land, dus het is relevant ook te kijken naar puur het potentieel op zee.

Figuur 103 geeft de mogelijkheden op het continentaal plat weer.

Een aantal velden ligt relatief dicht bij de kust ('P- en Q'-Blokken), maar de meeste opslagcapaciteit ligt noordelijk in de Noordzee, in de 'K- en L'-blokken.

Ook de opslagcapaciteit in buurlanden Noorwegen en Engeland is zeer groot.

Figuur 102 - Mogelijke CO₂-opslaglocaties op land



Figuur 103 - Nederlandse economische zone op de Noordzee met mogelijke CO₂-opslaglocaties



Bron: EBN_Gasunie, 2010.



Jaarlijks potentieel

Verder zullen de emissies van de energie en industriële sectoren sterk gaan dalen als gevolg van klimaat-/hernieuwbare energie beleid. Een overzicht van totale emissies in Nederland per type bron, specifieke jaarvrucht, CO₂-concentratie en afvangkosten is gegeven in Tabel 58, ontleend aan Kansrijk beleid voor CCS (CE Delft, 2016). In de huidige situatie lijkt het maximum potentieel voor CO₂-afvang bij maximale kosten tot 80 €/ton CO₂ uit te komen op ca. 38-50 Mton CO₂/jaar.

Of afvang en opslag van CO₂ voor deze sectoren in de ontwikkeling richting een duurzame maatschappij in 2050 een maatschappelijk gezien belangrijke maatregel kan zijn, hangt overigens ook sterk af van de ontwikkeling van de omvang van deze sectoren en de mate waarin zij de broeikasgas-emissies terug weten te dringen in de komende decennia, door andere, mogelijk kosteneffectievere maatregelen als energiebesparing, procesinnovaties en de inzet van hernieuwbare energie en grondstoffen.

Tabel 53 - CCS-opties industrie en E-sector⁶⁵

	Potentieel in NL Mton CO ₂ /a	Emissie per bron Mton CO ₂ /a	Vol% CO ₂	Kosten afvang €/ton CO ₂	Ontwikkelings- stadium
Puur (of vrijwel - EtOH, NH ₃ , PER+)	2-3	0,1-1,0	> 95%	10-20	Gangbaar
H ₂ -productie	1-2	0,5	40-70%	40-50	Demo van 1 Mton/jaar
Hoogovengas	5	2-3	25%		Pilot, techniek op demoschaal beschikbaar ⁶⁶
Kolencentrales, hoog-ovengasgestookte energiecentrale	20-25	4-8	10-15%	40-50	1st of a kind 1 Mton/jaar ⁶⁷
Grootschalige boilers en fornuizen petrochemie, raffinaderijen	10-15	0,2-1,0	10-15%	60-80	Gangbaar voor < 0,2 Mton/jaar 1 st of a kind 1 Mton/jaar

V.5 Succes- en faalfactoren

Wat zijn de belangrijkste factoren die de ontwikkeling beïnvloeden, zowel succes- als faalfactoren, en technisch en niet-technisch?

Er is wereldwijde aandacht voor CCS vanwege het klimaatprobleem. Er komt veel geld beschikbaar, zowel uit Europa als van het Nederlandse Kabinet om grootschalige demoprojecten op te zetten. Er zijn Europese afspraken gemaakt over CCS. Er wordt in Nederland al lange tijd wetenschappelijk onderzoek gedaan naar CCS. De aanwezigheid van olie- en gasvoorkomens heeft ervoor gezorgd dat

⁶⁵ ECN, 2011; IEA, 2013a; IEA, 2013b; SCCS, 2013. Voor H₂-productie: Valero refinery Porth Arthur USA op basis van VSA, https://sequestration.mit.edu/tools/projects/port_arthur.html

⁶⁶ Voor afvang van CO₂ uit hoogovengas wordt binnen het ULCOS-consortium gedacht aan toepassing van een VPSA - Vacuum Pressure swing adsorption. Deze technologie wordt bij de Valero raffinaderij in Port Arthur in de VS gedemonstreerd.

⁶⁷ Retrofit bij de oudere Boundary Dam kolencentrale in Canada, zie: http://sequestration.mit.edu/tools/projects/boundary_dam.html



er in Nederland veel kennis en ervaring is op het gebied van diepe ondergrond en het transport van gas. En Nederland beschikt over lege gasvelden die potentieel geschikt zijn voor CO₂-opslag.

Dit zijn zo wat succesfactoren voor CCS in Nederland, maar er zijn ook tegenkrachten en onzekerheden. In principe zijn er vier groepen van onzekerheden c.q. bottlenecks: technische, maatschappelijke, economische en juridische. Kijkende naar de eerste drie vormen van mogelijke bottlenecks:

Technische factoren zijn ondermeer het gebrek aan ervaring met CO₂-afvang en compressie en de complexiteit van 'capture readiness'. CO₂-afvang en opslag is in Europa alleen gedemonstreerd op pilot niveau, grootschaligheid en commercialiteit zijn (nog) niet bewezen. Er is ervaring met injectie voor Enhanced Oil Recovery met installaties tot 1 Mt per jaar, maar nog niet met opslag van grotere hoeveelheden in verband met klimaatbeleid. Tevens is er onzekerheid over de mogelijkheid tot verbetering van solvents, bij de huidige technieken is het een techniek die energie kost waardoor efficiëntie en capaciteit van elektriciteitscentrales sterk teruglopen bij CO₂-afvang (IEA, 2011). Andere technische factoren zijn rond de veiligheid van opslag, zie veiligheidsfactoren hieronder.

Economische en financiële factoren

In Tabel 53 is geschetst dat de CCS-opties een CO₂-prijs vereisen die, inclusief alle bandbreedtes, oploopt van 10 tot 80 €/ton. Om een grootschalige afvanginstallatie te realiseren moet er voor de investeerder zekerheid zijn dat de CO₂-prijs lang genoeg op een voldoende hoog niveau zal blijven om de investering terug te kunnen verdienen. Het huidige ETS biedt deze prijsprikkel niet.

Zoals een IEA-rapport uit 2013 aangeeft (IEA, 2013) zijn meer algemeen de kosten voor CCS-projecten veel hoger gebleken dan is een paar jaar geleden werd gedacht toen veel projecten werden geïnitieerd. Niet alleen zijn prijzen van materialen gestegen, maar ook blijkt uit gedetailleerde ontwerpstudies de benodigde investering aanzienlijk hoger te zijn dan werd verondersteld. Met name kosten voor pijpleidingen blijken aanzienlijk hoger uit te vallen vanwege geografische omstandigheden. Infrastructurele kosten kunnen daarnaast fors hoger uitvallen wanneer wordt uitgegaan van een groeiscenario waarin in de loop der tijd meerdere bronnen worden aangesloten.

Maatschappelijke factoren

Er is tot op heden duidelijk maatschappelijke weerstand tegen CO₂-afvang en -opslag. Een eerder project bij Barendrecht ging niet door. Deze weerstanden hebben een diverse achtergrond. Belangrijk zijn reële veiligheidsrisico's maar ook de perceptie daarop. Ook is er bij partijen een beeld dat de CCS-oplossingsroute 'betere' of meer preferente oplossingsroutes (zoals energiebesparing en hernieuwbare energieopwekking) in de weg zal staan. Hier moet mee rekening gehouden worden.

V.6 Schaalsprong

Wanneer vindt de schaalsprong naar verwachting plaats?

Het is moeilijk te zeggen wanneer de schaalsprong plaats gaat vinden, in 2010 werd verwacht dat de ROAD afvang installatie van ~1 miljoen ton per jaar bij de Uniper Maasvlakte 3 centrale momenteel operationeel zou zijn, maar dit is niet gerealiseerd.

Toch is er recent is er weer goed nieuws te melden.

Het Havenbedrijf Rotterdam is naar verluid in gesprek met industriebedrijven om CO₂ af te gaan vangen en wil een CO₂-ringleiding gaan aanleggen met als doel industrieel CO₂ naar permanente opslag op in oude gasvelden op zee te brengen (FD, 22 maart 2017).



Schaalsprong van nieuwe CCU-routes staat in de kinderschoenen. Er is veel activiteit, maar nog wanneer grootschalige nieuwe investeringen rond gaan komen rond fossiel of biogeen CO₂ dat wordt gebruikt in producten is nog niet te zeggen.

Of afvang en opslag van CO₂ in de ontwikkeling richting een duurzame maatschappij in 2050 een maatschappelijk gezien belangrijke maatregel kan zijn, hangt sterk af van de ontwikkeling van de omvang van deze sectoren en de mate waarin zij de broeikasgasemissies teruggedrongen worden door andere opties.

Stappen die gezet kunnen worden liggen de komende tijd onder andere in het klaarzetten van de infrastructuur. De eerste stappen worden hiervoor gezet (Havenbedrijf Rotterdam). Verder is van belang de beschikbaarheid van (rest)warmtebronnen (die kunnen worden benut voor het afvangproces) en CO₂-bronnen bij kandidaat-industrieën scherper in kaart te brengen. Tijdens deze fase zullen ook eerste-orde technische en financiële haalbaarheidsstudies naar concrete opties bij de industrie moeten worden uitgevoerd, voor zover nog niet gedaan.

V.7 Concurrerende technieken

Bij dit puntbronnen concurreert post-combustion afvang met alternatieve maatregelen voor reductie van CO₂-emissies, zoals conventionele energiebesparing, procesinnovatie en inzet van hernieuwbare energie. Vaak zijn deze opties goedkoper, ook vanwege de logistieke uitdagingen van CCS bij dit soort industriële bronnen.

Op de lange termijn is er ook complementariteit: we hebben zowel efficiency, hernieuwbare energie als CCS nodig om de CO₂-uitstoot snel genoeg te reduceren om binnen de harde klimaatambities van Parijs te blijven.

V.8 Toepassingsgebied

De techniek komt met name tot zijn recht bij de grote industrie- en elektriciteitsbedrijven. CCS kan een belangrijke rol spelen in het streven een verdere groei van de CO₂-uitstoot te reduceren.

CCS kan worden toegepast in de energievoorziening: na de verbranding bij energiecentrales, maar CCS wordt ook nadrukkelijk gezien als een oplossing voor procesgerelateerde CO₂-emissies in de industrie, en wordt in dat verband in een aantal Europese routekaarten opgenomen⁶⁸ als belangrijkste maatregel voor reductie van broeikasgasemissies bij:

- ruw ijzerproductie;
- ammoniakproductie;
- waterstofproductie;
- cementklinkerproductie.

De tijdens het proces gevormde CO₂ komt bij deze bronnen in hoge(re) concentraties (>20 vol%) in de procesgassen vrij en kan daardoor makkelijker en tegen lagere kosten worden afgevangen dan bijvoorbeeld bij een gasgestookte ketel. Het betreft verder qua omvang grotere CO₂-emissiebronnen (meerdere honderden kilotonnen/jaar en groter), waardoor het schaalvoordeel in afvangkosten groot is en de infrastructurele inspanning per eenheid afgevangen CO₂ beperkt blijft.

⁶⁸ Zie o.a.: www.iea.org/publications/freepublications/publication/Cement.pdf;
www.iea.org/publications/freepublications/publication/Chemical_Roadmap_2013_Final_WEB.pdf;
www.nocarbonation.net/docs/roadmaps/2013-Steel_Roadmap.pdf; www.cefic.org/Documents/PolicyCentre/Reports-and-Brochure/Energy-Roadmap-The%20Report-European-chemistry-for-growth.pdf



CO₂ komt daarnaast in hoge concentraties vrij in procesgassen van bijv. de vergisting van natte biomassa en de productie van gist en ethanol (bier, gedestilleerd, transportbrandstof) op basis van suikers en zetmeel. Isolatie en opwerking van CO₂ tot een afzetbaar product is bij deze processen standaard technologie en praktijk.

Als het gaat om de toepassing van CCS in de energievoorziening dan gaat het om mogelijk een tijdelijke rol, belangrijk om snel de CO₂-emissies van centrales terug te brengen voordat hernieuwbare energie en energy-efficiëntie de rol van CCS overnemen.

V.9 Impact op infrastructuur

Er zijn twee belangrijkste impacts:

- Er is een CO₂-infrastructuur (pijpleidingen) nodig voor het transporteren naar opslag- (CCS) of toepassingslocaties (CCU).
- Er is een significante warmte-inzet voor regenereren oplosmiddelen. Deze warmte moet ergens voorhanden zijn, restwarmte of andere duurzame warmte is dus een pré.

V.10 Bronnen

CE Delft, 2016

Kansrijk beleid voor CCS
Delft: CE Delft, 2016

EBN_Gasunie, 2010

CO₂ transport en opslagstrategie
[online] www.ebn.nl/publicatie/co2-transport-en-opslagstrategie/

EZ, 2017

Stand van zaken CCS-project ROAD. Kamerbrief DGETM-EO/17090318.
Den Haag: Ministerie van Economische Zaken. 2017

FD, 2017

Nieuw offensief Rotterdamse Haven tegen CO₂-uitstoot
In: Het Financieele Dagblad, 22 maart 2017

IEA, 2011

Cost and performance of CCS from power generation
Paris: OECD/IEA, 2011

IEA, 2013

21st Century Coal - Advanced Technology and Global Energy Solution
[online] www.iea.org/publications/insights/insightpublications/21stCenturyCoal_FINAL_WEB.pdf

VVD, CDA, D66 en Christenunie, 2017

Vertrouwen in de toekomst
Regerakkoord 2017-2021



W Industriële WKK en brandstofcellen



W.1 Huidige status

Wat is de status nu (penetratiegraad, ontwikkeling, e.d.)?

Industriële WKK betreft grootschalige decentraal geplaatste units waarmee door industriële partijen tegelijk warmte en elektriciteit wordt geproduceerd, die ook beide worden benut. Industriële WKK heeft de afgelopen decennia een belangrijke rol vervuld in de E en hoge temperatuur warmtevoorziening van de industrie. Tegelijkertijd is de techniek niet kostenconcurrerend bij de gas- elektriciteit en CO₂-prijzen die we de afgelopen 10 jaar zijn gezien, waardoor installaties, wanneer ze aan een technische upgrade nodig zijn, mogelijk niet worden gecontinueerd maar worden vervangen door alternatieven zoals aparte opwekking van warmte uit biomassa, aardgas, of gecombineerde aardgas/elektrische ketelinstallaties. De weggevallen elektriciteitsproductie wordt dan door het centrale productiepark ondervangen, naast grote STEGs ook goeddeels met kolenvermogen.

Tabel 54 geeft de opbouw van het WKK-productiepark op de peildatum van 1 januari 2014. Data zijn gebaseerd op de database van Energy Matters⁶⁹.

Tabel 54 - Opgesteld productievermogen WKK per 01/01/2014 (exclusief kolen, in MWe)

	Gasmotor	STEG	Gasturbine	Stoomturbine	Totaal
Industrie	-	2.316	373	174	2.863
- raffinaderijen	-	667	21	24	712
- voedingsmiddelenindustrie	-	147	117	62	326
- chemische industrie	-	1.006	153	74	1.233
- papierindustrie	-	208	4	6	218
- overige industrie	-	288	78	8	374
Glastuinbouw	3.060	-	-	-	3.060
Gebouwde omgeving ⁷⁰	580	2.055	-	321	2.956
Totaal	3.640	4.371	373	495	8.879

Bron: Energy Matters, 2014.

In totaal is 8,9 GWe WKK-productievermogen opgesteld. Het overgrote deel, ca. 8,4 GWe, wordt met aardgas aangedreven. Een klein gedeelte wordt aangedreven met andere brandstoffen, zoals afval, hoogovengas en industriële restgassen. Het meeste vermogen is bij STEG's (4,4 GWe) en gasmotoren (3,6 GWe). Gasturbines (0,37 GWe) en stoomturbines (0,5 GWe) hebben een kleiner aandeel in het park.

⁶⁹ Deze database is gebaseerd op enquêtes onder leden van Cogen Nederland, databases van typen WKK-installaties en klantcontacten. Dit laatste betreft vooral informatie uit laatste paar jaren met betrekking tot aanpassingen van WKK's, uit bedrijfstelling en sloop.

⁷⁰ Exclusief de (kolengestookte) Amercentrale van 600 MWe.

Daarnaast is er nog de Amercentrale, een van de nieuwere kolencentrales. Eenheid 9 wordt omgebouwd zodat er uiteindelijk (80%) biomassa gestookt kan worden. Deze centrale levert warmte voor het net van Ennatuurlijk.

W.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Wat is de bandbreedte van ontwikkeling (bijv. verwachte penetratiegraad) voor 2030 en voor 2050?

In CE Delft en DNVGL (2014) is een toekomstverkenning naar industriële WKK in Nederland uitgevoerd. Er is een gedetailleerde simulatie van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt uitgevoerd, en een rendementsanalyse. Uit de analyse blijkt dat de huidige zwakke marktpositie van WKK in de jaren tot 2020 en 2030 niet vanzelf verbetert. De must-run-WKK's opereren niet kostendekkend op basis van hun variabele kosten. De flexibele WKK's opereren marginaal/break even. Als daarnaast ook herinvesteringen worden meegenomen, blijkt dat in 2020 meer dan de helft van de WKK-installaties in 2020 een onrendabele top heeft. Omdat herinvesteringen (mid-life upgrade/overhaul, etc.) tegen die tijd noodzakelijk zijn, zal dit een natuurlijk moment om deze installaties te sluiten.

De simulatie laat tevens zien dat onder de voorziene marktcondities andere gasgestookte elektriciteitscentrales in een nog moeilijker positie verkeren.

Uit het simulatiemodel blijkt dat in 2030 de marktpositie van WKK-installaties gunstiger zal zijn dan in 2020. Er is dan immers in Duitsland, België en Nederland veel fossiel en nucleair vermogen uit bedrijf genomen, leidend tot hogere elektriciteitsprijzen. Deze berekening voor 2030 gaat uit van het WKK-park per 01/01/2014, en houdt er geen rekening mee dat dan mogelijk al veel WKK-installaties uit bedrijf zijn genomen.

De positie van WKK-installaties in 2030 is ook onderzocht bij andere marktcondities. Hieruit blijkt dat bij hoge CO₂-prijzen (70 €/ton CO₂) de positie van WKK sterk verbetert: alle typen installaties worden dan rendabel.

Een simulatie van "krapte" in de elektriciteitsmarkt leidt ook tot een sterk verbeterde betere rendabiliteit van de WKK's. Daarentegen zal een sterke groei van hernieuwbare energie de positie van WKK sterk verzwakken, door daling van de elektriciteitsprijzen. Dit geldt overigens ook voor de marktpositie van andere fossiele eenheden (gas/kolen).

W.3 Huidige energievraag

Wat is de energievraag dan? (type (G, E, ...), capaciteit, vraag per jaar).

Het uit bedrijf nemen van WKK-installaties leidt waarschijnlijk tot een substantiële groei van CO₂-emissies en energiegebruik. Elektriciteitsproductie wordt overgenomen door energetisch minder rendabele fossiele eenheden. Meest voor de hand liggend zijn vervanging door Nederlandse gascentrales of buitenlandse kolencentrales. Uit de simulatie blijkt dat de laatste optie het meest aannemelijk is. Bij vervanging van de helft van het WKK-vermogen (4,6 GWe) door kolencentrales groeien CO₂-emissies met 8 Mton, en primair energiegebruik met 40 PJp. Bij vervanging door gascentrales ligt dit aanzienlijk lager (0,6 Mton CO₂-emissies, 11 PJ primair energiegebruik). Het finale energiegebruik verandert niet. Als meer vermogen wordt afgeschakeld nemen CO₂-emissie toe met resp. 12 (kolen) en 0,9 (gas) Mton. De meeste CO₂-emissies vallen onder het plafond van het Europese EU ETS.

W.4 Technisch potentieel

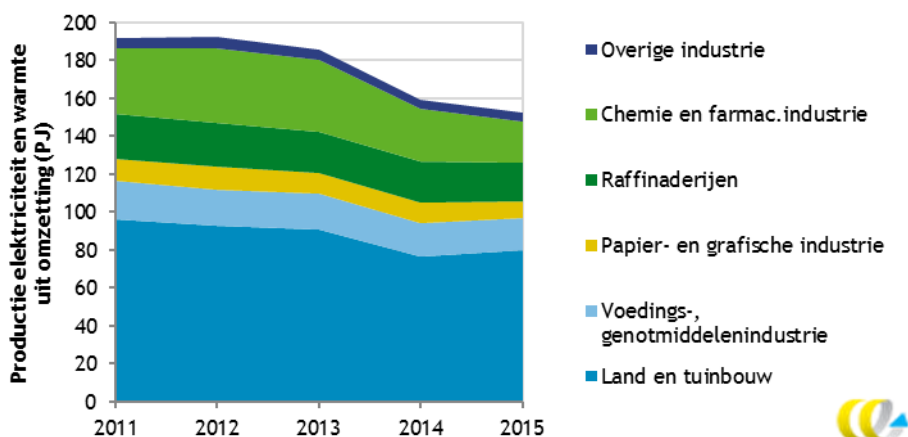
Wat is technisch potentieel in Nederland?

De huidige marktcondities (met name de prijzen voor elektriciteit en gas) blijken voor veel bedrijven te onzeker om te investeren in industriële WKK, met als gevolg dat er in het laatste decennium in de industrie vrijwel geen WKK-installaties zijn bijgebouwd, en er sprake is van teruggang van het opgestelde vermogen.

Tevens worden de laatste jaren diverse must-run installaties, omgebouwd tot een flexibel bedrijf, waarbij ze alleen tijdens piekuren worden ingezet. Dit is nodig om de installatie niet verlieslatend te laten zijn in de daluren, maar het nettoresultaat is een afname van de door industrie en elektriciteitssector geproduceerde hoeveelheid WKK-energie.

Dit is te zien aan Figuur 104, die de ontwikkeling van de productie van warmte en kracht uit eigen W/K-omzetting per sector laat zien.

Figuur 104 - Productie elektriciteit en warmte uit omzetting, per sector (bron: CBS, 2017)



Afgezien van de dalende trend is er een fors technisch potentieel, dat momenteel dus niet rendabel is. Het Regieorgaan Energietransitie (Regieorgaan Energietransitie, 2008) achtte bijvoorbeeld bij een actief stimuleringsbeleid een toename van het WKK-vermogen naar 14.000 MWe in 2020 haalbaar, uitgesplitst naar de sectoren industrie (naar 5.700 MWe), gebouwde omgeving (naar 5.300 MWe) en glastuinbouw (naar 3.000 MWe). Op zich bestaat er dus nog wel een fors technisch potentieel voor de benutting van WKK in de industrie, zeker wanneer ook over de grenzen van individuele bedrijven wordt heen gekeken en de vraag van meer dan één organisatie wordt gedekt. Het potentieel loopt in de honderden PJ's en tientallen TWhe per jaar.

W.5 Succes- en faalfactoren

Wat zijn de belangrijkste factoren die die ontwikkeling beïnvloeden, zowel succes- als faalfactoren, en technisch en niet-technisch?

Om diverse redenen staan investeringen in WKK's laag op de prioriteitenlijst van grote industriële bedrijven en energiebedrijven:

- WKK is geen core business van de industrie:
Investeren in WKK behoort niet tot de kernactiviteiten en WKK is niet van strategisch belang.

- Onzekerheden op de energiemarkt:
Met WKK begeeft een bedrijf zich tegelijk op de gasmarkt en de elektriciteitsmarkt. Het rendement van de investering is afhankelijk van de marktprijzen voor gas en elektriciteit en is nu al jaren slecht.
- Kapitaal voor extra investeringen:
Het alternatief voor WKK, bijvoorbeeld het investeren in ketels en elektriciteit inkopen, vraagt een veel lagere investering (circa 10-20% van WKK-investering).
- Risico's en afhankelijkheid productieproces:
Voor industriële (proces)bedrijven is een zekere en continue beschikbaarheid van stoom van groot belang. De referentie voor WKK, het investeren in stoomketels en elektriciteit inkopen, biedt een hogere leveringszekerheid.
- Risico's samenwerking:
Samenwerking met derde partijen leidt tot extra risico's.

Deze weerstanden betekenen dat in de praktijk binnen projecten een vorm van (financiële) compensatie of verplichting nodig is om investeerders te bewegen te investeren in nieuw WKK-vermogen. Het verleden heeft ook laten zien dat stimulerend beleid nodig is om WKK tot stand te brengen, zeker in de industrie: een fors deel van het industriële WKK-park is met subsidies tot stand gekomen. Daarentegen waren voor de glastuinbouw waren subsidies niet nodig, gasmotoren waren competitief genoeg voor tuinders om die stap zelf te zetten.

Andere factoren:

- CO₂-prijzen en klimaatbeleid. Als CO₂ emitteren kostbaarder wordt, stijgt niet alleen de stroomprijs, ook de kosten van de referentie warmte (aardgas) wordt hoger, waardoor efficiency (WKK) rendabeler is.
- Elektriciteitsmarkt en hernieuwbare energie uit wind en zon.

In de elektriciteitsmarkt ontstaan lage prijzen als er veel productie is uit fluctuerend hernieuwbaar. Must-run-WKK is hier niet goed tegen bestand, ze moeten doordraaien, terwijl de elektriciteit niets waard is op dat moment. Dit zorgt voor grote verliezen. Flexibele WKK-installaties kunnen op dat soort momenten uitgezet worden.

Bij hogere elektriciteitsprijzen, door bijvoorbeeld krapte in de stroommarkt, verbetert de positie van WKK. Flexibele WKK-installaties kunnen (net als ander flexibel fossiel vermogen en andere technieken zoals opslag) profiteren van hogere volatiliteit in de elektriciteitsmarkten.

W.6 Schaalsprong

Wanneer vindt de schaalsprong naar verwachting plaats?

De schaalsprong heeft al plaatsgevonden.

W.7 Concurrerende technieken

Bijt de techniek met andere technieken, zo ja met welke, en waarom?

In de industrie zijn diverse duurzame alternatieven ingezet om warmte te produceren. Een route is opwekking van stoom uit afval, technisch en economisch haalbaar, maar de potentiëlen zijn zeer beperkt. De potentiëlen van biomassa en geothermie zijn hoger, maar deze opties zijn alleen rendabel met subsidie.

Een belangrijke ontwikkeling in de markt is het online komen van veel nieuw centraal vermogen: kolencentrales en STEG's. De overcapaciteit op de stroommarkt heeft, samen met de snelle groei van het hernieuwbare aanbod in Nederland en omliggende landen, tot een sterke neerwaartse prijsdruk op de elektriciteitsmarkt geleid. Dit is goed voor consumenten, maar nadelig voor het verdienmodel van WKK. Dit verbetert niet snel.

De flexibele WKK eenheden draaien beter dan must-run eenheden, maar de flexibiliteit die WKK-eenheden kunnen bieden is vooralsnog niet van een unieke waarde, gas- en kolenvermogen levert momenteel de bulk van de flexibiliteit die nodig is om de balans te handhaven.

Zoals aangegeven, verdere doorgroei van fluctuerend hernieuwbaar vermogen uit wind en zon vormt een bedreiging voor industrieel WKK-vermogen door de neerwaartse druk op de elektriciteitsprijzen en het dalende aantal draaiuren dat flexibele WKK-eenheden kunnen gaan realiseren.

W.8 Toepassingsgebied

In welk type gebied komt de techniek met name tot zijn recht en waarom (nieuwbouw, bestaande bouw, utiliteit, industrie, stedelijk, landelijk,...)?

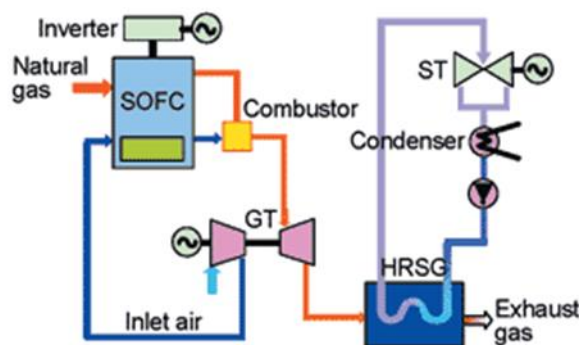
Het toepassingsgebied voor industriële WKK is specifiek de industrie en de elektriciteitsproductie-sector, maar WKK's staan ook in de glastuinbouw en gebouwde omgeving.

W.9 Tot slot

De huidige op gasturbines gebaseerde conversietechnologie voor elektriciteit uit aardgas is nog niet uitontwikkeld en biedt nog mogelijkheden tot verdere verbetering van rendement en reductie van investeringen en operationele kosten.

Voor de langere termijn zou de innovatie kunnen gaan richting toepassing van hoge temperatuur brandstofcellen (SOFC, solid oxide fuel cell; MCFC, molten carbonate fuel cell), waarschijnlijk in combinatie met gasturbines.

Figuur 105 - Schematische weergave van installatie met brandstofcel (SOFC) en gas- en stoomturbine



De combinatie brandstofcel - gasturbine maakt een netto elektrisch rendement van 75% mogelijk. De investering voor brandstofcellen moet vergelijkbaar worden met die voor gasturbines, circa 350

€/kWe. Brandstofcellen (SOFC) hebben overigens niet de flexibiliteit in bedrijfsvoering die gasturbines hebben.

In Duitsland staat sinds 2016 bij Friatec Mannheim een MW-schaal MCFC brandstofcel die elektriciteit en hoge temperatuur warmte produceert op basis van aardgas (FRIATEC, 2016). Deze installatie van Fuel Cell Energy Solutions is de eerste operationele MW schaal installatie in Europa is, wereldwijd staat enige honderden MW opgesteld. De kosten zijn met 4.500 €/kWe turn key wel veel hoger dan conventionele W/K, maar er zijn voordelen in emissies.

Met MCFC zijn ook innovatieve concepten mogelijk, zo is MCFC te gebruiken als reiniger voor rookgassen die bij verbranding ontstaan, als CO₂-concentrator (Fuelcellenergy, 2017).

Zowel gasturbines als brandstofcellen bieden de mogelijkheid om waterstof, biogas of op biomassa gebaseerd synthetisch aardgas in te zetten.

Door toepassing van CCS kan ook een CO₂-neutrale warmte/elektriciteitsvoorziening tot stand gebracht worden (zie CCS: Bijlage V).

W.10 Bronnen

CE Delft & DNV GL, 2014

Toekomst WKK en warmtevoorziening industrie en glastuinbouw
Delft: CE Delft, 2014

FRIATEC, 2016

FRIATEC to operate Europe's first commercial fuel cell power plant in the megawatt class [online]
www.friatec.de/content/friatec/en/general/News/index.html?lan_given_content=friatec/gen/news/en/dmethods/News301/

Fuelcellenergy, 2017

Carbon Capture [online]
www.fuelcellenergy.com/recovery-2/recovery-2/



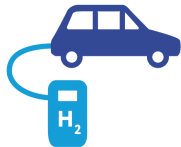
Bijlagen over de functionaliteit: transport



Bijlage X **Elektrisch personenvervoer**



Bijlage Y **Bio-LNG en bio-CNG in
transport**



Bijlage Z **Waterstof in transport en
brandstofcellen**



Bijlage AA **Decarbonisatie van verkeer
en vervoer op EU-niveau**

X Elektrisch personenvervoer



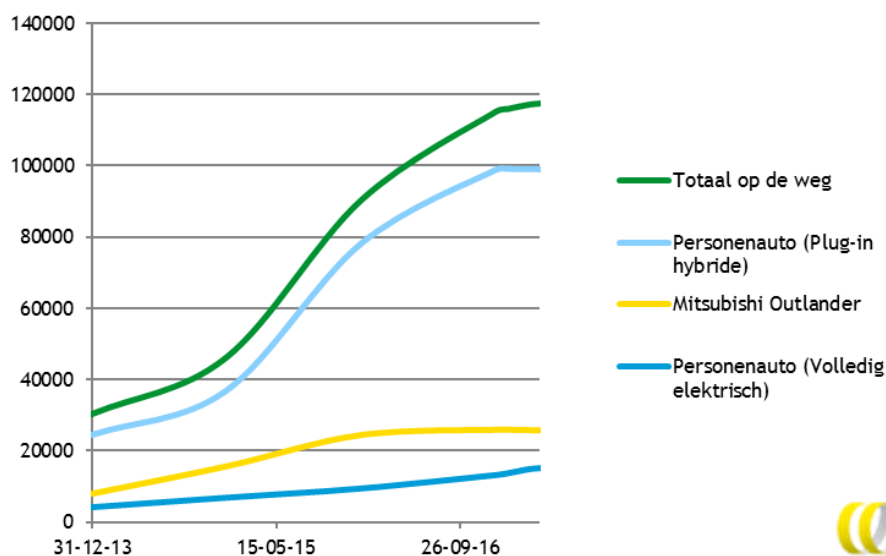
Elektrische voertuigen zijn een bekend gezicht geworden. In de afgelopen paar jaar is het aandeel wereldwijd gestegen: in 2015 waren er 1.26 miljoen elektrische auto's, honderd keer zo veel als er in 2010 waren (IEA, 2016). Nederland was één van zeven landen in 2015 waar het aandeel van elektrische auto's t.o.v. alle nieuwe auto's boven 1% kwam (voor Nederland was dit percentage 9,7%). In deze bijlage zal de nadruk leggen op de Nederlandse ontwikkeling van elektrische auto's met een batterij, en waar toepasselijk lichte vracht, aangezien deze vervoersmiddelen het meeste druk op het net zullen veroorzaken (in tegenstelling tot elektrische fietsen, bussen of scooters).

X.1 Huidige status

In vergelijking met andere Europese landen is Nederland één van de koplopers in de EU op het gebied van elektrisch vervoer. Er waren in 2016 bijna zoveel elektrische auto's in Nederland als in Duitsland, Italië en Spanje samen, wat Nederland de tweede land van Europa maakte (na Noorwegen) wat betreft het aantal elektrische auto's (RVO, 2016). In de afgelopen twee jaar werden 60% van alle elektrische auto's aangeschaft (eigen berekeningen gebaseerd op RVO (2017)). De groei van elektrische auto's stijgt echter harder in Noorwegen, het VK, Duitsland en Frankrijk, waarmee Nederland waarschijnlijk in de toekomst ingehaald zal worden door de grote economieën van de EU. Ook verschilt de verdeling van de groei: het elektrisch wagenpark van Noorwegen bestaat in tegenstelling tot Nederland uit 80% volledig elektrische voertuigen (IEA, 2016), terwijl dat in Nederland maar 13% is (RVO, 2017).

Begin 2017 waren er ongeveer 160.000 elektrische voertuigen in Nederland, waarvan ongeveer 120.000 auto's waren (RVO, 2017). Het merendeel hiervan wordt zakelijk gebruikt, circa 5.500 hiervan zijn particulier (FET, 2016). Sinds 30 april 2017 is het aantal elektrische auto's op de weg bijna verviervoudigd ten opzichte van 31 december 2013.

Figuur 106 - Ontwikkeling elektrische auto's eind 2013 tot eind april 2017



Bron: RVO (2017) en eigen berekeningen.



Een belangrijk onderscheid moet gemaakt worden tussen plug-in hybride's elektrische voertuigen (PHEV's) en 'volledig' batterij-elektrische auto's (BEV's). Deze laatste hebben geen brandstofmotor meer. De groei in het aantal elektrische auto's is vooral te danken aan de groei van de plug-in hybride, zoals te zien in de figuur. Een bekende plug-in hybride is de Mitsubishi Outlander, met 26.000 exemplaren (sinds eind april 2017) het meest voorkomende type.

De groei van PHEV's vakt in 2017 wel, waarschijnlijk door de bijtelling die werd verhoogd voor PHEV's. Aangezien de meeste elektrische auto's zakenauto's zijn, beïnvloedt de bijtelling voor leaseauto's de aantrekkelijkheid sterk van een elektrische zakenauto, en daarom de gehele markt. Anderzijds groeit het aantal BEV's door, met ongeveer 2.000 meer erbij in het eerste vier maanden van 2017. Per eind april 2017 zijn er 15.020 BEV's. De groei van het aantal BEV's zal waarschijnlijk de komende jaren voortzetten, mede omdat de bijtelling voor BEV's de komende jaren laag blijft (4%) als extra stimulans.

Tot nu toe is de groei van elektrische auto's vooral mogelijk dankzij diverse fiscale stimuleringsmaatregelen, zoals de vrijstellingen voor de motorrijtuigenbelasting (<88 gram CO₂/km), belasting van personenauto's en motorfietsen (<110 gram CO₂/km voor benzine, <95 gram CO₂/km voor diesels), bijtelling leaserijders (<50 gram CO₂/km) en de milieu-investeringsaftrek (MIA) voor BEV's en PHEV's (Ecofys, 2016).

Tegelijkertijd is de groei ook mogelijk doordat de auto's beter worden: de kosten van batterijen worden lager (IEA, 2016), de range verbetert dankzij een hogere energiedichtheid van de batterijen (IEA, 2016), er is een groter aanbod aan modellen (CE Delft, 2016), de laadinfrastructuur verbetert zowel in de wijken, bij bedrijven en snellaadinfrastructuur.

Deze ontwikkelingen beïnvloeden het vertrouwen van consumenten in elektrische voertuigen in positieve zin, dit vertrouwen is de afgelopen jaren toegenomen (CE Delft, 2016).

Beleid

Na de motie van PvdA-parlementariër Groot (Rijksoverheid, 2015) ging de regering samen met het Formule E-Team (FET) een plan van aanpak ontwikkelen om elektrisch rijden voor particulieren bereikbaar en aantrekkelijk te maken. Naar aanleiding van deze motie is in juni 2016 het rapport 'Maak Elektrisch rijden Groot' verschenen waarin adviezen staan voor het stimuleren van elektrisch rijden onder particulieren (FET, 2016).

Deze adviezen zijn gebaseerd op een analyse van de particuliere elektrische voertuig markt, waarbij vier belangrijke groepen van barrières voor de aanschaf van elektrische auto's door particulieren worden geïdentificeerd: gebrek aan kennis en ervaring, praktische beperkingen (o.a. beperkte actieradius, oplaadduur batterij, beperkte keuze in modellen), onzekerheden (laadpunten, prestaties en/of staat batterij, restwaarde) en hoge aanschafprijzen.

In haar rapport presenteert het FET een actieplan bestaande uit acht punten, waarmee deze vier groepen barrières kunnen worden aangepakt. Hierbij gaat het om maatregelen zoals het aanbieden van objectieve en onafhankelijke data over elektrisch rijden, het aanleggen van een fijnmaziger netwerk van laadpunten, het verschaffen van garantie op de batterij, en het verschaffen van financiële prikkels om de consument tegemoet te komen bij de hoge kosten van de aanschaf van een elektrische auto, etc.

Een ander relevant beleidsdocument is de Green Deal Elektrisch Vervoer 2016-2020. Het kabinet en verscheidene partijen (waaronder de ANWB, BOVAG, AutomotiveNL) hebben de ambitie dat in 2020 10% van de nieuwverkopen een elektrische aandrijflijn (volledig elektrisch, waterstof, plug-in hybride) hebben. Voor verdere ambities die aansluiten bij het Energieakkoord voor 2035 en 2050 willen de partijen dat er in 2025 50% van alle nieuwe verkochte auto's een elektrisch aandrijflijn hebben, en dat



30% hiervan (15% van het totaal) volledig elektrisch is. In 2035 zouden 100% van de nieuwverkopen een elektrische aandrijflijn hebben.

In het Energieakkoord (SER, 2013) is afgesproken dat de mobiliteit- en transportsector de CO₂-uitstoot met 60% zal terug dringen in 2050 ten opzichte van 1990. Als het huidige trend wordt gevolgd zal de uitstoot van deze sector echter met 12% stijgen (t.o.v. 1990) in 2030 naar 34.1 Mton CO₂, terwijl het Energieakkoord een doel heeft van een daling van 17% in 2030 (t.o.v. 1990) naar 25 Mton CO₂. Elektrisch rijden zal een enorm belangrijke rol spelen om deze reductie te realiseren.

X.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

De meest actuele bron met prognoses voor het aantal elektrische auto's is de Nationale Energieverkenning 2016 (ECN, 2016). Precieze getallen over het verwachte aantal elektrische auto's zijn in deze publicatie niet gevonden, maar bij navraag heeft PBL aangegeven dat in het middenpad wordt uitgegaan van 160.000 elektrische auto's in 2020 (CE Delft, 2017).

Schattingen voor de ontwikkeling verder in de toekomst zijn meer onzeker. Ecofys en TU/e. (2016) houden in het 'Eindrapport toekomstverkenning elektrisch vervoer' een aantal scenario's aan die een bandbreedte schetsen van 2,5 miljoen EV's in 2035 (1 op de 3) tot en met meer dan 5 miljoen in 2035. Factoren die dit beïnvloeden zijn de snelheid van de energietransitie (versnellend) en de ontwikkeling naar autonoom rijdende deelauto's (dempend).

De Ecofys-verkenning gaat niet tot 2050. Maar als we op een sterk groeipad tot 2035 zitten, dan is het redelijk te verwachten dat, gegeven de levensduur van auto's, de marktadoptie van de EV voor personenmobiliteit bijna 100% kan zijn tegen 2050.

Doordat er in de toekomst veel meer elektrische voertuigen zullen rondrijden is het belangrijk om te weten hoeveel energie zij zullen gebruiken en wat de impacts zullen zijn op de infrastructuur.

TNO, CE Delft en ECN (2014) hebben o.a. geschat wat de energiebehoefte zou zijn wanneer alle personenvoertuigen elektrisch zouden zijn, en welk deel van de totale elektrische energievraag in Nederland dat in die omstandigheid zou verbruiken.

Bij volledige omzetting van de huidige personenvoertuigkilometers (in 2012: 110,5 miljard km) naar elektrisch zou een verhoging in de vraag naar elektrische energie ontstaan van circa 104 PJ (bij een gemiddelde energievraag van EV's van 940 kJ/km).

Dit is een vergroting van de huidige totale elektriciteitsvraag met circa 25%; maar het kan meer zijn bij elektrificatie van het lichte zakelijk transport.

Autonoom rijden?

Een andere mogelijke ontwikkeling is de aankomst van autonome auto's. Dit kan allerlei effecten hebben. De ontwikkeling kan bijvoorbeeld het bezit van auto's fors omlaag brengen, dat het meer een dienst wordt. Het is niet zeker wat dit doet met de energievraag: het totale aantal autokilometers kan dan ook juist gaan toenemen door gedragseffecten (het wordt alleen maar aantrekkelijker om met een auto te reizen).

De parkeerdruk neemt in zo'n 'autonoom rijden - als dienst' scenario wel af en de laadinfrabehoefte is een totaal andere, er kan mogelijk een grote vraag naar snelladen ontstaan, maar deze snellaadpunten kunnen wellicht op locaties voorzien worden waar de elektriciteitsinfrastructuur geschikt is. De auto kan ook dáár gaan laden waar er veel stroom tegen lagen kosten beschikbaar is.

X.3 Huidige energievraag

Het CBS (2017) rapporteert het verbruik van elektriciteit voor het aandrijven van een elektromotor. De hoeveelheid verbruikte elektriciteit is een raming gebaseerd op het gemiddelde elektriciteitsverbruik per voertuigtype. Het gaat om personenauto's, bestelauto's, vrachtwagens, autobussen



(inclusief trolleybussen), bromfietsen en elektrische fietsen. In 2016 gebruikte deze vervoersmiddelen 673 TJ aan elektriciteit, terwijl dit 36 TJ in 2010 was.

Hiervan is het merendeel door elektrische auto's gebruikt doordat 85% van alle elektrische voertuigen (exclusief fietsen) auto's zijn (zie Huidige Status). In vergelijking met het verbruik van diesel (267.7 PJ) en benzine (175.5 PJ) in 2016 is het energieverbruik van elektrische voertuigen (0.673 PJ) in 2016 nog gering.

X.4 Technisch potentieel

Het technische potentieel van elektrisch vervoer is niet echt begrensd; een penetratie van 100% is voorstelbaar. Er is wel een samenhang met de laadinfrastructuur; een gebrek aan adequate laadinfrastructuur (langzaam- en snelladen) zal de groei wel remmen.

X.5 Succes- en faalfactoren

De belangrijkste succesfactor is de lagere milieu impact van elektrische voertuigen ten opzichte van conventionele auto's. Om de klimaatdoelen te halen zal de vervoer sector ook moeten verduurzamen. Een deel van deze verduurzaming zal met elektrische auto's behaald kunnen worden. Een volledig elektrisch voertuig stoot in totaal minder uit dan een benzine (246 g CO₂/km) of diesel (213 g CO₂/km) voertuig, zelfs al wordt er 85% grijze stroom (169 g CO₂/km) gebruikt (TNO, 2015). De type stroom die wordt gebruikt heeft wel een sterke invloed op de totale emissies van een elektrisch voertuig. De CO₂-emissies van een volledig elektrische auto verdubbelen als de emissie factor van stroom van 36 g CO₂/kWh stijgt naar het Nederlands gemiddeld van 447 g CO₂/kWh. Een volledig elektrische auto is wel qua fabricage meer vervuilend dan een conventionele auto: voor een conventionele auto is dit ca. 45g CO₂/km, en voor een volledig elektrische voertuig is dit ca. 65g CO₂/km. Anderzijds als conventionele auto's meer biobrandstoffen in de toekomst gaan gebruiken zal dit voordeel kleiner worden.

Over het algemeen zijn elektrische voertuigen nog wel zwaarder dan conventionele voertuigen (gemiddeld 125 kg zwaarder voor een PHEV, en 275 kg voor een BEV) (TNO, 2015). Dit komt mede door het hoge accugewicht. Het hoger gewicht betekent dat er meer energie nodig is om het voertuig voort te bewegen én er meer fijnstof-uitstoot ontstaat door de slijtage-emissies van de banden. In de nabije toekomst zal de energiedichtheid van accu's alleen maar toenemen (zie Schaa sprong), wat een lager gewicht zal betekenen, en dus een lagere uitstoot (IEA, 2016).

Faalfactoren:

- De aanschafprijs is nog relatief duur en heeft een sterke invloed op het wel of niet aanschaffen van een elektrische auto, terwijl de kosten van het gebruik maar een beperkt invloed hebben (deze zijn juist lager voor een elektrische auto) (PBL, 2016).
- De aanschafprijs is ook de bepalende factor voor de total cost of ownership van een elektrische auto. Dit ligt een stuk hoger ten opzichte van een benzine auto is (PBL, 2016). PBL (2016) heeft voor 8 elektrische auto's de total cost of ownership vergeleken met benzine tegenhangers: bij een particulier bezit van 6 jaar ligt de total cost of ownership € 3.000-8.000 hoger voor elektrische auto's.
- De actieradius is nog steeds een belemmerende factor voor het aanschaffen van een elektrische auto (CE Delft, 2016). Het merendeel volledig elektrische auto's hebben een range van 150-250 km, met uitzondering van de modellen van Tesla die in ranges van 500 km of meer beschikbaar zijn.
- Het laden van de accu duurt lang, alhoewel dit afhangt van het vermogen van de laadpunt. Als er thuis wordt opgeladen kan dit tussen 8 en 10 uur duren voor een lege accu, 4 uur bij een publieke laadpaal en 30 minuten bij een snellaadpaal (ANWB, 2017). Om de range te vergroten zal er voor



een gegeven energiedichtheid een langere tijd nodig zijn om de accu op te laden. Dit betekent dat het verhogen van de energiedichtheid cruciaal is voor het aantrekkelijk maken van elektrische auto's voor consumenten.

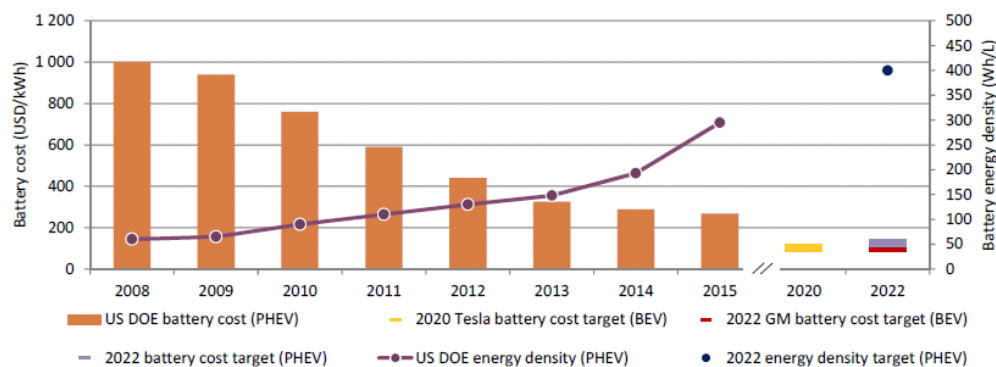
- De laadinfrastructuur is nog beperkt. Als bezitters op hun eigen terrein kunnen opladen, dan valt de behoefte aan laadinfrastructuur mee, maar naarmate er meer EV's komen van huishoudens die in de publieke ruimte parkeren, dan zullen daar voldoende publiek toegankelijke oplaadpunten moeten zijn (CE Delft, 2017).

X.6 Schaa sprong

Met een beperkt marktaandeel van het totale wagenpark zal het nog enige tijd duren voordat elektrische auto's de ambities van het Energieakkoord zullen nakomen: namelijk dat in 2025 50% van alle nieuwe verkochte auto's een elektrisch aandrijflijn hebben, en dat 30% hiervan (15% van het totaal) volledig elektrisch is. Vooral voor volledig elektrische auto's zal dit een uitdaging zijn. Anderzijds hebben de afgelopen paar jaar getoond hoe hard de groei kan gaan. Tesla heeft de ambitie om in 2018 500.000 volledig elektrische auto's per jaar te produceren.

Een belangrijk onderdeel van de groei is de kosten van de batterijen. Volgens Nykvist en Nilsson (2015) is de leercurve voor BEV batterijen ongeveer 9%, dus met een verdubbeling van het vermogen daalt de prijs met 9%. Om te kunnen concurreren met verbrandingsmotoren moeten de kosten ongeveer onder 150 \$/kWh uitkomen. Voor marktleaders is dit nu al rond de 300 \$/kWh. Figuur 107 geeft de ontwikkeling weer van plug-in hybride batterijen. De kosten zijn van 1.000 \$/kWh in 2008 gedaald naar 268 \$/kWh in 2015, een daling van 73% (IEA, 2016). Dit ging gekoppeld met een hogere energiedichtheid van 60 Wh/L in 2008 naar 295 Wh/L in 2015 (ibid.).

Figuur 107 - Ontwikkeling PHEV batterij energiedichtheid en kosten



Bron: IEA (2016).

Volgens CE Delft (2016) zijn de BEV en PHEV nog in de introductiefase van hun marktontwikkeling. Wanneer de kosten voor batterijen naar 150 \$/kWh dalen zullen elektrische auto's subsidieloos kunnen concurreren met conventionele auto's.

X.7 Concurrerende technieken

Behalve andere type vervoermiddelen zoals bussen en treinen zijn conventionele auto's uiteraard de grootste concurrenten.

De conventionele auto blijft voorlopig getalsmatig de overhand houden: in 2015 waren van de nieuwe verkochte auto's 90.3% een conventionele, en in 2016 waren dit er 93.6% (RVO, 2016). De ontwikkelingen m.b.t. actieradius en aanschafprijs van elektrische voertuigen zijn zeer belangrijk om het aantal nieuw verkochte/geleverde elektrische auto's sterk te laten stijgen.

Een andere belangrijke concurrent zou de elektrische fiets (*e-bike*) en *speed pedelec* kunnen zijn. Als het fietspad wordt verbreed om elektrische fietsen met variërende topsnelheden te accommoderen kunnen deze in het dichtbebouwde Nederland zeer goed concurreren met (elektrische) personen auto's, zeker voor de dagelijkse boodschappen en het woon-werkverkeer.

Brandstofcel-voertuigen (zie Bijlage Z) zijn een andere concurrent. Dit zijn ook elektrische auto's, maar kennen een kleinere batterij en een brandstofcel is de primaire energiebron (TNO & CE Delft, 2014). Aan boord van het voertuig vindt in de brandstofcel een elektrochemische omzetting van een energiedrager (bijvoorbeeld waterstof) plaats, waarbij elektriciteit wordt geproduceerd. De elektriciteit wordt gevoed aan een elektromotor die, net als bij een batterij-elektrisch voertuig, het voertuig aandrijft. In alle gevallen wordt remenergie opgeslagen en hergebruikt. Een voordeel ten opzichte van batterij-elektrische voertuigen is de grotere actieradius - afhankelijk van de opslagcapaciteit voor de brandstof - en minder laadtijd. Bij sommige ontwerpen brandstofcel elektrische auto's is de range vergelijkbaar met benzine voertuigen. (Een probleem bij waterstofauto's is dat de infrastructuur voor waterstof er nog niet is en kostbaar zal zijn vanwege de compressoren die nodig zijn om waterstof op de benodigde druk te brengen en het hoge druk opslagsysteem dat nodig is om voertuigen snel te kunnen tanken).

X.8 Toepassingsgebied

Zodra de actieradius groot genoeg is én de laadinfra goed genoeg is kunnen overal in Nederland elektrische personenvervoer en licht vracht worden gebruikt.

X.9 Impact op infrastructuur

Volgens TNO, CE Delft en ECN (2014) zullen elektrische auto's zorgen voor hogere belasting zonder verandering in het elektrische net, en bij hogere penetratiegraad, mogelijk lokaal ook overbelasting van het net. Tot 2020 lijkt dit nog niet aan de orde (doordat de aantallen elektrische auto's relatief klein blijven), maar lokaal hoge concentraties en in het bijzonder ook snellaadpalen (vanaf circa 50 kW maximale vermogensvraag) kunnen lokaal al wel uitdagingen voor het netbeheer vormen.

Er wordt momenteel sterk ingezet op het vergroten van het aantal reguliere laadpunten (tot 11 kW) in de publieke ruimte. Als dit doorzet, dan moet uiteindelijk een groot deel van het laagspanningsnet in gebieden waar veel laders geplaatst gaan worden, worden verzwakt (transformatorstations én de grondkabels). Movares (2013) heeft o.a. uitgerekend wat de impact zal zijn op het net voor een midden groei scenario van EV's (1.2 miljoen EV's in 2030) en een hoge groei (3.1 miljoen EV's in 2030). Voor het hoge groei scenario (midden groei scenario) zal 33% (13%) van het Nederlandse wagenpark elektrisch zijn wat er toe leidt dat ongeveer 30% (17%) van de transformatoren kritisch overbelast zal zijn, en ongeveer 12% (4%) van de laagspanningkabels.

Wat wel van belang is, is dat de gemiddelde ritafstand in Nederland dusdanig klein is dat er veel mogelijkheden zijn om de energie gestuurd te laden, zeker als een auto voor langere periode is

ingeplugd in een laadpaal. Studies (o.a. Movares, CE Delft, Ecofys, E-laad) hebben aangetoond dat een hogere penetratiegraad van elektrische voertuigen mogelijk is zonder omvangrijke of diepe net investeringen wanneer gestuurd laden wordt toegepast. Het is dus niet zo dat dat een 11 kW laadpaal continu gebruikt wordt.

X.10 Bronnen

ANWB, 2017

Opladen van je elektrische auto: Laadpalen en laadpassen

[online] www.anwb.nl/auto/themas/elektrisch-rijden/hoe-werkt-opladen

CBS statline, 2017

Motorbrandstoffen; afzet in petajoule, gewicht en volume

[online] data mei 2017

<http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=83406NED&LA=NL>

CE Delft, 2016

Stimuleren van elektrisch rijden onder particulieren

[online] www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2016/10/01/stimuleren-van-elektrisch-rijden-onder-particulieren/stimuleren-van-elektrisch-rijden-onder-particulieren.pdf

CE Delft, 2017

Uitbreiding publieke laadinfrastructuur tot 2020

[online] www.ce.nl/publicatie/uitbreiding_publieke_laadinfrastructuur_tot_2020/1910

ECN, 2016

Nationale Energieverkenning 2016

Petten: ECN, 2016

Ecofys & TU/e, 2016

Toekomstverkenning elektrisch vervoer

[online] www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2016/12/06/eindrapport-toekomstverkenning-elektrisch-vervoer/eindrapport-toekomstverkenning-elektrisch-vervoer.pdf

FET, 2016

Maak elektrisch rijden groot: 8 acties voor doorbraak bij particulieren

[online] www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2016/06/01/maak-elektrisch-rijden-groot/maak-elektrisch-rijden-groot.pdf

IEA, 2016

Global EV Outlook 2016

[online] www.iea.org/publications/freepublications/publication/Global_EV_Outlook_2016.pdf

Movares, 2013

Laadstrategie Elektrisch Wegvervoer

[online] www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Elektrisch_vervoer_11_ccede3d2ae.pdf

Nykvist & Nilsson, 2015

Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles

In: Nature Climate Change, 5(4), 329-332



PBL, 2016

Quickscan doelmatigheid van aanschafsubsidie en laadtegoed voor elektrische auto's

[online] www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2016-quickscan-doelmatigheid-aanschafsubsidies-laadtegoed-elektrische-auto%27s-2527.pdf

RVO, 2016

Elektrisch Vervoer in Nederland Highlights 2016

[online] www.rvo.nl/sites/default/files/2017/05/Elektrisch%20Vervoer%20in%20Nederland%20-%20Highlights%202016.pdf

RVO, 2017

Cijfers elektrisch vervoer: specials elektrisch vervoer

[online] www.rvo.nl/onderwerpen/duurzaam-ondernemen/energie-en-milieu-innovaties/elektrisch-rijden/stand-van-zaken/cijfers

Rijksoverheid, 2015

Maak elektrisch rijden groot

[online] www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2016/06/01/maak-elektrisch-rijden-groot/maak-elektrisch-rijden-groot.pdf

SER, 2013

Energieakkoord voor duurzame groei

[online] www.energieakkoordser.nl/energieakkoord.aspx

TNO, 2015

Energie- en milieuaspecten van elektrische personenvoertuigen

[online] <http://publications.tno.nl/publication/34616575/gS20vf/TNO-2015-R10386.pdf>

TNO, ECN en CE Delft, 2014

Verzamelde kennisnotities t.b.v. de visie duurzame brandstoffenmix

[online] www.ce.nl/publicatie/verzamelde-kennisnotities-t.b.v.-de-visie-duurzame-brandstoffenmix/1503



Y Bio-LNG en bio-CNG in transport



In transport kan aardgas ingezet worden als brandstof, zowel gecomprimeerd tot CNG of vervloeid tot LNG. Daarnaast vallen LPG (een mengsel van propaan en butaan) en waterstof ook onder de gasvormige brandstoffen: waterstof wordt in een aparte factsheet behandeld, LPG valt buiten de scope van deze studie.

Wanneer biogas is opgewerkt tot aardgaskwaliteit, ook wel groen gas genoemd, kan het worden geïnjecteerd in het aardgasnet om vervolgens toe te passen als CNG of LNG. Daarnaast kan CNG en LNG verduurzaamd worden door de inzet van andere vormen van hernieuwbaar gas (zoals Power-to-Gas).

Y.1 Huidige status

CNG-voertuigen

De groei in aardgasvoertuigen is relatief beperkt. Op 1 januari 2017 waren er 7.901 CNG-personenauto's in totaal. De streefwaarde voor 2020 van 73.000 personenauto's, zoals vastgelegd in de Brandstofvisie van het Ministerie van Infrastructuur en Milieu zal op het huidige tempo van markt-penetratie niet gerealiseerd worden, maar zal naar verwachting blijven steken op (+/- 12.500 voertuigen). (CBS, 2017); (Ministerie van Infrastructuur en Milieu, 2015)

Het aantal bestelauto's op CNG was nog beperkter met 2.992 voertuigen in totaal op 1 januari 2017. De streefwaarde voor deze voertuigcategorie is 41.000 bestelauto's in 2020. Naar verwachting zal het aantal in 2020 uitkomen op ongeveer 4.000 voertuigen. (Groen Gas Nederland, 2016); (CBS, 2017).

In het zwaarder wegtransport gaat het om 334 trucks (221 vrachtauto's en 113 trekkers). Het aandeel CNG-bussen is de afgelopen twee jaar gedaald, terwijl het aandeel elektrisch juist toeneemt. Begin 2017 lag het aandeel CNG-bussen lager dan 7% van het totale aantal bussen.

CNG-infrastructuur

In mei 2017 bedroeg het aantal CNG-tankstations 157. De streefwaarde volgens de Brandstofvisie ligt op 250 tankstations in 2020. (Ministerie van Infrastructuur en Milieu, 2015) Gezien er nog 70 openbare tankstations op de planning staan kan het totaal aantal tankstations wel in de buurt komen van deze streefwaarde. Wel dient opgemerkt te worden dat er momenteel een overcapaciteit van CNG-tankstations bestaat in verhouding met de huidige aantallen voertuigen. Hierdoor staat de rentabiliteit van deze tankstations onder druk en is er dus allereerst meer vraag naar voertuigen. De Nederlandse overheid heeft in de toelichting bij de implementatie van de Europese Richtlijn Alternatieve Infrastructuur aangegeven dat er geen streefwaarde voor CNG-tankstations wordt geformuleerd vanwege de huidige overcapaciteit op de markt.

LNG-voertuigen

LNG is met name geschikt voor het zware wegverkeer. Volgens het Nationaal LNG-platform was het aantal trucks op LNG in 2016 350 trucks. De doelstelling voor de periode 2017-2022 komt voort uit de ambitie van dit zelfde platform: deze doelstelling is 5.000 trucks en deze ambitie wordt naar verwachting in de zomer van 2017 ondertekend. 5.000 trucks wordt wel gezien als erg ambitieus: 2.5000-3.000 voor dezelfde periode wordt als meer realistisch gezien. (Nationaal LNG Platform, 2017)

LNG-infrastructuur

Momenteel zijn er volgens Pitpoint drie openbare tankstations voor vrachtwagens. Groen Gas Nederland rapporteert een hoger aantal tankstations: 19 operationele LNG-tankstations en nog eens 11 in ontwikkeling (Groen Gas Nederland, 2016). Een verklaring hiervoor is het verschil in openbare en private tankinfrastructuur.

Y.2 Verwachte ontwikkelingen

Voor wat betreft de verdere penetratie in de voertuigvloot zijn er specifieke inschattingen gedaan in de al eerder aangehaalde Brandstofvisie. Hierbij zijn minimale en maximale schattingen voor 2030 gepresenteerd. Merk op dat de inschattingen in de Brandstofvisie sterk gericht zijn op het technisch potentieel en daardoor als vrij optimistische inschattingen gezien moeten worden. Zoals te zien is de variatie tussen de minimale en maximale inschattingen vrij groot. Met het oog op de ontwikkelingen in de eerste jaren na de Brandstofvisie uit 2014 zijn de minimale waarden aannemelijker dan de maximale waarden, tenzij er in de komende jaren, bijv. binnen het nieuwe EU-beleidskader, sterke beleidsincentives bijkomen.

Tabel 55 - Inschattingen minimale en maximale penetratiegraad per product-marktcombinatie volgens de Brandstofvisie (SER, 2014)

	PMC	Min % - 2030	Max % - 2030
1	Personenauto's op groen gas-CNG en met biopropan en bio-DME vergroend LPG (ook CNG resp. LPG-hybride)	5% LPG + 5% CNG = 10% zakelijk 3% LPG + 3% CNG = 6% privé	15 LPG + 35 CNG = 50% zakelijk, 10% LPG + 15% CNG = 25% privé
2	Bestelauto's/busjes op groen gas-CNG en met biopropan en bio-DME vergroend LPG (ook CNG resp. LPG-hybride)	5% LPG + 5% CNG = 10%	15% LPG + 35% CNG = 50%
3	Vrachtauto's voor regionale inzet (<200 km, <20 ton) en vuilniswagens op groen gas-CNG, en lange-afstandsvrachtwagens (>200 km, >20 ton) op LNG. Daarnaast LPG, CNG en LNG in dual-fuel-toepassing met diesel	3% LPG + 3% CNG = 6% 10% LNG 2% LPG	10% LPG + 15% CNG = 25% 25% LNG 2% LPG
4	Stadsbussen op groen gas-CNG Streekbussen op groen gas-CNG Interliners, touringcars op LNG	10% 10% 0%	80% 80% 25%
5	Mobiele werktuigen, speciale voertuigen op LPG en LNG Spoor niet-elektrisch op LNG	3% LPG + 2% LNG = 5% 0%	10% LPG + 10% LNG = 20% 25%
6	Binnenvaart op LNG. LNG gaat hier samen met elektrische aandrijving (LNG voor generator)	10%	25%



Y.3 Energievraag

In Tabel 56 en Tabel 57 zijn de projecties voor de energievraag voor zowel LPG, CNG en LNG gegeven op basis van de inschattingen van de brandstofafel Gasvormig in het kader van de Brandstofvisie. (SER, 2014) Merk op dat er in deze tabellen zowel een grote rol voor biomassa als voor Power-to-Gas is voorzien. De specifiekere inschattingen voor groen gas zijn gegeven in Tabel 57.

Tabel 56 - Aandelen hernieuwbare gassen: projectie en ambitie 2030 (SER, 2014)

	LPG	CNG	LNG
Projectie brandstofverbruik	46 PJ	79 PJ	28 PJ
Potentieel hernieuwbaar	>9 PJ	45 PJ uit vergisting, 32 PJ Power-to-Gas, PM vergassing	28 PJ
Ambitie	20% = 9 PJ	Tot 2020: 100% 2030: tenminste 50% = 40 PJ	Hernieuwbaar methaan 46 PJ 50/50 uit biomassa en via Power-to-Gas
Subtotaal		Hernieuwbaar methaan 46 PJ 50/50 uit biomassa en via Power-to-Gas	Hernieuwbaar methaan 46 PJ 50/50 uit biomassa en via Power-to-Gas
Totaal	55 PJ hernieuwbaar waarvan 32 PJ uit biomassa en 23 PJ via Power-to-Gas		

Tabel 57 - Potentiële bijdrage aan doelen hernieuwbare energie met gasvormige brandstoffen (SER, 2014)

	2020	2023	2030
Totaal energie Nederland	2.207	2.162	1.822
Aandeel hernieuwbaar	14%	16%	27%
PJ	309	346	492
Bio-LPG	2,8	4,2	9
Groen gas-CNG	9,2	22,3	40
Bio-LNG	2	4	6
Totaal	13	30,5	57
Aandeel groen gas (van aandeel hernieuwbaar)	5%	9%	12%

Groen gas kan worden gebruikt als vervanger van aardgas en kan in de vorm van bio-CNG (compressed natural gas) en bio-LNG (liquefied natural gas) ook worden gebruikt als voertuig-brandstof als vervanger van diesel en benzine in aangepaste voertuigen. Het huidige (2015) binnenlandse gebruik van aardgas en brandstoffen voor mobiliteit bedraagt respectievelijk ruim 1.200 PJ/jaar (CBS statline, 2017) en ruim 400 PJ/jaar (Klimaatmonitor, 2017). Dit telt op tot een energievraag van ruim 1.600 PJ waarvoor groen gas als verduurzamingsoptie in aanmerking komt. Hierbij moet opgemerkt worden dat een klein deel van deze vraag al bestaat uit groen gas of bio-brandstoffen.

Y.4 Potentieel

Allereerst moeten bovenstaande inschattingen onder 'Energievraag' ook al als potentieel-inschattingen gezien worden, aangezien ze met name over het technisch potentieel gaan.

Qua biomassabeschikbaarheid, is er binnen het Brandstofvisietraject vastgesteld dat er tussen de 5 PJ en 80 PJ biomassa ter beschikking kan komen voor de Nederlandse transportsector. Dit is een erg onzekere bandbreedte en dient gezien te worden als het theoretisch maximum potentieel. Tegelijkertijd kan de beschikbaarheid ook hoger uitvallen.



Y.5 Succes- en faalfactoren

Succesfactoren:

- in het stedelijk vervoer lijkt elektrisch het te gaan winnen van gas in transport, maar gasvormige brandstoffen kunnen zeker een rol vervullen in het lange-afstandstransport en zwaarder transport, zoals in vrachtwagens;
- momenteel voldoende tankinfrastructuur gerealiseerd;
- optie om verder te verduurzamen door transitie van aardgas naar groen gas;
- doorbraken in vergassing kunnen gas in transport een boost geven.

Faalfactoren/belemmeringen:

- methaanslip uit grote gasmotoren (met name bij scheepvaart);
- duurzaamheid bepaalde biogasroutes, zoals co-vergisting uit maïs;
- beperkte CO₂-reductie en hoger energieverbruik (+15%)
- beschikbaarheid voertuigen;
- op institutioneel vlak liggen er uitdagingen op het gebied van vergunningen, duidelijke standaarden, veiligheidscirkels rond tanklocaties en ruimte op het Basisnet.
- gevaarlijk imago;
- mogelijke lock-in wanneer biomassabeschikbaarheid tegenvalt en transitie naar groen gas stopt.

Y.6 Schaalsprong

De steile toename in de afgelopen jaren lijkt enigszins afgeremd. Dit blijkt onder andere uit het feit dat aardgasvoertuigen achterliggen op de streefwaardes in vergelijking met elektrische voertuigen. Sterke opschaling is in de komende jaren nodig om de ambities uit de Brandstofvisie te realiseren. Aangezien om het een volwassen technologie gaat, die al langere tijd op commerciële schaal beschikbaar is, is het moeilijk vast te stellen wat deze schaalsprong belemmert. Een mogelijke reden is dat lokale overheden meer oog hebben voor zero-emissievoertuigen, zoals elektrische en waterstofauto's.

Y.7 Concurrerende technieken

In het transport concurreren zowel aardgas als groen gas met (hernieuwbare) elektriciteit, biobrandstoffen, waterstof en Power-to-X-producten. Gezien voor aardgas en elektrisch allebei speciale voertuigen nodig zijn, kunnen deze het sterkst gezien worden als concurrenten. Daarnaast concurreert het wegvervoer ook met de binnenvaart en de zeevaart. Met het oog op de andere sectoren zou de toepassing van gas kunnen profiteren van de ontwikkelingen waarbij men aardgas in de gebouwde omgeving wil uitfaseren.

Y.8 Toepassingsgebied

Op de lange termijn ligt het het meest voor de hand wanneer bio-LNG en bio-CNG vooral daar worden ingezet waar er minder alternatieven zijn. In toekomstscenario's voor 2050 is het daarom waarschijnlijk dat de inzet zich vooral richt op zwaarder wegtransport en de zee- en binnenvaart, waarbij de beschikbaarheid van biomassa de limiterende factor zal zijn.

Y.9 Impact op infrastructuur

Het gebruik van groen gas in de vorm van bio-CNG en bio-LNG in transport en mobiliteit zal eveneens invloed hebben op de tankinfrastructuur, maar deze is wellicht beperkt wanneer er al een infrastructuur bestaat voor CNG en LNG. Opgewerkt biogas kan worden ingevoegd in het bestaande aardgasnetwerk, waarna de inzet daarna verder administratief kan worden afgehandeld. In sommige landen wordt door het ontbreken van de juiste gasinfrastructuur ook wel gebruik gemaakt van tankauto's. Wellicht bestaan er in de toekomst ook mogelijkheden om CNG te produceren door tankstations aan te sluiten op hogere drukken.

Y.10 Bronnen

CBS Statline 2017

Personenauto's; voertuigkenmerken, regio's, 1 januari

<http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=71405NED&D1=13-19&D2=0&D3=a&HDR=G1,G2&STB=T&VW=T>

Geraadpleegd op 23 mei 2017

CBS Statline, 2017

Tabel Energie; verbruik en producentenprijs naar energiedrager.

[Online] <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=80324ned&D1=0&D2=1->

Groen Gas Nederland, 2016

Productie van bio-LNG in een opkomende LNG-markt

Utrecht: Groen Gas Nederland, 2016

Groen Gas Nederland, 2016

Rijden op groen gas - Feiten en cijfers

Klimaatmonitor, 2017

Energiegebruik wegverkeer totaal (diesel, benzine en LPG) Nederland.

[Online] https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive?sel_guid=64d62836-9750-4862-a22c-9e04813f9013

Nationaal LNG Platform, 2017

Over ons

www.nationaallngplatform.nl/over-ons/

SER, 2014

Brandstofvisie

www.energieakkoordser.nl/~media/files/energieakkoord/nieuwsberichten/2014/brandstofvisie/duurzame-brandstofvisie-met-lef-2e-druk.ashx

SER, 2014

Deelrapport brandstofvisie deelrapport gasvormig

www.energieakkoordser.nl/~media/files/energieakkoord/nieuwsberichten/2014/brandstofvisie/deelrapport-brandstofafel-wegvervoer-duurzaam-gasvormig.ashx

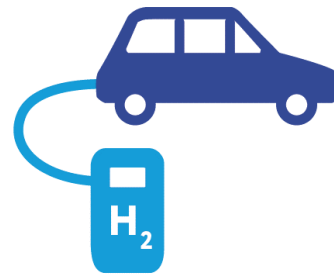
Ministerie van Infrastructuur en Milieu, 2015

Actie-agenda duurzame brandstoffen

Inventarisatie van mogelijke acties per marktsegment voor de periode 2015-2020, Juni 2015



Z Waterstof in transport en brandstofcellen



Z.1 Huidige status

Er zijn inmiddels twee modellen van personenvoertuigen op waterstof op de markt en er rijden ook een aantal bussen op waterstof (in omgeving Eindhoven). Ook worden pilots gedaan met bijv. vuilniswagens (Groningen).

Z.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

In 2030 kunnen mogelijk 100,000-200,000 voertuigen op waterstof rijden in combinatie met 5-200 tankstations. (SER, 2014) Dezelfde bron stelt dat in 2050 het aandeel waterstof in de vloot gegroeid kan zijn naar 2.000 à 3.000 OV-bussen, 2,5 à 3 miljoen personen- en bestelauto's en enkele tienduizenden speciale voer- en vaartuigen. Dit is sterk afhankelijk van hoe andere brandstofsporen zich gaan ontwikkelen en hoe de kosten zich onderling gaan verhouden.

Z.3 Huidige energievraag/energieproductie/huidige omvang

De huidige energievraag voor waterstof in transport is nog niet significant door de hoge kosten in combinatie met de huidige beschikbare modellen en penetratiegraad. In feite bevindt waterstof zich nog in een pilotfase. Energetisch is het minder aantrekkelijk dan elektrisch rijden.

Z.4 Reductiepotentieel/technisch potentieel

FCEV oftewel brandstofcel-elektrische auto's zijn volledig zero-emissie en stoten geen luchtverontreinigende emissies uit: alleen de fijnstof emissies van de banden en de remmen, zoals elke andere auto die veroorzaakt worden. Bij een berekening over de keten kan ook nog rekening gehouden worden met de NO_x- en fijnstofemissie van de productie van de waterstof. Deze hangt af van de productiewijze (variërend van aardgas tot wind- of kolenstroom) (TNO en CE Delft, niet openbaar).

De broeikasgasemissies worden bepaald door de productiemethode van het waterstof in combinatie met het brandstofverbruik van de FCEV. Qua productiemethoden is waterstof nu vaak afkomstig uit aardgas, maar andere vormen van energie, zoals elektriciteit en andere energiebronnen zijn ook mogelijk. In het geval van aardgas zou deze CO₂-reductie ongeveer 40% zijn. Het potentieel ligt hoger wanneer ook technieken worden toegepast om de CO₂ op te vangen (CCS). Wanneer waterstof uit kolen zonder CSS wordt geproduceerd zullen de CO₂-emissies echter 20% hoger liggen dan rijden op benzine. Over het algemeen wordt een CO₂-reductie gerealiseerd als het waterstof wordt geproduceerd:

- als bijproduct bij industriële processen, zoals chloorproductie,
- uit aardgas via reforming;
- uit fossiele bronnen in combinatie met CCS;
- uit biomassa;
- uit water via elektrolyse met behulp van hernieuwbare elektriciteit, zoals uit zon en wind.

Hoewel er veel conversieroutes zijn ligt het niet direct voor de hand om uit bijv. elektriciteit waterstof te produceren: door de extra stap is dit minder efficiënt dan directe toepassing van de elektriciteit in een elektrische auto: er is 2,5 keer zoveel elektriciteit nodig om in een waterstofauto te rijden ten opzichte van een elektrische auto. Grootste voordeel van waterstof ten opzichte van elektriciteit is dat het onafhankelijk van de vraag naar waterstof geproduceerd kan worden, omdat de opslag makkelijker is. Op deze manier kan waterstof dienen als buffer voor grote hoeveelheden energie en zo een rol vervullen in de balans tussen vraag en aanbod. In het geval van biomassa is de WTW-uitstoot beter dan bio-ethanol en biodiesel in een verbrandingsmotor.

Z.5 Succes- en faalfactoren

De belangrijkste succes- en faalfactoren voor de doorbraak van de brandstofcelauto:

De brandstofcelauto heeft als voornaamste voordeel ten opzichte van de batterij-elektrische auto een grotere actieradius (afhankelijk van opslagcapaciteit in een voertuig), gekoppeld met mogelijk een geringer gewicht en een kortere tanktijd.

Succesfactoren:

- voldoende beschikbaarheid van waterstof & waterstof-tankinfra tegen voldoende lage kosten;
- gunstige doorontwikkeling van de prestaties en kostenefficiëntie van de brandstofcel en gekoppelde apparatuur (tanks, e.d.).

Faalfactoren:

- Noodzaak om waterstof te comprimeren. Door compressie en hogere druk zijn tankstations complexer dan voor vloeibare fossiele brandstoffen. Als de infra er niet komt of het niet economisch blijkt staat dit de ontwikkeling van de brandstofcelauto in de weg.
- Benodigde investeringen aan zowel de voertuigkant als infrastructuurkant.
- Doorbraak van de batterij-elektrische auto. Als deze voldoende range heeft en goedkoper blijkt staat dat de ontwikkeling van de brandstofcelauto in de weg.

Tabel 58 - Overzicht specifieke belemmeringen/voorwaarden elektrisch rijden op waterstof (brandstofvisie SER, 2014)

	Voertuig	Energiedrager	Infrastructuur
Technisch	<ul style="list-style-type: none"> • Brandstofcellen met minder of zonder platina 		
Economisch	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten brandstofcel omlaag brengen door het realiseren van schaalgroottes 	<ul style="list-style-type: none"> • De retailprijs van een kg waterstof moet concurreren met de prijs van andere brandstoffen, voor gebruikers (inkoop) en voor uitbaters van tankstations (winstmarge) 	<ul style="list-style-type: none"> • Investeringskosten waterstof-tankstations omlaag • Voldoende brandstofcelvoertuigen per vulpunt voor een gezonde exploitatie
Institutioneel	<ul style="list-style-type: none"> • Een tussen (internationale) overheden afgesproken institutioneel kader 	<ul style="list-style-type: none"> • Voldoende perspectief op de beschikbaarheid van elektriciteit uit zon en wind voor de productie van voldoende duurzaam waterstof • Opnemen waterstof als brandstof in relevante regelgeving inclusief vaststellen fiscaal kader (bv. accijns, energiebelasting)" 	<ul style="list-style-type: none"> • Een tussen (internationale) overheden afgesproken institutioneel kader
Overig	<ul style="list-style-type: none"> • Acceptatie brandstofcelvoertuigen 	<ul style="list-style-type: none"> • Acceptatie waterstof als brandstof voor het wegverkeer 	<ul style="list-style-type: none"> • Acceptatie van de voor (rijden op) waterstof noodzakelijke distributie-, opslag- en tankinfrastructuur.

Z.6 Schaalsprong

In onderstaande tabel is vastgelegd welke marktintroductie de Brandstofvisie voor ogen heeft. De volledige marktintroductie kan naar verwachting tussen 2025 en 2030 plaatsvinden. Merk op dat het tot 2023/2025 vooral om toepassingen in nichemarkten gaat. Sommige experts verwachten dat het ook daarna nog bij niche-toepassingen zal blijven.

Tabel 59 - Kansrijke PMC's brandstofcelvoertuigen vanaf 2014 (tot 2030) (brandstofvisie SER, 2014)

Marktontwikkelingsfase	Kansrijke PMC's tot 2030	Indicatie totale vloot	Indicatie aantal tankstations
Marktvoorbereiding 2015 – 2018	<ul style="list-style-type: none">• OV-bussen stad- en streekvervoer• Personenauto's in lokale vloten (o.a. taxi's)• Bestelauto's in lokale vloten	Tientallen	5 – 20
Vroege marktintroductie 2018 – 2023/2025	<ul style="list-style-type: none">• OV-bussen stad- en streekvervoer• Personenauto's in lokale vloten• Bestelauto's in lokale vloten• Speciale voer- en vaartuigen (o.a. stadsreiniging, heftrucks, rondvaartboten, veerponten)• Personenauto's 'innovators' en 'early adopters'• Bestelauto's 'innovators' en 'early adopters'• Distributietrucks 'innovators' en 'early adopters'	Enkele honderden tot enkele duizenden	20 – 50
Volledige marktintroductie 2023/2025 – 2030	<ul style="list-style-type: none">• Alle voornoemde PMC's in groeiende aantallen ('early majority' kan worden bereikt)	100.000 à 200.000	50 – 200

Z.7 Concurrerende technieken

Waterstof concurreert met name met elektrisch rijden, maar concurreert op de langere afstanden ook met gasvormige brandstoffen en het huidige aandeel aan fossiele brandstoffen.

Z.8 Toepassingsgebied

Nichemarkten, waarbij (mobiele) tankinfrastructuur en niche-vloten op elkaar kunnen worden afgestemd. Denk hierbij bijv. aan vuilniswagens, OV-bussen of personenauto's en bestelauto's in vloten (zoals taxi's). De vraag in hoeverre het in 2050 ook nog vooral nichemarkten betreft hangt af van de stimulering van EV en de marktpenetratie van deze voertuigen. Met het oog op 2050 en de wens om tegen die tijd klimaatneutraal te zijn vraagt wel om verdere vergroening van de waterstofmix.

Z.9 Impact op infrastructuur

In Nederland zijn er op dit moment maar drie waterstoftankstations, in Rhon, in Arnhem en in Helmond. Met name in Noord-Nederland is er veel aandacht voor waterstof. Zo wordt er geëxperimenteerd met mobiele tankstations en wordt er onder de naam Energy Points in de drie noordelijke provincies gewerkt aan tankstations voor duurzame brandstoffen, waaronder waterstof. Europees gezien werken partijen, zoals PitPoint, in het programma HIT 2-corridors aan een dekkende infrastructuur van België tot Finland. (PitPoint, 2015)

In de Brandstofvisie is een ambitie uitgesproken van 20 vulstations in 2020. Europees gezien gaat het momenteel om 80 operationele tankstations, waarvan 25% in Duitsland is gevestigd. De veiligheidsvoorzieningen rond tankstations moeten worden aangepast.

Een tankstation kan op verschillende manieren bevoorrad worden. Voor de grote tankstations aan de snelwegen ligt het voor de hand dat deze middels een waterstofpijpleiding worden voorzien. Kleinere stations kunnen op locatie waterstof produceren uit aardgas, of middel elektrolyse. Een derde optie is dat tankstations bevoorrad worden met tankwagens met vloeibare waterstof. (ECN, 2006)

Z.10 Bronnen

CE Delft & TNO, nog niet gepubliceerd

ECN, 2006

Waterstof op weg naar de praktijk

www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/h2sf/pdf/waterstofdag/waterstof_6_april_dag_boekje.pdf

SER, 2014

Brandstofvisie

www.energieakkoordser.nl/~media/files/energieakkoord/nieuwsberichten/2014/brandstofvisie/duurzame-brandstofvisie-met-lef-2e-druk.ashx

PitPoint, 2015

Hydrogen

www.pitpoint.nl/en/clean-fuels/hydrogen/

SER, 2014

Deelrapport Brandstofafel Duurzaam Waterstof



AA Decarbonisatie van verkeer en vervoer op EU-niveau



In deze bijlage is een overzicht gegeven van maatregelen die benodigd zijn om op Europees niveau de CO₂-emissie van transport te reduceren. De informatie in deze bijlage is gebaseerd op de onderstaande studie:

Hoën, A, van Grinsven, A, Kampman, B, Faber, J, van Essen, H & Skinner, I., 2017,

Decarbonisation of EU transport, Research for TRAN Committee

Brussels: European Parliament, Policy Department for Structural and Cohesion Policies, 2017

Beschikbaar op: [www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/601989/IPOL_STU\(2017\)601989_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/601989/IPOL_STU(2017)601989_EN.pdf)

AA.1 Europese doelstellingen en huidig beleid

De lange termijn doelstellingen voor het Europese klimaatbeleid voor mobiliteit zijn gebaseerd op het Witboek Transport (Transport White Paper, EC, 2011), waarin is opgenomen dat de CO₂-emissie van mobiliteit in 2050 60% gereduceerd moet zijn ten opzichte van 1990. Oorspronkelijk is deze doelstelling gerelateerd aan internationale afspraken om de opwarming van de aarde te beperken tot maximaal 2°C ten opzichte van het pre-industriële tijdperk.

In het klimaatakkoord Parijs zijn deze internationale afspraken verder aangescherpt, ingegeven door de meest recente studie van het IPCC. In het klimaatakkoord is gesteld dat de ondertekenende landen zich dienen in te spannen om de opwarming van de aarde nog verder te beperken, tot maximaal 1,5°C. Deze aanscherping heeft grote implicaties voor het klimaatbeleid in alle sectoren en dus ook voor de beoogde CO₂-reductie van mobiliteit.

Binnen de sector mobiliteit lijkt het reduceren van broeikasgasemissies een grotere uitdaging dan in andere sectoren. De totale CO₂-emissie van Europa is sinds 1990 gedaald, maar van de sector mobiliteit is deze juist toegenomen. Tijdens de economische crisis rond 2010 is er, als gevolg van een afnemende transportvraag, een lichte daling geweest van de CO₂-emissie van transport, maar inmiddels is deze daling weer teniet gedaan en stijgt de CO₂-emissie van transport. Ook de emissie van internationale lucht- en zeevaart vertoont een sterke stijging sinds 1990.

De belangrijkste Europese maatregelen om CO₂-reductie in transport te bewerkstelligen zijn gericht op verplichte emissienormen van personenauto's en het verhogen van de inzet van hernieuwbare energie in transport (Richtlijn Hernieuwbare Energie in Transport). In beide gevallen is de netto CO₂-reductie lager dan vooraf werd verondersteld. Hoewel de voertuignormen hebben bijgedragen aan het reduceren van de CO₂-emissie per kilometer, worden de CO₂-normen voor voertuigen in de praktijk niet gehaald, vanwege een groot verschil in de praktijk met de omstandigheden in de testcyclus. De Richtlijn Hernieuwbare Energie heeft geleid tot een vergroting van de hoeveelheid biobrandstoffen in transport. De inzet van biobrandstoffen leidt, vanwege de benodigde productie van biobrandstoffen, netto in veel gevallen nog niet tot CO₂-reductie. Europees beleid gericht op het gebruik van alternatieve vervoerwijzen voor wegverkeer (modal shift) of de beperking van CO₂-emissie in de lucht- en zeevaart hebben tot nu toe een zeer beperkt effect gehad.



AA.2 Beleidsmogelijkheden en randvoorwaarden

Er zijn veel verschillende manieren om de CO₂-emissie in mobiliteit te reduceren. Technologische maatregelen die de energie-efficiëntie van voertuigen vergroten hebben het grootste potentieel. Daarnaast hebben de maatregelen die gericht zijn op hernieuwbare brandstoffen en energie voor de verschillende transportmodaliteiten een groot potentieel. Ook zijn er maatregelen mogelijk om het transportsysteem zelf efficiënter te maken. Deze maatregelen hebben een kleiner potentieel wat betreft CO₂-reductie, maar kunnen een belangrijke aanvulling zijn op de overige maatregelen.

Randvoorwaarde: betrouwbaar beleid

Algemeen geldt dat - om de ambitieuze klimaatdoelstellingen voor de transportsector te halen - ingrijpende maatregelen nodig zijn, die alleen plaats kunnen vinden wanneer er een consistent en duidelijk klimaatbeleid wordt gevoerd. Klimaatbeleid is nodig om efficiënte investeringen van overheid en bedrijven te faciliteren en tevens voldoende maatschappelijk draagvlak te creëren voor de benodigde veranderingen. Het is van belang dat hierbij niet alleen wordt gefocust op het lange termijnreductiedoel in 2050, maar dat tevens rekening wordt gehouden met de maximale cumulatieve uitstoot die is gekoppeld aan de afspraken uit het klimaatakkoord Parijs. Technologische innovaties vanuit de markt dienen hierbij zoveel mogelijk gefaciliteerd te worden.

Randvoorwaarde: technologische innovaties

Technologische innovaties zijn nodig om de emissie van broeikasgassen door het transportsysteem verder te verminderen. De belangrijkste benodigde ontwikkelingen zijn:

- Kostenreductie van voertuigbatterijen en brandstofcellen.
- Realisatie van tank- en laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen en voertuigen aangedreven door brandstofcellen, inclusief een (slimme) integratie van deze voertuigen op het netwerk met oog voor stabiliteit en capaciteit van de energievoorziening, flexibele vraag, gebruik van lokaal opgewekte zonne- en windenergie en de mogelijkheid van het benutten van de opslagcapaciteit van elektrisch aangedreven voertuigen.
- Technologieën voor het op grote schaal produceren van hernieuwbare energie vanuit biomassa, wind- en zonne-energie. In het bijzonder zullen power-to-liquid en power-to-gas-technologieën ontwikkeld dienen te worden. Voor transportmodaliteiten waarvoor elektrificatie niet mogelijk is, zoals luchtvaart, scheepvaart en zware voertuigen, zijn kwalitatief goede, geavanceerde biobrandstoffen nodig, geproduceerd uit duurzame grondstoffen.

AA.3 Energie-efficiëntie van voertuigen

Een verdere verbetering van de energie-efficiëntie van voertuigen in alle transportmodaliteiten is de sleutel voor decarbonisatie van transport. Op lange termijn kunnen de klimaatdoelen alleen worden gehaald wanneer het personenvervoer nagenoeg emissievrij wordt. Voor overige modaliteiten (lucht- en zeevaart, (zwaar) vrachtvervoer) is de inzet van biobrandstoffen en power-to-liquid, power-to-gas in beeld. De volgende maatregelen kunnen bijdragen aan deze ontwikkeling op Europees niveau:

- Invoering van voertuignormen voor middelzware en zware (vracht)voertuigen.
- Verbetering van de testcyclus, zodat het verschil tussen praktijk- en testemissies sterk wordt gereduceerd.
- Snelle aanscherping van voertuignormen. Voertuignormen hebben alleen betrekking op nieuwe voertuigen, waardoor het ca. 10-15 jaar duurt voordat het gehele wagenpark minder CO₂-emissie heeft.
- CO₂-afhankelijke financiële regelingen, om rebound-effecten van andere maatregelen op te heffen.
- Verbetering van de richtlijnen voor voertuiglabels, waarbij consumenten betrouwbaarder worden voorgelicht over de CO₂-emissie van voertuigen.

- Faciliteren van een snelle overgang naar (bijna) volledig emissievrije voertuigen voor personenverkeer. Het verplichten van het aandeel emissievrije voertuigen kan hierbij helpen.

AA.4 Hernieuwbare brandstoffen en energie

Om het gebruik van hernieuwbare brandstoffen en energie verder te vergroten is het van belang dat er aanvullend beleid wordt geformuleerd voor de periode na 2020. Dit kan door de volgende maatregelen en ontwikkelingen:

- bijmengverplichting van hernieuwbare brandstoffen op het totaal aan vloeibare brandstoffen;
- CO₂-kwaliteitsnormen stellen aan alle brandstoffen;
- duidelijke richtlijnen voor de kwaliteit van biobrandstoffen.

De inzet van hernieuwbare energie en biobrandstoffen dient in samenhang met andere sectoren (energievoorziening, industrie, gebouwde omgeving) bepaald te worden. Enerzijds kan hier sprake zijn van een concurrerend effect gezien de beperkte beschikbaarheid van kwalitatief goede biobrandstoffen. Anderzijds zijn er lokale synergiemogelijkheden bij de productie en efficiënte inzet door verschillende sectoren van deze biobrandstoffen.

De grootschalige inzet van elektriciteit en waterstof is noodzakelijk als alternatief voor biobrandstoffen en fossiele brandstoffen. Om hoge investeringen in het netwerk te voorkomen, dienen elektrische voertuigen zoveel mogelijk slim geïntegreerd te worden in het elektriciteitsnetwerk. Ontwikkeling van power-to-gas en power-to-liquid is nodig om ook in de transportsector optimaal gebruik te kunnen maken van de beschikbare hoeveelheid zonne- en windenergie.

AA.5 Efficiëntie van het transportsysteem

In de toekomst zou kunnen blijken dat de inzet op energie-efficiëntie van voertuigen en het verhogen van de inzet van hernieuwbare brandstoffen en energie ontoereikend is voor het halen van de klimaatdoelen. Maatregelen om het transportsysteem zelf efficiënter te maken kunnen een aanvullende mogelijkheid zijn om CO₂-emissie te reduceren. Deze mogelijkheden zijn tot nu toe onderbelicht gebleven in Europees beleid, terwijl ze minstens zo kosteneffectief kunnen zijn.

Concreet kan worden gedacht aan:

- Verbeterde logistiek door inzet van Intelligente Transport Systemen (ITS), zoals interactieve support van zuinig-rijden, slimme verkeerslichten, dynamische navigatie.
- De invoering van een congestieheffing.
- Efficiënte ruimtelijke planning en planning van infrastructuur. Vanwege de verstedelijking in veel EU-lidstaten is het aannemelijk hierbij de focus te leggen op (groot)stedelijk beleid. Investerings in ruimtelijk beleid en infrastructuur hebben een lange termijn impact, de EU zou dit moeten zien als een belangrijk onderdeel van het lange termijn klimaatbeleid. Investerings in alternatieve modaliteiten zullen hierbij wel kritisch onderzocht moeten worden op effectiviteit in relatie tot modal shift- en CO₂-doelstellingen.
- Onderzoek op welke manier via lagere overheden lokaal passende maatregelen kunnen worden ingevoerd, zoals snelheidslimieten, milieuzones, laainfrastructuur en CO₂-afhankelijke belastingen, bevorderen van fiets- en OV-gebruik.

AA.6 Lucht- en zeevaart

Hoewel lucht- en zeevaart voornamelijk internationaal worden gereguleerd, kan ervan uit Europees beleid worden bijgedragen aan CO₂-reductie in deze sectoren door het stimuleren van innovatie in geavanceerde biobrandstoffen en andere hernieuwbare brandstoffen. Op dit moment zijn lucht- en zeevaart uitgesloten van brandstofheffingen en verplichtingen in relatie tot hernieuwbare energie. Bovendien worden emissies van internationale zeevaart niet meegenomen in Europese emissiecijfers (ETS). Het zou tevens bijdragen aan CO₂-reductie in de transportsector wanneer deze uitzonderingspositie voor de lucht- en zeevaart veranderd zou worden.

AA.7 Conclusie

De belangrijkste **beleidsmaatregelen** om de CO₂-emissie van transport in de Europese Unie te verlagen zijn:

- het stellen van kaders of regels om een grootschalige overgang naar waterstof- en elektrisch aangedreven voertuigen mogelijk te maken, waardoor de vraag naar fossiele brandstoffen en biobrandstoffen afneemt;
- het sluiten van (internationale) verdragen om CO₂-reductie van de lucht- en zeevaart te bereiken;
- het ontwikkelen en garanderen van een duurzaam energiesysteem, waarin voor de lange termijn structureel voldoende hernieuwbare energie wordt geleverd dat door de transportsector wordt gebruikt;
- het voeren van stabiel beleid waarin R&D-investeringen voor de ontwikkeling van duurzame technologie voor de markt aantrekkelijk zijn;
- het creëren van een level playing field tussen verschillende transportmodaliteiten. In het bijzonder het beëindigen van de uitzonderingspositie van zee- en luchtvaart.

De belangrijkste benodigde **technologische ontwikkelingen** om de CO₂-emissie van transport in de Europese Unie te verlagen zijn:

- kostenreductie, kwaliteitsverbetering van elektrische en waterstofvoertuigen en realisatie van benodigde tank- en laadinfrastructuur;
- integratie van batterij-aangedreven voertuigen in het elektriciteitsnetwerk met aandacht voor energieopslag, flexibele vraag en netwerkcapaciteit en - stabiliteit;
- ontwikkeling van technologie voor grootschalige, betaalbare productie van hernieuwbare energie, zoals wind- en zonne-energie, biomassa;
- ontwikkeling van geavanceerde biobrandstoffen en hernieuwbare brandstoffen (power-to-liquid, power-to-gas) die gebruikt kunnen worden voor (zware) vrachtvoertuigen, lucht- en scheepvaart;
- efficiëntere voertuigtechnologie in schepen, vliegtuigen en (zware) vrachtvoertuigen.

