



Gas als zonnebrandstof

Verkenning



CE Delft

Committed to the Environment

Gas als zonnebrandstof

Verkenning

Delft, CE Delft, juli 2015

Het rapport is geschreven door:

F.J. (Frans) Rooijers

H.J. (Harry) Croezen

T. (Thijs) Scholten

Publicatienummer: 15.3G11.61

Energievoorziening / Energieopslag / Duurzame energie / Zonne-energie / Biomassa
/ Gasvoorziening / Vraag / Productie

Opdrachtgever: Gasunie NV.

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Frans Rooijers.

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

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



Voorwoord

Gasunie NV heeft CE Delft opdracht gegeven om een verkenning uit te voeren naar de mogelijkheden van gas als energiedrager in een toekomst met veel hernieuwbare energie. In die toekomst zullen tijd en locatie van bronnen enerzijds en gebruik anderzijds (sterk) van elkaar gaan verschillen. Gas kan relatief makkelijk tijd en plaats overbruggen. In deze verkenning wordt onderzocht onder welke condities dat geldt zodat in een volgende fase meer ingezoomd kan worden op relevante onderwerpen die belangrijk zijn voor deze visie.

Op 11 mei 2015 heeft een uitgebreid overleg plaatsgevonden tussen Gasunie (Martien Visser, Adriaan de Bakker) en CE Delft (Harry Croezen, Frans Rooijers). Daar is de eerste versie en het achterliggende spreadsheet met aannames besproken.

Op 1 juli 2015 is in Dwingeloo de workshop over de conceptverkenning met diverse betrokkenen van Gasunie (Hans Coenen, Christine Beijnen, Adriaan de Bakker) en CE Delft (Harry Croezen, Thijs Scholten en Frans Rooijers).

Na deze bespreking zijn de puntjes op de i gezet en een aantal aspecten verder verduidelijkt.

Op basis van deze notitie zal Gasunie beslissen of en op welke wijze zij verder gaat met uitwerking van de visie van gas als zonnebrandstof.



Inhoud

	Samenvatting	6
1	Inleiding	9
2	Vraag en aanbod	10
2.1	Omvang van benodigde seizoenopslag	10
2.2	Situatie 2023	10
2.3	Twee scenario's 2030-2050	10
2.4	Flexibiliteitsbehoeften in energievraagscenario's	12
2.5	Toegevoegde waarde zon/wind bij groot aandeel zon/wind	14
2.6	Conclusies	15
3	Ketens van bron naar gebruik	16
3.1	Beschouwde hernieuwbare energiebronnen	16
3.2	Transport en conversiestappen	17
3.3	Overwegingen bij selectie van beschouwde ketens	18
3.4	Opslagssystemen	20
3.5	Conversie voor elektriciteit uit zonnebrandstoffen	20
3.6	Ketenanalyse per scenario	21
4	Conclusies	29
4.1	Vergelijking van de hoofdroutes	29
4.2	Gevoeligheidsanalyse	31
4.3	Punten voor nadere onderzoek	34
5	Bibliografie	37
Bijlage A	Energievraag en productie	38
A.1	Energievraag	38
A.2	Productie uit hernieuwbare bronnen	38
A.3	Vraagpatroon en bronnen	39
Bijlage B	Biomassa uit Scandinavië	42
B.1	Route 1: SNG-productie op locatie en SNG-transport naar Nederland	42
B.2	SNG-productie in Nederland	44
Bijlage C	Zon/wind uit Spanje	47
C.1	De beschouwde locatie	47
C.2	Beschouwde bronnen voor hernieuwbare elektriciteit	48
C.3	Conversietechnologie	48



Bijlage D	H₂-opslag in ijzerkorrels	55
D.1	Hoofdpijnen	55
D.2	Opmerkingen ten aanzien van praktische implementatie	56
D.3	Beschouwde keten	57
 Bijlage E	 Wind van de Noordzee	 60
 Bijlage F	 Stroomschema's	 61
F.1	Bio-SNG Nederland	61
F.2	Bio-SNG Scandinavië	62
F.3	H ₂ Nederland	63
F.4	H ₂ Spanje-route	64
F.5	Elektriciteit Spanje-route	65
F.6	SNG uit H ₂ , Nederland-route	66
F.7	SNG uit H ₂ , Spanje-route	67
F.8	NH ₃ Nederland-route	68
F.9	NH ₃ Spanje-route	69
F.10	IJzer Spanje-route	70
 Bijlage G	 Output model	 71



Samenvatting

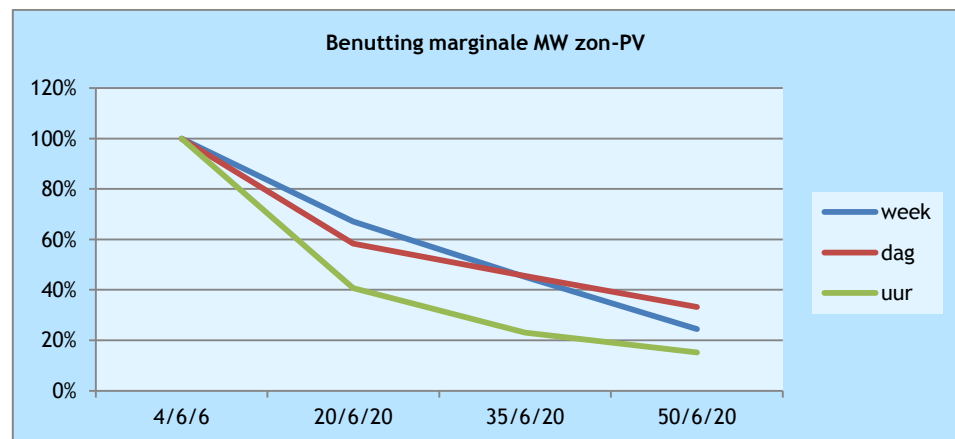
De transitie naar een duurzame energievoorziening is inmiddels ingezet. Er zijn harde afspraken gemaakt over 16% hernieuwbare energie in 2023 (SER Energieakkoord) en de verwachting is dat dit verder zal groeien om in 2050 de klimaatneutrale energievoorziening te bereiken.

De conclusie uit deze verkenning is dat, als hernieuwbare energie in Nederland boven het niveau van 20 GW zon en 26 GW wind komt, het goedkoper is om zon vanuit Spanje of biomassa vanuit Scandinavië in te zetten, dan om elektriciteit uit zon en wind in Nederland te produceren. Daarbovenop kan gas uit zon en biomassa een rol spelen in de energievraag voor warmte en transport. Deze conclusie is gebaseerd op een verkenning en heeft verdere verdieping voor harde conclusies.

De vraag naar elektriciteit zal toenemen omdat een deel van de warmtevraag met elektrische warmtepompen en WKO wordt ingevuld, en een deel van het vervoer elektrische voertuigen wordt.

Een groot deel hiervan 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.

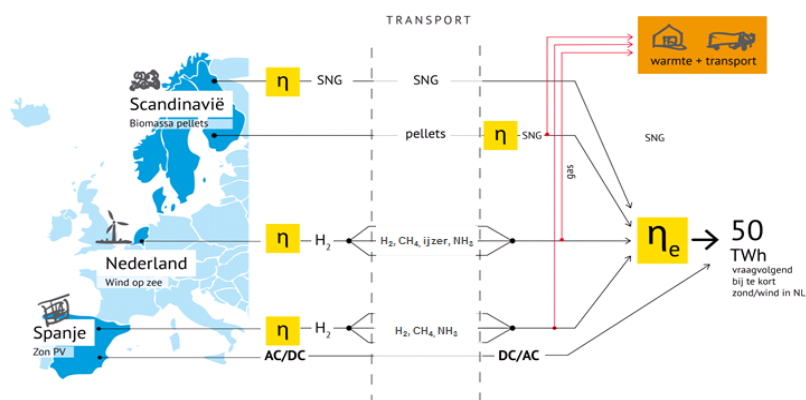
Figuur 1 Benutting van marginale MW zon-PV



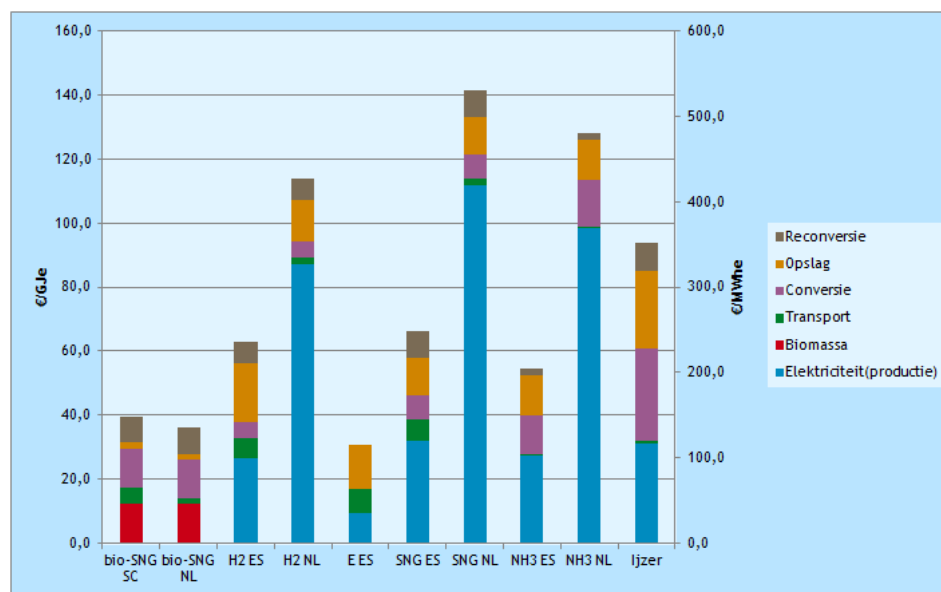
De conclusie die hieruit getrokken kan worden is dat (in deze scenario's!) boven de 20 GW zon + 26 GW wind, zowel extra wind als extra zon slechts voor de helft direct kan worden gebruikt. Dit komt overeen met het energieverlies bij conversie en transport en wederom conversie als de elektriciteit uit zon of wind wordt opgeslagen. Boven dit aandeel zon-PV komt de vraag dus aan de orde of het nuttig is om extra kabels en installaties in Nederland aan te leggen of dat los van het net met wind op zee te gaan doen of een zonnebrandstof vanuit Spanje of Scandinavië te importeren. De 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. Hiervoor zijn diverse mogelijkheden onderzocht, namelijk waterstof, ammoniak, ijzeroxide en SNG. In Figuur 1 zijn de

onderzochte ketens weergegeven en in Figuur 2 de kosten uitgesplitst naar de verschillende transport en conversiestappen.

Figuur 2 Ketens van productie, transport en opslag van hernieuwbare energie



Figuur 3 Overall productiekosten elektriciteit uit hernieuwbare bronnen



Bio-SNG¹ SC = Bio SNG uit Scandinavië
 Bio-SNG NL = Bio SNG geproduceerd in Nederland uit geïmporteerde biomassa
 H₂ ES = Waterstof uit zon-PV in Spanje
 H₂ NL = Waterstof uit wind op zee in Nederland
 E ES = Elektriciteit uit zon-PV in Spanje, per kabel naar Nederland
 SNG¹ ES = Methaan uit zon-PV in Spanje
 SNG NL = Methaan uit wind op zee in Nederland
 NH₃ ES² = Ammoniak (NH₃) uit zon-PV in Spanje
 NH₃ NL = Ammoniak uit wind op zee in Nederland

¹ SNG staat voor Synthetic Natural Gas, methaan geproduceerd uit biomassa (bio-SNG) of uit een reactie van CO₂ met waterstof, bijvoorbeeld waterstof uit hernieuwbare bronnen als waterelektrolyse met elektriciteit uit zon-PV of windvermogen.

² Ammoniak kan worden geproduceerd door reactie van stikstof (N₂) met waterstof (H₂). Waterstof kan worden geproduceerd door waterelektrolyse met elektriciteit uit hernieuwbare bronnen, bijvoorbeeld wind op zee in Nederland en zon-PV in Spanje.



Rekening houdend met alle onnauwkeurigheden kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

- de goedkoopste manieren om elektriciteit voor tijdstippen van onvoldoende zon en wind in Nederland aan te vullen kan met:
 - elektriciteitsproductie in Spanje met een HVDC-verbinding;
 - biomassa met SNG-productie.
- de kostprijs hiervan is vergelijkbaar met elektriciteit uit aardgas met een STEG met een lage bedrijfstijd (€ 100 per MWh);
- iets duurder zijn:
 - elektriciteit + waterstof uit Spanje;
 - elektriciteit + SNG uit Spanje;
 - elektriciteit + ammoniak uit Spanje;
- de opties waarbij hernieuwbare elektriciteit in Nederland wordt geproduceerd en in een of andere vorm wordt opgeslagen voor een ander moment zijn substantieel duurder.

Aan veel routes zijn ingrijpende maatschappelijke consequenties verbonden, zoals bij HVDC-verbindingen de ruimtelijke inpassing en weerstand bij omwonenden, de beperkte beschikbaarheid van aantoonbaar duurzaam geproduceerde biomassa. Daarom zal niet volstaan kunnen worden met alleen de financiële consequenties maar zal ook naar de schaalbaarheid en mogelijkheden van praktische inpassing moeten worden gekeken. Als dat gebeurt lijken de opties met zon-PV in Spanje met diverse manieren om gasvormige brandstoffen op te slaan en te transporteren het meest aantrekkelijk.

Hernieuwbaar gas

Naast de 50 TWh_e die nog nodig is voor elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen in het scenario 100% HE als er geen directe zon en wind is, is er ook voor de andere energiefuncties (warmte, transport) nog veel energie nodig om de fossiele brandstoffen te vervangen.

In het scenario 100% HE is dat al 700 PJ per jaar. In de andere scenario's met minder efficiencyverbetering is dat zelfs nog meer. Als ook die hoeveelheid met hernieuwbare bronnen moet worden voorzien dan betekent dat een forse uitdaging. Dit zou met gas uit biomassapellets kunnen of met gas uit elektriciteitsproductie met zon of wind.

Het produceren van gas uit wind op de Noordzee is niet concurrerend met de andere drie opties. Hiervan zijn de prijzen vergelijkbaar € 20 per GJ (circa €ct 60 per m³). Dit is goedkoper dan productie van groengas uit Nederlandse biomassa. De keten met productie van SNG in Nederland is iets goedkoper dan transport van gas via pijpleidingen naar Nederland. De productiekosten van gas uit zon-PV in Spanje zijn vergelijkbaar qua kosten aan SNG uit biomassa.

Visie gas als zonnebrandstof

Voorgesteld wordt om na deze verkenning beter te gaan kijken naar de praktische realiseerbaarheid van de productie van zonnebrandstoffen in Spanje, de maatschappelijke effecten en invoeringstrajecten waarbij schaalbaarheid een belangrijk aandachtspunt is. De berekeningen zullen getoetst worden bij derden. Daarna kan de visie beschreven worden voor derden waarbij de berekeningen dan kunnen worden gebruikt als achtergrondmateriaal.



1 Inleiding

Het huidige EU-beleid streeft naar een aandeel van 20% hernieuwbare energie en voor Nederland 14% in 2020. Dat is al een hele opgave waarbij zowel wind als biomassa volop discussie oplevert. Het verder vergroten van het aandeel naar 27% in 2030 en nog verder in de jaren daarna zal voor NW-Europa en zeker voor Nederland grote inspanningen vergen om dat in te passen. Uit berekeningen blijkt dat bij 35% hernieuwbare elektriciteit forse inspanningen moeten worden geleverd om vraag en aanbod steeds te matchen. We hebben daar met de Denktank Energiemarkt uitvoerig naar gekeken en als vervolg daarop heeft CE Delft voor o.a. TenneT en APX verder uitgewerkt wat dat betekent. De korte termijn flexibiliteit zal ontwikkeld moeten worden, maar boven deze 35% ontstaat ook de behoefte aan lange termijn opslag en/of aan hernieuwbare bronnen die geïmporteerd moeten worden.

Het is logisch om een onbalans tussen vraag en aanbod in zomer en winter op te vangen met een intermediaire energiedrager die tijd en plaats kan overbruggen (vast/vloeibaar/gasvormig). Power-to-gas wordt door de gasector al geruime tijd genoemd als systeem voor de verre toekomst, maar dat staat haaks op het beeld van de all electric society van ECF.

Een aansprekend beeld met gas (waterstof, methaan?) als zonnebrandstof, als medium voor opslag én flexibiliteit om de onbalans van tijd én plaats te overbruggen is een nuttige aanvulling in de huidige discussie over hernieuwbare energie en flexibiliteit. Dus niet power-to-gas in Nederland, maar in het buitenland en dan gas to power in Nederland. En niet alleen gas als transitiebrandstof, maar ook als volwaardige energiedrager in een duurzame energievoorziening.

Er zijn verschillende visies hoe het aandeel hernieuwbare energie na 2023 verder kan groeien:

- productie en opslag in Nederland;
- import van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen via HVDC-verbindingen;
- import van biomassa en dat vergassen of verbranden;
- import van een gasvormige zonnebrandstof.

Deze notitie richt zich op een energievoorziening die gebaseerd is op overwegend hernieuwbare energiebronnen waarbij de vraag is waar de hernieuwbare energie vandaan komt en of gas een rol kan spelen om tijd en locatie met elkaar te verbinden. Het is een verkenning. Als die positief uitpakt kan het beeld van die volwaardige energiedrager verder worden verdiept en uiteindelijk breed verspreid worden als visie op gas in een duurzame energievoorziening.



2 Vraag en aanbod

2.1 Omvang van benodigde seizoenopslag

De gekozen zichtperiode is 2025-2050. Het aandeel hernieuwbare energiebronnen zal stijgen boven de 16% die nu als doel is gesteld voor 2023. Ook in de omliggende landen zal het aandeel hernieuwbare energie in de elektriciteitsvoorziening met een fors deel zon en wind sterk toenemen zodat gebruik van het net van de burens als opslagsysteem niet van toepassing is, omdat de gelijktijdigheid vrij groot is.

Deze studie wordt uitgevoerd met als doel het verkennen van de toegevoegde waarde van seizoenopslag. Tot 2025 is seizoenopslag niet aan de orde en kan de behoefte aan flexibiliteit worden opgelost met korte termijn flexopties (op uur en dag basis). Met een verder stijgend aandeel hernieuwbare energie is dat onvoldoende en zal met name de productie van zonne-energie niet meer opgelost kunnen worden door verschuivingen en substitutie op korte termijn. Dit zal in dit hoofdstuk worden geanalyseerd op basis van een vraagpatroon (incl. volume) voor elektriciteit, LT-warmte en HT-warmte.

2.2 Situatie 2023

Gepland is dat in 2023 4 GW zon en 12 GW wind naast biomassa zal zorgen voor het aandeel van 16% energie uit hernieuwbare bronnen. 36 TWh zal afkomstig zijn van zon en wind, ongeveer 30% van de elektriciteitsvraag. deze hoeveelheden kunnen op dag en weekbasis worden opgevangen door flexibel vermogen/vraag, zoals power-to-heat zowel bij industrie als bij MKB en huishoudens.

Tabel 1 Kenmerken elektriciteitsvoorziening 2023

	GW	TWh		TWh
Zon	4	4	Overschot/tekort april-september	-43
Wind land	6		Overschot/tekort jaar	-89
Wind zee	6	33		
Totaal		36	Overschot per week	0
		32%	Tekort per week	-89
Vraag		125		
			Overschot per dag	0
Maximale vraag	20,3		Tekort per dag	-89

2.3 Twee scenario's 2030-2050

Pas als er meer hernieuwbare energie wordt ingezet (ten gevolge van beleid of van preferenties bij de energiegebruikers/producenten) ontstaan er overschotten die substantieel worden en niet meer door flexibele opties binnen een dag kunnen worden weggewerkt. In die situatie worden gasopties relevant.

Door verminderde basislast productie in met name Duitsland (uitfasering van (bruin-)kolencentrales en nucleaire centrales) zijn mogelijkheden voor import dan kleiner geworden. Tegelijkertijd zal ook in omliggende landen het aandeel

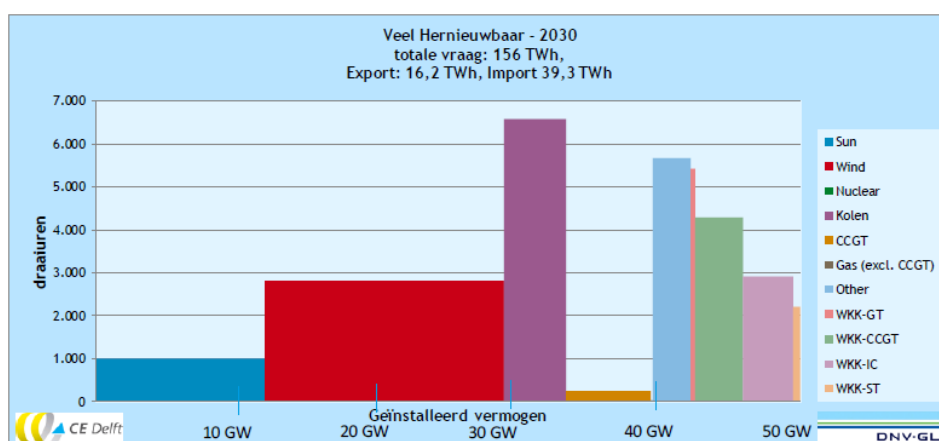


windenergie en zon-PV zijn gegroeid, waardoor er in deze landen een vergelijkbaar patroon is met overschotten aan hernieuwbare energie in de zomer en tekorten in de winter.

Er wordt om die reden geen rekening gehouden met eventuele import van elektriciteit. Op uurbasis kan dit wel het geval zijn.

We beschouwen twee scenario's voor een analyse van de benodigde energie-vraag en productie.

Het eerste scenario is het scenario 'veel hernieuwbaar vermogen' uit de door CE Delft en DNV uitgevoerde studie naar de concurrentiepositie van WKK in 2020 en 2030. Hierin is uitgegaan van een opgesteld hernieuwbaar vermogen van 12 GW zon-PV en 17 GW windvermogen (6 GW onshore, 11 GW offshore). De elektriciteitsvraag is fors gestegen door elektrische warmtepompen en elektrisch vervoer, in totaal tot 156 TWh/jaar.



Het tweede scenario dat we bekijken is het scenario van Urgenda, vertaald door CE Delft voor de studie van Netbeheer Nederland (Scenario E).

Het bestaat uit 100% hernieuwbare energie voor de gehele energievoorziening. Hierin is in Nederland 26 GW wind en 50 GW zon-PV opgesteld. Voor elektrische warmtepompen en elektrisch vervoer ontstaat een extra vraag van elk 10 TWh_e zodat de totale elektriciteitsvraag 145 TWh_e bedraagt.

Tabel 2 Kenmerken elektriciteitsvoorziening 2030-2050

	Huidig		2023		Scenario 1		Scenario 2	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Zon	1	1	4	3	12	9	50	38
Wind land	3	6	6	12	6	12	6	12
Wind zee	1	3	6	20	11	36	20	65
Totaal	5	10	16	36	29	57	76	115
Vraag	18,5	114	19,4	120	20,3	156	23,4	145

2.4 Flexibiliteitsbehoeften in energievraagscenario's

In deze paragraaf werken we de flexibiliteitsbehoefte onder de twee energiescenario's kwantitatief uit. Hierbij brengen we de gevoeligheid in beeld voor perioden met veel wind/zon en weinig wind/zon. Er wordt gekeken naar de residuale vraag (elektriciteitsvraag verminderd met productie van zon en wind).

- T.a.v. flexbehoefte hernieuwbaar zijn grosso modo twee tijdschalen van bijzonder belang: uren/dagen i.v.m. variërend productiepatroon wind/zon, en daarnaast zomer/winter.
- Voor deze verkenning is alleen de flexbehoefte op basis van zomer/winter en week relevant. Op dagbasis zijn andere opties dan gas preferent (power-to-heat, batterijen).

De overschotten in Nederland zullen in eerste instantie worden benut om warmte mee te produceren en/of op te slaan op basis van dag/nacht.

Scenario 1

De geïnstalleerde capaciteit zorgt voor een tekort van 46 TWh in de zomer en een tekort van 53TWh in de winter. Het tekort van 46 TWh in de periode april-september is de som van alle tekorten en overschotten per uur over de periode april-september. Hierbij is geen rekening gehouden met beperkingen om alle door zon en wind geproduceerde kWh-en te verschuiven en de verliezen die hierbij optreden. Een deel van de overproductie van zon/wind leidt tot een extra elektriciteitsvraag in de vorm van power-to-heat die bovenop de oorspronkelijke elektriciteitsvraag komt. In de berekeningen wordt verondersteld dat de overproductie op andere momenten leidt tot een lagere vraag. Noch op weekbasis noch dagbasis is er een overschot. Alleen op uurbasis is er een klein overschot. In dit scenario is er derhalve geen behoefte aan langdurige opslag en daarmee geen businesscase voor gas als opslagmedium voor een seizoen.

Op uurbasis kunnen er wel congestieproblemen ontstaan omdat de extra vraag vaak op HS- en MS-niveau zit (power-to-heat industrie en glastuinbouw) en extra de productie op LS- en MS-niveau.

Tabel 3 Kenmerken elektriciteitsvoorziening 2030-2050 Scenario 1

	GW	TWh		TWh
Zon	12	9	Overschot/tekort april-september	-46
Wind land	6	12	Overschot/tekort jaar	-99
Wind zee	11	36	Overschot per week	0
Totaal	29	57	Tekort per week	-99
	Dekking	36%	Overschot per dag	0
Vraag	groei	37%	Tekort per dag	-99
		156	Overschot per uur	0,1
Maximale vraag	32,3		Tekort per uur	-99

Scenario 2 100% HE

Het tweede scenario dat we bekijken is het scenario met 100% hernieuwbare energie uitgewerkt door CE Delft voor de studie van Netbeheer Nederland (Scenario E). Het bestaat uit 100% hernieuwbare energie voor de gehele energievoorziening.

Naast de 'gewone' elektriciteitsvraag is er een inzet van biomassa voor verwarmingsdoeleinden (HT en LT) van 570 PJ en biofuels van 130 PJ per jaar. Dit zou deels door elektrificatie van de transportvraag en/of warmtevraag kunnen worden gedekt door extra zon en wind. Als 25% van de transportvraag



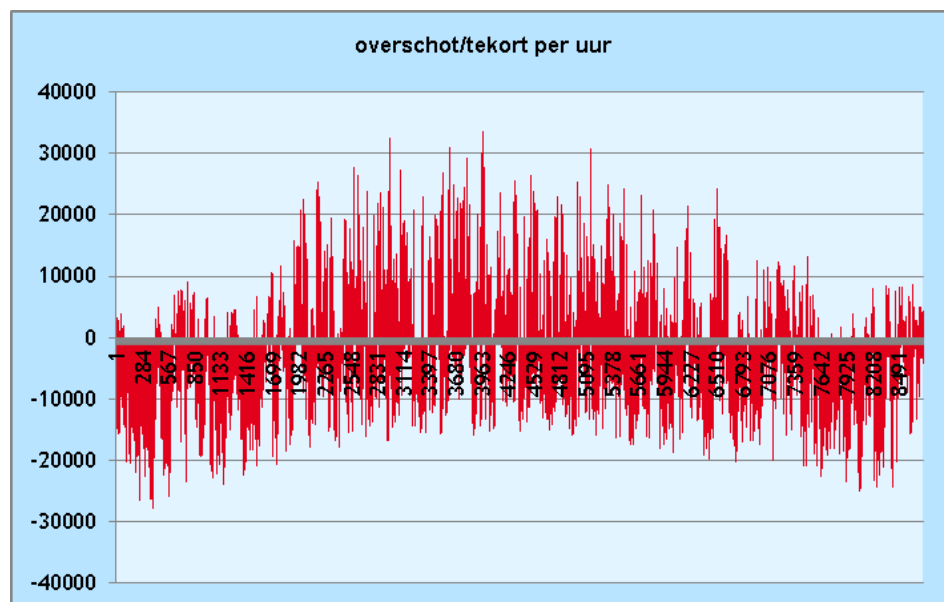
en van de warmtevraag wordt geëlektrificeerd dan is er een extra vraag van elektriciteit van circa 20 TWh. Als deze vraag wordt gesuperponeerd op de elektriciteitsvraag en met extra zon en wind wordt geproduceerd, ontstaat het volgende beeld:

Tabel 4 Kenmerken elektriciteitsvoorziening 2030-2050 Scenario 100% HE

	GW	TWh		TWh
Zon	50	38	Overschot/tekort april-september	-3
Wind land	6	12	Overschot/tekort jaar	-30
Wind zee	20	65	Overschot per week	4
Totaal		115	Tekort per week	-34
	dekking	79%	Overschot per dag	11
Vraag	groei	10%	Tekort per dag	-40
		145	Overschot per uur	21
Maximale vraag	28		Tekort per uur	-30

De conclusie die we hieruit kunnen trekken is dat, bij een productie van 50 GW zon en 26 GW wind, bij een vraag van 145 TWh, in het grootste deel van het jaar pieken zullen ontstaan die niet meer met power-to-heat en batterijen kunnen worden opgevangen, omdat er lokale congestie ontstaat zodat de lokaal geproduceerde elektriciteit boven circa 5 à 10 GW niet gebruikt kan worden. Zoals uit Figuur 4 blijkt is dat een substantiële hoeveelheid. De totale hoeveelheid boven de X-as is 21 TWh en onder de X-as 30 TWh. Het overschot boven 10.000 MW is circa 5 TWh. Op dagbasis kan 10 TWh worden uitgemiddeld zodat een overschot van 11 TWh resulteert waar power to heat geen oplossing voor is. Op weekbasis kan nog eens 7 TWh worden uitgemiddeld zodat een overschot van 4 TWh ontstaat. Dit zal met accu's of gas moeten worden opgeslagen.

Figuur 4 Overschot/tekort t.g.v. zon en wind in Scenario 2



Als er een draaiende reserve van 1.000 MWe zou moeten zijn (om fluctuaties en snelle toename van de elektriciteitsvraag te kunnen opvangen), dan nemen de overschotten toe omdat die draaiende reserve circa 9 TWh op jaarbasis produceert. Op uurbasis neemt het overschot toe tot 24 TWh, op dagbasis tot 14 TWh en op weekbasis tot 6 TWh.

Tegelijkertijd blijven er TWh-en die door regelbare eenheden moeten worden opgewekt (minimaal 30 TWh + verliezen bij opslag + afgeschakelde kWh-en zon en wind, bij elkaar zeker 50 TWh). Voor deze regelbare eenheden zal er vaste of gasvormige brandstof nodig zijn, in eerste instantie kan dat fossiele brandstof zijn, bij verdere verduurzaming van de energievoorziening zullen dat ook klimaatneutrale brandstoffen moeten zijn.

2.5 Toegevoegde waarde zon/wind bij groot aandeel zon/wind

De vraag die zich aandient is waar het omslagpunt ligt. Bij welk aandeel hernieuwbare energie moet een extra MW zon of wind voor een groot deel op dag-, week of seizoensbasis opgeslagen of verschoven worden?

Met het rekenmodel is berekend wat de benuttingsgraad is van een extra MW zon of wind als er beperkt tot veel zon + wind staat opgesteld. Hiervoor zijn naast de situatie SER-akkoord en het extreme scenario van 100% hernieuwbaar energie, nog twee tussenscenario's toegevoegd met dezelfde elektriciteitsvraag (125 TWh), dus zonder warmtepompen en elektrisch vervoer, en grote hoeveelheden zon-PV en wind op zee.

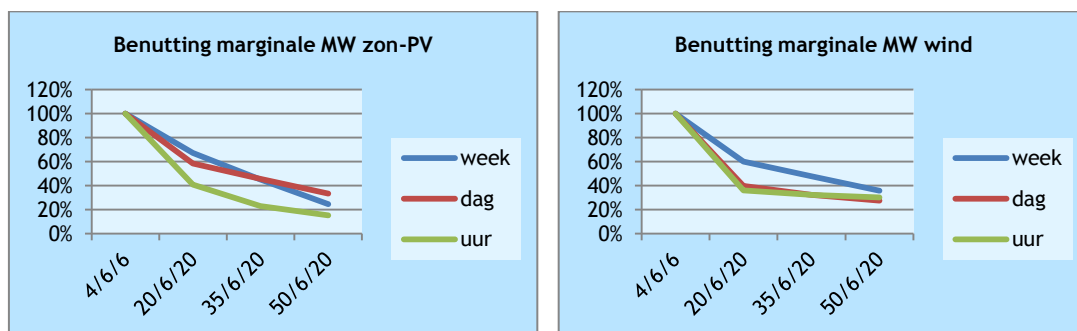
Tabel 5 Overschotten (TWh/jaar) in de verschillende varianten

Overschot	4/6/6	20/6/20	35/6/20	50/6/20
Week	0	4	9	17
Dag	0	12	18	25
uur	0	17	25	35
Productie	35	92	104	115
Aandeel HE	29%	77%	87%	96%

Variant 4/6/6 betekent 4 GW zon, 6 GW wind op land en 6 GW wind op zee.

In elke variant van het scenario is een extra MW zon-PV respectievelijk MW wind op zee geplaatst en is berekend welk deel daarvan benut wordt om in de elektriciteitsvraag te voorzien. Het andere deel moet opgeslagen of afgeschakeld worden.

Figuur 5 Benutting van de marginale MW zon-PV respectievelijk wind



2.6 Conclusies

De conclusie die hieruit getrokken kan worden is dat (in deze scenario's!) boven de 20 GW zon + 26 GW wind, zowel extra wind als extra zon voor de helft opgeslagen moet worden. Dit komt overeen met het energieverlies bij conversie en transport en wederom conversie als de elektriciteit uit zon of wind wordt opgeslagen. Boven dit aandeel fluctuerende hernieuwbare bronnen komt de vraag dus aan de orde of het nuttig is om extra kabels en installaties in Nederland aan te leggen of dat los van het net met wind op zee te gaan doen of een zonnebrandstof vanuit Spanje of Scandinavië te importeren. De zonnebrandstof kan dan op de gewenste locatie (zonder congestie) en gewenste tijd (duurste uren) worden omgezet in elektriciteit met een brandstofcel of een STEG.

Naast de 50 TWh die nog nodig is voor elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen in het scenario 100% HE als er geen directe zon en wind is, is er ook voor de andere energiefuncties (warmte, transport) nog veel energie nodig om de fossiele brandstoffen te vervangen.

In het scenario 100% HE is dat al 700 PJ per jaar. In de andere scenario's met minder efficiencyverbetering is dat zelfs nog meer. Als ook die hoeveelheid met hernieuwbare bronnen moet worden voorzien dan betekent dat een forse uitdaging. Dit zou met gas uit biomassapellets kunnen of met gas uit elektriciteitsproductie met zon of wind. In Hoofdstuk 3 werken we die routes uit.



3 Ketens van bron naar gebruik

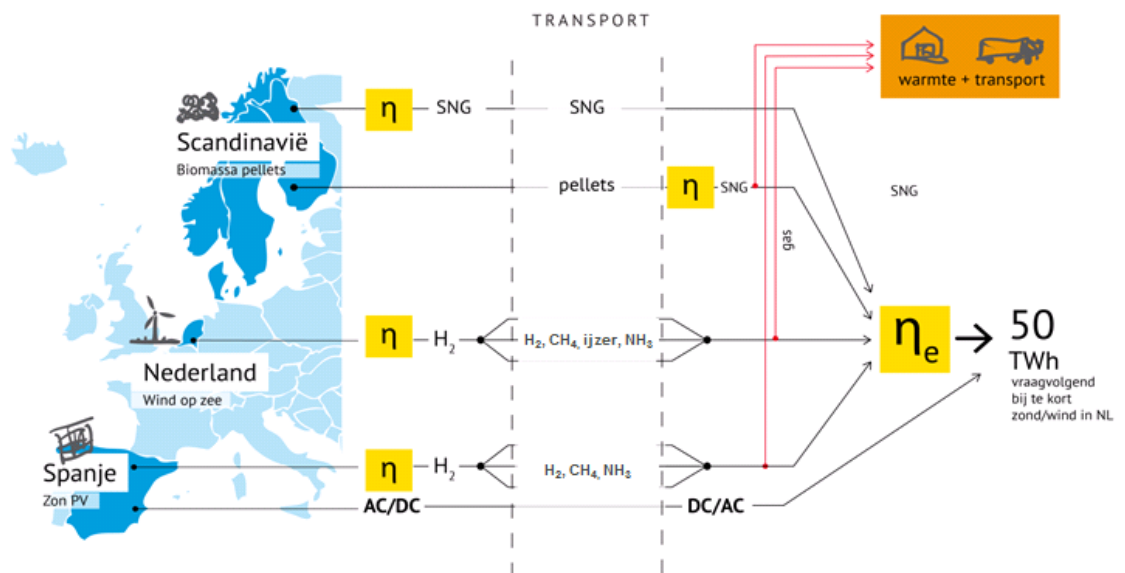
3.1 Beschouwde hernieuwbare energiebronnen

De vraag is welke de kosten zijn van verschillende manieren om hernieuwbare energie (50 TWh_e/jaar) in Nederland te gebruiken dat vraagvolgend is nadat al een groot percentage zon en wind in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening is opgesteld.

De volgende bronnen van hernieuwbare energie worden beschouwd:

1. Wind in Nederland.
2. Zon-PV in Spanje.
3. Biomassa in Scandinavische landen.

Figuur 6 Geografie van de drie bronnen van hernieuwbare energie en ketens naar Nederland



Ad.1. Bij uitwerking van productie en inzet van zonnebrandstoffen in Nederland, wordt extra windvermogen op de Noordzee geplaatst en worden de overschotten niet geëxporteerd, maar in eigen land met het oog op tekorten in de winter geconverteerd naar een energiedrager en opgeslagen. Extra kosten voor infrastructuur in Nederland (veel MS en HS) worden meegenomen.

Ad.2. In het tweede productiescenario worden zonnebrandstoffen in Spanje (als voorbeeld van een zonnig land binnen de EU met veel ruimte) geproduceerd gedurende de zomermaanden, waarna deze naar Nederland worden getransporteerd voor gebruik in met name de winter. In Spanje opgewekt duurzaam vermogen kan in principe ook met een kabel naar Nederland worden getransporteerd en hier worden gebruikt om tekorten in aanbod op te vangen. Dit is vooral een variant qua herkomst van de te converteren hernieuwbare elektriciteit met een voor elektriciteit andere prijs en beschikbaarheid in de tijd.

Ad.3. Voor biomassa wordt uitgegaan van houtachtige biomassa uit Scandinavië. Conform het Energieakkoord dient biomassa gebruikt voor grootschalige productie van elektriciteit en/of warmte te zijn gecertificeerd onder FSC of vergelijkbare duurzaamheidschema's. In Scandinavië is dergelijke duurzame biomassa grootschalig voorhanden. Deze biomassa wordt op verschillende manieren in Nederland gebruikt in de winterperiode.

3.1.1 Andere toepassingen van zonnebrandstoffen

Toepassing voor overbruggen van de onbalans in elektriciteitsproductie is één van de mogelijke gebruiken van de verschillende zonnebrandstoffen. Met name voor biomassa is een groot scala aan andere toepassingen mogelijk, van transportbrandstof tot grondstof voor chemicaliën.

De meest relevante toepassingen zijn productie van industriële warmte en gebruik als transportbrandstof. De laatste optie is weggelaten om de analyse niet al te complex te maken gezien het grote aantal verschillende well-to-wheel-ketens. Chemische producten vormen slechts een bescheiden deel van het totale gebruik van fossiele brandstoffen en is vanwege die beperkte relevantie ook buiten beschouwing gelaten.

3.2 Transport en conversiestappen

In elk van de drie productiescenario's zullen de bronnen met conversie-, opslag en transportstappen worden verbonden met de vraag naar energie. De ketens die beschouwd worden zijn sterk verschillend, maar voorzien wel allemaal in dezelfde vraag, namelijk 50 TWh elektriciteit in uren van productietekort, dus met eenheden met een lage bedrijfstijd (3.250 uur/jaar).

Met windvermogen en zon-PV vermogen geproduceerde elektriciteit kan middels waterelektrolyse worden omgezet in H_2 .

Waterstof heeft vanwege het lage gewicht per eenheid gas een voor seizoenopslag ongunstig lage energiedichtheid. Om deze te verdichten tot relevante waarden moet het gas of vergaand worden gecomprimeerd of worden geliquificeerd - beide opties zijn energie-intensief en duur. Als alternatief kan eventueel worden geconverteerd naar brandstoffen met een hogere energiedichtheid per volume-eenheid.

In deze studie worden meegenomen:

- CH_4 , geproduceerd door reactie van H_2 met CO_2 uit biomassa (bijvoorbeeld CO_2 uit biogasproductie);
- NH_3 , geproduceerd door reactie met N_2 uit lucht;
- reductie van Fe_2O_3 in speciaal voor wateropslag ontwikkelde poreuze korrels (concept van Tata).

Bij het laatste opslagconcept wordt H_2 weer teruggeproduceerd door de korrels met stoom bij $600^\circ C$ te laten oxideren tot Fe_2O_3 .

Houtachtige biomassa kan in principe met een stoomcyclus direct worden omgezet in elektriciteit.

Een alternatief is conversie naar SNG (synthetic natural gas), zoals wordt gedemonstreerd door de 20 MW GoBiGas I installatie in Göteborg, Zweden³.

³ Zie: <http://www.topsoe.com/news/2015/01/first-ever-large-scale-demonstration-biogas-plant-goes-stream-sweden-technology-topsoe>



Daarnaast is de keuze van een specifiek volume voor de seizoenopslag ook relevant in verband met de productiepotentiëlen van sommige typen zonnebrandstoffen en de capaciteit van bijvoorbeeld bestaande of in aanbouw zijnde opslagsystemen en infrastructuur:

- In een verduurzamende energiehuishouding zal tegen redelijke kosten verkrijgbare CO₂ voor de productie van SNG uit power-to-gas een schaars goed worden.
- Hoe kan voldoende H₂ worden opgeslagen - in gedepleteerde gasvelden, in hoge druk tanks, in de bestaande aardgasinfrastructuur? Op dit moment mag maar mondjasmaat waterstof worden bijgemengd aan aardgas op het net. Zelfs als hogere percentages worden toegelaten, biedt dat dan nog steeds voldoende ruimte om alle benodigde waterstof in het aardgasnet te kunnen opslaan?

In Tabel 6 is een overzicht gegeven van de ketens die uitgewerkt worden. De gepresenteerde routes zijn gekozen in overleg met Gasunie.

3.3 Overwegingen bij selectie van beschouwde ketens

Bij selectie van de in deze studie beschouwde ketens van productie, conversie, transport, opslag, conversie naar elektriciteit zijn de volgende overwegingen gebruikt:

- Winning van hernieuwbare energie op plaatsen die leiden tot laagste kosten per GJ.
Zonne-energie heeft in Spanje een hogere bedrijfstijd dan in Nederland en is daarom per kWh veel goedkoper dan in Nederland. Voor wind is de Noordzee de beste locatie.
- Een minimale behoefte aan additionele infrastructuur.
Infrastructuur vergt vaak hoge investeringen en is vanwege de benodigde procedures een langdurig en risicovol proces.
- Een goede beschikbaarheid aan bedrijfsmiddelen en grondstoffen.
Zon-PV in combinatie met H₂-productie is minder makkelijk te realiseren in het Spaanse binnenland gezien de waterschaarste in Spanje. Er is daarom uitgegaan van waterelektrolyse aan de kust, met gebruikmaking van gezuiverd zeewater als grondstof.
- Maximalisering van bedrijfstijd van infrastructuur en conversietechnieken.
Voor conversie van zonnebrandstof naar elektriciteit worden alleen technieken gebruikt die voldoende flexibel zijn om veranderingen in productie van windvermogen en zon-PV redelijk tot goed op te vangen. Ook opslagsystemen voor zonnebrandstoffen moeten voldoende flexibel zijn om snelle veranderingen in aanbod van hernieuwbaar vermogen te kunnen volgen.
- De conversietechnieken en opslagsystemen moeten bovendien tegen redelijke kosten beschikbaar zijn in 2030.
De technieken moeten in 2030 standaard technologie kunnen zijn. Anders is grootschalige toepassing tegen die tijd naar verwachting niet mogelijk.



Tabel 6 Overzicht van beschouwde ketens

[illegible]

3.4 Opslagsystemen

Opslagsystemen voor CH_4 en NH_3 zijn de voor deze producten gangbare ondergrondse gasopslag en opslag in tanks.

Beide opslagsystemen zijn in principe voldoende flexibel om snel een groot volume aan brandstof beschikbaar te kunnen stellen voor elektriciteits-opwekking.

Voor waterstof is voor tussentijds opslag uitgegaan van opslag in zoutcavernes, een in de praktijk toegepaste opslagmethode met lage risico's en in potentie grote opslagvolumes.

Een nieuw concept van Tata Steel dat mogelijk voordelen biedt ten opzichte van opslag onder druk of als vloeistof is gebruik van poreuze ijzerkorrels. Hierbij wordt in situaties met een energieoverschot waterstof gebruikt om de korrels te reduceren van Fe_2O_3 naar metallurgisch ijzer terwijl in situaties met een elektriciteitstekort waterstof wordt geproduceerd door de korrels bij 600°C te laten oxideren tot Fe_2O_3 door reactie met stoom. Dit concept is nog zeer nieuw, zodat nog weinig bekend is over regelsnelheid en duurzaamheid van de processen.

Er is verder aangenomen dat bij conversie van duurzame elektriciteit naar zonnebrandstoffen pompaccumulatiecentrales worden toegepast om continue productie van de brandstoffen mogelijk te maken, zodat met kleinere installaties een hogere bedrijfstijd kan worden bereikt. 'Incidenteel' geproduceerde duurzame elektriciteit wordt tussentijds met 80% rendement in de pompaccumulatiecentrales opgeslagen om als een basislast aan de conversieprocessen te worden gevoed.

Ook voor directe levering van elektriciteit vanuit Spanje via een aparte HVDC-kabel is aangenomen dat een pompaccumulatiecentrale wordt toegepast om ongelijktijdigheid in vraag en aanbod te overbruggen. Het heeft hier de functie als seizoensopslag en heeft om die reden een aanzienlijk grotere omvang dan in de andere ketens.

3.5 Conversie voor elektriciteit uit zonnebrandstoffen

Voor toepassing van NH_3 is uitgegaan van gebruik van verbrandingsmotoren. Inzet van ammoniak in verbrandingsmotoren is een optie die bijvoorbeeld tijdens de Tweede Wereldoorlog in Brussel is toegepast in stadsbussen. Toepassing in gasturbines en brandstofcellen staat daarentegen nog in de kinderschoenen. Ammoniak kan bovendien alleen in hoge temperatuur brandstofcellen worden ingezet, die weliswaar een hoge op- en afschakel-snelheid hebben wanneer ze op temperatuur zijn, maar die zeker meerdere uren tijd nodig hebben om bij een koude start op vol vermogen te komen. Ze zijn daarom minder geschikt voor aanpassingen in productie aan plotselinge vraagfluctuaties.

Voor elektriciteitsproductie op basis van waterstof is de te beschouwen techniek nog niet duidelijk. PEM⁴-brandstofcellen zijn in principe zeer geschikt voor flexibele elektriciteitsproductie op basis van waterstof. Ze hebben een hoog rendement (Nedstack: 50-55%), hoge regelsnelheid en een hoog

⁴ Proton Exchange Membrane.



rendement in deellast. Mogelijk is voor waterstof in 2030 goedkope brandstofcel technologie beschikbaar. Er worden voor PEM-technologie minimale specifieke investeringskosten van € 50/kW_e genoemd. In het optimistische scenario is een specifieke investering van 640 €/kW_e gehanteerd.

Aan de andere kant zijn brandstofcellen met een specifieke investering van € 1.000/kW_e nog 2-3 maal duurder dan een grootschalige verbrandingsmotor. Onduidelijk is nog hoe snel en tot welk niveau de kostprijs kan dalen (gevoeligheidsanalyse). Daar komt bij dat ook een verbrandingsmotor een aantrekkelijke regelsnelheid heeft en dat het rendement niet onder hoeft te doen voor dat van een brandstofcel of dat rendement in ieder geval kan benaderen. De voor BMW voor toepassing in auto's ontwikkelde kleinschalige waterstof-motor kan een rendement van 42% realiseren. In het model is voor een grootschalige stationaire motor met een rendement van 50% gerekend.

3.6 Ketenganalyse per scenario

Voor elk van de drie productiescenario's is een ketenganalyse gemaakt waarbij kosten en verliezen in beeld worden gebracht en zoveel mogelijk grafisch worden gepresenteerd. In de drie bijgevoegde bijlagen worden de achterliggende data en uitgangspunten gedocumenteerd.

3.6.1 Zon/wind in Spanje

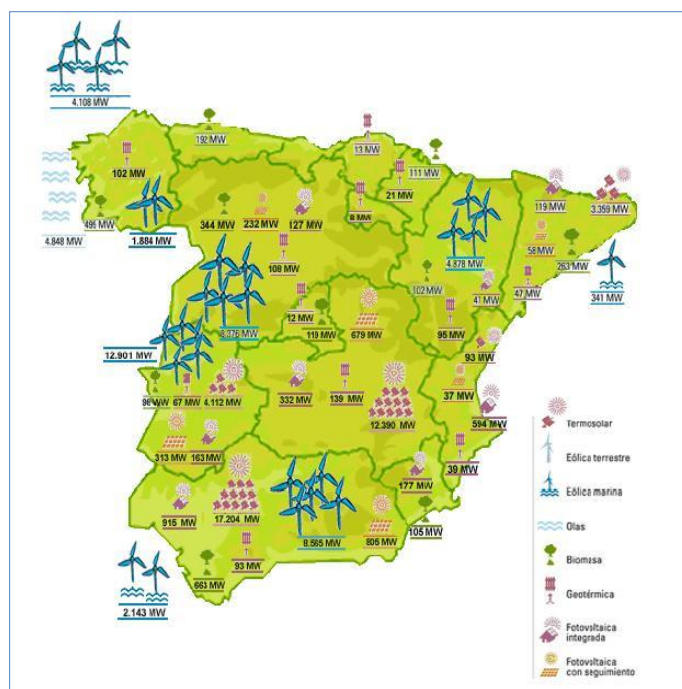
Voor de routes gebaseerd op duurzame elektriciteit geproduceerd met zon-PV en windvermogen is steeds uitgegaan van conversie naar zonnebrandstoffen in Noordoost Spanje - meer precies de regio's rond Gijon, Santander en Bilbao. Redenen om hiervan uit te gaan zijn:

- beschikbaarheid van een diepzeehaven (zeker in Gijon) met LNG-terminals;
- beschikbaarheid van water voor omzetting van elektriciteit in H₂;
- aansluiting op grensoverschrijdende transmissie gasleidingen en elektriciteitsleidingen;
- relatief dichtbij de voornaamste initiatieven voor onshore en offshore windparken en zon-PV;
- beschikbaarheid van zoutlagen geschikt voor aanleg van cavernes voor tussentijdse opslag van H₂, CO₂ of CH₄.

Voor de productie van netto 50 TWhe is een brutoproductie van circa 170 TWhe nodig. Dit vergt een opgesteld vermogen aan zonnecellen van 115 GW met een gebied van 10 x 10 km.



Figuur 7 Geografische locaties van de Spaanse ambities voor opwekking van hernieuwbare elektriciteit



In alle varianten is verondersteld dat elektriciteit uit zon-PV en wind op land via HD kabels over ongeveer 500 kilometer afstand naar de Spaanse Noordoostkust wordt getransporteerd en daar gebruikt wordt voor H_2 -productie middels waterelektrolyse. Productiekosten en beschikbaarheid van zon-PV in Spanje zijn gegeven in Tabel 7. Ter vergelijking is ook de als te dure optie niet verder beschouwde CSP-optie opgenomen. Ook wind op land in Spanje is buiten beschouwing gelaten vanwege de - verwachte - lage kosten voor zon-PV.

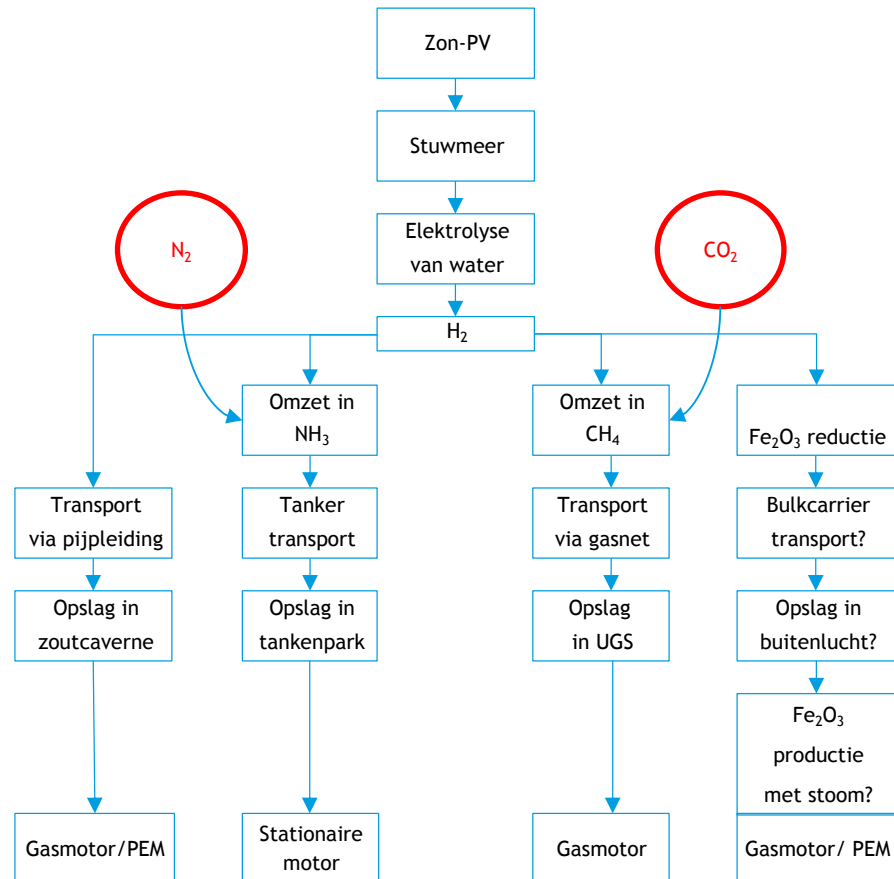
Tabel 7 Productiekosten en beschikbaarheid van elektriciteitsproductie in Spanje

	Prijsniveaus hernieuwbaar vermogen (€/MWh)		Beschikbaarheid
	Pessimistisch: anno nu	Optimistisch: anno 2035	
Onshore windvermogen	83	73	25 à 30%
Zon-PV	80	25	20%
CSP	350	175	45%

Voor elektrolyse zijn wat betreft energetisch rendement en specifieke investeringskosten (€/kW_e opgenomen) twee varianten beschouwd:

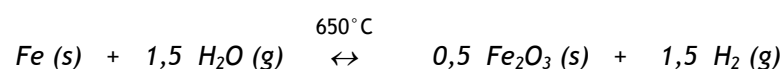
- huidige stand der techniek gebaseerd op alkaline elektrolysetechnologie (57%, € 930/kW_e);
- een gunstige toekomstige stand der techniek, gebaseerd op solid oxide elektrolyser celtechnologie (77%, € 350/kW_e).

Figuur 8 Voor zon-PV en wind op land in Spanje beschouwde routes



Aan de Spaanse Noordoostkust geproduceerde H₂ wordt via volgende varianten naar Nederland getransporteerd:

- Rechtstreeks transport als H₂ via een aparte gasleiding, gekoppeld aan opslag in zoutcavernes.
- Rechtstreeks transport via aardgas pijpleidingennetwerk na omzetting in CH₄. *Er is aangenomen dat de bestaande infrastructuur van transmissie pijpleidingen in Frankrijk en Spanje voldoende capaciteit hebben om het te produceren SNG-volume naar Nederland af te voeren en dat er op locatie voldoende CO₂ van biologische oorsprong beschikbaar is.*
- Omzetting in NH₃ en transport per tanker. *H₂ uit hernieuwbare bronnen wordt in basislastproductie omgezet in vloeibare NH₃. Na tankertransport wordt de aangevoerde NH₃ in een (paar) centrale tankenparken opgeslagen en in aparte energiecentrales verstoekt.*
- Opslag in ijzerkorrels en terugproduceren van H₂ in Nederland. *De opslag in ijzer is gebaseerd op de reactie van ijzer met stoom tot waterstof en ijzeroxide. De retourreactie van ijzeroxide en waterstof naar ijzer en stoom is analoog aan directe reductie van ijzeroxidehoudend erts. Beide reacties vormen in feite een evenwichtsreactie:*



Voor alle routes is aangenomen dat voor elektriciteitsproductie nieuwe opwekkingscapaciteit moeten worden gerealiseerd.

3.6.2 Zon/wind in Nederland

Voor productie van zonnebrandstoffen in Nederland is uitgegaan van plaatsing van extra vermogen aan wind op zee. Productiekosten en beschikbaarheid zijn gegeven in Tabel 7.

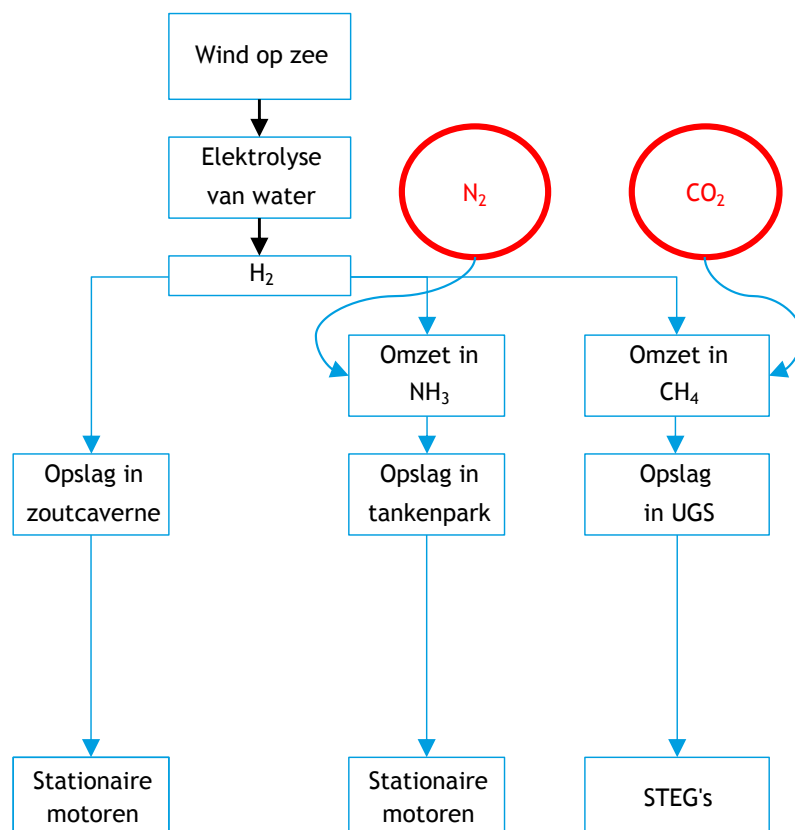
Tabel 8 Productiekosten en beschikbaarheid voor duurzame elektriciteitsbronnen in Nederland

	Prijsniveaus hernieuwbaar vermogen (€/MWh)		Beschikbaarheid
	Pessimistisch: anno nu	Optimistisch: anno 2035	
Offshore windvermogen	150	90	45%

Wind op zee kan in de toekomst een hogere beschikbaarheid hebben wanneer grotere en windgevoeligere windmolens beschikbaar komen.

Voor productie van waterstof uit hernieuwbare elektriciteit, tussenopslag en eventuele omzetting in CH₄ of NH₃ zijn dezelfde processen en waarden aangehouden als bij zon-PV in Spanje.

Figuur 9 Voor zon-PV en wind op zee in Nederland beschouwde routes



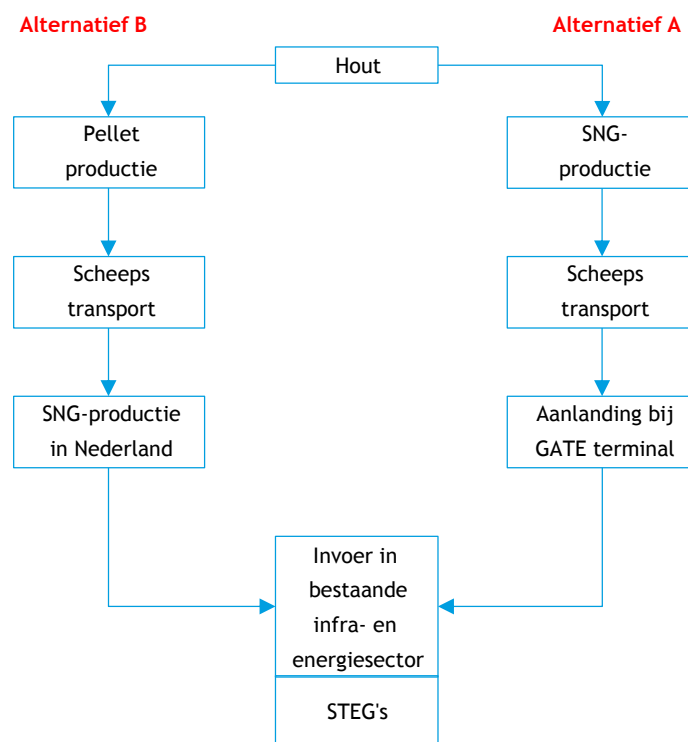
3.6.3 Biomassa Scandinavië

In deze routes wordt gechipt dunningshout uit duurzaam beheerd en FSC/PEFC-gecertificeerd bos en bijproducten van houtverwerking (schaafsel, zaagsel) van gecertificeerd hout wordt via vergassing omgezet in SNG.

Er zijn twee routes beschouwd, die de uitersten vormen van de denkbare varianten in invullingen van deze route (zie Figuur 10):

- Lokale pelletproductie in bosrijke regio's, afvoer via scheepvaartroutes naar centrale vergassing in de omgeving van Stockholm, waarna daar geproduceerde SNG via een deels nieuwe gasleiding (Stockholm - Göteborg), deel bestaande gasleidingsysteem naar Nederland getransporteerd. In Nederland wordt de SNG opgeslagen in bestaande ondergrondse gasopslaglocaties voor gebruik bij onvoldoende aanbod aan windvermogen en zon-PV vermogen in Nederland.
- Lokale productie van pellets in Scandinavië, scheepstransport naar en productie van SNG via vergassing in Noord-Nederland.

Figuur 10 De beschouwde biomassa naar SNG-routes



De analyse is uitgevoerd voor twee schaalgroottes:

- een 100 MW_{SNG}-installatie ($\eta_{SNG} = 65\%$), representatief voor de korte termijn (pessimistisch scenario);
- een 450 MW_{SNG}-installatie ($\eta_{SNG} = 70\%$), naar verwachting representatief voor de stand der techniek anno 2030 (optimistisch scenario).

Omdat er nog maar één demonstratie-installatie op pre-commerciële schaal operationeel is (GoBiGas 1), is voor parameters als specifieke investeringen en energetische rendementen gebruik gemaakt van data uit bureaustudies.

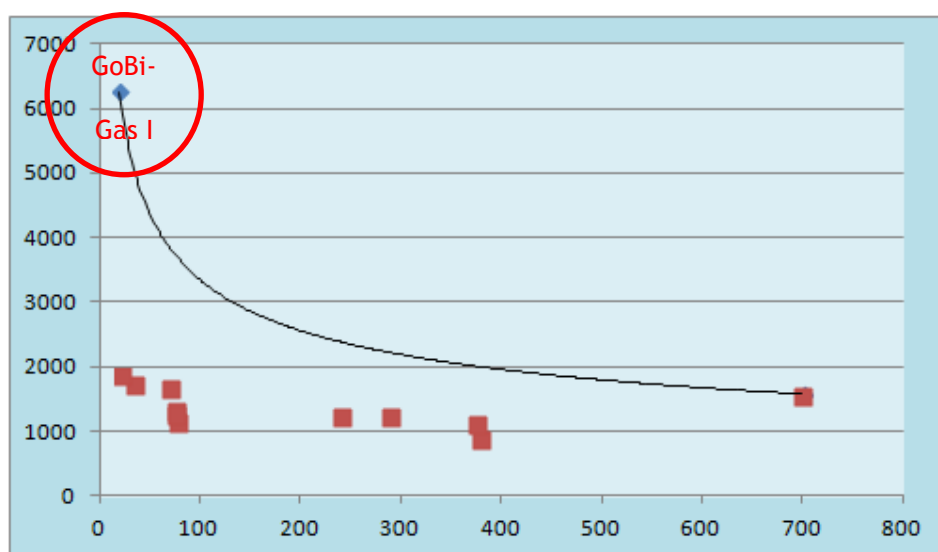
In de geraadpleegde bureaustudies aangehouden specifieke investeringen zijn zeer laag in vergelijking met de werkelijke kosten voor GoBiGas 1. In deze studies is aan de andere kant wel informatie verwerkt over grootschalige productie-eenheden voor SNG-productie uit steenkool en bruinkool.

In de kostenschattingen zijn verder twee waarden aangehouden voor de prijs van chips:

- huidige prijs van ongeveer € 5/GJ FOB in Zweden (optimistisch scenario);
- een prijs van ongeveer € 8/GJ FOB in Zweden, representatief voor een situatie waarin de vraag naar houtchips voor verschillende energetische toepassingen sterk is gestegen t.o.v. de huidige vraag (pessimistisch scenario).

SNG kan voor elektriciteitsproductie worden ingezet in bestaande productie-eenheden.

Figuur 11 Investeringskosten voor SNG uit biomassa



Bronnen: Bureaustudies van ECN, KEMA, DBFZ.

3.6.4 Implementatie in perspectief

Om een indruk te geven van de praktische implicaties en realiseerbaarheid van de beschouwde routes zijn hieronder enkele reflecties op productievolumes en opslagcapaciteit gegeven voor het tekort uit Scenario 1 (50 TWh_e/jaar) uit Hoofdstuk 2.

Hernieuwbare energie vermogen in perspectief

Ter vergelijking de volgende informatie:

- Het totale windvermogen dat in de Nederlandse Economische Exclusiezone in de Noordzee kan worden opgesteld in water met diepten < 50 meter bedraagt (na aftrek van gebieden met andere functies) circa 120 GW⁵.
- Oppervlak dat in Spanje nodig is voor opwekken van 50 TWh_e/jaar via zonnebrandstoffen bedraagt minimaal 10 x 10 kilometers:
 - opbrengst per m² in Zuid Spanje = 1,8 MWh_e/jaar⁶;

⁵ Zie http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/Windenergie_op_de_Noordzee_%20Maarten_Hajer.pdf.

- nodig aan zon-PV bij ketenrendement van 30% = 167 TWh_e/jaar;
 - nodig aan zonnepanelen = $167 / 1,8 = 93 \text{ km}^2$ of $9,7 \times 9,7 \text{ km}$.
- Stel dat de effectieve benodigde ruimte het dubbele is, vanwege wegen e.d., dan is het oppervlak nog steeds relatief bewerkt tot $13,7 \times 13,7 \text{ km}$.

Waterstofopslag

Voor opslag en toepassing van H₂ van belang is de vraag welk percentage H₂ in 2030 in het aardgasnet acceptabel is. Overbruggen van een tekort van 50 TWh_e met elektriciteitsproductie uit waterstof bij een netto elektrisch rendement van 50% vergt productie van bijna 35 BCM aan waterstof, ongeveer evenveel als de huidige binnenlandse aardgasconsumptie. Zoveel opslagcapaciteit is er momenteel niet in Langelo/Grijpskerk (10 BCM) en Bergermeer (4,5 BCM).

Opslag van 100 TWh aan H₂ in ijzerkorrels (maximaal 60 GJ/m³, 8 GJ/ton) vergt 40-45 Mton ijzer, grofweg 5-6 maal de productie van Tata Steel IJmuiden en alleen al in de vorm van puur staal overeenkomend met een volume van 11-13 miljoen m³ (230 x 230 x 230 m).

SNG uit H₂ en CO₂

Productie van SNG uit waterstof en CO₂ vergt ongeveer 20 Mton/jaar aan CO₂. Een hoeveelheid van 20 Mton komt overeen met 12 Mton aan kurkdroog hout (45% C), ongeveer 4 maal meer dan de hoeveelheid pellets die nodig is om de doelstelling voor meestoken uit het SER Energieakkoord in te vullen.

Ammoniak als zonnebrandstof en seizoenopslag

Gebruik van ammoniak als zonnebrandstof en opslagmedium vergt bij een seizoentekort van 50 TWh_e een totale productie van 15-20 Mton NH₃/jaar, vergelijkbaar met bijna 15% van de huidige mondiale productie of 15-20 'world scale' productie-installaties.

Opslag van deze hoeveelheid vergt een tankenpark van 300 tanks met opslagcapaciteit van 60.000 ton (grootste schaalgrootte momenteel beschikbaar) en met een diameter en hoogte van 70 respectievelijk 16 meter. Ter vergelijking, de strategische oliereserves zijn in Nederland ongeveer 4 Mton qua omvang. De reserves zijn opgeslagen in een aantal megatanks op de Maasvlakte (dimensies niet direct te vinden) en zoutcavernes.

Biomassa en SNG uit biomassa

De jaarlijks voor productie van 50 TWh_e benodigde hoeveelheid biomassa bedraagt ongeveer 30 Mton (droge stof). Ter vergelijking, dat is:

- 10 maal meer dan onder het SER Energieakkoord nodig is voor meestoken in kolencentrales;
- ongeveer 50% van de complete hoeveelheid aan dunningshout dat nu in de 'wood basket' in het Zuidoosten van de VS beschikbaar is in de vorm van dunningshout;
- evenveel als de totale houtoogst - voor gezaagd hout, pulpproductie en energietoepassingen in Zweden.

Het benodigde volume aan SNG is aan de andere kant wel ongeveer gelijk aan de bestaande opslagcapaciteit in Grijpskerk, Langelo en Bergermeer (4,1 + 1,5 + 5,0 BCM/jaar).

⁶ Zie: <http://www.gaisma.com/en/location/almeria.html>.



Productie van elektriciteit uit waterstof, ammoniak en CH₄

Een tekort van 50 TWh_e opvangen in de koudere en meer duistere maanden van het jaar vergt circa 28.000 MW_e opgesteld vermogen, die gedurende ongeveer 3.300 uur/jaar wordt ingezet met een gemiddelde benuttingsgraad van 45%.

Voor productie op basis van aardgas is dit vermogen mogelijk deels al c.q. nog beschikbaar in de vorm van recent gerealiseerde energiecentrales, zoals de Maxima centrale. Gebruik van waterstof en ammoniak voor elektriciteitsproductie zal echter investering vergen in nieuwe productiecapaciteit, waarschijnlijk in de vorm van stationaire motoren of eventueel brandstofcellen in geval van H₂. Uitgaande van een 1^e orde schatting voor investeringen van € 400/kWe is de investering in motoren alleen al € 11 miljard groot.



4 Conclusies

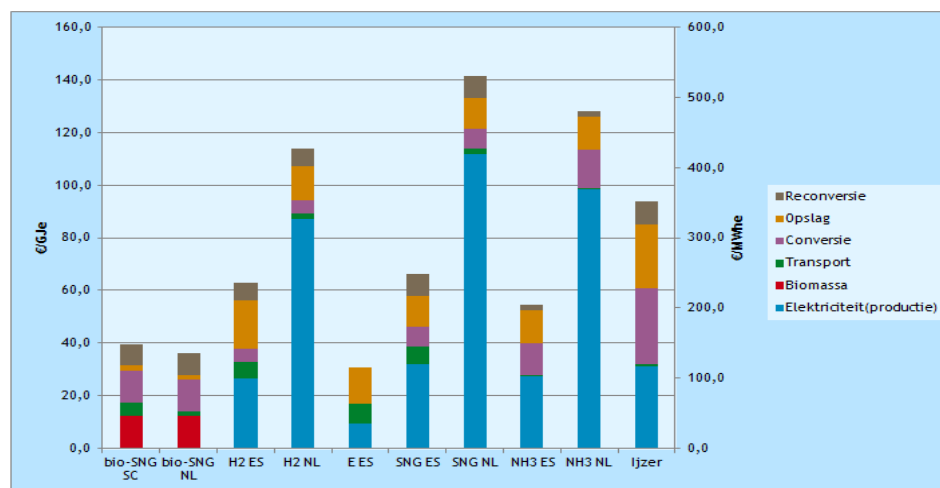
4.1 Vergelijking van de hoofdroutes

In dit hoofdstuk worden de resultaten gepresenteerd van de economische analyse van de beschouwde ketens. Hierin is als aangegeven in Hoofdstuk 2 uitgegaan van een totaal tekort aan elektriciteit van 50 TWhe/jaar (en een latente behoefte aan brandstof voor warmte en transport van 500-1.000 PJ/jaar)⁷.

Met een uitgebreide set aan uitgangspunten zijn alle ketens doorgerekend. De waarden van de verschillende parameters zijn beschreven in de bijlagen. Zoals eerder aangegeven is bij alle productieketens aangenomen dat voor conversie van zonnebrandstoffen naar elektriciteit nieuwe opwekkingscapaciteit moet worden geïnstalleerd. Op basis van Bijlage A is aangenomen dat ongeveer 30 GW aan 'pieklastvermogen' beschikbaar moet zijn (zie Figuur 20, diagram voor overschot/tekort per uur) voor het opvangen van tekorten in aanbod. Dit piekvermogen heeft een beschikbaarheid van circa 3.250 uur/jaar aan equivalente vollasturen. Als op dit moment elektriciteit met een STEG geproduceerd zou worden met een bedrijfstijd van 3.250 uur betekent dit dat de overall prijs € 100 per MWh bedraagt (bij een gasprijs van 22 €/t per m³).

In het basisscenario (optimistische scenario) is gerekend met lagere investeringskosten en hogere energetische rendementen ten opzichte van huidige technieken, ontstaan na succesvolle innovaties. Dit is verantwoord omdat de analyse gericht is op de periode na 2030 en veel technieken nog verder kunnen innoveren.

Figuur 12 Overall productieketen elektriciteit uit hernieuwbare bronnen



Toelichting:

Bio-SNG⁸ SC = Bio SNG uit Scandinavië

⁷ Zie: http://www.ce.nl/publicatie/scenario-ontwikkeling_energievoorziening_2030/1490

⁸ SNG staat voor Synthetic Natural Gas, methaan geproduceerd uit biomassa (bio-SNG) of uit een reactie van CO₂ met waterstof, bijvoorbeeld waterstof uit hernieuwbare bronnen als water elektrolyse met elektriciteit uit zon-PV of windvermogen.



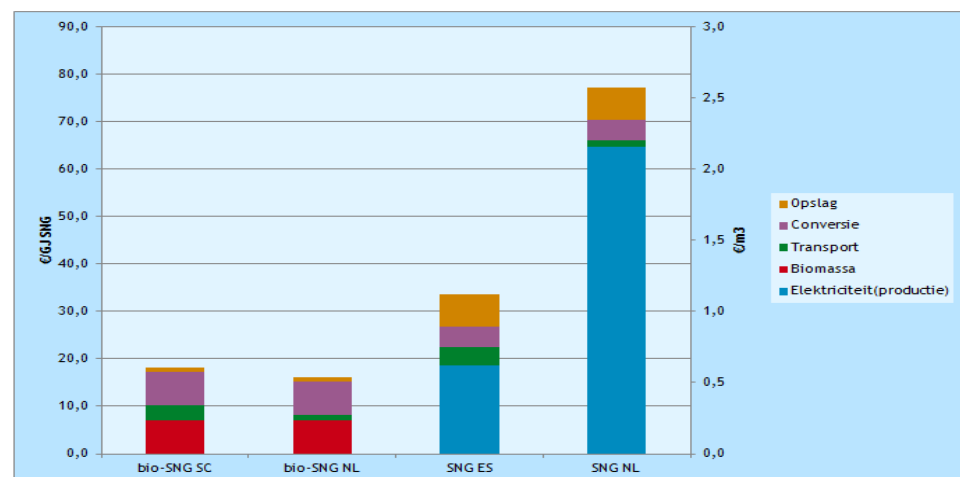
Bio-SNG NL =	Bio SNG geproduceerd in Nederland uit geïmporteerde biomassa
H ₂ ES =	Waterstof uit zon-PV in Spanje
H ₂ NL =	Waterstof uit wind op zee in Nederland
E ES =	Elektriciteit uit zon-PV in Spanje, per kabel naar Nederland
SNG ¹ ES =	Methaan uit zon-PV in Spanje
SNG NL =	Methaan uit wind op zee in Nederland
NH ₃ ES ⁹ =	Ammoniak (NH ₃) uit zon-PV in Spanje
NH ₃ NL =	Ammoniak uit wind op zee in Nederland
IJzer =	Gebruik van ijzerkorrels als opslagmedium voor H ₂ uit Spaanse zon-PV tijdens transport naar Nederland

Rekening houdend met alle onnauwkeurigheden kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

- de goedkoopste manieren om elektriciteit voor tijdstippen van onvoldoende zon en wind in Nederland aan te vullen kan met:
 - elektriciteitsproductie in Spanje met een HVDC-verbinding;
 - biomassa met SNG-productie;
 - de kostprijs hiervan is vergelijkbaar met elektriciteit uit aardgas met een STEG met een lage bedrijfstijd (€ 100 per MWh);
- iets duurder zijn:
 - elektriciteit + waterstof uit Spanje;
 - elektriciteit + SNG uit Spanje;
 - elektriciteit + ammoniak uit Spanje;
- de opties waarbij hernieuwbare elektriciteit in Nederland wordt geproduceerd en in een of andere vorm wordt opgeslagen voor een ander moment zijn substantieel duurder.

Daarnaast hebben we berekend wat de prijs van gas is volgens de verschillende ketens inclusief transport naar Nederland, dus exclusief de conversie naar elektriciteit. Dit gas is in principe bruikbaar voor elektriciteitsproductie, maar ook voor warmte en transport.

Figuur 13 Overall productiekosten gas uit hernieuwbare bronnen



⁹ Ammoniak kan worden geproduceerd door reactie van stikstof (N₂) met waterstof (H₂). Waterstof kan worden geproduceerd door waterelektrolyse met elektriciteit uit hernieuwbare bronnen, bijvoorbeeld wind op zee in Nederland en zon-PV in Spanje



Het produceren van gas uit wind op de Noordzee is niet concurrerend met de andere drie opties.

De prijzen van de drie opties zijn vergelijkbaar € 20 per GJ (circa 60 €ct per m³). Dit is goedkoper dan productie van groengas uit Nederlandse biomassa. De keten met productie van SNG in Nederland is iets goedkoper dan transport van gas via pijpleidingen naar Nederland. De productiekosten van gas uit zon-PV in Spanje zijn vergelijkbaar qua kosten aan SNG uit biomassa.

De hoofdconclusie uit deze verkenning van de onderzochte routes is daarmee dat hernieuwbare energie na 2025-2030 geïmporteerd zal moeten worden, zowel voor de elektriciteitsvoorziening als voor de transport en warmtevraag.

Conversie van zon-PV uit zonnige streken, inclusief verliezen en transportkosten wordt aantrekkelijker dan productie van wind (en opslag) op de Noordzee. Gasvormige energiedragers kunnen hierbij een rol vervullen door de goedkopere en maatschappelijk waarschijnlijk meer acceptabele opslagmogelijkheden. SNG uit elektriciteit in Spanje lijkt de meest aantrekkelijke route omdat er geen maatschappelijke complicaties zijn (geen 1,700 km HVDC verbindingen, geen problemen met duurzaamheid van bronnen) en het concept goed opschaalbaar is.

4.2 Gevoeligheidsanalyse

In de analyse is een optimistische insteek gekozen voor wat betreft technologieontwikkeling en de effecten daarvan op energetische rendementen en productiekosten. Middels een pessimistischere inschatting van technologieontwikkeling, energetische rendementen en productiekosten is geëvalueerd hoe gevoelig de resultaten van onze verkenning zijn voor:

- kostprijs zon-PV, wind op zee en biomassa;
- conversieverliezen van omzetting van elektriciteit naar gas, biomassa naar gas.

In het pessimistische scenario wordt uitgegaan van hoge kosten voor conversietechnieken en lage energetische rendementen van conversieprocessen, gebaseerd op bekende technieken zonder noemenswaardige innovaties.

Vergeleken zijn achtereenvolgens:

- Bio SNG-productie uit Scandinavische houtpellets in Zweden of in Nederland met tussenopslag in ondergrondse gasopslaglocaties.
In het pessimistische scenario is duurdere biomassa (€ 8/GJ) beschouwd en is uitgegaan van kleinere en duurdere installaties. Pellettransport naar Nederland is vrij duur vanwege de kleine havens in Oostzee en Botnische Golf.
- Per HVDC-kabel naar Nederland getransporteerde elektriciteit uit Spaanse zon-PV (productiekosten elektriciteit: €ct 25/kWhe).
Er is - als aangegeven in vorig hoofdstuk - aangenomen dat er tussenopslag van elektriciteit in pompaccumulatiecentrales plaatsvindt.
- H₂-productie uit Spaanse zon-PV en Nederlandse wind op zee (productiekosten €ct 9/kWhe in 2035).
Voor H₂-productie in Spanje is verondersteld dat de H₂ per aparte pijpleiding naar Nederland wordt getransporteerd en tussentijds in een caveerne wordt opgeslagen. Bij productie in Nederland wordt direct in zoutcavernes opgeslagen.
- CH₄-productie via H₂ en CO₂ methanisering in Spanje en Nederland
Voor beide routes is een CO₂-prijs van € 15/ton aangenomen, representatief voor hooggeconcentreerde CO₂-bronnen als ethanolproductie en biogasproductie.



- Ammoniakproductie uit H₂ in Nederland en Spanje.
- Meer details over uitgangspunten zijn te vinden in Tabel 9. De gehanteerde waarden zijn representatief voor de huidige stand der techniek.

Tabel 9 Aangehouden parameters in basisanalyse en gevoeligheidsanalyse

	Optimistisch	Pessimistisch
Rendement elektrolyse	77%	57%
Rendement methanisatie	65%	60%
Rendement biomassa -> SNG	70%	65%
Capex elektrolyse, €/kWe opgenomen	350	930
Capex methanisatie, €/kW _{CH₄}	90	700
E-prijs NL Wind, €/ct/kWhe	9	15
E-prijs ES Zon, €/ct/kWhe	25	8
Biomassaprijs, €/GJ	5	8
Schaalgrootte vergasser biomassa, MW _{SNG}	450	100

De gevoeligheidsanalyse met pessimistischere inschattingen voor techniek-ontwikkeling geen andere conclusies - de verschillen worden enkel geprononceerder. De resultaten voor het pessimistische en optimistische scenario zijn gepresenteerd in Figuur 14.

Figuur 14 Economische analyse voor optimistisch en pessimistisch scenario



De staafdiagrammen voor productiekosten van elektriciteit (de bovenste figuren) illustreren de invloed van:

- De elektriciteitsprijs; H₂-productie in Spanje en daardoor ook productie van NH₃ en CH₄ in Spanje zijn aanzienlijk goedkoper dankzij de lage kosten voor elektriciteit uit zon-PV. De lagere beschikbaarheid hiervan en de navenant hogere investeringen in pompaccumulatievermogen hebben hierop weinig invloed, o.a. omdat pompaccumulatiecentrales voor 50 jaar of langer worden gebouwd.
- Het rendement voor H₂-productie en voor eventuele navolgende conversies; Bij de aangehouden lagere efficiëntie voor elektrolyse in het pessimistische scenario worden kosten voor H₂-productie in dit scenario 150-200% hoger (verhouding 1 ÷ 2,5 tot 1 ÷ 3) geschat dan in het optimistische scenario. Voor NH₃-route en CH₄-route (via H₂) zijn de schattingen nog hoger ten opzichte van het optimistische technologie-scenario.

Maar zoals de staafdiagrammen ook aangeven is directe levering via een aparte kabel nog steeds duidelijk goedkoper. Deels vanwege het veel hogere rendement van levering - er zijn geen conversieverliezen in H₂-productie en nakomende conversieprocessen - deels omdat de investeringen over een hele lange periode van 50 jaar kunnen worden afgeschreven.

Ook bio-SNG scoort relatief goedkoop:

- De aangehouden biomassaprijzen van € 5-€ 8 per GJ houtpellets zijn nog steeds lager dan elektriciteit uit zon-PV in Spanje (± € 14/GJ).
- De conversierendementen voor conversie naar SNG en vervolgens van SNG naar elektriciteit zijn vergelijkbaar of hoger dan die voor omzetting van elektriciteit in H₂ en H₂ in elektriciteit.
- Elektriciteit uit duurzame bronnen als zon-PV moet echt waarden van €ct 2-€ct 3 per kWh_e bereiken willen de beschouwde routes voor zonnebrandstoffen uit elektriciteit concurrerend zijn met routes gebaseerd op biomassa. Aan de andere kant is de beschikbaarheid van biomassa waarschijnlijk een struikelblok.

Figuur 15 Overzicht uitgangspunten voor optimistische en pessimistische techniekscenario's

	Pessimistisch	Optimistisch	
Energievraag	50	50	TWh
E-prijs Scandinavië	45	40	€/MWh
E-prijs NL Wind	150	90	€/MWh
E-prijs ES Zon	80	25	€/MWh
CO ₂ -prijs	15	15	€/ton
Kostprijs biomassa	8,0	5,0	€/GJ
Rendement elektrolyse	57%	77%	
Rendement methanisatie	70%	85%	
Rendement biomassa -> SNG	65%	70%	
Invest. synthesesloop NH ₃	130	93	M€
CAPEX elektrolyse	930	350	€/kWe
OPEX elektrolyse	4%	3%	% van CAPEX
CAPEX methanisatie	700	90	€/kW CH ₄
OPEX methanisatie	10%	10%	% van CAPEX
CAPEX brandstofcel	1.000	638	€/kWe
OPEX gasmotor	4%	2%	% van CAPEX
Investeringen ondergrondse gasopslag	0,03	0,03	€/m ³



	Pessimistisch	Optimistisch	
Schaalgrootte vergasser	100	450	MW _{SNG}
Investerings vergasser	385	521	M€
Elektriciteitsverbruik vergasser	15	2	MW _e /MW _{SNG}
Beschikbaarheid installaties	7.500 uur/86%	8.000 uur/91%	
STEG Beschikbaarheid	3.267 uur/37%	5.256 uur/60%	
Beschikbaarheid wind NL offshore	25%	25%	
Beschikbaarheid zon ES	45%	45%	

4.3 Punten voor nadere onderzoek

Zoals aangegeven in voorgaande paragrafen zijn er een aantal onderwerpen die bij verdere verkenning van de verschillende productieroutes voor zonnebrandstoffen met meer diepgang zouden moeten worden onderzocht om een realistischer beeld te kunnen schetsen van de implementatie-mogelijkheden voor zonnebrandstoffen. De voornaamste punten zijn:

1. Niet-financiële barrières en pluspunten.
2. De productiepatronen van elektriciteitslevering uit hernieuwbare bronnen, zonnebrandstoffen en opslagsystemen voor elektriciteit en de onderlinge afstemming tussen deze elektriciteitsbronnen.
3. Beschikbaarheid van biomassa en prijs waartegen duurzame biomassa kan worden gecontracteerd.

Niet-financiële barrières en pluspunten

Bij het doorrekenen van de ketens zijn sommige stappen weliswaar goedkoop, maar niet altijd praktisch uitvoerbaar. Hierbij kan gedacht worden aan het realiseren van een HVDC-verbinding van Spanje naar Nederland, of een pompaccumulatiemeer in Spanje. Daarnaast is het ruimtegebruik voor opslag van elektriciteit vaak groter dan van opslag van gas.

- Ook de economische impact voor Nederland is verschillend. Het maakt verschil of de biomassapellets in Rotterdam worden vergast of in Scandinavië.
- Al deze niet-financiële aspecten kunnen een doorslaggevende rol spelen bij de levensvatbaarheid van een specifieke keten.
- In de tweede plaats zal het potentieel mede worden bepaald door productiekosten, investeringen en maatschappelijk draagvlak.
- Maatschappelijk draagvlak zal mede afhangen van het benodigde oppervlak van de stuwmere en de locaties waar deze kunnen worden gerealiseerd, afhankelijk van waterbeschikbaarheid en reliëf. De in deze studie beschouwde productiecapaciteit van 50 TWh_e of meer (rekening houdend met conversie-verliezen bij productie van zonnebrandstoffen) is ongeveer de helft van de jaarproductie van de Drieklovdam in China. Het stuwmeer achter de Drieklovdam is ongeveer 600 km² groot, waarbij het stuwmeer een gemiddelde diepte van minder dan 100 meter heeft. Ter vergelijking, de bijna 80 meter hoge Rurstauee in de Eiffel - één van de grootste stuwmere in Duitsland - heeft een oppervlak van 7,8 km² en heeft een maximale lengte van 24 kilometer¹⁰. Of er in de EU draagvlak is voor dit soort initiatieven is onzeker. Een recent initiatief om de Rurstauee te combineren met een pompaccumulatiecentrale is in ieder geval gesneuveld door publieke weerstand.

¹⁰ Zie: <https://de.wikipedia.org/wiki/Rurtalsperre>.



Een analyse van niet-financiële parameters voor elke route kan tot andere conclusies leiden.

Productiepatronen voor hernieuwbare elektriciteit

In deze verkenning is voor de inpassing van additionele zon-PV in Spanje en wind op zee in Nederland een nogal platte benadering gekozen:

- Additioneel vermogen wordt enkel gebruikt voor productie van zonnebrandstoffen (H_2 , NH_3 , CH_4).
- Het fluctuerende karakter van elektriciteitsproductie door zon-PV en wind op zee wordt uitgevlakt door tussentijdse opslag van elektriciteit in pompaccumulatiecentrales.
- Zonnebrandstoffen worden in basislast (7.500-8.000 uur/jaar) geproduceerd en in Nederland tussentijds opgeslagen.
- De zonnebrandstoffen worden uitsluitend in de wintermaanden gebruikt voor opwekken van pieklastvermogen.
- Voor productie van zonnebrandstoffen bedoelde elektriciteit wordt tussentijds opgeslagen in pompaccumulatiecentrales. In de praktijk is er een limiet aan extra opslagcapaciteit die kan worden gerealiseerd.

Deze benadering is zeer waarschijnlijk te statisch en te weinig aansluitend bij economische wetmatigheden.

Een goede analyse van dergelijke gecombineerde systemen vergt echter een meer gedegen benadering van productieprofielen voor wind op zee en zonnebrandstoffen en voor vraagpatronen dan in deze verkenning kon worden toegepast. Hier hoort ook bij hoe de productiepatronen van zon en wind optimaal geconverteerd kunnen worden naar een zonnebrandstof met een afweging van grootte van conversie-installaties, opslagsystemen en bedrijfstijden.

Met name de zonnecel die direct waterstof produceert kan zeer interessant zijn omdat dan een kostbare, maatschappelijk moeilijk inpasbare conversiestap kan worden voorkomen.

Biomassa

Van de beschouwde routes lijken met name de op SNG gebaseerde routes goed inpasbaar, aangezien de benodigde infrastructuur en de benodigde capaciteit voor productie van elektriciteit op basis van SNG al deels aanwezig zijn. Bio-SNG is daarnaast goedkoper dan de op elektriciteit gebaseerde zonnebrandstoffen.

De in Scandinavië beschikbare hoeveelheid duurzaam beheerde biomassa lijkt echter bij lange na niet voldoende voor de productie van 10 BCM aan SNG. Ook in de 'wood basket' in het Zuidoosten van de Verenigde Staten is - bij toenemende mondiale vraag naar duurzaam geproduceerde biomassa - niet voldoende resthout beschikbaar voor 10 BCM SNG.

Een mogelijke (duurzame) oplossing is inzetten op invasieve vegetatie, zoals invader bushes in Zuidelijk Afrika en aangetaste graslanden in het Zuiden van de VS en op Cuba. De invasieve vegetatie is funest voor biodiversiteit en voor waterhuishouding en heeft geen enkele marktwaarde.

Een recente presentatie van STEAG - een Duitse elektriciteitsproducent - geeft een indruk van hoeveelheden invasieve biomassa die in Zuidelijk Afrika jaarlijks zouden kunnen worden geoogst:

- Namibië: ~20 miljoen ton/jaar;
- Zuid-Afrika: ~30 miljoen ton/jaar;
- Sub-Sahara Afrika: ~125 miljoen ton/jaar.



De kosten voor aanvoer van deze biomassa naar Europa lijkt economisch aantrekkelijker dan bijvoorbeeld invoer in Nederland van houtpellets uit Noord-Amerika.



5 Bibliografie

BioCat Project. (2014). Opgeroepen op november 21, 2014, van BioCat Project Power-to-Gas via biological catalysis: <http://biocat-project.com/>

CE Delft. (2012). *vertrouwelijk rapport*.

Chen, X. (2014, april 3). *Why long-term dry bulk investors should follow newbuild prices*. Opgeroepen op januari 8, 2015, van Market Realist: <http://marketrealist.com/2014/04/why-long-term-dry-bulk-investors-should-follow-newbuild-prices/>

DNV KEMA. (2013). *Systems analyses Power to Gas: A technology review*. Groningen: DNV KEMA.

Green Car Congress. (2013, september 28). *Kawasaki Heavy to build first ocean-going liquid hydrogen tanker with demo in 2017; H2 for transport, industry, power in Japan*. Opgeroepen op januari 8, 2015, van GreenCarCongress.com: <http://www.greencarcongress.com/2013/09/20130928-khi.html>

Hey, B. (2012). *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*, Master thesis. Hamburg: Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg.

IPCC. (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge: Cambridge University Press.

Mokhatab, S., Mak, J. Y., Valappil, J. V., & Wood, D. A. (2014). *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Oxford: Elsevier.

Roads2HyCom. (2009a). *Well to Tank Technology Pathways and carbon balance*.

Roads2HyCom. (2009b). *Analysis of the Current Hydrogen Cost Structure*.

SBC Energy Institute. (2014). *Hydrogen-Based Energy Conversion FactBook*. Schlumberger SBC Energy Institute.

Songhurst, B. (2014). *LNG Plant Cost Escalation*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies / University of Oxford.

Total. (2014). *Proficiency in all cryogenic processes*. Opgeroepen op november 28, 2014, van <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/lng/expertise/liquefaction>



Bijlage A Energievraag en productie

A.1 Energievraag

Uitgangspunt voor de verkenning zijn de volgende energievragen.

Elektriciteit, LT-warmte en HT-warmte, inclusief substituties.

Huidig 115 TWh

Scenario SER 120 TWh

Scenario WKK 125 TWh = Scenario 1

Scenario Netbeheer NL - Hernieuwbaar = Scenario 2

145 TWh (inclusief substitutie transport, LT-warmte en HT-warmte)

1.200 PJ bruto energievraag

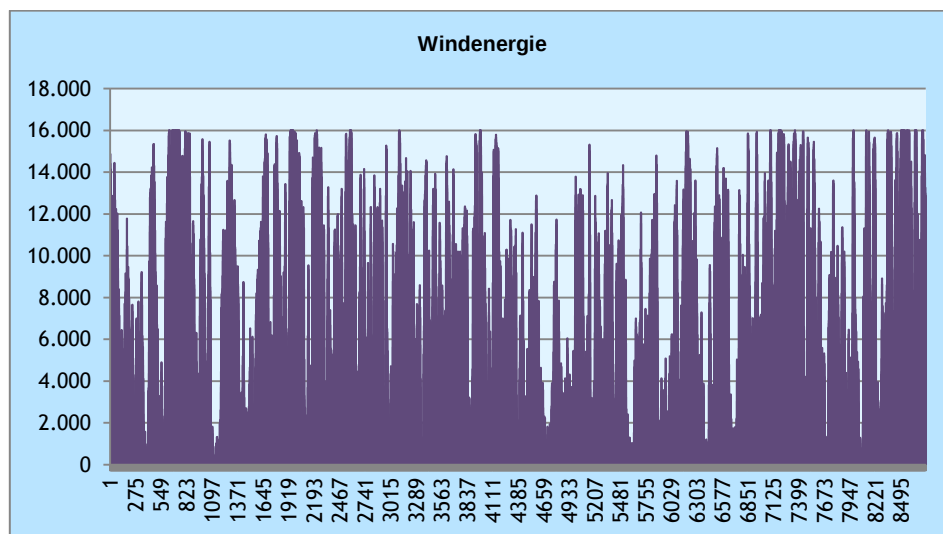
700 PJ biomassa (vervoer, LT- en HT-warmte)

A.2 Productie uit hernieuwbare bronnen

De elektriciteitsvraag wordt gedekt met allereerst zon en wind en biomassa in Nederland (de 16% van het SER Energieakkoord + groeimogelijkheden LT-warmte uit lokale hernieuwbare bronnen).

Hiervan wordt het productiepatroon geschetst in Figuur 16 en Figuur 17.

Figuur 16 Productiepatroon windenergie

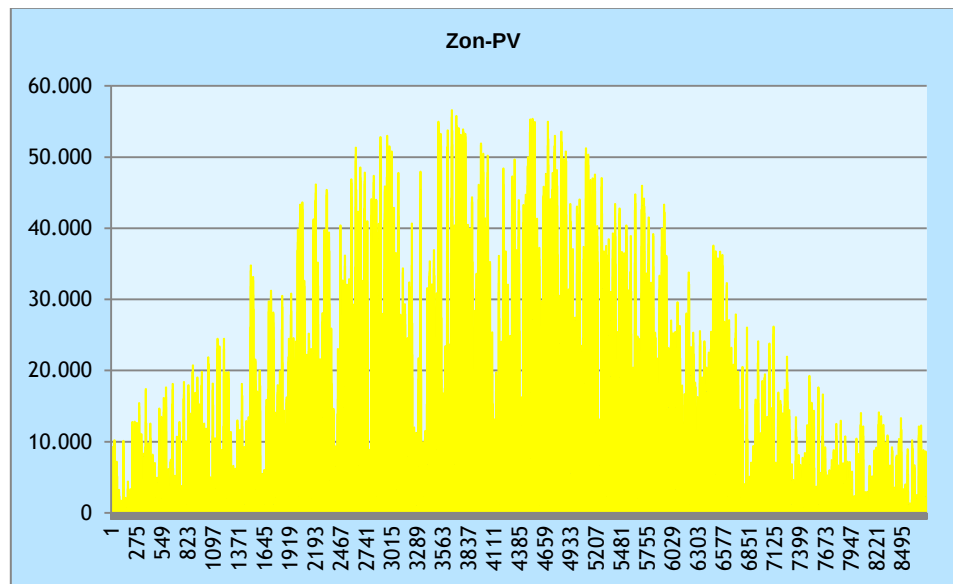


Het opgestelde windvermogen is 12 GW waarbij het productiepatroon van 2013 is genomen en geschaald is naar 6 GW voor wind op land en 6 GW voor wind op zee.

Het aantal vollasturen van wind op land is 2.200 uur per jaar en voor wind op zee 3.250 uur.

In Figuur 17 is het productiepatroon van zon-PV geschetst op basis van een opgesteld vermogen van 4 GW. Het aantal vollasturen is 775 per jaar.

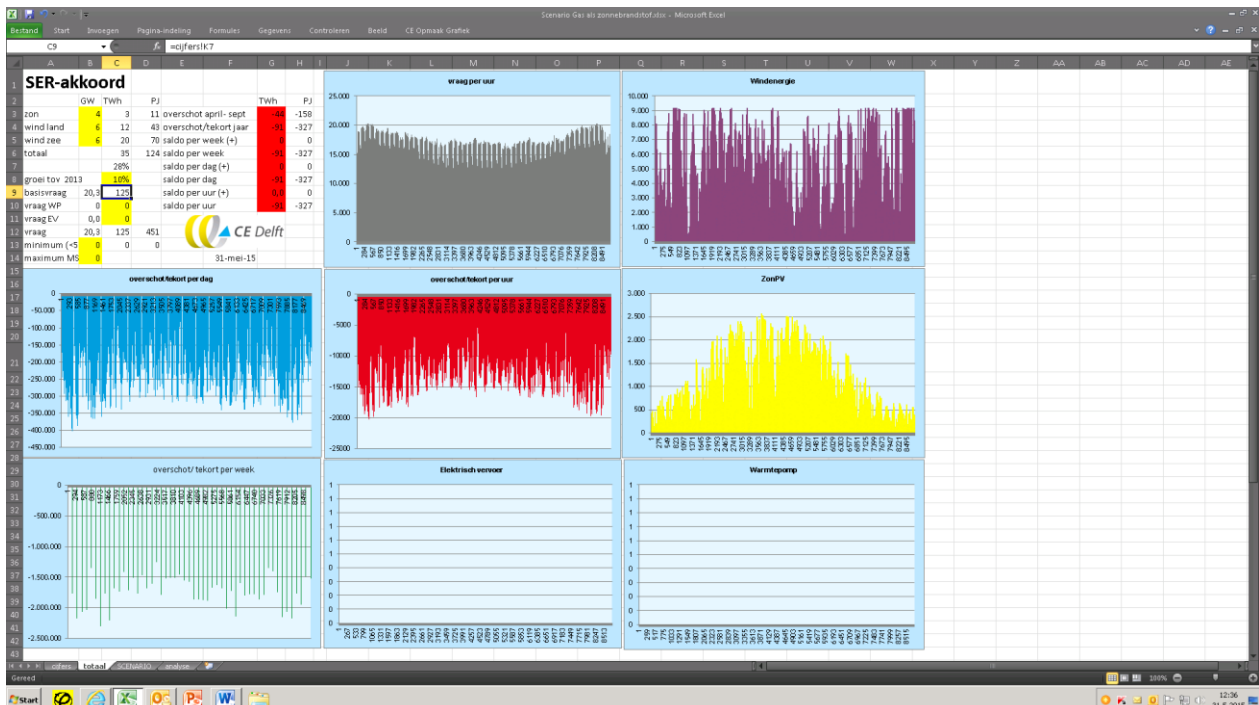
Figuur 17 Productiepatroon zon-PV



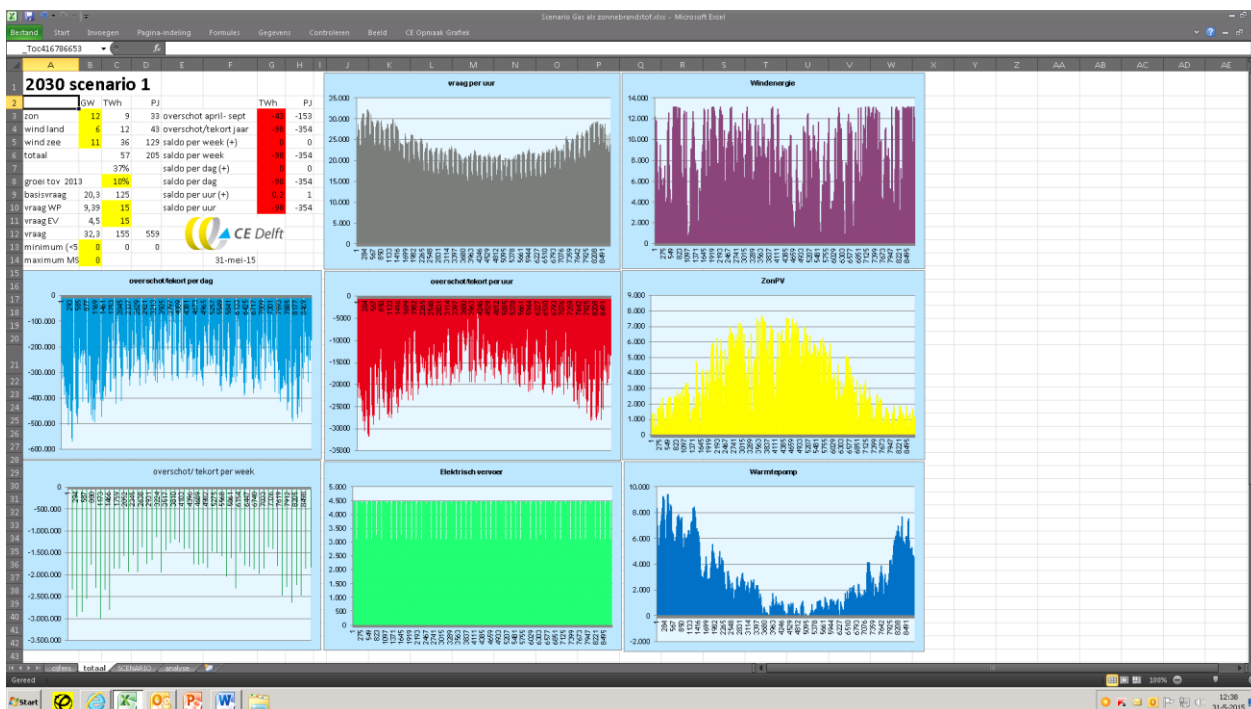
A.3 Vraagpatroon en bronnen

Op basis van het vraagpatroon en de volumes, gecombineerd met de Nederlandse productie ontstaat een vraagpatroon voor elektriciteit. In screendump 1 is het patroon van zon en wind, alsmede van het aantal uren per dag, per week en met overschotten/tekorten geschetst van de situatie met het SER-akkoord.

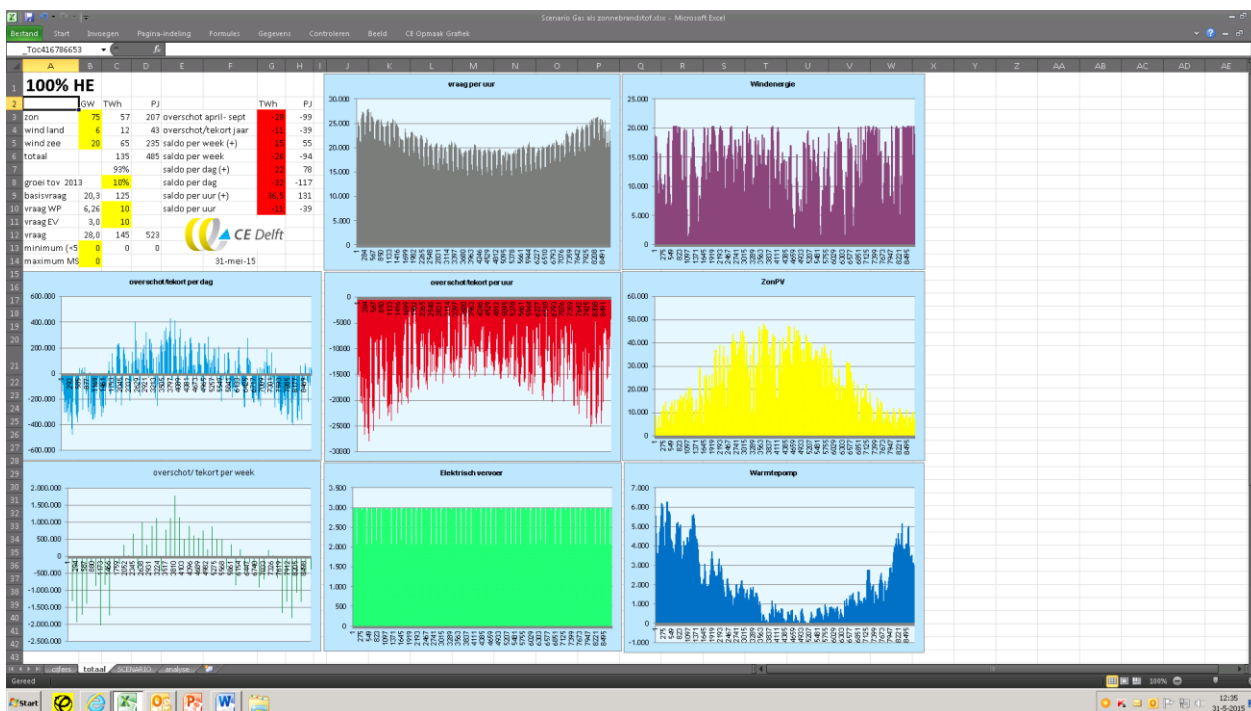
Figuur 18 Screendump scenario SER-akkoord



Figuur 19 Screendump scenario 1



Figuur 20 Screendump scenario 100% HE



Figuur 21 Screendump 'Op zoek naar omslagpunt'



Bijlage B Biomassa uit Scandinavië

B.1 Route 1: SNG-productie op locatie en SNG-transport naar Nederland

B.1.1 Beschrijving

Gechipt dunningshout uit duurzaam beheerd en FSC/PEFC-gecertificeerd bos en bijproducten van houtverwerking (schaafsel, zaagsel) van gecertificeerd hout wordt via vergassing omgezet in SNG, die vervolgens als LNG naar Nederland wordt getransporteerd.

De analyse is uitgevoerd voor twee schaalgroottes:

- een 100 MW_{SNG}-installatie, representatief voor de korte termijn;
- een 450 MW_{SNG}-installatie, naar verwachting representatief voor de stand der techniek anno 2030.

Houtbeschikbaarheid en houtafvoer

Aangenomen is dat voor vergassing van dunningshout en oogstresten net als bij productie van pellets hout uit een gebied met een straal van 50-100 kilometer omtrek wordt aangevoerd.

Bij gebruik van bijproducten kan de vergasser naast het houtverwerkende bedrijf worden gesitueerd.

Of dit een reëel areaal is voor de beschouwde schaalgroottes van de vergassers moet nog nader worden onderbouwd op basis van gegevens over opbrengsten aan pre-commercieel dunningshout en hout uit eerste commerciële dunningen en over opbrengsten aan oogstresten.

Er moet ook nog worden verkend welke toekomstperspectieven er door deskundigen worden geschetst voor de papierindustrie in Scandinavië en voor gebruik van hout in andere biobased hernieuwbare toepassingen.

Geoogst dunningshout wordt op locatie gechipt en in containers over de weg afgevoerd naar de vergasser.

SNG-productie

De biomassa wordt middels indirecte of allotherme vergassing omgezet in een middelcalorisch synthesesgas. Een eerste demonstratie-eenheid op pre-commerciële schaal van 20 MW_{SNG} is sinds ongeveer een half jaar (medio december 2014)¹¹.

Het synthesesgas wordt middels gasreiniging, CO-shift en CO₂-afvang geschikt gemaakt voor SNG-productie in een methanatiereactor.

Vervoer naar Nederland

Geproduceerde SNG wordt per pijpleiding naar Nederland getransporteerd.

In Nederland

SNG wordt voor seizoenopslag in de bestaande ondergrondse installaties in Bergermeer, Langelo en Grijpskerk - of liever, er wordt in de zomer minder gas uit Noord-Nederland naar West-Nederland getransporteerd.

¹¹ Zie: http://gobigas.goteborgenergi.se/En/News/Goteborg_Energi_s_biogas_plant_GoBiGas_is_now_fully_operational



In de winterperiode wordt gas uit opslag gebruikt in bestaande energiecentrales voor het opvangen van tekorten aan beschikbaar elektrisch vermogen.

B.1.2 Gehanteerde waarden

Houtproductie

Voor houtproductie per eenheid areaal zijn nog geen waarden bekend (zie vorige subparagraaf).

Energiegebruiken voor chippen en aanvoer van dunningshout chips zijn ontleend aan de Biograce II-spreadsheet en aan enkele LCA's.

Tabel 10 Energieverbruik chipsaanvoer, inclusief chipstransport

Qua biomassaprijzen	Kleinschalig anno 2020		Grootschalig anno 2030	
	Optimistisch	Pessimistisch	Optimistisch	Pessimistisch
Energieverbruiken, GJ/ton pellets				
- elektriciteit				
- diesel	0,50	0,50	0,50	0,50

Voor kosten is uitgegaan van de huidige en verwachte marktwaarde van chips op de Zweedse markt voor dit soort materiaal, zoals uitgedrukt in de FOB-prijs.

Vanwege de mogelijke concurrentie met andere toepassingen als productie van industriële stoom leek het relevanter de marktwaarde te hanteren en niet de productiekosten.

Tabel 11 Biomassaprijzen

Qua biomassaprijzen	Kleinschalig anno 2020		Grootschalig anno 2030	
	Optimistisch	Pessimistisch	Optimistisch	Pessimistisch
Biomassaprijs, chips FOB Zweden, €/ton d.s.	87	140	87	140
Biomassa stookwaarde, GJ/ton d.s.	17,5	17,5	17,5	17,5
Kostprijs € per GJ	5,0	8,0	5,0	8,0

Bronnen: Zie voetnoot¹².

SNG-productie

Voor de vergassing en conversie zijn uit een groot aantal bureaustudies de volgende waarden ontleend, zie Tabel 12.

Er is voor gekozen geen bereik in waarden aan te houden per schaalgrootte. Met onzekerheden in de waarden als energetische rendementen en kostenposten wordt al rekening gehouden door twee schaalgroottes te onderscheiden.

¹² <http://www.skogsstyrelsen.se/en/AUTHORITY/Statistics/Subject-Areas/Prices/Prices/>, <https://www.argusmedia.com/~media/Files/PDFs/Samples/Argus-Biomass.pdf?la=en>, <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/bbb.1538/abstract>, EUBionet WP3 - wood fuel price statistics D.3.3., etc.



De waarden zijn voor de kleinere schaalgrootte ter controle vergeleken met de informatie die bekend is voor de GoBiGas demonstratie-eenheid, de enige operationele biomassa naar SNG-installatie ter wereld.

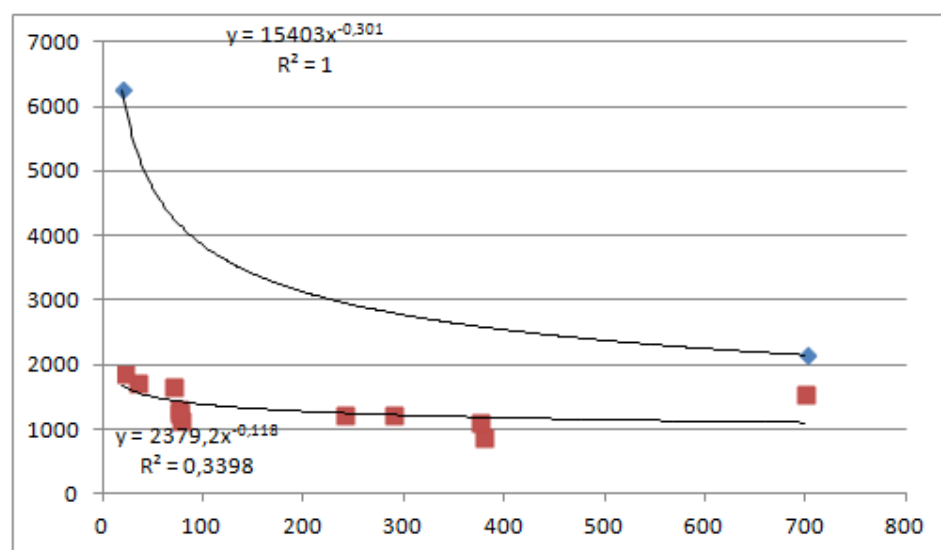
Tabel 12 Specificaties voor SNG-productie

	Pessimistisch: kleinschalig 2020	Optimistisch: grootschalig 2030
Rendement biomassa SNG (LHV)	65%	70%
Schaalgrootte vergasser, MW_{SNG}	100	450
SNG-productie, ton/dag	173	778
Investering, M€	385	521
Elektriciteitsverbruik (MW_e/MW_{SNG})	15%	2%
– bij elektriciteitsprijs van, € 45/MWhe	45	40
Hulpstoffen, % van invest.	2%	2%
Onderhoud, % van invest.	3%	3%
– kapitaallast, % van investering/jaar	12%	12%
Operationele beschikbaarheid	7500	8000

Bronnen: o.a. ECN, KEMA, DBFZ.

De gegevens hebben betrekking op een allotherme vergasser met geïntegreerde methanisatie en gasbehandeling, waarbij restwarmte wordt gebruikt voor productie van processtoom.

Figuur 22 Specifieke investeringen zoals gevonden in literatuur en voor één praktijksituatie



B.2 SNG-productie in Nederland

B.2.1 Beschrijving

In deze opzet wordt biomassa tot pellets geperst. De pellets worden via scheepstransport naar Nederland getransporteerd en hier op een geschikte locatie (bijvoorbeeld Eemshaven) vergast en omgezet in SNG. Het gas kan direct in het gasnet worden geïnjecteerd.

B.2.2 Gehanteerde waarden

Pelletproductie

Een overzicht van de gehanteerde prijzen en verbruiken is gegeven in. Er is aangenomen dat hout wordt gebruikt om de biomassa te drogen (0,2 ton/ton aangevoerd hout). Er is verder als eerste benadering aangenomen dat de pelletproductie aan de haven plaatsvindt. Dat is niet helemaal conform praktijk in Zweden.

Kosten voor elektriciteitsinkoop, afschrijvingen over de pelletcentrale en scheepstransport zijn overgenomen van marktanalyses van Pöyry. Kosten voor transporten zijn inclusief op en overslag.

De voor de optimistische variant geschatte pelletprijs komt goed overeen met marktwaarden voor pellets CIF ARA-regio.

Energiegebruiken voor aanvoer van hout en pellettransport zijn overgenomen uit de Biograce II-tool.

Figuur 23 Aangehouden waarden voor pelletproductie en pellettransport

<i>Productie pellets uit bosbouw reststoffen</i>	kleinschalig anno 2020		grootschalig anno 2030	
	optimistisch	pessimistisch	optimistisch	pessimistisch
Qua biomassaprijzen				
Energieverbruiken, GJ/ton pellets				
- elektriciteit	0,85	0,85	0,85	0,85
- diesel	0,53	0,53	0,53	0,53
Biomassaprijs, chips FOB Zweden, €/ton d.s.	87	140	87	140
Biomassa stookwaarde, GJ/ton d.s.	17,5	17,5	17,5	17,5
Kostprijs € per GJ	5	8	5,0	8
Productiekosten, €/ton pellets				
- houtinkoop	111	179	111	179
- elektriciteit	11	11	11	11
- CAPEX pelletcentrale	26	26	26	26
- personeel, ov kosten	20	20	20	20
	167	235	167	235
				
Scheepstransport Handysize carrier				
- Energiegebruik, GJ/ton pellets				
a) afstand, km	1.700			
b) specifiek gebruik, MJ/ton/km	0,10			
	0,17			
Transportkosten, €/ton	30	30	30	30

SNG-productie

Voor SNG-productie zijn dezelfde waarden aangehouden als in de andere op biomassa gebaseerde route.

Tabel 13 Productiekosten SNG

Qua biomassaprijzen	Kleinschalig anno 2020		Grootschalig anno 2030	
	Optimistisch	Pessimistisch	Optimistisch	Pessimistisch
Biomassaprijs, pellets CIF ARA, €/ton d.s.	178	246	197	265
Biomassa stookwaarde, GJ/ton d.s.	17,5	17,5	17,5	17,5
Kostprijs € per GJ	5,0	8,0	5,0	8,0
Rendement biomassa ® SNG (LHV)	65%		70%	
Schaalgrootte vergasser, MW _{SNG}	100		450	
Investering, M€	385		521	
Elektriciteitsverbruik (MW _e /MW _{SNG})	15%		2%	
– bij elektriciteitsprijs van, € 45/MWhe	45		40	
Hulpstoffen, % van invest.	2%		2%	
Onderhoud, % van invest.	3%		3%	
– kapitaallast, % van investering/jaar	12%		12%	
Operationele beschikbaarheid	7.500		8.000	

B.2.3 Resultaten

Op basis van de voor deze route gehanteerde waarden wordt een enkele €/GJ lagere schatting gemaakt van de productiekosten. Dit resultaat sluit aan bij het gevoel dat pellets naar Nederland vershippen een minder omslachtige en minder kapitaalintensieve bezigheid is als ter plekke SNG produceren en afvoeren naar de gebruiker.

Tabel 14 Geschatte productiekosten voor SNG-productie in Nederland

Qua biomassaprijzen	Kleinschalig anno 2020		Grootschalig anno 2030	
	Optimistisch	Pessimistisch	Optimistisch	Pessimistisch
– SNG jaarproductie, MWh _{SNG}	750.000	750.000	3.600.000	3.600.000
– Jaarlijkse kosten, M€				
a Biomassa-inkoop	21	33	92	148
b Kapitaallasten	46	46	62	62
c Elektriciteit	5	5	3	3
d Hulpstoffen	8	8	10	10
e Onderhoud	12	12	16	16
	91	104	183	240
€/GJ	33,8	38,4	14,1	18,5
Ton methaan/jaar	54.000	54.000	259.200	259.200



Bijlage C Zon/wind uit Spanje

C.1 De beschouwde locatie

Voor de routes gebaseerd op duurzame elektriciteit geproduceerd met zon-PV en windvermogen is steeds uitgegaan van conversie naar zonnebrandstoffen in Noordoost Spanje - meer precies de regio's rond Gijón, Santander en Bilbao. Redenen om hiervan uit te gaan zijn:

- beschikbaarheid van een diepzeehaven (zeker in Gijón) met LNG-terminals;
- beschikbaarheid van water voor omzetting van elektriciteit in H_2 ;
- aansluiting op grensoverschrijdende transmissie gasleidingen en elektriciteitsleidingen;
- relatief dichtbij de voornaamste initiatieven voor onshore en offshore windparken en zon-PV;
- beschikbaarheid van zoutlagen geschikt voor aanleg van cavernes voor tussentijdse opslag van H_2 , CO_2 of CH_4 ;
- enkele industriële bronnen met afgassen met hoge CO_2 -concentraties, onder andere een hoogovencomplex en een raffinaderij met vergasser.

Figuur 24 Geografische locaties van de Spaanse ambities voor opwekking van hernieuwbare elektriciteit



C.2 Beschouwde bronnen voor hernieuwbare elektriciteit

Er is geen rekening gehouden met inzet van duurzaam vermogen van concentrated solar power. De huidige productiekosten bedragen ongeveer € 350/MWhe (diverse bronnen) en dalen naar verwachting met ongeveer 50% in de periode tot 2035 tot een niveau dat dan nog steeds minimaal 2 maal dat van windvermogen is. De productiekosten en de onrendabiliteit vergeleken met alternatieve duurzame bronnen maakt de techniek per definitie niet interessant.

Aan de andere kant bieden zon-PV en wind op land in Spanje weinig beschikbaarheid.

Tabel 15 Gegevens voor duurzame energie in Spanje

	Prijsniveaus hernieuwbaar vermogen, €/Mwhe		Beschikbaarheid		
	Pessimistisch: anno nu	Optimistisch: anno 2035			
Onshore windvermogen	83	73	25%	-	30%
Zon-PV	80	25	20%		
CSP	350	175	45%		

Voor wind op zee zijn helaas geen productiekosten beschikbaar. Wind op zee rond de Golf van Biskaje is lastig vanwege het ontbreken van ondiepe plekken voor de kust. Er is dan ook nog geen enkel windpark op zee operationeel in deze regio.

Bijkomend aspect om rekening mee te houden in de analyse is dat wind in Spanje net als in Nederland vooral beschikbaar is in de winter en niet in de zomer. Windvermogen sluit daarom minder goed aan bij het in deze studie beschouwde doel van seizoenopslag.

C.3 Conversietechnologie

Geprobeerd is om waar mogelijk een bandbreedte in prestaties te beschouwen om perspectieven naar mogelijke goedkope en hoog-efficiënte productieroutes te geven.

C.3.1 NH₃-productie

Voor ammoniak is nog geen realistisch en binnen alternatief geïdentificeerd voor het Haber Bosch-proces.

De in deze studie beschouwde Haber Bosch productie-eenheid bestaat uit een 'world scale'-installatie met een productiecapaciteit van 730 kton NH₃/jaar (100% beschikbaarheid) opererend bij 200 bar druk. Aangenomen is dat de installatie in basislast opereert. Er zijn meerdere installaties nodig om de benodigde capaciteit te leveren.

Er is verder verondersteld dat H₂ geproduceerd uit hernieuwbare energie tussentijds wordt opgeslagen in een caveau om onbalans tussen de basislast productie van NH₃ en fluctuerende H₂-productie op te vangen.



Naast de hoge druk NH_3 synthesesloop zijn nodig:

- een luchtscheidingsinstallatie (Air Separation Unit of ASU) voor productie van N_2 , inclusief compressie tot operationele druk van de synthesesloop;
- een compressor voor het op procesdruk brengen van H_2 ;
- een opslag voor geproduceerde NH_3 .

Aangehouden waarden zijn gegeven Tabel 16.

Tabel 16 Aangehouden investeringen en energiegebruik voor NH_3 -productie

H ₂ -inname, MW	494	
Investering	Optimistisch: laag	Pessimistisch: hoog
– Synthesesloop Haber Bosch proces	93	130
– ASU	45	43
– NH_3 -opslag	12	12
– H_2 -compressor	26	26
	195	229
PJ _e verbruikt (fossiel)	0,93	0,87
Vaste O&M-kosten, percentage van investering	3%	

Bronnen¹³: CE Delft, 2012b; CE Delft, 2014; CE Delft, 2012a; NAM, 2013; Hyunder, 2014.

C.3.2 H₂-productie

Voor H₂-productie is uitgegaan van toepassing van solid oxide electrolysis als elektrolysetechniek.

De SOEC-technologie betreft feitelijk een omgekeerde solid oxide brandstofcel en werkt bij een vergelijkbare temperatuur (600-800°C) en druk (tot 40 bar). De technologie is nog grotendeels in de R&D-fase, maar heeft een belofte van hoog rendement en lage investeringen. De huidige specifieke investeringen zijn vergelijkbaar met die voor alkaline en PEM-elektrolysecellen.

Het aangehouden rendement is inclusief energie nodig om de elektrolysecellen op temperatuur te houden wanneer geen elektriciteit beschikbaar is voor H₂-productie

Voor H₂-productie is water nodig, circa 9 kg/kg H₂ geproduceerd. Voor waterinkoop is een prijs van € 4/m³ aangehouden¹⁴.

¹³ <http://refman.et-model.com/publications/1737>, vertrouwelijk rapport voor NAM, www.cedelft.eu/publicatie/identifying_breakthrough_technologies_for_the_production_of_basic_chemicals/1221

De investeringen voor de ASU zijn afgeleid van NAM, 2013 en een nog vertrouwelijke studie van CE Delft voor NAM uit 2014. De investeringen voor H₂-opslag in zoutcavernes zijn overgenomen uit het Hyunder case studierapport voor Spanje. (http://hidrogenoaragon.org/wp-content/uploads/2015/02/hyunder_spanish_case.pdf).

¹⁴ DACE, 2009 zakboekje.



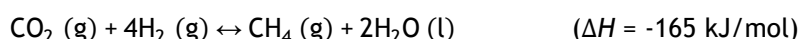
Tabel 17 Aangehouden investeringen en energiegebruik voor H₂-productie

Rendement SOEC	77%	
Investering, M€	Optimistisch: laag	Pessimistisch: hoog
– k€/kWe	0,35	0,93
– M€	733	1.947
Vaste O&M-kosten, percentage van investering	3%	4%
H ₂ geleverd op druk van, bar	40	

Bron: o.a. Aalborg University, 2013.

C.3.3 Methanisatie: van waterstof naar aardgas

Om tot LNG als eindproduct te komen, moet het waterstof dat via elektrolyse is verkregen geconverteerd worden naar aardgas. In dit zogenaamde methanisatieproces treedt (netto) de Sabatierreactie op (DNV KEMA, 2013):



Dit is een sterk exotherme reactie van waterstof met koolstofdioxide waarbij methaan (de belangrijkste component van LNG) en water worden gevormd. Voor de vorming van LNG is een CO₂-bron dus noodzakelijk, hierdoor is de hoeveelheid produceerbare LNG sterk gerelateerd aan de hoeveelheid CO₂ dat tegen acceptabele kosten (geld, energie en milieu) te winnen is.

Methanisatie kan plaatsvinden via twee fundamenteel verschillende principes, via (1) chemische katalyse of via (2) een biologisch proces.

In de achterliggende analyses van dit rapport is gekozen voor chemische methanisatie, omdat dit een ontwikkelde technologie is waarbij opschaling goed mogelijk is.

Chemische methanisatie

Bij chemische methanisatie vindt de Sabatierreactie plaats aan het oppervlak van een katalysator (meestal nikkel) (DNV KEMA, 2013). Omdat dit een exotherme reactie is, moet de reactor gekoeld worden tot een temperatuur van ongeveer 300°C voor optimale productie (SBC Energy Institute, 2014). Hierdoor zijn de verliezen van het systeem voor een belangrijk deel toe te schrijven aan koeling. Het rendement zonder warmteterugwinning is ongeveer 60% (SBC Energy Institute, 2014).

Tabel 18 Voor- en nadelen van chemische methanisatie in vergelijking met biologische methanisatie

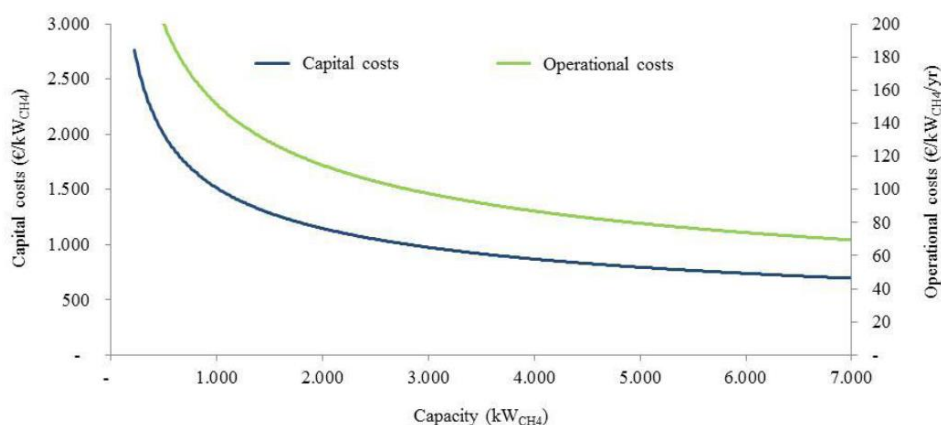
Voordelen	Nadelen
Ontwikkelde technologie	Iets lager rendement (~60% excl. WTW, ~80% incl. WTW)
Goed te beheersen	Gebruik van zeldzame metalen in katalysator
Hoge doorstroming en goed opschaalbaar	Hoge temperatuur (~300°C) en relatief hoge druk (1-100 bar)
	Niet flexibel
	Hoge zuiverheid waterstof en CO ₂ nodig

Bron: (SBC Energy Institute, 2014).



Hoewel grootschalige installaties commercieel beschikbaar zijn (DNV KEMA, 2013), is de toepassing voor Power-to-Gas nog in een demonstratie fase (SBC Energy Institute, 2014). Chemische methanisatie is niet in staat om snel te reageren op een variabele input en heeft een ongeveer een uur nodig voor een koude start van 0-90% (SBC Energy Institute, 2014). Figuur 25 geeft een overzicht van de verwachte investerings- en operationele kosten van biologische methanisatie (DNV KEMA, 2013).

Figuur 25 Investeringskosten en operationele kosten van chemische methanisatie



Opmerking: Een indicatie van de kosten. De zullen in de toekomst waarschijnlijk lager uitvallen omdat momenteel kleine installatie custombuild zijn. Verwachting: 300-500 €/kW.
Bron: (DNV KEMA, 2013).

Biologische methanisatie

Bepaalde bacteriën zijn ook in staat om de Sabatierreactie uit te voeren. In de literatuur komen hiervoor twee opties naar voren (Hey, 2012): (1) eencellige anaërobe methanogene archaeobacteriën in een speciale methanisatiereactor en (2) het toevoegen van waterstof aan biogasinstallaties waar door de aanwezige of toegevoegde bacteriën de methaanopbrengst verhoogd wordt.

De methanogene archaeobacteriën nemen waterstof en koolstofdioxide op en stoten methaan uit. Daarnaast gebruiken ze een deel van de chemische energie om te groeien, hierdoor is de energie-efficiënte (zonder warmte terugwinning) ongeveer ~63% (SBC Energy Institute, 2014). Daar staat tegenover dat de warmteproductie en verliezen ten opzichte van chemische methanisatie aanzienlijk minder zijn. De archaeobacteriën worden namelijk gehouden bij een reactortemperatuur van 60-70°C en bij omgevingsdruk (SBC Energy Institute, 2014). De gasstroom die de reactor wordt ingeleid hoeft niet zuiver te zijn, maar mag geen zuurstof bevatten omdat dit de bacteriën doodt. Deze condities brengen een aantal voor- en nadelen ten opzichte van chemische methanisatie met zich mee, zie Tabel 19.

Biologische methanisatie is echter nog in een ontwikkelingsfase. Het bedrijf Electrochaea werkt met partners aan een eerste demonstratie op commerciële schaal (1 MW elektrische input Power-to-gas-installatie). Dit project wordt naar verwachting eind 2015 afgerond (BioCat Project, 2014).

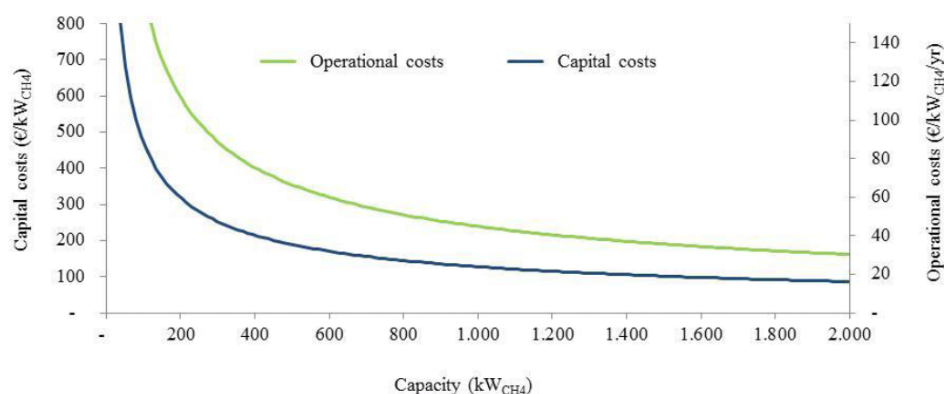
Tabel 19 Voor- en nadelen van biologische methanisatie in vergelijking met chemische methanisatie

Voordelen	Nadelen
Simpel design leidt tot 25% minder investeringskosten en lagere operationele kosten.	Technologie nog in ontwikkeling, nog geen demonstratie op commerciële schaal.
Lage druk en temperatuur brengen minder risico's met zich mee.	Vraagt om relatief grote installaties.
Hoge zuiverheid tot 99%.	Strikt anaeroob.
Flexibel. Een koude start van 0-90% is mogelijk in minder dan een minuut.	
Invoergas hoeft niet puur te zijn (wel vrij van zuurstof), dit maakt een besparing van 25% mogelijk op de elektrolyser omdat drogen van het waterstofgas niet noodzakelijk is. Bovendien kunnen afvalstromen CO ₂ direct gebruikt worden.	
Efficiënte combinatie met een biogasinstallatie is mogelijk.	
Iets energie-efficiënter (~65% excl. warmteterugwinning, 82% incl.).	

Bron: (SBC Energy Institute, 2014; Hey, 2012).

Figuur 26 geeft een overzicht van de verwachte investerings- en operationele kosten van biologische methanisatie (DNV KEMA, 2013).

Figuur 26 Investerings- en operationele kosten biologische methanisatie (2011 Euro's)



Bron: (DNV KEMA, 2013).

C.3.4 Elektriciteitstransport: HVDC

Tabel 20 Kenmerken elektriciteitstransport via HVDC

	HVDC (gelijkspanning)	Bron
Transportverliezen per km	3,5% (per 1.000 km voor HVDC-verbindingen van 5 GW of meer)	Desertec (2006), conservatieve schatting t.o.v. andere bronnen
Vaste verliezen	1,5% (totaal o.b.v. van de gemiddelde verliezen per eindstation)	(CE Delft, 2012)
Vaste investeringskosten	€ 600 miljoen voor de eindstations van een 5.000 MW-verbinding	Desertec (2006)
Investeringskosten per km - Zee	2.200 M€/1.000 km (o.b.v. 5.000 MW vermogen)	(CE Delft, 2012)
Investeringskosten per km - Land	1.000 M€/1.000 km (o.b.v. 5.000 MW vermogen)	(CE Delft, 2012)

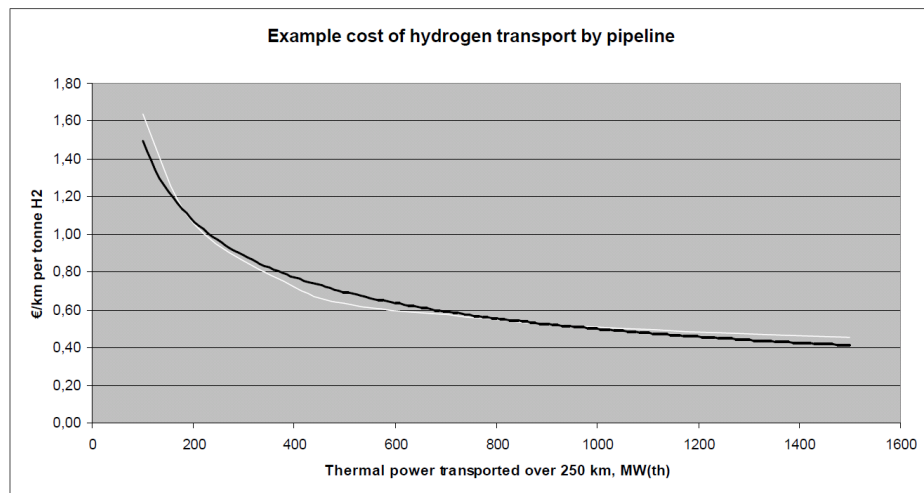
C.3.5 Waterstoftransport per pijpleiding

Een overzicht van de eigenschappen, energie-efficiënties en de kosten is weergegeven in Tabel 21.

Tabel 21 Waarden voor pijpleiding transport van waterstof

Pijpleiding (gasvormig waterstof)		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	3% verlies per 1.000 km	
Kosten	0,0004-0,00164 €/km(afstand)/kg H ₂	O.b.v. 250 km afstand en jaar 2030, 120 bar compressie met 35 bar opleverdruk, totale kosten dient als grove indicatie want de kosten zijn sterk locatie-afhankelijk (Roads2HyCom, 2009a), zie volgende grafiek.
Druk	120 bar (tussen 40 à 70 bar nu en 150 bar toekomstige verwachting)	(Roads2HyCom, 2009a; SBC Energy Institute, 2014)
Ideaal gebruik	Grote afstanden en grote hoeveelheden	(SBC Energy Institute, 2014; Roads2HyCom, 2009a)
Voordelen	Schaalvoordelen, lage operationele kosten, kan dienen als waterstof buffer	(SBC Energy Institute, 2014; Roads2HyCom, 2009a)
Nadelen	Alleen point-to-point, kip-en-ei-probleem, hoge initiële investeringskosten	(SBC Energy Institute, 2014)





Bron: (Roads2HyCom, 2009a).

C.3.6 Waterstof opslag

Voor tussentijdse opslag van waterstof is uitgegaan van opslag in een zout-caverne. Volgens informatie uit de Europese Hyunder studie bedragen de investeringen voor een caverne met 4 kton opslagcapaciteit M€ 30, exclusief kussengas¹⁵. Er is in deze studie geen rekening gehouden met investeringen in kussengas omdat druk van levering bij direct verstromen van de waterstof uit opslag geen issue is, die mag ook op bij wijze van spreken 2 bar worden aangeleverd.

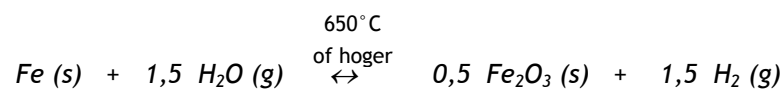
¹⁵ Zie: http://hidrogenoaragon.org/wp-content/uploads/2015/02/hyunder_spanish_case.pdf

Bijlage D H₂-opslag in ijzerkorrels

In deze paragraaf wordt het concept ‘opslag van waterstof in ijzerkorrels’ nader uitgewerkt. Het concept wordt bij Tata Steel IJmuiden ontwikkeld voor kleinschalige opslag bij bijvoorbeeld huishoudens en is nog niet in de praktijk beproefd. Er is zeker nog geen ervaring met grootschalige toepassing van opslag in ijzer en met het regelmatig oxideren en reduceren van ijzerkorrels.

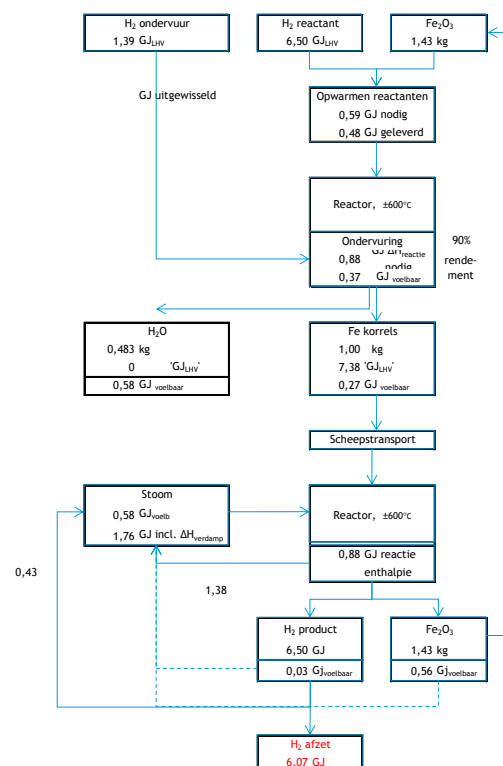
D.1 Hoofdpijnen

De opslag in ijzer is gebaseerd op de reactie van ijzer met stoom tot waterstof en ijzeroxide. De retourreactie van ijzeroxide en waterstof naar ijzer en stoom is analoog aan directe reductie van ijzeroxidehoudend erts. Beide reacties vormen in feite een evenwichtsreactie:



Door op basis van duurzame energie geproduceerde waterstof te gebruiken voor de reductie van ijzeroxide kan de waterstof als het ware worden opgeslagen en kan het in de vorm van Fe worden getransporteerd naar de ‘vraaglocatie’. Daar kan met hoge temperatuur stoom waterstof worden vrijgemaakt voor productie van warmte, elektriciteit of mechanische aandrijving.

Figuur 27 Massabalans en energiebalans voor H₂-opslag in ijzer



De reductiereactie is endotherm en vraagt toevoeging van warmte. De oxidatiereactie is op zich endotherm, maar de behoefte aan stoom en verdampingsenthalpie is groter dan de hoeveelheid warmte die vrijkomt bij oxidatie, waardoor ook in dit proces externe warmte moet worden toegevoerd. Om consistent te blijven met het duurzame karakter van de energieketen is aangenomen dat in beide gevallen wordt ondervuurd met waterstofgas.

Een massa- en energiebalans is gegeven in Figuur 27. Het rendement van waterstofproductie tot waterstof aanbieden voor elektriciteitsproductie bedraagt theoretisch circa 77% (optimistisch).

D.2 Opmerkingen ten aanzien van praktische implementatie

De praktische implementatie van ijzer als opslagmiddel vergt

- zeer poreuze, maar ook mechanisch sterke korrels van ijzer;
- een grootschalige installatie op de locatie van H₂-productie om de korrels bij hoge temperatuur te kunnen reduceren;
- een grootschalige installatie op de ‘vraaglocatie’ om de korrels bij hoge temperatuur te kunnen oxideren.

Korrels

De korrels moeten een grote mechanische sterkte en een hoge porositeit hebben. De porositeit is nodig om het reducerende of oxiderende gas een goed contactoppervlak te geven en om een grote hoeveelheid H₂ per gewichtseenheid Fe te kunnen opslaan. Tegelijkertijd moet de korrel een grote mechanische sterkte hebben. In de eerste plaats om bulktransport en bulkopslag mogelijk te kunnen maken. In de tweede plaats omdat ijzer een aanzienlijk hogere soortelijke massa heeft als ijzeroxide (7,87 kg/l om 5,24 kg/l).

Feitelijk gaat het om twee tegengestelde eigenschappen - vormvastheid om de mechanische belasting bij opslag en andere logistieke handelingen te kunnen weerstaan, plasticiteit om het uitzetten bij oxidatie en het krimpen bij reductie aan te kunnen. Hoe dit precies in de praktijk gaat worden gecombineerd - ijzer op een dragermateriaal? - kon op basis van de beperkte beschikbare informatie niet worden achterhaald. Wij beschouwen ijzer als intermediair opslagmiddel dan ook vooral als een theoretisch exercitie van een mogelijk in de toekomst toepasbaar systeem dat eigenlijk alleen voor kleinschalige opslag (met lage mechanische belastingen) geschikt is.

Gezien de naar verwachting extreme belasting zal een korrel beperkt meegaan. Op basis van indicaties van Tata Steel is uitgegaan van reductie/oxidatie 100 trips.

Grootschalige conversie

Welke type technologie voor reductie of oxidatie zou worden toegepast is nog niet duidelijk laat staan dat duidelijk is welke technologie bij grootschalige transportketens hoort. Als ‘geïnformeerde gok’ is in deze studie uitgegaan van toepassing van de Midrex technologie, een proces dat is ontwikkeld voor directe reductie van ertsen met een zeer laag gehalte aan ganggesteente.

Een Midrex-installatie omvat in de regel een vergasser voor conversie van aardgas naar synthesegas en een zuurstoffabriek, installaties die niet nodig zijn bij reductie en oxidatie van ijzerkorrels. Omdat beide installaties relatief

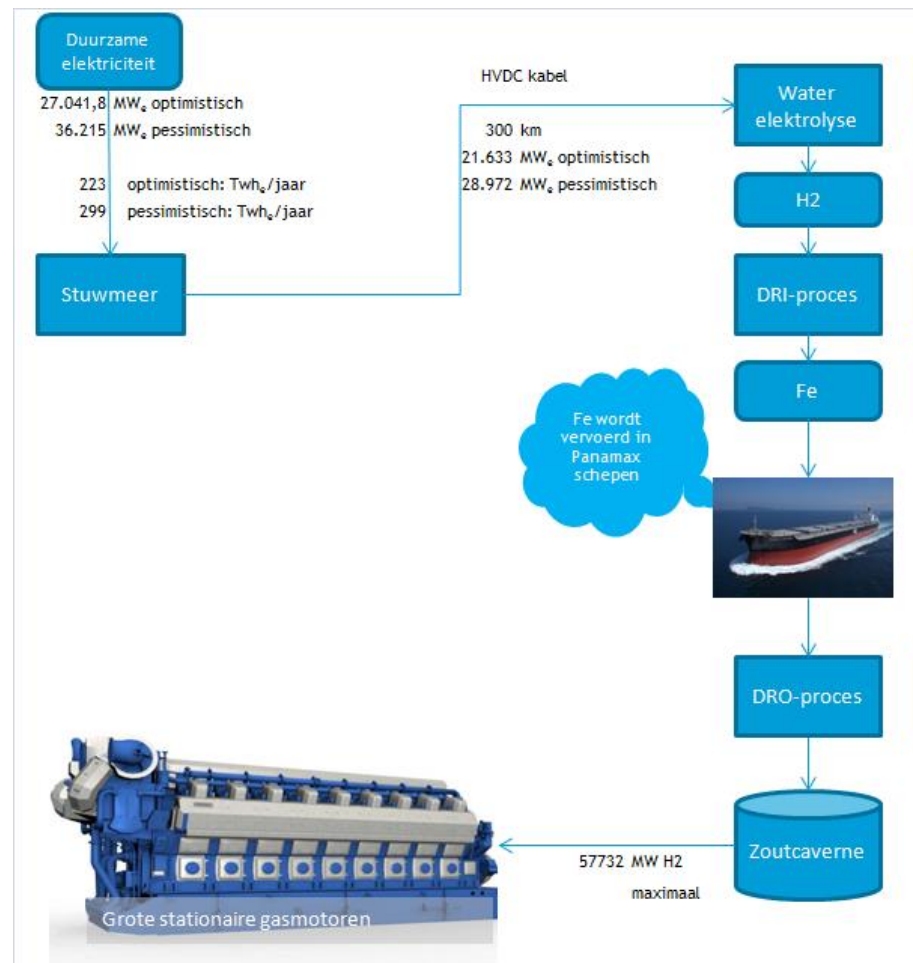


standaard technologie zijn en een relatief bescheiden productiecapaciteit hebben in vergelijking met de verwerkte hoeveelheid ijzer is in de verdere analyse qua investeringskosten niet gecorrigeerd voor deze installaties. Er is uitgegaan van een investering van M\$ 550/fabriek voor 2 Mton/jaar aan productiecapaciteit aan Fe. Een schaalgrootte van 2 Mton Fe/jaar is de huidige state of the art schaalgrootte voor deze technologie¹⁶.

D.3 Beschouwde keten

De beschouwde keten is weergegeven in Figuur 28.

Figuur 28 Beschouwde H₂ via tussentijdse opslag in Fe-keten



Ongelijkmatige productie van duurzame elektriciteit wordt middels tussentijdse opslag in een stuwmeer gebufferd en - met een opslagrendement van 80% - gelijkmatig aan de in basislast opererende elektrolyse-eenheden geleverd.

Geproduceerde H₂ wordt in een Midrex DRI-proces of vergelijkbare technologie gebruikt om Fe₂O₃ te reduceren. Hierdoor wordt de energie-inhoud van de geproduceerde H₂ als het ware overgedragen aan het ijzer. Om het proces op

¹⁶ Zie: http://www.midrex.com/assets/user/media/MIDREX_Process-Brochure.pdf

de benodigde temperatuur te houden wordt een deel van de geproduceerde waterstof gebruikt voor ondervuring.

Om de benodigde hoeveelheid Fe te kunnen verwerken zijn ongeveer 30 in basislastbedrijf opererende fabrieken met 'state-of-the-art' productiecapaciteit van 2 Mton/jaar aan Fe nodig.

Gereduceerde ijzerkorrels worden in bulkcarriers - Panamax size¹⁷ - vanuit Spanje naar Nederland getransporteerd en in Groningen met hoge temperatuur stoom weer geoxideerd tot Fe₂O₃ in ongeveer 30 fabrieken met ieder 2 Mton Fe/jaar verwerkingscapaciteit. De oxidatie-eenheden opereren in basislast-bedrijf (ca. 8.000 uur/jaar).

Het proces van reductie-transport-oxidatie-retourtransport vergt in totaal circa 9 dagen, waarvan 7 voor laden/lossen en transport. Per dag wordt circa 170 kton Fe verwerkt, zodat in totaal 1,5 Mton aan Fe korrels nodig is om de benodigde hoeveelheid H₂ te kunnen aanvoeren. De korrels zullen - uitgaande van de prijs voor sponsijzer (€ 320/ton) of staal (€ 540/ton¹⁸, koud gewalst draad) is de met deze hoeveelheid ijzer gepaarde investering minstens M€ 200-M€ 340.

Teruggeproduceerde H₂ wordt bij 160-180 bar in zoutkoepels opgeslagen en bij piekvragen voor elektriciteit in grootschalige gasmotoren met een rendement van tenminste 50% ingezet.

Voor opslag is een grote investering in aanleg van zoutkoepels nodig. Huidig beschikbaar opslagvolume is ongeveer 90 miljoen m³ inhoud met een opslagcapaciteit (samendrukbaarheid = 1,1) van ongeveer 150 m³/m³ zoutkoepel of 14 BCM. Voor opslag van de benodigde 100 TWh H₂ is ongeveer 35 BCM opslagvolume nodig - rekening houdend met 15-20% kussengas (laagste druk 30 bar¹⁹) en rekening houdend met het gegeven dat ongeveer 20% van de benodigde waterstof wordt geproduceerd in de vraagperiode. Voor realisatie van het totale opslagvolume zou (zie Hyunder-studies) een investering van ongeveer € 20 miljard nodig zijn.

Voor de gasmotoren is uitgegaan van een specifieke investering van € 400/kW_e²⁰).

¹⁷ Vanwege de diepte van de Groningse zeehavens.

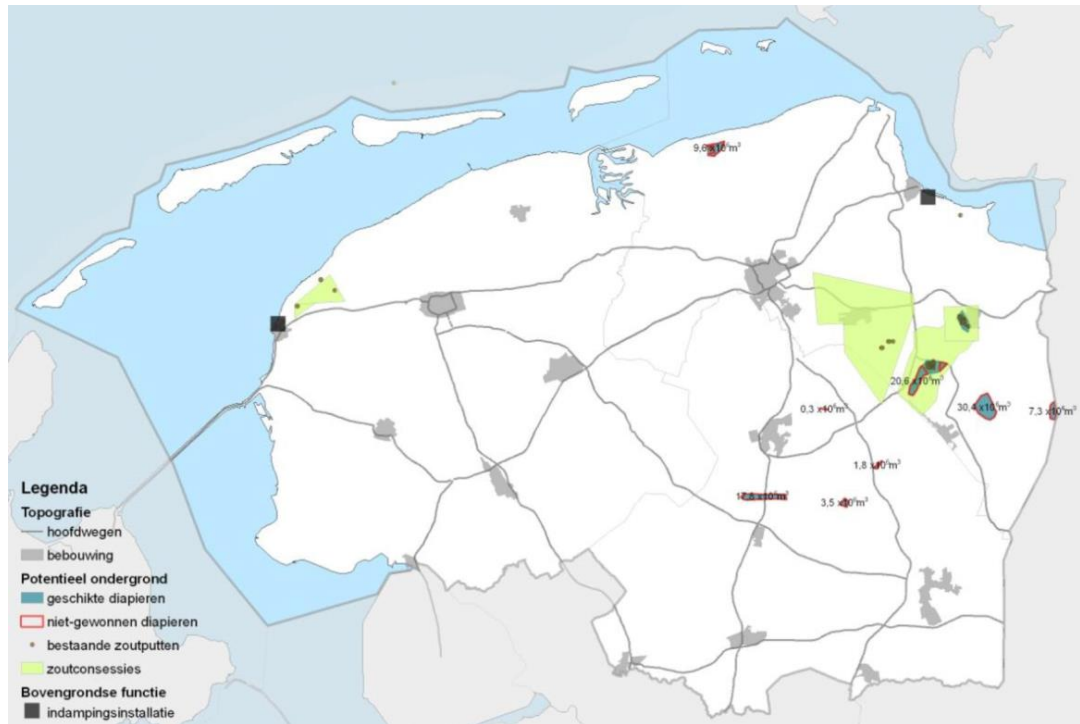
¹⁸ Zie: <http://www.worldsteelprices.com/> - bij wisselkoers €/€ = 0,8.

¹⁹ Er is aangenomen dat de uitstroomsnelheid beneden deze druk onvoldoende is.

²⁰ Opgave Jenbacher voor 3,5 MWe gasmotor.



Figuur 29 Opslagmogelijkheden waterstof



Bijlage E Wind van de Noordzee

Voor zon-PV en wind op zee in Nederland zijn beschikbaarheid en huidige niveau van productiekosten afgeleid uit de SDE+ berekeningen. Toekomstige productiekosten zijn overgenomen uit rapporten van WEO, IPCC (SRREN-rapport), Fraunhofer en EWEA.

Tabel 22 Productiekosten en beschikbaarheid voor duurzame elektriciteitsbronnen in Nederland

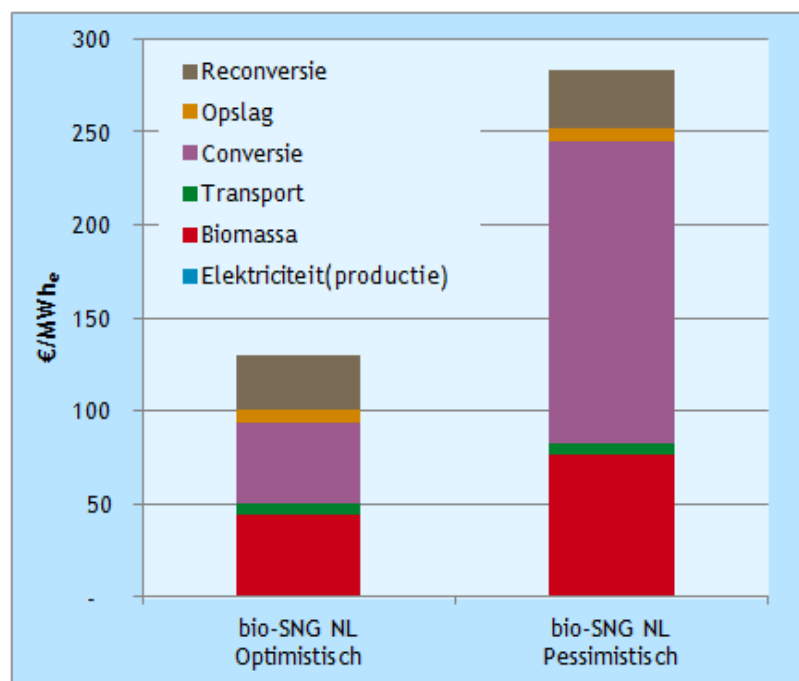
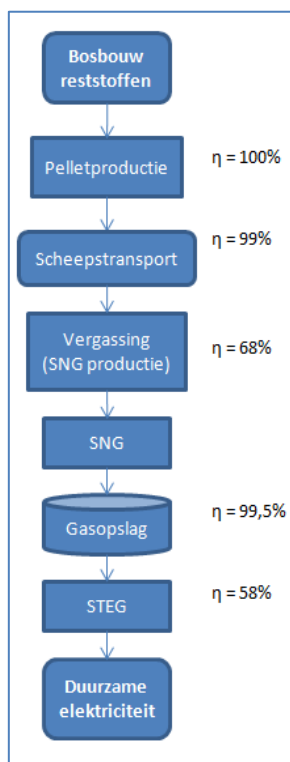
	Prijsniveaus hernieuwbaar vermogen, €/MWh		Beschikbaarheid
	Pessimistisch: anno nu	Optimistisch: anno 2035	
Offshore windvermogen	150	90	45%
Zon-PV	140	80	10%

Wind op zee kan in de toekomst een hogere beschikbaarheid hebben wanneer grotere en windgevoeligere windmolens beschikbaar komen.

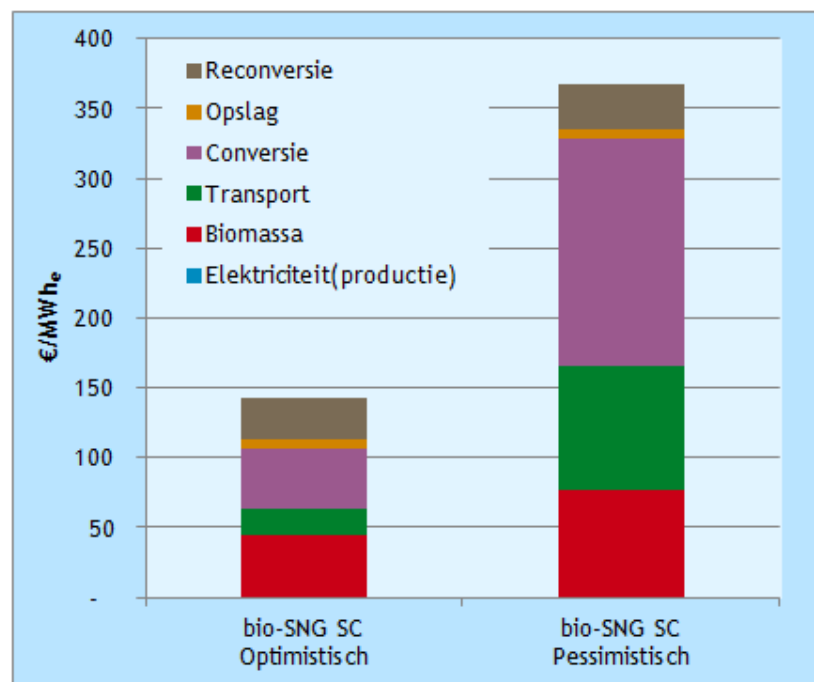
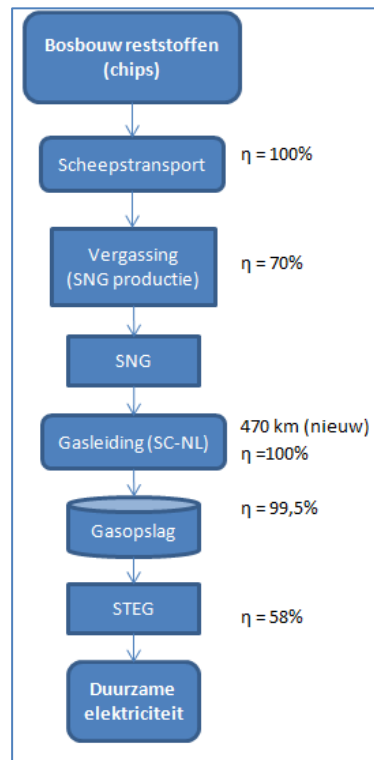


Bijlage F Stroomschema's

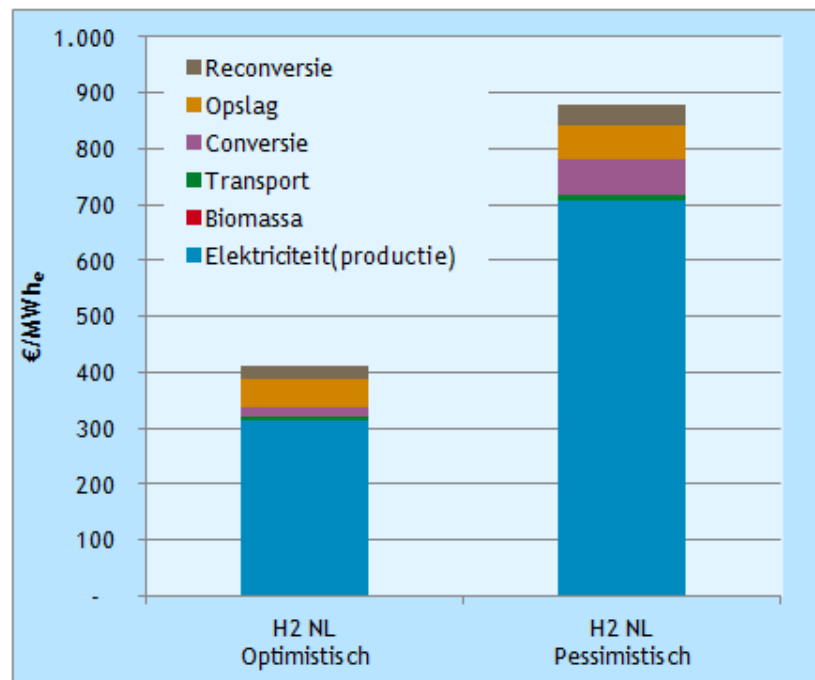
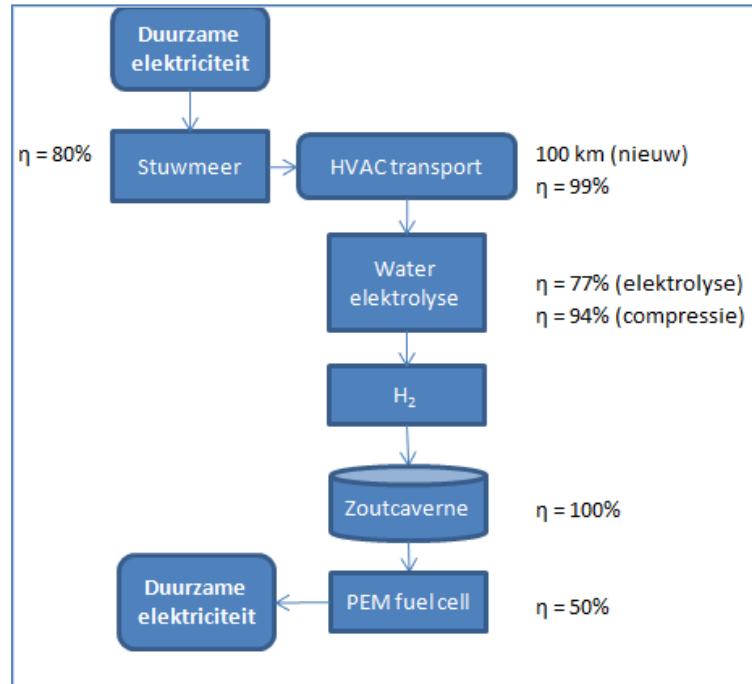
F.1 Bio-SNG Nederland



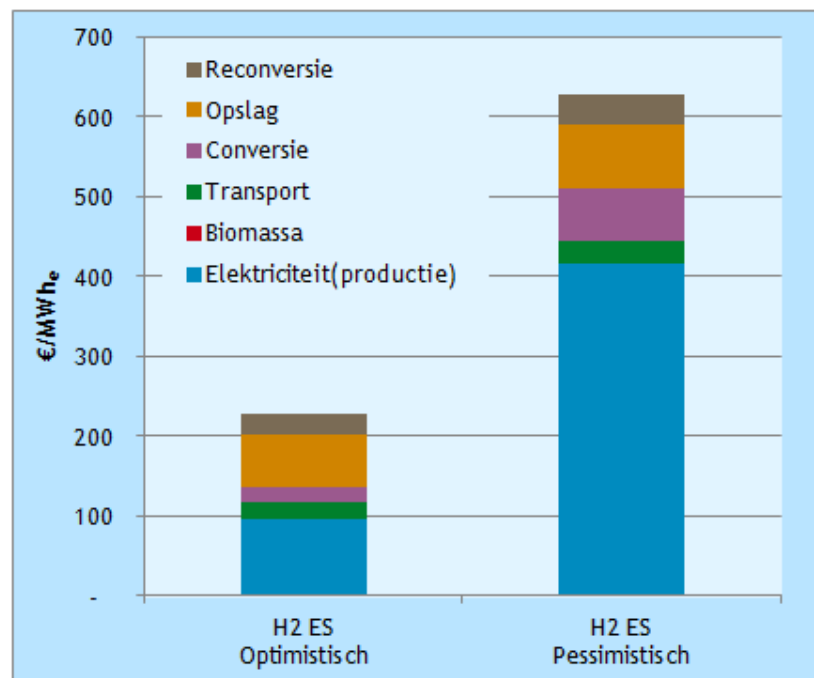
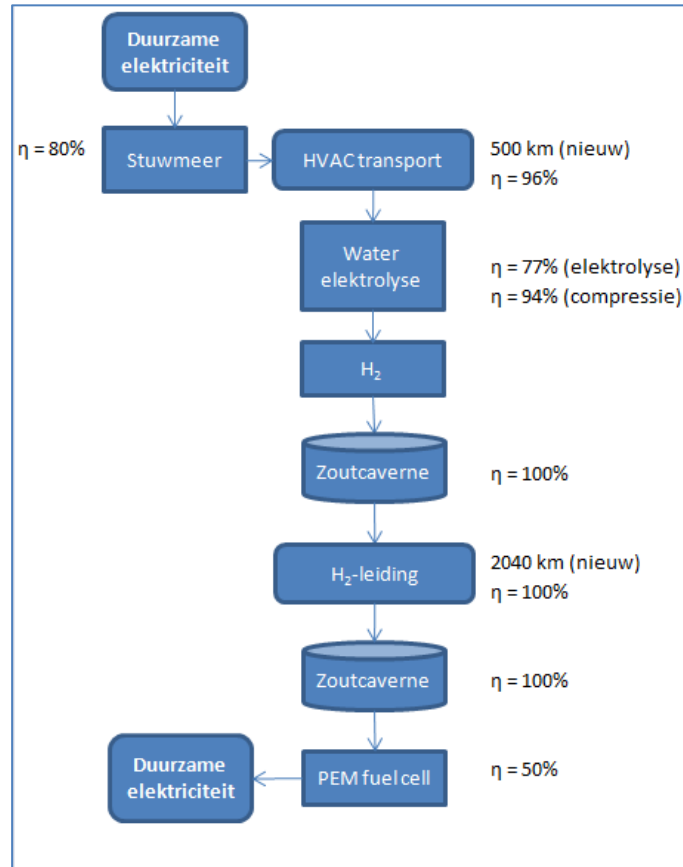
F.2 Bio-SNG Scandinavië



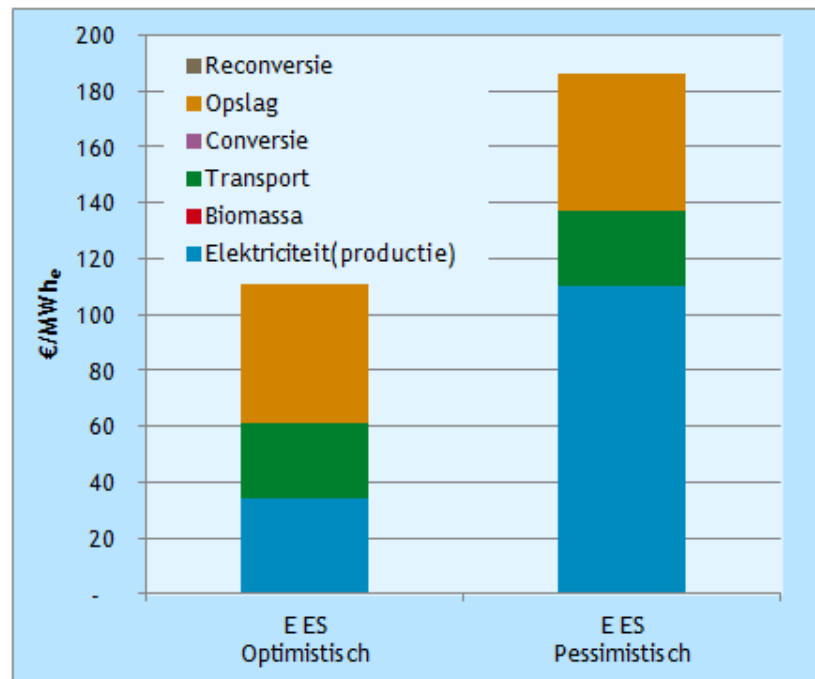
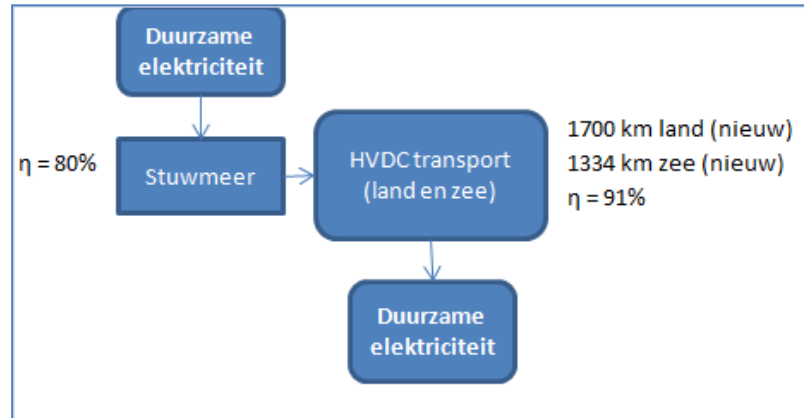
F.3 H₂ Nederland



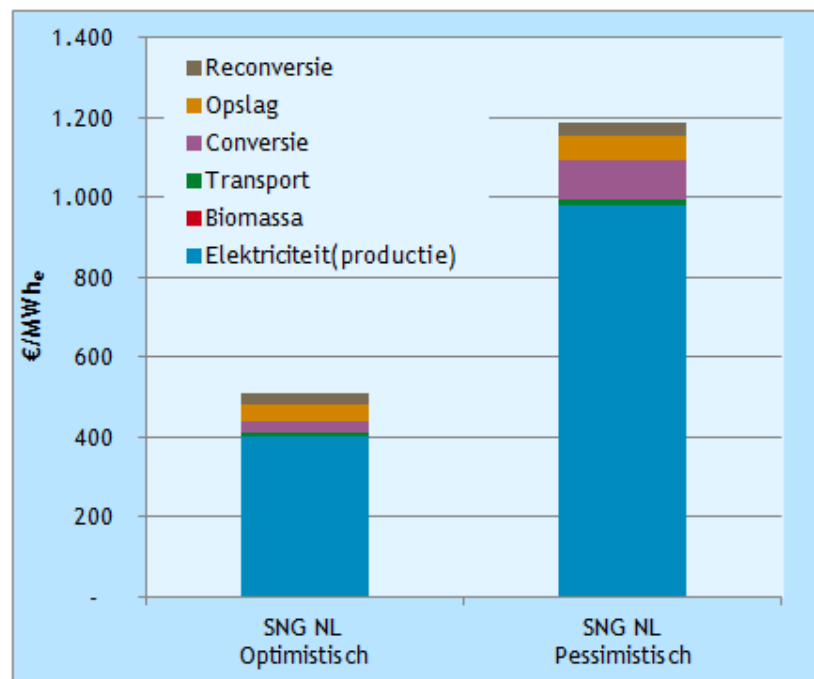
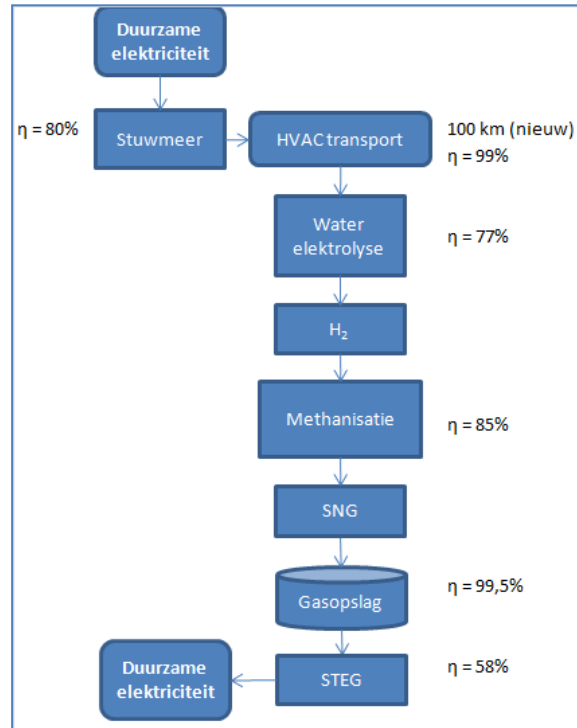
F.4 H₂ Spanje-route



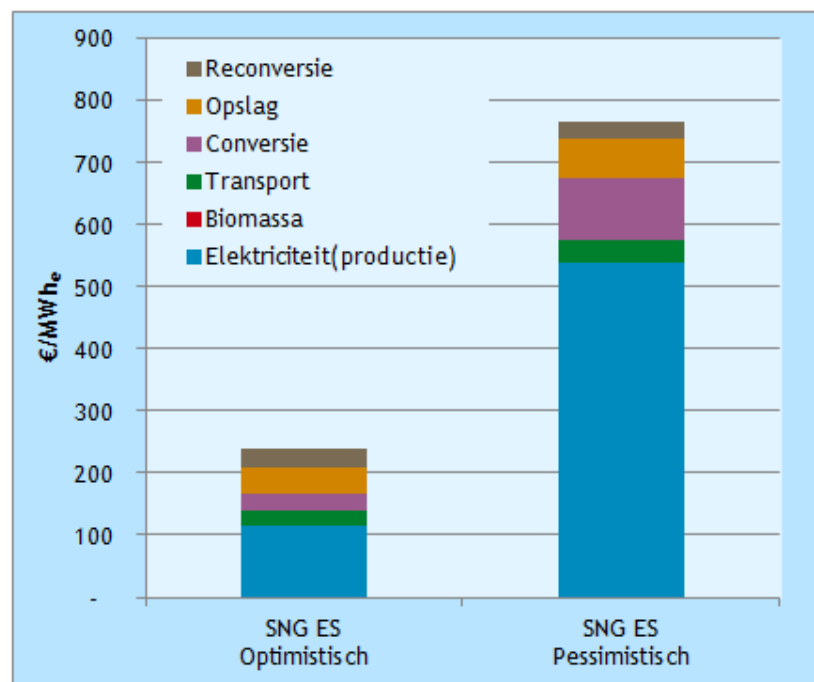
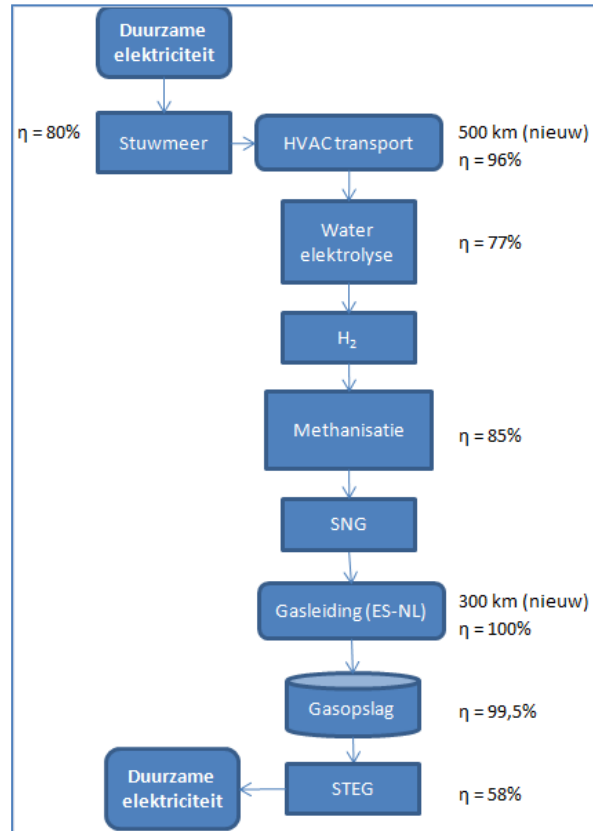
F.5 Elektriciteit Spanje-route



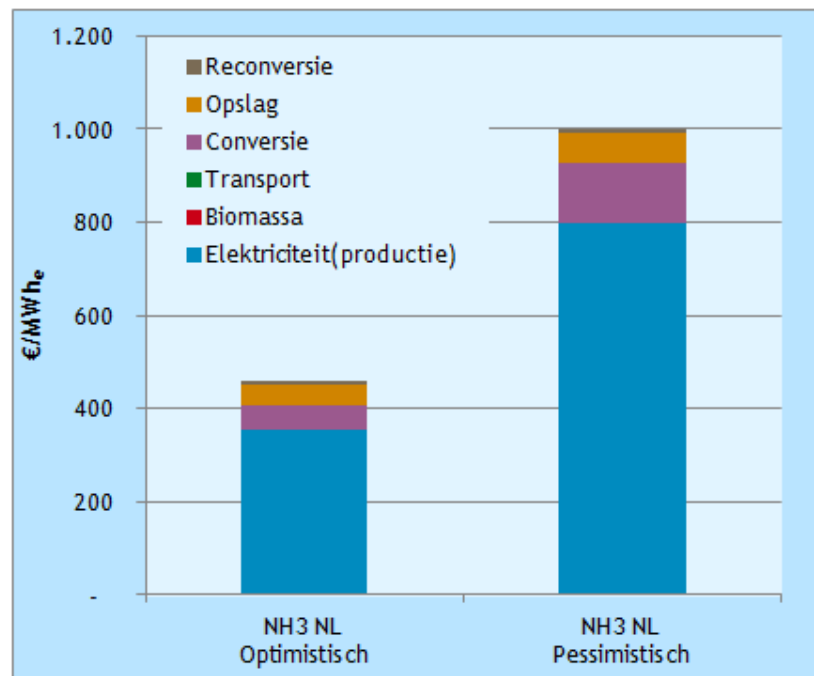
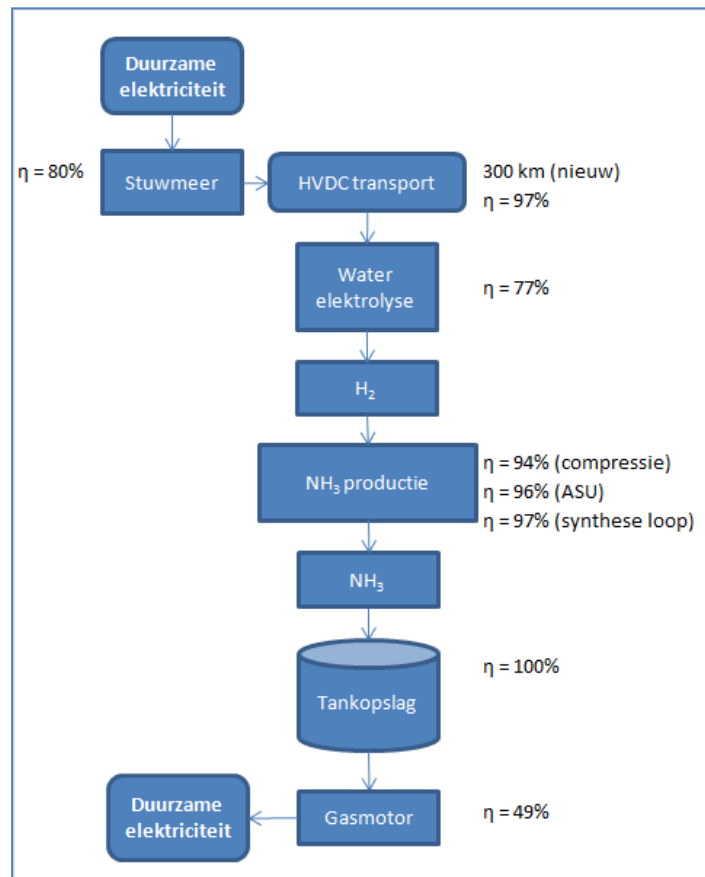
F.6 SNG uit H₂, Nederland-route



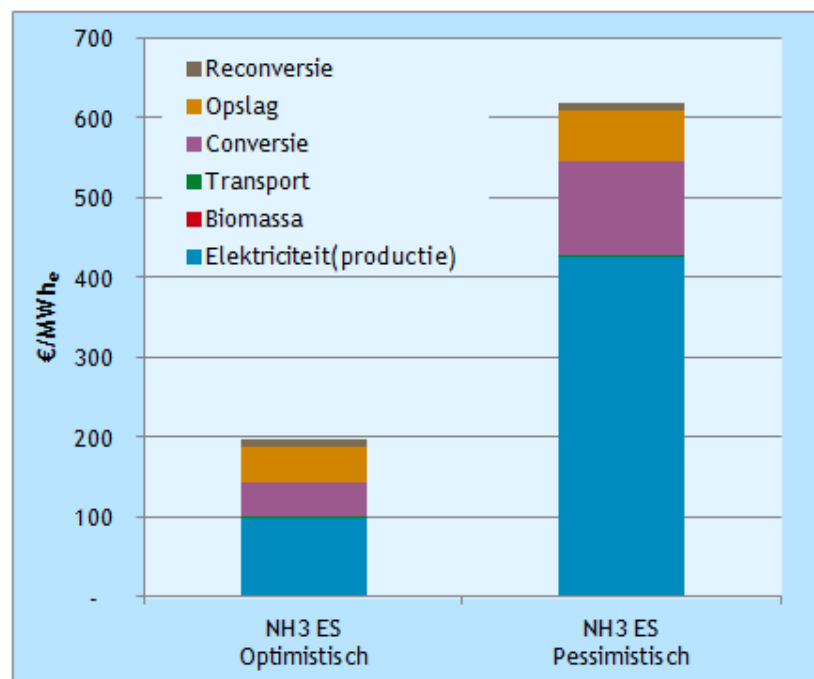
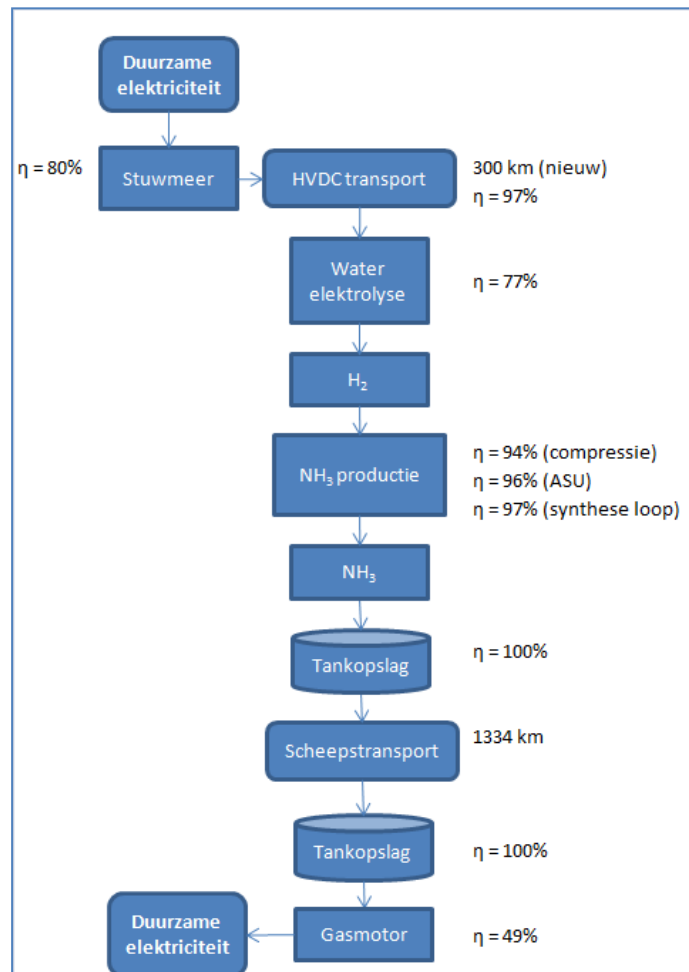
F.7 SNG uit H₂, Spanje-route



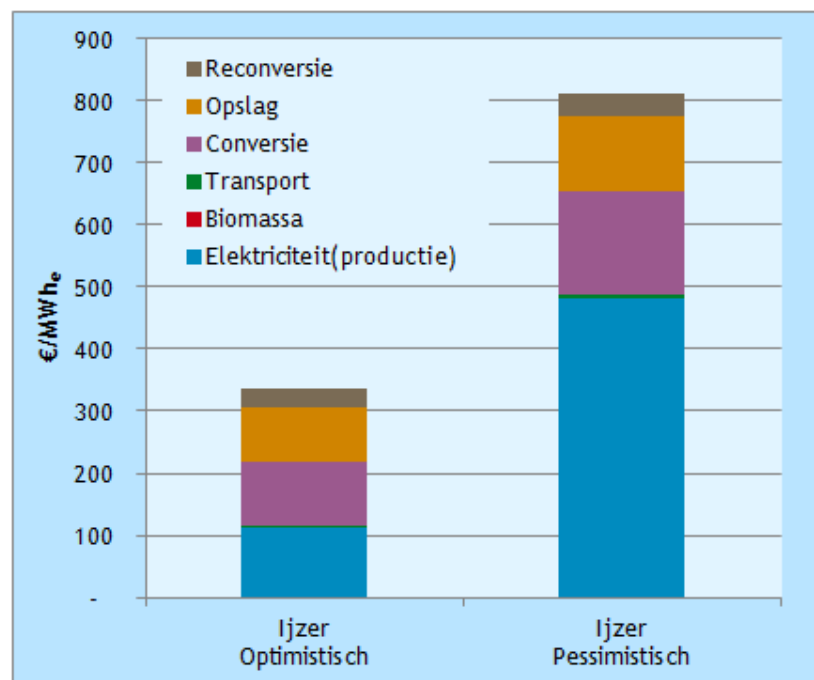
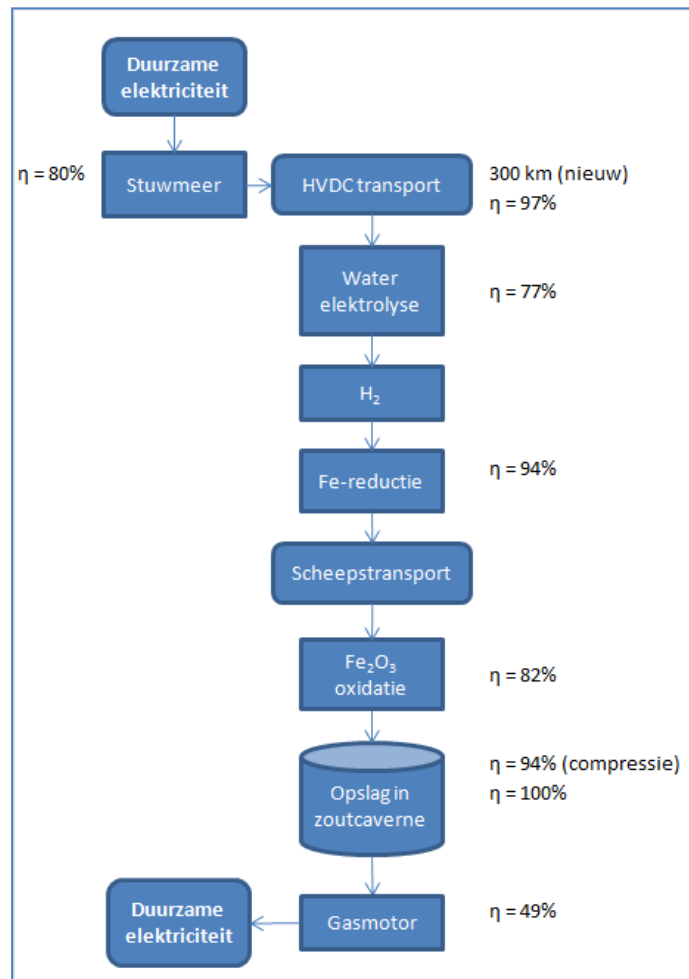
F.8 NH₃ Nederland-route



F.9 NH₃ Spanje-route



F.10 IJzer Spanje-route



Bijlage G Output model

H₂ ES			
KOSTEN			
Elektriciteit INPUT	4.806	M€/jaar	
HVAC transport land	974	M€/jaar	
Stuwmeer	1.501	M€/jaar	
Water + ontzilting	91	M€/jaar	
SOEC	702	M€/jaar	
Deionisatie en nabehandeling H ₂	126	M€/jaar	
Compressie	80	M€/jaar	
Opslag/buffer zoutcaverne (gas, 120 bar)	883	M€/jaar	
Transport per H ₂ -leiding (36 cm doorsnede)	106	M€/jaar	
Opslag zoutcaverne (120 bar)	883	M€/jaar	
Fuel cell (PEM)	1.202	M€/jaar	
Totale kosten	11.354	M€/jaar	
Totale kosten per cyclus	227	€/MWh	
	63	€/GJ	
H₂ NL			
KOSTEN			
Elektriciteit INPUT	15.716	M€/jaar	
HVAC transport land	311	M€/jaar	
Stuwmeer	1.409	M€/jaar	
Water + ontzilting	91	M€/jaar	
SOEC	702	M€/jaar	
Deionisatie en nabehandeling H ₂	126	M€/jaar	
Compressie	80	M€/jaar	
Opslag zoutcaverne (120 bar)	883	M€/jaar	
Fuel cell (PEM)	1.202	M€/jaar	
Totale kosten	20.521	M€/jaar	
Totale kosten per cyclus	410	€/MWh	
	114	€/GJ	
E ES			
KOSTEN			
Elektriciteit INPUT	1.721	M€/jaar	
HVDC transport land	253	M€/jaar	
Stuwmeer	2.469	M€/jaar	
HVDC zee Gijon-Rotterdam	1.087	M€/jaar	
Totale kosten	5.530	M€/jaar	
Totale kosten per cyclus	111	€/MWh	
	31	€/GJ	
SNG ES			
KOSTEN			
Elektriciteit INPUT	5.769	M€/jaar	
HVAC transport land	1.170	M€/jaar	
Stuwmeer	1.802	M€/jaar	
Water + ontzilting	52	M€/jaar	
SOEC	805	M€/jaar	
Deionisatie en nabehandeling H ₂	145	M€/jaar	
CO ₂	238	M€/jaar	
Methanisatie	128	M€/jaar	
Transport per gasleiding (36 cm doorsnede) -	17	M€/jaar	



tot gasnet Frankrijk			
Ondergrondse gasopslag	303	M€/jaar	
SNG in STEG/generator	1.479	M€/jaar	
Totale kosten	11.907	M€/jaar	
Totale kosten per MJ LNG op de markt gebracht	238	€/MWh	
	66	€/GJ	
SNG NL			
KOSTEN			
Elektriciteit INPUT	20.095	M€/jaar	
HVAC transport land	398	M€/jaar	
Stuwmeer	1.802	M€/jaar	
Water + ontzilting	52	M€/jaar	
SOEC	805	M€/jaar	
Deionisatie en nabehandeling H ₂	145	M€/jaar	
CO ₂	238	M€/jaar	
Methanisatie	128	M€/jaar	
Ondergrondse gasopslag	303	M€/jaar	
SNG in STEG/generator	1.479	M€/jaar	
Totale kosten	25.445	M€/jaar	
Totale kosten per MJ LNG op de markt gebracht	509	€/MWh	
	141	€/GJ	
Bio-SNG SC		€/GJe	€/kWhe
KOSTEN			
Elektriciteit(productie)			
Biomassa	12,21	€/GJe	44
Transport	5,22	€/GJe	19
Conversie	12,16	€/GJe	44
Opslag	1,89	€/GJe	7
Reconversie	8,22	€/GJe	30
Totaal	39,70	€/GJe	143
Bio-SNG NL		€/GJe	€/kWhe
KOSTEN			
Elektriciteit(productie)			
Biomassa	12,21	€/GJ	44
Transport	1,71	€/GJ	6
Conversie	12,16	€/GJ	44
Opslag	1,89	€/GJ	7
Reconversie	8,22	€/GJ	30
Totaal	36,19	€/GJ	130
NH₃ ES		€/GJe	€/kWhe
KOSTEN			
Elektriciteit(productie)	27,31	€/GJ	98
Biomassa	-	€/GJ	-
Transport	0,58	€/GJ	2
Conversie	11,92	€/GJ	43
Opslag	12,53	€/GJ	45
Reconversie	2,18	€/GJ	8
Totaal	54,52	€/GJ	196
NH₃ NL		€/GJe	€/kWhe
KOSTEN			
Elektriciteit(productie)	98,31	€/GJ	354
Biomassa	-	€/GJ	-



Transport	0,57	€/GJ	2
Conversie	14,62	€/GJ	53
Opslag	12,29	€/GJ	44
Reconversie	2,18	€/GJ	8
Totaal	127,98	€/GJ	461
IJzer ES		€/GJe	€/kWhe
KOSTEN			
Elektriciteit(productie)	30,98	€/GJ	112
Biomassa	-	€/GJ	-
Transport	0,98	€/GJ	4
Conversie	28,70	€/GJ	103
Opslag	24,34	€/GJ	88
Reconversie	8,71	€/GJ	31
Totaal	93,71	€/GJ	337

