



Power to gas business cases.

Een onderzoek naar de kosten en baten van P2G toepassingen in het energiesysteem.

A. Perl en B.V. ter Veer

Juli 2017

Power to gas business cases.

*Een onderzoek naar de kosten en baten van P2G toepassingen in het
energiesysteem.*

A . Perl en B.V. ter Veer

Hanze University of Applied Sciences

Juli 2017

Samenvatting

In het kader van het FLEX P2G project zijn prototypes van een 50 KW PEMWE electrolyser en van een SEM reactor ontwikkeld. Met behulp van deze Power to Gas (P2G) technologie kan door middel van elektrolyse eerst waterstof en vervolgens - na een reactie met CO₂- methaan worden geproduceerd. Dit onderzoek richt zich op het inzichtelijk maken en identificeren van (niche) markten en het ontwikkelen van business cases voor deze technologie. Hiertoe worden alle kosten en baten van de technologie geïnventariseerd en voor zover mogelijk gemonetariseerd.

Er zijn vier mogelijke modellen voor de toepassing van P2G technologie onderzocht. Deze vier modellen kennen elk meerdere varianten. In het *dedicated model* wordt de elektriciteitsproductie van een PV-installatie en/of een windturbine volledig benut voor P2G. Het methaan wordt verkocht aan derden. In het *Gas voor eigen gebruik model* wordt de elektriciteitsproductie van een PV-installatie of een windturbine ook volledig benut voor P2G. In dit model wordt het geproduceerde methaan door het huishouden of door de onderneming zelf gebruikt om zodoende te besparen op de eigen gasrekening. In het *windpark Fryslan model* wordt de elektriciteitsproductie van het windpark geheel of gedeeltelijk benut voor P2G. De belasting van het hoogspanningsnetwerk kan daardoor worden verminderd waardoor investeringen in het verzwaren van dit netwerk kunnen worden vermeden. In het *flexibiliteitsmarkt model* wordt een P2G-installatie gebruikt om bij te dragen aan het balanceren van het elektriciteitsnet. De P2G-installatie neemt elektriciteit af op momenten van overschotten op het net en wordt daarvoor beloond.

Voor de vier modellen en hun varianten is een kosten-baten analyse opgesteld. De belangrijkste kosten worden veroorzaakt door de investeringen, het onderhoud, de elektriciteit en de CO₂. De belangrijkste opbrengsten bestaan uit de opbrengst van methaan, warmte, zuurstof en eventueel uit de vermeden investeringen in de uitbreiding van het hoogspanningsnet.

Het FLEX P2G project heeft als doel om een gecombineerde electrolyser en SEM reactor te ontwikkelen met een kostprijs (CAPEX) van € 1.500 per kWe. De jaarlijkse onderhoudskosten worden gesteld op 5% van de gedane investering.

Voor de kosten van elektriciteit wordt uitgegaan van de verwachte ontwikkeling van de day ahead prijs op de APX energiebeurs. Verwacht wordt dat de prijs zich zal ontwikkelen van € 0,025 in 2018 tot € 0,060 in 2032. Aangenomen wordt dat indien de exploitant van een PV-installatie of windturbine in aanmerking komt voor SDE+ subsidie dat deze regeling van kracht blijft ook als de elektriciteit wordt geleverd aan een P2G installatie.

De kosten van CO₂ zijn sterk afhankelijk van de schaalgrootte van het project. Bij een kleinschalig project moet de CO₂ in pakketten cilinders worden aangeschaft voor circa € 1.000 per ton CO₂. Indien er kan worden gekozen voor vervoer per tanktruck en opslag in een tank zijn de kosten van CO₂ € 38 - € 58 per ton. Wanneer er sprake is van grootschalig gebruik of als er een CO₂-

distributed in the direct environment can be removed via a pipeline. These costs are highly situation specific.

The yield of methane can be realized in several ways. If the gas is sold on the day-ahead market, the expected price is € 0,016 per kWh in 2018. If the gas is sold as certified green gas, the expected price is € 0,026 per kWh. When the gas is used for own use, the saved costs are the yield of the gas. For a household, this is € 0,059 per kWh and for a non-household, it is € 0,042 per kWh. If the gas price is the same as the gasoline price based on energy content, the price is € 0,103 per kWh. The price can be based on existing subsidy regulations with gas as energy carrier. The SDE+ subsidy for biomass gasification amounts to € 0,150 per kWh.

There is only a yield of heat if the heat can be delivered to a heat network in the environment. Heat networks in the Netherlands often have a fixed source of heat, and there is usually no open access. The average compensation for heat is € 0,018 per kWh.

The industrial market for oxygen is not suitable for a P2G project. The volumes on this market are large and there is a continuous process. The market for medical oxygen is also suitable. Successful entry would allow oxygen to be delivered to oxygen depots of suppliers on this market. The price is estimated at € 0,27 per kg.

From the analysis of the *dedicated model* it appears that the P2G process does not result in a positive business case based on the yields of methane, heat and oxygen. Even when the price of methane is based on the price of gasoline, the net present value of the project is negative.

The *Gas for own use model* is based on finding the largest possible difference between the electricity price and the gas price. By using the produced gas itself, the value of the gas is equal to the price that would otherwise have to be paid. This is a price including tax and therefore relatively high. This model also does not result in a positive business case.

In the *Windpark Fryslan model*, the savings from the expansion of the high-voltage network are central. The construction of the wind park makes the construction of a connection cable from Breezanddijk to Marnezijl and a new underground cable from Marnezijl to Oudehaske necessary. The costs are estimated at € 2,5 million per kilometer. The application of P2G to investments in the high-voltage network to prevent this results in the Windpark Fryslan not being a positive business case. It is clear that the saved investments are high enough to be a positive business case at a given moment.

From the sensitivity analysis it appears that with a decrease in investment costs to € 1,200 to € 1,000 per kW and a future electricity price of at most € 0,04, there is a positive business case. The sale of gas, heat, oxygen and savings on infrastructure must all together make a significant contribution. This means that there is a heat network in the

buurt moet zijn en dat de betreding van de zuurstofmarkt succesvol moet verlopen. Bovendien moet het methaan kunnen worden verkocht voor een prijs die is gebaseerd op de prijs van benzine.

Tenslotte wordt in het *flexibiliteitsmodel* een P2G-installatie gebruikt om bij lage en negatieve APX-prijzen methaan te produceren. Er kan in dit model geld worden verdiend op de onbalansmarkt. Tegen de huidige en verwachte gasprijs en het relatief lage aantal uren dat er kan worden geopereerd op de onbalansmarkt is er geen sprake van een positieve business case.

Inhoud

1. Introductie.....	9
2. Een business case versus een Maatschappelijke Kosten-Batenanalyse (MKBA).	11
3. Het dedicated model.....	12
3.1 Probleemanalyse.....	12
3.2 Vaststellen nulalternatief.....	12
3.3 Vaststellen projectalternatief.....	12
3.4 Bepalen kosten.....	13
3.4.1 De kosten van de P2G-installatie.....	13
3.4.2 De kosten van elektriciteit.....	14
3.4.3 Kosten CO2.....	15
3.4.4 CO2 transport.....	18
3.5 Identificeren van effecten.....	20
3.5.1 Methaan.....	20
3.5.2 Zuurstof.....	23
3.5.3 Warmte.....	25
3.6 Kwantificeren van effecten.....	27
3.7 Monetariseren van effecten.....	31
3.8 Opstellen overzicht van kosten en baten.....	34
3.9 Gevoeligheidsanalyse.....	35
3.10 Resultaten.....	36
4. Gas voor eigen gebruik.....	38
4.1 Probleemanalyse.....	38
4.2 Vaststellen nulalternatief.....	38
4.3 Vaststellen projectalternatief.....	38
4.4 Bepalen kosten.....	38
4.5 Identificeren van effecten.....	40
4.6 Kwantificeren van effecten.....	43
4.7 Monetariseren van effecten.....	46
4.8 Opstellen overzicht van kosten en baten.....	48
4.9 Varianten- en risico-analyse.....	49
4.10 Resultaten.....	49
5. Het windpark model.....	51

5.1	Probleemanalyse	51
5.2	Vaststellen nulalternatief	54
5.3	Vaststellen projectalternatief.....	55
5.4	Bepalen kosten	55
5.5	Identificeren van effecten	61
5.6	Kwantificeren van effecten	63
5.7	Monetariseren van effecten.....	66
5.8	Opstellen overzicht van kosten en baten.....	69
5.9	Varianten- en risico-analyse	69
5.10	Resultaten.....	71
6.	Flexibiliteit	72
6.1	Probleemanalyse	72
6.2	Vaststellen nul-alternatief.....	72
6.3	Vaststellen projectalternatief.....	72
6.3.1	Flexibele warmteafnemers	72
6.3.2	Flexibiliteit met P2G	73
6.4	Bepalen kosten	73
6.5	Identificeren van effecten	75
6.6	Overige effecten	76
6.7	Productie van methaan, waterstof en warmte	76
6.8	Overige effecten	77
6.9	Opstellen overzicht kosten en baten.....	77
6.10	Varianten en risico-analyse	78
6.11	Resultaten.....	78
7.	Conclusies.....	79
	Literatuur.....	80

1. Introductie.

In het kader van het FLEX P2G project zullen prototypes van een 50 KW PEMWE electrolyser en van een SEM reactor worden ontwikkeld. Met behulp van deze technologie zal elektriciteit worden omgezet naar methaan. Dit onderzoek zal zich richten op het inzichtelijk maken en identificeren van (niche) markten en het ontwikkelen van business modellen voor deze technologie. Hiertoe zullen alle kosten en baten van de technologie moeten worden geïnventariseerd en voor zover mogelijk gemonetariseerd. Dit zal resulteren in een maatschappelijke kosten baten analyse en in de mogelijke identificatie van business cases.

Dit onderzoek zal zich richten op een aantal mogelijke toepassingen van de ontwikkelde technologie. De toepassingen zijn gebaseerd op de in de literatuur genoemde mogelijke business cases (Lehner, 2014, Jansen, 2015).

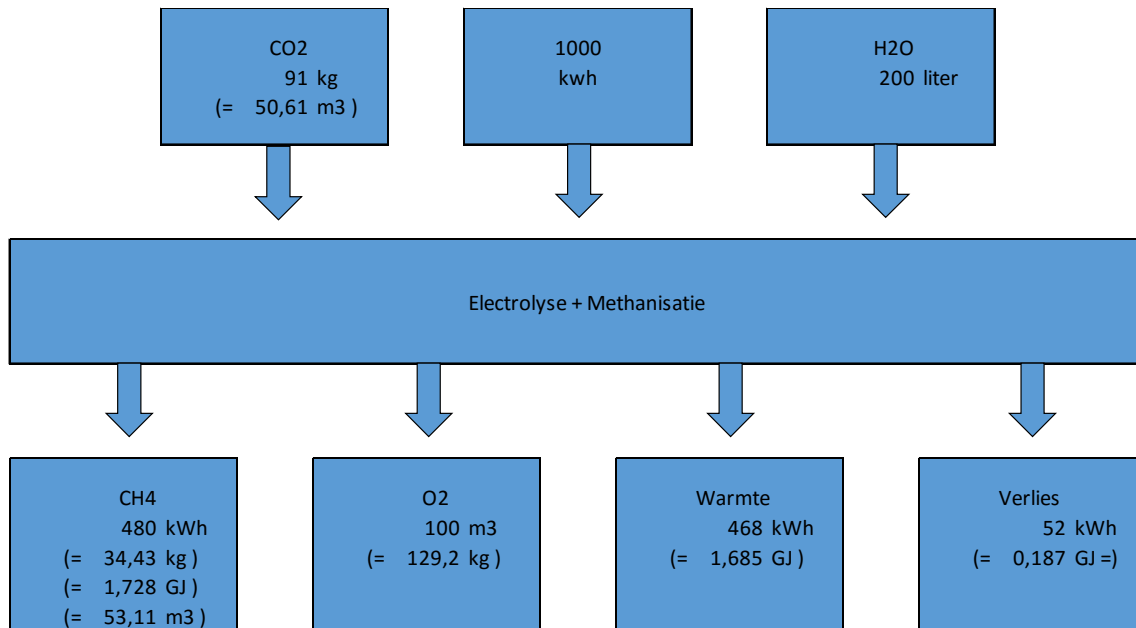
In de eerste plaats zal worden gekeken naar de situatie waarbij de elektriciteit van een PV-installatie en/of een windturbine wordt gebruikt om methaan te produceren (het *dedicated* model). De elektriciteit wordt dan in eerste instantie niet geleverd aan het elektriciteitsnet maar is bestemd voor de productie van methaan. Alleen een overschot aan elektriciteit zal worden geleverd aan het net. Het verdienmodel is gebaseerd op de zogeheten spread, het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de gasprijs.

De tweede casus betreft de productie van gas voor eigen gebruik. Een onderneming bespaart op de inkoop van gas door met zelf geproduceerde elektriciteit gas te produceren. Indien deze besparing op de gasrekening groter is dan de gemiste opbrengsten van de elektriciteit is dit mogelijk een rendabele toepassing van P2G.

De derde casus betreft de toepassing van P2G bij het inpassen van windenergie in het Nederlandse energiesysteem. De plannen van de overheid zoals vormgegeven in het Wind op land beleid zullen resulteren in een toename van de productie van windenergie in Nederland. Per provincie is vastgesteld hoeveel extra windcapaciteit er zal worden gebouwd. Voor veel provincies is ook al bepaald waar de nieuwe windmolens zullen worden gebouwd. Onderzocht zal worden in welke mate de extra windcapaciteit zal leiden tot extra investeringen in het elektriciteitsnet en of deze kunnen worden vermeden door toepassing van P2G.

Tenslotte wordt onderzocht of de flexibiliteit van P2G kan worden ingezet op de onbalansmarkt. De P2G installatie wordt in dat geval gebruikt om balanceringsproblemen op het elektriciteitsnet op te lossen en om te profiteren van lage elektriciteitsprijzen.

Voor het onderzoeken van de kosten en baten van de diverse cases moet eerst het P2G proces worden beschreven en een aantal uitgangspunten worden vastgesteld. Figuur 1 toont een Material and Energy Flow Analysis (MEFA) (Pierie, 2015) waarbij 1.000 kWh aan elektriciteit als input wordt verondersteld. Voor de elektrolyse en methanisatie van deze elektriciteit is 91 kg CO₂ en 200 liter water nodig. De output van het proces bestaat uit methaan, zuurstof, warmte en verlies. Er wordt uitgegaan van een efficiency van het P2G proces van 48% (Mosheni, 2013), bij een input van 1.000 kWh elektriciteit resulteert het P2G proces dan in 480 kWh methaan, 100m³ zuurstof, 468kWh restwarmte en 52 kWh verlies.



Figuur 1 Material and Energy Flow Analysis van het P2G proces.

Voor elke casus zal de MEFA worden weergegeven met de energie- en materiaalstromen op jaarbasis voor de betreffende casus.

2. Een business case versus een Maatschappelijke Kosten-Batenanalyse (MKBA).

In een business case worden de kosten en baten van een project met elkaar vergeleken, rekening houdend met de risico's en onzekerheden. De business case maakt het mogelijk om een zakelijke afweging te maken om een project wel of niet te beginnen.

Een MKBA helpt bij het bepalen wat verschillende beleidsalternatieven opleveren voor de maatschappij als geheel en wat ze kosten. Een MKBA bestaat uit de volgende stappen (Rijksoverheid, 2012):

1. Probleemanalyse
2. Vaststellen nulalternatief
3. Vaststellen projectalternatief
4. Bepalen kosten
5. Identificeren van effecten
6. Kwantificeren van effecten
7. Monetariseren van effecten
8. Opstellen overzicht van kosten en baten
9. Varianten- en risico-analyse
10. Resultaten presenteren

In dit onderzoek zal het kwantificeren en monetariseren gezamenlijk worden besproken. De varianten- en risico-analyse zal in dit onderzoek bestaan uit een gevoeligheidsanalyse.

Het verschil tussen een MKBA en een business case bestaat uit het wel of niet meetellen van externe effecten. Bij een MKBA worden alle effecten meegewogen, dus ook de effecten die derden ervaren. Bij een business case gaat het uitsluitend om de kosten en baten voor de onderneming in kwestie. Indien bij de aanleg van een windmolenpark ook een P2G installatie wordt geplaatst kan dit een balansprobleem op het netwerk voorkomen. Dit is een baat voor de netbeheerder. Bij een MKBA telt deze baat mee, bij een business case niet tenzij de investeerders in het windmolenpark een vergoeding krijgen van de netbeheerder. Om deze reden is het nuttig om eerst een MKBA op te stellen er daarna naar de business case te kijken. Het gaat er bij die stap dan om welke baten als baten voor het project kunnen tellen.

In een MKBA blijven belastingen en subsidies buiten beschouwing. Belastingen en subsidies zijn vanuit maatschappelijk oogpunt niet meer dan een herverdeling van middelen. Een subsidie is een baat voor de ontvanger maar een last voor de subsidieverstrekker. Vanuit maatschappelijk oogpunt kunnen deze geldstromen tegen elkaar worden weggestreept en dus buiten beschouwing worden gelaten. Omdat dit onderzoek zich richt op het identificeren van business cases worden belastingen en subsidies wel meegeteld. Voor een individueel project kunnen subsidies worden beschouwd als baten en belastingen als kosten.

3. Het dedicated model

3.1 Probleemanalyse

Bij het dedicated model wordt ervan uitgegaan dat de elektriciteit die wordt opgewekt door een bepaalde hoeveelheid zonnepanelen en/of windturbines beschikbaar is voor het P2G proces. Indien de capaciteit van de P2G installatie zo is gekozen dat er perioden zijn waarin meer elektriciteit wordt geproduceerd dan de P2G installatie kan verwerken dan wordt dit overschot geleverd aan het elektriciteitsnet. Er wordt dus onderzocht of het zelf produceren van elektriciteit om deze vervolgens - na omzetting middels P2G – te verkopen als methaan economisch aantrekkelijk is.

In Tabel 1 Verwachte jaarlijkse elektriciteitsproductie van drie solar en/of wind installaties. wordt de verwachte elektriciteitsproductie getoond van zonnepanelen met een totaal vermogen van 10 kW en 50 kW. Bovendien wordt de elektriciteitsproductie getoond van een combinatie van een windturbine van 2 MW en een zonnepanelen installatie van 8 MW. Omdat de productie van elektriciteit door zonnepanelen en windturbines elkaar deels aanvullen kan een combinatie van productietechnieken de bezettingsgraad van de P2G installatie verbeteren. De toepassing van P2G bij windturbines zonder aanvullende PV-installatie wordt besproken in hoofdstuk 4 en 5.

De locaties Hoek van Holland en Vlissingen zijn gekozen omdat deze blijkens de knmi gegevens voor de productie van wind- en zonne-energie gunstig zijn.

Tabel 1 Verwachte jaarlijkse elektriciteitsproductie van drie solar en/of wind installaties.

	10 Kw PV	50 Kw PV	2 MW wind + 8 MW PV
Hoek van Holland	10,4 MWh	52,3 MWh	19.685 MWh
Vlissingen	10,7 MWh	53,3 MWh	17.724 MWh

3.2 Vaststellen nulalternatief

Het nulalternatief betreft de situatie waarbij de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht aan een energieleverancier. Er is geen sprake van productie voor eigen gebruik, er vindt dus geen saldering plaats. Het nulalternatief waarbij wind- en zonne-energie worden gecombineerd is interessant vanwege het feit dat er sprake zal zijn van meer continuïteit in de elektriciteitsproductie omdat de zonnige uren vaak samen gaan met weinig wind terwijl de windrijke uren vaak gepaard gaan met weinig zon.

3.3 Vaststellen projectalternatief

Bij het projectalternatief wordt de geproduceerde elektriciteit niet verkocht maar gebruikt voor de productie van methaan. Dit kan aantrekkelijk zijn indien er in de toekomst sprake zal zijn van lage elektriciteitsprijzen en hoge gasprijzen. Dit verschil moet dan dermate groot zijn dat de kosten van de P2G installatie ermee kunnen worden terugverdiend.

3.4 Bepalen kosten

Voor het bepalen van de kosten van het projectalternatief wordt gekeken naar de kosten van de P2G-installatie, de onderhoudskosten, de kosten van elektriciteit en de kosten van CO₂.

3.4.1 De kosten van de P2G-installatie.

Voor het bepalen van de kosten van het projectalternatief moet de schaalgrootte worden vastgesteld. Indien het vermogen van de P2G installatie gelijk is aan het vermogen van de zonnepanelen en/of de windturbine dan kan de P2G installatie alle geproduceerde elektriciteit gebruiken voor de productie van methaan. Uit Tabel 2 blijkt dat bij een kleinere P2G installatie het deel van de elektriciteit dat voor P2G kan worden gebruikt relatief minder sterk daalt. De reden hiervoor is dat om alle elektriciteit te gebruiken voor P2G het noodzakelijk is dat de P2G installatie een vermogen heeft dat gelijk is aan het piekvermogen van de zonnepanelen en/of de windturbine. Aangezien de zonnepanelen en de windturbine een beperkt aantal uren van het jaar op hun maximale vermogen opereren vindt er mogelijk oversizing plaats. Bij een kleinere P2G installatie neemt de bezettingsgraad van deze installatie toe.

Tabel 2 Benut percentage elektriciteit voor P2G naar omvang elektrolyser.

	Hoek van Holland			Vlissingen		
	10 kW	50 kW	2+8 MW	10 kW	50 kW	2+8 MW
	PV	PV	Wind+PV	PV	PV	Wind+PV
ES%						
100	100	100	100	100	100	100
90	>99	>99	>99	>99	>99	>99
80	98	98	99	>99	>99	>99
70	95	95	98	98	98	99
60	90	90	94	94	94	96
50	82	83	90	88	88	91
40	74	73	83	78	78	85
ES = Electrolyser size = Het vermogen van de P2G installatie als percentage van het vermogen van de PV-installatie en/of windturbine.						
UE = Used electricity = De elektriciteit die wordt gebruikt voor de productie van gas als percentage van de door de PV-installatie en/of windturbine geproduceerde elektriciteit						

Uit Tabel 2 blijkt dat bij een lager vermogen van de P2G installatie er een relatief kleine daling van de benutting van de elektriciteit optreedt. Voor het projectalternatief wordt uitgegaan van een P2G installatie waarvan het vermogen 60% bedraagt van het vermogen van de zonnepanelen en/of windturbine die de elektriciteit produceren. De elektriciteit die niet wordt gebruikt voor de productie zal methaan zal worden verkocht op de elektriciteitsmarkt.

Tabel 3 toont de componenten waaruit de P2G installatie bestaat inclusief de aansluiting op het elektriciteits- en gasnetwerk. Het FlexP2G project streeft naar een turn key P2G installatie met een verkoopprijs van € 1.500 per kW in 2020. Er wordt geen rekening gehouden met kostenvoordelen als gevolg van schaalgrootte.

Tabel 3 Uitgave voor investering (= CAPEX) in P2G installatie.

Vermogen	Hoek van Holland			Vlissingen		
	10 kW	50 kW	2+8 MW	10 kW	50 kW	2+8 MW
	PV	PV	Wind+PV	PV	PV	Wind+PV
Vermogen P2G installatie	6 kW	30 kW	6 MW	6 kW	30 kW	6 MW
CAPEX	€ 9.000	€ 45.000	€ 90 mln.	€ 9.000	€ 45.000	€ 90 mln.

3.4.2 De kosten van elektriciteit.

De opbrengst van de met zonne- of windenergie opgewekte elektriciteit wordt bepaald door de groothandelsprijs en door de eventuele SDE+ bijdrage. SDE+ is een exploitatiesubsidie, producenten ontvangen subsidie voor de opgewekte duurzame energie. De SDE+ vergoedt het verschil tussen de kostprijs van grijze energie en die van duurzame energie. Voor verschillende vormen van duurzame energie is een basisbedrag vastgesteld, dit is de geschatte kostprijs van de betreffende vorm van duurzame energie. De kostprijs bevat in deze systematiek ook een winstmarge voor de exploitant. Daarnaast is een correctiebedrag vastgesteld. Dit bedrag is de geschatte opbrengst van de energie. Er geldt: SDE+ bijdrage = basisbedrag – correctiebedrag.

Voor het correctiebedrag is een minimum vastgesteld. Dit is de basisenergieprijs. Indien de prijs van energie in de toekomst daalt tot onder de basisenergieprijs dan wordt het correctiebedrag vastgesteld op het niveau van de basisenergieprijs. Op deze manier wordt er aan de SDE+ bijdrage een maximum gesteld.

In het Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017 (Lensink, 2016) zijn de volgende bedragen vastgesteld voor zonnepanelen met een vermogen van 15 kW of meer.

Basisbedrag: € 0,125 / kWh
 Correctiebedrag: € 0,033 / kWh
 Basisenergieprijs: € 0,026 / kWh

Voor windturbines op land zijn de volgende bedragen vastgesteld:

Basisbedrag: € 0,070 / kWh
 Correctiebedrag: € 0,028 / kWh
 Basisenergieprijs: € 0,025 / kWh

De SDE+ bijdrage wordt uitgekeerd als een voorschot. Het correctiebedrag wordt naderhand definitief bepaald op basis van de gemiddelde day ahead prijs voor basislast op de APX energiebeurs. Deze day ahead prijs wordt nog gecorrigeerd voor het profieffect (Zie bijlage 2).

De opbrengst van elektriciteit is voor zonnepanelen met een piekvermogen tot 15 kW gelijk aan het correctiebedrag van € 0,033 per kWh. Systemen van deze grootte krijgen geen SDE+ subsidie en zullen hun stroom verkopen op de markt. Het correctiebedrag is de geschatte marktprijs voor zonne-energie.

De opbrengst van elektriciteit voor zonnepanelen met een piekvermogen dat groter is dan 15 kW is gelijk aan € 0,128 per kWh. Deze vergoeding bestaat deels uit SDE+ subsidie en deels uit de opbrengst van de verkoop van de elektriciteit. Er wordt verondersteld dat de elektriciteit die niet wordt benut voor P2G aan het elektriciteitsnet kan worden geleverd en valt onder de SDE+ regeling. Verder wordt verondersteld dat de prijs van de elektriciteit die wordt gebruikt voor P2G gelijk is aan het correctiebedrag van € 0,033 per kWh. Dit is de door ECN geschatte marktprijs voor deze

elektriciteit. Aangenomen wordt dat de SDE+ subsidie ook wordt ontvangen voor elektriciteit die wordt gebruikt voor P2G.

Voor de prijs van elektriciteit van een windturbine wordt ook het correctiebedrag als uitgangspunt genomen. De elektriciteit die niet door de P2G installatie wordt benut wordt geleverd aan het elektriciteitsnet. De kosten van elektriciteit voor de P2G installatie bedragen € 0,028 per kWh.

Het correctiebedrag voor elektriciteit wordt jaarlijks vastgesteld op basis van de gerealiseerde marktprijs. Het is dus van belang om de toekomstige prijsontwikkeling in te schatten. ECN verwacht in de nationale energieverkenning 2016 in de toekomst een elektriciteitsprijs van € 0,030 per kWh in 2020 tot € 0,055 per kWh in 2030. Bij deze schatting is rekening gehouden met het profieffect. De belangrijkste factoren waarop deze inschatting is gebaseerd zijn de verwachte prijsontwikkeling van kolen en gas, de groeiende interconnectiecapaciteit met andere landen en de toename van wind- en zonne-energie.

Tabel 4 De verwachte prijsontwikkeling van elektriciteit in €/kWh.

Prijs/kWh	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032
Verwachting	€ 0,025	€ 0,030	€ 0,035	€ 0,040	€ 0,045	€ 0,050	€ 0,055	€ 0,060
Hoog	€ 0,041	€ 0,050	€ 0,059	€ 0,068	€ 0,077	€ 0,086	€ 0,095	€ 0,104
Laag	€ 0,022	€ 0,025	€ 0,028	€ 0,031	€ 0,034	€ 0,037	€ 0,040	€ 0,043

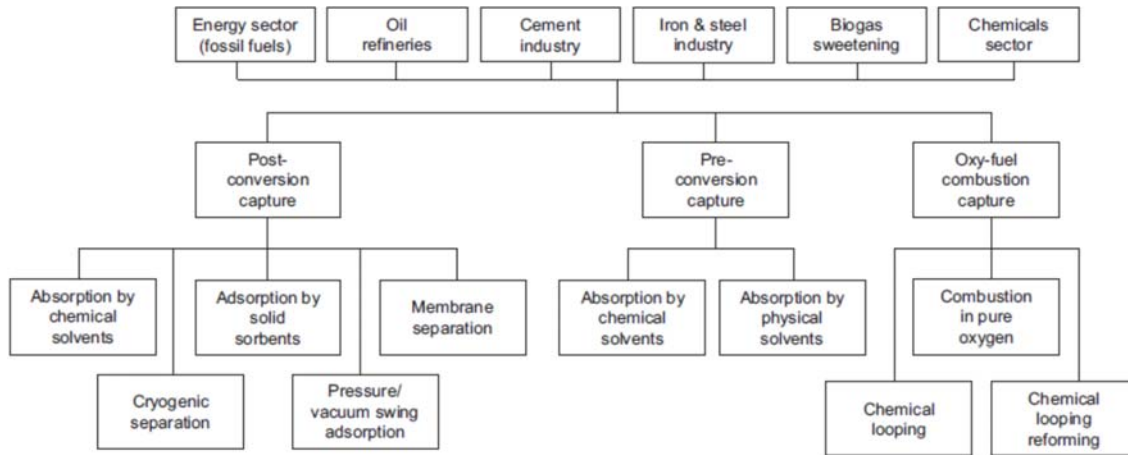
Tabel 4 toont de verwachte prijsontwikkeling van elektriciteit volgens de nationale energieverkenning 2016, rekening houdend met het profieffect. Vanwege de grote onzekerheid van met name de brandstof- en CO₂-prijzen zijn er tevens scenario's met een lage en met een hoge prijsstijging ontwikkeld.

3.4.3 Kosten CO₂

Voor het produceren van methaan is CO₂ nodig. Er bestaan vier methoden om CO₂ af te vangen bij de verbranding van fossiele brandstoffen en/of van biomassa (Metz, 2005):

- Afvang van CO₂ na de verbranding (post combustion). De afvalgassen worden met behulp van absorbenten gezuiverd voordat het afvalgas in de lucht komt.
- Afvang van CO₂ door middel van verbranding met zuivere zuurstof (oxy fuel combustion). Door bij verbranding zuivere zuurstof te gebruiken in plaats van lucht bestaat het afvalgas uit CO₂ en H₂O. De CO₂ is daardoor eenvoudig af te vangen.
- Afvang van CO₂ voor de verbranding (pre combustion). Met de brandstof wordt door middel van een chemische reactie met lucht, zuurstof en/of stoom een synthetisch gas geproduceerd dat bestaat uit carbon monoxide en waterstof. De carbon monoxide wordt vervolgens na een reactie met stoom omgezet in CO₂ en meer waterstof. De CO₂ wordt vervolgens gescheiden door middel van een absorptieproces. De resulterende brandstof is een waterstofrijk gas.
- Afvang van CO₂ bij industriële processen. Bij het zuiveren van aardgas en bij de industriële productie van waterstof komt gedurende het proces CO₂ vrij. De technologie om deze CO₂ af te vangen komt overeen met de bij pre combustion gebruikte methoden.

Figuur 2 geeft een overzicht van de verschillende CO₂ afvang technologieën.



Figuur 2 CO₂ afvang technologieën (Reiter, 2015).

Of het afvangen van CO₂ in een specifieke situatie aantrekkelijk is wordt bepaald door het volume, de concentratie, de druk, systeemaspecten en de nabijheid van een P2G-installatie (Metz, 2005). Mogelijke CO₂ bronnen in Nederland geordend naar technologie zijn:

Post combustion CCS installaties:

Uniper Benelux en ENGIE Energie Nederland zijn de initiatiefnemers van het Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD). ROAD wil circa 1,1 miljoen ton CO₂ per jaar gaan afvangen bij een nieuwe elektriciteitscentrale op de maasvlakte.

Bij de productie van groengas kan ook CO₂ worden afgevangen. Groengas wordt geproduceerd uit biogas dat afkomstig is uit het vergassen of vergisten van organisch materiaal. Bij het opwerken van biogas naar groengas vormt CO₂ een bijproduct. Ecofuels BV produceert 2,2 miljoen m³ groengas per jaar en vangt 2500 ton CO₂ af. Ook bij afvalverwerkingsbedrijf Attero te Wijster wordt biogas uit de eigen vergister en uit vergisters uit de omgeving opgewerkt¹.

Pre combustion installaties:

In het kader van het CO₂ catch-up project is door NUON (Vattenfall) bij een kolencentrale te Buggenum technologie voor gassificatie en CO₂ afvang toegepast. Het project diende als een kleinschalige pilot voor mogelijke CO₂-afvang in de Eemshavencentrale.

Het K12-B injectie project betreft een gasveld op de Noordzee waar gas wordt gewonnen met een relatief hoog CO₂ gehalte. De CO₂ wordt gescheiden van het aardgas en geïnjecteerd in het gasveld op een diepte van 4000 meter.

Industriële processen:

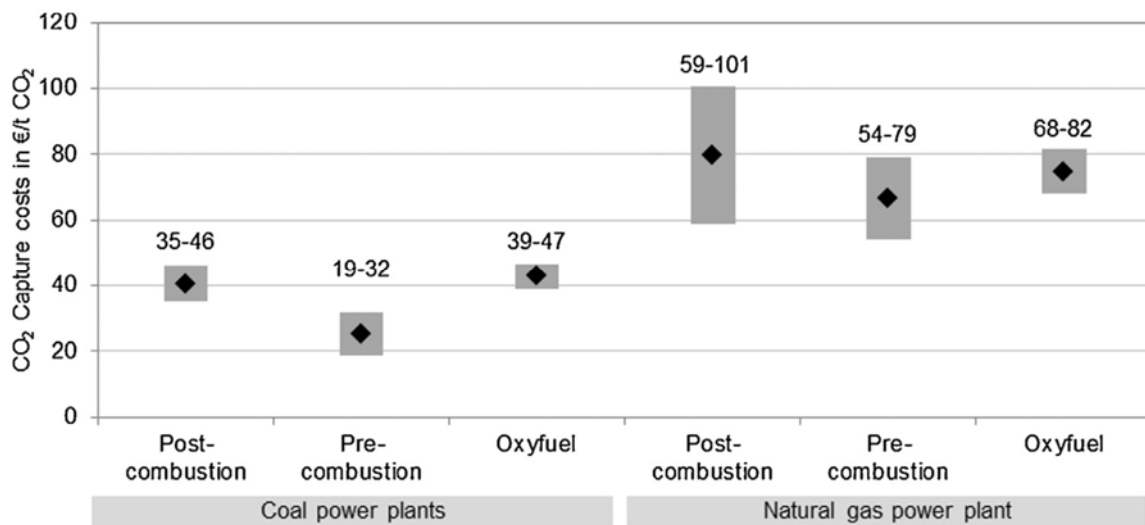
OCAP4 CO₂ BV levert 80% van de externe behoefte aan CO₂ van de kassen in Nederland. De bronnen van deze CO₂ zijn de waterstofproductie van Shell in Pernis en de productie van bioethanol door Alco Energy Rotterdam (voorheen Abengoa) in de Europoort. CO₂ is een bijproduct bij deze productieprocessen en wordt met behulp van twee pijpleidingen naar OCAP4 getransporteerd

¹ <http://www.attero.nl/nl/producten-diensten/projecten/onf-vergister-wijster/techniek/>

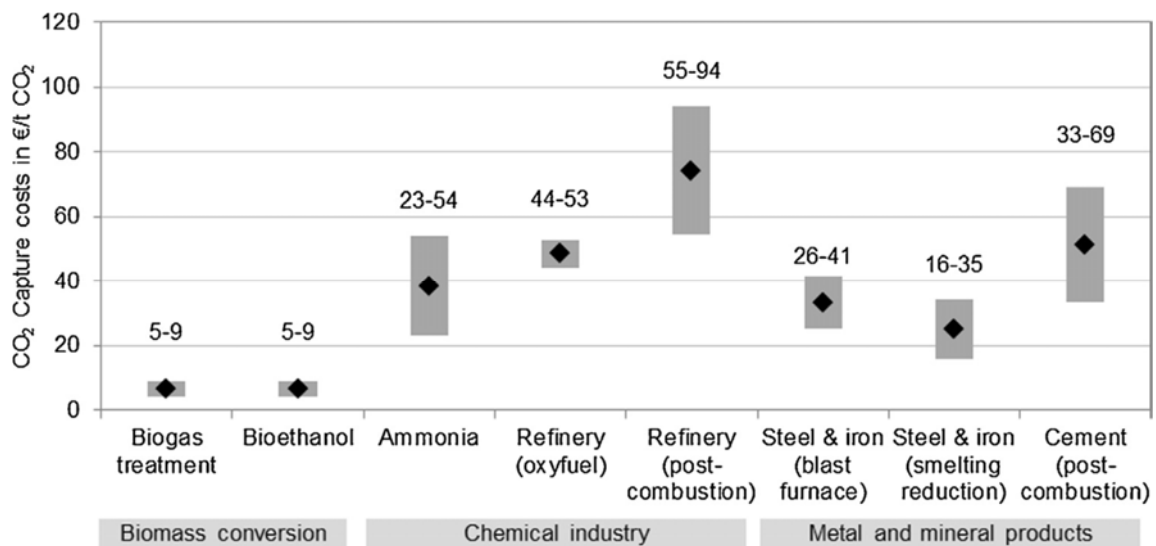
(Mikunda, 2015). De capaciteit van OCAP4 wordt bepaald door de beschikbaarheid van CO₂ afkomstig van de beide bronnen.

Om het methaan dat wordt geproduceerd door middel van P2G als een hernieuwbaar gas te kunnen kwalificeren moet de CO₂ van hernieuwbare oorsprong zijn. Voor wat betreft de bovenstaande bronnen geldt dit voor de CO₂ die wordt afgevangen bij het opwerken van biogas en voor de CO₂ die wordt afgevangen bij het produceren van bioethanol.

Figuur 3 en Figuur 4 tonen de kosten van CCS per ton CO₂ voor verschillende technologieën (Reiter, 2015). De kosten betreffen de extra kosten van een energiecentrale met CCS in vergelijking met dezelfde energiecentrale zonder CCS. Ook de energiekosten die nodig zijn voor het afvangen van CO₂ zijn meegenomen.



Figuur 3 Kosten CCS bij elektriciteitscentrales.



Figuur 4 Kosten CCS bij industriële processen.

De CO₂ met biogas of bioethanol als oorsprong kent de laagste kosten. Voor wat betreft de afvang van CO₂ bij het opwerken van biogas geldt de volgende kanttekening. Indien als uitgangspunt wordt genomen dat biogas moet worden opgewerkt om als groen gas geïnjecteerd te kunnen worden in het aardgasnet dan zijn dit geen kosten die specifiek worden gemaakt voor CO₂ afvang. De kosten van CO₂ worden bepaald door het vergelijken van een installatie waar groen gas wordt geproduceerd zonder CO₂ afvang met eenzelfde installatie waarbij wel afvang plaatsvindt. CO₂ is in deze benadering een afvalstroom van het opwerkingsproces.

Attero geeft per ton hernieuwbare CO₂ een prijsindicatie van € 35 - € 45. Het prijsverschil kan worden verklaard door de mate waarin de kosten van het opwerken van biogas worden toegerekend aan de CO₂.

Aangezien CO₂ afgevangen bij de productie van groen gas en bio ethanol potentieel de laagste kosten met zich meebrengt is het van belang om de beschikbaarheid van deze bronnen te analyseren. Tabel 5 toont de totale productiecapaciteit van biomethaan (groengas) in Nederland.

Tabel 5 Groen Gas in Nederland per type installatie.

Installatie type	Aantal installaties	Totale productie groengas in m ³ /h	Potentiele productie CO ₂ (kg/h)
Co-vergistingsinstallatie	107	906	656
GTF/ONF vergistingsinstallatie ²	11	3.892	2818
Riool- en afvalwaterzuivering	82	470	340
Stortgasinstallatie	41	1.625	1177
VGI vergistingsinstallatie ³	14	5.312	3846

4

De totale productiecapaciteit in Nederland van bio ethanol was in 2015 565 miljoen liter (ePure, 2015). De grootste producent in Nederland is Alco Energy Rotterdam met een productiecapaciteit van 480 miljoen liter. Ervan uitgaande dat bij de productie van 1 liter bio ethanol er tevens 826 gram CO₂ wordt geproduceerd is de Nederlandse productie van deze CO₂ in 2015 gelijk aan 467 miljoen kg. Bij een continue productie komt dit neer op 53.275 kg per uur. Op dit moment is de hoeveelheid CO₂ die beschikbaar komt bij de productie van bio ethanol dus zes keer zo groot als de beschikbare CO₂ afkomstig van biogasproductie.

3.4.4 CO₂ transport

De CO₂ moet ook worden getransporteerd naar de P2G installatie. Wat de meest kosteneffectieve manier van transport is hangt sterk af van de situatie. Transport van CO₂ kan per schip, trein, weg en pijpleiding. Pijpleidingen zijn het meest geschikt indien er grote volumes CO₂ moeten worden getransporteerd over grotere afstanden. CO₂ transport vanaf elektriciteitscentrales kan via

² GTF/ONF = Groente-, fruit-, tuinafval / organische natte fractie (van huishoudens)

³ VGI = Voedings- en genotmiddelen industrie

⁴ <http://ez.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=c9e9bfc647448ce97ad0fbb8f05f7c7>

pijpleidingen indien de centrale een verwachte levensduur van minimaal 23 jaar kent, anders is transport per weg of rails voordeliger (Norisor, 2012). Voor het dedicated model geldt dat de CO₂ behoefte dermate gering is dat het aanleggen van pijpleidingen een te grote investering vergt. De CO₂ zal over de weg worden getransporteerd.

Een belangrijke ontwikkeling op het gebied van CO₂ is mogelijk het CO₂-smart-grid project. Dit project heeft als doelstelling het ontwikkelen van een slim netwerk dat bronnen, gebruikers en buffers van CO₂ met elkaar verbindt (BLOC, 2017). Dit netwerk zal in eerste instantie een uitbreiding zijn van de OCAP leiding tussen Rotterdam en Amsterdam. Via deze leiding wordt CO₂ geleverd aan de glastuinbouw. Uitbreiding naar Greenport Aalsmeer is en een verbinding met de Petrogas leiding vanuit Amsterdam naar een leeg olieveld voor de kust bij IJmuiden maken onderdeel uit van dit plan. Een dergelijke CO₂ infrastructuur zou voor het realiseren van een P2G project een positieve ontwikkeling zijn voor wat betreft de beschikbaarheid en het transport van CO₂.

Tabel 6 toont een overzicht van de transportmogelijkheden voor CO₂ gerelateerd aan de CO₂ behoefte. Wat de meest kosteneffectieve manier van CO₂ transport is hangt af van diverse factoren. Uit de literatuur blijkt dat met name volume, afstand en levensduur van invloed zijn op de transportkosten. Bij volumes in de orde van grootte van 2,5 megaton per jaar worden de transportkosten van CO₂ over 180 kilometer via pijpleidingen op land, via pijpleidingen in zee of bij transport per schip vergeleken (ZEP, 2011, GCCSI, 2009, GCCSI, 2013).

Voor vervoer per tanktruck beschrijft het Global CCS Institute de eisen die gelden voor de truck en voor de opslagtank ter plaatse (GCCSI, 2009). Linde Gas geeft bij navraag aan dat zij CO₂ tanks installeren tussen de 3.000 en 60.000 liter. De trucks vervoeren tot 23.500 kg CO₂. De kosten van de CO₂ bestaan uit de huur van de tank, het transport en de CO₂ zelf. De huur bedraagt circa € 350 per maand voor een tank van 6.000 liter en € 1.200 voor een tank van 60.000 liter. Het voorrijden van een truck kost € 75 en is onafhankelijk van de grootte van de tank. De CO₂ kost tussen de € 75 en € 100 per ton. Deze CO₂ prijs is in vergelijking met de eerder genoemde prijzen aan de hoge kant. Navraag bij de netbeheerder ECW geeft lagere kosten. Het ECW netwerk is een energienetwerk in de Wieringermeer dat onder ander CO₂ inkoopt en opslaat voor de glastuinbouw. Deze CO₂ wordt over de weg getransporteerd. De totale kosten van CO₂ per truck liggen volgens hun opgave tussen de € 38 en € 58 per ton, dit is een tarief voor CO₂ inclusief transport en opslag zoals opgegeven door het ECW netwerk.

Bij kleinschalige toepassing van P2G kan de CO₂ in cilinders worden gekocht. Een pakket van 12 cilinders met een inhoud van in totaal 450 kg CO₂ kost volgens Linde Gas circa € 380. Daarnaast moet € 50 voor het transport worden betaald en een klein bedrag aan huur voor de cilinders. Voor dit onderzoek worden de kosten van 450 kg CO₂ in cilinders gesteld op € 450.

Tabel 6 Transportkosten CO₂ naar transportmethode en capaciteit.

Transportmethode	Capaciteit	Transportkosten per ton CO ₂
Pijpleiding op land	2,5 megaton per jaar	€ 5,4
Schip	2,5 megaton per jaar	€ 8,2
Pijpleiding op zee	2,5 megaton per jaar	€ 9,3
Tanktruck	23.500 kg per tanktruck	€ 38 - € 58 ¹
Cilinder	Pakket cilinders 450 kg	€ 450 ²

¹ Kosten CO₂, transport en tankopslag.

² Kosten CO₂, transport en cilinders.

Uiteraard is een situatie waarbij de productie van CO₂ in de directe nabijheid van de P2G installatie plaatsvindt gunstig voor de transportkosten. In dat geval is een zeer korte pijpleiding rendabel en is vervoer per truck niet noodzakelijk.

3.5 Identificeren van effecten

In het dedicated model zijn de voornaamste effecten van de toepassing van P2G de productie van methaan, zuurstof en warmte. Het methaan kan op verschillende markten worden verkocht en dit is bepalend voor de waarde van het methaan. Ook de markten voor zuurstof en warmte zullen in deze paragraaf worden besproken.

3.5.1 Methaan

Indien elektriciteit gebruikt gaat worden om methaan te produceren dan is het voor de kosten baten analyse noodzakelijk om vast te stellen wat de verwachte opbrengst van het methaan zal zijn. Methaan geproduceerd met P2G technologie valt niet onder de huidige SDE+ regeling. Voor de waardering van het methaan worden de volgende referentiewaarden verkend:

- De waarde van methaan indien deze wordt verkocht op de TTF-gas day-ahead markt;
- De waarde van methaan indien deze zou vallen onder de SDE+ regeling;
- De waarde van groengas.
- De waarde van methaan in vergelijking met de benzineprijs.

De waarde van methaan indien deze wordt verkocht op de TTF-gas day-ahead markt;

Indien het geproduceerde gas wordt verkocht op de TTF-gas day-ahead markt wordt de waarde bepaald door de marktprijs. ECN schat de marktprijs voor 2017 in op € 0,016/kWh, het correctiebedrag zoals gehanteerd voor de SDE+ regeling. ECN verwacht in de nationale energieverkenning 2016 in de toekomst een elektriciteitsprijs van € 0,018 per kWh (€ 0,18/m³) in 2020 tot € 0,029 per kWh in 2030. De belangrijkste factoren waarop deze inschatting is gebaseerd zijn de verwachte prijsontwikkeling van olie, de toename van wind- en zonne-energie en de verwachte efficiencymaatregelen in de industrie.

Tabel 7 De verwachte prijsontwikkeling van gas in €/kWh.

Prijs/kWh	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032
Verwachting	€ 0,017	€ 0,018	€ 0,020	€ 0,022	€ 0,024	€ 0,026	€ 0,029	€ 0,030
Hoog	€ 0,022	€ 0,023	€ 0,025	€ 0,026	€ 0,028	€ 0,029	€ 0,031	€ 0,032
Laag	€ 0,014	€ 0,014	€ 0,014	€ 0,015	€ 0,015	€ 0,015	€ 0,016	€ 0,016

Tabel 7 toont de verwachte prijsontwikkeling van gas volgens de nationale energieverkenning 2016. Vanwege de grote onzekerheid van met name de brandstof- en CO₂-prijzen zijn er tevens scenario's met een lage en met een hoge prijsstijging ontwikkeld.

De waarde van methaan indien deze zou vallen onder de SDE+ regeling;

De SDE+ regeling is niet van toepassing voor P2G technologie. Het uitgangspunt van de regeling is echter om technologieën met elkaar te laten concurreren en de SDE+ bijdrage te geven aan de projecten die hernieuwbare energie produceren tegen de laagst mogelijke kosten. Tabel 8 toont de basisbedragen voor technologieën met gas als energiedrager volgens de SDE+ regeling.

Tabel 8 SDE+ subsidies voor technologieën met gas als energiedrager

Categorie	Basisbedrag (€/kWh)
Biomassavergassing (>95% biogeen)	€ 0,150
Allesvergisting (hernieuwbaar gas)	€ 0,061
Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	€ 0,077
Vergisting van meer dan 95% dierlijke mest (hernieuwbaar gas)	€ 0,171

Het ontleden van biomassa gebeurt bij vergassing bij hogere temperaturen dan bij vergisting. Het basisbedrag dat voor de verschillende technologieën is vastgesteld verschilt onderling sterk. De P2G technologie wordt hier eerst vergeleken met biomassavergassing gezien de vergelijkbare fase waarin beide technologieën zich op dit moment in bevinden.

De SDE+ regeling hanteert voor 2017 voor biomassavergassing de volgende bedragen:

Basisbedrag: € 0,150 / kWh
 Correctiebedrag: € 0,016 / kWh
 Basisenergieprijs: € 0,015 / kWh

Onder de kop berekeningswijze correctiebedrag wordt verwezen naar de TTF. De Rijksdienst Voor Ondernemend Nederland (RVO) gaat er voor 2017 dus vanuit dat de producenten van groengas een gemiddelde prijs van € 0,016/kWh zullen ontvangen op de TTF beurs.

De SDE+ regeling 2017 vergoedt voor energie opgewekt door middel van biomassavergassing het basisbedrag van € 0,150/kWh. Op dit moment is er nog geen regeling voor groengas geproduceerd door middel van P2G. Vooruitlopend op het ontstaan van een dergelijke regeling wordt hier de bestaande regeling voor groengasproductie als referentie genomen. Aangenomen wordt dat de producent € 0,150/kWh zal ontvangen voor groengas. Een deel van dit bedrag zal bestaan uit SDE+ bijdrage, het andere deel betreft de opbrengst van het verkochte gas. Voor de gebruikte stroom zal geen SDE+ bijdrage worden ontvangen, dit zou immers leiden tot een vorm van dubbeltelling.

De waarde van groengas.

De regeling Garanties van Oorsprong (GVO) voor hernieuwbaar gas is de basis voor het bestaande certificatenstelsel. De organisatie Vertogas is belast met de uitvoering van de regeling. Vertogas geeft de producent van hernieuwbaar gas geregistreerde certificaten. Eén groengascertificaat staat gelijk aan één MWh groengas. De producent verkoopt het gas en de certificaten aan een handelaar. Als een eindverbruiker hernieuwbaar gas koopt en verbruikt wordt het certificaat weer afgeboekt. De meerwaarde van het hernieuwbare gas komt dus tot uiting in de waarde van het certificaat. De

handel in groengas certificaten vindt plaats door middel van bilaterale contracten. Er is geen sprake van een beurs waarop deze certificaten worden verhandeld. Voor prijsinformatie is daarom contact opgenomen met Attero, een groengas producent, en met PitPoint Clean fuels, een leverancier van groengas. Als richtlijn gelden de volgende tarieven voor certificaten:

- GVO geproduceerd met subsidie en met een duurzaamheidskenmerk € 0.006 – 0.013 per kWh
- GVO geproduceerd met subsidie zonder duurzaamheidskenmerk € 0.005 – 0.009 per kWh
- GVO geproduceerd zonder subsidie met duurzaamheidskenmerk en in te zetten als HBE € 0.031 – 0.041 per kWh
- GVO geproduceerd zonder subsidie niet in te zetten als HBE € 0.009 – 0.013 per kWh

De genoemde bedragen zijn de tarieven voor de certificaten. Indien het geproduceerde methaan kan worden gecertificeerd wordt het gas dus verkocht voor het TTF-tarief en daarnaast kan het certificaat worden verkocht.

HBE staat voor Hernieuwbare Brandstofeenheid. Eén HBE is gelijk aan 1 gigajoule hernieuwbare energie die is geleverd aan de Nederlandse vervoersmarkt. De registratie van geleverde en gekochte HBE's wordt gedaan door de Nederlandse Emissieautoriteit (NEA). Om het gas in te kunnen zetten als HBE gelden een aantal voorwaarden. Zo moet het gas worden geleverd aan de vervoerssector. Op dit moment spreekt de regeling bovendien van biogas, groengas geproduceerd door middel van P2G valt nog niet onder de regeling.

Er kan een vergelijking worden gemaakt met de tarieven van groengas aan de pomp. Het tarief van groengas aan de pomp is € 0,899 per kg exclusief BTW⁵. Dit is gelijk aan een prijs van € 0,0617 per kWh. De vergoeding voor de pomphouder bedraagt circa € 0,0152 per kWh. De opbrengst die resteert voor de producent van groengas is dan gelijk aan € 0,0465 per kWh. Dit komt redelijk overeen met de hiervoor vermelde waarde van groengas voor de vervoersmarkt.

De waarde van methaan in vergelijking met de benzineprijs.

De waarde van methaan kan ook worden vergeleken met de benzineprijs. Indien het methaan wordt gebruikt in de mobiliteitssector vervult het methaan dezelfde functie als benzine. Een benzineprijs exclusief BTW van € 1,20 per liter komt overeen met € 0,1348 per kWh (bij 1 liter benzine = 8,9 kWh). De huidige prijs van groengas exclusief BTW bij de pomp is € 0,826 per kg. Uitgaande van de energie-inhoud van pure methaan (15,37 kWh/kg) is dit gelijk aan € 0,054 per kWh. Voor dezelfde hoeveelheid energie is de benzineprijs dus aanmerkelijk hoger dan de groengasprijs. In een scenario waarbij de brandstofprijzen naar elkaar toe zullen groeien en de prijs van groengas zal stijgen vanwege de toenemende vraag gaan wij uit van een toekomstige groengas prijs van € 0,1348 per kWh (Mohseni, 2013). Deze prijs is vergelijkbaar met de prijs die wordt verondersteld in de duurzame brandstofvisie (SER, 2014a en 2014b). De groengasprijs aan de pomp is inclusief energiebelasting. Deze bedraagt € 0,1608 per m³ in 2016⁶. Dit komt overeen met een energiebelasting van € 0,0165

⁵ <http://www.pitpoint.nl/cng/>

⁶

http://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen?projectid=6750bae7-383b-4c97-bc7a-802790bd1110

per kWh (bij 1 m³ = 9,769 kWh). De opbrengst van groengas aan de pomp exclusief belastingen wordt dan € 0,1183 per kWh. De prijs van een liter benzine omvat een vergoeding van circa € 0,135 voor de pomphouder, dit komt overeen met € 0,0152 per kWh. De vergoeding voor de producent van groengas die dan resteert bedraagt € 0,1031.

Tabel 9 De prijs van methaan in € per kWh op basis van verschillende referentiewaarden.

Referentiewaarde	Prijs in €/kWh in 2017	Prijs in kWh in 2032
SDE+ biomassavergassing	€ 0,150	€ 0,150
TTF-gas day-ahead markt	€ 0,016	€ 0,030
Groengas	€ 0,026	€ 0,040
Benzineprijs	€ 0,103	€ 0,103

Tabel 9 toont als samenvatting van de bevindingen de methaan prijzen op basis van de in deze paragraaf besproken referentiewaarden. De prijs op de TTF-gas day-ahead markt en de prijs voor groengas (= de TTF prijs plus de prijs voor een groengascertificaat) zijn gebaseerd op huidige marktprijzen en de verwachte ontwikkeling volgens de Nationale Energieverkenning 2016. In de vergelijking met de SDE+ biomassavergassing wordt verondersteld dat het geproduceerde methaan een vergelijkbare regeling krijg als die voor biomassavergassing. Bij het gebruiken van de benzineprijs als referentiewaarde wordt ervan uitgegaan dat de prijs van methaan per eenheid energie gelijk is aan de prijs van benzine.

3.5.2 Zuurstof

Behalve methaan wordt er tijdens het P2G project ook zuurstof geproduceerd. Deze zuurstof kan mogelijk worden verkocht. Het is daarom van belang om te bepalen wat de mogelijke opbrengst van zuurstof is en tevens na te gaan wat de extra kosten zijn van het afvangen van de zuurstof.

Tabel 10 geeft weer welke hoeveelheid zuurstof de afgelopen jaren in Nederland is verkocht en wat de opbrengst daarvan was⁷. Hieruit afgeleid is de gemiddelde prijs van zuurstof in de afgelopen jaren.

Tabel 10 Omzet, volume en prijs van zuurstof in Nederland (CBS, 2017)

Jaar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Omzet (mln €)	129	136	136	152	154	145	134
Volume (mln m ³)	1494	2201	2315	2771	2668	2768	2697
Prijs (€/m ³)	€ 0,09	€ 0,06	€ 0,06	€ 0,06	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,05

De gegevens uit Tabel 10 betreffen de totale omzet van zuurstof in Nederland per jaar. De markt voor zuurstof is echter divers en zal nader worden besproken.

In de eerste plaats is er vraag naar zuurstof in de industrie. In Nederland staat op het terrein van Tata Steel een luchtscheidingsfabriek van Linde Gas. Deze fabriek produceert gasvormige zuurstof en stikstof voor de verbrandingsprocessen in de staalovens van Tata Steel. Vloeibare zuurstof gaat onder andere naar ziekenhuizen. Ook in Rotterdam heeft Linde Gas een luchtscheidingsfabriek staan.

⁷ <http://opendata.cbs.nl/Dataportaal/index.html#/CBS/nl/dataset/83115NED/table?graphtype=Table>

Een groot deel van het totale volume van de geproduceerde zuurstof betreft dergelijke on site productie. Er is in deze situatie altijd sprake van een continu proces en de volumes zijn groot.

Zuurstof wordt ook verkocht en vervoerd per tank truck (bulk transport) en in cilinders. Bij het verkopen van zuurstof in cilinders gaat het om kleinere volumes maar deze worden verkocht tegen hogere prijzen.

Tabel 11 Annual report 2016 Linde group (Linde, 2016).

	Volume (in %)	Omzet (in %)
On site	84	25
Liquid gas transport	15	24
Cilinder	1	27
Gezondheidszorg		24

Tabel 11 laat voor de Linde groep als geheel zien welk aandeel de verschillende distributiekanaalen hebben in het totale volume en in de totale afzet. Voor P2G technologie biedt het produceren van zuurstof in cilinders de beste kansen. De toegevoegde waarde is het grootst, er hoeft geen sprake te zijn van continue productie en het is niet locatie gebonden. Het is in principe mogelijk om zuurstof te produceren met behulp van P2G technologie die zuiver genoeg is voor medisch gebruik (Kato ea, 2005).

De markt voor medische zuurstof kent een aantal toetredingsbarrières. Ziekenhuizen, andere zorgaanbieders en zorgverzekeraars hebben contracten met gespecialiseerde producenten. Apparatuur, leidingen en tanks of cilinders worden door de producenten geleverd, geïnstalleerd en onderhouden. Bij thuisgebruik wordt zorg en service verleend. Rechtstreeks zuurstof verkopen aan ziekenhuizen en gebruikers wordt daardoor bemoeilijkt. Het longfonds noemt de volgende zuurstofleveranciers in Nederland⁸:

- Linde Healthcare Benelux
- Medidis BV
- Vivisol Nederland BV
- VitalAire
- Westfalen Medical BV.

Linde Healthcare beschikt zoals gezegd over eigen productiefaciliteiten voor zuurstof. Dit geldt ook voor Vivisol Nederland BV en VitalAire. Vivisol maakt deel uit van de Sol Group, een internationaal concern dat zich toelegt op productie en distributie van medische en technische gassen⁹. VitalAire is onderdeel van Air Liquide dat zich op dezelfde markt bevindt.

Medidis BV en Westfalen Medical BV leveren zuurstof aan ziekenhuizen en andere zorginstellingen. Zij gebruiken zuurstofdepots in Nederland waar zij zuurstof in een bulk tank en in kleinere cilinders opslaan. Deze depots moeten aan veiligheidseisen voldoen betreffende de opslag van gevaarlijke

⁸ <https://www.longfonds.nl/zuurstof-thuis>

⁹ <http://www.vivisol.nl/index.php/vivisol/ons-bedrijf>

stoffen. Zij hebben geen eigen productiefaciliteiten voor zuurstof. De zuurstof geproduceerd met P2G kan mogelijk worden verkocht aan deze bedrijven.

Navraag bij Westfalen Medical BV leert dat zij € 2,70 betalen voor het afvullen van flessen zuurstof van 2, 5 en 10 liter. Het is dus een prijs per cilinder, het volume van de cilinder doet er niet toe. Een 10 liter cilinder bevat – afhankelijk van de druk – circa 1,5 kg zuurstof. Voor het vullen en verkopen van de cilinders is een bemand station noodzakelijk zoals bijvoorbeeld dat van Medidis BV te Drachten. Wij veronderstellen dat de inkoopkosten van Medidis € 0,27 bedragen voor 1 kg zuurstof, dat is 10% van de kosten van het vullen van een cilinder.

De markt voor zuurstof voor medisch gebruik is beperkt van omvang. Een ruwe schatting van de vraag naar zuurstof voor medisch gebruik in Nederland is 13 mln m³ (= 16,9 mln kg). Deze schatting is gebaseerd op de vraag naar zuurstof voor medisch gebruik in Japan rekening houdend met het verschil in bevolkingsomvang. Om zuurstof te verkopen zal deze markt moeten worden betreden en zal er in eerste instantie van een klein marktaandeel sprake zijn. Een Unique Selling Point (USP) zou kunnen zijn dat er groene zuurstof wordt aangeboden terwijl dit niet geldt voor zuurstof die wordt geproduceerd middels vacuum swing adsorption (vsa).

Uiteraard brengt het produceren van zuurstof ook kosten met zich mee. De P2G installatie moet worden uitgebreid met een compressor. Een compressor tot 200 bar met een debiet van 50 m³/uur kost circa € 200.000 (Howden compressor technologies). Een dergelijke compressor heeft een jaarlijkse capaciteit van meer dan 400.000 m³ zuurstof, een compressor met een debiet van 200 m³/uur wordt geschat op € 300.000.

3.5.3 Warmte

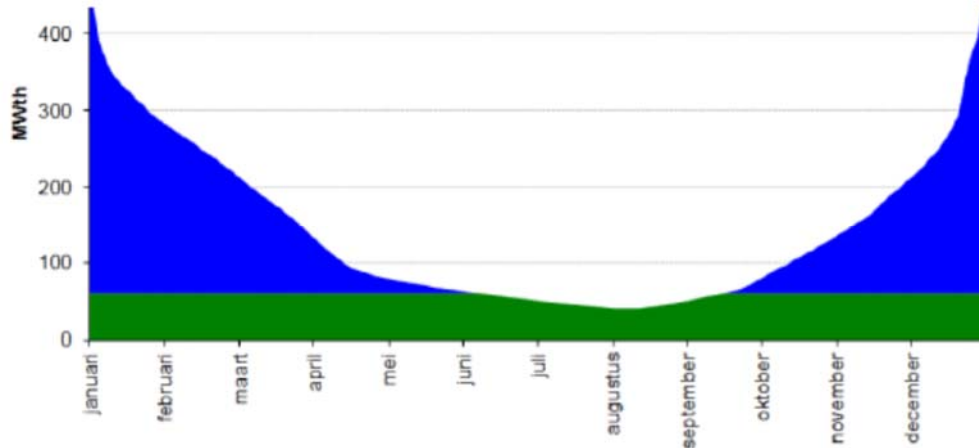
Behalve methaan en zuurstof produceert de P2G eenheid ook warmte. Deze warmte bestaat uit water met een temperatuur van circa 80 °C. Deze warmte heeft mogelijk een waarde indien de warmte kan worden benut door bijvoorbeeld een warmtenet, industrie, een zwembad of tuinbouw in kassen.

Er zijn in Nederland momenteel 23 warmtenetten met meer dan 2.000 aansluitingen operationeel en 12 soortgelijke warmtenetten worden ontwikkeld (Wiolders, 2016). Daarnaast zijn er volgens netbeheer Nederland ook diverse kleinere warmtenetten (energiekaart, 2017). De Autoriteit Consument en Markt (ACM) vermeldt op haar website dat er in Nederland in totaal aan 26 organisaties een vergunning is verleend¹⁰ om op te treden als warmteleverancier. Op bestaande warmtenetten is meestal één warmteaanbieder actief. Er zijn nog geen voorbeelden van een open warmtenetwerk met verschillende warmteproducenten en –afnemers (Hoogervorst, 2017). Deze open warmtenetwerken zijn wel in ontwikkeling, het project Warmterotonde zuid Holland¹¹ is daar een voorbeeld van. Het is voor een P2G-project in Nederland op dit moment niet waarschijnlijk dat de geproduceerde warmte kan worden geleverd aan een bestaand warmtenet. Om de warmte te benutten zal een project moeten worden gevonden waarbij de warmte kan worden geleverd aan een partij die nog geen gebruik maakt van een warmtenet.

¹⁰ <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/energiebedrijven/warmte/vergunninghouders-warmte/>

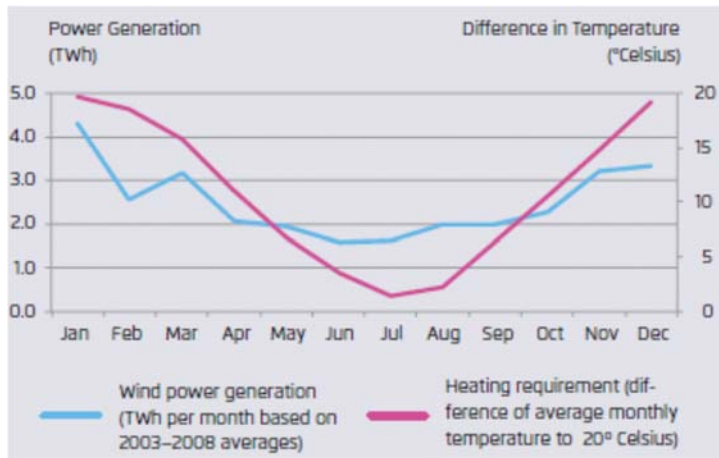
¹¹ <http://warmopweg.nl/programma/warmterotonde/>

Figuur 5 toont de warmtebehoefte van het warmtenet van Utrecht en Nieuwegein (Hers, 2015). In de wintermaanden in de vraag naar warmte het grootst en in de zomermaanden daalt de vraag naar warmte tot 15% van het piekniveau.



Figuur 5 Jaarlijks verloop van de vraag naar warmte van het warmtenet Utrecht/Nieuwegein. (Hers, 2015)

Figuur 6 toont het verloop van de productie van windenergie en de behoefte aan warmte in Duitsland gemiddeld genomen voor de jaren 2003-2008. Het profiel van de productie van windenergie toont een vergelijkbaar verloop als dat van de behoefte aan warmte. De productie in de wintermaanden is hoger dan in de zomermaanden. Elektriciteit van windenergie die wordt benut voor P2G zal dus leiden tot de productie van restwarmte gedurende de maanden dat ook de vraag naar warmte in warmtenetten aanwezig is.



Figuur 6 De productie van windenergie en de behoefte aan warmte in Duitsland gemiddeld genomen voor de jaren 2003-2008 (Hers 2015).

Omdat de warmtevraag niet continu is moet er rekening worden gehouden met de wisselende afname. Navraag bij het Nationaal Expertisecentrum Warmte leert dat er uit moet worden gegaan van 2400 vollasturen voor een warmtenet dat voorziet in ruimteverwarming.

Indien een P2G project wordt ontwikkeld in combinatie met een warmteproject dan moeten beide projecten bij elkaar passen voor wat betreft de benodigde capaciteit. Tabel 12 toont de hoeveelheid geproduceerde restwarmte van P2G projecten bij verschillende schaalgrootte. Afhankelijk van de hoeveelheid restwarmte worden mogelijke warmteafnemers genoemd.

Tabel 12 Geproduceerde restwarmte door P2G installatie en mogelijke warmte afnemers bij verschillende schaalgrootte.

Productie elektriciteit	P2G vermogen	Restwarmte (MWh)	Restwarmte (GJ)	Warmte afnemer
50 kW PV	36 kW	20	72	Woning
2 MW PV + 8 MW wind	6 MW	7500	27.000	Glastuinbouw

Volgens gegevens van het CBS is het gemiddelde aardgasverbruik in Nederland per woning over de jaren 2010-2015 gelijk aan 1.475 m³¹² (= 51,9 GJ). Indien de elektriciteit van een PV-installatie wordt benut voor P2G dan is de hoeveelheid geproduceerde restwarmte voldoende om een woning te verwarmen.

Een gemiddeld glastuinbouwbedrijf gebruikt 543.000 – 638.000 m³ (= 17.000 – 20.000 GJ) aan aardgas (Wetzels, 2007). Hierbij moet worden aangetekend dat de Nederlandse glastuinbouw haar gasverbruik de afgelopen jaren heeft kunnen verminderen (Vander Velden, 2015). Indien de elektriciteit van een PV-installatie van 2 MW in combinatie met een aantal windturbines met een vermogen van 8 MW wordt benut voor P2G dan is de hoeveelheid geproduceerde restwarmte voldoende voor het verwarmen van een kas in de glastuinbouw.

De ACM¹³ heeft het maximumtarief voor warmte voor 2015-2017 vastgesteld op gemiddeld € 18,73 per GJ exclusief BTW. Dit is gelijk aan € 0,067 per kWh. Dit is de prijs voor de eindgebruiker. Daarnaast betaalt de eindgebruiker jaarlijks een vast bedrag van gemiddeld € 236,10. In dit onderzoek wordt verondersteld dat het vaste bedrag de netwerkkosten dekken en dat het variabele bedrag de kosten van de geleverde warmte betreft. Dit bedrag is een maximumtarief, er moet rekening mee worden gehouden dat de vergoeding voor de restwarmte van een P2G project lager uitvalt. Het Nationaal Expertisecentrum Warmte geeft bij navraag aan dat de warmteprijs voor de input in warmtenetten ongeveer € 5 per GJ bedraagt (= € 0,018/kWh). Het betreft dan warmte met een temperatuur van 120°C.

3.6 Kwantificeren van effecten

Om de effecten van een P2G-project te kwantificeren wordt uitgegaan van de variabelen zoals deze worden weergegeven in Tabel 13. De variabelen en hun waarde zijn toegelicht in de voorgaande paragrafen.

Tabel 13 Kwantitatieve gegevens voor het dedicated model.

	10 kW PV	50 kW PV	8 MW PV + 2 MW wind
Gegevens zonnepanelen			

¹² <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?DM=SLNL&PA=81528NED>

¹³ <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/warmte/warmtetarieven/>

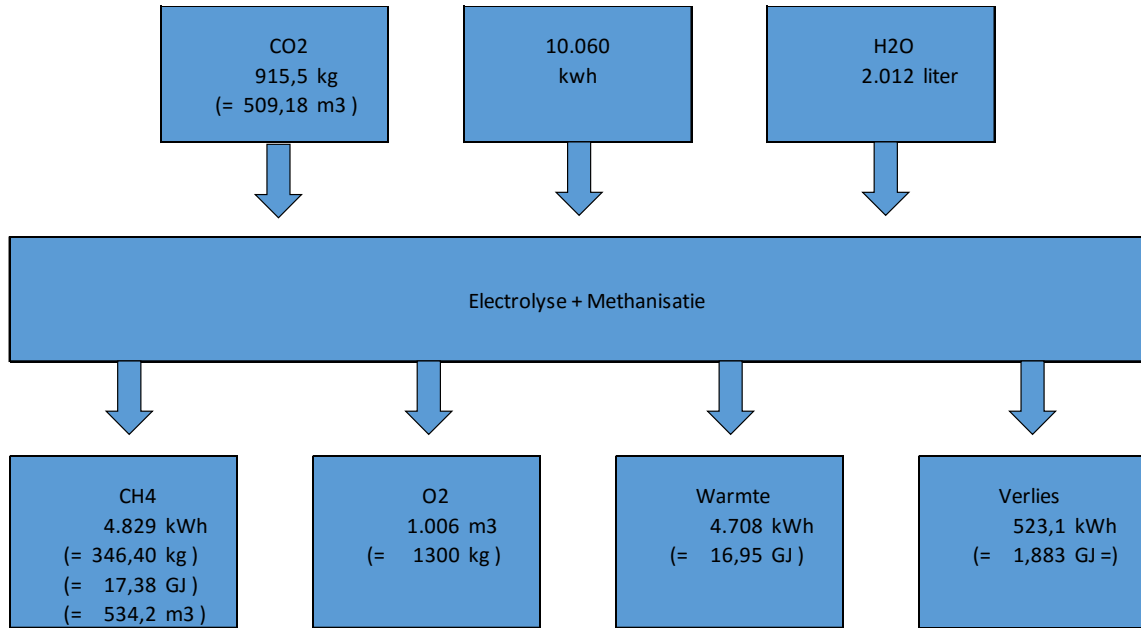
Piek vermogen in kW	10	50	8000
Gegevens windturbine			
Piek vermogen in kW			2000
Elektriciteit per jaar beschikbaar MWh	11	53	19.685
Gegevens schaalgrootte P2G			
% van PV- en/of windvermogen	60	60	60
% benutting van productie	94	94	94
Elektriciteit benut voor P2G in MWh	10,06	50	18.504
Gegevens efficiency			
P2G efficiency in %	50	50	50
Hergebruik warmte in %	40	40	40
Verlies in %	10	10	10
CO2 behoefte			
CO2 in kg per MWh	91	91	91
CO2 behoefte in kg	910	4.534	1.674.612
Productie			
Methaan in MWh	5	25	9.252
Warmte in MWh	4	20	7.402
Verlies in MWh	1	5	1.850
Zuurstof in m3	1.006	5.010	1.850.390
Kosten P2G installatie			
P2G per kW	1500	1500	1500
P2G installatie	€ 9.000	€ 45.000	€ 9.000.000
Warmtewisselaar en installatie			
Compressor			€ 200.000
Onderhoud (% vd totale investering)	5	5	5
Prijzen			
Elektriciteit			
ECN 2018 - verwachting	€ 0,025	€ 0,025	€ 0,025
ECN 2032 - verwachting	€ 0,060	€ 0,060	€ 0,060
ECN 2018 - hoog	€ 0,041	€ 0,041	€ 0,041
ECN 2032 - hoog	€ 0,104	€ 0,104	€ 0,104
ECN 2018 - laag	€ 0,022	€ 0,022	€ 0,022

ECN 2032 - laag	€ 0,043	€ 0,043	€ 0,043
Gasprijs			
TTF-gas (€/kWh) - 2018	€ 0,013	€ 0,013	€ 0,013
TTF-gas (€/kWh) - 2032	€ 0,030	€ 0,030	€ 0,030
SDE+ biomassavergassing (€/kWh)	€ 0,151	€ 0,151	€ 0,151
Groengas vervoersmarkt 2018 (€/kWh)	€ 0,026	€ 0,026	€ 0,026
Groengas vervoersmarkt 2032 (€/kWh)	€ 0,040	€ 0,040	€ 0,040
Groengasprijs obv benzineprijs (€/kWh)	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103
Warmte			
Opbrengst warmte (ACM-tarief (€/kWh))	€ 0,07	€ 0,07	€ 0,07
Opbrengst warmte (NEW-tarief (€/kWh))	€ 0,02	€ 0,02	€ 0,02
Opbrengst warmte nultarief	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
CO2 (€/ton)			
CO2 (€/ton) minimum prijs	€ 800	€ 38	€ 38
CO2 (€/ton) maximum prijs	€ 1.200	€ 58	€ 58
CO2 (€/ton) gemiddelde prijs	€ 1.000	€ 48	€ 48
Zuurstof			
prijs in €/m3	€ 0,27	€ 0,27	€ 0,27

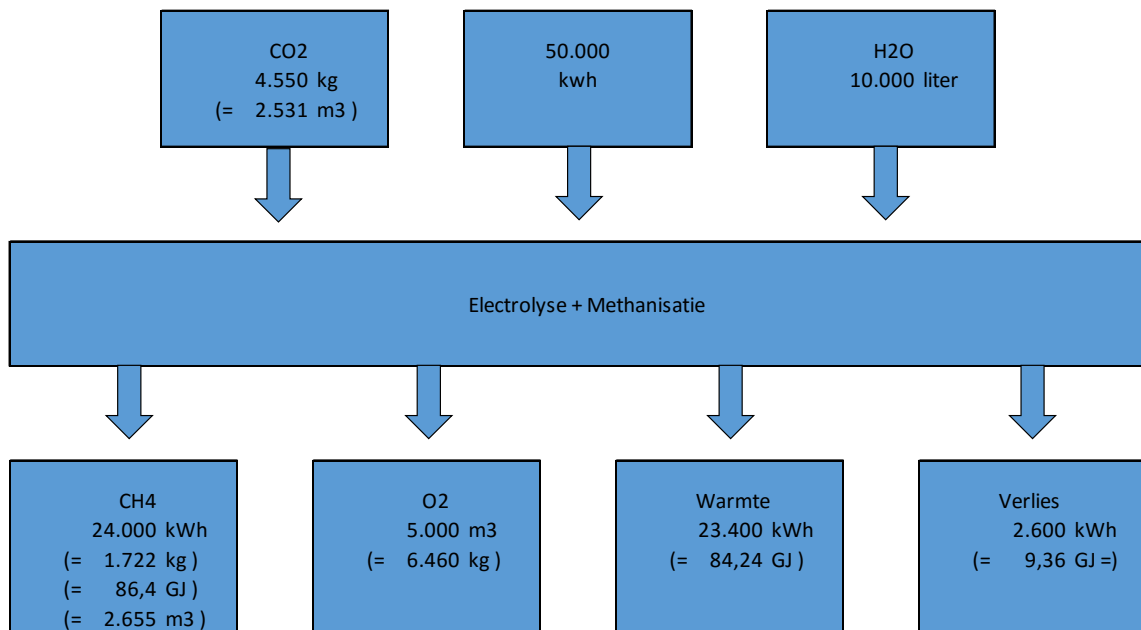
Tabel 13 toont de kwantitatieve gegevens voor het dedicated model zoals deze tot nu toe zijn besproken. Op basis van het vermogen van de PV-installatie en eventueel de windturbines wordt bepaald hoeveel elektriciteit benut kan worden voor P2G indien de P2G installatie een piekvermogen heeft van 60% van het hernieuwbare piekvermogen. Gegeven de hoeveelheid elektriciteit die benut kan worden voor P2G wordt vervolgens de benodigde hoeveelheid CO2 vastgesteld. De kosten van de P2G-installatie, de benutte elektriciteit en de CO2 kan met behulp van de gevonden prijzen nu worden bepaald.

De opbrengsten in het dedicated model bestaan uit de verkoop van methaan, zuurstof en van warmte. Zoals is besproken zijn er diverse prijzen voor methaan te onderscheiden, afhankelijk van welke markt er wordt bediend en welke veronderstellingen er gelden.

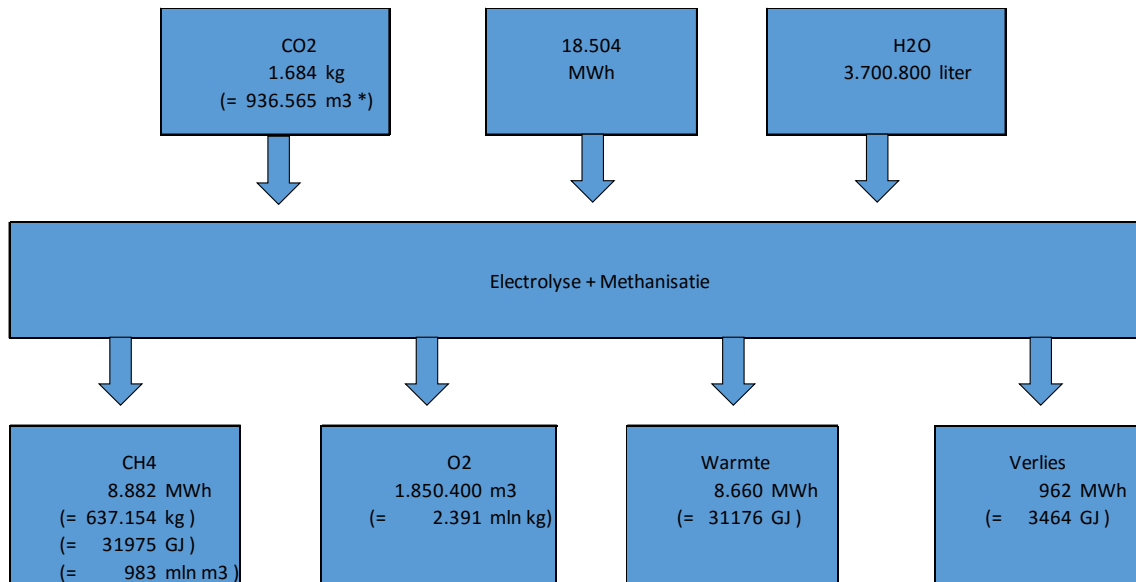
Figuur 7 tot en met Figuur 9 tonen de Material and Energy Flow Analysis op jaarbasis voor de drie projectalternatieven van het dedicated model. Deze gegevens vormen de basis voor het berekenen van de kosten en baten van de betreffende inputs en outputs.



Figuur 7 Material and Energy Flow Analysis van P2G toepassing bij 10 kW PV)



Figuur 8 Material and Energy Flow Analysis van P2G toepassing bij 50 kW PV)



Figuur 9 Material and Energy Flow Analysis van P2G toepassing bij 2MW PV en 8 MW wind)

3.7 Monetarisieren van effecten

Tabel 14 tot en met Tabel 16 tonen de uitgaven en ontvangsten van de drie opties die in het dedicated model zijn onderscheiden. De volgende uitgangspunten zijn gehanteerd:

- De elektriciteitsprijs zal zich ontwikkelen volgens de verwachting zoals besproken in de Nationale Energieverkenning.
- Voor de CO2 kosten geldt de minimumprijs.
- De waarde van methaan is gebaseerd op de prijs van benzine.
- De warmte kan worden verkocht aan een warmtenet voor het tarief zoals opgegeven door het Nationaal Expertisecentrum Warmte (alleen voor optie 2 en 3).
- De verkoopprijs voor zuurstof bedraagt € 0,27 per m3 (alleen voor optie 2 en 3).

Vanuit een P2G perspectief bekeken vormen de genoemde uitgangspunten samen een optimistisch scenario. Desondanks kennen alle drie de opties (10 kV PV, 50 kV PV en 8MW wind + 2 MW PV) hogere uitgaven dan inkomsten. Elektriciteit omzetten naar gas, warmte en zuurstof is zonder aanvullende baten niet rendabel. Dit is ook het geval indien er wordt uitgegaan van een lage elektriciteitsprijs in de toekomst en hoge gasopbrengsten.

Het kiezen van het juiste vermogen van de P2G-installatie is van belang. Een groot deel van de beschikbare elektriciteit uit zonne- en windenergie kan worden benut voor P2G bij een capaciteit van 60% van het hernieuwbare vermogen. Een grotere capaciteit leidt tot een sterke stijging van de kosten en een relatief kleine toename van de inkomsten.

Tabel 14 Kasstroomoverzicht optie 1: P2G bij 10 kW PV.

Vermogenskostenvoet	0,05															
	t=0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Uitgaven</i>		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Investering	€ 9.000															
Onderhoud		€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450	€ 450
Elektriciteitsprijs - verwachting		€ 0,025	€ 0,028	€ 0,030	€ 0,033	€ 0,035	€ 0,038	€ 0,040	€ 0,043	€ 0,045	€ 0,048	€ 0,050	€ 0,053	€ 0,055	€ 0,058	€ 0,060
Kosten elektriciteit		€ 251	€ 277	€ 302	€ 327	€ 352	€ 377	€ 402	€ 427	€ 453	€ 478	€ 503	€ 528	€ 553	€ 578	€ 603
CO2 (€/ton) minimum prijs		€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728	€ 728
Totaal		€ 1.430	€ 1.455	€ 1.480	€ 1.505	€ 1.530	€ 1.555	€ 1.581	€ 1.606	€ 1.631	€ 1.656	€ 1.681	€ 1.706	€ 1.732	€ 1.757	€ 1.782
<i>Ontvangsten</i>																
Groengasprijs obv benzineprijs		€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103
Opbrengst gas		€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518
Opbrengst warmte nultarief		€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
Opbrengst zuurstof		€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Totaal		€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518	€ 518
Netto kasstroom		-€ 911	-€ 936	-€ 962	-€ 987	-€ 1.012	-€ 1.037	-€ 1.062	-€ 1.087	-€ 1.112	-€ 1.138	-€ 1.163	-€ 1.188	-€ 1.213	-€ 1.238	-€ 1.263
Contante waarde kasstroom		-€ 868	-€ 849	-€ 831	-€ 812	-€ 793	-€ 774	-€ 755	-€ 736	-€ 717	-€ 698	-€ 680	-€ 661	-€ 643	-€ 625	-€ 608
NCW	-€ 20.050															

Tabel 15 Kasstroomoverzicht optie 2: P2G bij 50 kW PV.

Vermogenskostenvoet	0,05															
	t=0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Uitgaven</i>		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Investering	€ 45.000															
Onderhoud		€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250
Elektriciteitsprijs - verwachting		€ 0,025	€ 0,028	€ 0,030	€ 0,033	€ 0,035	€ 0,038	€ 0,040	€ 0,043	€ 0,045	€ 0,048	€ 0,050	€ 0,053	€ 0,055	€ 0,058	€ 0,060
Kosten elektriciteit		€ 1.253	€ 1.378	€ 1.503	€ 1.628	€ 1.754	€ 1.879	€ 2.004	€ 2.129	€ 2.255	€ 2.380	€ 2.505	€ 2.630	€ 2.756	€ 2.881	€ 3.006
CO2 (€/ton) minimum prijs		€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172
Totaal		€ 3.675	€ 3.800	€ 3.925	€ 4.051	€ 4.176	€ 4.301	€ 4.426	€ 4.552	€ 4.677	€ 4.802	€ 4.927	€ 5.053	€ 5.178	€ 5.303	€ 5.428
<i>Ontvangsten</i>																
Groengasprijs obv benzineprijs		€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103
Opbrengst gas		€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583	€ 2.583
Opbrengst warmte (NEW-tarief (€/kWh))		€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361
Opbrengst zuurstof		€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353	€ 1.353
Totaal		€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296	€ 4.296
Netto kasstroom		€ 621	€ 496	€ 371	€ 246	€ 120	-€ 5	-€ 130	-€ 255	-€ 381	-€ 506	-€ 631	-€ 756	-€ 882	-€ 1.007	-€ 1.132
Contante waarde kasstroom		€ 592	€ 450	€ 320	€ 202	€ 94	-€ 4	-€ 92	-€ 173	-€ 245	-€ 311	-€ 369	-€ 421	-€ 468	-€ 509	-€ 545
NCW	-€ 46.477															

Tabel 16 Kasstroomoverzicht optie 2: P2G bij 8MW PV en 2 MW wind.

Vermogenskostenvoet	0,05															
	t=0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Uitgaven	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Investering	€ 9.200.000															
Onderhoud	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000	€ 460.000
Elektriciteitsprijs - verwachting	€ 0,025	€ 0,028	€ 0,030	€ 0,033	€ 0,035	€ 0,038	€ 0,040	€ 0,043	€ 0,045	€ 0,048	€ 0,050	€ 0,053	€ 0,055	€ 0,058	€ 0,060	
Kosten elektriciteit	€ 462.598	€ 508.857	€ 555.117	€ 601.377	€ 647.637	€ 693.896	€ 740.156	€ 786.416	€ 832.676	€ 878.935	€ 925.195	€ 971.455	€ 1.017.715	€ 1.063.974	€ 1.110.234	
CO2 (€/ton) minimum prijs	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	€ 63.635	
Totaal	€ 986.233	€ 1.032.493	€ 1.078.752	€ 1.125.012	€ 1.171.272	€ 1.217.532	€ 1.263.791	€ 1.310.051	€ 1.356.311	€ 1.402.571	€ 1.448.830	€ 1.495.090	€ 1.541.350	€ 1.587.610	€ 1.633.869	
Ontvangsten																
Groengasprijs obv benzineprijs	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103
Opbrengst gas	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876	€ 953.876
Opbrengst warmte (NEW-tarief (€/kWh))	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228	€ 133.228
Opbrengst zuurstof	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605	€ 499.605
Totaal	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709	€ 1.586.709
Netto kasstroom	€ 600.477	€ 554.217	€ 507.957	€ 461.697	€ 415.438	€ 369.178	€ 322.918	€ 276.658	€ 230.399	€ 184.139	€ 137.879	€ 91.619	€ 45.360	-€ 900	-€ 47.160	
Contante waarde kasstroom	€ 571.883	€ 502.691	€ 438.793	€ 379.840	€ 325.506	€ 275.486	€ 229.492	€ 187.253	€ 148.517	€ 113.045	€ 80.615	€ 51.017	€ 24.055	-€ 455	-€ 22.685	
NCW	-€ 5.894.946															

3.8 Opstellen overzicht van kosten en baten

In een compact overzicht kan van de drie projectalternatieven een kostenbatenanalyse worden opgesteld. Voor iedere post zijn de kosten en baten voor een periode van 15 jaar geraamd en is de contante waarde berekend tegen een discontovoet van 5 procent.

Tabel 17 KBA dedicated model 10 kW PV.

Kosten		Baten	
Investing	€ 9.000	Methaan	€ 5.382
Onderhoud	€ 4.671	Warmte	€ 0
Elektriciteit	€ 4.201		
CO2	€ 7.560		
NCW	-€ 20.050		
	<u>€ 5.382</u>		<u>€ 5.382</u>

Tabel 18 KBA dedicated model 50 kW PV.

Kosten		Baten	
Investing	€ 45.000	Methaan	€ 26.808
Onderhoud	€ 23.354	Warmte	€ 3.744
Elektriciteit	€ 20.928	Zuurstof	€ 14.041
CO2	€ 1.788		
NCW	-€ 46.477		
	<u>€ 44.594</u>		<u>€ 44.594</u>

Tabel 19 KBA dedicated model 8 MW PV en 2 MW wind.

Kosten		Baten	
Investing	€ 9.200.000	Methaan	€ 9.900.907
Onderhoud	€ 4.774.643	Warmte	€ 1.382.862
Elektriciteit	€ 7.729.292	Zuurstof	€ 5.185.732
CO2	€ 660.512		
NCW	-€ 5.894.946		
	<u>€ 16.469.501</u>		<u>€ 16.469.501</u>

Uit Tabel 17 tot en met Tabel 19 blijkt dat de netto contante waarde in alle gevallen negatief uitvalt. Dit betekent dat de projecten onder de gedane veronderstellingen niet rendabel zijn. Relatief ten opzichte van de gedane investering kent optie 1 de negatiefste netto contante waarde. Dit wordt veroorzaakt door de hoge kosten van de CO2. Indien de CO2 per cilinder wordt aangeschaft doet dit de prijs van CO2 per ton sterk stijgen. Voor kleinschalige toepassing van P2G moet dus een goedkopere oplossing worden gevonden om in de CO2 behoefte te voorzien. Een tweede oorzaak is het ontbreken van inkomsten uit zuurstof. Door de kleinschaligheid is het niet mogelijk om zuurstof te produceren en de markt hiervoor te betreden.

3.9 Gevoeligheidsanalyse

Onder de gedane veronderstellingen is er geen sprake van een positieve kostenbatenanalyse. In deze paragraaf wordt onderzocht in welke mate de uitkomst van de kostenbatenanalyse wijzigt bij verschillende waarden van de variabelen. De belangrijkste parameters zijn:

- De investeringskosten per kW voor de elektrolyser;
- De elektriciteitsprijs per kWh;

De gevoeligheidsanalyse wordt uitgevoerd met de volgende uitgangspunten:

- De opbrengst van methaan is € 0,103/kWh. Dit is de prijs van methaan gebaseerd op de huidige benzineprijs.
- De opbrengst van warmte is € 0,018/kWh gebaseerd op gegevens van het Nationaal Expertisecentrum warmte.
- De opbrengst van zuurstof is € 0,27 per m³.
- De kosten van CO₂ zijn € 1000 per ton indien gebruik wordt gemaakt van cilinders en € 48 per ton indien gebruik wordt gemaakt van vervoer per truck.

P2G bij een 10kW PV-installatie.

Uit Tabel 20 blijkt dat toepassing van P2G technologie bij een 10 kW PV-installatie resulteert in een negatieve netto contante waarde. Ook zonder elektriciteitskosten en bij investeringskosten van € 600 per kW blijft dit het geval. De voornaamste oorzaak zijn zoals gezegd de hoge CO₂ kosten. Door de kleinschaligheid moet de CO₂ worden aangeschaft in cilinders en dit resulteert in hoge kosten.

Tabel 20 Netto contante waarde van een P2G project bij een 10 kW PV-installatie bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten.

		Prijs elektriciteit per kWh										
		€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00
CAPEX	€ 1.500	-€ 28.229	-€ 27.185	-€ 26.141	-€ 25.097	-€ 24.053	-€ 23.009	-€ 21.965	-€ 20.921	-€ 19.877	-€ 18.833	-€ 17.789
per	€ 1.400	-€ 27.629	-€ 26.585	-€ 25.541	-€ 24.497	-€ 23.453	-€ 22.409	-€ 21.365	-€ 20.321	-€ 19.277	-€ 18.233	-€ 17.189
kW	€ 1.300	-€ 27.029	-€ 25.985	-€ 24.941	-€ 23.897	-€ 22.853	-€ 21.809	-€ 20.765	-€ 19.721	-€ 18.677	-€ 17.633	-€ 16.589
	€ 1.200	-€ 26.429	-€ 25.385	-€ 24.341	-€ 23.297	-€ 22.253	-€ 21.209	-€ 20.165	-€ 19.121	-€ 18.077	-€ 17.033	-€ 15.989
	€ 1.100	-€ 25.829	-€ 24.785	-€ 23.741	-€ 22.697	-€ 21.653	-€ 20.609	-€ 19.565	-€ 18.521	-€ 17.477	-€ 16.433	-€ 15.389
	€ 1.000	-€ 25.229	-€ 24.185	-€ 23.141	-€ 22.097	-€ 21.053	-€ 20.009	-€ 18.965	-€ 17.921	-€ 16.877	-€ 15.833	-€ 14.789
	€ 900	-€ 24.629	-€ 23.585	-€ 22.541	-€ 21.497	-€ 20.453	-€ 19.409	-€ 18.365	-€ 17.321	-€ 16.277	-€ 15.233	-€ 14.189
	€ 800	-€ 24.029	-€ 22.985	-€ 21.941	-€ 20.897	-€ 19.853	-€ 18.809	-€ 17.765	-€ 16.721	-€ 15.677	-€ 14.633	-€ 13.589
	€ 700	-€ 23.429	-€ 22.385	-€ 21.341	-€ 20.297	-€ 19.253	-€ 18.209	-€ 17.165	-€ 16.121	-€ 15.077	-€ 14.033	-€ 12.989
	€ 600	-€ 22.829	-€ 21.785	-€ 20.741	-€ 19.697	-€ 18.653	-€ 17.609	-€ 16.565	-€ 15.521	-€ 14.477	-€ 13.433	-€ 12.389

P2G bij een 50kW PV-installatie.

Uit Tabel 21 blijkt dat toepassing van P2G technologie bij een 50 kW PV-installatie bijna altijd resulteert in een negatieve netto contante waarde. Alleen zonder elektriciteitskosten en bij investeringskosten van € 600 per kW is er sprake van een positieve netto contante waarde. Dit zijn echter geen aannemelijke omstandigheden.

Tabel 21 Netto contante waarde van een P2G project bij een 50 kW PV-installatie bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten.

		Prijs elektriciteit per kWh										
		€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00
CAPEX	€ 1.500	-€ 78.036	-€ 72.836	-€ 67.636	-€ 62.435	-€ 57.235	-€ 52.034	-€ 46.834	-€ 41.633	-€ 36.433	-€ 31.233	-€ 26.032
per	€ 1.400	-€ 75.036	-€ 69.836	-€ 64.636	-€ 59.435	-€ 54.235	-€ 49.034	-€ 43.834	-€ 38.633	-€ 33.433	-€ 28.233	-€ 23.032
kW	€ 1.300	-€ 72.036	-€ 66.836	-€ 61.636	-€ 56.435	-€ 51.235	-€ 46.034	-€ 40.834	-€ 35.633	-€ 30.433	-€ 25.233	-€ 20.032
	€ 1.200	-€ 69.036	-€ 63.836	-€ 58.636	-€ 53.435	-€ 48.235	-€ 43.034	-€ 37.834	-€ 32.633	-€ 27.433	-€ 22.233	-€ 17.032
	€ 1.100	-€ 66.036	-€ 60.836	-€ 55.636	-€ 50.435	-€ 45.235	-€ 40.034	-€ 34.834	-€ 29.633	-€ 24.433	-€ 19.233	-€ 14.032
	€ 1.000	-€ 63.036	-€ 57.836	-€ 52.636	-€ 47.435	-€ 42.235	-€ 37.034	-€ 31.834	-€ 26.633	-€ 21.433	-€ 16.233	-€ 11.032
	€ 900	-€ 60.036	-€ 54.836	-€ 49.636	-€ 44.435	-€ 39.235	-€ 34.034	-€ 28.834	-€ 23.633	-€ 18.433	-€ 13.233	-€ 8.032
	€ 800	-€ 57.036	-€ 51.836	-€ 46.636	-€ 41.435	-€ 36.235	-€ 31.034	-€ 25.834	-€ 20.633	-€ 15.433	-€ 10.233	-€ 5.032
	€ 700	-€ 54.036	-€ 48.836	-€ 43.636	-€ 38.435	-€ 33.235	-€ 28.034	-€ 22.834	-€ 17.633	-€ 12.433	-€ 7.232	-€ 2.032
	€ 600	-€ 51.036	-€ 45.836	-€ 40.636	-€ 35.435	-€ 30.235	-€ 25.034	-€ 19.834	-€ 14.633	-€ 9.433	-€ 4.232	€ 967

Uit Tabel 22 blijkt dat bij lage elektriciteitsprijzen (maximaal € 0,04 per kWh) en een daling van de investeringskosten er in een aantal situaties een positieve netto contante waarde ontstaat. Hierbij moet wel in overweging worden genomen dat er gerekend wordt met een hoge gasopbrengst gebaseerd op de benzineprijs en een succesvolle betreding van de markt voor zuurstof. Wat ook een positief effect heeft is de toepassing van P2G bij een mix van wind- en zonne-energie. Het aantal operationele uren van de P2G installatie stijgt omdat de windturbine en PV-installatie elkaar deels aanvullen.

Tabel 22 Netto contante waarde van een P2G project bij een 8 MW PV-installatie en een 2 MW windturbine bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten.

		Prijs elektriciteit per kWh										
		€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00
CAPEX	€ 1.500	-€ 14.513.000	-€ 12.592.000	-€ 10.671.000	-€ 8.750.600	-€ 6.830.000	-€ 4.909.300	-€ 2.988.700	-€ 1.068.000	€ 852.610	€ 2.773.200	€ 4.693.900
per	€ 1.400	-€ 14.033.000	-€ 12.112.000	-€ 10.191.000	-€ 8.270.600	-€ 6.350.000	-€ 4.429.300	-€ 2.508.700	-€ 588.040	€ 1.332.600	€ 3.253.200	€ 5.173.900
kW	€ 1.300	-€ 13.553.000	-€ 11.632.000	-€ 9.711.200	-€ 7.790.600	-€ 5.870.000	-€ 3.949.300	-€ 2.028.700	-€ 108.040	€ 1.812.600	€ 3.733.200	€ 5.653.900
	€ 1.200	-€ 13.073.000	-€ 11.152.000	-€ 9.231.200	-€ 7.310.600	-€ 5.390.000	-€ 3.469.300	-€ 1.548.700	€ 371.960	€ 2.292.600	€ 4.213.200	€ 6.133.900
	€ 1.100	-€ 12.593.000	-€ 10.672.000	-€ 8.751.200	-€ 6.830.600	-€ 4.910.000	-€ 2.989.300	-€ 1.068.700	€ 851.960	€ 2.772.600	€ 4.693.200	€ 6.613.900
	€ 1.000	-€ 12.113.000	-€ 10.192.000	-€ 8.271.200	-€ 6.350.600	-€ 4.430.000	-€ 2.509.300	-€ 588.680	€ 1.332.000	€ 3.252.600	€ 5.173.200	€ 7.093.900
	€ 900	-€ 11.633.000	-€ 9.711.900	-€ 7.791.200	-€ 5.870.600	-€ 3.950.000	-€ 2.029.300	-€ 108.680	€ 1.812.000	€ 3.732.600	€ 5.653.200	€ 7.573.900
	€ 800	-€ 11.153.000	-€ 9.231.900	-€ 7.311.200	-€ 5.390.600	-€ 3.470.000	-€ 1.549.300	€ 371.320	€ 2.292.000	€ 4.212.600	€ 6.133.200	€ 8.053.900
	€ 700	-€ 10.673.000	-€ 8.751.900	-€ 6.831.200	-€ 4.910.600	-€ 2.990.000	-€ 1.069.300	€ 851.320	€ 2.772.000	€ 4.692.600	€ 6.613.200	€ 8.533.900
	€ 600	-€ 10.193.000	-€ 8.271.900	-€ 6.351.200	-€ 4.430.600	-€ 2.510.000	-€ 589.320	€ 1.331.300	€ 3.252.000	€ 5.172.600	€ 7.093.200	€ 9.013.900

3.10 Resultaten

Het onderzoek naar de kosten en baten van de drie opties van het dedicated model had als voornaamste doel het inventariseren van de factoren die de kosten en baten bepalen van een P2G project en het bespreken van de huidige en toekomstige prijzen van deze factoren. De voornaamste bevindingen zijn:

1. De verwachte prijsontwikkeling van elektriciteit is een stijging van € 0,25 in 2018 tot € 0,60 in 2032.
2. Indien CO2 per pakket cilinders wordt aangeschaft kost CO2 € 450 per 450 kg. Indien CO2 per tanktruck wordt getransporteerd en in een tank wordt opgeslagen kost CO2 € 38 - € 58 per ton.
3. Voor de waarde van methaan zijn meerdere referentiewaarden mogelijk:

Referentiewaarde:

Prijs in €/kWh in 2017:

Prijs in kWh in 2032:

SDE+ biomassavergassing	€ 0,150	€ 0,150
TTF-gas day-ahead markt	€ 0,016	€ 0,030
Groengas	€ 0,026	€ 0,040
Benzineprijs	€ 0,103	€ 0,103

4. Zuurstof kan mogelijk worden verkocht aan zuurstofleveranciers in de medische sector. Met het vullen van zuurstofcilinders en zuurstoftanks kan naar schatting € 0,27/m³ worden verdiend.
5. Indien er een warmtenet in de nabijheid is kan warmte worden verkocht voor € 0,018/kWh.

Het opstellen van een kosten-batenanalyse voor P2G toepassing bij drie opties (10 kW PV, 50 kW PV en 8 MW PV + 2 MW wind) geeft de volgende resultaten:

1. Het volledig benutten van een PV-installatie en/of een windturbine voor P2G leidt niet tot een positieve business case.
2. Het schalen van de P2G-installatie leidt tot lagere investeringskosten en een relatief hoge benutting van de beschikbare elektriciteit.
3. Bij kleinschalige toepassing van P2G resulteert de hoge prijs van CO₂ in cilinders tot zeer hoge kosten.
4. Een P2G toepassing bij een combinatie van PV- en windenergie leidt tot een betere benutting van de P2G capaciteit.
5. De locatie van de P2G-installatie beïnvloedt de kosten van CO₂ transport en de mogelijkheid om warmte te leveren aan een warmtenet. De nabijheid van een CO₂-rotonde en een warmtenet zijn van positieve invloed op de business case.

4. Gas voor eigen gebruik

4.1 Probleemanalyse

P2G betreft de omzetting van elektriciteit naar gas. Voor een economisch gunstige toepassing van deze technologie is de belangrijkste voorwaarde dat de prijs van elektriciteit beduidend lager is dan die van gas. Het kan hierbij gaan om de marktprijzen waartegen elektriciteit wordt gekocht en gas wordt verkocht. Het kan echter ook gaan om opportunitetskosten, zelf opgewekte elektriciteit wordt niet verkocht maar gebruikt om gas te produceren. Het gas wordt niet verkocht maar zelf gebruikt hetgeen tot een daling van de hoogte van de eigen gasrekening leidt. Deze casus verkent de mogelijkheid om P2G toe te passen met als voornaamste opbrengst de daling van de eigen gasrekening.

4.2 Vaststellen nulalternatief

Het nulalternatief gaat uit van levering van elektriciteit aan het netwerk. Er zullen twee situaties worden geanalyseerd. In de eerste plaats een huishouden met een PV-installatie van 50 kW. Te denken valt aan een landelijk gelegen woning met voldoende ruimte voor zoveel zonnepanelen. Een deel van de elektriciteit wordt zelf gebruikt, de overige productie wordt geleverd aan het elektriciteitsnet. De tweede situatie betreft een bedrijf met een windturbine en een vrij groot eigen gasverbruik. Te denken valt aan een tuindersbedrijf met kassen en een windturbine. De windturbine levert elektriciteit aan het elektriciteitsnet en het bedrijf ontvangt een vergoeding van de handelaar. Het bedrijf koopt gas van haar energieleverancier, voornamelijk voor het produceren van warmte.

4.3 Vaststellen projectalternatief

In geval van het projectalternatief beschikken het huishouden respectievelijk de onderneming over een eigen P2G installatie. De elektriciteit wordt niet geleverd aan het net maar wordt aangewend voor de productie van gas. Het gas wordt zelf gebruikt. Dit geldt ook voor de restwarmte die tijdens het P2G proces ontstaat. De voornaamste reden voor de toepassing van P2G is het verlagen van de kosten van gas. Ook kan gelden dat het huishouden of de onderneming graag zelfvoorzienend wil zijn en wil kunnen beschikken over elektriciteit en gas.

4.4 Bepalen kosten

Kosten van de P2G installatie.

Voor het bepalen van de kosten van de P2G-installatie voor het huishouden met 50 kW aan opgesteld PV-vermogen wordt aangesloten bij het dedicated model. Er wordt gekozen voor een installatie van 36 kW waarmee 94% van de geproduceerde elektriciteit kan worden benut voor de productie van gas.

Voor het bepalen van de kosten van een P2G installatie voor het bedrijf met een windturbine moet de schaalgrootte worden vastgesteld. Bij deze casus wordt uitgegaan van een windturbine van meer dan 10 jaar oud. Deze windturbines zijn gebouwd onder de MEP regeling en de subsidieperiode voor deze turbines is verstreken. In de periode 2001 – 2005 is het aantal windturbines in Nederland

volgens het CBS met 419 stuks gestegen¹⁴. Het opgestelde vermogen steeg in dezelfde periode met 777 MW. Het gemiddelde vermogen van een in deze periode gebouwde windturbine komt daarmee op 1,85 MW.

Indien alle opgewekte elektriciteit wordt gebruikt voor de productie van methaan moet de p2g installatie een vermogen hebben van 1,85 MW. De P2G installatie zal in dat geval alleen op haar maximale vermogen draaien indien de windturbine dat ook doet. Door een P2G installatie met een kleiner vermogen te gebruiken neemt de bezettingsgraad van de installatie toe. Indien de windturbine op haar maximale vermogen draait zal echter niet alle elektriciteit kunnen worden omgezet in methaan. Het overschot zal als elektriciteit worden verkocht. Welk deel van de elektriciteit kan worden gebruikt voor de productie van gas bij een beperking van het vermogen van de P2G installatie hangt mede af van de locatie. In Tabel 23 is per locatie te zien hoeveel procent van de geproduceerde elektriciteit door de P2G installatie kan worden gebruikt voor de productie van gas bij verschillend vermogen van de installatie.

Tabel 23 Benut percentage elektriciteit voor P2G naar omvang elektrolyser.

	Eelde	Hoek van Holland	Eindhoven	Stavoren
ES%	UE%	UE%	UE%	UE%
100	100	100	100	100
90	97	95	98	96
80	93	88	95	91
70	89	81	91	85
60	81	72	86	76
50	76	62	80	69
40	65	52	69	58
Total energy (MWh)	3376	7697	2726	5664
ES = Electrolyser size = Het vermogen van de P2G installatie als percentage van het vermogen van de windturbine.				
UE = Used electricity = De elektriciteit die wordt gebruikt voor de productie van gas als percentage van de door de windturbine geproduceerde elektriciteit				

Voor deze casus wordt uitgegaan van locatie Stavoren en een P2G installatie met een vermogen van 50 procent van de windturbine. Verder wordt verondersteld dat 69 procent van de door de turbine geproduceerde elektriciteit wordt gebruikt voor de productie van methaan.

Tabel 24 toont de componenten waaruit de P2G installatie bestaat inclusief de aansluiting op het elektriciteits- en gasnetwerk. Het FlexP2G project streeft naar een turn key P2G installatie met een kostprijs van € 1.500 per kW in 2020. Aansluiting op een warmtenet kost naar schatting € 78.000 (Mohseni, 2013).

¹⁴ <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?VW=T&DM=SLNL&PA=70960ned&D1=0,4-9,12&D2=a&D3=a&HD=101220-1119&HDR=T&STB=G1,G2>

Tabel 24 Kosten P2G-componenten inclusief warmtewisselaar.

Component	Kosten per kW	Capaciteit 0,925 MW
Elektrolyser	€ 500 - € 800	
Sabatier reactor	€ 300 - € 500	
Geïntegreerde combinatie	€ 1500	€ 1.387.500
Warmtewisselaar (incl. aansluiting)		€ 78.000

Kosten elektriciteit

De elektriciteit die wordt aangewend voor de productie van methaan brengt kosten met zich mee. De elektriciteit had ook kunnen worden verkocht en deze gemiste opbrengst vormt een kostenpost voor het projectalternatief. Zoals besproken bij het dedicated model zijn voor het bepalen van de prijs die voor de elektriciteit kan worden ontvangen verschillende gegevens beschikbaar. In de eerste plaats kan worden uitgegaan van de APX power spot exchange. De APX publiceert de gemiddelde basisprijs per maand over de afgelopen jaren¹⁵. De gemiddelde day ahead prijs gemeten over de jaren 2011 – 2015 is € 0,04672 per kWh. In de tweede plaats kan worden uitgegaan van het voorlopig correctiebedrag voor wind op land zoals vastgesteld in het eindadvies basisbedragen SDE+ 2017 (Lensink, 2016). Het correctiebedrag betreft de prijs per kWh die de exploitant van een windturbine naar verwachting gemiddeld zal ontvangen voor de geleverde elektriciteit en bedraagt € 0,028. Voor zonne-energie is dit € 0,033. Tenslotte verwacht ECN in de nationale energieverkenning 2016 in de toekomst een elektriciteitsprijs van € 0,030 per kWh in 2020 tot € 0,055 per kWh in 2030. Bij deze schatting is rekening gehouden met het profieffect.

Voor het bepalen van de kosten van elektriciteit zal rekening worden gehouden met verschillende scenario's gezien bovengenoemde uiteenlopende verwachtingen en bijbehorende onzekerheden.

Kosten CO2

Voor wat betreft de behoefte aan CO2 voor de productie van methaan wordt aangesloten bij de bevindingen die besproken zijn bij het dedicated model. Met 1 m3 CO2 (ofwel 1,81 kg) kan 20 kWh elektriciteit worden gemethaniseerd. Dit betekent dat voor het methaniseren van 1 MWh elektriciteit er 90,5 kg CO2 nodig is. De CO2 behoefte van het huishouden met de 50 kW PV-installatie bedraagt 4.500 kg per jaar. Voor het bedrijf met de windturbine is de CO2 behoefte gelijk aan 391.000 kg per jaar. In beide situaties zal de CO2 per truck worden getransporteerd met een kostprijs van € 38 tot € 58 per kg CO2 inclusief transport en opslag.

4.5 Identificeren van effecten

Methaan

Het geproduceerde methaan wordt in geval van het projectalternatief niet verkocht maar zelf gebruikt. De opbrengst van het methaan bestaat daarom uit een besparing op de eigen gasrekening.

¹⁵ <https://www.apxgroup.com/market-results/apx-power-nl/dashboard/>

Welke gasprijs moet worden gehanteerd om de hoogte van deze besparing te bepalen is per situatie verschillend.

Tabel 25 Aardgasprijs 2010 – 2015 (CBS).

Perioden	Verbruiksklassen huishoudens						Verbruiksklassen niet-huishoudens					
	20 tot 200 GJ						1 tot 10 TJ					
Onderwerpen	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	euro per GJ											
Leveringsprijs	9,503	10,197	11,132	11,073	10,647	9,94	8,44	8,988	9,401	9,568	9,483	8,814
Netwerkprijs	1,774	2,146	2,466	2,536	2,412	2,04	1,199	1,057	1,149	1,218	1,162	0,963
Belasting	3,788	3,635	4,737	5,359	5,517	5,644	2,917	2,581	3,965	5,281	5,516	5,211
BTW	2,862	3,035	3,604	3,983	3,901	3,701	2,386	2,399	2,853	3,374	3,393	3,148
Transactieprijs inclusief BTW en belastingen	17,927	19,013	21,939	22,951	22,477	21,325	14,942	15,025	17,368	19,441	19,554	18,136

Tabel 25 toont de gemiddelde aardgasprijs per jaar voor de periode 2010 – 2015. Zoals te zien betalen huishoudens een hogere prijs voor aardgas dan niet-huishoudens. De BTW is voor huishoudens bovendien een kostenpost terwijl bedrijven de BTW kunnen terugvorderen van de belastingdienst. De potentiële besparing op de aardgasrekening per GJ is voor huishoudens dus ook het grootst. Voor het huishouden met 50 kW opgesteld PV-vermogen is de mogelijke besparing op de gasrekening in 2015 dus gelijk aan € 21,325 per GJ. Zoals besproken in paragraaf 3.5.3 is volgens het CBS het gemiddelde aardgasverbruik in Nederland per woning over de jaren 2010-2015 gelijk aan 1475 m³ (= 51,9 GJ).

De belastingdienst kent voor belasting op aardgas een normaal tarief en een verlaagd tarief.¹⁶ Bij een verbruik tot 170.000 m³ aardgas is het normale tarief € 0,25168 per m³ en het verlaagde tarief € 0,04042 per m³. Het betreft de tarieven voor 2016. Omgerekend naar GJ is het normale belastingtarief voor 2016 € 7,19 en het aangepaste belastingtarief € 1,15. Voor niet-huishoudens die vallen onder het aangepaste tarief valt de potentiële besparing op de gasrekening dus lager uit.

Een niet-huishouden die van zelf opgewekte hernieuwbare elektriciteit gas maakt hoeft over het eigen verbruik geen energiebelasting te betalen. In algemene zin wordt energiebelasting ook geheven op producten die niet vallen onder de wettelijke definitie van aardgas maar wel worden gebruikt als aardgas. Indien deze producten echter worden gebruikt in de inrichting waarin ze zijn ontstaan dan is dit tarief nihil. De verbruiker hoeft geen energiebelasting te betalen over elektriciteit die hij zelf heeft opgewekt met hernieuwbare energiebronnen (Belastingdienst, 2016).

De besparing voor een niet-huishouden dat valt onder het normale energiebelastingtarief kent dus een mogelijke besparing ter hoogte van de transactieprijs inclusief belastingen en exclusief de BTW. Voor het bedrijf met een windturbine is de mogelijke besparing op de gasrekening in 2015 dus gelijk

¹⁶

http://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen?projectid=6750bae7-383b-4c97-bc7a-802790bd1110

aan € 14,988 per GJ. Een gemiddeld glastuinbouwbedrijf gebruikt 543.000 – 638.000 m³ (= 17.000 – 20.000 GJ) aan aardgas per jaar (Wetzels, 2007).

Verwachte prijsontwikkeling

In de nationale energieverkenning 2016 geeft ECN aan een gasprijs te verwachten van € 0,18 per m³ in 2020 (= € 5,12 per GJ) en € 0,28 per m³ (= € 7,96 per GJ) in 2030. Het betreft hier het leveringstarief voor grootgebruikers en de voorspelling kent grote onzekerheden.¹⁷ Het leveringstarief voor grootgebruikers in 2015 bedroeg € 5,880 per GJ. ECN verwacht op langere termijn een stijging met als voornaamste oorzaak de toenemende importafhankelijkheid voor de EU waardoor er moet worden geïmporteerd van verder gelegen bronnen en relatief duurere gasvelden. Tabel 26 toont de hieruit afgeleide verwachte prijsstijging van de gasprijzen voor de verbruiksklassen huishoudens en niet-huishoudens.

Tabel 26 Verwachte ontwikkeling van de leveringsprijs van gas per GJ.

	2015	2020	2030
Grootverbruikers	€ 5,88	€ 5,12	€ 7,96
Prijsindexcijfer (2015 = 100)	100	87	135
Huishoudens (20 tot 200 GJ)	€ 9,94	€ 8,66	€ 13,46
Niet-huishoudens (1 tot 10 TJ)	€ 8,81	€ 7,67	€ 11,93

Indien ervan wordt uitgegaan dat de prijsstijging gelijkmatig verspreid zal zijn over de komende jaren dan leidt dit tot een prijsontwikkeling zoals deze wordt getoond in Tabel 27. ECN doet een voorspelling voor het leveringstarief van gas. Om de kosten van gas voor de eindgebruiker te bepalen is de transactieprijs relevant. Voor de berekening van de verwachte transactieprijs is ervan uitgegaan dat de verhouding tussen leveringsprijs en transactieprijs de komende jaren gelijk zal zijn aan de verhouding in 2015.

Tabel 27 Verwachte ontwikkeling van de leveringsprijs en de transactieprijs van gas per GJ voor huishoudens en niet-huishoudens.

Jaar	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032
Huishoudens								
Gasprijs leveringsprijs (€/GJ)	€ 7,70	€ 8,66	€ 9,62	€ 10,58	€ 11,54	€ 12,50	€ 13,46	€ 14,42
Gasprijs transactieprijs incl BTW (€/GJ)	€ 16,51	€ 18,57	€ 20,63	€ 22,69	€ 24,75	€ 26,81	€ 28,87	€ 30,93
Niet-Huishoudens								
Gasprijs leveringsprijs (€/GJ)	€ 6,82	€ 7,67	€ 8,52	€ 9,37	€ 10,22	€ 11,08	€ 11,93	€ 12,78
Gasprijs transactieprijs exc BTW (€/GJ)	€ 11,60	€ 13,04	€ 14,49	€ 15,94	€ 17,39	€ 18,83	€ 20,28	€ 21,73

Tabel 27 toont voor de beide alternatieven de mogelijke besparing op de gasrekening per GJ gebaseerd op de verwachte ontwikkeling van de gasprijs voor grootverbruikers. Voor huishoudens wordt een stijging van de gasprijs tot € 30,93 in 2032 verwacht (= € 0,11 per kWh). Het betreft de transactieprijs inclusief BTW, voor een huishouden zijn dit de kosten van gas. Voor niet-huishoudens wordt een stijging van de gasprijs tot € 21,73 in 2032 verwacht (= € 0,08 per kWh). Het betreft de transactieprijs exclusief BTW, voor een niet-huishouden zijn dit de kosten van gas.

¹⁷ <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/loket/afnemers-van-energie/energietarieven/>

Warmte

Tijdens het P2G proces komt warmte vrij. In deze casus wordt ervan uitgegaan dat deze warmte kan worden benut door de producent. Indien de producent normaal gesproken gas verbruikt om bijvoorbeeld een kas te verwarmen dan betekent het benutten van de warmte van het P2G proces een reductie van het eigen gasverbruik. De waarde van de warmte kan dus net als de waarde van het geproduceerde methaan worden uitgedrukt in het bedrag dat wordt bespaard op de gasrekening.

Zuurstof

De productie van zuurstof is voor het alternatief met 50 kW PV vermogen niet aan de orde vanwege de geringe schaalgrootte. De windmolen kan op jaarbasis meer dan 300.000 m³ zuurstof produceren. Zoals besproken bij het dedicated model is het wellicht mogelijk om deze zuurstof te verkopen in tanks of cilinders.

4.6 Kwantificeren van effecten

Bij de nadere uitwerking van deze casus wordt uitgegaan van de tot nu toe genoemde gegevens zoals getoond in Tabel 28.

Tabel 28 Kwantitatieve gegevens voor het model Gas voor eigen gebruik.

	50 kW PV	1,85 MW
<i>Gegevens zonnepanelen</i>		
Piek vermogen in kW	50	0
<i>Gegevens windturbine</i>		
Piek vermogen in kW		1850
Elektriciteit per jaar beschikbaar MWh	53	5.664
<i>Gegevens schaalgrootte P2G</i>		
% van PV- en/of windvermogen	60	50
% benutting van productie	94	69
Elektriciteit benut voor P2G in MWh	50,10	3.908
<i>Gegevens efficiency</i>		
P2G efficiency in %	50	50
Hergebruik warmte in %	40	40
Verlies in %	10	10
<i>CO2 behoefte</i>		
CO2 in kg per MWh	91	91
CO2 behoefte in kg	4.534	353.688

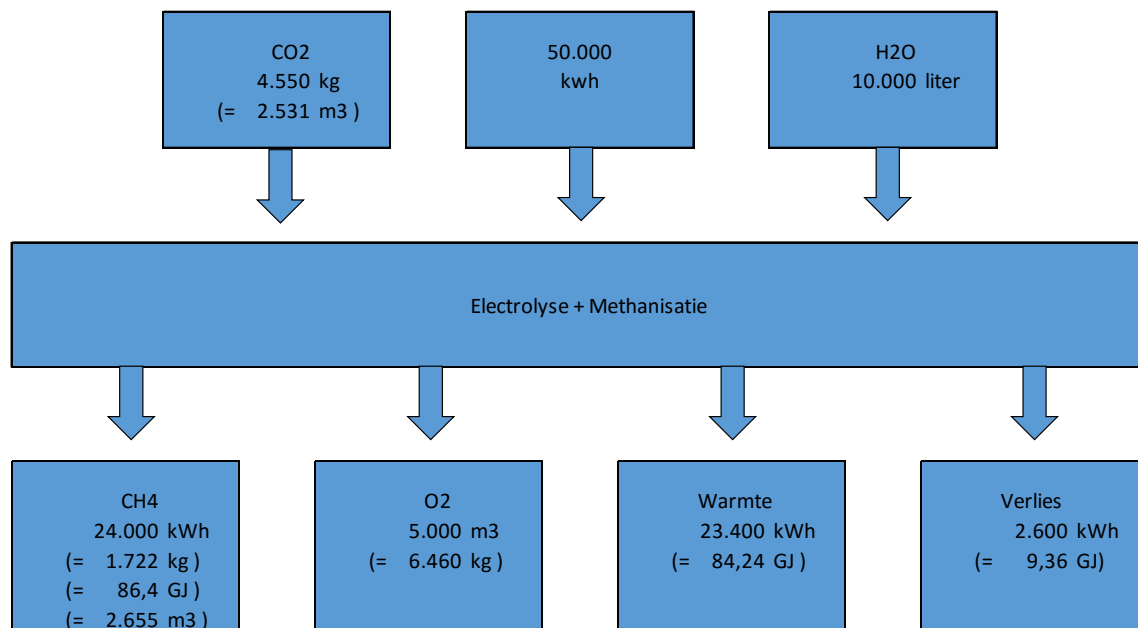
<i>Productie</i>		
Methaan in MWh	25	1.954
Warmte in MWh	20	1.563
Verlies in MWh	5	391
Zuurstof in m3	5.010	390.816
<i>Kosten P2G installatie</i>		
P2G per kW	1500	1500
P2G installatie	€ 45.000	€ 1.387.500
Warmtewisselaar en installatie		€ 75.000
Compressor		€ 300.000
Onderhoud (% vd totale investering)	5	5
<i>Prijzen</i>		
Elektriciteit		
ECN 2018 - verwachting	€ 0,025	€ 0,025
ECN 2032 - verwachting	€ 0,060	€ 0,060
ECN 2018 - hoog	€ 0,041	€ 0,041
ECN 2032 - hoog	€ 0,104	€ 0,104
ECN 2018 - laag	€ 0,022	€ 0,022
ECN 2032 - laag	€ 0,043	€ 0,043
Gasprijs		
<i>Huishoudens</i>		
Transactieprijs incl BTW 2018 (€/kWh)	€ 0,059	€ 0,059
Transactieprijs incl BTW 2032 (€/kWh)	€ 0,110	€ 0,110
<i>Niet huishoudens</i>		
Transactieprijs excl BTW 2018 (€/kWh)	€ 0,042	€ 0,042
Transactieprijs excl BTW 2032 (€/kWh)	€ 0,078	€ 0,078
Warmte		
Opbrengst warmte (ACM-tarief (€/kWh))	€ 0,07	€ 0,07
Opbrengst warmte (NEW-tarief (€/kWh))	€ 0,02	€ 0,02
Opbrengst warmte nultarief	€ 0,00	€ 0,00
CO2 (€/ton)		
CO2 (€/ton) minimum prijs	€ 38	€ 38
CO2 (€/ton) maximum prijs	€ 58	€ 58
CO2 (€/ton) gemiddelde prijs	€ 48	€ 48
Zuurstof		
prijs in €/m3	€ 0,27	€ 0,27

Tabel 28 toont de kwantitatieve gegevens voor het model *Gas voor eigen gebruik* zoals deze tot nu toe zijn besproken. Op basis van het vermogen van de PV-installatie of de windturbine wordt bepaald

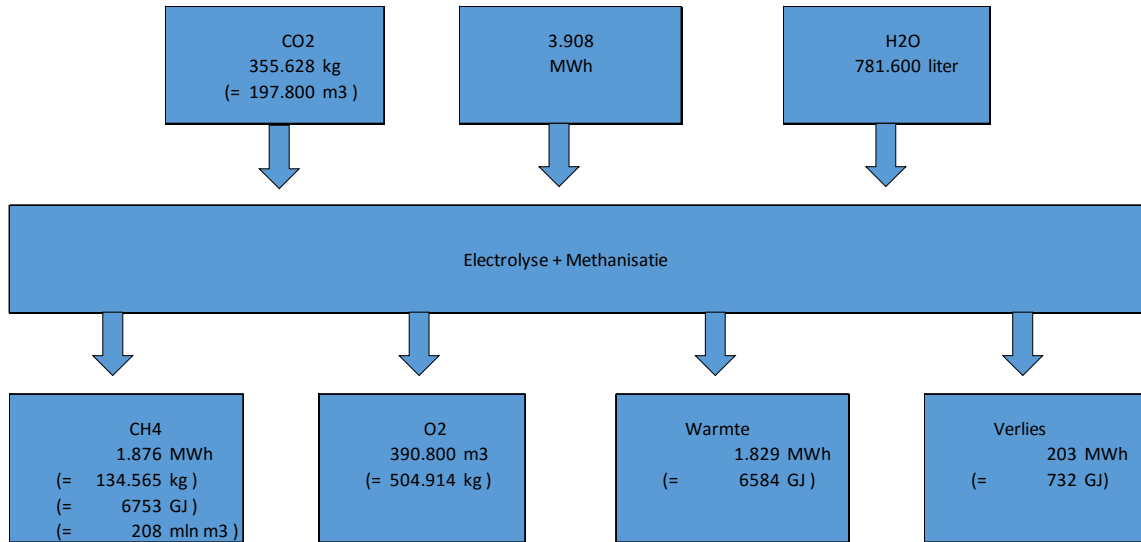
hoeveel elektriciteit benut kan worden voor P2G indien de P2G installatie een piekvermogen heeft van 60% respectievelijk 50% van het hernieuwbare piekvermogen. Gegeven de hoeveelheid elektriciteit die benut kan worden voor P2G wordt vervolgens de benodigde hoeveelheid CO₂ vastgesteld. De kosten van de P2G-installatie, de benutte elektriciteit en de CO₂ kunnen met behulp van de gevonden prijzen nu worden bepaald.

De opbrengsten in het *Gas voor eigen gebruik* model bestaan uit de besparing op de eigen gasrekening en de verkoop van zuurstof en van warmte.

Figuur 10 en Figuur 11 tonen de Material and Energy Flow Analysis op jaarbasis voor de twee projectalternatieven van het model *Gas voor eigen gebruik*. Deze gegevens vormen de basis voor het berekenen van de kosten en baten van de betreffende inputs en outputs.



Figuur 10 Material and Energy Flow Analysis van P2G toepassing bij 50 kW PV.



Figuur 11 Material and Energy Flow Analysis van P2G toepassing bij een 1,85 MW windturbine.

4.7 Monetarisieren van effecten

Uit Tabel 29 en Tabel 30 blijkt dat het gebruiken van P2G technologie om methaan te produceren voor eigen gebruik en zodoende op de gasrekening te besparen te resulteren in een negatieve netto contante waarde.

Tabel 29 Kasstroomoverzicht Gas voor eigen gebruik optie 1: P2G bij 50 kW PV.

Vermogenskostenvoet	0,05															
	t=0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Uitgaven</i>		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Investering	€ 45.000															
Onderhoud		€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250	€ 2.250
Elektriciteitsprijs - verwachting		€ 0,025	€ 0,028	€ 0,030	€ 0,033	€ 0,035	€ 0,038	€ 0,040	€ 0,043	€ 0,045	€ 0,048	€ 0,050	€ 0,053	€ 0,055	€ 0,058	€ 0,060
Kosten elektriciteit		€ 1.253	€ 1.378	€ 1.503	€ 1.628	€ 1.754	€ 1.879	€ 2.004	€ 2.129	€ 2.255	€ 2.380	€ 2.505	€ 2.630	€ 2.756	€ 2.881	€ 3.006
CO2 (€/ton) minimum prijs		€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172	€ 172
Totaal		€ 3.675	€ 3.800	€ 3.925	€ 4.051	€ 4.176	€ 4.301	€ 4.426	€ 4.552	€ 4.677	€ 4.802	€ 4.927	€ 5.053	€ 5.178	€ 5.303	€ 5.428
<i>Ontvangsten</i>																
Gas transactieprijs incl BTW		€ 0,059	€ 0,063	€ 0,066	€ 0,070	€ 0,074	€ 0,077	€ 0,081	€ 0,085	€ 0,088	€ 0,092	€ 0,095	€ 0,099	€ 0,103	€ 0,106	€ 0,110
Opbrengst gas		€ 1.478	€ 1.569	€ 1.661	€ 1.752	€ 1.843	€ 1.934	€ 2.026	€ 2.117	€ 2.208	€ 2.299	€ 2.391	€ 2.482	€ 2.573	€ 2.664	€ 2.756
Opbrengst warmte (NEW-tarief (€/kWh))		€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361	€ 361
Totaal		€ 1.839	€ 1.930	€ 2.021	€ 2.113	€ 2.204	€ 2.295	€ 2.386	€ 2.478	€ 2.569	€ 2.660	€ 2.751	€ 2.843	€ 2.934	€ 3.025	€ 3.116
Netto kasstroom		-€ 1.836	-€ 1.870	-€ 1.904	-€ 1.938	-€ 1.972	-€ 2.006	-€ 2.040	-€ 2.074	-€ 2.108	-€ 2.142	-€ 2.176	-€ 2.210	-€ 2.244	-€ 2.278	-€ 2.312
Contante waarde kasstroom		-€ 1.749	-€ 1.696	-€ 1.645	-€ 1.594	-€ 1.545	-€ 1.497	-€ 1.450	-€ 1.404	-€ 1.359	-€ 1.315	-€ 1.272	-€ 1.231	-€ 1.190	-€ 1.151	-€ 1.112
NCW		-€ 66.210														

Tabel 30 Kasstroomoverzicht Gas voor eigen gebruik optie 2: P2G bij 1,8 MW windturbine.

Vermogenskostenvoet	0,05															
	t=0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Uitgaven</i>		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Investering	€ 1.762.500															
Onderhoud		€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125	€ 88.125
Elektriciteitsprijs - verwachting		€ 0,025	€ 0,028	€ 0,030	€ 0,033	€ 0,035	€ 0,038	€ 0,040	€ 0,043	€ 0,045	€ 0,048	€ 0,050	€ 0,053	€ 0,055	€ 0,058	€ 0,060
Kosten elektriciteit		€ 97.704	€ 107.474	€ 117.245	€ 127.015	€ 136.786	€ 146.556	€ 156.326	€ 166.097	€ 175.867	€ 185.638	€ 195.408	€ 205.178	€ 214.949	€ 224.719	€ 234.490
CO2 (€/ton) minimum prijs		€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440	€ 13.440
Totaal		€ 199.269	€ 209.040	€ 218.810	€ 228.580	€ 238.351	€ 248.121	€ 257.892	€ 267.662	€ 277.432	€ 287.203	€ 296.973	€ 306.744	€ 316.514	€ 326.284	€ 336.055
<i>Ontvangsten</i>																
Gas transactieprijs excl BTW		€ 0,0420	€ 0,0446	€ 0,0471	€ 0,0497	€ 0,0523	€ 0,0549	€ 0,0574	€ 0,0600	€ 0,0626	€ 0,0651	€ 0,0677	€ 0,0703	€ 0,0729	€ 0,0754	€ 0,078
Opbrengst gas		€ 82.071	€ 87.096	€ 92.121	€ 97.146	€ 102.170	€ 107.195	€ 112.220	€ 117.245	€ 122.270	€ 127.294	€ 132.319	€ 137.344	€ 142.369	€ 147.393	€ 152.418
Opbrengst warmte (NEW-tarief (€/kWh))		€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139	€ 28.139
Opbrengst zuurstof		€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520	€ 105.520
Totaal		€ 215.730	€ 220.755	€ 225.780	€ 230.805	€ 235.830	€ 240.854	€ 245.879	€ 250.904	€ 255.929	€ 260.953	€ 265.978	€ 271.003	€ 276.028	€ 281.053	€ 286.077
Netto kasstroom		€ 16.461	€ 11.716	€ 6.970	€ 2.224	-€ 2.521	-€ 7.267	-€ 12.012	-€ 16.758	-€ 21.504	-€ 26.249	-€ 30.995	-€ 35.741	-€ 40.486	-€ 45.232	-€ 49.977
Contante waarde kasstroom		€ 15.677	€ 10.626	€ 6.021	€ 1.830	-€ 1.975	-€ 5.423	-€ 8.537	-€ 11.343	-€ 13.861	-€ 16.115	-€ 18.122	-€ 19.902	-€ 21.471	-€ 22.845	-€ 24.040
NCW		-€ 1.891.979														

Bij het opstellen van de kasstroomoverzichten is van het volgende uitgegaan:

- De elektriciteitsprijs zal zich ontwikkelen volgens de verwachting zoals besproken in de Nationale Energieverkenning.
- Voor de CO2 kosten geldt de minimumprijs.
- De gasprijs zal zich ontwikkelen volgens de verwachting zoals besproken in de Nationale Energieverkenning.
- De warmte kan worden verkocht aan een warmtenet voor het tarief zoals opgegeven door het Nationaal Expertisecentrum Warmte.
- De verkoopprijs voor zuurstof bedraagt € 0,27 per m3.

4.8 Opstellen overzicht van kosten en baten

Tabel 31 en Tabel 32 tonen van de twee projectalternatieven de kostenbatenanalyse. Voor iedere post zijn de kosten en baten voor een periode van 15 jaar geraamd en is de contante waarde berekend tegen een discontovoet van 5 procent.

De contante waarde van beide projecten is negatief. De besparing op de gasrekening compenseert de gemaakte kosten niet. Ook de opbrengsten uit de verkoop van warmte en zuurstof resulteren niet in een positieve business case.

In vergelijking met het dedicated model waarbij de gasprijs werd gebaseerd op de benzineprijs zijn de gasopbrengsten nu lager. Daarbij moet worden opgemerkt dat een op de benzineprijs gebaseerde gasprijs op dit moment nog geen werkelijke marktsituatie is. De tarieven zoals gehanteerd bij het Gas voor eigen gebruik model zijn wel gebaseerd op huidige marktprijzen.

Tabel 31 KBA Gas voor eigen gebruik bij huishouden met 50 kW PV

Kosten		Baten	
Investering	€ 45.000	Methaan	€ 21.117
Onderhoud	€ 23.354	Warmte	€ 3.744
Elektriciteit	€ 20.928		
CO2	€ 1.788		
NCW	-€ 66.210		
	<u>€ 24.861</u>		<u>€ 24.861</u>

Tabel 32 KBA Gas voor eigen gebruik bij niet-huishouden met 1,86 MW windturbine

Kosten		Baten	
Investering	€ 1.762.500	Methaan	€ 1.169.881
Onderhoud	€ 914.707	Warmte	€ 292.071
Elektriciteit	€ 1.632.483	Zuurstof	€ 1.095.265
CO2	€ 139.504		
NCW	-€ 1.891.979		
	<u>€ 2.557.216</u>		<u>€ 2.557.216</u>

4.9 Varianten- en risico-analyse

Tabel 33 en Tabel 34 tonen de gevoeligheidsanalyse van het P2G model met gas voor eigen gebruik. Gekeken wordt naar de gevolgen van een lagere elektriciteitsprijs in combinatie met lagere investeringskosten per kW vermogen.

Uit Tabel 33 blijkt dat bij zeer lage investeringskosten en gratis elektriciteit onder de veronderstelde aannames geen sprake is van een positieve business case. Het is voor een huishouden economisch gezien niet aantrekkelijk om met behulp van P2G zelf gas te produceren en zo te besparen op de gasrekening.

Tabel 33 Netto contante waarde van een P2G project bij een 50 kW PV-installatie bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten (Gas voor eigen gebruik).

		Prijs elektriciteit per kWh										
		€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00
CAPEX	€ 1.500	-€ 96.441	-€ 91.240	-€ 86.040	-€ 80.839	-€ 75.639	-€ 70.439	-€ 65.238	-€ 60.038	-€ 54.837	-€ 49.637	-€ 44.436
per	€ 1.400	-€ 93.441	-€ 88.240	-€ 83.040	-€ 77.839	-€ 72.639	-€ 67.439	-€ 62.238	-€ 57.038	-€ 51.837	-€ 46.637	-€ 41.436
kW	€ 1.300	-€ 90.441	-€ 85.240	-€ 80.040	-€ 74.839	-€ 69.639	-€ 64.439	-€ 59.238	-€ 54.038	-€ 48.837	-€ 43.637	-€ 38.436
	€ 1.200	-€ 87.441	-€ 82.240	-€ 77.040	-€ 71.839	-€ 66.639	-€ 61.439	-€ 56.238	-€ 51.038	-€ 45.837	-€ 40.637	-€ 35.436
	€ 1.100	-€ 84.441	-€ 79.240	-€ 74.040	-€ 68.839	-€ 63.639	-€ 58.439	-€ 53.238	-€ 48.038	-€ 42.837	-€ 37.637	-€ 32.436
	€ 1.000	-€ 81.441	-€ 76.240	-€ 71.040	-€ 65.839	-€ 60.639	-€ 55.439	-€ 50.238	-€ 45.038	-€ 39.837	-€ 34.637	-€ 29.436
	€ 900	-€ 78.441	-€ 73.240	-€ 68.040	-€ 62.839	-€ 57.639	-€ 52.439	-€ 47.238	-€ 42.038	-€ 36.837	-€ 31.637	-€ 26.436
	€ 800	-€ 75.441	-€ 70.240	-€ 65.040	-€ 59.839	-€ 54.639	-€ 49.439	-€ 44.238	-€ 39.038	-€ 33.837	-€ 28.637	-€ 23.436
	€ 700	-€ 72.441	-€ 67.240	-€ 62.040	-€ 56.839	-€ 51.639	-€ 46.439	-€ 41.238	-€ 36.038	-€ 30.837	-€ 25.637	-€ 20.436
	€ 600	-€ 69.441	-€ 64.240	-€ 59.040	-€ 53.839	-€ 48.639	-€ 43.439	-€ 38.238	-€ 33.038	-€ 27.837	-€ 22.637	-€ 17.436

Uit Tabel 34 blijkt dat pas bij een zeer lage elektriciteitsprijs (€ 0,01/kWh) en zeer lage investeringskosten (€ 600/kW) de netto contante waarde van het project positief wordt. Daarbij moet het bovendien mogelijk zijn om de restwarmte te verkopen en om de zuurstofmarkt te betreden.

Tabel 34 Netto contante waarde van een P2G project bij een 1,85 MW windturbine bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten (Gas voor eigen gebruik).

		Prijs elektriciteit per kWh										
		€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00
CAPEX	€ 1.500	-€ 4.269.700	-€ 3.864.100	-€ 3.458.400	-€ 3.052.800	-€ 2.647.100	-€ 2.241.500	-€ 1.835.800	-€ 1.430.100	-€ 1.024.500	-€ 618.840	-€ 213.190
per	€ 1.400	-€ 4.177.200	-€ 3.771.600	-€ 3.365.900	-€ 2.960.300	-€ 2.554.600	-€ 2.149.000	-€ 1.743.300	-€ 1.337.600	-€ 931.990	-€ 526.340	-€ 120.690
kW	€ 1.300	-€ 4.084.700	-€ 3.679.100	-€ 3.273.400	-€ 2.867.800	-€ 2.462.100	-€ 2.056.500	-€ 1.650.800	-€ 1.245.100	-€ 839.490	-€ 433.840	-€ 28.186
	€ 1.200	-€ 3.992.200	-€ 3.586.600	-€ 3.180.900	-€ 2.775.300	-€ 2.369.600	-€ 1.964.000	-€ 1.558.300	-€ 1.152.600	-€ 746.990	-€ 341.340	€ 64.314
	€ 1.100	-€ 3.899.700	-€ 3.494.100	-€ 3.088.400	-€ 2.682.800	-€ 2.277.100	-€ 1.871.500	-€ 1.465.800	-€ 1.060.100	-€ 654.490	-€ 248.840	€ 156.810
	€ 1.000	-€ 3.807.200	-€ 3.401.600	-€ 2.995.900	-€ 2.590.300	-€ 2.184.600	-€ 1.779.000	-€ 1.373.300	-€ 967.650	-€ 561.990	-€ 156.340	€ 249.310
	€ 900	-€ 3.714.700	-€ 3.309.100	-€ 2.903.400	-€ 2.497.800	-€ 2.092.100	-€ 1.686.500	-€ 1.280.800	-€ 875.150	-€ 469.490	-€ 63.840	€ 341.810
	€ 800	-€ 3.622.200	-€ 3.216.600	-€ 2.810.900	-€ 2.405.300	-€ 1.999.600	-€ 1.594.000	-€ 1.188.300	-€ 782.650	-€ 376.990	€ 28.660	€ 434.310
	€ 700	-€ 3.529.700	-€ 3.124.100	-€ 2.718.400	-€ 2.312.800	-€ 1.907.100	-€ 1.501.500	-€ 1.095.800	-€ 690.150	-€ 284.490	€ 121.160	€ 526.810
	€ 600	-€ 3.437.200	-€ 3.031.600	-€ 2.625.900	-€ 2.220.300	-€ 1.814.600	-€ 1.409.000	-€ 1.003.300	-€ 597.650	-€ 191.990	€ 213.660	€ 619.310

4.10 Resultaten

Het *Gas voor eigen gebruik* model is gebaseerd op het vinden van een zo groot mogelijk verschil tussen de elektriciteitsprijs (P2G input) en de gasprijs (P2g output). Door het geproduceerde gas zelf te gebruiken wordt de waarde van het gas gelijk aan de prijs die anders bij inkoop zou moeten worden betaald. Dat is een prijs inclusief belasting en daardoor is deze relatief hoog. Dit model levert de volgende resultaten op:

1. Voor huishoudens geldt de transactieprijs van gas inclusief BTW als mogelijke besparing. De transactieprijs zal naar verwachting stijgen van € 0,059/kWh (€ 16,51/GJ) in 2018 tot € 0,11/kWh (€ 30,93/GJ) in 2032.
2. Voor niet-huishoudens geldt de transactieprijs van gas exclusief BTW als mogelijke besparing. Deze transactieprijs zal naar verwachting stijgen van € 0,042/kWh (€ 11,60/GJ) in 2018 tot € 0,078/kWh (€ 21,73/GJ) in 2032.
3. Het verschil tussen de elektriciteits- en de gasprijs is onvoldoende om te komen tot een positieve netto contante waarde. Ook de bijdrage van de verkoop van warmte en zuurstof resulteren niet in een positieve business case.
4. Het overheidsbeleid beïnvloedt de uitkomsten van de kosten-baten analyse. Het minder belasten van grootgebruikers en niet-huishoudens verkleint de potentiële besparing op de gasrekening voor deze groepen. Dit geldt ook voor het treffen van speciale, gunstige belastingregelingen zoals het verlaagde tarief voor aardgas voor verwarming in de tuinbouw.

5. Het windpark model

5.1 Probleemanalyse

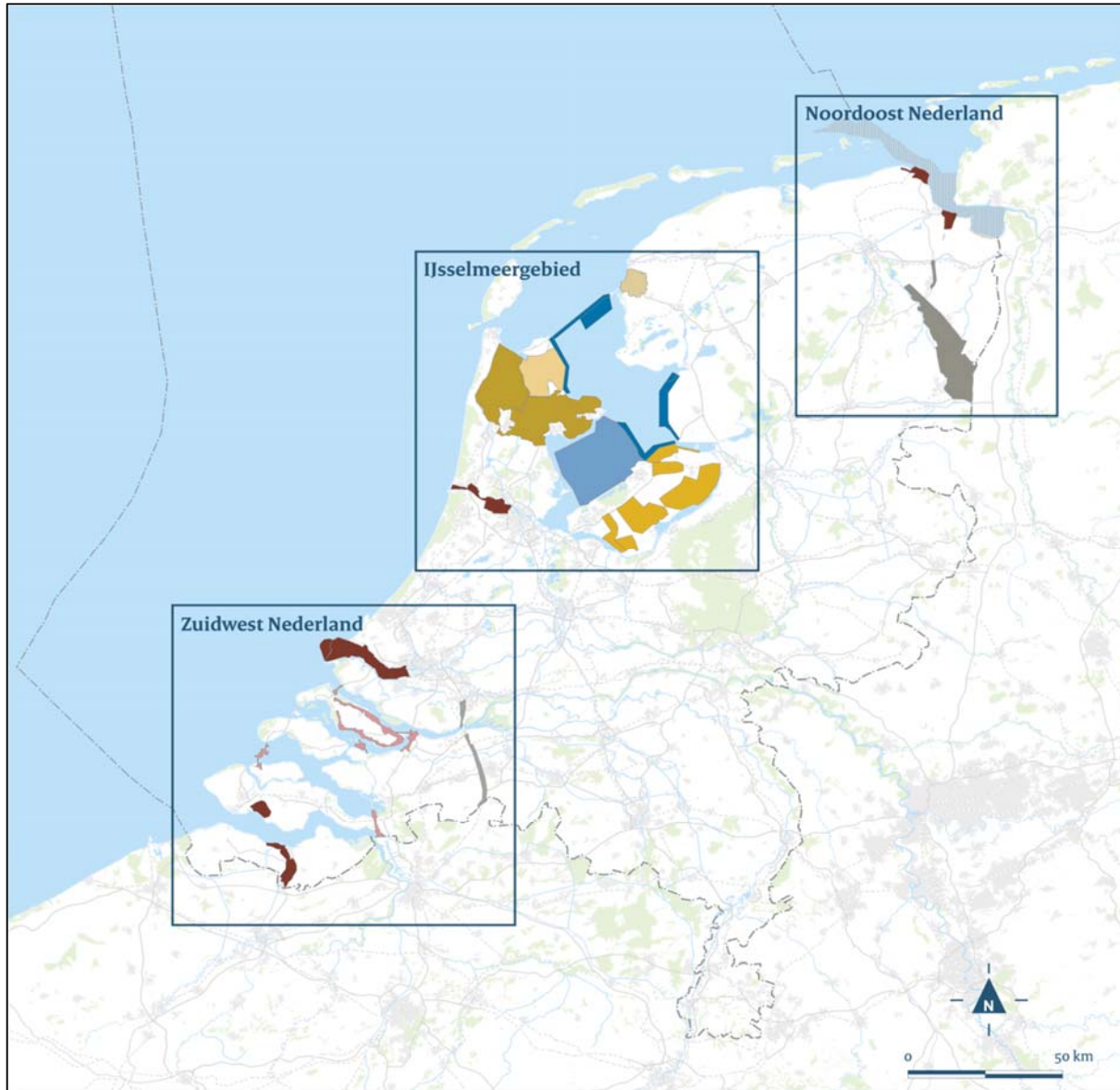
Europees beleid zoals is vastgelegd in Energy 2020 (EU, 2010) en de Energy roadmap 2050 (EU, 2011) zal indien uitgevoerd leiden tot een grote toename van de hoeveelheid wind- en zonne-energie in Europa. Nederland voert het Europese beleid onder andere uit middels de Structuurvisie Windenergie op land (Ministerie van infrastructuur en milieu, 2014). Volgens deze structuurvisie moet er in 2020 een opwekkingsvermogen van 6000 MW in de vorm van windturbines op land en in zoet water productief zijn. Omdat er van de huidige 2465 MW een deel zal worden gesaneerd of opgeschaald moet er tussen 2013 en 2020 naar schatting 4000 tot 5000 MW nieuw vermogen worden gebouwd.

In de structuurvisie is tevens vastgelegd hoe de 6000 MW zal worden verdeeld over de Nederlandse provincies (zie bijlage 1). De beoogde groei van windenergie op land heeft gevolgen voor het elektriciteitsnetwerk. De realisatie van (grootschalige) windenergieprojecten kan leiden tot verzwaringen van het landelijk hoofdtransportnet (Tennet) en/of van de distributienetten (regionale netbeheerders). Daar waar grote windenergieprojecten ver van het bestaande elektriciteitsnetwerk worden gebouwd zijn de aansluitingskosten van het project op het netwerk naar verwachting hoog.

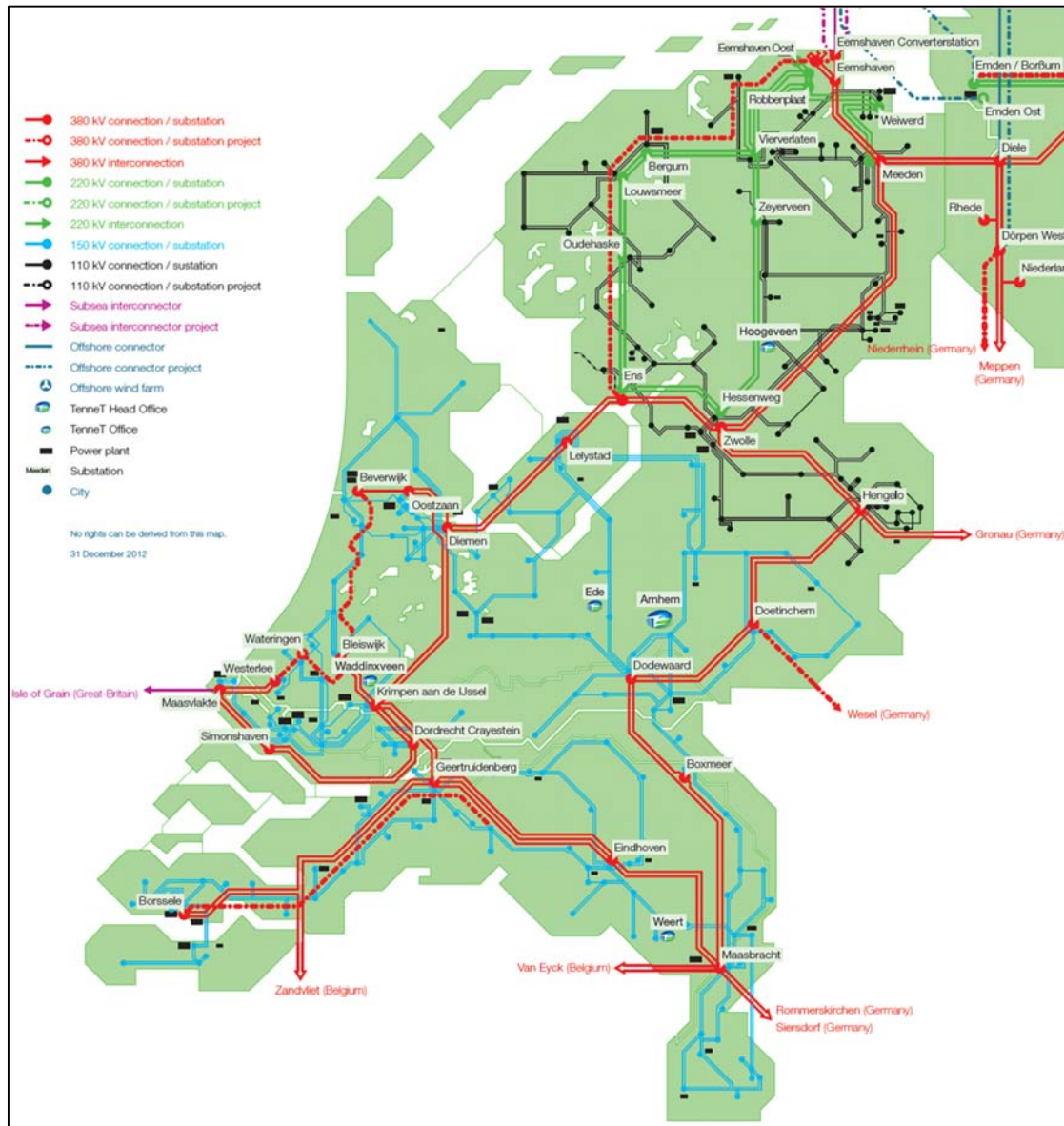
Netbeheerders maken periodiek een Kwaliteits- en capaciteitsdocument (KCD) waarin een inschatting wordt gemaakt van de benodigde transportcapaciteit op basis van verschillende scenario's. Op basis van deze KCD wordt een investeringsagenda opgesteld. De provincies hebben dus naar aanleiding van de structuurvisie diverse windenergieprojecten gepland en de netbeheerders moeten op deze plannen anticiperen.

In de Plan-MER zijn gebieden onderzocht waar mogelijk windmolenparken kunnen worden gebouwd (Figuur 12). Deze gebieden kunnen worden vergeleken met de bestaande en geplande hoogspanningsverbindingen in Nederland (Figuur 13). In dit onderzoek wordt verondersteld dat nieuwe windenergieprojecten in de buurt van het hoogspanningsnetwerk hierop kunnen worden aangesloten. Voor locaties waarbij het hoogspanningsnetwerk verder weg ligt moet een nieuwe verbinding worden aangelegd. Uit deze vergelijking volgt dat windpark Fryslan (250 – 400 MW) een windenergieproject is dat relatief ver verwijderd is van het bestaande hoogspanningsnet. In de huidige plannen voor dit windpark is sprake van het aansluiten op het Tennet station Marnezijl nabij Bolsward (Ministerie van Economische zaken, 2016a). Deze aansluiting zal plaatsvinden door middel van ondergrondse kabels over een afstand van circa 55 kilometer (Ministerie van Economische zaken, 2016b).

In dit hoofdstuk wordt onderzocht of windpark Fryslan op een andere wijze kan worden aangesloten op het elektriciteitsnetwerk waarbij balansproblemen met behulp van P2G technologie worden opgelost en investeringen in het elektriciteitsnetwerk kunnen worden vermeden. Het vermijden van investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur wordt in de literatuur gezien als een van de mogelijke drivers voor een positieve P2G business case (Lehner, 2014).



Figuur 12 In de Plan MER onderzochte gebieden



Figuur 13 Hoogspanningsverbindingen in Nederland.

5.2 Vaststellen nulalternatief

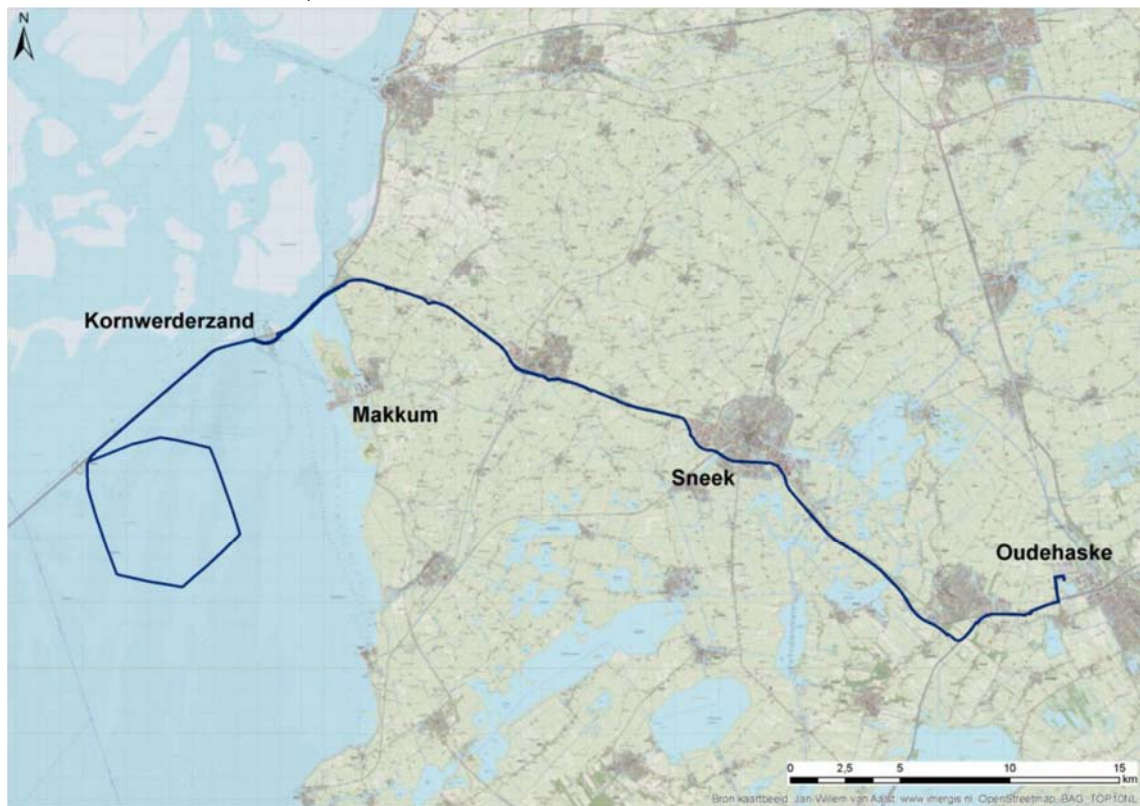
Het nulalternatief is gelijk aan de situatie waarin het windpark Fryslan tot stand komt zoals is beschreven in de huidige plannen. Windpark Fryslan is beschreven in de Milieueffectrapportage (MER), in het inpassingsplan en in de aanvragen en vergunningen.

Het windpark Fryslan zal bestaan uit 89 windturbines met een totaal vermogen van 320 MW.

Op Breezanddijk wordt een transformatorstation gebouwd. Windturbines wekken elektriciteit op met een spanningsniveau van circa 33 kV. Om de elektriciteit af te kunnen zetten op het hoogspanningsnet moet het spanningsniveau worden omgevormd naar een hoger spanningsniveau (150, 220 of 380 kV is gebruikelijk). Dit gebeurt door transformatoren.

De elektrische infrastructuur bestaat uit twee delen: de aansluiting van de (individuele) windturbines op het transformatorstation (de windpark bekabeling) en de aansluiting van het transformatorstation op het nationale hoogspanningsnet (de ontsluitingskabel). De ontsluitingskabel verzorgt het transport van elektriciteit van het transformatorstation naar het nationale hoogspanningsnet.

De ontsluitingskabel loopt vanaf het transformatorstation Breezanddijk naar transformatorstation Marnezijl bij Bolsward, zie Figuur 14. Aangezien het transformatorstation Marnezijl door de aansluiting zwaarder zal worden belast zal TenneT een ondergrondse kabelverbinding aanleggen met een spanningsniveau van 110 kV van Marnezijl naar transformatorstation Oudehaske (Ministerie van economische Zaken 2016b).



Figuur 14 Kabeltracé Breezanddijk-Marnezijl-Oudehaske.

5.3 Vaststellen projectalternatief

Het projectalternatief gaat uit van de realisatie van windpark Fryslan zoals deze in het inpassingsplan voor windpark Fryslan staat omschreven. De aanpassing ligt in de levering van de opgewekte elektriciteit aan het hoogspanningsnet.

Het dichtstbijzijnde aansluitpunt op het nationale hoogspanningsnet vanaf het transformatorstation is Marnezijl, in Bolsward. Volgens het nulalternatief moet er een ontsluitingskabel worden aangelegd van Breezanddijk naar Marnezijl en een nieuwe ondergrondse kabel van Marnezijl naar Oudehaske.

Voor het projectalternatief worden twee opties onderscheiden. De eerste optie is de aanleg van een P2G-installatie die alle door windpark Fryslan geproduceerde elektriciteit gebruikt voor de productie van methaan. Windpark Fryslan heeft dan geen ontsluitingskabel richting het hoogspanningsnet nodig. De tweede optie gaat uit van aansluiting van Windpark Fryslan in Marnezijl waarbij de noodzaak tot versterking van de 110 kV ring wordt vermeden met behulp van P2G toepassing. De aanleg van de kabel van Marnezijl naar Oudehaske wordt vermeden. In eerste instantie zal de door Windpark Fryslan geproduceerde elektriciteit via Marnezijl over het hoogspanningsnet worden getransporteerd. De opgewekte elektriciteit die niet via de 110 kV ring kan worden getransporteerd wordt gebruikt voor de productie van methaan. Er wordt dus gas geproduceerd op het moment dat Windpark Friesland meer elektriciteit produceert dan er op dat moment door het hoogspanningsnet kan worden getransporteerd.

5.4 Bepalen kosten

Het projectalternatief zal leiden tot additionele investeringen. Om te komen tot een betere inpassing van Windpark Fryslan in het energienetwerk zal een P2G installatie worden toegevoegd. De kosten die daarmee gaan gepaard betreffen de kosten van de P2G eenheid zelf, de aansluiting op het elektriciteitsnet en/of op het gasnet, de onderhoudskosten, de kosten van CO₂ en de kosten van aansluiting op het warmtenet.

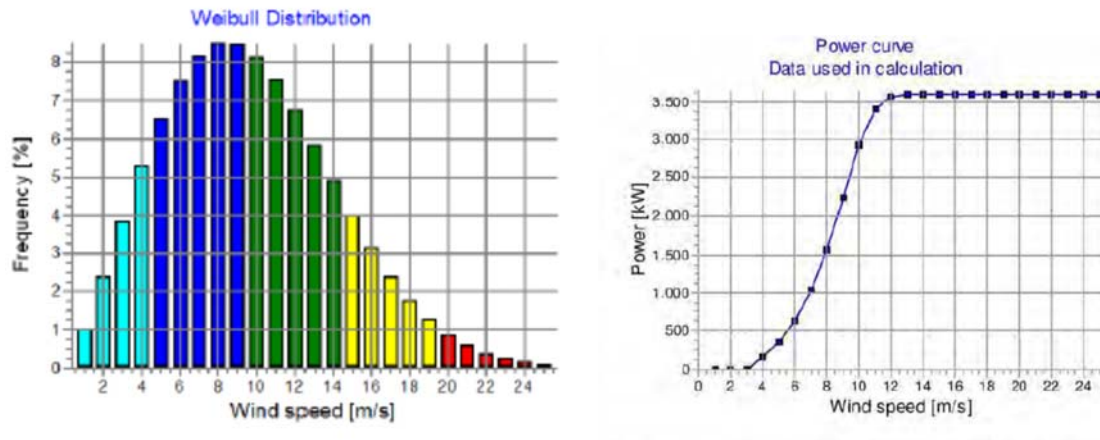
De kosten van de P2G eenheid.

Windpark Fryslan zal bestaan uit 89 windturbines van 3,6 MW. Voor de optie waarbij alle elektriciteit van Windpark Fryslan wordt benut voor P2G zou een P2G-installatie nodig zijn met een vermogen van 304 MW. Door onder andere het wake effect zullen de turbines in een parkopstelling een lagere productie realiseren dan bij een stand alone opstelling. In de MER wordt uitgegaan van een parkefficiency van 95%. Het effectieve vermogen bedraagt dan 304 MW.

Zoals bij het dedicated model is beschreven kan met een P2G installatie van 60% van het windvermogen 94% van de elektriciteit worden benut. De resterende 6% moet worden beschouwd als verlies aangezien er geen aansluiting op het hoogspanningsnet aanwezig is.

Ook voor het vaststellen van de kosten die het projectalternatief met zich meebrengt in het geval van de tweede optie moet worden bepaald op welke schaal P2G zal worden toegepast. Figuur 15 toont de zogeheten Weibull voor Windpark Fryslan. De figuur laat zien hoeveel procent van de tijd (bijvoorbeeld in een gemiddeld jaar) er op de plek van het windpark sprake is van een bepaalde

windsnelheid. Vanaf een windsnelheid van 12 m/s produceert het windpark maximaal, bij hardere wind wordt niet extra geproduceerd. Dit blijkt ook uit de zogeheten Power curve die het verband tussen windsnelheid en de productie laat zien van een individuele windturbine met een vermogen van 3,6 MW.



Figuur 15 Weibull. De frequentie waarmee een bepaalde windsnelheid voorkomt.

Om overbelasting van het elektriciteitsnet te voorkomen kunnen met de netbeheerder afspraken worden gemaakt over de maximale hoeveelheid elektriciteit die WPF aan het net zal leveren gedurende de uren dat WPF veel elektriciteit produceert. Dankzij dergelijke afspraken kunnen mogelijk investeringen in het elektriciteitsnet worden vermeden. De elektriciteitsoverschotten die door deze afspraken zullen ontstaan kunnen worden gebruikt voor de productie van methaan.

Behalve het reduceren van pieken in de levering aan het netwerk helpt de voorspelbaarheid van de elektriciteit die Windpark Fryslan levert aan het netwerk ook bij het voorkomen van balanceringsproblemen. Afspraken over de maximale hoeveelheid elektriciteit die WPF aan het net zal leveren betekenen dat de netbeheerder vanaf een bepaalde windsnelheid kan rekenen op een afgesproken hoeveelheid geproduceerde elektriciteit.

Op basis van de door het KNMI gemeten windsnelheid in Stavoren op 10 meter hoogte is een schatting gemaakt van de windsnelheid op de locatie van WPF op 100 meter hoogte. Op basis van deze data is de elektriciteitsproductie van WPF geschat bij verschillende windsnelheden.

Tabel 35 toont de situatie waarbij WPF maximaal 240 MWh in een uur aan het elektriciteitsnet zal leveren. Bij een windsnelheid van 9 m/s en hoger zal er dan sprake zijn van zelf opgelegde curtailment. De curtailment per uur is hoger naarmate de windsnelheid toeneemt. De totale curtailment in een jaar per windsnelheid hangt ook af van het aantal uren dat deze windsnelheid zich voordoet. In de tabel is te zien dat WPF in totaal 105.070 MWh niet aan het elektriciteitsnet zal leveren indien er een maximale belasting van het net van 240 MWh van kracht is.

Tabel 35 Gemiddelde elektriciteitsproductie WPF per jaar bij diverse windsnelheden.

	Average 2011-2016	Average 2011-2016 access
--	-------------------	--------------------------

Wind speed at 10 m (m/s)	Electricity per year (MWh)	Electricity per year (MWh)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	13606	0
5	42470	0
6	91492	0
7	143480	0
8	179740	0
9	182440	17414
10	158560	32655
11	99286	20902
12	66637	14029
13	44080	9280
14	22496	4736
15	11917	2509
16	8330	1754
17	4803	1011
18	2797	589
19	669	141
20	243	51
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
Total		105.070

Volgens het model zal de hoogste uurproductie van WPF 304 MWh bedragen. Dit betekent dat de P2G installatie een capaciteit van 64 MW zal moeten hebben om alle elektriciteit te benutten die niet aan het netwerk zal worden geleverd. Tabel 36 toont de componenten waaruit deze eenheid bestaat inclusief de aansluiting op het elektriciteits- en gasnetwerk.

Tabel 36 Kosten 64 MW P2G-installatie.

Component	Kosten per kW	Capaciteit 64 MW
Elektrolyser	€ 500 - € 800	
Sabatier reactor	€ 300 - € 500	
Geïntegreerde combinatie	€ 1500	€ 96 mln

De kosten van een gasaansluiting.

De beschikbaarheid van 105.070 MWh voor P2G betekent (uitgaande van een energieinhoud van 9,8 kWh per m³ gas) een productie van 5,3 mln m³ gas per jaar. De P2G installatie zal bij een capaciteit

van 64 MW als piek maximaal 3.200 m³ gas per uur produceren. Dit gas moet worden ingevoerd op het gasnetwerk. Het uitgangspunt van de gasunie (Gasunie, 2015) is dat kleine invoeders in het regionaal transportleidingnet invoeden. De kosten van een injectiepunt bedragen circa € 135.000 (Weidenaar, 2014).

De kosten van elektriciteit

In het Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017 (ECN, 2016) zijn de volgende bedragen vastgesteld voor windenergie in meer (de relevante categorie voor Windpark Fryslan).

Basisbedrag:	€ 0,104 / kWh
Correctiebedrag:	€ 0,028 / kWh
Basisenergieprijs:	€ 0,025 / kWh

Windpark Fryslan zal volgens de huidige regelgeving dus € 0,104 / kWh ontvangen. Een deel van dit bedrag ontvangen zij met de verkoop van elektriciteit, het aanvullende deel betreft de SDE+ bijdrage. Indien de elektriciteitsprijs op de APX onder de basisenergieprijs zakt dan ontvangt Windpark Fryslan minder dan € 0,104/kWh. De prijs die Windpark Fryslan dan ontvangt is € 0,104/kWh minus het verschil tussen de basisenergieprijs en de gemiddelde day ahead prijs. Indien de gemiddelde day ahead prijs in 2017 uitkomt op bijvoorbeeld € 0,022 dan ontvangt windpark Fryslan € 0,104 – € 0,025 + € 0,022 = € 0,101/kWh.

Kort samengevat leidt de SDE+ regeling tot de volgende situatie: Windpark Fryslan ontvangt in principe € 0,104/kWh aan elektriciteitsopbrengst en SDE+ subsidie. Indien de gemiddelde day ahead prijs daalt onder de € 0,025 (2016) dan komt dit verschil in mindering op de ontvangsten van Windpark Fryslan.

De belangrijkste consequentie van de opzet van de SDE+ regeling als exploitatiesubsidie is dat het prijsrisico voor een groot deel verschuift van Windpark Fryslan als de elektriciteitsproducent naar de subsidieverstrekker. Alle afwijkingen van het correctiebedrag ten opzichte van de werkelijke gemiddelde day ahead prijs hebben geen invloed op de inkomsten van Windpark Fryslan zolang de werkelijke prijs boven de basisenergieprijs ligt. Alleen de samenstelling van de inkomsten varieert. Bij hoge prijzen is er sprake van minder SDE+ bijdrage, bij lage prijzen juist meer.



Figuur 16 APX Power NL Day ahead (apr 2015 – mar 2016). Volume in MWh (linker as), prijs in €/MWh (rechter as).¹⁸

Is het prijsrisico dat de gemiddelde day ahead prijs onder de basisenergieprijs kan zakken reëel? Figuur 16 laat de prijsontwikkeling zien van een MWh op de APX, het handelsplatform voor elektriciteit. De hoogste prijs in de periode april 2015 - maart 2016 was € 42,17 per MWh en de laagste prijs was € 25,19 per MWh. Bij een basisprijs van € 30 per MWh betekent een lagere marktprijs in 2016 dat de SDE+ bijdrage niet langer het hele verschil tussen kostprijs en energieprijs vergoedt. De windmolen exploitant leidt dan mogelijk verlies.

Het verschuiven van het prijsrisico heeft gevolgen voor de P2G business case. Een lage elektriciteitsprijs op bepaalde momenten in het jaar is voor Windpark Fryslan onder de SDE+ regeling geen motief om gas te produceren. Immers, zolang de gemiddelde day ahead prijs gedurende het jaar maar boven de basisenergieprijs ligt, ontvangt Windpark Fryslan voor alle productie dezelfde vergoeding van € 0,104/kWh.

Om de kosten van elektriciteit voor beide opties van het projectalternatief te bepalen moet worden vastgesteld welke prijs van kracht is. Indien de SDE+ regeling alleen van kracht is voor de aan het net geleverde elektriciteit loopt Windpark Fryslan het subsidiegedeelte mis indien zij aan de P2G-installatie leveren. In dat geval moeten de kosten van elektriciteit die wordt gebruikt voor de productie van gas worden gesteld op € 0,104 per kWh tenzij de verwachting is dat de gemiddelde day ahead prijs lager zal zijn dan de basisenergieprijs. Indien Windpark Fryslan de SDE+ subsidie ook zal ontvangen voor de elektriciteit die zij levert aan de P2G installatie dan geldt het correctiebedrag als de prijs van elektriciteit (€ 0,028/kWh).

Er is ook onderzoek gedaan naar de mogelijkheid om elektriciteit in te kopen op momenten dat de prijs laag is en de P2G installatie minder dan de gestelde grens van 240 MWh produceert. Wellicht kan goedkope elektriciteit kosteneffectief worden benut voor de productie van methaan. Een lage prijs is gedefinieerd als maximaal de helft van de gemiddelde elektriciteitsprijs op de APX waarbij 2015 is genomen als referentiejaar. In 2015 werden er 26 uren gevonden waarbij de elektriciteitsprijs laag was en de P2G installatie tegelijkertijd onderbezet zou zijn geweest. Dit lage aantal uren is voor de casus niet significant. Het verhogen van het aantal operationele uren van de P2G installatie door

¹⁸ <https://www.apxgroup.com/market-results/apx-power-nl/dashboard/>

middel van het inkopen van goedkope elektriciteit wordt daarom verder buiten beschouwing gelaten.

Voor wat betreft de kosten van elektriciteit bij realisatie van het projectalternatief kan het volgende worden vastgesteld:

- De opbrengst van elektriciteit onder de SDE+ regeling bedraagt € 0,104/kWh.
- Indien Windpark Fryslan alleen in aanmerking komt voor SDE+ subsidie wanneer de elektriciteit wordt geleverd aan het net dan bedragen de kosten van elektriciteit voor het P2G project € 0,104/kWh.
- Indien Windpark Fryslan ook in aanmerking komt voor SDE+ subsidie wanneer de elektriciteit wordt geleverd aan het P2G project dan zijn de kosten van elektriciteit voor het project gelijk aan het correctiebedrag (€ 0,028/kWh in 2017).
- Het correctiebedrag wordt jaarlijks vastgesteld op basis van de gerealiseerde marktprijs. Voor het dedicated model is de verwachte elektriciteitsprijsontwikkeling uit de nationale energieverkenning besproken. Deze verwachting is ook hier van toepassing.
- Indien alle door Windpark Fryslan geproduceerde elektriciteit wordt gebruikt voor P2G (optie 1) zal 94% van de elektriciteit daadwerkelijk worden gebruikt door de P2G installatie. De resterende 6% zal niet worden benut. Voor deze 6% zal de prijs € 0,104/kWh bedragen.
- Indien wordt uitgegaan van een maximale levering van 240 MWh aan het elektriciteitsnet vindt er op jaarbasis curtailment plaats ter grootte van 105.070 MWh. (optie 2);

De kosten van CO2

De vraag naar CO2 is in het geval van P2G-toepassing bij Windpark Friesland relatief grootschalig (zie tabel 37).

Tabel 37 CO2 behoefte bij P2G opties voor Windpark Fryslan.

	Elektriciteit (MWh)	CO2 per jaar (in ton kg)	CO2 per dag (in ton kg)
Volledig P2G	658.752	59.617	163
Curtailment bij 240MWh	105.070	9.509	26

Om het methaan te kunnen kwalificeren als groen gas moet de CO2 een hernieuwbare oorsprong hebben. Alco Energy Rotterdam heeft zoals besproken bij het dedicated model voldoende capaciteit om deze hoeveelheden CO2 te produceren. Om de CO2 te betrekken van vergisters is niet realistisch vanwege de schaalgrootte. Wel is het mogelijk om biomassacentrales die momenteel hun CO2 in de lucht uitstoten deze CO2 af te laten vangen. Tabel 38 toont elektriciteitscentrales die biomassa verbranden. Gezocht is naar centrales die uitsluitend biomassa verbranden zodat de CO2 kan worden beschouwd als hernieuwbaar.

Tabel 38 Biomassacentrales in Nederland¹⁹

Centrale	Plaats	Nominaal vermogen (MW)	In bedrijf
----------	--------	------------------------	------------

¹⁹ <http://ez.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=c9e9bfc647448ce97ad0fbb8f05f7c7>

Biomassacentrale Twente B.V. Goor	Goor	1,75	2006
Biomassa Energiecentrale Sittard	Sittard	1,2/6,8	2005
Biomassa Golden Raand	Delfzijl	50	2014
Bio-energiecentrale Cuijk	Cuijk	25	2000
BEC Hengelo	Hengelo	23	2008

Transport

De CO₂ moet ook worden getransporteerd naar de P2G installatie. Zoals besproken bij het dedicated model hangt de meest kosteneffectieve manier van transport sterk af van de situatie. De CO₂ behoefte zoals deze blijkt uit Tabel 37 is te klein om de aanleg van pijpleidingen te rechtvaardigen. De CO₂ zal worden getransporteerd via de weg. Een vergelijking kan worden gemaakt met het glastuinbouwgebied Agriport A7 waar twee tanks zijn geïnstalleerd met een totale opslagcapaciteit van 400 ton vloeibare CO₂. De CO₂ wordt per tankwagen naar Agriport vervoerd.²⁰²¹ Voor de dagelijkse behoefte aan CO₂ van WPF is een opslag van 400 ton die voortdurend wordt gevuld voldoende groot.

Transport via een pijpleiding zou voordelig kunnen zijn indien er in de directe omgeving van WPF een CO₂-bron zou zijn. Dit is niet het geval waardoor transport over de weg het goedkoopst is. Toch zal er ook worden onderzocht wat de gevolgen zouden zijn van de mogelijkheid om CO₂ via een pijpleiding te betrekken. Er wordt daarbij uitgegaan van een prijs van € 7,00 voor de CO₂ per ton (de gemiddelde prijs van CO₂ uit de productie van bio-ethanol) en € 5,40 voor het transport per ton. De kosten van CO₂ via een pijpleiding komen daarmee op € 12,90 per ton.

5.5 Identificeren van effecten

Methaan

Voor het bepalen van de prijs van het geproduceerde methaan kunnen de gegevens worden gebruikt zoals deze zijn besproken bij het dedicated model. Indien het gas wordt verkocht op de TTF day-ahead markt geldt voor 2017 een geschatte prijs van € 0,016 per kWh. Indien het methaan kan worden gecertificeerd als groengas dan geldt een prijs van € 0,026. Indien de productie van methaan uit windenergie en hernieuwbare CO₂ voor SDE+ subsidie in aanmerking komt dan hangt de opbrengst af van de hoogte van de subsidie. Een referentiewaarde is de SDE+ subsidie voor biomassavergassing van € 0,15 per kWh. Tenslotte kan de waarde van gas worden vergeleken met de waarde van benzine per eenheid energie. Dit geeft voor gas een prijs van € 0,103 per kWh.

De prijs van gas varieert gedurende het jaar. Gas zou daardoor kunnen worden opgeslagen en pas worden verkocht op een moment dat de prijs hoog is. De vraag of de opbrengst van gas op deze wijze kan worden verhoogd valt buiten het bestek van dit onderzoek. Het vergelijken van de kosten van gasopslag met de baten daarvan komt neer op een kostenbatenanalyse van gasopslag. Dit rapport richt zich op de productie van methaan.

²⁰ <http://www.ecwnetwerk.nl/wp-content/uploads/2016/05/20160504-NHD-SC-CO2-net-op-Agriport.pdf>

²¹ <http://www.groentenet.nl/groenten/nieuws/agriport-a7-heeft-nu-ook-ocap-co2/>

Warmte

Tabel 39 toont de beschikbare restwarmte voor de beide P2G opties bij Windpark Fryslan. De hoeveelheid restwarmte is substantieel. Bij het methaniseren van alle windenergie van Windpark Fryslan ontstaat er voldoende restwarmte om bijna 17.000 woningen mee te verwarmen. Bij de curtailment optie is dit gelijk aan 3.400 woningen.

Tabel 39 Geproduceerde restwarmte per jaar door P2G installatie en mogelijke warmte afnemers bij verschillende opties.

	Elektriciteit voor P2G (MWh)	Restwarmte (MWh)	Restwarmte (GJ)	Warmte afnemer
Volledig P2G	658.752	263.500	848.600	Industrie Stadsverwarming
Curtailment bij 240 MWh	105.070	49.173	177.000	Industrie Stadsverwarming

Bij grootschalige toepassing van P2G technologie zijn restwarmtelevering aan industrie of aan een grootschalige stadsverwarmingsnet mogelijke opties. Er zijn in Nederland elf warmtenetten die minimaal 500 TJ aan warmte leveren (Wielders, 2016). Deze warmtenetten gebruiken meestal de restwarmte van elektriciteitscentrales. Indien deze warmtenetten de restwarmte van een grootschalige P2G installatie zouden gebruiken dan zou dat een verduurzaming van het warmtenet betekenen.

Er is geen bestaand warmtenet in de omgeving. Indien er geen mogelijkheden zijn om warmte te leveren aan industrie of aan een warmtenet moet de restwarmte als onverkoopbaar worden beschouwd. Indien er wel restwarmte kan worden geleverd aan een warmtenet dan geeft het Expertisecentrum Warmte aan dat de prijs voor deze warmte circa € 0,018/kWh bedraagt. De consument van een warmtenet betaalt € 0,067/kWh voor de afgenomen warmte.

Zuurstof

De jaarlijkse productie van zuurstof overtreft de totale vraag van de markt voor medische zuurstof in Nederland. Vooreerst wordt aangenomen dat de zuurstof kan worden afgezet in naburige landen. Bij toepassing op deze schaal is het ook mogelijk om aan te nemen dat de afzet van zuurstof aan een maximum is gebonden en dat de resterende zuurstof niet kan worden verkocht.

Vermeden investering in uitbreiding elektriciteitsnetwerk

Het nulalternatief (5.2) en de opties van het projectalternatief (5.3) verschillen voor wat betreft de aansluiting van Windpark Fryslan op het elektriciteitsnetwerk. Volgens het nulalternatief zal er een ontsluitingskabel van Breezanddijk naar Marnezijl worden aangelegd. Bovendien is het noodzakelijk om een hoogspanningskabel tussen Marnezijl en Oudehaske aan te leggen om het hoogspanningsnet te versterken. In het Kwaliteits- en capaciteitsdocument 2016 gaat Tennet uit van de aanleg van een dubbele 110 kV kabelverbinding in het investeringsplan 2016-2025 (Tennet, 2016).

Het projectalternatief waarbij de gehele productie van Windpark Fryslan wordt benut voor P2G betekent dat er geen aansluiting op het hoogspanningsnet nodig zal zijn. Voor het projectalternatief waarbij de elektriciteit die aan het hoogspanningsnet wordt geleverd wordt beperkt, wordt uitgegaan van aansluiting bij Marnezijl. De vermeden investeringskosten bedragen dan de kosten van de ondergrondse 110 kV kabel tussen Marnezijl en Oudehaske.

De aanleg van een dubbele 110 kV kabel (ondergronds) kost circa € 2,5 mln per km (Tennet, 2009). Deze kostenopgave komt redelijk overeen met een inschatting van Netbeheer Nederland waarbij de inpassing van windturbines op land wordt gesteld op € 300 per kW vermogen (Rooijers, 2010) (Zie Bijlage 3). Tabel 40 toont de aansluitkosten van het nulalternatief en van de beide opties van het projectalternatief.

Tabel 40 Aansluitingskosten op het hoogspanningsnet van het nulalternatief en van de projectalternatieven.

	Aansluiting	Afstand	Aansluitingskosten	Besparing
Nulalternatief	Aansluiting Oudehaske	55 km	€ 137,5 mln	0
Volledig P2G	Geen aansluiting	0	0	€ 137,5 mln
Curtaillment bij 240 MWh	Aansluiting Marnezijl	25 km	€ 62,5 mln	€ 75 mln

Voor beide opties van het projectalternatief geldt dat een besparing op de aansluitingskosten zal gelden als een bate van het projectalternatief.

De toepassing van P2G kent een aantal directe effecten zoals het produceren van methaan en warmte en het eventueel vermijden van verzwaring van het elektriciteitsnetwerk. Er kunnen ook enkele indirecte effecten worden onderscheiden. Het P2G alternatief zal mogelijk een bijdrage leveren aan het beter kunnen balanceren van het netwerk. Indien het hard waait op momenten dat de vraag naar elektriciteit laag is zou Windpark Fryslan haar elektriciteit kunnen omzetten naar gas.

Indien het projectalternatief betekent dat aftopping wordt voorkomen dan geldt de extra benutte elektriciteitsproductie als een positief welvaartseffect.

5.6 Kwantificeren van effecten

Bij de nadere uitwerking van deze casus wordt uitgegaan van de tot nu toe genoemde gegevens zoals getoond in Tabel 41.

Tabel 41 Kwantitatieve gegevens voor het model Winpark Fryslan.

	Optie 1	Optie 2
<i>Gegevens windturbine</i>		
Piek vermogen in MW	320	320
Vollasturen	2.190	2.190
Vermeden HV kabel (in km)	55	30
Kosten HV kabel (per km)	€ 2.500.000	€ 2.500.000
elektriciteitsproductie (MWh)	700.800	700.800
Parkefficiency (%)	95	95

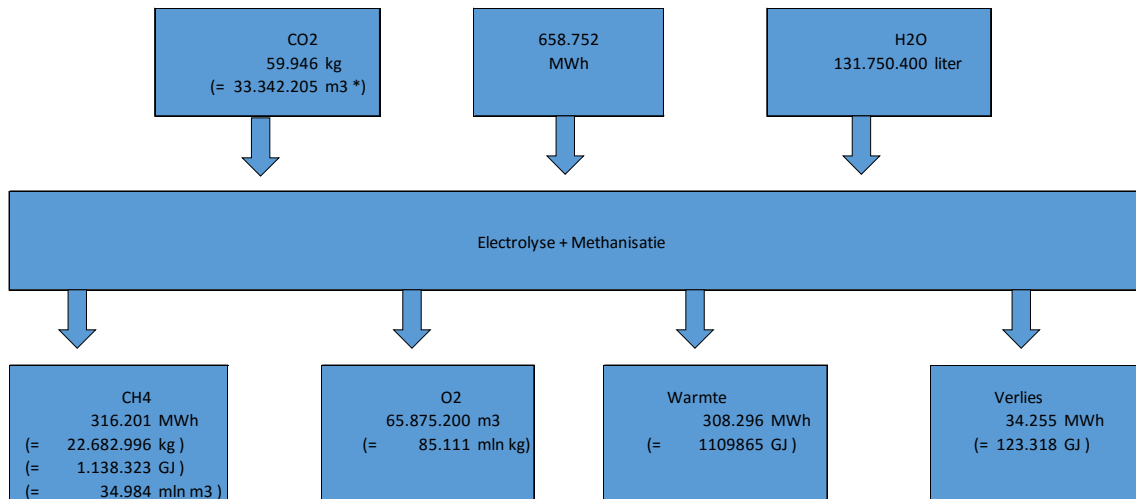
<i>Gegevens schaalgrootte P2G</i>		
% van windvermogen	60	
% benutting van productie	94	
Vermogen P2G plant (MW)	182	64
Elektriciteit benut voor P2G in MWh	658.752	105.070
<i>Gegevens efficiency</i>		
P2G efficiency in %	48	48
Efficiency electrolyse (in %)	60	60
Hergebruik warmte in %	40	40
Verlies in %	12	12
<i>CO2 behoefte</i>		
CO2 in kg per MWh	91	91
CO2 behoefte in kg	59.617.056	9.561.370
<i>Water behoefte</i>		
H2O in m3/H2 M3	0,001	0,001
Behoeftte H2O in M3	131.750	21.014
<i>Productie</i>		
Methaan in MWh	316.201	50.434
Warmte in MWh	263.501	42.028
Zuurstof in m3	65.875.200	10.507.000
Verlies in MWh	79.050	12.608
<i>Kosten P2G installatie</i>		
P2G per kW	1500	1500
P2G installatie	€ 273.600.000	€ 96.000.000
Injectiepunt gasnet	€ 135.000	€ 135.000
Warmtewisselaar en installatie		
Onderhoud (% capex)	5	5
<i>Prijzen</i>		
Elektriciteit		
ECN 2018 - verwachting	€ 0,025	€ 0,025
ECN 2032 - verwachting	€ 0,060	€ 0,060
ECN 2018 - hoog	€ 0,041	€ 0,041
ECN 2032 - hoog	€ 0,104	€ 0,104
ECN 2018 - laag	€ 0,022	€ 0,022
ECN 2032 - laag	€ 0,043	€ 0,043
Gasprijs		
TTF-gas (€/kWh) - 2018	€ 0,013	€ 0,013

TTF-gas (€/kWh) - 2032	€ 0,030	€ 0,030
SDE+ biomassavergassing (€/kWh)	€ 0,151	€ 0,151
Groengas vervoersmarkt 2018 (€/kWh)	€ 0,026	€ 0,026
Groengas vervoersmarkt 2032 (€/kWh)	€ 0,040	€ 0,040
Groengasprijs obv benzineprijs (€/kWh)	€ 0,103	€ 0,103
Warmte		
Warmte ACM-tarief (€/kWh)	€ 0,07	€ 0,07
Warmte Tarief NEW (€/kWh)	€ 0,02	€ 0,02
Warmte nultarief	€ 0,00	€ 0,00
CO2 (€/ton)		
CO2 (€/ton) minimum prijs	€ 38	€ 38
CO2 (€/ton) maximum prijs	€ 58	€ 58
CO2 (€/ton) gemiddelde prijs	€ 48	€ 48
CO2 (€/ton) pijpleiding	€ 12,90	€ 12,90
Water		
Prijs in €/m3	€ 3,30	€ 3,30
Zuurstof		
Prijs in €/m3	€ 0,27	€ 0,27

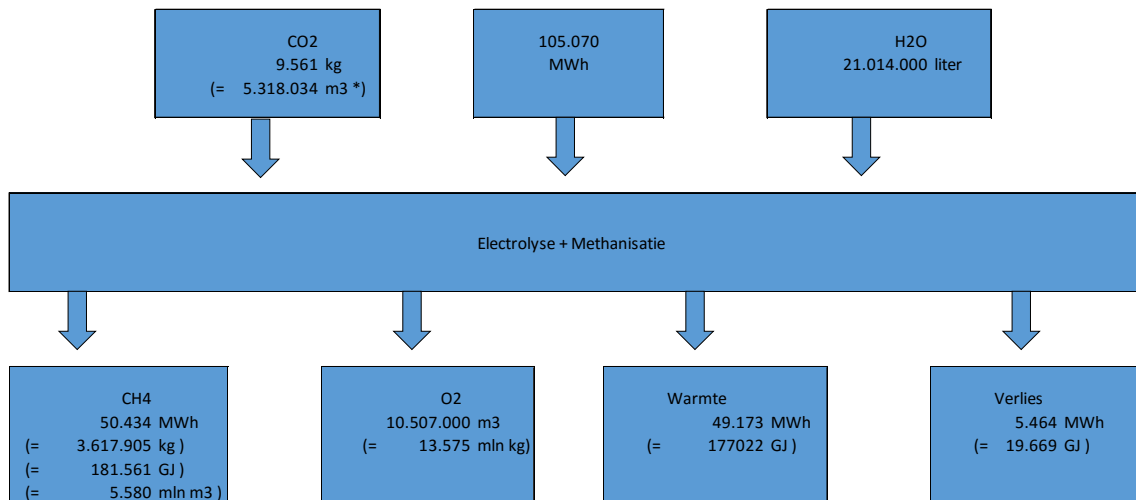
Tabel 41 toont de kwantitatieve gegevens voor het model *Winpark Fryslan* zoals deze tot nu toe zijn besproken. Op basis van het vermogen van het windpark en het vermogen van het elektriciteitsnet (bij optie 2) wordt bepaald hoeveel elektriciteit benut kan worden voor P2G. Hierbij wordt uitgegaan van een piekvermogen van de P2G-installatie van 60% van het piekvermogen van het windpark. Gegeven de hoeveelheid elektriciteit die benut kan worden voor P2G wordt vervolgens de benodigde hoeveelheid CO2 en water vastgesteld. De kosten van de P2G-installatie, de benutte elektriciteit en de CO2 kunnen met behulp van de gevonden prijzen nu worden bepaald.

De opbrengsten in het *Windpark Fryslan* model bestaan uit de verkoop van methaan, zuurstof en van warmte. Verder is er zoals besproken sprake van een besparing op investeringen in hoogspanningskabels.

Figuur 17 en Figuur 18 tonen de Material and Energy Flow Analysis op jaarbasis voor de twee projectalternatieven van het model *Windpark Fryslan*. Deze gegevens vormen de basis voor het berekenen van de kosten en baten van de betreffende inputs en outputs.



Figuur 17 Material and Energy Flow Analysis van volledige P2G toepassing bij Windpark Fryslan.



Figuur 18 Material and Energy Flow Analysis van toepassing van P2G bij Windpark Fryslan bij productie boven 240MWh.

5.7 Monetarisieren van effecten

Bij het opstellen van de kasstroomoverzichten is van het volgende uitgegaan:

- De elektriciteitsprijs zal zich ontwikkelen volgens de verwachting zoals besproken in de Nationale Energieverkenning.
- Voor de CO2 kosten geldt de minimumprijs.
- De waarde van methaan is gebaseerd op de prijs van benzine.
- De warmte kan worden verkocht aan een warmtenet voor het tarief zoals opgegeven door het Nationaal Expertisecentrum Warmte.
- De verkoopprijs voor zuurstof bedraagt € 0,27 per m3. De markt voor zuurstof is onbeperkt.

Uit Tabel 42 blijkt dat het project waarbij alle elektriciteit van Windpark Fryslan wordt benut voor P2G resulteert in een negatieve netto contante waarde. Onder de kosten van curtailment vallen de kosten van de elektriciteit die het windpark wel produceert maar die niet wordt benut voor P2G. De oorzaak is het vermogen van de P2G installatie die 60% bedraagt van het windparkvermogen. 94% van de elektriciteit kan worden benut voor P2G maar 6% wordt geproduceerd op een moment dat de P2G-installatie al volledig is bezet. Deze 6% kan niet worden geleverd aan het net omdat er geen aansluiting is. Ten opzichte van het nulalternatief zijn dit gemiste inkomsten die voor het P2G projectalternatief een kostenpost vormen.

Ondanks het feit dat er gerekend wordt met een hoge prijs voor het methaan (gebaseerd op de benzineprijs) en er een fors positief extern effect aanwezig is dankzij de besparing op hoogspanningskabels is er geen sprake van een positieve business case onder de gedane veronderstellingen.

Ook de toepassing van P2G waarbij elektriciteitsoverschotten worden gebruikt voor de productie van methaan kent een negatieve netto contante waarde zoals blijkt uit Tabel 43. Onder de veronderstelling van een hoge gasprijs en de mogelijkheid om zuurstof en restwarmte te verkopen is er geen sprake van een positieve business case. Ook bij deze optie is het positieve externe effect van de besparing op hoogspanningskabel hiervoor onvoldoende.

Tabel 42 Kasstroomoverzicht Windpark Fryslan optie 1: volledige toepassing van P2G

Vermogenskostenvoet	0,05															
	t=0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Uitgaven</i>		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Investering	€ 273.735.000															
ECN - verwachting		€ 0,025	€ 0,028	€ 0,030	€ 0,033	€ 0,035	€ 0,038	€ 0,040	€ 0,043	€ 0,045	€ 0,048	€ 0,050	€ 0,053	€ 0,055	€ 0,058	€ 0,060
elektriciteit		€ 16.468.800	€ 18.115.680	€ 19.762.560	€ 21.409.440	€ 23.056.320	€ 24.703.200	€ 26.350.080	€ 27.996.960	€ 29.643.840	€ 31.290.720	€ 32.937.600	€ 34.584.480	€ 36.231.360	€ 37.878.240	€ 39.525.120
Kosten curtailment 6%		€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992	€ 4.372.992
CO2 (€/ton) minimum prijs		€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448	€ 2.265.448
Water		€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776	€ 434.776
Onderhoud		€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750	€ 13.686.750
Totaal		€ 37.228.766	€ 38.875.646	€ 40.522.526	€ 42.169.406	€ 43.816.286	€ 45.463.166	€ 47.110.046	€ 48.756.926	€ 50.403.806	€ 52.050.686	€ 53.697.566	€ 55.344.446	€ 56.991.326	€ 58.638.206	€ 60.285.086
<i>Ontvangsten</i>																
Groegasprijs obv benzineprijs		€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103
Opbrengst gas		€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319	€ 32.600.319
Warmte Tarief NEW (€/kWh)		€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014	€ 4.743.014
Opbrengst zuurstof		€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304	€ 17.786.304
Totaal		€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637	€ 55.129.637
Netto kasstroom		€ 17.900.871	€ 16.253.991	€ 14.607.111	€ 12.960.231	€ 11.313.351	€ 9.666.471	€ 8.019.591	€ 6.372.711	€ 4.725.831	€ 3.078.951	€ 1.432.071	€ -214.809	€ -1.861.689	€ -3.508.569	€ -5.155.449
Contante waarde kasstroom		€ 17.048.449	€ 14.742.849	€ 12.618.172	€ 10.662.414	€ 8.864.306	€ 7.213.269	€ 5.699.374	€ 4.313.302	€ 3.046.313	€ 1.890.209	€ 837.302	€ -119.614	€ -987.293	€ -1.772.066	€ -2.479.859
Vermeden investering HV kabel	€ 137.500.000															
NCW	-€ 54.657.874															

Tabel 43 Kasstroomoverzicht Winpark Fryslan optie 2: toepassing P2G vanaf 240 MWh

Vermogenskostenvoet	0,05															
	t=0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Uitgaven</i>		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Investering	€ 96.135.000															
ECN - verwachting		€ 0,025	€ 0,028	€ 0,030	€ 0,033	€ 0,035	€ 0,038	€ 0,040	€ 0,043	€ 0,045	€ 0,048	€ 0,050	€ 0,053	€ 0,055	€ 0,058	€ 0,060
elektriciteit		€ 2.626.750	€ 2.889.425	€ 3.152.100	€ 3.414.775	€ 3.677.450	€ 3.940.125	€ 4.202.800	€ 4.465.475	€ 4.728.150	€ 4.990.825	€ 5.253.500	€ 5.516.175	€ 5.778.850	€ 6.041.525	€ 6.304.200
CO2 (€/ton) minimum prijs		€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332	€ 363.332
Water		€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346	€ 69.346
Onderhoud		€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750	€ 4.806.750
Totaal		€ 7.866.178	€ 8.128.853	€ 8.391.528	€ 8.654.203	€ 8.916.878	€ 9.179.553	€ 9.442.228	€ 9.704.903	€ 9.967.578	€ 10.230.253	€ 10.492.928	€ 10.755.603	€ 11.018.278	€ 11.280.953	€ 11.543.628
<i>Ontvangsten</i>																
Groegasprijs obv benzineprijs		€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103	€ 0,103
Opbrengst gas		€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704	€ 5.199.704
Warmte Tarief NEW (€/kWh)		€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504	€ 756.504
Opbrengst zuurstof		€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890	€ 2.836.890
Totaal		€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098	€ 8.793.098
Netto kasstroom		€ 926.920	€ 664.245	€ 401.570	€ 138.895	-€ 123.780	-€ 386.455	-€ 649.130	-€ 911.805	-€ 1.174.480	-€ 1.437.155	-€ 1.699.830	-€ 1.962.505	-€ 2.225.180	-€ 2.487.855	-€ 2.750.530
Contante waarde kasstroom		€ 882.781	€ 602.490	€ 346.891	€ 114.269	-€ 96.985	-€ 288.379	-€ 461.325	-€ 617.146	-€ 757.080	-€ 882.289	-€ 993.855	-€ 1.092.796	-€ 1.180.061	-€ 1.256.536	-€ 1.323.052
Vermeden investering HV kabel	€ 75.000.000															
NCW	-€ 28.138.072															

5.8 Opstellen overzicht van kosten en baten

Tabel 44 en Tabel 45 tonen van de twee projectalternatieven de kostenbatenanalyse. Net als in de voorgaande hoofdstukken zijn voor iedere post de kosten en baten voor een periode van 15 jaar geraamd en is de contante waarde berekend tegen een discontovoet van 5 procent.

De contante waarde van beide projecten is negatief. De besparing op investeringen in het hoogspanningsnet compenseert de gemaakte kosten niet. Ook de opbrengsten uit de verkoop van warmte en zuurstof resulteren niet in een positieve business case.

Opgemerkt dient te worden dat er wordt uitgegaan van een op de benzineprijs gebaseerde gasprijs hetgeen op dit moment nog geen werkelijke marktsituatie is. Bovendien wordt er voor wat betreft de CO2 prijs uitgegaan van een relatief laag tarief.

Tabel 44 KBA Windpark Fryslan optie 1: volledige toepassing van P2G

Kosten		Baten	
Investering	€ 273.735.000	Opbrengst gas	€ 338.380.163
Onderhoud	€ 142.063.785	Warmte Tarief NEW (€/kWh)	€ 49.230.868
elektriciteit	€ 275.168.305	Opbrengst zuurstof	€ 184.615.753
Kosten curtailment 6%	€ 45.390.162	HV-kabel	€ 137.500.000
CO2 (€/ton) minimum prijs	€ 23.514.577		
Water	€ 4.512.830		
NCW	-€ 54.657.874		
	<u>€ 709.726.784</u>		<u>€ 709.726.784</u>

Tabel 45 KBA Winpark Fryslan optie 2: toepassing P2G vanaf 240 MWh

Kosten		Baten	
Investering	€ 96.135.000	Opbrengst gas	€ 53.971.151
Onderhoud	€ 49.892.421	Warmte Tarief NEW (€/kWh)	€ 7.852.253
elektriciteit	€ 43.888.950	Opbrengst zuurstof	€ 29.445.948
CO2 (€/ton) minimum prijs	€ 3.771.263	HV-kabel	€ 75.000.000
Water	€ 719.790		
NCW	-€ 28.138.072		
	<u>€ 166.269.352</u>		<u>€ 166.269.352</u>

5.9 Varianten- en risico-analyse

Tabel 46 en Tabel 47 tonen de gevoeligheidsanalyse van het P2G model voor windpark Fryslan. Gekeken wordt naar de gevolgen van een lagere elektriciteitsprijs in combinatie met lagere

investeringskosten per kW vermogen. Voor het overige gelden de uitgangspunten zoals deze zijn genoemd bij het opstellen van de kasstroomoverzichten.

Bij een verwachte elektriciteitsprijs van € 0,04 per kWh resulteert het volledig toepassen van P2G bij windpark Fryslan in een positieve netto contante waarde indien de CAPEX per kW niet hoger is dan € 1.200.

*Tabel 46 Netto contante waarde (*1.000) van een P2G project bij WPF bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten (optie 1: volledige toepassing van P2G).*

	Prijs elektriciteit per kWh											
	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00	
CAPEX	€ 1.500	-€ 462.470	-€ 394.090	-€ 325.720	-€ 257.340	-€ 188.970	-€ 120.590	-€ 52.213	€ 16.163	€ 84.539	€ 152.920	€ 221.290
per	€ 1.400	-€ 444.270	-€ 375.890	-€ 307.520	-€ 239.140	-€ 170.770	-€ 102.390	-€ 34.013	€ 34.363	€ 102.740	€ 171.120	€ 239.490
kw	€ 1.300	-€ 426.070	-€ 357.690	-€ 289.320	-€ 220.940	-€ 152.570	-€ 84.189	-€ 15.813	€ 52.563	€ 120.940	€ 189.320	€ 257.690
	€ 1.200	-€ 407.870	-€ 339.490	-€ 271.120	-€ 202.740	-€ 134.370	-€ 65.989	€ 2.387	€ 70.763	€ 139.140	€ 207.520	€ 275.890
	€ 1.100	-€ 389.670	-€ 321.290	-€ 252.920	-€ 184.540	-€ 116.170	-€ 47.789	€ 20.587	€ 88.963	€ 157.340	€ 225.720	€ 294.090
	€ 1.000	-€ 371.470	-€ 303.090	-€ 234.720	-€ 166.340	-€ 97.965	-€ 29.589	€ 38.787	€ 107.160	€ 175.540	€ 243.920	€ 312.290
	€ 900	-€ 353.270	-€ 284.890	-€ 216.520	-€ 148.140	-€ 79.765	-€ 11.389	€ 56.987	€ 125.360	€ 193.740	€ 262.120	€ 330.490
	€ 800	-€ 335.070	-€ 266.690	-€ 198.320	-€ 129.940	-€ 61.565	€ 6.811	€ 75.187	€ 143.560	€ 211.940	€ 280.320	€ 348.690
	€ 700	-€ 316.870	-€ 248.490	-€ 180.120	-€ 111.740	-€ 43.365	€ 25.011	€ 93.387	€ 161.760	€ 230.140	€ 298.520	€ 366.890
	€ 600	-€ 298.670	-€ 230.290	-€ 161.920	-€ 93.542	-€ 25.165	€ 43.211	€ 111.590	€ 179.960	€ 248.340	€ 316.720	€ 385.090

Bij een verwachte elektriciteitsprijs van € 0,04 per kWh resulteert het toepassen van P2G vanaf een windparkproductie van 240 MWh in een positieve netto contante waarde indien de CAPEX per kW niet hoger is dan € 1.000.

*Tabel 47 Netto contante waarde (*1.000) van een P2G project bij WPF bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten (optie 2: toepassing P2G vanaf 240 MWh)*

	Prijs elektriciteit per kWh											
	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00	
CAPEX	€ 1.500	-€ 93.308	-€ 82.402	-€ 71.496	-€ 60.590	-€ 49.685	-€ 38.779	-€ 27.873	-€ 16.967	-€ 6.061	€ 4.845	€ 15.751
per	€ 1.400	-€ 86.908	-€ 76.002	-€ 65.096	-€ 54.190	-€ 43.285	-€ 32.379	-€ 21.473	-€ 10.567	€ 339	€ 11.245	€ 22.151
kw	€ 1.300	-€ 80.508	-€ 69.602	-€ 58.696	-€ 47.790	-€ 36.885	-€ 25.979	-€ 15.073	-€ 4.167	€ 6.739	€ 17.645	€ 28.551
	€ 1.200	-€ 74.108	-€ 63.202	-€ 52.296	-€ 41.390	-€ 30.485	-€ 19.579	-€ 8.673	€ 2.233	€ 13.139	€ 24.045	€ 34.951
	€ 1.100	-€ 67.708	-€ 56.802	-€ 45.896	-€ 34.990	-€ 24.085	-€ 13.179	-€ 2.273	€ 8.633	€ 19.539	€ 30.445	€ 41.351
	€ 1.000	-€ 61.308	-€ 50.402	-€ 39.496	-€ 28.590	-€ 17.685	-€ 6.779	€ 4.127	€ 15.033	€ 25.939	€ 36.845	€ 47.751
	€ 900	-€ 54.908	-€ 44.002	-€ 33.096	-€ 22.190	-€ 11.285	-€ 3.79	€ 10.527	€ 21.433	€ 32.339	€ 43.245	€ 54.151
	€ 800	-€ 48.508	-€ 37.602	-€ 26.696	-€ 15.790	-€ 4.885	€ 6.021	€ 16.927	€ 27.833	€ 38.739	€ 49.645	€ 60.551
	€ 700	-€ 42.108	-€ 31.202	-€ 20.296	-€ 9.391	€ 1.515	€ 12.421	€ 23.327	€ 34.233	€ 45.139	€ 56.045	€ 66.951
	€ 600	-€ 35.708	-€ 24.802	-€ 13.896	-€ 2.991	€ 7.915	€ 18.821	€ 29.727	€ 40.633	€ 51.539	€ 62.445	€ 73.351

Voor Tabel 46 en Tabel 47 geldt als veronderstelling dat het geproduceerde methaan kan worden verkocht tegen een op de benzineprijs gebaseerde gasprijs, dit is echter geen huidige marktwaarde. Tabel 48 en Tabel 49 tonen de netto contante waarde van de twee P2G opties bij windpark Fryslan waarbij de volgende uitgangspunten gelden:

- Voor de CO2 kosten geldt de minimumprijs.
- De waarde van methaan is gebaseerd op de prijs van groengas aan de pomp.
- De warmte kan worden verkocht aan een warmtenet voor het tarief zoals opgegeven door het Nationaal Expertisecentrum Warmte.
- De verkoopprijs voor zuurstof bedraagt € 0,27 per m3. De markt voor zuurstof is onbepaald.

Met deze uitgangspunten resulteren de beide opties in een positieve netto contante waarde indien er sprake is van een combinatie van een zeer lage elektriciteitsprijs en een forse daling van de investeringskosten per kW. Bij een elektriciteitsprijs van € 0,02 en een CAPEX per kW van € 900 is er sprake van een positieve business case.

Tabel 48 NCW (*1.000) van optie 1 bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten met een gasprijs gebaseerd op de groengasprijs aan de pomp.

	Prijs elektriciteit per kWh											
	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00	
CAPEX	€ 1.500	-€ 646.590	-€ 578.220	-€ 509.840	-€ 441.460	-€ 373.090	-€ 304.710	-€ 236.340	-€ 167.960	-€ 99.584	-€ 31.208	€ 37.168
per	€ 1.400	-€ 628.390	-€ 560.020	-€ 491.640	-€ 423.260	-€ 354.890	-€ 286.510	-€ 218.140	-€ 149.760	-€ 81.384	-€ 13.008	€ 55.368
kW	€ 1.300	-€ 610.190	-€ 541.820	-€ 473.440	-€ 405.060	-€ 336.690	-€ 268.310	-€ 199.940	-€ 131.560	-€ 63.184	€ 5.192	€ 73.568
	€ 1.200	-€ 591.990	-€ 523.620	-€ 455.240	-€ 386.860	-€ 318.490	-€ 250.110	-€ 181.740	-€ 113.360	-€ 44.984	€ 23.392	€ 91.768
	€ 1.100	-€ 573.790	-€ 505.420	-€ 437.040	-€ 368.660	-€ 300.290	-€ 231.910	-€ 163.540	-€ 95.160	-€ 26.784	€ 41.592	€ 109.970
	€ 1.000	-€ 555.590	-€ 487.220	-€ 418.840	-€ 350.460	-€ 282.090	-€ 213.710	-€ 145.340	-€ 76.960	-€ 8.584	€ 59.792	€ 128.170
	€ 900	-€ 537.390	-€ 469.020	-€ 400.640	-€ 332.260	-€ 263.890	-€ 195.510	-€ 127.140	-€ 58.760	€ 9.616	€ 77.992	€ 146.370
	€ 800	-€ 519.190	-€ 450.820	-€ 382.440	-€ 314.060	-€ 245.690	-€ 177.310	-€ 108.940	-€ 40.560	€ 27.816	€ 96.192	€ 164.570
	€ 700	-€ 500.990	-€ 432.620	-€ 364.240	-€ 295.860	-€ 227.490	-€ 159.110	-€ 90.736	-€ 22.360	€ 46.016	€ 114.390	€ 182.770
	€ 600	-€ 482.790	-€ 414.420	-€ 346.040	-€ 277.660	-€ 209.290	-€ 140.910	-€ 72.536	-€ 4.160	€ 64.216	€ 132.590	€ 200.970

Tabel 49 NCW (*1.000) van optie 2 bij verschillende elektriciteitsprijzen en investeringskosten met een gasprijs gebaseerd op de groengasprijs aan de pomp.

	Prijs elektriciteit per kWh											
	€ 0,10	€ 0,09	€ 0,08	€ 0,07	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,02	€ 0,01	€ 0,00	
CAPEX	€ 1.500	-€ 122.680	-€ 111.770	-€ 100.860	-€ 89.958	-€ 79.052	-€ 68.146	-€ 57.240	-€ 46.334	-€ 35.428	-€ 24.522	-€ 13.617
per	€ 1.400	-€ 116.280	-€ 105.370	-€ 94.464	-€ 83.558	-€ 72.652	-€ 61.746	-€ 50.840	-€ 39.934	-€ 29.028	-€ 18.122	-€ 7.217
kW	€ 1.300	-€ 109.880	-€ 98.970	-€ 88.064	-€ 77.158	-€ 66.252	-€ 55.346	-€ 44.440	-€ 33.534	-€ 22.628	-€ 11.722	-€ 817
	€ 1.200	-€ 103.480	-€ 92.570	-€ 81.664	-€ 70.758	-€ 59.852	-€ 48.946	-€ 38.040	-€ 27.134	-€ 16.228	-€ 5.323	€ 5.584
	€ 1.100	-€ 97.076	-€ 86.170	-€ 75.264	-€ 64.358	-€ 53.452	-€ 42.546	-€ 31.640	-€ 20.734	-€ 9.828	€ 1.078	€ 11.983
	€ 1.000	-€ 90.676	-€ 79.770	-€ 68.864	-€ 57.958	-€ 47.052	-€ 36.146	-€ 25.240	-€ 14.334	-€ 3.428	€ 7.478	€ 18.383
	€ 900	-€ 84.276	-€ 73.370	-€ 62.464	-€ 51.558	-€ 40.652	-€ 29.746	-€ 18.840	-€ 7.934	€ 2.972	€ 13.878	€ 24.783
	€ 800	-€ 77.876	-€ 66.970	-€ 56.064	-€ 45.158	-€ 34.252	-€ 23.346	-€ 12.440	-€ 1.534	€ 9.372	€ 20.278	€ 31.183
	€ 700	-€ 71.476	-€ 60.570	-€ 49.664	-€ 38.758	-€ 27.852	-€ 16.946	-€ 6.040	€ 4.866	€ 15.772	€ 26.678	€ 37.583
	€ 600	-€ 65.076	-€ 54.170	-€ 43.264	-€ 32.358	-€ 21.452	-€ 10.546	€ 360	€ 11.266	€ 22.172	€ 33.078	€ 43.983

5.10 Resultaten

De toepassing van P2G om investeringen in het hoogspanningsnet te voorkomen resulteert bij Windpark Fryslan niet in een positieve business case. Wel is duidelijk dat als de bespaarde investeringen maar hoog genoeg zijn er op een gegeven moment sprake zal zijn van een positieve business case.

Een belangrijk aandachtspunt is dat de waarde van gas, warmte, zuurstof en besparingen op infrastructuur allemaal een significante bijdrage kunnen leveren aan de business case. Dit betekent dat er een warmtenet in de buurt moet zijn en dat de betreding van de zuurstofmarkt succesvol moet verlopen.

Voor wat betreft de kosten van CO2 is uitgegaan van levering over de weg en opslag in tanks. Indien het P2G project in de nabijheid van een CO2 producent is gelokaliseerd kan de CO2 mogelijk per pijpleiding worden afgenomen. Afhankelijk van de afstand en van de prijs van CO2 kan dit leiden tot lagere kosten.

Een P2G locatie voldoet vanuit het perspectief van de business case aan de volgende voorwaarden:

- nabijheid van een warmtenet;
- nabijheid van een CO2 bron of pijpleiding;
- nabijheid van het gasnet;
- tekort aan capaciteit op het hoogspanningsnet.

Voor het identificeren van potentiële P2G locaties moet onderzocht worden in welke gebieden er aan de verschillende voorwaarden wordt voldaan (Schneider, 2015).

6. Flexibiliteit

P2G kan dankzij de geboden flexibiliteit ingezet worden bij het balanceren van het elektriciteitsnet (Lehner, 2014). In het project Flexiheat is onderzocht hoe een warmtenet en het elektriciteitsnet slim aan elkaar kunnen worden gekoppeld waarbij het industriële warmtenet als buffer fungeert in het energiesysteem (Bouw, 2015).

6.1 Probleemanalyse

De afvalverbrandingsinstallatie (avi) van Attero is gevestigd op het Energie Transitiepark Midden-Drenthe (ETM) in Wijster. Attero's core business is het verwerken van gemeentelijk afval tot gerecyclede producten en energie (biogas, LNG, warmte, elektriciteit). Het afval dat niet gerecycled wordt, wordt verbrand in de verbrandingsovens. Uit de stoom die in dit proces vrij komt wordt elektriciteit geproduceerd. Een deel van de stoom wordt geleverd aan omliggende industrie. Momenteel is er één warmteafnemer, maar de ambitie is om de warmteleverende activiteiten uit te breiden. Hiervoor is het belangrijk een aantrekkelijke waardepropositie te bepalen waardoor bedrijven zich op het ETP willen vestigen.

Attero wordt in toenemende mate geconfronteerd met veranderende marktomstandigheden. De toename van duurzame bronnen in het energiesysteem vraagt om meer flexibiliteit van elektriciteitsproducenten. Tegelijk creëert dit nieuwe bedrijfskansen. Attero is geïnteresseerd in nieuwe business modellen waarin flexibiliteit de belangrijkste bron van waardecreatie is. Attero wil samen met haar warmteafnemers flexibel opereren. Dat wil zeggen: meer of minder elektriciteit produceren (en dus ook meer of minder warmte afnemen) afhankelijk van de actuele elektriciteitsprijs op de verschillende elektriciteitsmarkten. Dit heeft als voordeel voor Attero dat het aantrekkelijk wordt om zich op het ETP te vestigen zodat de warmteleverende activiteiten kunnen worden uitgebreid. Door meer warmte extern te leveren, neemt de efficiëntie van de avi toe. Voor de deelnemende bedrijven heeft dit als voordeel dat zij energiekosten kunnen reduceren.

6.2 Vaststellen nul-alternatief

In het nulalternatief blijft Attero in vaste hoeveelheden warmte en elektriciteit produceren en levert ze geen flexibiliteitsdienst aan de netbeheerder.

6.3 Vaststellen projectalternatief

Binnen het project Flexiheat is een business model ontwikkeld voor flexibele warmte- en elektriciteitsproductie. Attero produceert nu warmte en elektriciteit in vaste hoeveelheden. In het nieuwe business model worden deze hoeveelheden gevarieerd, afhankelijk van welk product het voordeligst kan worden afgezet. Attero kan op deze manier samen met haar warmteafnemers meer winst maken en tegelijk wordt bijgedragen aan meer flexibiliteit in het energiesysteem.

6.3.1 Flexibele warmteafnemers

In dit model wordt gebruik gemaakt van de flexibiliteit van de warmteafnemers. Verschillende typen warmteafnemers kunnen daarin een andere vorm van flexibiliteit benutten. Daartoe zijn drie opties onderzocht:

- 1) Industriële (hoge temperatuur) warmteafnemers die hun warmteafname verlagen zodat meer elektriciteit wordt geproduceerd wanneer de prijzen gunstig zijn (en andersom). Dat doen zij door het productieproces te verschuiven naar een gunstiger tijdstip. De warmteafname wordt met een aantal MW verhoogd of verlaagd;
- 2) Lagere temperatuur warmteafnemers die de overtollige warmte bij een lage elektriciteitsprijs opslaan in een buffer. Bij gunstige prijzen wordt zoveel mogelijk elektriciteit geproduceerd en kunnen de tekorten vanuit de buffer worden aangevuld;
- 3) Een P2G station dat bij gunstige prijzen zoveel mogelijk warmte of elektriciteit omzet in gas.

In dit onderzoek werken we de derde mogelijkheid verder uit.

6.3.2 Flexibiliteit met P2G

De hoeveelheid elektriciteit die aan het net geleverd wordt kan worden gereduceerd door elektriciteit te gebruiken in de P2G installatie of door de stoomafname te verhogen (met als resultaat een verminderde elektriciteitsproductie). De lage druk stoom (120 °C) kan met een speciale turbine worden omgezet in elektriciteit ten behoeve van de P2G installatie. Het voordeel hiervan is dat de R1-waarde gunstig wordt beïnvloed doordat de P2G installatie technisch een warmteafnemer is in plaats van een elektriciteitsgebruiker. De R1-waarde is een maatstaf voor de efficiëntie van de avi als geheel. Tevens is er de mogelijkheid om waterstof of via het methaniseringsproces methaan te produceren. Aangezien warmtevraag al wordt ingevuld door de warmtelevering van de avi, verdient levering van methaan (biogas) aan het net de voorkeur. In feite wordt de overcapaciteit van zon en wind, die slecht op te slaan is voor langere termijn, opgeslagen in het gasnet, waar het makkelijk dagen tot maanden kan worden opgeslagen.

Samengevat zijn er verschillende scenario's mogelijk:

- 1) Van elektriciteit naar waterstof
- 2) Van elektriciteit via waterstof naar methaan
- 3) Van warmte via elektriciteit naar waterstof
- 4) Van warmte via elektriciteit en waterstof naar methaan.

Scenario 2 betreft de toepassing van P2G die in het FlexP2G project centraal staat. Ter vergelijking worden in dit hoofdstuk ook de resultaten van het Flexiheat onderzoek voor de andere scenario's kort besproken.

6.4 Bepalen kosten

Kosten van de P2G installatie.

Er wordt uitgegaan van een P2G-installatie met een capaciteit van 2 MWe. Tabel 50 geeft een schatting weer van de kosten van een dergelijke installatie.

Tabel 50. OPEX en CAPEX van een 2MW P2G installatie.

	Component	Kosten (€)
CAPEX	Electrolyzer	4.000.000
	Compressor	760.000

	Methanisering	1.150.000
	Waterstof opslag (scenario 1 en 3)	33.000 (afhankelijk van productie)
	Turbine/generator (scenario 3 en 4)	1.000.000
Totaal CAPEX Scenario 1		4.792.996
Totaal CAPEX Scenario 2		5.942.996
Totaal CAPEX Scenario 3		5.792.996
Totaal CAPEX Scenario 4		6.942.996
OPEX	Brandstofkosten (stoom en elektriciteit)	Variabel
	Elektriciteitskosten voor compressie	Variabel
	Kosten CO2	Niet meegenomen in berekening
	Onderhoud elektrolyzer	2,5% van de investering
	Onderhoud methanisering	2,5% van de investering

Energiekosten

De operationele kosten worden gedomineerd door brandstofkosten. In scenario 1 en 2 wordt elektriciteit gebruikt als brandstof. De kosten voor elektriciteit zijn gelijk aan de marktprijzen doordat deze gelden als gemiste opbrengst. Er wordt op zowel de APX day-ahead markt als op de onbalansmarkt gehandeld. Uitgangspunt zijn de variabele prijzen op kwartierbasis. Voor deze analyse zijn de historische prijzen van 2015 gebruikt. Het P2G station zal alleen produceren als de prijzen gunstig zijn. Prijzen worden als gunstig beschouwd als deze boven of beneden een bepaalde waarde komen. Bij het kiezen van de drempelwaarde is het optimum bepaald van het aantal uren dat het P2G station produceert en de daarmee gemoeide elektriciteitskosten, en de verkoopprijs van waterstof of methaan. Tabel 51 geeft een overzicht van de geoptimaliseerde drempelwaardes per scenario. Voor de onbalansmarkt wordt alleen gebruik gemaakt van negatieve prijzen. Dat betekent dat er een financiële vergoeding tegenover staat om niet te produceren ofwel elektriciteit van het net af te nemen. De waardes in de tabel geven een potentieel weer, dat alleen benut kan worden met volledige informatiebeschikking. Dit is in de praktijk niet het geval.

Tabel 51 Drempelwaardes in €/MWh voor 4 scenario's en het aantal operabele uren op de APX- en de onbalansmarkt.

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
APX (€/MWh)	€ 19,95	€ 7,27	€ 15,97	€ 5,50
Onbalans(€/MWh)	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Aantal uren operabel APX	211	9	105	4
Aantal uren operabel onbalans	606,75	606,75	606,75	606,75

Doordat het P2G station de meeste uren tijdens gunstige (negatieve) onbalansprijzen produceert, zijn de elektriciteitskosten, danwel warmtekosten, negatief.

Onbalansmarkt

De onbalansmarkt is een markt die door TenneT wordt georganiseerd om optredende onbalans in het elektriciteitsnet te herstellen tot een frequentie van 50 Hz. TenneT hanteert verschillende instrumenten voor het handhaven van de netbalans, waaronder de markt voor regel- en reservevermogen (RVV) en de onbalansprijssystematiek (OPS). Elektriciteitsproducenten kunnen middels deze instrumenten verschillende soorten diensten leveren aan TenneT. Een elektriciteitsproducent die deelneemt aan de markt voor RVV, kan op contractbasis of middels vrije biedingen vermogen voor op- of afregelen ter beschikking te stellen aan TenneT. Dit vermogen moet binnen 15 min op afroepbasis beschikbaar zijn, en wordt aangestuurd door TenneT. Deze manier van opereren op de onbalansmarkt wordt ook wel actief balanceren genoemd, en kan alleen uitgevoerd worden door partijen met programmaverantwoordelijkheid. Daarnaast is er de OPS. De OPS is een bonus-malus systeem waarin programmaverantwoordelijke partijen (PV's) een vergoeding betalen wanneer zij onbalans veroorzaken en een vergoeding ontvangen wanneer zij positief aan de onbalans bijdragen. Deze vergoedingen kunnen beide negatief zijn. PV's kunnen de OPS ook in hun voordeel gebruiken door af te wijken van hun geplande productie (e-programma's) zonder TenneT daarover in te lichten, en daarmee bijdragen aan de netbalans. De PV's ontvangen hiervoor een vergoeding van TenneT volgens de OPS. Dit wordt ook wel passief balanceren genoemd. Omdat afrekening per PV geschiedt, is altijd een overeenkomst met de PV nodig. Partijen kunnen dus niet zomaar aan deze markt deelnemen.

Kosten CO₂

Deze kosten zijn in het model niet meegenomen. De avi in Wijster produceert CO₂ bij het opwerken van biogas naar groengas. Er is dus groene CO₂ op de locatie beschikbaar.

6.5 Identificeren van effecten

Methaan:

In scenario 2 en 4 wordt methaan geproduceerd. Het methaan wordt aan het net geleverd en verhandeld via de TTF-gas day-ahead markt. Attero produceert al groen gas en beschikt hierdoor over de technische en operationele capaciteiten om methaan te produceren en te leveren.

Waterstof:

In scenario 1 en 3 wordt waterstof geproduceerd. In dit onderzoek laten we de benutting van waterstof buiten beschouwing. De prijs die waterstof oplevert is een variabele in het optimalisatiemodel. De baten van de verkoop van waterstof worden sterk bepaald door de compressie, opslag en transport van het gas. De meest kansrijke toepassing is het lokale gebruik van waterstof op het ETP door middel van een waterstof ringleiding. Omliggende industrie kan gebruik maken van waterstof om in de energiebehoefte te voorzien. Op dit moment zijn er onvoldoende potentiële afnemers op het ETP. Een alternatief is om het sterk gecomprimeerde gas in flessen op te slaan en te verkopen.

Warmte:

Tijdens het productieproces van de P2G-installatie wordt als bijproduct warmte geproduceerd met een temperatuur rond de 75 graden. De milieueffecten (met name energie efficiëntie en CO₂-uitstoot) worden verkleind wanneer deze warmte nuttig gebruikt kan worden. Op dit moment produceert de centrale van Attero een grote hoeveelheid restwarmte die nog niet volledig een nuttige toepassing vindt. Met name lage-temperatuurtoepassingen, zoals woningen, zwembaden, tuinbouwkassen e.d. zijn op dit moment niet veelvuldig aanwezig. In dit onderzoek gaan we daarom niet uit van een nuttig gebruik van de vrijgekomen restwarmte.

6.6 Overige effecten

Integratie van duurzame energie/leveringszekerheid:

In scenario 1 en 2 wordt elektriciteit gebruikt voor de productie van waterstof en methaan. De onbalansmarkt geeft een goede prijsprikkel om positief bij te dragen aan de netbalans. Door hier goed op in te spelen wordt daadwerkelijk bijgedragen aan de leveringszekerheid van het energiesysteem met een toenemend volume elektriciteit uit hernieuwbare bronnen.

Energie efficiëntie:

In scenario 3 en 4 wordt warmte buiten de systeemgrenzen van de afvalverbrandingsinstallatie benut om in de P2G installatie te gebruiken. Uit deze relatief laagwaardige warmte van 120 °C wordt met een speciale turbine eerst elektriciteit opgewekt. Dat betekent voor de avi dat de P2G-installatie als externe warmteafnemer kan worden gezien. Nuttig toegepaste (rest)warmte uit een avi verhoogt de R1 waarde, een maat voor de efficiëntie van avi's.

6.7 Productie van methaan, waterstof en warmte

Methaan:

Ten behoeve van het berekenen van een business case is de verkoopprijs van methaan als variabele genomen in het optimalisatiemodel (zie Tabel 52). De baten uit de verkoop van methaan zijn daarom niet eenduidig te geven. Met een realistische aanname van 0,6 €/m³ is geen haalbare business te berekenen voor scenario 2 en 4.

Waterstof:

Ten behoeve van het berekenen van een business case is de verkoopprijs van waterstof als variabele genomen in het optimalisatiemodel. De baten uit de verkoop van waterstof zijn daarom niet eenduidig te geven. Met een realistische aanname van 6 €/m³ (gecomprimeerd gas in fles) is alleen voor scenario 3 een haalbare business case te berekenen.

Warmte:

Bij het ontbreken van een nuttige toepassing van warmte kunnen deze effecten niet verder gekwantificeerd en gemonetariseerd worden. Wanneer ook de warmte kan worden geleverd en verkocht aan derden, kan dit de business case aanzienlijk verbeteren.

Tabel 52 Geoptimaliseerde verkoopprijs gas per scenario.

	Geoptimaliseerde verkoopprijs	Realistische aanname
Scenario 1 (waterstof)	€ 19,95	6 €/m ³
Scenario 2 (methaan)	€ 26,76	0,6 €/m ³
Scenario 3 (waterstof)	€ 6,0	6 €/m ³
Scenario 4 (methaan)	€ 28,59	0,6 €/m ³

6.8 Overige effecten

Energie efficiëntie:

De verbetering van de energie efficiëntie van de avi kan worden uitgedrukt in een hogere R1 waarde. Voor de methode van deze berekening verwijzen we naar (Liu, W., 2014, R1 Optimization and interpretation). Gezien de relatief geringe hoeveelheid warmte die wordt benut, zal het effect op de R1 waarde beperkt zijn.

6.9 Opstellen overzicht kosten en baten

Business case: kosten en baten

De P2G installatie wordt alleen ingezet indien er sprake is van een positieve contributie marge. De grootste operationele kosten worden bepaald door het elektriciteitsgebruik voor compressie e.d. Als de elektriciteitsprijzen hoog zijn, stijgen de operationele kosten (hoewel er een verband is tussen netbalans en prijzen). De P2G installatie moet voldoende uren in het jaar kunnen produceren om de afschrijvingskosten te dekken. Elk uur dat de P2G installatie operabel is stijgen de operationele kosten. In de business case moet dus een optimum worden gezocht tussen het aantal operabele uren en de operationele kosten die ermee gemoeid gaan. Om een positieve business case te krijgen moet de installatie tegen zo laag mogelijke energieprijzen produceren. In het model is een threshold gezet voor de APX prijs. Wanneer de elektriciteitsprijs beneden deze waarde komt, gaat de installatie produceren. In deze optimalisatie zijn de verkoopprijs van methaan danwel waterstof en de thresholdprijs voor de APX day-ahead markt (als maat voor de operabele kosten) als variabele genomen om een positieve business case te genereren. We nemen tevens aan dat we van alle momenten gebruik maken dat de onbalansprijs negatief is. Tabel 53 geeft een overzicht van de kosten en baten per scenario.

Tabel 53 Kosten en baten van 4 P2G scenario's bij Attero.

	Totaal CAPEX	Totaal OPEX	Jaarlijkse inkomsten (verkoop gas) ²²
Scenario 1	€ 4.798.259	€ 215.288	€ 996.455
Scenario 2	€ 5.938.808	€ 76.773	€ 1.043.573
Scenario 3	€ 6.178.574	€ 138.907	€ 1.081.740
Scenario 4	€ 6.178.574	€ 100.533	€ 1.106.068

²² Op basis van een geoptimaliseerde verkoopprijs van waterstof en methaan volgens Tabel 52.

6.10 Varianten en risico-analyse

Er zijn vier verschillende scenario's met P2G in een industriële setting met een avi onderzocht. De verkoopprijs en de elektriciteitskosten zijn als variabelen genomen in een optimalisatiemodel. Dit heeft een aantal gevoeligheden in de business case bloot gelegd, te weten:

- **Brandstofkosten:** De brandstofkosten (laagwaardige warmte danwel elektriciteit) domineren de OPEX. Om brandstofkosten zo laag mogelijk te houden wordt gebruik gemaakt van de meest gunstige tarieven op de elektriciteitsmarkten (real-time basis). De P2G-installatie moet echter voldoende uren produceren om de CAPEX terug te kunnen verdienen. Hier moet een optimum in worden gevonden;
- **Investeringskosten:** De investeringskosten zijn hoog in vergelijking met de OPEX en jaarlijkse baten uit de verkoop van gas. Het gaat hier echter om schattingen. Omdat deze grote invloed hebben op de business case, zouden deze middels vervolgonderzoek beter in kaart gebracht moeten worden;
- **Verkoopprijs:** De conversie naar methaan gaat gemoeid met een efficiëntieverlies en additionele investeringskosten en operationele kosten. Deze verdienen zich volgens deze berekening niet terug. De verkoopprijs is verreweg te laag (of de kosten te hoog). Waterstof levert sneller een positieve business case op maar dit is sterk afhankelijk van welke toepassing gekozen wordt.

6.11 Resultaten

Beide waterstof scenario's kunnen een positieve business case opleveren. De berekende (geoptimaliseerde) verkoopprijs is rond de realistische aanname voor de marktwaarde van waterstof. De daadwerkelijke baten uit de verkoop van waterstof zijn echter sterk afhankelijk van de toepassing. De kosten voor opslag, transport e.d. zijn in deze berekening niet meegenomen. Verdere studie naar specifieke toepassingen waarin alle kosten worden meegenomen is nodig om de business case goed te kunnen beoordelen. Het is aannemelijk dat de kosten de marktprijs zullen overstijgen.

De berekende optimale verkoopprijs voor methaan is ver boven de marktwaarde voor methaan. Direct gebruik van elektriciteit levert een iets betere business case op dan wanneer primair laagwaardige warmte wordt gebruikt, maar met een verkoopprijs rond € 0,60 (prijs biogas) zal de business case niet positief worden.

7. Conclusies

Het onderzoek leidt tot de volgende conclusies:

1. Gegeven de huidige en verwachte prijzen van elektriciteit, gas, warmte, CO₂ en zuurstof resulteren de onderzochte P2G modellen niet in een positieve business case.
2. Het schalen van de P2G-installatie leidt tot lagere investeringskosten en een relatief hoge benutting van de beschikbare elektriciteit.
3. Een P2G toepassing bij een combinatie van PV- en windenergie leidt tot een betere benutting van de P2G capaciteit.
4. Bij kleinschalige toepassing vormt het gebruik van CO₂ in cilinders een hoge kostenpost (€ 1.000/ton). Bij grootschalige toepassing kan de CO₂ tegen lagere kosten per tanktruck worden vervoerd en in een tank worden opgeslagen (€ 38 - € 58 per ton). De aanwezigheid van een CO₂-netwerk in de buurt van het project kan kostenverlagend zijn.
5. De opbrengst van methaan is het laagst op de TTF-gas day ahead markt (€ 0,016/kWh). Groengas certificaten kunnen waarde toevoegen (€ 0,026/kWh). Indien de gasprijs op de vervoersmarkt zich ontwikkelt in de richting van de huidige benzineprijs dan resulteert dit in een aanmerkelijk hogere opbrengst (€ 0,103/kWh).
6. Indien het geproduceerde gas wordt benut voor eigen gebruik dan geldt voor huishoudens de transactieprijs van gas inclusief BTW als mogelijke besparing. De transactieprijs zal naar verwachting stijgen van € 0,059/kWh (€ 16,51/GJ) in 2018 tot € 0,11/kWh (€ 30,93/GJ) in 2032.
7. Indien het geproduceerde gas wordt benut voor eigen gebruik dan geldt voor niet-huishoudens de transactieprijs van gas exclusief BTW als mogelijke besparing. Deze transactieprijs zal naar verwachting stijgen van € 0,042/kWh (€ 11,60/GJ) in 2018 tot € 0,078/kWh (€ 21,73/GJ) in 2032.
8. De nabijheid van een warmtenet een voorwaarde om opbrengsten uit warmte te realiseren. Indien er een warmtenet in de nabijheid is kan warmte worden verkocht voor circa € 0,018/kWh.
9. Zuurstof kan mogelijk worden verkocht aan zuurstofleveranciers in de medische sector. Met het vullen van zuurstofcilinders en zuurstoftanks kan naar schatting € 0,27/m³ worden verdiend.
10. De toepassing van P2G om investeringen in het hoogspanningsnet te voorkomen kan resulteren in een positieve business case indien de besparingen hoog genoeg zijn. De aanleg van 1 kilometer hoogspanningskabel ondergronds kost circa € 2,5 mln.
11. Met P2G technologie opereren op de onbalansmarkt van elektriciteit leidt niet tot een positieve business case bij de productie van methaan. Weliswaar is er sprake van een positieve contributiemarge bij negatieve en lage elektriciteitsprijzen, door het geringe aantal operationele uren blijft de business case negatief.

Literatuur.

Belastingdienst (2016). *Handboek milieubelastingen 2016*. Geraadpleegd op http://download.belastingdienst.nl/belastingdienst/docs/handboek_milieubelast_juli_2016_ml0301z62fd.pdf

BLOC, 2017. *CO2 smart grid*. Geraadpleegd op <https://www.bloc.nl/nl/bloc-works/co2-smart-grid/>

Bouw, K., A. D'Souza en C. van Someren (2015). *A flexible business model for the ETP Wijster*. Hanzehogeschool Groningen. Geraadpleegd op <https://research.hanze.nl/nl/publications/a-flexible-business-model-for-the-etp-wijster-final-report>

CBS (2016). *Elektriciteitsbalans: aanbod en verbruik*. Geraadpleegd op [http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=00377&D1=a&D2=\(I-21\),\(I-18\),\(I-17\),\(I-4\),\(I-1\),I&VW=T](http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=00377&D1=a&D2=(I-21),(I-18),(I-17),(I-4),(I-1),I&VW=T)

Energiekaart (2017). Netbeheer Nederland. Geraadpleegd op <http://energiekaart.net/inzetten-rest-warmte/?t=initiatieven>

EPure, 2015. *European renewable ethanol – key figures 2015*. Geraadpleegd op http://epure.org/media/1215/epure_state_industry2015_web.pdf

European Commission (2010). *Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. Geraadpleegd op http://ec.europa.eu/energy/energy2020/index_en.htm

European Commission (2011). *Energy roadmap 2050*. Geraadpleegd op http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm

ECN (2015), *Nationale energieverkenning 2015. Petten*. Geraadpleegd op <https://www.ecn.nl/nl/energieverkenning/>

Global institute of Carbon Capture and Storage (2009). *Strategic analysis of the global status of carbon capture and storage*. Canberra, Australia. Geraadpleegd op <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/5751/report-5-synthesis-report.pdf>

Global institute of Carbon Capture and Storage (2013). *Transport and storage economics of CCS networks in the Netherlands*. Canberra, Australia. Geraadpleegd op <https://www.globalccsinstitute.com/publications/transport-and-storage-economics-ccs-networks-netherlands>

Hers, S., M. Afman, S. Cheri fen F. Rooijers (2015). *Potential for power to heat in the Netherlands*. CE Delft, Delft. Geraadpleegd op http://www.ce.nl/publicatie/potential_for_power-to-heat_in_the_netherlands/1730

Hoogervorst, N (2017). *Toekomstbeeld klimaatneutrale warmtenetten in Nederland*. PBL Planbureau voor de leefomgeving. Den Haag. Geraadpleegd op <http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2017-toekomstbeeld-klimaatneutrale-warmtenetten-in-nederland-1926.pdf>

Jansen, J.P. (2015). *Kansen voor Power-to-gas*. Sparkling projects. Geraadpleegd op <https://topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/Rapport-Kansen-voor-P2G-Peter-Jansen-oktober-2015.pdf>

Kato, T., Mitsuhiro Kubota, Noriyuki Kobayashi, Yasuo Suzuoki. *Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production*. Energy 30 (2005) 2580-2595. Geraadpleegd op <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544204003123>

Lehner, M e.a. (2014). *Power to gas: technology and business models*. Springerbriefs in Energy.

Lensink, S.M., J.W. Cleijne (2016). *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017*. Petten. Geraadpleegd op <https://www.ecn.nl/nl/samenwerking/sde/conceptadvies-basisbedragen-sde-2017/>

Linde AG, 2017. *Annual report. Leveraging potential*. Munich, Germany. Geraadpleegd op http://www.the-linde-group.com/internet.global.thelindegroupp.global/en/images/12989_Linde-FB-2016-EN-online_2017-03-0814_401906.pdf?v=9.0

Metz, B., Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Geraadpleegd op https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf

Mikunda, T., Filip Neele, Frank Wilschut, Maurice Hanegraaf (2015). *A secure and affordable CO2 supply for the Dutch greenhouse sector*. Geraadpleegd op <http://www.tuinbouw.nl/sites/default/files/15051.03%20CO2%20voor%20de%20Nederlandse%20glastuinbouw.pdf>

Ministerie van infrastructuur en milieu (2014). *Structuurvisie windenergie op land*. Geraadpleegd op <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2014/03/31/bijlage-1-structuurvisie-windenergie-op-land>

Ministerie van economische zaken (2016a). *Antwoordnota zienswijzen Windpark Fryslan*. Den Haag. Geraadpleegd op <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2016/10/1%20Antwoordnota%20Windpark%20Fryslan%20Zienswijzen%2008-09-2016%20def%2011.pdf>

Ministerie van economische zaken, Ministerie van infrastructuur en milieu (2016b), *Windpark Fryslan Inpassingsplan*. Geraadpleegd op <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/bureau-energieprojecten/windparken/windpark-frysl%C3%A2n/fase-1>

Mohseni, F., M. Gorling, P. Alfvors (2013). *The competitiveness of synthetic natural gas as a propellant in the Swedish fuel market*. Energy Policy 52, Elsevier. Geraadpleegd op <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512009342>

Norisor M, Badea A, Dinca C. Economical and technical analysis of CO2 transport ways. *U.P.B. Sci. Bull. Series. C* **2012**; 74(1), 127–38. Geraadpleegd op https://www.scientificbulletin.upb.ro/rev_docs_arhiva/full8a5_356017.pdf

Pierie, F., J. Bekkering, R. M. J. Benders, W. J. Th. Van Gemert en H. C. Moll (2015). *A new approach for measuring the environmental sustainability of renewable energy production systems: focussed on*

the modelling of green production pathways. Applied Energy. Volume 162. Elsevier. Geraadpleegd op <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915012647>

Reiter, G., Johannes Lindorfer (2015). *Evaluating CO₂ sources for power-to-gas applications – A case study for Austria*, *Journal of CO₂ Utilization*, 10, 40–49. Geraadpleegd op <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982015000244>

Rooijers, F.J., C. Leguijt (2010). *Achtergrondrapportage bij NET-document Netbeheer Nederland*. Delft. Geraadpleegd op <http://www.netbeheernederland.nl/publicaties-en-codes/publicaties>

Schneider, L. and E. Kotter (2015). *The geographic potential of Power-to-Gas in a German model region, Trier-Amprion*, *Journal of Energy Storage* 1, 2015. Geraadpleegd op <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X15000043>

SER (Sociaal Economische Raad) (2014a). *Een duurzame brandstofvisie met lef*. Geraadpleegd op <http://www.energieakkoordser.nl/nieuws/brandstofvisie.aspx#>

SER (Sociaal Economische Raad) (2014b). *Deelrapport brandstof Tafel Wegvervoer duurzaam gasvormig*. Geraadpleegd op <http://www.energieakkoordser.nl/nieuws/brandstofvisie.aspx>

Tennet TSO B.V. (2009). *Aspecten van leveringszekerheid en netveiligheid in het 380 kV-net. Verantwoord en Innovatief ondergronds*. Arnhem. Geraadpleegd op <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/position-papers/>

Tennet TSO B.V. (2016). *Kwaliteits- en capaciteitsdocument. Deel 2: investeringsplan 2016*. Arnhem. Geraadpleegd op https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_KCD_2016_Deel_II_DEF_M.pdf

Van der Velden, N. en P. Smit (2016). *Energiemonitor van de Nederlandse glastuinbouw 2015*. Wageningen Economic Research. Geraadpleegd op https://www.kasalsenergiebron.nl/content/user_upload/Energiemonitor_Nederlandse_glastuinbouw_2015.pdf

Weidenaar, T. (2014). *Designing the biomethane supply chain through automated synthesis*. University of Twente, Enschede, The Netherlands.

Wetzels, W., A.W.N. van Dril, B.W. Daniels (2007). *Kenschets van de Nederlandse glastuinbouw*. ECN. Geraadpleegd op <https://www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--07-095>

Wielders, L., B. Schepers, M. Schuurbijs (2016). *Gastransitie en warmtenetten*. CE Delft, Delft. Geraadpleegd op http://www.ce.nl/publicatie/gastransitie_en_warmtenetten/1779

Zero Emission Platform (2011). *The costs of CO₂ capture, transport and storage*. Geraadpleegd op www.zeroemissionsplatform.eu

BIJLAGE 1

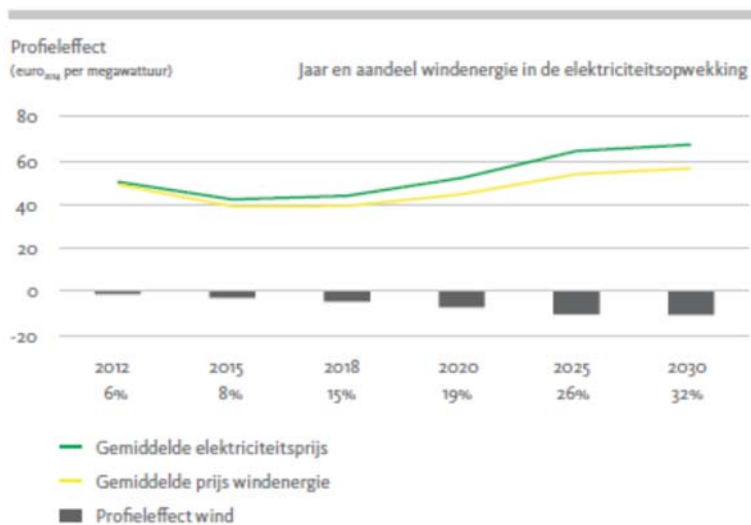
Taakstelling windenergie per provincie

Provincie	MW
Fryslân	530,5
Groningen	855,5
Drenthe	285,5
Overijssel	85,5
Noord-Holland	685,5
Flevoland	1390,5
Zuid-Holland	735,5
Utrecht	65,5
Gelderland	230,5
Zeeland	570,5
Noord-Brabant	470,5
Limburg	95,5
Totaal	6001

BIJLAGE 2

Profieffect

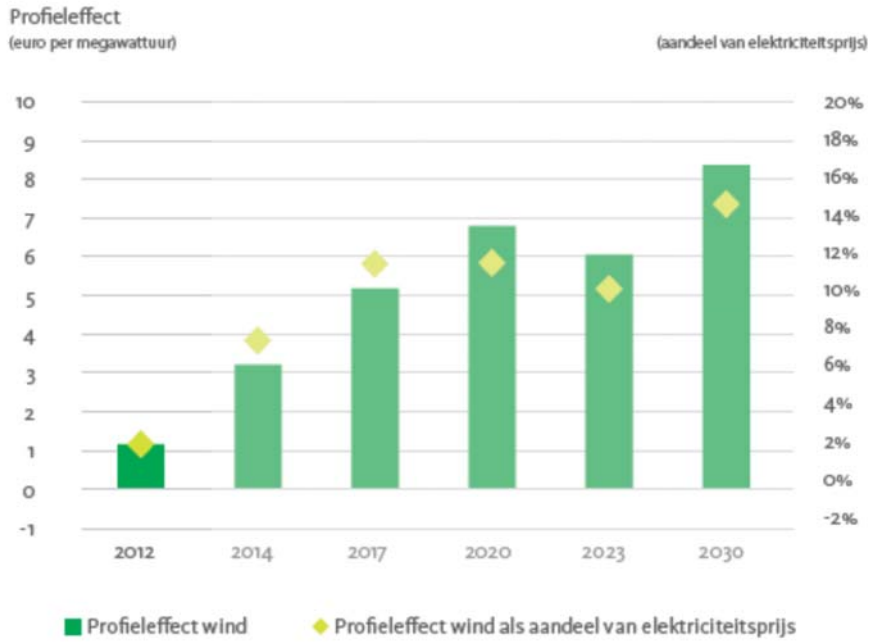
De toename van het aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsproductie leidt er toe dat de prijs die voor windenergie wordt ontvangen daalt naarmate er meer windturbines staan opgesteld. Als het waait, dan waait het in het merendeel van het land, en vaak ook in naburige landen. Het aanbod is dan groot en dit drukt de prijs. Dit wordt het profieffect genoemd. In Figuur 19 is te zien hoe in een jaar de gemiddelde prijs voor windenergie lager is dan de gemiddelde elektriciteitsprijs. Windenergie wordt geproduceerd op momenten dat de prijs vaak relatief laag is, dit wordt veroorzaakt door het grote aanbod van windenergie op datzelfde moment.



Figuur 19 Ontwikkeling van het profieffect op de prijs voor elektriciteit uit windenergie.²³

Figuur 20 toont de verwachte omvang van het profieffect voor de komende jaren. De verwachting is dat het profieffect zal stijgen. Dit wordt veroorzaakt door de verwachting dat het aandeel hernieuwbare energie in de totale elektriciteitsproductie in deze periode zal groeien.

²³ Nationale energieverkenning 2015, ECN.



Figuur 20 Ontwikkeling profieffect windenergie²⁴.

²⁴ Nationale energieverkenning 2014, ECN.

BIJLAGE 3

Voor het bepalen van de investeringskosten van de ontsluitingskabel en de kabel van Oudehaske naar Marnezijl is gebruik gemaakt van de onderstaande gegevens.

Kostenvergelijking (€ mln per km)		
	Spanning	Solo per km
Lijn	150 kV	0,9
	380 kV	2,3
Kabel	150 kV	2,5
	380 kV	12,3
Boring	150 kV	2,9
	380 kV	14,9

Tabel 54 Kostenvergelijking aanleg hoogspanningskabels (€ mln/km) (Tennet, 2009).

Tabel 54 toont de geschatte kosten van de aanleg van een nieuwe hoogspanningskabel. De kosten van de aanleg van een dubbele ondergrondse 110 kV kabel is naar verwachting even duur als de aanleg van een ondergrondse 150 kV kabel. De werkelijke kosten zijn sterk afhankelijk van de specifieke omstandigheden.

Netbeheer Nederland hanteert in de achtergrondrapportage Net voor de toekomst een kostenkental voor netinpassingskosten. Bij een kostenkental van gemiddeld 300 Euro per kW wind op land volgt een benodigde investering van 1.5, 0.8 en 0 miljard Euro voor scenario's A, B en C respectievelijk. Met de kanttekening dat er daarbij grote regionale verschillen kunnen zijn. D-Cision komt in de second opinion tot investeringen hiervoor van 1.9, 1.1 en 0 miljard Euro voor scenario A, B en C respectievelijk.

BIJLAGE 4

Tabel 55 Contactpersonen

Contactpersoon	Organisatie	Contact
L. Bosselaar	Nationaal Expertisecentrum Warmte	e-mail
T. Broersma	Enexis	Interview
S. van der Lubbe	Provincie Friesland	Interview
R. Paap	Energy Valley	Interview
B. Rombout	Attero	e-mail
P. Schmitz	Linde Gas Benelux BV	Telefoon
M. Visser	Gasunie Hanzehogeschool	Interview
O. Voorsmit	Pitpoint Clean Fuels	Telefoon
A . Walvis	Ventolines (WPF)	Interview