

Westerduinweg 3  
1755 LE Petten  
Postbus 15  
1755 ZG Petten

[www.tno.nl](http://www.tno.nl)

T +31 88 866 50 65

## TNO-rapport

**TNO 2019 R11492 | Eindrapport**

# Haalbaarheidsstudie Peelbatterij

Datum	3 oktober 2019
Auteur(s)	Y.C. van Delft, P. Wijnsma (E2Anders)
Aantal pagina's	30 (incl. bijlagen)
Opdrachtgever	RVO
Projectnaam	Peelbatterij
Projectnummer	TESN118133 (TNO projectnummer 060.37000)

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2019 TNO

## Samenvatting

In Peel en Maas zullen eind 2020 verschillende groene energieparken geïnstalleerd zijn, zoals een 20 MW windmolenpark met een opbrengst van 50.000 MWh/jaar en 20 MW aan zonnepanelen met een opbrengst van 20.000 MWh/jaar. Met deze capaciteit kunnen alle particuliere woningen in Peel en Maas worden voorzien van groene lokaal opgewekte energie. De opslag van energie vormt een belangrijke schakel. Wanneer de energie opslagen wordt, bestaat de mogelijkheid om kleinschalig waterstof te distribueren middels het aanwezige gasdistributie net. Het creëren van een pilot omgeving behoort op langere termijn tot de mogelijkheden.

Deze haalbaarheid studie is er op gericht om de energie van het geplande Windpark Egchelse Heide op te slaan en op een zeker moment tegen een maximale prijs aan te bieden. Daarnaast bestaat er een behoefte aan balancering van het elektriciteitsnetwerk, hier wordt in de studie verder op ingegaan.

Op dit moment staat men op het punt om met partners een pilot energie opslag op te zetten en financiële ondersteuning lokaal, provinciaal, landelijk en Europees aan te vragen.

De belangrijkste conclusie van de uitgevoerde haalbaarheidsstudie naar lokale energieopslag in de vorm van waterstof in combinatie met lokale groene energie opwekking is dat van alle use cases voor lokale energieopslag, de use case 'battolyser' het meest aantrekkelijk is. Vooral als er in de toekomst een gebruiker is voor de waterstof in de regio, zoals bijvoorbeeld een waterstof tankstation. De battolyser is een nikkelijzer batterij, die elektriciteit kan opslaan en vervolgens leveren zoals een batterij. Als de batterij vol is, gaat de installatie verder met het splitsen van water in waterstof en zuurstof door elektrolyse.

Het meest aantrekkelijke business model voor de battolyser is het aanbieden van netdiensten met name R2 (frequentieherstel en balanshandhaving) en R3down (noodvermogen) services omdat hier de battolyser bij het windpark geplaatst kan worden. In het laatste geval wordt alleen de batterij functie van de battolyser gebruikt en is er geen waterstofopslag nodig. Alhoewel de Net Present Value (NPV) na 20 jaar bij beide netdiensten negatief is, is op basis van de opbrengsten van 2018 een subsidie van 3200 k€ al voldoende voor een NPV van 0 na 10 jaar. In 2019 zijn echter de opbrengsten op de R3-markt afgenomen, waardoor de business case slechter uitpakt.

Onze aanbeveling is om de mogelijkheid voor het aanbieden van netdiensten met een battolyser verder uit te werken met E2Anders, Peel Energie en Battolyser bv. Het doel zou dan moeten zijn om een eerste pilot neer te zetten bij het windpark. Hierbij zal in eerste instantie vanwege de negatieve NPV aanspraak moeten worden gemaakt op subsidiemogelijkheden zoals de SDE++ en DEI.

# Inhoudsopgave

	<b>Samenvatting .....</b>	<b>2</b>
<b>1</b>	<b>Inleiding .....</b>	<b>4</b>
1.1	Achtergrond .....	4
1.2	Doelstelling en werkwijze .....	4
<b>2</b>	<b>Rol van regionale energieopslag in flexibiliteitsdiensten .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Vraag &amp; aanbod van duurzame elektriciteit in de Peel&amp;Maas .....</b>	<b>10</b>
3.1	Residentieel niveau .....	10
3.2	Industrieel niveau.....	11
3.3	Gemeentelijk niveau .....	12
3.4	Algemene conclusie.....	15
<b>4</b>	<b>Distributie mogelijkheden.....</b>	<b>16</b>
<b>5</b>	<b>Opslag cases &amp; technologie keuzes.....</b>	<b>17</b>
5.1	Technologie keuzes & belangrijkste aannames .....	18
5.2	Werking van de Battolyser .....	19
<b>6</b>	<b>Case 1: Waterstof productie middels elektrolyse en opslag .....</b>	<b>21</b>
<b>7</b>	<b>Case 2: Elektriciteitsopslag in een batterij. ....</b>	<b>23</b>
<b>8</b>	<b>Case 3: Combinatie van elektriciteitsopslag en waterstof productie met een battolyser.....</b>	<b>25</b>
<b>9</b>	<b>Case 4: Ammoniak productie en opslag .....</b>	<b>27</b>
<b>10</b>	<b>Conclusies en aanbevelingen .....</b>	<b>28</b>
<b>11</b>	<b>Bijdrage aan de doelstellingen van de regeling .....</b>	<b>29</b>
<b>12</b>	<b>Ondertekening .....</b>	<b>30</b>

# 1 Inleiding

## 1.1 Achtergrond

De Gemeente Peel en Maas is vooruitstrevend betreffende de ondersteuning van Nieuwe Energie initiatieven. In 2016 werd het huis van de Gemeente Peel en Maas nog uitgeroepen tot het meest energie opwekkende gemeentehuis van Nederland. Daarnaast heeft de gemeente Peel en Maas een lokale, groene energiemaatschappij Peel Energie, die als missie heeft om de gemeenschap Peel en Maas binnen enkele decennia energieneutraal te maken.

E2Anders is samen met Peel Energie betrokken bij diverse projecten, zoals zonne-energie projecten en windmolen projecten, deze projecten hebben ook een provinciaal karakter. De energie die lokaal wordt opgewekt, wordt lokaal zoveel mogelijk gebruikt. Op het moment van overproductie, o.a. in verband met de maximale hoeveelheid zonneschijn op een bepaald moment en/of de maximale windsnelheid, loopt het distributie netwerk een risico van instabiliteit. Om deze reden worden de energie opbrengsten niet volledig benut maar geknepen, waardoor de maximale opbrengst niet benut wordt. Een gedecentraliseerde lokale energieopslag is dus noodzakelijk.

In Peel en Maas zijn voor eind 2020 verschillende groene energieparken geïnstalleerd, zoals een 50 MW windmolenpark en 20MW aan zonnepanelen. Met deze capaciteit kunnen alle particuliere woningen in Peel en Maas worden voorzien van groene lokaal opgewekte energie.

De opslag van energie vormt een belangrijke schakel. Wanneer de energie opslagen wordt, bestaat de mogelijkheid om kleinschalig waterstof te distribueren middels het aanwezige gasdistributie net (creëren van een pilot omgeving).

In de onderstaande tabel is een overzicht opgenomen van de partijen in het consortium en hun rol binnen het project:

Naam	Rol in het project
E2Anders BV	Case eigenaar, betrokken bij de lokale inventarisatie, financiële berekeningen, en voorbereiding van de pilot demonstratie.
Coöperatie Peel Energie	Distributie van groene energie, betrokken bij lokale duurzame projecten.
ECN.TNO	Onderzoek lokale energie opslag, techno-economische evaluatie, business case & coördinatie.

## 1.2 Doelstelling en werkwijze

Het uiteindelijke doel van het project is om tot een demonstratie te komen van energieopslag van lokaal opgewekte groene energie van windmolens en zonnepanelen. Eerst moet het concept op pilotschaal worden getest en moet de haalbaarheid worden aangetoond.

Dit project richt zich op de haalbaarheid van lokale energieopslag in de vorm van waterstof en/of batterijen. De volgende vragen worden in de haalbaarheidsstudie beantwoord:

- Hoeveel groene energie wordt er nu en in de toekomst in de gemeente Peel en Maas opgewekt door windmolens, zonnepanelen en alternatieve groene opwekmogelijkheden?
- Op welke manier kunnen we de lokaal opgewekte groene energie efficiënt en veilig distribueren naar de opslag locatie?
- Is de lokale opslag van energie in de vorm van waterstof efficiënt, wat dient de minimale capaciteit te zijn?
- Slaan we waterstof op als waterstof of in de vorm van ammonia, wat is het meest efficiënt en haalbaar, vooral wat betreft de schaalbaarheid?

Het project is gestart met een kick-off meeting, waarbij alle bij het project betrokken personen zijn geïnformeerd over de achtergrond en doelstelling van het project, de werkpakketten en de beoogde planning. Vervolgens zijn in een interactieve brainstormsessie een vier opslag cases vastgesteld:

- 1 Waterstof productie middels elektrolyse en opslag;
- 2 Elektrische opslag in een batterij;
- 3 Combinatie van elektrische opslag en waterstof productie met een battolyser;
- 4 Ammoniak productie en opslag.

Om een beter inzicht te krijgen in de kostenopbouw in de waardeketen en een businessmodel te kiezen met een zo hoog mogelijke rentabiliteit zijn er verschillende businessmodellen geïdentificeerd:

- 1 Opslag bij lage elektriciteitsprijzen en elektriciteit verkopen bij hoge prijzen (APX markt);
- 2 Opslag bij lage elektriciteitsprijzen en waterstof verkopen;
- 3 Aanbieden van netdiensten voor balanceren van het elektriciteitsnetwerk.

In overleg met de consortiumleden is besloten om business model 2 niet verder te onderzoeken, omdat er op dit moment geen gebruiker is van waterstof in de gemeente Peel en Maas. Wanneer dit in de toekomst wel het geval is, bijvoorbeeld een waterstof tankstation, heeft dit een positief effect op de haalbaarheid van cases 1, 3 en 4.

In het vervolgonderzoek werd al snel duidelijk dat we met businessmodel 1 (APX markt met prijsschattingen voor 2019 en 2030) voor alle cases geen positieve business case konden identificeren. De spreiding in de elektriciteitsinkoop en verkoopprijzen was niet voldoende om de conversie verliezen te compenseren. De battolyser case leverde wel opbrengsten op, maar deze waren door de hoge investering niet voldoende om een positieve business case te geven. Uiteindelijk hebben we ons geconcentreerd op het aanbieden van netdiensten voor balanceren van het elektriciteitsnetwerk (businessmodel 3). Voor elke case zijn drie netdiensten (primaire, secundaire en tertiaire reserve) verder uitgewerkt. Om de economische haalbaarheid te bepalen is voor elke case een exploitatiebegroting opgesteld, zijn de opbrengsten bepaald en de netto contante waarde (Net Present Value, hierna: 'NPV') van de investering berekend.

## 2 Rol van regionale energieopslag in flexibilitiediensten

De flexibiliteit van de regionale elektriciteitsopslag kan als ondersteunende dienst worden aangeboden aan de TenneT, de transmissienetbeheerder (TSO). We onderscheiden we drie soorten diensten:

- R1 - Primaire reserves (gereserveerde capaciteit in het elektriciteitsnetwerk)
- R2 - Secundaire reserves (frequentieherstel en balanshandhaving van het elektriciteitsnetwerk)
- R3 - Tertiaire reserves (noodvermogen voor het elektriciteitsnetwerk)

De opslagfaciliteit kan deze diensten zelf direct aanbieden aan de TenneT of de diensten aanbieden via een aggregator. In de volgende paragrafen worden de verschillende diensten kort besproken.

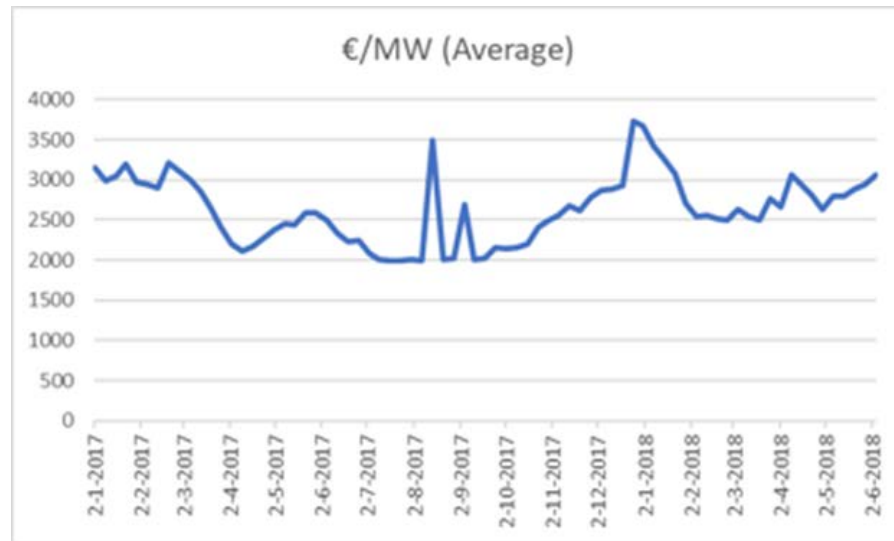
### 2.1 R1 - Primaire reserves

Primaire reserves (Frequency Containment Reserve (FCR)) worden automatisch en bijna continu (omhoog of omlaag) geactiveerd om de frequentieafwijkingen in het netwerk te stabiliseren. Dit reserve-product zal als eerste geactiveerd worden bij een onbalans. Het kan geleverd worden door conventionele centrales die aan staan en door nieuwe technologieën zoals batterijen en elektrolyzers. De TSO koopt FCR-capaciteit in middels een wekelijkse veilingen voorafgaande aan de periode van levering. De vergoeding is een capaciteitsvergoeding; er is geen aanvullende vergoeding voor de geleverde energie. De FCR-markt is 'pay-as-bid': indien een FCR capaciteitsbieding van een marktpartij door de TSO geaccepteerd wordt, dan krijgt hij wat hij ervoor vraagt.

In Nederland is R1 een symmetrisch product (d.w.z. op- en neerregulering moet beschikbaar worden gesteld) met een minimum van 1 MW. De beschikbaarheidseis is gedurende 1 volledige week. Vanaf juli 2020 neemt de periode van aanbesteding/beschikbaarheidsperiode af tot 4 uur, wat aantrekkelijker zou kunnen zijn voor gedecentraliseerde eenheden zoals elektrolyzers, omdat het een kortere beschikbaarheidseis minder impact heeft op de waterstofproductie (maar ook potentieel dalende inkomsten).

Momenteel wordt de FCR capaciteitsprijs vooral bepaald door de biedingen van conventionele centrales. De conventionele centrales hebben additionele operationele kosten en lopen inkomsten van bijvoorbeeld de spotmarkt mis indien ze FCR capaciteit leveren: deze additionele kosten moeten met de vergoeding voor FCR capaciteit gecompenseerd worden.

Er zijn ook andere technologieën zoals batterijen actief op de FCR markt: hun kosten zijn voornamelijk levensduur-kosten door de cycli die ze maken bij leveren van FCR capaciteit, en niet de misgelopen inkomsten op de spotmarkt. Deze kosten zijn in de orde van grootte van 1500 €/MW. Echter, omdat het een pay-as-bid markt is, is het aannemelijk dat batterij capaciteit voor een prijs net onder die van conventioneel wordt aangeboden. Figuur 1 laat het verloop van de gemiddelde prijs van FCR capaciteit in 2017 tot half 2018 zien.



Figuur 1 Gemiddelde prijs voor FCR capaciteit in 2017 en 2018.

De R1-markt is erg klein (<100 MW, waarvan 1/3e te contracteren in Nederland), en zeer concurrerend. De afgelopen drie jaar laat een dalende trend van voor de prijs van FCR capaciteit voor de Nederlandse markt (zie Tabel 1). Een reden hiervoor is dat de markt competitiever wordt: er komen meer spelers in een land en ook is de FCR markt is van steeds meer landen aan elkaar gekoppeld.

Tabel 1 Gemiddelde prijs voor FCR per MW capaciteit van 2015, 2016 en 2017 (ENTSO-E)

Jaar	Gemiddelde prijs (€/MW/week)
2015	€3.687
2016	€2.741
2017	€2.536

Voor deze studie hebben we de volgende aannames voor R1 diensten genomen:

- Elektriciteitsverbruik voor eigen rekening (ongeveer symmetrisch).
- Minimaal aanbod 1 MW continu, in een symmetrisch bod.
- Maximaal 15 minuten volledig leveren, 2 uur hersteltijd.
- Kan geen rekening houden met windprofiel, dus hogere netbeheerkosten en grotere aansluiting nodig.
- Gemiddelde prijs: 2536 €/MW/week.

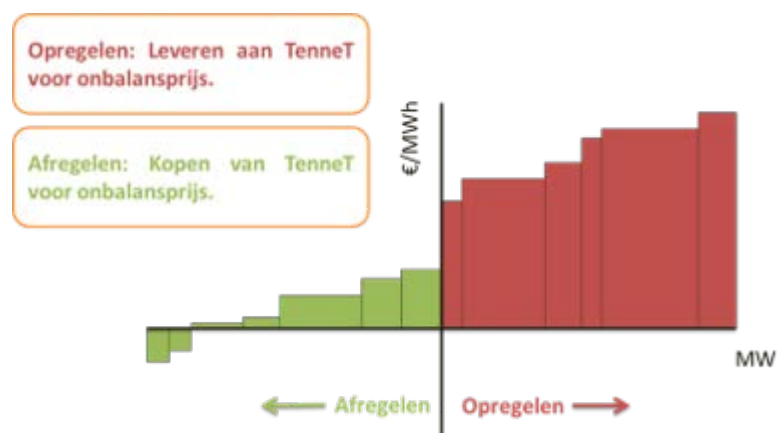
## 2.2 R2 - Secundaire reserves

De markt voor de secundaire reserves wordt bijna continu geactiveerd (gedurende perioden van 15 minuten) om de frequentie te herstellen en de vermogensonbalans te beheersen.

De opslag faciliteit kan op twee manieren flexibiliteit inzetten ten behoeve van regelen reservevermogen. De eerste optie is actief in bieden van vermogen, de tweede optie is passief regelen. In dat laatste geval zal de opslagfaciliteit de onbalansprijs moeten proberen te voorspellen op basis van informatie verstrekt door de TSO: indien de elektrolyser regelt wordt hij beloond dan wel afgestraft op basis van de dan geldende onbalansprijs.

De onbalansprijs wordt per kwartier afgeleid van de prijs voor het regelen om de systeemonbalans te reduceren. De prijs van het regelen is afhankelijk van de benodigde regelinspanning ter reductie van de onbalans en de prijs van de geselecteerde regelbiedingen die de markt aanbied aan TenneT<sup>1</sup>.

Alle aangeboden capaciteit (zowel op de gecontracteerde als de passieve markt) wordt voor elke tijdsperiode in een merit order gezet om vast te stellen welke capaciteit worden geactiveerd tegen welke onbalansprijs (zie Figuur 2). Daarom zijn de potentiële opbrengsten voor R2 erg moeilijk te voorspellen, omdat het moeilijk te voorspellen is of een capaciteit geactiveerd zal worden (in functie van de behoefte aan R2, de bidstrategie op de passieve markt, de daaruit voortvloeiende onbalansprijs/merit order, enz.), wanneer en hoelang het zal worden geactiveerd en welk reservevermogen wordt gevraagd.



Figuur 2 Voorbeeld van een merit order voor alle aangeboden capaciteit.

De passieve markt kan van belang zijn voor de verschillende cases, R2 kan echter niet worden gecombineerd met R3 op dezelfde netwerkaansluiting, omdat het onmogelijk zou zijn om te bewijzen dat de regeling heeft plaatsgevonden als R3 wordt gevraagd. R2 wordt geactiveerd gedurende 15 minuten. Tabel 2 geeft een overzicht van de gemiddelde prijzen voor op- en afregelen in de afgelopen jaren.

Tabel 2 Gemiddelde prijs voor op- en afregelen in 2015, 2016 en 2017.

Jaar	Gemiddelde prijs opregelen (€/MWh)	Aantal uur opregelen	Gemiddelde prijs afregelen (€/MWh)	Aantal uur afregelen
2015	€ 75	5256	€ 10	5685
2016	€ 62	4497	€ 13	5201
2017	€ 71	4480	€ 18	5135

Voor deze studie hebben we de volgende aannames voor R2 diensten genomen:

- Minimaal aanbod 1 MW, in een asymmetrisch bod.
- Prijs op het moment van afroep, prijzen van 2018.
- Kan rekening houden met windprofiel.

<sup>1</sup> TenneT, De onbalansprijsystematiek (2016)



## 2.3 R3 - Tertiaire reserves

Noodvermogen (R3) wordt ingezet door de TSO als regel- en reservevermogen onvoldoende zijn om de balans te herstellen. Noodvermogen moet beschikbaar zijn in 30 minuten kan in pools via een aggregator worden aangeboden. Ten minste 20 MW (gedurende ten minste 1 uur) moet worden aangeboden en moet beschikbaar worden gehouden om te worden geactiveerd. Zowel de capaciteit als de energie (indien geactiveerd) worden vergoed. R3 is een asymmetrisch product en slechts één richting kan worden aangeboden op een enkel netwerkaansluiting.

Noodvermogen wordt per kwartaal gecontracteerd via een tender. De beschikbaarheidsvergoeding varieert en wordt bepaald in een tender. In Tabel 3 staat een overzicht van de maandelijkse prijzen voor op- en afregelen in de afgelopen jaren.

Tabel 3 Maandelijkse prijs per MW capaciteit voor op- en afregelen in 2016, 2017 en 2018 (ENTSO-E).

Jaar	Prijs Up (€/MW/Maand)	Price Down (€/MW/Maand)
2016	€ 733	N/A
2017	€ 733	€ 1.325
2018	€ 5016	€ 5.041

Noodvermogen wordt zelden geactiveerd (in 2017 eenmaal voor afregelen en 34 keer voor opregelen), omdat deze reserves alleen nodig zijn tijdens incidenten en langdurige stroomtekorten of overschotten. Vanwege de weinige afroepen zal met name de vergoeding voor beschikbaarheid interessant zijn, echter is de beschikbaarheidsverplichting wel een belemmering voor het meedoen in FCR en aFRR en onbalansmarkt. Ook kan het een belemmering zijn voor het reageren op APX-prijzen, maar deels kan daar een oplossing gevonden worden in overleg met de aggregator. In 2019 zijn de prijzen voor noodvermogen sterk gedaald tot een minimum van € 896 per MW per maand. Deze daling is ingezet na afronding van de analyses in deze studie.

Voor deze studie nemen we aan:

- Maximaal 1 uur volledig leveren, 6 uur hersteltijd.
- Kan geen rekening houden met windprofiel, dus hogere netbeheerkosten en grotere aansluiting nodig.
- Gemiddelde prijs: op 4767 €/MW/maand, neer 5163 €/MW/maand.

### 3 Vraag en aanbod van duurzame elektriciteit in de Peel en Maas

Om voor 2050 volledig energieneutraal te zijn zoals wordt geambieerd door de gemeente Peel en Maas en zijn partners moet er veel werk worden verzet. In totaal hebben er 7 groepen studenten van de Technische Universiteit Eindhoven (TU/e) een half jaar onderzoek gedaan hoe dit het beste gedaan kan worden op residentieel, industrieel en gemeentelijk niveau. Iedere groep had een eigen opdracht en heeft met een zogenaamde 'Multi-Criteria-Analyse' meerdere alternatieven vergeleken vanuit economisch, sociaal en ecologisch perspectief. In zo'n analyse kan het resultaat ook verschillen per betrokken partij, aangezien bepaalde criteria zwaarder zullen wegen voor verschillende partijen. In dit hoofdstuk is het origineel in het Engels opgeleverde materiaal van de studentgroepen samengevat onder de drie eerdergenoemde niveaus.

#### 3.1 Residentieel niveau

Wat kunnen huishoudens doen om energieneutraal te worden en hoe kan dit ondersteund worden door externe partijen? Dat is de kernvraag voor deze sector. De gebieden die onderzocht zijn in de twee onderzoeken die op de residentiele sector focusten zijn Egchel en De Riet.

Het eerste onderzoek richtte zich specifiek op energie-management op lokaal niveau. Een buurtbatterij blijkt hier de best presterende en meest toegankelijke oplossing te zijn. In het onderzoek is één straat specifiek onderzocht, de Kapelaan Nausstraat, en hiervoor werd een optimum gevonden met een batterij met 120kWh opslagcapaciteit die de straat voor 79% zelfvoorzienend zou maken in combinatie met zonnepanelen en de vanaf 2020 beschikbare windenergie. Hoewel er in de toekomst verwacht wordt dat elektrische voertuigen ook als 'buurtbatterij' kunnen dienen, zullen deze voornamelijk 's nachts deze rol kunnen vervullen én is er een tekort aan onderzoek naar de mogelijkheden hierin. Een ander alternatief voor de buurtbatterij is het zogenaamde 'demand-side-management' (DSM). Door middel van slimme toepassingen, waardoor pieken en dalen in de energievraag verminderd worden, kan er op jaarbasis 6% van de energievraag bespaard worden. Dit is een softwarematige oplossing en staat nog in de kinderschoenen, maar zal in de toekomst zeker een rol spelen wanneer er commerciële producten op de markt komen zoals bijvoorbeeld slimme koelkasten. Consumenten moeten deze dan wel zelf aanschaffen. De buurtbatterij heeft voor zowel de gemeente als de buurtbewoners de voorkeur, maar een combinatie met de twee eerdergenoemde alternatieven zal in de praktijk net iets beter presteren. Door buurtbewoners mee te nemen in het proces, ze bewust te maken van de voordelen van energiebesparing, slim energieverbruik en duurzame energietechnologie kan er gezamenlijk een toekomstbestendige buurtbatterij ontwikkeld worden die toegepast is op de specifieke condities in die buurt.

Het tweede onderzoek richtte zich op het energieneutraal maken van Egchel en De Riet. Hierin is onderzocht welke combinaties van technologieën het meest geschikt zijn. Door middel van isolatie, inductieplaten, zonepanelen, zonnecollectoren, warmtepompen en opslag-technologieën zijn er naar combinaties gezocht die de

meeste baten hadden zonder extreme kosten. Er is ervan uit gegaan dat de windmolens in de regio vanaf 2020 operatief zijn, deze hebben in elk scenario dezelfde bijdrage. Uiteindelijk zijn er drie scenario's uitgebreid onderzocht. Het eerste scenario ging ervan uit dat huishoudens veel zonnepanelen zouden hebben, twintig per huishouden, zonder thuisbatterijen en een warmtepomp zouden aanschaffen om van het gas af te gaan. Het tweede scenario bestond uit een oplossing met elf zonnepanelen per huishouden, een warmtepomp en een batterijopslag die voor drie weken aan elektriciteitsverbruik kon opslaan. In het derde en laatste scenario is onderzocht hoe een combinatie van zonnecollectoren, zonnepanelen en een warmtenet met een grote ondergrondse opslagtank, van de startup 'Ecovat', presteert. Waterstof is in de opstartfase onderzocht als potentiële technologie, maar bleek te weinig toepasbaar met een te onzekere toekomst en is dus uiteindelijk niet meegenomen in de scenario's. In Tabel 4 zijn de prestaties van de scenario's samengevat.

Tabel 4 Samenvatting drie scenario's voor Egchel en de Riet.

Scenario	1	2	3
Zonnepanelen	20	11	11
Warmtepomp	Ja	Ja	Nee
Opslag	Nee	Ja, elektrische opslag voor 3 weken	Ja, elektrisch en gedeeld thermisch (Ecovat)
Zelfvoorzienend	49%	52%	78%
Investering per Huishouden	€19.785	€ 19.934	€ 26.109

Meerdere conclusies kunnen getrokken worden voor Egchel en de Riet. Ten eerste is het lastig voor deze gebieden om zelfvoorzienend te worden doordat de woningen oud zijn. Hierdoor verbruiken ze op het moment nog steeds meer energie dan een standaard nieuwbouwwoning. Ten tweede is er energieopslag nodig om in de winter meer energie te kunnen voorzien, wanneer de vraag gemiddeld het hoogst is, maar er relatief weinig duurzame energie-opgewekt kan worden. Energieopslag in batterijen kan over zo'n periode niet efficiënt presteren, waardoor er ook zo'n groot verschil is tussen scenario 2 en 3 wat betreft het zelfvoorzienendheidspercentage. Tegelijkertijd is een warmtenet met het Ecovat een dure investering waarbij een nieuwe infrastructuur moet worden aangelegd én is ben je afhankelijk van het systeem van Ecovat. Daarbij zijn de investeringen per huishouden in scenario 3 het hoogst. Het is ontzettend complex om de huishoudens te veranderen en ieder scenario heeft hoge investeringskosten, die een huishouden niet zelf wil maken. Daarom wordt er geadviseerd om belangrijke partners te betrekken bij kleine projecten, huishoudens te informeren, initiatieven te ondersteunen en barrières weg te nemen, met bijvoorbeeld financiële ondersteuning.

Beide groepen concludeerden dat zonder energie van buitenaf, dus of vanuit de lokale industrie, of vanuit andere gemeentes, het niet mogelijk was om op residentieel niveau compleet zelfvoorzienend te worden.

### 3.2 Industrieel niveau

Landbouw en (glas)tuinbouw zijn grote sectoren in de gemeente Peel en Maas. Voor dit deelonderwerp hebben twee groepen onderzocht hoe deze twee

industrieën zelfvoorzienend kunnen worden in de toekomst. In Peel en Maas is de energievraag van de industrie meer dan twee keer zo hoog als de energievraag van huishoudens, dus er staat een hoop op het spel.

De eerste groep heeft een model gemaakt dat boeren ondersteunt om duurzamer en zelfvoorzienend te worden. Iedere boer is, in zekere zin, uniek, een eigen onderneming en de investeringen in duurzame technologie kunnen daar niet los van worden gezien. Daarom heeft deze groep een software tool gemaakt die op basis van data suggesties geeft welk alternatief het meest geschikt is. Er zijn vijf alternatieven, de eerste bestaat uit zonnepanelen, de tweede uit zonnepanelen in combinatie met batterijen, de derde uit windmolens en batterijen, de vierde uit biogas en tenslotte de vijfde uit zonnepanelen met biogas en batterijen. Het vijfde alternatief scoort over het algemeen het beste, maar is dus sterk afhankelijk van het energieverbruik en toegankelijkheid voor een boer. Het is essentieel om boeren samen te brengen om kennis en resultaten te delen en de bereidheid om te investeren in duurzaamheid te stimuleren. Met gedetailleerdere data van boeren kan de software weer verbeterd worden en kunnen oplossingen beter voldoen aan de eisen van boeren. Uit het onderzoek volgt dat voor nu de prioriteit moet liggen op het installeren van zonnepanelen, het herorganiseren van processen én het introduceren van energieopslag systemen. Hierna zouden er (kleine) biomassa installaties geïnstalleerd kunnen worden en eventueel meer windturbines.

De tweede groep heeft specifiek voor de glastuinbouw in Peel en Maas onderzocht hoe deze sector van duurzame energie kan worden voorzien. Drie alternatieven zijn vergeleken om tot hun conclusies te komen. Het eerste alternatief is een geothermisch systeem dat warmte via een warmtenet verspreid naar de kassen. Het tweede alternatief is een gesloten kas met een gecombineerd systeem van geconcentreerde zonnecellen en zonnecollectoren in combinatie met een aquifer voor seizoensopslag. Het derde alternatief is een warmtekrachtkoppeling met (voornamelijk lokaal geproduceerd) biogas. Uit de MCA volgde dat het eerste alternatief veruit het beste was, gevolgd door de warmtekrachtkoppeling op biogas. Het derde scenario presteerde het gemiddeld het slechtst, wat voornamelijk volgde uit de hoge investeringskosten. Het eerste scenario was voor 74% zelfvoorzienend tegenover 54% voor scenario twee, en 55% voor scenario drie. Er is ook onderzocht hoe kassen efficiënter kunnen worden met behulp van diffuus glas, ledverlichting en energieschermen bijvoorbeeld. Alhoewel diffuus glas heel veel besparing biedt, moet een kas bijna in zijn geheel opnieuw opgebouwd worden om het toe te passen. Ledverlichting en energieschermen kunnen makkelijk in kassen gezet worden en brengen dus minder initiële kosten met zich mee. Het advies is om zo snel mogelijk onderzoek te doen naar de geothermische mogelijkheden in de regio en hier mogelijk een project uit te laten volgen waarbij enkele glastuinbouwers gezamenlijk met de gemeente een warmtenet maken en exploiteren. Hierin liggen wel uitdagingen op politiek gebied, vooral voor geothermische extractie. Op de lange termijn zou er dan wel een CO<sub>2</sub> toevoer moeten zijn naar de kassen. Op grote schaal zou hiervoor ook een netwerk een reële optie zijn, mogelijk door het oude gasnetwerk te gebruiken.

### 3.3 Gemeentelijk niveau

Op gemeentelijk niveau zijn er drie onderzoeken uitgevoerd. Ieder onderzoek heeft in zekere mate zich beziggehouden met de vraag hoe de gehele gemeente de

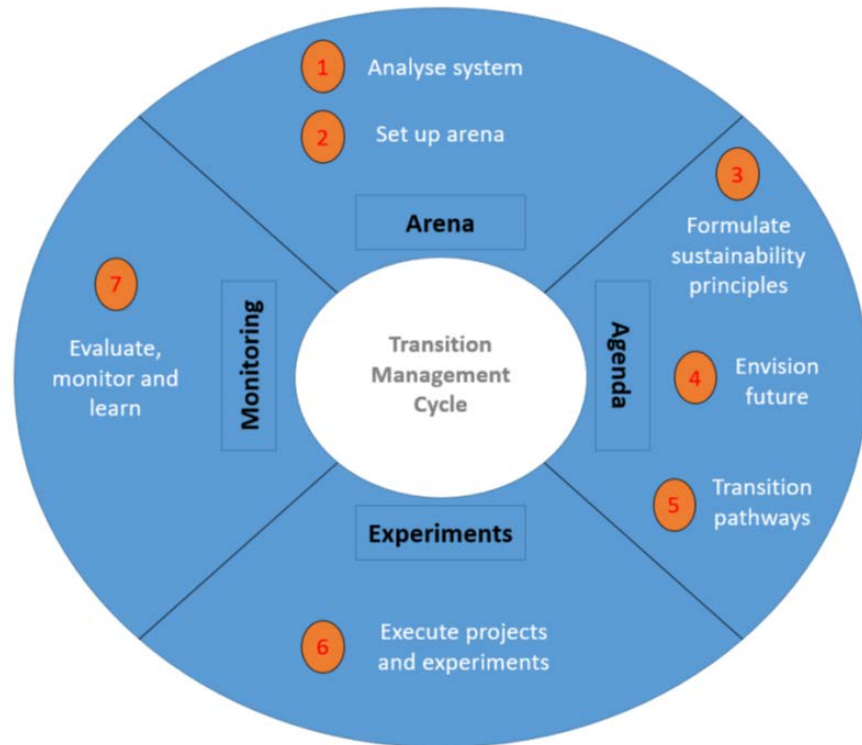
energie-transitie kan doorlopen en compleet onafhankelijk kan worden van de rest van Nederland. De effecten op het elektriciteitsnet zijn onderzocht door een groep, de mogelijkheden voor duurzame warmte door een tweede groep en ten slotte heeft een derde groep het totaalplaatje voor de gemeente onderzocht.

De kern van het onderzoek van de eerste groep ligt erin dat het elektriciteitsnetwerk zal moeten veranderen om de verandering(en) in (piek)belasting die duurzame energiebronnen, zoals zonnepanelen en windmolens, veroorzaken aan te kunnen. Ze hebben onderzocht waar het netwerk versterkt of veranderd moet worden en welke locaties geschikt zijn voor windmolens en zonnepanelen vanuit het elektriciteitsnet gezien. En tot welke mate er daadwerkelijk van het net gegaan kan worden in Peel en Maas. Er zijn drie verschillende lokale energie-netten onderzocht. De eerste optie is volledig geïsoleerd van het Nederlandse net, zonder vermogens-uitwisseling in het geval van over of onderproductie van elektriciteit. De tweede optie is vergelijkbaar, maar kan er in 1% van de tijd nog wel energie uitgewisseld worden met het Nederlandse net mocht er extreme over- of onderproductie zijn. De derde optie is de dat de maximaal haalbare zelfopwekking van de gemeente wordt berekend en de gemeente aangesloten blijft op het Nederlandse energienet. De derde optie is veruit de meest betrouwbare, en goedkoopste oplossing waarbij er altijd energie geleverd kan worden. In scenario's 1 en 2 is dit niet het geval, ten slotte zijn de verwachte investeringskosten half zo groot als van scenario 1 (301 miljoen euro tegenover 631 miljoen), is het landgebruik het minst maar zal Peel en Maas voor slechts 65% zelfvoorzienend zijn en meer CO<sub>2</sub> uitstoten. In alle gevallen zal er geïnvesteerd moeten worden in zonnepanelen en meer windmolens, of een uitbreiding van het windpark Egchelse Heide. Energieopslag voor dag en week periodes werd opgevangen door lokale batterijen en batterijclusters. Om over het seizoen heen de energie op te slaan is waterstof gebruikt.

De tweede groep heeft onderzocht wat de potentie is van duurzame warmte voor de gemeente, voornamelijk de dichter bevolkte gebieden Helden, Panningen en Egchel omdat warmtenetten efficiënter zijn in dichtbevolkte regio's. Een voorspelling voor de warmtevraag in 2030 is gemaakt, onderzoek naar verschillende technische oplossingen is uitgevoerd en daaruit zijn drie scenario's opgesteld en geanalyseerd. Het eerste scenario bestaat uit geothermische warmteproductie die samen met de overtollige warmte van de steenbakkerij Engels warmte levert. Zonnecollectoren en windturbines zullen voor verdere energie zorgen en warmtepompen zullen voor de juiste temperatuur zorgen. Energieopslag zal worden gedaan doormiddel van tanks en biogasinstallaties. Het tweede scenario focust zich op biogas, omdat geothermie minstens 70°C moet kunnen opleveren de steenfabriek al experimenteert met opties om warmte terug te winnen voor hun eigen fabrieksprocessen. Verder is er in dit scenario een combinatie van zonnepanelen met warmtepompen toegepast. De opslag is hetzelfde als in het eerste scenario. De warmte wordt via een warmtenet verspreid. Het derde scenario is minder complex en gaat ervan uit dat warmtepompen 40% van de warmtevraag voorzien terwijl de overige 60% door gasboilers wordt geleverd. De elektriciteit voor de warmtepompen wordt door zonnepanelen en windturbines geleverd. Opslag van energieoverschotten wordt door waterstof- en biogastanks opgevangen. Scenario drie was kostentechnisch veruit het beste, terwijl het ook goed scoorde op de ecologische en sociale aspecten. Het eerste scenario was duurder, maar was het meest betrouwbaar en had het laagste landgebruik. Om de transitie te maken moeten huiseigenaren een warmtepomp installeren, dienen er voor 23500 m<sup>2</sup> aan

zonnepanelen geïnstalleerd worden en moet de isolatie van alle woningen verbeterd worden.

De derde groep heeft met behulp van een transitie managementcyclus de energietransitie voor de gemeente gemodelleerd.



Figuur 3 Transitie Management Cyclus.

Met deze cyclus zijn vier verschillende scenario's onderzocht. Het eerste scenario is gaat uit van een installatie van zonnepanelen en windmolens tot 50% van de maximaal haalbare capaciteit in de gemeente. Het tweede scenario focust sterk op de reductie van energieverbruik, huishoudens zullen hun verbruik met 30% moeten verminderen. Verder is dit het scenario hetzelfde als het eerste scenario, met als toevoeging dat ook biomassa wordt gebruikt om aan de energievraag te voldoen. Het derde scenario gaat ervan uit dat er tot 70% van de maximale capaciteit aan zonnepanelen en windmolens geïnstalleerd gaat worden en deze samen met een biomassa installatie energie gaat voorzien. Het vierde en laatste scenario gaat uit van de toepassing van de realisatie van 90% van de maximaal haalbare capaciteit aan zonnepanelen en windmolens in de gemeente, met biomassa en een warmtekrachtkoppeling.

Het duurste en meest uitgebreide scenario, scenario vier, presteerde het beste in de analyse, kort gevolgd door de minst uitgebreide scenario, het eerste scenario. In scenario vier was de gemeente volledig zelfvoorzienend, terwijl in de overige drie scenario's de gemeente slechts 20% tot 30% zelfvoorzienend zou zijn. Scenario vier heeft een initiële investering van bijna 2 miljard euro, maar ook de grootste kostenbesparing van 1,5 miljard euro. De andere scenario's kosten significant minder van een half miljard tot een miljard euro en hebben een kostenbesparing van 400 miljoen tot 800 miljoen euro. Scenario vier levert ook de meeste banen op, namelijk 80 fte. Het eerste scenario geeft het laagste aantal banen, namelijk 40 fte. Het dient ook benoemd te worden dat het onderzoek van deze groep liep tot 2030,

het jaartal was helaas in de communicatie aan het begin van het project onjuist doorgegeven. Desondanks betekent het in dit geval dat de baten hoger zullen liggen voor deze scenario's.

### 3.4 Algemene conclusie

- Het is duidelijk dat er nog veel moet gebeuren op elk mogelijk niveau. Toch kunnen er meerdere conclusies getrokken worden uit de onderzoeken.
- Ten eerste dat er, door enerzijds in te zetten op het verminderen van energieverbruik en anderzijds de implementatie van zonnepanelen, windmolens en warmtepompen te verbeteren, een goede basis gelegd kan worden voor de toekomst.
- Ten tweede is het cruciaal dat belangrijke partijen gezamenlijk een strategie formuleren. De land- en tuinbouw sector is hierin een grote partner, maar ook de netbeheerders.
- Ten derde dient er duidelijk gepland te worden hoe en waar technologieën toegepast gaan worden en hoe deze pilotprojecten stappen kunnen zijn in de transitie naar volledige zelfvoorziening.
- Ten vierde kunnen de succesvolle projecten opgeschaald worden en beleidsmatig worden toegepast om uiteindelijk energie-neutraal te worden.
- Ten vijfde dient de ambitie om volledig onafhankelijk te worden van het landelijke energienet opnieuw ter discussie gesteld worden. Er zitten weinig baten aan verbonden, veel kosten en veel meer onzekerheid over de energievoorziening. De meeste potentie zit duidelijk in de industriële sector, doordat het de grootste energieverbruiker is in de regio. Deze markt staat al onder druk en het zal lastig zijn deze open te breken en collectieven te vormen.
- Tot slot zijn de onderzoeken in een korte periode, in deeltijd, en met veel aannames voor de toekomst uitgevoerd door de studenten en dienen dus ook als vooronderzoek voor verdere en concretere onderzoeken. De detail studies van de TU/e studenten kunnen bij E2Anders BV worden opgevraagd.
- Meer informatie over het energie gebruik en de plannen van Gemeente Peel en Maas en de resultaten van 2016 is bij opvraag beschikbaar<sup>2 3 4</sup>.

---

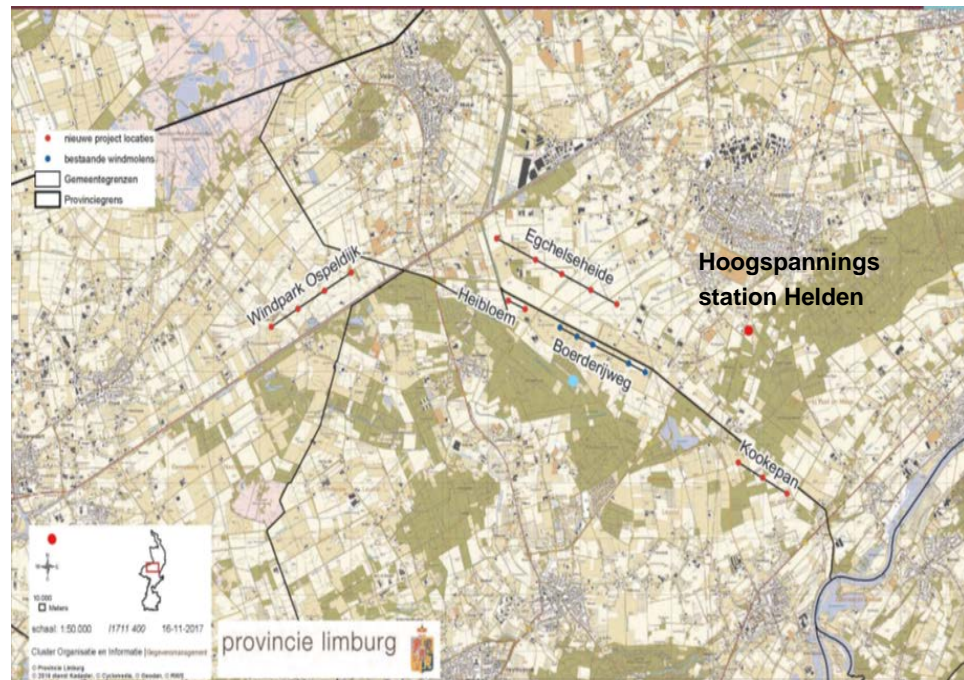
<sup>2</sup> Klimaat Monitor 'Energie gebruik in Gemeente Peel en Maas'

<sup>3</sup> Klimaat Monitor 'Opgave Energietransitie Peel en Maas'

<sup>4</sup> Rapportage Energietransitie Gebouwde Omgeving 2016

## 4 Distributiemogelijkheden

De teruglevering van het Windpark Egchelse Heide kan volgens berekeningen van de netbeheerder voor een capaciteit van 20 MW via hoogspanningsstation Helden. Een overzicht van de geplande windparken en de netaansluitingen staat in Figuur 4.



Figuur 4 Overzicht van de geplande windparken en netaansluitingen.

Andere windparken in omgeving van Windpark Egchelse Heide zijn;

- 1 Windpark Boerderijweg
- 2 Windpark Kookepan
- 3 Windpark Heibloem
- 4 Windpark Ospelsedijk

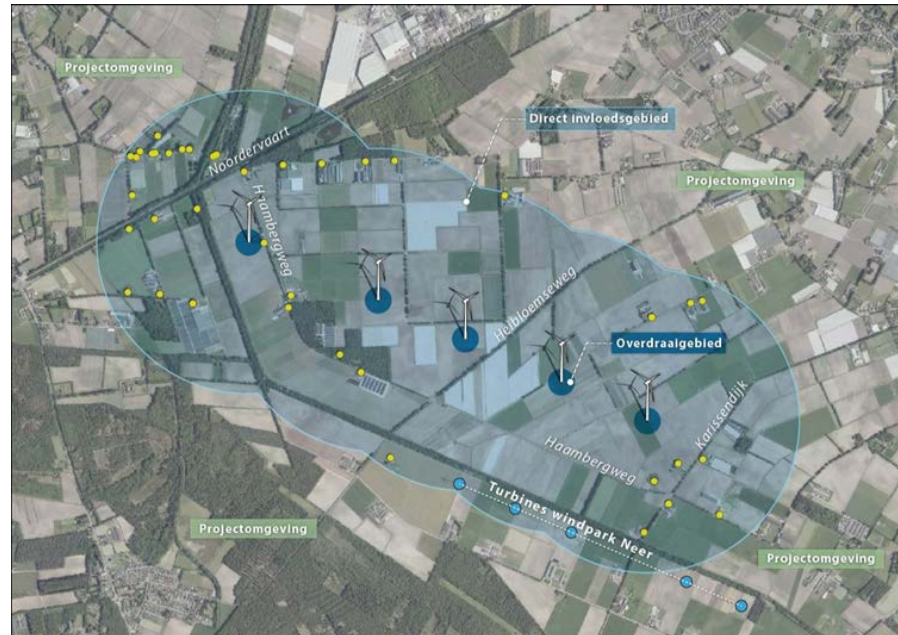
Al deze windmolens worden samen met Windpark Egchelse Heide aangesloten op het hoogspanningsstation Helden. Zoals het op dit moment gepland is kan de groene elektriciteit van Windpark Egchelse Heide middels het huidige netwerk van Enexis gedistribueerd worden naar de bewoners van Peel en Maas. De waterstofopslag wordt gepland naast het Hoogspanningsstation Helden.

Voor de business case berekeningen zijn windprofielen en voorspellingen voor 2020 en 2030 gebruikt van de regio Peel en Maas, die aangeleverd zijn door Green Trust.



## 5 Opslag cases & technologie keuzes

Om de haalbaarheid van lokale energieopslag inzichtelijk te maken is in deze studie gekozen om een viertal cases. Bij de selectie is getracht verschillende conversie en opslag technologieën mee te nemen. Het plan is om elektriciteit van het lokale windpark ofwel om te zetten in een andere energie drager en op te slaan of meteen op te slaan. Het lokale Windpark Egchelse Heide omvat 5 windturbines van 4 MW. De planning is dat het windpark in 2020 operationeel is. De beoogde locatie van het geplande windpark staat in Figuur 5.



Figuur 5 Beoogde locatie van Windpark Egchelse Heide langs de Haamborgweg in Egchel richting Beringe.

Deze vier cases worden in de volgende hoofdstukken uitgewerkt:

- Case 1: Waterstof productie middels elektrolyse en opslag. Het waterstof moet weer terug omgezet worden naar elektriciteit voor levering aan het net.
- Case 2: Elektriciteitsopslag in een batterij. Dit wordt door het naburige Zonnepark Alweertseheide reeds toegepast en is dus de referentie case.
- Case 3: Combinatie van elektriciteitsopslag en waterstof productie met een battolyser. Dit is een nieuwe technologie, die op dit moment in een proefinstallatie van 15kW/60kWh wordt gedemonstreerd in de Eemshaven door een consortium met Nuon, Proton Ventures, BASF, Yara, Orsted en de TU Delft<sup>5</sup> <sup>6</sup>. Het waterstof moet weer terug omgezet worden naar elektriciteit voor levering aan het net.
- Case 4: Ammoniak productie en opslag. Deze technologie is eerder voor grootschalige toepassing geëvalueerd door Nuon. Zij willen hun Magnum-gascentrale in het Eemshavengebied in de toekomst ombouwen tot een 'superbatterij' waar overtollige zonne- en windenergie wordt opgeslagen<sup>7</sup> <sup>8</sup>. Het ammoniak moet weer terug omgezet worden naar elektriciteit voor levering aan het net.

<sup>5</sup> <https://www.tudelft.nl/2018/tu-delft/eerste-battolyser-voor-elektriciteitsopslag-en-waterstofproductie-in-groningen-dankzij-waddenfonds/>

<sup>6</sup> Investeringsagenda waterstof Noord-Nederland (februari 2019)

<sup>7</sup> Overzicht van Nederlandse waterstofinitiatieven, -plannen en -toepassingen; Input voor een Routekaart Waterstof, Dwarsverband (december 2017)

<sup>8</sup> Routekaart Waterstof (maart 2018)

## 5.1 Technologie keuzes en belangrijkste aannames

De drie belangrijkste technologie keuzes die gemaakt moesten worden waren:

- 1 technologie brandstofcel (PEMFC, Alkaline FC, SOFC, MCFC, PAFC).
- 2 concept voor waterstofopslag.
- 3 technologie elektrolyser (Alkaline WE, PEMWE).

Voor de cases met waterstof is gekozen voor de PEM brandstofcel technologie. Deze technologie heeft een hogere efficiency en betere dynamische eigenschappen dan de alkaline brandstofcellen. Bovendien heeft de alkaline brandstofcel als nadeel dat de CO<sub>2</sub> uit de luchtstroom gezuiverd moet worden, wat een kwetsbaar en duur proces is. Voor de conversie van ammoniak naar elektriciteit is een hoge temperatuur brandstofcel het meest geschikt ondanks het feit dat deze systemen niet erg dynamisch zijn (1 uur opstarttijd). Echter op deze schaal zijn er nog geen systemen beschikbaar dus voor een eerste inschatting van de haalbaarheid zijn de PEM brandstofcel gegevens gebruikt. Waarschijnlijk zijn de investeringen in een hoge temperatuur brandstof cel hoger en is door de opstarttijd van minimaal 1 uur niet geschikt voor het leveren van netdiensten. Daar tegenover staat wel dat de efficiency van de hoge temperatuur brandstofcel hoger is en mogelijk de restwarmte nuttig kan worden gebruikt.

Voor de waterstofopslag is gekozen voor opslag onder druk. Uit optimalisatie van de elektrolyserkosten, de waterstofcompressorkosten (investering en elektriciteitsgebruik) en de opslagkosten blijkt dat opslag bij 200 bar de goedkoopste optie is. Vanwege de hogere efficiency en betere dynamische eigenschappen is voor de elektrolyser ook de PEM technologie gekozen.

Een overzicht van de belangrijkste technische en economische aannames staan in Tabel 5. Verder zijn de onderstaande aannames gebruikt voor de economische berekeningen:

- Projectduur 20 jaar, rente 10%;
- Belasting 20%, lineaire afschrijving;
- Onderhoud 2% van de CAPEX;
- Electriche componenten 10% van de CAPEX.

Met deze aannames zijn voor de verschillende cases de volgende round-trip efficiency van elektriciteit terug naar elektriciteit (Power2Power) gebruikt; 95% voor de batterij, 31,8% voor ammoniak productie, 36,9% voor de PEM elektrolyser (30 bar) en voor de batterij 85% elektrisch en 37,6% voor waterstofproductie.

Tabel 5 Belangrijkste technische en economische aannames.

Technologie	Efficiency	CAPEX	OPEX
Batterij	95%	300 €/kWh	
Ammoniak productie	61%	13,75 M€ voor 20 kt/jaar, schaal factor 0,6	
Elektrolyser (PEM 30 bar)	71%	1200 €/kW, 10% CAPEX voor elektrische componenten	10 jaar stack vervanging: 50% van de CAPEX
Brandstofcel	52% (LHV)	150 €/kW	
Waterstof compressor		1 M€ voor 1 MWel, schaal factor 0,7	1,66 kWh/kg H <sub>2</sub> (10 naar 250 bar)
H <sub>2</sub> opslag (200 bar)		356 €/kg, 10.800 €/MWh	
NH <sub>3</sub> opslag		2 €/kg, 400 €/MWh	

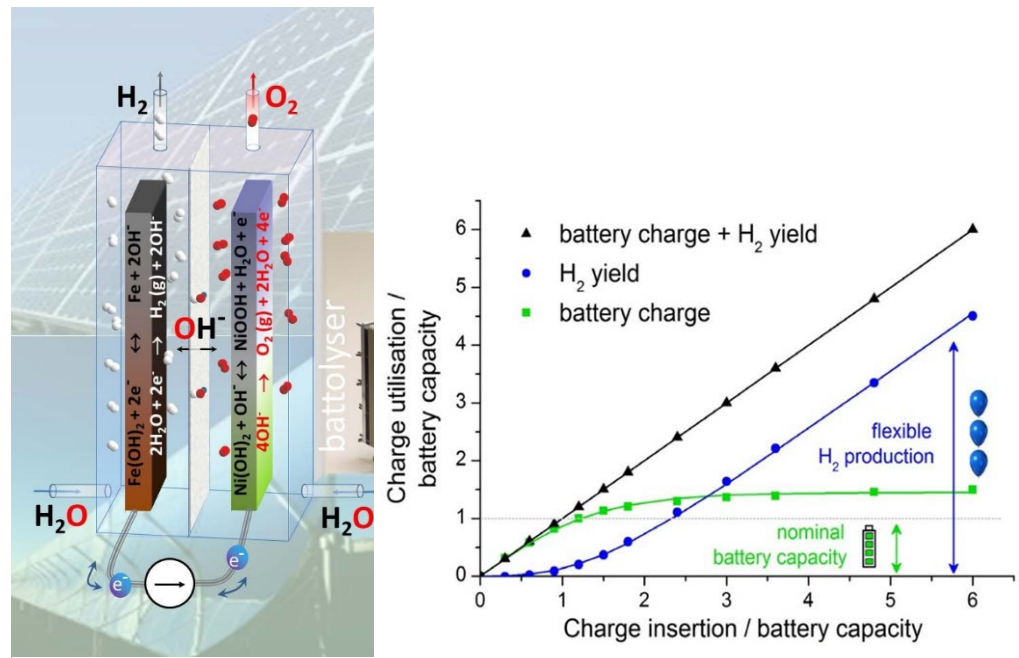
## 5.2 Werking van de Battolyser

In Case 3 wordt gebruik gemaakt van de Battolyser technologie (zie Figuur 6), welke gebaseerd is op een batterij die bestaat uit ijzer en nikkel met een kaliumhydroxide-oplossing als elektrolyt. Dit principe werd in de vorige eeuw vooral door Thomas Edison gepromoot. Het is een zeer robuuste batterij. Exemplaren van vroegere tijden doen het nog steeds. De basismaterialen zijn bovendien goedkoop en overal verkrijgbaar.

De reacties die in de Battolyser plaatsvinden zijn:

- aan de negatieve elektrode (kathode):  $\text{Fe(OH)}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{Fe} + 2\text{OH}^-$   
bij 100% opgeladen:  $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2(\text{g}) + 2\text{OH}^-$
- aan de positieve elektrode (anode):  $\text{Ni(OH)}_2 + 4\text{OH}^- \rightarrow \text{NiOOH} + \text{H}_2\text{O} + \text{e}^-$   
bij 100% opgeladen:  $4\text{OH}^- \rightarrow \text{O}_2(\text{g}) + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$

Tijdens het opladen vormen de elektroden van de batterij twee materialen (nikkeloxide-hydroxide (NiOOH) en gereduceerd Fe). In de elektrolysewereld zijn deze materialen bekend als katalysator van de chemische reactie die waterstof en zuurstof oplevert. De elektroden maken daarmee in geladen toestand de elektrolyse van water mogelijk. Dit gebeurt als de batterij volledig is opgeladen.



Figuur 6 Processchema (links) en de flexibele ladingsinertie van de Battolyser (rechts).

De batterij is stabiel, ook na vele ontladingscycli, relatief goedkoop en heeft een efficiëntie van 90%. De Battolyser past perfect in de omschakeling van aardgas naar hernieuwbare energie. In plaats van aardgas komt er – als hij volledig is opgeladen – waterstof uit duurzaam opgewekte elektriciteit als grondstof voor chemische producten vrij of om die weer om te zetten in elektriciteit via de brandstofcel. De batterijfunctie is voor het snel terug leveren van stroom het meest efficiënt. Vervolgens heeft de batterij in 100% opgeladen toestand de minder efficiënte optie: omzetting van stroom in waterstof door elektrolyse. Dat kan dan worden opgeslagen om er weer elektriciteit van te maken of om die te gebruiken voor andere doeleinden. De elektrolyse gebeurt met een efficiëntie van 90%. De batterij dient vooral voor de kortetermijnopslag, terwijl met waterstof seizoensfluctuaties kunnen worden opvangen. Op het moment dat er een tekort is aan elektriciteit levert de batterij-functie van de Battolyser elektriciteit aan het net als een conventionele batterij.

## 6 Case 1: Waterstof productie middels elektrolyse en opslag

Bij deze case is gekeken naar het opslag van de surplus aan elektriciteit van het lokale windpark in de vorm van waterstof. Waterstof wordt geproduceerd uit demi water met een PEM elektrolyser. Vervolgens wordt het gecomprimeerd en opgeslagen. Het waterstof wordt middels een brandstofcel weer omgezet naar elektriciteit voor teruglevering aan het net. Het processtroomschema is weergegeven in Figuur 7.

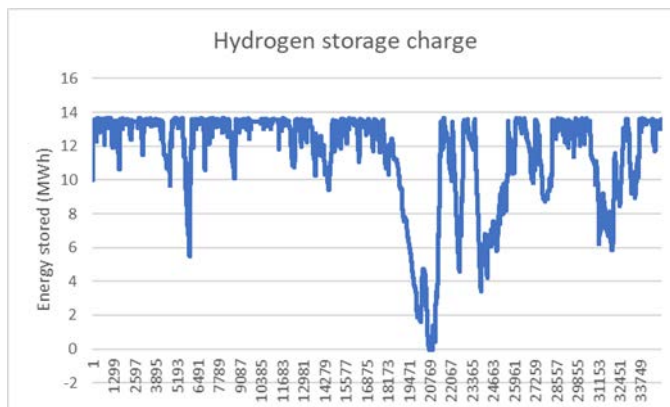


Figuur 7 Schema voor Case 1 waterstofproductie en opslag.

Er is op dit moment geen gebruiker van waterstof in de gemeente Peel en Maas, dus verkoop van waterstof is niet meegenomen in de analyse. Wanneer dit in de toekomst wel het geval is, bijvoorbeeld een waterstof tankstation, heeft dit een positief effect op de haalbaarheid van deze case.

Voor het aanbieden van netdiensten blijkt uit de berekeningen dat er geen positieve business case is voor waterstofproductie en opslag. Voor alle diensten is de Net Present Value (NPV) na 20 jaar negatief. Als voorbeeld zijn in dit rapport alleen de R2 services en de R3 services in detail uitgewerkt.

Bij de levering van R2down services kan de waterstofproductie en opslag bij het windpark neergezet worden. Dit betekent dat de netwerkaansluiting van het windpark gebruikt kan worden. In de analyse is gerekend bij een opname van 1 MW aan elektriciteit en levering 0,34 MW aan elektriciteit aan het net. Hiervoor is een PEM elektrolyser nodig van 1 MW en een brandstofcel van 0,34 MW. De benodigde waterstof opslag faciliteit is gezet op 13,4 MWh om een vergelijkbare analyse te maken met de batterij. De inzet van de waterstofopslag is geoptimaliseerd op de opbrengsten met als randvoorwaarde dat alleen windenergie gebruikt wordt om de opslag te vullen en de netcapaciteit niet wordt overschreden. Figuur 8 laat zien dat de waterstofopslag voor het overgrote deel van de tijd tussen de 70 en 100% gevuld is en 1 keer volledig wordt gebruikt voor elektriciteitslevering aan het net. Voor deze levering van energie wordt de gehele opslag geschaald. Ondanks een opbrengst van 31 k€ per jaar is door de hoge investeringen en de operationele kosten de NPV na 20 jaar -1881 k€.



Figuur 8 Waterstofopslag in de tijd.

Bij de levering van R3up services wordt de waterstofproductie en opslag niet aangesloten op het windpark. In plaats daarvan stellen we voor de installatie bij de transformator te plaatsen om extra kosten voor de netwerkaansluiting te voorkomen. De impact van dit concept op de business case hangt af van de doorbelasting van de netbeheerder. Wanneer er een koppeling met het windpark zou zijn, dan is het gebruik van de elektriciteit van het windpark minimaal vanwege de lage frequentie van het laden en ontladen bij deze netdienst (circa 20 keer per jaar).

In de business case is gekeken naar het leveren van 4,5 MW aan het net om de maximum netcapaciteit niet te overschrijden. Hiervoor is een PEM elektrolyser nodig van 3 MW en een brandstofcel van 4,5 MWe. De benodigde waterstof opslag faciliteit is dan 12 MWh. Ondanks een opbrengst van 257 k€ per jaar is door de hoge investeringen en de operationele kosten de NPV na 20 jaar -4452 k€. Daarnaast zijn in 2019 de opbrengsten op de R3 markt afgenomen en zal de business case daardoor slechter uitpakken.

Bij de levering van R3down services staat de waterstofproductie en opslag bij het windpark en zijn er geen extra investeringskosten voor de netwerkaansluiting. Bij het onttrekken van energie uit het netwerk moeten additionele capaciteitstarieven worden betaald. De business case is doorgerekend voor een opname van 3,5 MW aan elektriciteit. Hiervoor is een PEM elektrolyser nodig van 3,5 MW en een brandstofcel van 1,06 MWe. De benodigde waterstof opslag faciliteit is dan 4,93 MWh. Ondanks een opbrengst van 266 k€ per jaar is door de hoge investeringen en de operationele kosten de NPV na 20 jaar -5040 k€. Daarnaast zijn in 2019 de opbrengsten op de R3 markt afgenomen en zal de business case daardoor slechter uitpakken.

## 7 Case 2: Elektriciteitsopslag in een batterij

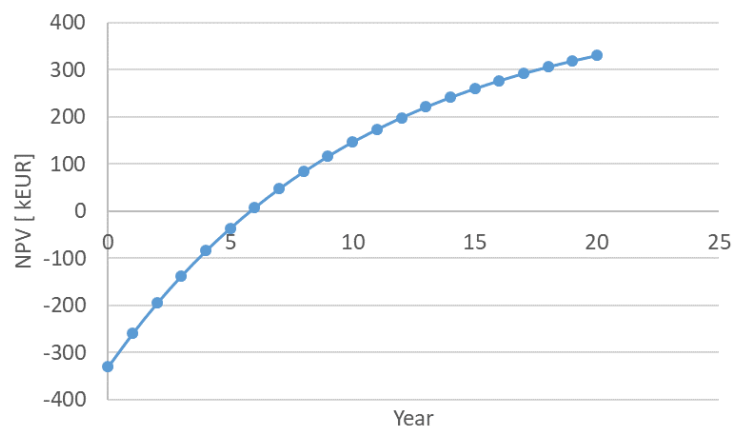
Bij deze case is gekeken naar het opslag van de surplus aan elektriciteit van het lokale windpark in een batterij en levering aan het net. Dit wordt door het naburige zonnepark Weerterheide in Weert reeds toegepast en is dus de referentie case. Het processtroomschema is weergegeven in Figuur 9.



Figuur 9 Schema Case 2 elektriciteitsopslag in een batterij.

Voor het aanbieden van netdiensten blijkt uit de berekeningen dat er slechts 1 positieve business case is voor elektriciteitsopslag in een batterij. Voor de R1 services is de Net Present Value (NPV) na 20 jaar positief. Als voorbeeld zijn in dit rapport alleen de R1 services en de R2 services in detail uitgewerkt.

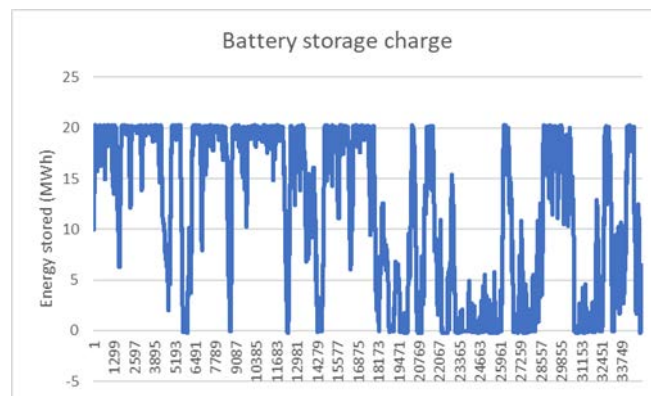
Bij de levering van R1 services wordt de batterij niet aangesloten op het windpark. In plaats daarvan staat de installatie bij de transformator om extra kosten voor de netwerkaansluiting te voorkomen. De Net Present Value (NPV) is berekend voor een batterij van 1MW/1MWh, die gemiddeld 0,5 MWh geladen en 0,5MWh ontladen wordt. Dit is een optie die niet direct op de R1 markt kan worden in geboden, maar wel in een pool. Om onafhankelijk in te bieden kan men ervoor kiezen om een batterij van minimaal 2MW/2MWh te plaatsen. Figuur 10 laat zien dat met een opbrengst van 132 k€ per jaar een NPV na 20 jaar levert van 330 k€. We adviseren om voor deze case een nadere analyse te doen van de toekomstverwachting van de FCR markt.



Figuur 10 Verloop Net Present Value (NPV) over 20 jaar.

Bij de levering van R2 services kan de waterstofproductie en opslag bij het windpark neergezet worden. Dit betekent dat de netwerkaansluiting van het windpark gebruikt kan worden. Bij een opname van 1MW aan elektriciteit zal vanwege de cycle efficiency een levering van 0,95 MW aan elektriciteit aan het net plaatsvinden. Hiervoor is een batterij nodig van 20MWh. Figuur 11 laat zien het

profiel zien voor het laden en ontladen. Ondanks een opbrengst van 77 k€ per jaar is door de hoge investeringen de NPV na 20 jaar -7060 k€.

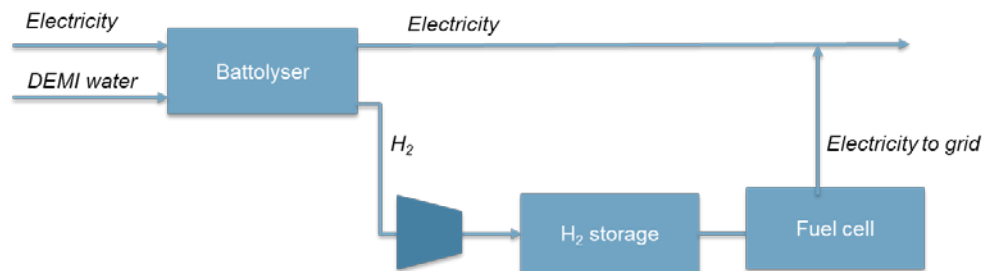


Figuur 11 Elektriciteitsopslag in de tijd.



## 8 Case 3: Combinatie van elektriciteitsopslag en waterstof productie met een battolyser

Bij deze case is gekeken naar het opslag van de surplus aan elektriciteit van het lokale windpark in de vorm van waterstof en elektriciteit. Elektriciteit wordt als eerste opgeslagen in de battolyser en vervolgens wordt er waterstof wordt geproduceerd uit demi water. Het geproduceerde waterstof wordt gecomprimeerd en opgeslagen. Voor teruglevering aan het net wordt het waterstof wordt middels een brandstofcel weer omgezet naar elektriciteit. Het processtroomschema is weergegeven in Figuur 12.



Figuur 12 Schema voor Case 3 elektriciteitsopslag en waterstof productie met een battolyser.

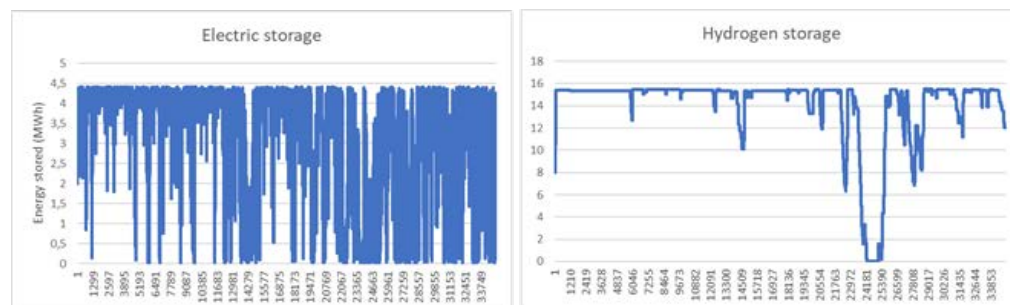
Er is op dit moment geen gebruiker van waterstof in de gemeente Peel en Maas, dus verkoop van waterstof is niet meegenomen in de analyse. Wanneer dit in de toekomst wel het geval is, bijvoorbeeld een waterstof tankstation, heeft dit een positief effect op de haalbaarheid van deze case.

Voor het aanbieden van netdiensten blijkt uit de berekeningen dat er geen positieve business case is voor gecombineerde elektriciteits- en waterstofopslag. Voor alle diensten is de Net Present Value (NPV) na 20 jaar negatief. Hieronder zijn de verschillende diensten verder uitgewerkt. Hierbij is ook berekend hoeveel subsidie (DEI of SDE+) er nodig is om een NPV van 0 te krijgen na 10 jaar.

Bij de levering van R1 services wordt de battolyser niet aangesloten op het windpark. In plaats daarvan staat de installatie bij de transformator om extra kosten voor de netwerkaansluiting te voorkomen. Voor de R1 services wordt alleen elektriciteit opgeslagen in de battolyser, dus de kosten voor waterstofopslag zijn niet meegenomen in de berekening. Omdat alleen de batterij functie wordt gebruikt zijn de opbrengsten hetzelfde als bij de batterij, nl 132 k€ per jaar. Echter vanwege de verwachte hogere investeringskosten is de Net Present Value (NPV) na 20 jaar licht negatief.

Bij de levering van R2 services kan de battolyser bij het windpark neergezet worden. De battolyser gebruikt bij deze case de elektriciteit van het windpark. Met de 2018 data is dit in totaal 1,3 GWh. Er wordt gezorgd dat bij het gebruik van de battolyser de netwerkaansluiting van het windpark niet wordt overschreden. Dit betekent dat de netwerkaansluiting van het windpark gebruikt kan worden. Voor een goede vergelijking met de andere cases is gekozen om de kleinste variant van de battolyser te analyseren, dit betekent een battolyser capaciteit van 1,125MW/4,5MWh en een brandstofcel van 0,38MWe. Dan wordt er op de services markt 1,125MW aan elektriciteit gevraagd en kan een levering van 0,38 MW aan

elektriciteit aan het net plaatsvinden. De benodigde waterstof opslag faciliteit is dan 16 MWh. Figuur 13 laat zien dat elektriciteitsopslag goed benut wordt. De waterstofopslag is voor het overgrote deel van de tijd 100% gevuld en wordt slechts 1 keer volledig wordt gebruikt voor elektriciteitslevering aan het net. Ondanks een opbrengst van 91 k€ per jaar is door de hoge investeringen en de operationele kosten de NPV na 20 jaar -4332 k€. De benodigde subsidie voor een NPV van 0 na 10 jaar is 4225 k€.



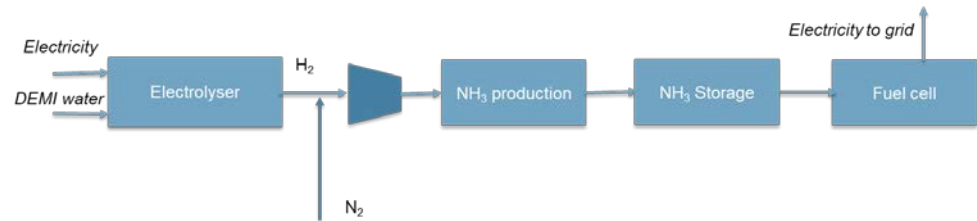
Figuur 13 Elektriciteits- en waterstofopslag in de tijd.

Bij de levering van R3up services wordt de battolyser en waterstofopslag niet aangesloten op het windpark. In plaats daarvan staat de installatie bij de transformator om extra kosten voor de netwerkaansluiting te voorkomen. Wanneer er een koppeling met het windpark zou zijn, dan is het gebruik van de elektriciteit van het windpark minimaal vanwege de lage frequentie van het laden en ontladen bij deze netdienst (circa 20 keer per jaar). De beschikbare net capaciteit is 20 MW, echter voor het verlenen van de R3up services is een extra capaciteit van 4,5 MW nodig. Uit de optimalisatie blijkt dat de meest gunstige Net Present Value (NPV) geldt voor levering van 4,5MW aan elektriciteit als noodvermogen. Hiervoor is een battolyser nodig van 2MW/2 MWh en een brandstofcel van 2,8 MWe. De benodigde waterstof opslag faciliteit is dan 7 MWh. Ondanks een opbrengst van 257 k€ per jaar is door de hoge investeringen en de operationele kosten de NPV na 20 jaar -1478 k€. De benodigde subsidie voor een NPV van 0 na 10 jaar is 1850 k€. Daarnaast zijn in 2019 de opbrengsten op de R3 markt afgenomen en zal de business case daardoor negatief zijn, er zijn geen positieve jaarlijkse opbrengsten.

Bij de levering van R3down services staat de battolyser bij het windpark en zijn er geen extra kosten voor de netwerkaansluiting. Bij deze dienst wordt alleen elektriciteit opgeslagen in de battolyser, dus de kosten voor waterstofopslag zijn niet meegenomen in de berekening. Uit de optimalisatie blijkt dat de meest gunstige Net Present Value (NPV) geldt voor opname van 3,5MW aan elektriciteit. Hiervoor is een battolyser nodig van 3,5MW/3,5MWh. Ondanks een opbrengst van 248 k€ per jaar is door de hoge investeringen en de operationele kosten de NPV na 20 jaar -2947 k€. De benodigde subsidie voor een NPV van 0 na 10 jaar is 3200 k€. Daarnaast zijn in 2019 de opbrengsten op de R3 markt afgenomen en zal de business case daardoor negatief zijn, er zijn geen positieve jaarlijkse opbrengsten.

## 9 Case 4: Ammoniak productie en opslag

Bij deze case is gekeken naar het opslag van de surplus aan elektriciteit van het lokale windpark in de vorm van ammoniak. Waterstof wordt geproduceerd uit demi water met een PEM elektrolyser. Vervolgens wordt het middels het HaberBosch proces met stikstof omgezet naar ammoniak, gekoeld en opgeslagen. Het ammoniak wordt middels een brandstofcel weer omgezet naar elektriciteit voor teruglevering aan het net. Het processtroomschema is weergegeven in Figuur 14.



Figuur 14 Schema voor Case 4 ammoniakproductie en opslag.

Er is op dit moment geen gebruiker van waterstof in de gemeente Peel en Maas, dus verkoop van waterstof is niet meegenomen in de analyse. Wanneer dit in de toekomst wel het geval is, bijvoorbeeld een waterstof tankstation, heeft dit een positief effect op de haalbaarheid van deze case.

Omdat de investeringen voor deze case veel hoger zijn dan de waterstof case, is de Net Present Value (NPV) na 20 jaar voor alle netdiensten ook negatief en zijn er zijn er geen detail berekeningen meer uitgevoerd.

## 10 Conclusies en aanbevelingen

De belangrijkste conclusie van de uitgevoerde haalbaarheidsstudie naar lokale energieopslag in de vorm van waterstof in combinatie met lokale groene energie opwekking is dat van alle use cases voor lokale energieopslag, de use case 'battolyser' (combinatie elektriciteitsopslag en waterstof productie), het meest aantrekkelijk is. Vooral als er in de toekomst een gebruiker is voor de waterstof in de regio, zoals bijvoorbeeld een waterstof tankstation.

Voor alle use cases gaf het business model 'Opslag bij lage elektriciteitsprijzen en elektriciteit verkopen bij hoge prijzen (APX markt)' geen positieve business case. De spreiding in de elektriciteitsinkoop en verkoopprijzen is niet voldoende om de conversie verliezen te compenseren. De battolyser case leverde wel opbrengsten op, maar deze waren door de hoge investering niet voldoende om een positieve business case te geven.

Het meest aantrekkelijke business model voor de battolyser is het aanbieden van netdiensten met name R2 en R3down services omdat hier de battolyser bij het windpark geplaatst kan worden. In het laatste geval wordt alleen de batterij functie van de battolyser gebruikt en is er geen waterstofopslag nodig. Echter, de Net Present Value na 20 jaar is bij beide netdiensten negatief, terwijl de NPV voor R1 services met een batterij wel positief is.

Onze aanbeveling is om de mogelijkheid voor het aanbieden van netdiensten met een battolyser verder uit te werken met E2Anders en Battolyser bv. Het doel zou dan moeten zijn om een eerste pilot neer te zetten bij het windpark. Hierbij zal in eerste instantie vanwege de negatieve NPV aanspraak moeten worden gemaakt op subsidiemogelijkheden zoals de SDE++ en DEI.

## 11 Bijdrage aan de doelstellingen van de regeling

Dit project heeft bijgedragen aan de doelstellingen van de Topsector Energiestudies met name de programmalijnen waterstof (onderdeel van de TKI Nieuw Gas) doordat er gekeken is naar lokale energieopslag gebaseerd op groene waterstof.

Ook was voorzien om een bijdrage te leveren aan het programma systeemintegratie door de elektriciteit en waterstof te gebruiken om ondersteunende netdiensten aan te bieden. Daarnaast kan in de toekomst de battolyser ook gebruikt worden voor de productie van groen waterstof.

Als spin-off zien we met name mogelijkheden voor een pilot battolyser installatie bij het Hoogspanningsstation Helden, te starten met een capaciteit van 1 MW en uit te breiden tot een capaciteit van 20 MW eerst voor netdiensten en later voor de productie van groene waterstof. Deze optie willen we verder uitwerken in samenwerking met E2Anders, Peel Energie en Battolyser bv. Het uiteindelijke doel van het project is om tot een demonstratie te komen van energie opslag van lokaal opgewekte groene energie van windmolens en zonnepanelen.

## 12 Ondertekening

Petten, 4 oktober 2019



M.H.F. Overwijk  
Research Manager

TNO



Y.C. van Delft  
Auteur