

Energieopslag maakt duurzame energie voorspelbaar

Businesscase voor Energiegilde, 2 cases doorgerekend

Andrea Terbijhe – PPO-AGV
Tim Verbruggen
Jeroen de Veth – Trinergie
Piotr Pukala – Trinergie



© 2012 Wageningen, Stichting Dienst Landbouwkundig Onderzoek (DLO)

Alle intellectuele eigendomsrechten en auteursrechten op de inhoud van dit document behoren uitsluitend toe aan de Stichting Dienst Landbouwkundig Onderzoek (DLO). Elke openbaarmaking, reproductie, verspreiding en/of ongeoorloofd gebruik van de informatie beschreven in dit document is niet toegestaan zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van DLO.

Voor nadere informatie gelieve contact op te nemen met: DLO in het bijzonder onderzoeksinstituut Praktijkonderzoek Plant & Omgeving

DLO is niet aansprakelijk voor eventuele schadelijke gevolgen die kunnen ontstaan bij gebruik van gegevens uit deze uitgave.



Opdrachtgevers:



Mede mogelijk gemaakt door:



Ministerie van Economische Zaken,
Landbouw en Innovatie

Het Ministerie van Economische Zaken,
Landbouw en Innovatie is eindverantwoordelijk voor POP2
in Nederland



Dit project is mede mogelijk gemaakt
door het Europees Landbouwfonds voor
Plattelandontwikkeling: "Europa
investeert in zijn platteland".

Projectnummer: 3250199900

Praktijkonderzoek Plant & Omgeving B.V.
ACRRES

Adres : Edelhertweg 1, 8219 PH Lelystad
: Postbus 430, 8200 AK Lelystad
Tel. : 0320 - 29 11 11
E-mail : infoagv.ppo@wur.nl
Internet : www.ppo.wur.nl / www.energiegilde.nl



Inhoudsopgave

pagina

VOORWOORD	5
SAMENVATTING	7
1 INLEIDING	9
1.1 Aanleiding en context.....	9
1.2 Doelstelling.....	10
1.3 Werkwijze.....	10
1.4 Leeswijzer	11
2 ENERGIEOPSLAGSYSTEMEN	12
2.1 Vanadium redox flow.....	13
2.1.1 Technische specificaties.....	13
2.1.2 Track record en ervaringsgegevens	14
2.1.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement	14
2.1.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?	14
2.1.5 Prijs	15
2.1.6 Voor en nadelen	15
2.2 NAS	15
2.2.1 Technische specificaties.....	15
2.2.2 Track record en ervaringsgegevens	16
2.2.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement	16
2.2.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?	16
2.2.5 Prijs	16
2.2.6 Voor en nadelen	16
2.3 Lithium-ion.....	17
2.3.1 Technische specificaties.....	17
2.3.2 Track record en ervaringsgegevens	17
2.3.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement	17
2.3.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?	17
2.3.5 Prijs	18
2.3.6 Voor en nadelen	18
2.4 Lood-zuur	18
2.4.1 Technische specificaties.....	18
2.4.2 Track record en ervaringsgegevens	19
2.4.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement	19
2.4.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?	19
2.4.5 Prijs	19
2.4.6 Voor en nadelen	19
2.5 Nikkel-cadmium.....	19
2.5.1 Technische specificaties.....	19
2.5.2 Track record en ervaringsgegevens	20
2.5.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement	20
2.5.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?	20
2.5.5 Prijs	20
2.5.6 Voor en nadelen	20
2.6 Vergelijking investeringskosten.....	20



2.7	Ontwikkeling netgekoppelde energieopslag	21
3	DE ECONOMIE VAN WINDACCU	21
3.1	Inpassing van duurzame decentrale energie	23
3.2	WindAccu in een intelligente netwerk	24
3.3	Verdienmodel WindAccu	25
3.3.1	Inleiding	25
3.3.2	APX en ENDEX	26
3.3.3	Onbalansmarkt/PV	27
3.3.4	Congestiemanagement	28
3.3.5	Combinatie onbalansmarkt en APX	29
3.3.6	Kostprijsontwikkeling EES	31
3.3.7	Conclusies	34
3.4	Verdienmodel testlocatie	35
3.4.1	Potentie van de WUR-locatie Lelystad	35
3.4.2	Mogelijke partners	36
3.4.3	De impact van "research seats"	36
3.4.4	Conclusie	37
3.5	Maatschappelijke kosten en baten	Error! Bookmark not defined.
4	PRAKTIJKCASES FLEVOLAND	38
4.1	52 MW windpark, WUR Smart Grid	38
4.1.1	Configuratie, investeringen en exploitatie	38
4.1.2	Dimensionering WindAccu	39
4.1.3	Keuze batterijtechnologie	39
4.1.4	Statistische analyse windpark WUR	40
4.1.5	Maximale benutting WindAccu	42
4.1.6	LCOE analyse	44
4.2	Bedrijfscase Energiegilde: De Jonge	45
5	CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	49
5.1	Conclusies	49
5.2	Aanbevelingen	49
	BIJLAGE 1: SCHEMA WUR SMART GRID	51
	BIJLAGE 2: BOUWBEGROTING WUR SMART GRID	53
	BIJLAGE 3: EXPLOITATIEBEGROTING WUR SMART GRID	55
	BIJLAGE 4: SCHEMA DE JONGE, ENERGIEGILDE	57
	BIJLAGE 5: BOUWBEGROTING ENERGIEGILDE	59
	BIJLAGE 6: EXPLOITATIEBEGROTING ENERGIEGILDE	61
	BIJLAGE 7: PLATTEGROND WUR-LOCATIE	63
	BIJLAGE 8: EISEN REGELVERMOGEN TENNET	65



Voorwoord

Uitgangspunt van het energiebeleid is dat energie betrouwbaar, betaalbaar en schoon moet zijn. Diverse beleidsinitiatieven hebben inmiddels geleid tot wetgeving en marktmechanismen waardoor energie efficiënt wordt geproduceerd tegen de laagst mogelijke prijs. Leveranciers van energie zijn spelers geworden in een (internationale) vrije markt en produceren voor de laagst mogelijk inkoopprijs. Het is niet te verwachten dat de energieprijzen de komende jaren sterk zullen stijgen, anders dan ten gevolge van een energiecrisis. Dit heeft als gevolg dat op voorhand niet gerekend kan worden op structureel hogere energieprijzen die noodzakelijk zijn om windenergie zonder subsidie rendabel te krijgen. En toch zal in dat speelveld windenergie desalniettemin moeten kunnen concurreren. Energieopslag zou bij kunnen dragen aan een hoger rendement van windenergie. De fotonenboer in Vierakker gaf inspiratie om te zien of energieopslag in Flevoland via wind en zon interessant is.

Het voorliggende rapport geeft inzicht in hoe en of energieopslag de concurrentiepositie van wind- en zonne-energie kan verbeteren. Het Energiegilde, een enthousiaste groep Flevolandse ondernemers met zon en/of windenergie heeft samen met PPO-AGV in de vorm van een praktijknetwerk de kans gegrepen om de huidige stand van zaken te onderzoeken en het perspectief voor de ontwikkeling van kennis over nieuwe energievoorzieningsconcepten voor windturbine en zon-pv eigenaren in Flevoland te schetsen.

Het onderzoek is uitgevoerd door ir. Andrea Terbijhe, ir. Jeroen de Veth, ir. Piotr Pukala en ing. Tim Verbruggen. Arjan Keeman heeft als student aan de VU Amsterdam een grote bijdrage geleverd in hoofdstuk 2.

Kijkend naar de mogelijkheden hoop ik dat u als lezer geïnspireerd wordt om verder te gaan met energieopslag of andere manieren om de concurrentiepositie van windenergie te verbeteren. Ik wens u veel succes bij het lezen van dit rapport.

ir. ing. A.T.J. van Scheppingen
directeur PPO-AGV





Samenvatting

Een van de problemen die gepaard gaan met de versnelde integratie van de duurzame energie in Nederland is de mismatch tussen vraag en aanbod van energie. Immers, windenergie wordt ook vaak geproduceerd op tijden waarop de vraag naar energie laag en stabiel is, bij voorbeeld gedurende de nacht. Op andere momenten vertoont de energievraag pieken en is er geen wind. Op deze piektijden is de prijs van energie het hoogst. Energieopslagsystemen (WindAccu, ook te gebruiken voor zonnepv) gekoppeld aan wind of zon geeft de mogelijkheid om de onvoorspelbaarheid van de productie van windenergie op te vangen en daarmee elektriciteit te verkopen tegen een hogere marktprijs. In tegenstelling tot windturbines, is een WindAccu volledig aanstuurbaar en kan de opgeslagen energie afgeven op van tevoren bepaalde momenten of zodanig dat het vooraf opgegeven programma kan worden gehandhaafd. Dit lost het probleem van vraag en aanbod grotendeels op.

De verdien capaciteit van de WindAccu zit in de elektriciteitsmarkt (APX/ENDEX en PV/Onbalans) en transportvoordeel of besparing op energiebelasting, afhankelijk van de situatie. Er zijn 2 cases uitgewerkt in dit rapport. Het eerste betreft het akkerbouwbedrijf van familie de Jong, met zonnepv en wind, de ander de onderzoekslocatie van Wageningen UR in Lelystad. Na een grondige analyse van de (markt) mogelijkheden is de conclusie helaas de volgende.

Batterijen voor opslag van elektrische energie zijn zonder uitzondering nog te duur om zonder aanvullende inkomsten rendabel te zijn. Stel dat de kostendaling die zich in de PV-sector heeft voorgedaan, exemplarisch is voor de kostendaling van batterijen, dan is er voldoende verdien capaciteit in de elektriciteitsmarkt en kostenbesparing om bij de juiste randvoorwaarden duurzame energie rendabeler te maken.

Er zijn dan echter nog vele vragen die beantwoord en getest moeten worden. Grootschalige energieopslag via batterijen zit in de fase van demonstratie en ontwikkeld zich momenteel in enkele nichemarkten. Ontwikkeling van kennis en ervaring is nodig om het toekomstperspectief te vergroten en een kostenefficiënte bijdrage aan een duurzame energievoorziening te vergroten. Wellicht zijn er na aanleiding van dit rapport partijen in Flevoland die in willen springen op deze ontwikkeling.

In het rapport wordt aandacht besteed naar mogelijkheden om noodzakelijk onderzoek en testen mogelijk te maken via een alternatieve business case. De WUR (PP&O) locatie in Lelystad heeft een unieke verscheidenheid aan duurzame energiebronnen die, aangevuld met energieopslag, model kunnen staan voor de toekomstige architectuur van de energievoorziening in Nederland. Dit biedt een kans om een geïntegreerd systeem van duurzame energiebronnen te creëren, binnen een samenwerking van publieke en private partners. Met dit systeem kan gezamenlijke ontwikkeling en testing van duurzame energiesystemen plaatsvinden. Dit wordt gezien als een unieke kans om zowel maatschappelijke waarde te creëren door bundeling van kennis en kapitaal.





1 Inleiding

1.1 Aanleiding en context

Duidelijk is dat fossiele brandstoffen eindig zijn en de vraag naar energie wereldwijd toeneemt. Dit zorgt voor een hogere energieprijzen en een vraag naar alternatieve duurzame energiebronnen. Transitie naar duurzame energie draagt bij aan vermindering van de CO₂-uitstoot en daarmee aan vermindering van de klimaatverandering. Economisch gezien is het voor de BV Nederland belangrijk om (de prijs) van elektriciteit te kunnen beïnvloeden, zodat elektriciteit betaalbaar blijft. Politiek gezien is het belangrijk om in grote mate zelfvoorzienend te worden in de energievoorziening. De Europese doelstelling is om 14% van de energie in 2020 duurzaam op te wekken. Windenergie produceert nu al 4,4% van de totale Nederlandse stroombehoefte. Na de energiebedrijven produceert de landbouwsector ongeveer 20% van alle duurzame energie in Nederland. Een groot deel daarvan komt voor rekening van windturbines. De manier waarop boeren en tuinders energie produceren is doorgaans kleinschalig en daarmee fundamenteel anders dan de conventionele energiebedrijven. De kleinschaligheid en lokale decentrale productie bieden kansen die nog onbenut zijn, zoals energieopslag in accusystemen.

De voorlopersrol van Flevoland op het gebied van windturbines geeft een goede basis voor de toepassing van energieopslag. Er zijn zeer veel windturbines die voor opschaling in aanmerking komen, waarmee investeringen in het netwerk op stapel staan. Daarnaast werkt de opschaling samenwerking in de hand en zouden dit soort coöperaties in energieopslag kunnen investeren. De toepassing van energieopslag kan de investeringskosten in infrastructuur reduceren en de toepassing van duurzame energie efficiënter maken waardoor een groter rendement gerealiseerd kan worden. Daarnaast is bij een succesvol resultaat een grootschalige toepassing van de energieopslag denkbaar. Het opslagsysteem zal onderhouden moeten worden wat weer tot regionale werkgelegenheid leidt. De voorlopersrol zal nieuwe bedrijvigheid aantrekken en stimuleren.

Een van de problemen die gepaard gaan met de versnelde integratie van de windenergie in Nederland is een mismatch tussen vraag en aanbod van energie. Immers, windenergie wordt ook vaak geproduceerd op tijden waarop de vraag naar energie laag is, bijvoorbeeld gedurende de nacht. Op andere tijden is de vraag naar energie juist groot, de energieprijzen evenredig hoog, maar is er geen wind. Om de onvoorspelbaarheid van de productie van windenergie op te vangen en de mogelijkheid te scheppen om elektriciteit te verkopen tegen de hoogste marktprijzen, kan een energie opslagsysteem (WindAccu) gekoppeld worden aan de windturbines. In tegenstelling tot de wind, is de WindAccu volledig aanstuurbaar en kan de opgeslagen energie worden afgegeven op van tevoren bepaalde momenten. Dit lost het probleem van vraag en aanbod grotendeels op. De grootte van de WindAccu is sterk afhankelijk van de lokale net configuratie, gekozen applicatie en de hoeveelheid geïnstalleerd windvermogen.

Exploitanten van windenergie in de agrosector zien de volgende kansen:

- Ontstaan van regionale energieknooppunten, dit zijn slimme combinaties van wind- en zonne-energie met energieopslagsystemen. Hiermee kan de energie ter plaatse beter benut worden, wordt transportverlies beperkt en daardoor de rentabiliteit verbeterd.
- Hogere verkoopopbrengst door betere aansluiting op de energiemarkt en alternatieve verkoop (bv. elektrisch rijden, onderstation etc.)



1.2 Doelstelling

Het primaire doel van dit project is onderzoeken of energieopslag van zon of wind middels een WindAccu, duurzame energie rendabeler maakt. Met andere woorden is een business case mogelijk waarbij duurzame energie uit windturbines opgeslagen wordt in een energieopslagsysteem met een hoger economisch rendement als resultaat.

Om de business case te toetsen worden twee potentiële locaties: windpark locatie Accres in Flevoland en een opstelling met combinatie van wind en zon op een akkerbouwbedrijf onderzocht. Het gaat hier vooral om de financiële waarde, zonder bewijs te leveren voor enkele socio-economische aspecten zoals werkgelegenheid, innovatieve uitstraling en ander spin-offs naar educatie, partnerships, industrie, etc. Ook de vraag aangaande eigendomsstructuur m.b.t. het systeem zal niet uitgebreid aan bod komen.

De business case is gericht op optimalisatie van de cash-flow van windenergie gekoppeld aan de WindAccu, door middel van:

- optimalisatie van de vraag-aanbod sturing;
- maximalisatie van de verkoopprijs voor de opgeslagen stroomt;
- zoeken naar de mogelijkheden om energieopslag als service aan te bieden.

Het secundaire doel van het project is het ontwikkelen van kennis over opslag van elektrische energie in het MW-bereik gekoppeld aan kleine tot middelgrote windparken. Dit kan gebruikt worden voor de ontwikkeling van een toekomstvisie op duurzame energie en voor het bepalen van een vervolgstategie om de kansen van energieopslag lokaal tot waarde te brengen. In het bijzonder wordt hiervoor uitgebreid aandacht besteed aan de stand van zaken op het gebied van batterijtechnologie.

De toekomstvisie achter het project WindAccu is het realiseren van een regionaal systeem waarin duurzame energieproductie van windturbines, biovergister en zonne-energie in combinatie met een energieopslagsysteem via een intelligent netwerk gekoppeld wordt met energiegebruikers zoals agrarische bedrijven, kantoren, industrie etc. Hierbij wordt ook de vraagzijde beïnvloed door het intelligente netwerk. Energieverbruikers worden gestimuleerd om op momenten van energieoverschot of daluren de energie te gebruiken. Duurzame energie wordt via een dergelijk regionaal systeem optimaal ingezet.

Het project beperkt zich tot de lokale situatie in Flevoland, aangevuld met business opportunity's die de cash-flow van het project in positieve zin kunnen beïnvloeden. Hier kan gedacht worden aan verkoop van elektriciteit als balansreserve aan TSO's, maar ook als zekerheid (UPS) aan gebruikers (b.v. koelhuizen, ICT-centra, ziekenhuizen, etc.).

Het project gaat uit van 'bankable' energieopslagstechnologie, d.w.z. reeds bestaande en in het veld geteste technologie, die ondersteund wordt door een leverancier met een bewezen track record in de elektrotechnische industrie.

1.3 Werkwijze

Vanuit de doelstelling de economische meerwaarde van duurzame elektriciteit uit onvoorspelbare bronnen te verhogen door middel van opslag is eerst een verkenning uitgevoerd naar beschikbare en bewezen opslagstechnieken voor elektriciteit (EES = Electrical Energy Storage). Door literatuuronderzoek en een werkbezoek aan het project Fotonenboer, een demonstratieproject van energieopslag bij een melkveehouder in Vierakker, is een basis gelegd onder het business model WindAccu. Vervolgens is gekeken naar de structuur van de energiemarkt, de verdienmodellen in die markt en de kenmerken van het windpark op het WUR-terrein. Gekeken is in hoeverre met deze inzichten een levensvatbare business case kan worden opgebouwd.



Projectverloop:

1. Project definitie en kick-off meeting (stakeholders, deelnemers)
2. Literatuuronderzoek EES en bezoek project Fotonenboer
3. Analyse elektriciteitsmarkt inclusief balanshandhaving
4. Definitie van het business model en de relevante parameters
5. Analyse van de lokale waardeketen WUR en Energiegilde
6. GAP analyse (gebaseerd op de LCOE en het cash flow model)
7. Beschrijving business cases
8. Formulering conclusies en aanbevelingen

1.4 Leeswijzer

Om te onderzoeken of energieopslag interessant is moeten technische en financiële aspecten onderzocht worden. Hoofdstuk 2 beschrijft de state of art van de batterijtechnologie voor chemische opslag van elektriciteit, voor zover geschikt voor grootschalige opslag. Hoofdstuk 3 gaat in op economie van de Windaccu, de structuur en mechanismen van de elektriciteitsmarkt. Zij beschrijft het verdienmodel van een grootschalige opslagfaciliteit. Hoofdstuk 4 presenteert twee business cases in Flevoland, waarna nog wordt ingegaan op de risico's en het rapport wordt afgesloten met conclusies en aanbevelingen.

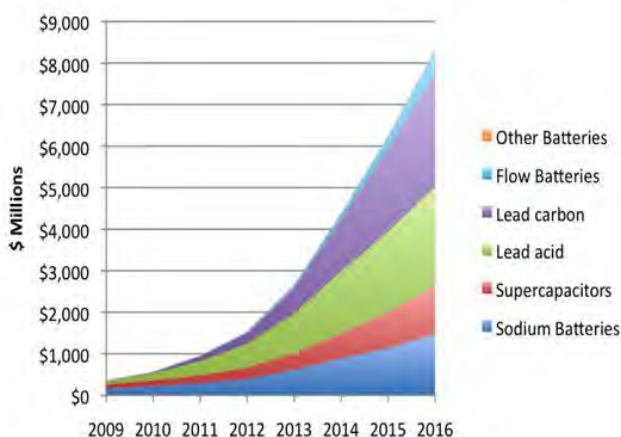
Waar in het rapport alleen gesproken wordt over wind wordt ook grootschalig zon pv gebruikt.



2 Energieopslagsystemen

Het groeipotentieel van energieopslag groot lijkt te zijn (Pike Research, 2010). Op dit moment kan 3.2% van het wereldwijd opgesteld vermogen (4000GW) worden opgeslagen, het meest in de vorm van waterkracht.

Global EES forecast for the grid tied EES technologies



In 2010 heeft Lux Research een analyse gemaakt van 14 opkomende EES-technologieën, in combinatie met 23 applicaties en 3 markten, te weten Californië, Duitsland en China. De conclusie van het rapport was dat voor bijna alle technologieën grootschalige elektriciteitsopslag op basis van een "single business case" niet rendabel is. De energie opslag moet meerdere functies kunnen bedienen (b.v. decentrale opwek plus redundantie van het distributie netwerk) wil het een rendabele business case opleveren. Daarnaast, moet de huidige prijs van 500-1500 USD/kW zakken naar een niveau onder de 200 USD/kW. Dit laatste kan echter vele jaren in beslag nemen.

In Nederland is grootschalige elektriciteitsopslag (gekoppeld aan hoofd- of distributienetten) in een vroeg stadium van ontwikkeling. Naast enkele experimenten door netwerkbeheerders zoals Alliander (project Bronsbergen en Smart Storage) en demoprojecten als Fotonenboer zijn er plannen van Tennet en private partijen voor multi-MW opslag van elektriciteit via respectievelijk CAES en Pumped Hydro technologie. Er is in Nederland veel belangstelling voor energieopslag.

Ook vanuit de agrarische energieproducenten bestaat deze interesse. Deze beperkt zich tot energieopslagsystemen die op een boerenbedrijf toepasbaar zijn. Het betreft state of the art technologie en alleen batterijen. Er komen dan een 5 tal energieopslag systemen naar voren voor de opslag van elektriciteit. Deze worden in dit hoofdstuk besproken op techniek, track record, omzetverlies, onderhoud, prijs en voor- en nadelen. Aan het eind van het hoofdstuk wordt een conclusie getrokken op basis van investeringskosten.



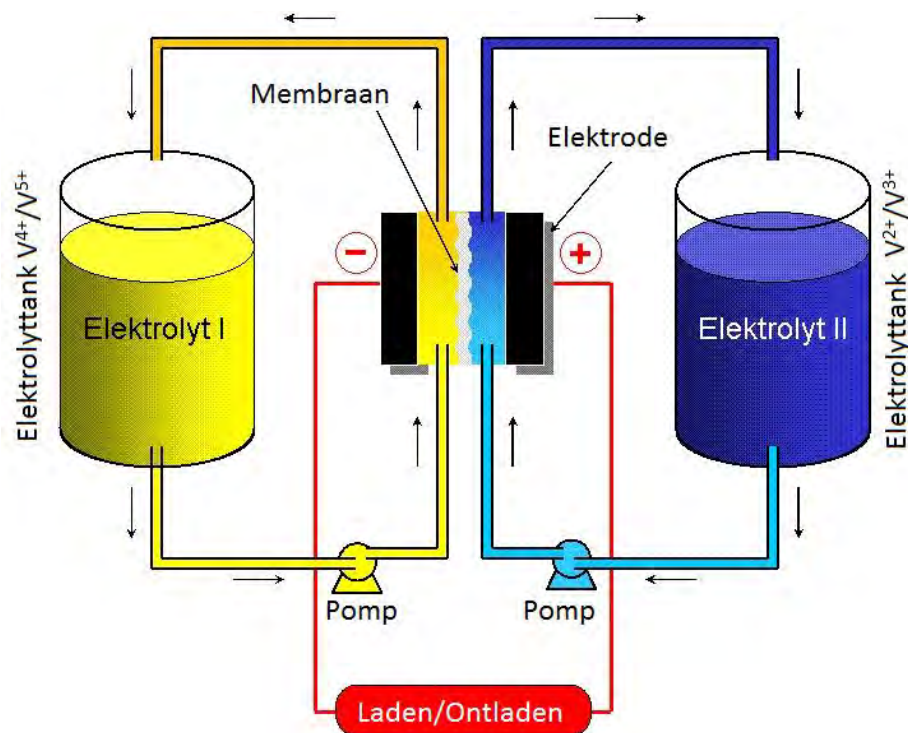
2.1 Vanadium redox flow

2.1.1 Technische specificaties

Redox flow-accu's zijn er op basis van technologieën: vanadium, polysulfide-broom en zink-broom, uranium en neptunium. De vanadium redox flow-accu is een van de technieken welke al veelvuldig gebruikt wordt voor grootschalige opslag van energie, omdat het gebruik van vanadium een aantal problemen oplost waar de andere types wel last van hebben (Doughty, 2010).

De naam vanadium redox flow-accu (Vanadium Redox flow Battery, VRB) beschrijft in principe alle onderdelen van de accu. De accu maakt namelijk gebruik van het element vanadium als ladingdrager. Vanadium kan zich in verschillende geladen toestanden bevinden. In de accu wordt daar gebruik van gemaakt door V^{2+} , V^{3+} , V^{4+} en V^{5+} slim te combineren. In Figuur 1 wordt het vanadium redox flow-accu principe schematisch weergegeven. Het figuur illustreert dat het vanadium in twee tanks wordt gescheiden. In geladen toestand bevat de gele tank V^{2+} en de blauwe V^{5+} . Tijdens het ontladen stromen elektronen van de gele tank naar de blauwe tank. Hierdoor wordt het vanadium in de gele tank één elektronlading meer positief, dus V^{3+} en wordt het vanadium in de blauwe tank één elektronlading meer negatief, dus V^{4+} . De reactie verloopt automatisch doordat het potentiaalverschil tussen de twee tanks zo groot is dat het vanadium in de blauwe tank de elektronen van het vanadium in de gele tank 'naar zich toe trekken. Om het effect te behouden moet het ontstane ladingsverschil tussen de twee elektrolyten gecompenseerd worden. Dit gebeurt door de uitwisseling van losse protonen (H^+) die zich als enige door het membraan kunnen bewegen.

Een voordeel van redox flow-accu's is dat de capaciteit en het vermogen vrijwel volledig los staan van elkaar, door de externe opslag van de elektrolyten, waar dit bij het traditionele accuontwerp niet het geval is. Capaciteit wordt in redox flow-accu's geregeld door de groottes van de elektrolyttanks te variëren, terwijl het vermogen geregeld wordt door het totaaloppervlak van het membraan. Als het membraan groter is kunnen er meer protonen tegelijk van de ene naar de andere kant stromen, waardoor er meer elektrolyt gelijktijdig omgezet wordt. Dit heeft als effect dat de stroomsterkte hoger wordt. Een grotere stroomsterkte maal een gelijk blijvende voltage resulteert in een groter vermogen. Naast de stroomsterkte kan de voltage opgeschaald worden door verschillende membranen in serie aan te sluiten.



Figuur 1: schematische weergave van een vanadium redox flow accu. (Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe)

2.1.2 Track record en ervaringsgegevens

De VRB is tot nu toe relatief weinig gebruikt voor grootschalige opslag van energie. Daardoor kan er nog veel verbeterd worden aan de techniek. Voornamelijk op het gebied van membranen en structuur van de elektroden kan nog veel verbeterd worden. (Nguyen & Savinell, 2010)

In september 2010 is in Vierakker (Gelderland) een VRB van 10kW en 100kWh opslag in gebruik genomen bij een melkveehouderijbedrijf. Dit project van de Stichting Courage en InnovatieNetwerk heeft tot doel het gebruik van kleinschalige netgekoppelde energieopslag in de praktijk te demonstreren.¹ Een jaar na oplevering van het project is duidelijk dat het energieverlies door alle omzettingstappen fors is en dat hierin verbeteringen mogelijk zijn door beperking van het energieverlies van het batterijsysteem zelf en beperking van het energieverlies door omzetting van DC naar AC.

2.1.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement

Zelfontlading treedt bij de VRB nauwelijks op (Divya & Østergaard, 2009). VRB's hebben een chemisch rendement van omstreeks 85%. Daarnaast gaat energie verloren in de pompen en omzetting van het vermogen door nageschakelde vermogenslektronica (DC-DC of DC-AC). De totale verliezen zijn 30 tot 40%, afhankelijk van de instelling van het pompvermogen en de gebruikte vermogenslektronica (Bron: Cellstrom).

2.1.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?

Het onderhoud is minimaal (Vynnycky, 2011), maar wat dit concreet inhoudt is niet bekend. Wat de levensduur betreft, de accu kan 10.000 laadcycli mee, maar mag dan wel tot maximaal 75% ontladen worden (Divya & Østergaard, 2009). Een andere bron, die de levensduur in jaren beschrijft heeft het over een levensduur in de orde van 10 jaar (Ekman & Jensen, 2010).

¹ Zie www.fotonenboer.nl



2.1.5 Prijs

De prijs van een VRB is volgens Ekman & Jensen (2010) omgerekend² 220 euro per kWh en 3100 euro per kW. De prijzen voor Redox flow accu's liggen momenteel rond de 320 \$/kWh en 4500 \$/kW. In de toekomst wordt verwacht dat deze prijzen zullen dalen naar 110 \$/kWh en 1100 \$/kW, mits er massaproductie opgang komt.

2.1.6 Voor en nadelen

VRB het voordeel dat het elektrolyt in principe niet vervalt, waardoor de techniek minder schadelijk is voor het milieu dan anderen. Dit zorgt dat de accu lang mee gaat. De levensduur wordt hierdoor voornamelijk veroorzaakt door het vervallen van het membraan. Wanneer deze vervangen wordt, wordt de levensduur van de accu aanzienlijk verlengd. (bron)

Een nadeel van de accu is dat de energiedichtheid relatief tot andere accu's laag is, waardoor de accu meer ruimte inneemt (Ekman & Jensen, 2010).

2.2 NAS

2.2.1 Technische specificaties

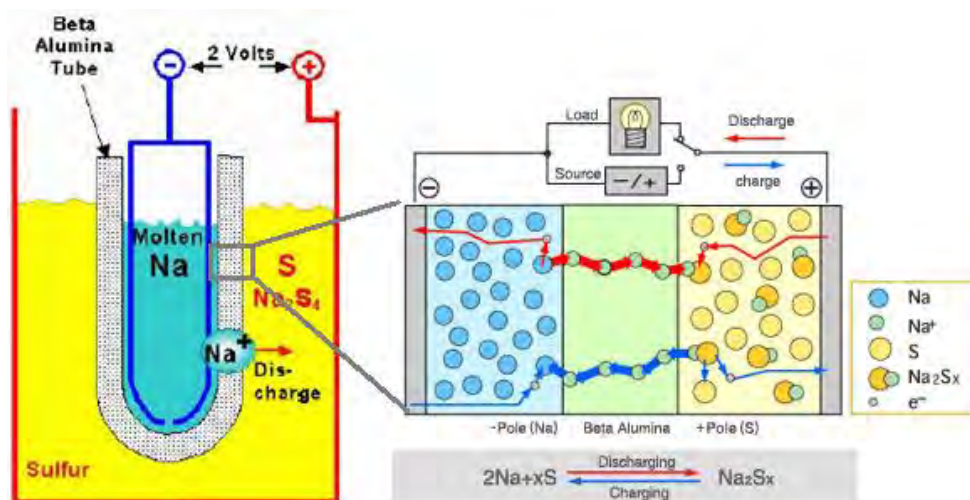
De natrium-zwavelaccu is een chemische accu, op basis van de elementen natrium en zwavel. Zoals in bijna alle accu's worden twee verschillende elementen gescheiden door een membraan, in dit geval een keramisch membraan waar bèta aluminiumoxide in verwerkt zit zodat het natrium-ionen doorlaat. Het op- en ontladproces staan schematisch afgebeeld in Figuur 2.

Bij het ontladen splitst een natrium-atoom zich in een negatief geladen elektron (e^-) en een positief geladen natrium-ion (Na^+). Beiden worden aangetrokken door zwavel (S). Het ion kan, door zijn positieve lading, door het membraan heen, maar het elektron moet door de stroomschakeling heen en neemt zo de omweg. Het levert zo energie aan de applicatie(s) die op het circuit aangesloten is/zijn (Load). Aan de andere kant vormen twee natrium-ionen, twee elektronen samen met een x aantal zwavel-atomen nieuw molecuul: Na_2S_x .

Bij het ontladen gebeurt ongeveer het omgekeerde proces. Omdat er hier energie aan het systeem wordt toegevoegd, wordt het omgekeerde proces geforceerd. Doordat er een overschot aan elektronen aan de negatieve kant van de accu wordt geleverd, laten de natrium-ionen los in een natriumzwavelmolecuul en gaan ze door het membraan terug naar de negatieve kant van de accu, waar ze samen met een elektron weer een natriumatoom vormen.

Om de hier gebruikte elementen te laten werken moet de temperatuur van de accu ongeveer 300-350°C zijn. Op deze temperaturen zijn zowel natrium als zwavel vloeibaar en actief genoeg om te werken. Op het moment dat de accu operationeel is, levert het zelf voldoende warmte als gevolg van de chemische reacties om deze temperatuur in stand te houden. Echter, als de accu stand-by staat moet er warmte aan het systeem toegevoegd worden. (Bron: NGK Insulators LTD.)

² Omrekening van dollarprijzen wordt, zo nodig, gedaan aan de hand van de slotkoers van 5 mei 2011: 1,4538 \$/€ (Euroinvestor, 2011).



Figuur 2: schematische weergave van een NaS-accu-cel (Xcel Energy, 2010), met in de uitvergroting het op- en ontladproces van de accu (NGK Insulators, LTD.).

2.2.2 Track record en ervaringsgegevens

Er zijn in de afgelopen jaren vele NaS installaties in gebruik genomen. Tussen 1992 en 2002 werden er demoprojecten met de accu gedaan. (The California Energy Commission, 2005) Sinds 2002 is de NaS-accu een commercieel product van NGK Insulators, LTD. en TEPCO. Sinds 2002 hebben de Japanners 99 installaties neergezet, met een cumulatief vermogen van 185MW. In 2008 is een 34 MW NaS in gebruik genomen om de output van het 51 MW windpark bij de stad Aomori te kunnen regelen. Ook zijn de Japanners bezig met zonne-energie. Zo hebben ze in 2009 een 1,5 MW NaS-accu geplaatst bij de 4 MW PV-installatie van de stad Hokkaido. (TEPCO, 2011)

Informatie over de operationele ervaring met betrouwbaarheid en veiligheid van de installaties is niet publiek beschikbaar en vereist daarom verder onderzoek.

2.2.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement

Zelfontlading heeft een NaS-accu niet (Divya & Østergaard, 2009). De NaS-accu heeft een efficiëntie van rond de 92% (NGK Insulators, LTD., 2001).

2.2.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?

Het systeem heeft een keer in de drie jaar een groot onderhoud nodig, waarin gecorrodeerde onderdelen worden vervangen, onderdelen visueel worden geïnspecteerd, weerstand wordt gemeten en componenten opnieuw worden gekalibreerd.

De typische levensduur van een NaS-accu is met het juiste onderhoud in de orde van 15 jaar (Xcel Energy, 2010). Een andere bron geeft het in termen van aantal laadcycli aan: de accu kan 4500 laadcycli aan met een ontladingsdiepte van 90% (The California Energy Commission, 2005).

2.2.5 Prijs

De prijs van een NaS-accu is volgens Ekman & Jensen (2010) omgerekend² 350 euro per kWh en 2750 euro per kW.

2.2.6 Voor en nadelen

Een voordeel is dat deze accutechnologie in de wereld al veel gebruikt wordt voor grootschalige opslag van elektrische energie. Ook is de accu opgebouwd uit materialen die niet schaars zijn, waardoor de prijs laag kan blijven. Een nadeel voor concurrentie en beschikbaarheid is dat er slechts één fabrikant is, NGK Insulators, LTD., maar deze heeft wel veel kennis van NaS-systemen bij windmolenparken. Ook is voordelig dat de materialen goedkoop zijn. (Environmental engineering solutions, 2008)

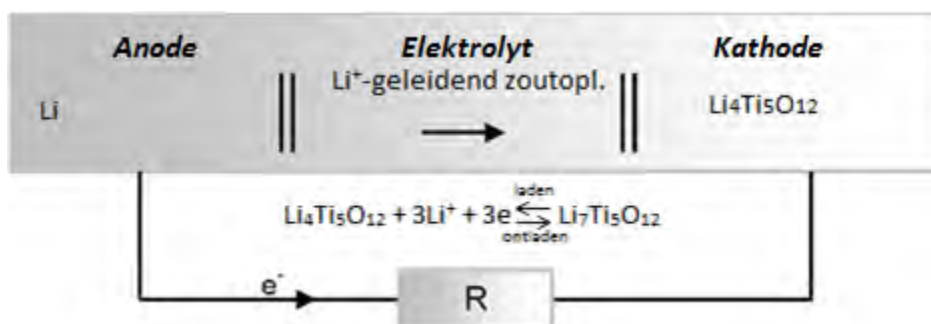


2.3 Lithium-ion

2.3.1 Technische specificaties

Er bestaan op het moment van schrijven zes verschillende types lithium-ion-accu's. Voornamelijk in consumentenelektronica toegepast is het lithium kobalt oxide (LiCoO_2) type. In andere producten waar de grootte een iets kleinere rol speelt zit doorgaans een van de volgende drie types: lithium mangaanoxide (LiMn_2O_4), lithium ijzerfosfaat (LiFePO_4) of lithium nikkel mangaan kobaltoxide (LiNiMnCoO_2). De laatste twee krijgen steeds meer belangstelling van de markt voor opslag van grote hoeveelheden elektriciteit: lithium nikkel kobalt aluminiumoxide (LiNiCoAlO_2) en lithium titanaat ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$). De eerst genoemde komt meer voor in de auto-industrie, doordat het deze een hoge energiedichtheid en lange levensduur kent. De tweede is meer geschikt voor opslag van grote hoeveelheden energie, aangesloten op het elektriciteitsnet. Relatief tot de 'standaard' lithium-ion accu is deze veilig, kan snel geladen worden, kan een hoge ontladstroom aan en kan veel laadcycli verwerken. Wel is hij relatief duur en heeft de accu een lage energiedichtheid.

De werking van een lithium titanaat accu werkt in principe hetzelfde als elke andere accu. Er is een positieve pool, de anode, welke hier bestaat uit $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ en er is een kathode, de negatieve pool, welke bestaat uit lithium. Tussen de polen in bevindt zich een elektrolyt, welke alleen positief geladen deeltjes doorlaat. Bij het ontladen splitst het lithium zich in een lithium-ion (positief deeltje, Li^+) en een negatief deeltje (elektron, e^-). Het elektron beweegt zich via het stroomcircuit naar de positieve pool toe en het ion verplaatst zich via de elektrolyt naar de positieve pool. Bij het opladen gebeurt de tegenovergestelde actie. Figuur 3 geeft dit proces schematisch weer. (Cadex, Shen, Zhang, Zhou, & Li, 2003)



Figuur 3: schematische weergave van een lithium ion accu in opgeladen status met in het midden de reactievergelijking.

2.3.2 Track record en ervaringsgegevens

Praktijkgegevens over onderhoud, betrouwbaarheid en veiligheid van Li-ion-accusystemen van relevante grootte zijn niet gevonden. Er is verder onderzoek nodig naar het functioneren van dit type accu op deze schaal.

2.3.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement

De accu ontladst zich voor 1% per maand. Wat rendement betreft zijn Li-ion accu's superieur aan alle andere opslagsystemen. Met de huidige techniek kan een efficiëntie behaald worden van tegen de 100%. Als de accu lang stand-by moet staan verlaagt de efficiëntie echter, omdat de temperatuur van de accu op pijl gehouden moet worden. (Divya & Østergaard, 2009)

2.3.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?

Het systeem heeft weinig onderhoud nodig (Frost & Sullivan, 2011), maar wat dit concreet inhoud is onbekend.

Wanneer het systeem naar behoren wordt onderhouden, is de levensduur in de orde van 5-10 jaar,



afhankelijk van het gebruik (Ekman & Jensen, 2010). Een andere bron geeft de levensduur in aantal laadcycli: de accu gaat 3000 laadcycli mee bij een ontladingsdiepte van 80% (Divya & Østergaard, 2009).

2.3.5 Prijs

De prijs van een Li-ion accu is 1000 euro per kWh (Divya & Østergaard, 2009) en 2750 euro per kW³.

2.3.6 Voor en nadelen

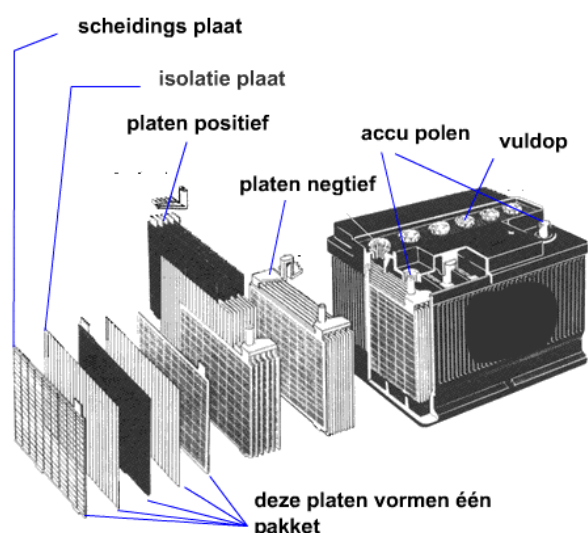
Het voordeel van deze accu is voornamelijk dat het rendement uitzonderlijk hoog is, terwijl de grootste nadelen gelegen zijn in de hoge prijs en technologie specifieke veiligheidsrisico's.

2.4 Lood-zuur

2.4.1 Technische specificaties

De 'natte' lood-zuur-accu dankt zijn naam aan de elektrolyt dat bij deze versie van de lood-zuur-accu wordt gebruikt. Batterijen bestaan over het algemeen uit twee lading-dragende lagen met daartussen een elektrolyt, wat in dit geval verdund zwavelzuur (35% H₂SO₄) is. De lading dragende lagen zijn in dit type accu vaste platen van lood (Pb, negatieve pool) en looddioxide (PbO₂, positieve pool). In dit geval is de accu in volledig opgeladen toestand. Tijdens het ontladen verplaatst het looddioxide zich langzaam van de positieve naar de negatieve pool, totdat de hoeveelheid looddioxide op beide polen gelijk zijn. Dan is de accu ontladen. Bij het opladen verplaatst het looddioxide zich weer naar de positieve pool en kan de laadcyclus zich herhalen. Door het zuur kunnen alleen positief geladen deeltjes zich verplaatsen, daardoor splitst zich een negatief geladen elektron zich af van het looddioxide en verplaatst zich via de stroomkring naar de andere pool.

Een koppel positieve en negatieve platen vormt wekt een voltage op van rond de 2 Volt. Door verschillende platen in serie te combineren wordt het Voltage verhoogd en door het parallel combineren van meerdere platen wordt de capaciteit vergroot. (Natuurwetenschappen Science Centrum, 2003), (Xcel Energy, 2010)



Figuur 4: een moderne lood-zuur-accu. De accu bestaat uit verschillende platen. De werking is gebaseerd op de oxidatie van de loodplaten. Bij het opladen verplaatst al het looddioxide zich van de negatieve naar de positieve pool. Bij het ontladen verdeelt het looddioxide zich over de negatieve en positieve plaat, totdat deze in evenwicht zijn. (Natuurwetenschappen Science Centrum, 2003)

³ afgeleid uit Ekman & Jensen (2010), onder aanname dat het regelsysteem niet veel verschilt van die van een lood-zuur of NaS accu.



2.4.2 Track record en ervaringsgegevens

Het track record van lood-zuur accu's gaat het langste in de tijd terug van alle technieken. Honderdvijftig jaar geleden werden deze accu's voor het eerst gebruikt. Sinds dien worden voor zeer veel energieopslagtoepassingen lood-zuur-accu's gebruikt. Ook de lood-zuur-accu's van MW-schaal zijn niet nieuw. Een voorbeeld daarvan is de in 1986 gebouwde 17 MW, 14 MWh accu in Berlijn, die toen gebruikt werd om het geïsoleerde Berlijn continu van stroom te kunnen voorzien. Later werd deze gebruikt voor load leveling. Lood-zuur-accu's kunnen jaren achtereen functioneren zonder noemenswaardige problemen op te lopen. (Wagner, 1997); Volgens Battery Council International (2009), een not-for-profit organisatie voor het bevorderen van de lood-batterij-industrie, is de veiligheid en betrouwbaarheid daardoor gewaarborgd. Bovendien is de recycling van deze batterijen tegenwoordig zo goed dat er virtueel 100% van de accu gerecycled wordt. De hoeveelheid onderhoud dat nodig is om de accu operationeel te houden wordt, zover gevonden, niet publiekelijk op een dergelijke wijze vermeld dat het hier gebruikt kan worden. Verder onderzoek is hiervoor nodig.

2.4.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement

Lood-zuur-accu's hebben het kleine nadeel dat ze een lichte zelfontlading hebben. Dit is 2-5% per maand (Divya & Østergaard, 2009). De accu is voor 72-78% efficiënt (Divya & Østergaard, 2009).

2.4.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?

De accu heeft frequent onderhoud nodig, doordat er water aangevuld moet worden dat verloren is gegaan tijdens het operationele proces (Divya & Østergaard, 2009).

De typische levensduur van een lood-zuur-accu is in de orde van 5-10 jaar, afhankelijk van het gebruik (Ekman & Jensen, 2010). Een andere bron vermeldt de levensduur in aantal laadcycli: bij een ontladingsdiepte van 70% gaat de accu ongeveer 2000 laadcycli mee (Divya & Østergaard, 2009).

2.4.5 Prijs

De prijs van een lood-zuur-accu is volgens Ekman & Jensen (2010) omgerekend² 205 euro per kWh en 155 euro per kW. Ekman & Jensen vermelden hierbij welk dat het gaat om een installatie van grote schaal. Omdat de schaal van de accu van project WindAccu kleiner is dan de daar bedoelde schaal moet de prijs mogelijk omhoog worden bijgesteld.

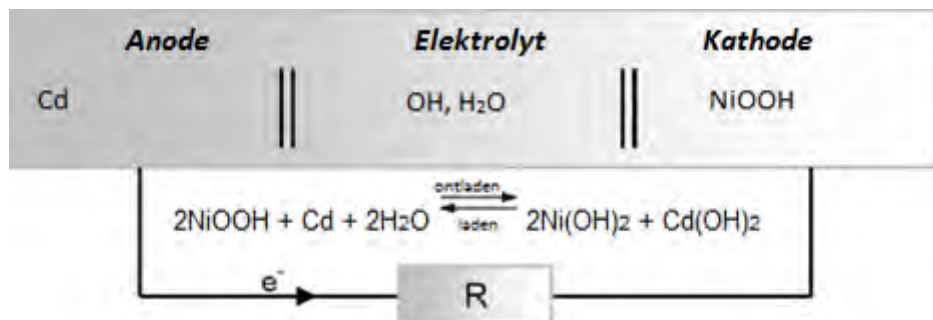
2.4.6 Voor en nadelen

De accu is voornamelijk nadelig op het milieuaspect, doordat het giftige bestanddelen bevat, en het heeft een relatief korte levensduur. Het voornaamste voordeel van deze accu is dat het de langste geschiedenis en ontwikkeltraject heeft, waar de technologie veel van 'geleerd' heeft.

2.5 Nikkel-cadmium

2.5.1 Technische specificaties

De nikkel-cadmium-accu werkt op basis van een redoxreactie tussen nikkel en cadmium. Het cadmium splitst zich tijdens het ontladen in een cadmium-ion (positief deeltje, Cd^+) en een elektron (e^-), waarna het cadmium met twee hydroxide-moleculen (2OH^-) reageert tot een $\text{Cd}(\text{OH})_2$ -molecuul. Het elektron vindt zijn weg door de stroomkring, omdat het wordt aangetrokken door de positieve pool. Daar maakt het de reactie tussen water (H_2O) en nikkeloxyhydroxide (NiOOH) tot een $\text{Ni}(\text{OH})_2$ en een OH^- . Figuur 5 geeft de accu schematisch weer. (Advanced Battery Systems, Inc.)



Figuur 5: schematische weergave van een nikkel-cadmium-accu in opgeladen staat met in het midden de reactievergelijking.

2.5.2 Track record en ervaringsgegevens

Praktijkgegevens over onderhoud, betrouwbaarheid en veiligheid van NiCd-accusystemen van relevante grootte zijn niet gevonden. Er is verder onderzoek nodig naar het functioneren van dit type accu op deze schaal.

2.5.3 Wat zijn de omzetverliezen en full-cycle-rendement

De zelfontlading van een NiCd accu is relatief groot, namelijk 5-20% per maand. Het full-cycle-rendement ligt ergens tussen de 72 en 78% (Divya & Østergaard, 2009).

2.5.4 Wat is het onderhoud en verwachte levensduur?

Het systeem heeft weinig onderhoud nodig (Divya & Østergaard, 2009), maar wat dit concreet inhoudt is onduidelijk. De typische levensduur van een NiCd accu is in de orde van 5-10 jaar, afhankelijk van het gebruik (Ekman & Jensen, 2010). Een andere bron geeft de levensduur in aantal laadcycli: de accu kan bij volledige ontlading 3000 laadcycli mee. (Divya & Østergaard, 2009)

2.5.5 Prijs

De prijs van een NiCd accu is 600 euro per kWh (Divya & Østergaard, 2009) en 2750 euro per kW³.

2.5.6 Voor en nadelen

Deze techniek heeft ten opzichte van de andere beschreven technieken niet echt voordelen. Nadelen zijn er wel, waarvan het relatief lage rendement en grote zelfontlading de twee belangrijkste zijn.

2.6 Vergelijking investeringskosten

Batterijen zijn er in vele soorten en maten, waardoor investeringskosten niet direct met elkaar vergelijkbaar zijn. Om ze toch vergelijkbaar te maken is met de hieronder weergegeven vergelijking de totaalprijs van diverse batterijtypen per cyclus (P_{totaal}) berekend. Hierin worden de prijs per kilowattuur, capaciteit in €/kWh (P_{kWh}), de kilowattprijs in €/kW (P_{kW}), het vermogen in kW (V), de effectieve capaciteit in kWh ($C_{effectief}$), de ontladingsdiepte als ratio van de totale capaciteit (DoD) en de levensduur van de accu door middel van het aantal laadcycli (lc) verwerkt. De eenheid van P_{totaal} is daardoor euro per laadcyclus (€/lc).

$$P_{totaal} = \frac{\frac{C_{effectief} \times P_{kWh}}{DoD} + V \times P_{kW}}{lc}$$

Vergelijking 1: formule voor de accuprijs per laadcyclus.

Aan de hand van de vergelijking zijn de kosten van twee batterijsystemen berekend. Een systeem voor lokaal gebruik met een vermogen van 100 kW en een capaciteit van 3 MWh en een systeem met een



vermogen van 1 MW en een capaciteit van 24 MWh.

De genormeerde investeringskosten van de twee batterijsystemen zijn voor diverse batterijtypen weergegeven in de volgende tabel.

Batterijtype	Lokaal: 100 kW/3 MWh Prijs (€/lc)	Regionaal: 1MW /24 MWh Prijs (€/lc)
VRB	111	1014
NaS	264	2135
Li-ion	1257	10092
Lood-zuur	445	3592
NiCd	607	4892

Tabel 1: genormeerde investeringskosten van diverse batterijtypen.

Uit de tabel blijkt dat VRB per laadcyclus de laagste investering vergt. Dit zegt echter nog niets over de initiële investering. Het geeft wel aan dat de economische potentie van VRB in dit segment het hoogst is. NaS neemt met wat achterstand een tweede plaats in.

2.7 Conclusie en ontwikkeling

Uit de technologische beschrijving en de investeringskosten per laadcyclus blijkt dat de VRB de meest gunstige techniek lijkt, op de voet gevolgd door NaS. In dit rapport wordt verder gewerkt met de VRB als uitgangspunt.

De VRB wordt slechts door 2 leveranciers geproduceerd. Door de diverse barrières rondom energieopslag is deze markt nog niet snel in ontwikkeling, niet zo snel als bv. De Li-ion batterij. Ontwikkelingen die de ontwikkelingen van energieopslag medebepalen zijn:

- Relatief lage (en stabiele) kWh prijzen in de gereguleerde markten (zoals Nederland);
- Relatief hoge kosten van (chemische) energieopslagsystemen;
- Relatief hoge omzettingsverliezen (round-trip-efficiency, RTE) die het kostenplaatje negatief beïnvloeden;
- Het ontbreken van de stimulerende wetgeving die het gebruik van energieopslag zou kunnen bevorderen.

Toch is in het algemeen de verwachting dat de energieopslag zich verder ontwikkelt en de prijzen in de toekomst dalen.

De batterij keuze wordt naast investeringen ook bepaald door andere factoren, zie paragraaf 4.1.3 en volgende.





3 De economie van WindAccu

3.1 Inpassing van duurzame decentrale energie

Opwekking van duurzame decentrale energie leidt tot tweerichtingsverkeer in de distributienetten. Duurzame energie van met name zon en wind is onvoorspelbaar. Het is de verwachting dat vanaf 2020 de netbeheerders, energieproducenten en overheden voor een opgave staan om deze fluctuerende energie in het distributienet in te passen.⁴ Immers duurzame fluctuerende energie zorgt voor onzekerheid. En meer fluctuerend vermogen betekend meer onbalans op het distributienet. Op dit moment wordt de balans gehandhaafd op de traditionele manier “productie volgt verbruik”. Om de balans in de toekomst te handhaven is meer flexibiliteit in het energiesysteem nodig. De kansen hiervoor worden gezien in energieopslag, sturing van vraag en aanbod en lokaal intelligente netwerken voor distributie. Deze benadering wordt integraal weergegeven in figuur 1.



Figuur 1. Integrale benadering voor het inpassen van duurzame energiebronnen, Tennet (2010)⁵.

Onbalans in het elektriciteitssysteem kost geld. De onbalans wordt versterkt het fluctuerende aanbod van duurzame energie. Het is nu al zo dat windturbines soms betaald worden om bij sterke wind géén elektriciteit aan het net te leveren. Er is dan een negatieve prijs voor elektriciteit. Energieopslag kan op dalmomenten de energie opslaan om deze op piekmomenten weer te verkopen. Hiermee wordt de duurzame energie rendabeler en ketenefficiënt geproduceerd. In het westen van de Verenigde Staten is deze situatie nu al urgent en wordt een ingewikkeld spel gespeeld tussen windparken en waterkrachtcentrales om de onbalans te beperken.

Op dit moment lopen er veel Europese studies op het gebied van energieopslag. Logisch, want opslag van elektriciteit kan veel technische problemen oplossen, zoals handhaving van de energiebalans, management van piekbelasting en mogelijke overbelasting van het net. Energieopslag verbetert de kwaliteit van de energievoorziening en geeft meer mogelijkheden voor energiehandel. De economische rentabiliteit hangt af van lokale factoren zoals de elektriciteitsprijs, de huidige belasting van het net, de rol van de netbeheerder en de hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare energie⁶. De bestaande studies

⁴ Taskforce Intelligente Netten (2010). *Op weg naar intelligente netten in Nederland*.

<http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/rapporten/2010/09/02/op-weg-naar-intelligente-netten-in-nederland.htm>

⁵ Tennet (2010). *Visie 2030 landelijk elektriciteitstransportnet*.

http://www.tennet.org/images/Folder%20Visie2030%20mei%202010%20NL_tcm41-19278.pdf

⁶ Kema, Platos, nov 2010



betreffen vooral grote energieopslagsystemen zoals stuwmeren en pompaccumulaties of vliegwheels voor de opslag en afgifte van grote vermogen in een kort tijdsinterval. Redox-flow en NaS batterijen zijn geschikt voor grote opslagvolumes en relatief kleinschalig. Daarmee zijn ze goed toepasbaar bij duurzame energieproductie door de landbouw. De WindAccu is een logisch gevolg op de eerste pilot die nu is gerealiseerd bij de Fotonenboer in Vierakker op basis van een Vanadium Redox-flow batterij (VRB). De WindAccu heeft een beoogde opslagcapaciteit van 1 tot 5 MW en kan geplaatst worden bij een windpark. Op dalmomenten kan de stroom opgeslagen worden om op piekmomenten energie te verkopen. Een duurzame, energieonafhankelijke landbouw hoort met energieopslag tot de mogelijkheden en levert een bijdrage aan een betrouwbare duurzame energievoorziening.

Als windenergie zou kunnen worden opgeslagen, dan neemt de voorspelbaarheid en dus de marktwaarde toe. Het onvoorspelbare karakter van windenergie betekent dat windmolens gekort worden op de energieprijis door de kosten van programmaverantwoordelijkheid. Dat houdt in dat er meerdere keren per dag een voorspelling wordt gemaakt van het windaanbod, zodat de productie van andere energieproducenten daaraan kan worden aangepast. De kosten daarvoor komen voor rekening van de windexploitanten. Energieopslag is een dempende intermediair tussen de werkelijke vraag naar energie op enig moment en het aanbod van windenergie. Hierdoor krijgt windenergie ook een betere aansluiting op de energiemarkt met al haar handelsfaciliteiten (piek/dal, regel- en reservevermogen, APX) en kunnen de kosten van de programmaverantwoordelijkheid lager worden.

De WindAccu draagt bij aan:

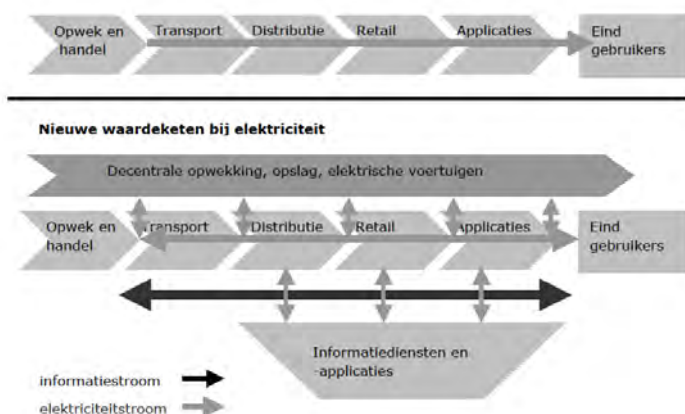
- ❖ Een betaalbare, betrouwbare en duurzame energievoorziening in de toekomst;
- ❖ Betere netinpassing voor discontinue en decentrale opwekking van duurzame energie;
- ❖ Flexibiliteit van het energiesysteem verhogen;
- ❖ Investeringskosten in infrastructuur te beperken of uit te stellen
- ❖ Het borgen van een betrouwbare elektriciteitsvoorziening
- ❖ Het verminderen van piekbelasting van het net alsmede de risico's daarop
- ❖ Lokaal versterking van het net
- ❖ Stimuleren elektrisch vervoer

Op deze manier kunnen ook in de toekomst grotere duurzame energie productie installaties door de landbouw gerealiseerd blijven worden.

3.2 WindAccu in een intelligente netwerk

Transport van elektriciteit en de daarbij horende omzettingen in spanningsniveaus geeft een inefficiëntie. Soms zijn de transportafstanden zeer groot. Een voorbeeld hiervan is de stroomproductie van de windparken op het terrein van Wageningen UR in Lelystad. De geproduceerde stroom gaat naar een transformatorhuis op de Rietweg, 9 km verderop. De investeringskosten hiervan waren circa 5 miljoen Euro en de kabelverliezen bedragen minimaal 100.000 € per jaar. De stroom die door de kantoorgebouwen en het melkveebedrijf gebruikt wordt aan de Runderweg komt via het onderstation aan de Dronterweg. Op dit moment zit de energiemarkt zo in elkaar dat het niet uit maakt of de energie regionaal geproduceerd wordt of vanuit het buitenland komt. Hiervoor worden dezelfde transportkosten berekend. Een grote inefficiëntie vindt hier plaats.

Door de toepassing van ICT kunnen intelligente netwerken, zogenaamde smart grids, gerealiseerd worden waarbij de optimale afstemming tussen vraag en aanbod op lokaal niveau plaats vindt. Deze intelligente netwerken hebben de potentie om centraal georganiseerde elektriciteitsvoorziening aan te vullen met nieuwe marktmodellen, waarbij de traditionele waardeketen bij elektriciteit vervangen wordt door een nieuwe waardeketen zoals weergegeven in onderstaand figuur.



Figuur 3. Overzicht van traditionele en nieuwe waardeketen bij elektriciteit⁷

Door het toepassen van energieopslagsystemen voor windenergie worden de pieken en de dalen van gevraagde kW's voor het elektriciteitsnetwerk lager. Lagere pieken en dalen betekent dat de energienetwerken kleiner gedimensioneerd kunnen worden. Dit betekent weer minder dikke kabels, kleinere transformatoren, etc. Kleinere dimensionering van de netwerken kan op termijn honderden miljoenen euro's besparen. Energieopslag is belangrijk om dit systeem autonoom van het distributienetwerk te maken.

De intelligente netwerken vormen een basis om efficiënter met elektriciteit om te gaan. Bij een intelligent netwerk voor distributie wordt met name gekeken naar de afstemming, de productie kant. Bij sturing van vraag en aanbod wordt ook een ander gedrag aan de vraagzijde bewerkstelligd. Dit kan bij de huidige gebruikers zoals het kantoorgebouw, datacenter en melkveebedrijf. Maar ook op nieuwe energievragers. Zo zijn er een groot aantal processen die op dalmomenten plaats kunnen vinden als daar een stimulans qua prijs voor zorgt, zoals bijvoorbeeld elektrisch transport. Ook alternatieven worden getest. De productie van algen kan gestimuleerd worden door Led-verlichting. Als er een overschot aan elektriciteit is kan de verlichting aan, bij hogere elektriciteitsprijzen kan de led verlichting wellicht uit blijven. De algenvijver op de Runderweg aan Lelystad kan als testlocatie fungeren.

Op de Runderweg in Lelystad staan diverse energieproducenten (Windturbines, co-vergister, zonnepv) en energieconsumenten (kantoorgebouw, datacenter, melkveebedrijf, varkensfokkerij) op een compact terrein. De WindAccu kan in combinatie met de energieproducenten en –consumenten een lokaal intelligent netwerk vormen. Tevens is de WindAccu een noodenergieopslagsysteem. Echter, de business case van WindAccu begint in de elektriciteitsmarkt, waar een basis zal moeten zijn voor een stuk toegevoegde waarde.

3.3 Verdienmodel WindAccu

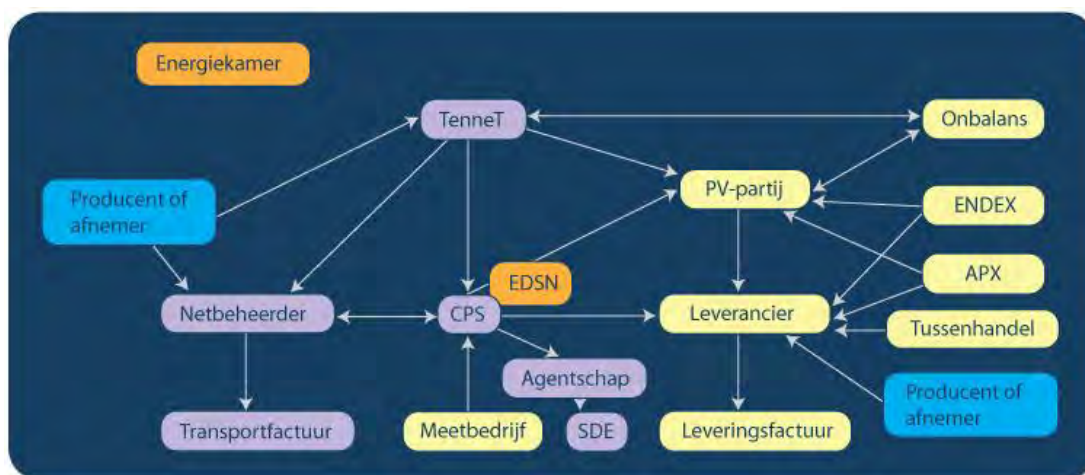
3.3.1 Inleiding

WindAccu is een opslagsysteem voor elektrische energie die in combinatie met de productie van windenergie moet leiden tot een meer voorspelbare productie van elektriciteit. Het verdienmodel van de WindAccu zal gebaseerd moeten zijn op de marktinstrumenten van de elektriciteitsmarkt.

⁷ Taskforce Intelligente Netten (2010). *Op weg naar intelligente netten in Nederland*. <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/rapporten/2010/09/02/op-weg-naar-intelligente-netten-in-nederland.htm>



De elektriciteitsmarkt is in iets meer dan een eeuw geëvolueerd van een verzameling monopolies van private netwerken tot een volledig vrije markt waarin de netwerken in publieke handen zijn en elektriciteit door marktpartijen in volledige concurrentie wordt verhandeld. Omdat vraag en aanbod van elektriciteit op het netwerk altijd in evenwicht moeten zijn is de elektriciteitsmarkt zwaar gereguleerd. In onderstaande figuur zijn alle partijen aangegeven die in het kader van de Elektriciteitswet iets met elkaar te maken hebben.⁸



Transport van elektriciteit (het fysieke netwerk) is in Nederland in overheidshanden. De paarse vakjes in de figuur zijn in handen van de overheid. De gele vakjes zijn in handen van de vrije markt waarin 'oude nutsbedrijven', al dan niet overgenomen door buitenlandse bedrijven, concurreren met nieuwkomers. De positie van de producent en/of afnemer is met een blauw vakje weergegeven. De producent/afnemer heeft altijd twee contractuele relaties: één met de netbeheerder en één met een leverancier.

Geld besparen en/of verdienen kan op twee manieren:

- Besparingen op de aansluit- en transportkosten. Transportkosten bespaar je door minder kWh's uit het net op te nemen en/of door een lager capaciteitsbeslag (piekvermogen, kW). Bij de WindAccu is besparing op transport één van de mogelijke inkomstenbronnen. Het capaciteitsbeslag (kW) is een lastige, daar de hoogste piek in een jaar (kW-contract) gedurende 15 minuten en de hoogste piek gedurende een maand (kWmax) gedurende 15 minuten een deel van de transportfactuur bepalen. Voor levering van energie aan het net worden geen transportkosten betaald, wel periodieke aansluitkosten.
- Besparingen op de leveranciersfactuur (levering kWh's, energiebelasting en kosten van de programmamaverantwoordelijke, ook wel PV-kosten of onbalansvergoeding genoemd). Energiebelasting wordt alleen in rekening gebracht bij de afnemer. Dus zodra je minder kWh's afneemt, bespaar je belasting. Hoe je geld verdient en/of bespaart op de APX/ENDEX en de onbalansmarkt wordt in de volgende paragrafen uitgelegd.

3.3.2 APX en ENDEX

Elektriciteit wordt verhandeld op een markt voor de korte (APX) en een markt voor de langere termijn (ENDEX). Daarnaast bestaat de mogelijkheid rechtstreeks contracten te sluiten met afnemers of producenten. Op de APX en de ENDEX kan elektriciteit worden gekocht en verkocht via verschillende constructies. Het is mogelijk elektriciteit te kopen per uur (APX) en per maand, kwartaal of jaar (ENDEX), waarbij de ENDEX ook nog onderscheid maakt tussen piek- en dalstarief. Indien WindAccu via een mix van

⁸ Zie www.kostennetaansluiting.nl



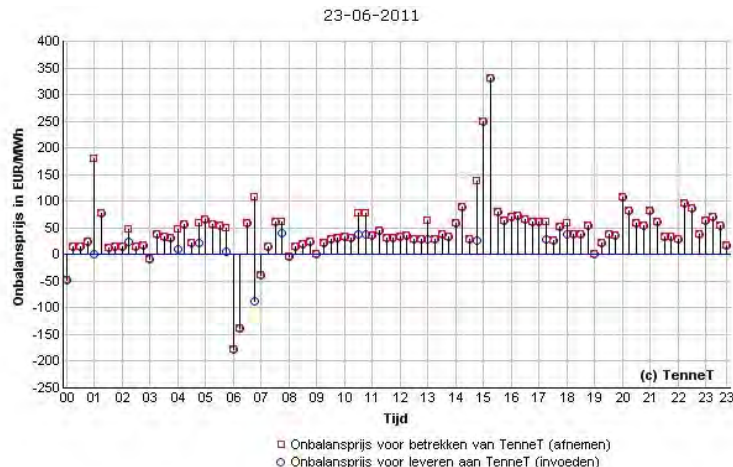
de APX en de ENDEX het juiste spel van laden en ontladen speelt, kan een extra inkomstenstroom gegenereerd worden.⁹

3.3.3 Onbalansmarkt/PV

De programmaverantwoordelijke (PV-partij) heeft een bijzondere positie in het relatieschema. TenneT is hiërarchisch gezien de baas maar aangezien dit een staatsbedrijf betreft, zijn de financiële risico's ondergebracht bij de programmaverantwoordelijken.

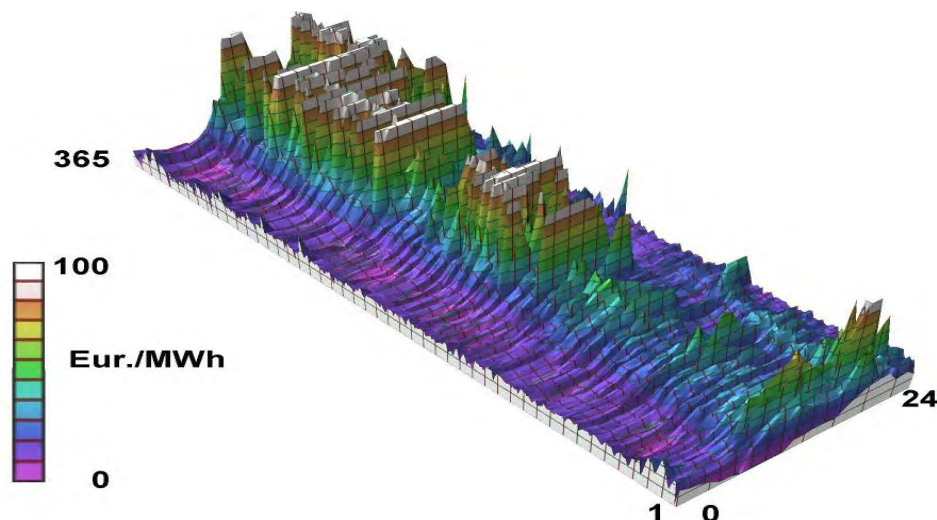
Elke dag dient de programmaverantwoordelijke voor de EAN-codes waar zij verantwoordelijk voor is de voorspelling van volumes per 15 minuten voor opwekking en afname in bij TenneT. Een voorspelling komt nooit uit en als het betreffende kwartier daar is dan zal, afhankelijk van een tekort of overschot, de balans hersteld moeten worden. TenneT stuurt het op- en afschakelen van producenten en/of het afschakelen van afnemers aan en sluit contracten met marktpartijen voor het kunnen handhaven van de balans en afwijkingen op het programma te kunnen corrigeren. De rekening wordt neergelegd bij de programmaverantwoordelijken. Voor het deel dat de programmaverantwoordelijke het mis had wordt er ingekocht/verkocht op de APX- en/of onbalansmarkt. In de praktijk kun je geld verdienen en verliezen met de afwijking van de voorspelling.

In onderstaande figuren is afgebeeld hoe de prijsschommelingen op de onbalansmarkt en de APX er uit kunnen zien. Voor beide figuren geldt dat het momentopnamen zijn: resultaten uit het verleden, zonder garantie voor de toekomst. Wijzigingen in de marktordening door overheidsbeleid of ingrijpende uitbreidingen van de koppeling met het buitenland kunnen grote invloeden hebben op deze prijzen.



Afrekenprijzen voor onbalans op 23 juni 2011

⁹ Zie <http://www.apxendex.com/index.php?id=144> voor een beeld van de APX-markt.



APX Day Ahead prijzen in 2003 (Bron: KEMA)

De reductie van PV-kosten is maximaal 8 € per MWh en is dan een bescheiden inkomstenbron voor de batterij. Meer kan worden verwacht van de APX en de markt voor regel- en reservevermogen (onbalansmarkt) en het noodvermogen via TenneT. Het is de vraag in hoeverre een batterij met een bepaalde capaciteit kan toetreden op deze markten en welke capaciteit daar minimaal voor nodig is.

Voor bovenstaande marktsegmenten geldt in hoge mate dat via een statistische benadering vanuit het verleden een schatting kan worden gedaan van de inkomsten die een batterij op die markten kan genereren. Dit is uiteraard geen garantie voor toekomstige inkomsten, maar het de meest eenvoudige weg naar een schatting van de economische potentie van een batterij op die markten. Probleem is wel dat voor een statistische analyse gegevens nodig zijn van de marktprijzen over de afgelopen jaren tot op de kleinste tijdeenheid waarin wordt gehandeld (vaak is dat pte-niveau). Bij TenneT kan die informatie kostenloos worden opgevraagd. Bij de APX/Endex is een abonnement noodzakelijk van 1500 euro ex. BTW per jaar.

In de bijlage is een samenvatting opgenomen van de eisen van TenneT voor regel- en reservevermogen. Er is een mogelijkheid om op vrijwillige basis capaciteit als regelvermogen aan te bieden, voor zover sprake is van geschikt regelbaar vermogen en de technische middelen voor aansturing door de FVR (Frequentie-Vermogensregeling). In principe moet een vermogen van 5 MW kunnen worden op- en afgeregeld en is dus op elk moment een vermogensruimte van 10 MW noodzakelijk. De benodigde ICT-voorzieningen zijn redelijk omvangrijk en complex. Vertegenwoordigers van TenneT hebben aangegeven dat er mogelijkheden zijn om af te wijken van de eisen voor vermogen, bijvoorbeeld omwille van een experimentele omgeving, maar dat de ICT-voorzieningen dezelfde zullen moeten zijn als voor andere partijen. Dit verhoogd de transactiekosten aanzienlijk indien de batterijcapaciteit tot enkel MW beperkt blijft.

3.3.4 Congestiemanagement

Een variabele die qua opbrengsten nog niet gekwantificeerd kan worden is het congestiemanagement. Op dit moment zijn er enkele gebieden in Nederland die te maken hebben met fysiek capaciteitsgebrek. TenneT is bezig een systeem in het leven te roepen dat ervoor zorgt dat er opwekking en/of afname wordt afgeschakeld op het moment dat in de betreffende gebieden het net overbelast dreigt te gaan worden.¹⁰ Dit is wezenlijk anders dan de programmaverantwoordelijkheid, waar de sturende factor de balans (frequentie, spanning) in het Nederlandse net is. Indien een gebied is aangewezen als congestiegebied, dan zijn er mogelijk inkomsten voor een energieopslagsysteem. Echter, in de Flevopolder is voorlopig geen situatie

¹⁰ Zie http://www.tennet.org/images/animatie_2009_10_01_tcm41-18485.swf voor een animatie van congestiemanagement.



van congestie in de hoogspanningsnetten te verwachten.

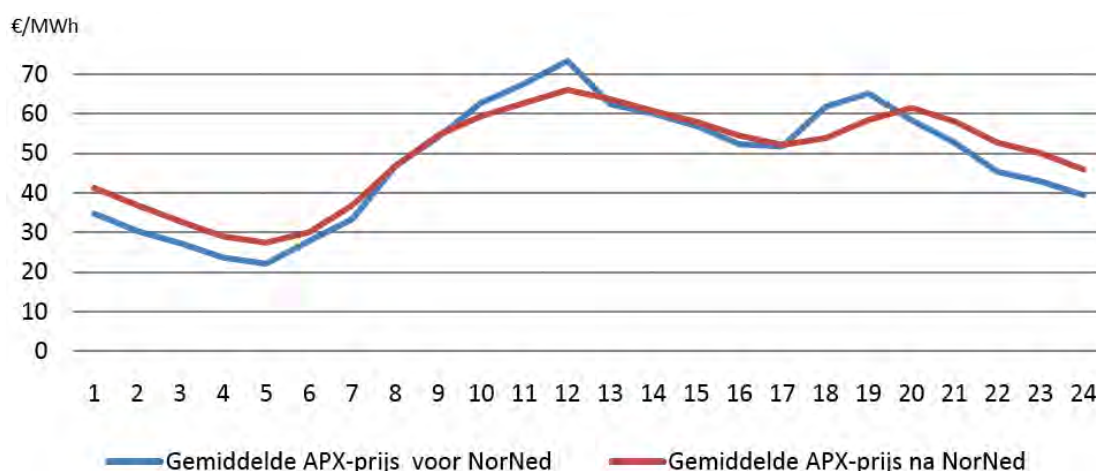
3.3.5 Combinatie onbalansmarkt en APX

De toe- of afslag van de programmaverantwoordelijke is afhankelijk van het volume en de voorspelbaarheid. Bronnen als wind en zon hebben vanwege de onvoorspelbaarheid een hoge toeslag. Producenten van Windenergie betalen in de regel € 8-10 per MWh voor de kosten die voortvloeien uit de programmaverantwoordelijkheid en dus voor de mate van onvoorspelbaarheid. Een qua volume vergelijkbare WKK betaald ongeveer € 2 euro voor de programmaverantwoordelijkheid.

WindAccu vergroot de voorspelbaarheid en verlaagd de kosten voor programmaverantwoordelijkheid door fluctuaties op te vangen en te neutraliseren. Bij te meer productie dan het opgegeven programma laadt de WindAccu op en bij minder productie ontlad de accu. Met voorgaand mechanisme kan de WindAccu geld besparen op de toeslag van de programmaverantwoordelijke en dat is winst voor de eigenaar van het windpark. De combinatie tussen WindAccu en de APX/ENDEX kan tot onverwachte uitkomsten leiden, bijvoorbeeld als een deal op de ENDEX gesloten en men op het uur x de verplichtingen niet kan nakomen. Als dan op de APX ingekocht moet worden om het tekort op te vangen en de APX is lager dan de ENDEX, hoeft de WindAccu op dat moment niets te doen om een prijsvoordeel te behalen. Dit toont ook aan dat de programmaverantwoordelijke een centrale rol speelt in het genereren van toegevoegde waarde voor WindAccu.

Het is natuurlijk mogelijk om een batterij alleen in te zetten voor stabilisatie van het vermogen van een windpark, maar met een verbetering van de opbrengst van € 6-8 per MWh voor programmaverantwoordelijkheid kunnen de kosten voor een batterijsysteem voorlopig niet worden terugverdiend binnen een acceptabele termijn. Het is dus interessant te kijken in hoeverre een batterij aanvullende meerwaarde heeft in perioden waarin de capaciteit van de batterij onderbenut wordt of relatief langere tijd niet nodig is voor het windpark. Het financieel rendement van de batterij kan dan verbeterd worden door zelfstandige toegang tot andere markten zoals de APX en de markt voor regel- en reservevermogen (balanshandhaving TenneT).

Onderstaande figuur toont de dagelijkse trend van de Day Ahead prijzen op APX voor en na de invoering van NorNed (bron: CREG). De blauwe curve toont de gemiddelde APX prijs voor ieder uur van de dag (24 uur) vanaf 1 januari 2007 tot 5 mei 2008 (491 dagen), terwijl de rode curve de gemiddelde APX prijs voor ieder uur van de dag (24 uur) vanaf 6 mei 2008 tot 27 januari 2011 (996 dagen) toont.

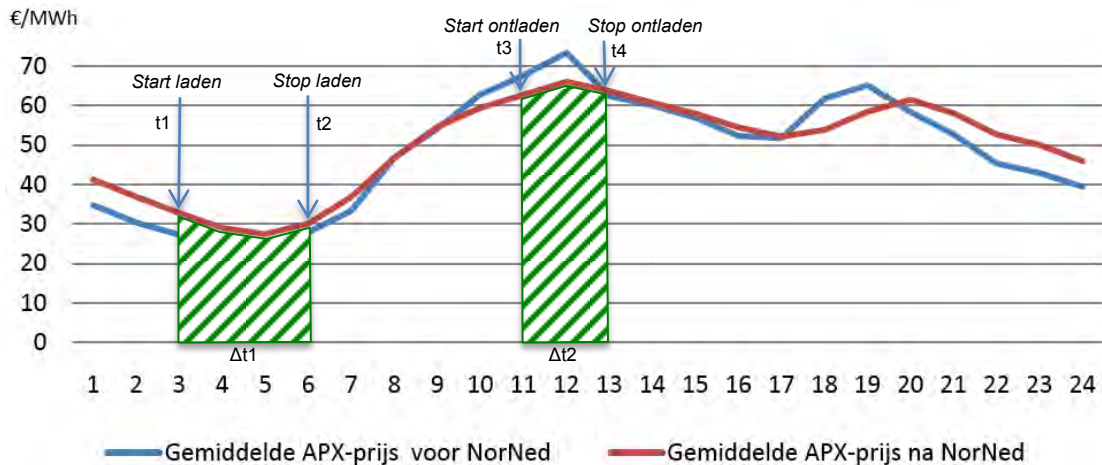


Effect van de NorNed-kabel op de Nederlandse Day Ahead-uurprijzen in de loop van de dag (24 uur).

In bovenstaande figuur is het effect van de NorNed-kabel duidelijk te zien: een vervlakking van de prijzen. Via de NorNed heeft Nederland toegang tot de Noorse elektriciteitsmarkt met veel waterkracht en pumped



hydro storage. Verdere integratie met grootschalige opslag of innovatieve mechanismen van vermogensbalancerende zal de prijzen nog verder naar elkaar doen toegroeien. Dit laat zien dat een ontwikkeling van meer opslagsystemen in het elektriciteitsnet de rentabiliteit langzaam maar zeker zal verminderen, tenzij de prijs van opslag relatief sterker daalt.



Figuur x: projectie laad- en ontladperiode op APX-curve

Het gerealiseerde inkomen door laden tijdens daluren en ontladen tijdens piekuren laat zich als volgt beschrijven.

$$I_c = \int_{t_3}^{t_4} P_B p_{APX} dt - \int_{t_1}^{t_2} P_B p_{APX} dt$$

Hierin is I_c het totale inkomen in € na één cyclus van laden en ontladen, P_B het momentane batterijvermogen in MW en p_{APX} de momentane eenheidsprijs op de APX in €/MWh.

Ofwel in geval van sturing op basis van pte's (kwartierwaarden) waarbij vermogen en prijs gedurende een pte constant zijn:

$$I_c = \sum_{pte=n}^m \frac{P_{B,pte} p_{pte}}{4} - \sum_{pte=j}^k \frac{P_{B,pte} p_{pte}}{4}$$

waarbij $[j,k]$ en $[n,m]$ de intervallen zijn van de pte-blokken waarin respectievelijk wordt geladen en ontladen. Deze vergelijking kan ook gebruikt worden om het werkelijke inkomen te benaderen door gemiddelde waarden voor vermogen en prijs per kwartier te bepalen.

In het voorbeeld van figuur x is met gearceerde vlakken aangegeven wanneer geladen en ontladen wordt. In beide gevallen geldt dat de opslagcapaciteit geheel wordt benut (volledige cyclus). Zowel bij laden als ontladen is het batterijvermogen gelijk verondersteld. Het verschil in tijdsduur tussen laden en ontladen laat zich verklaren door de energieverliezen in het batterijsysteem. In dit voorbeeld vertegenwoordigt het eerste vlak een waarde van -84 € wanneer met een constant vermogen van 1 MW zou zijn geladen en het tweede vlak een waarde van 126 € wanneer met een constant vermogen van 1 MW zou zijn ontladen. Er zou met deze cyclus op een vermogen van 1 MW dan 42 € zijn verdiend. Herhaling van deze cyclus gedurende 365 dagen geeft een gemiddeld inkomen van 15.330 € per jaar. Bij een eis van 10 jaar voor de terugverdientijd van het opslagsysteem, zou dit dus niet meer dan 150.000 euro mogen kosten. Het totale batterijverlies

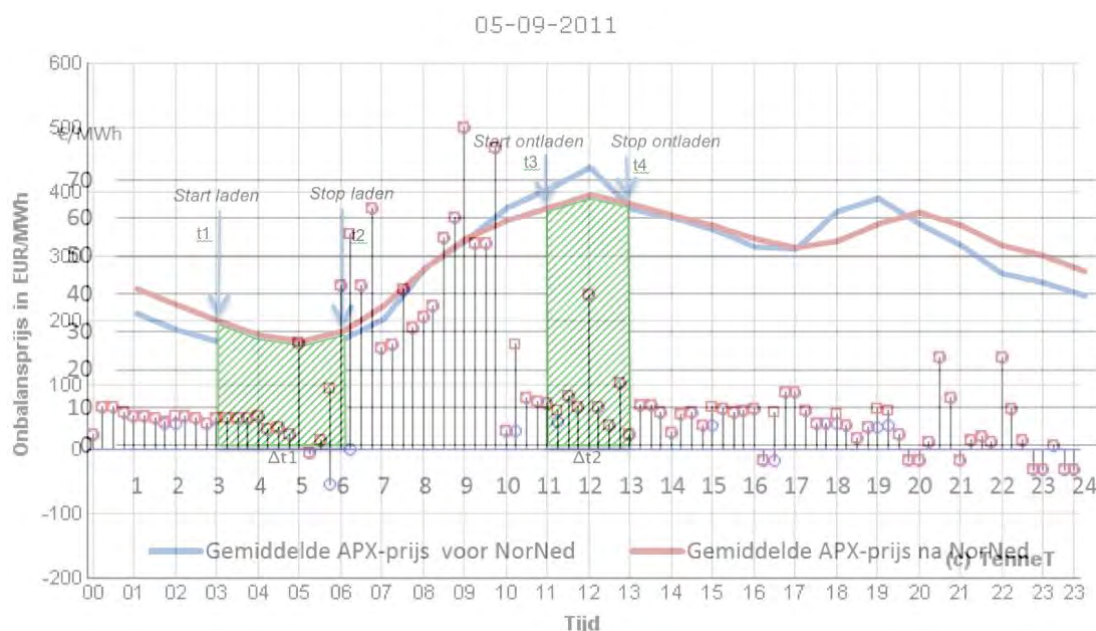


bedraagt in dit voorbeeld 33%, dus het cycle-rendement is 67%.

In de volgende figuur is een voorbeeld weergegeven van het combineren van de APX met de onbalansmarkt van Tennet, in dit geval de onbalansprijzen van 5 september 2011. Op basis van deze figuur kunnen geen conclusies worden getrokken over de opbrengst op die bewuste dag, omdat de figuur van de APX een gemiddelde betreft en geen dagresultaat. De figuur illustreert hoe de combinatie van APX en de onbalansmarkt in de praktijk kan uitpakken. Gedurende de nacht kan goedkope energie op de APX worden ingekocht om gedurende een periode van onbalans te worden verkocht op de onbalansmarkt. Welke prijzen gerealiseerd kunnen worden hangt af van een aantal factoren:

- de algehele situatie op de energiemarkt en de verhouding tussen vraag en aanbodfactoren in een bepaalde periode;
- de transactiekosten voor toegang tot betreffende deelmarkten;
- de omvang van het beschikbare batterijvermogen, alsmede de verhouding tussen vermogen en opslagcapaciteit van de batterij.

De volgende gecombineerde figuur laat zien dat op 5 september 2011 bij volledig ontladen tussen 6 en 10 uur een prijsniveau van ongeveer 300 euro per MWh kon worden gehaald, ofwel 600 euro voor een totale ontlading. Uitgaande van de gemiddelde inkoopkosten op de APX van de eerder berekende 82 € zou dan met een batterij van 1 MW een dagwinst van 518 euro zijn behaald (exclusief transactiekosten).



Combinatie APX en onbalansmarkt

3.3.6 Kostprijsontwikkeling EES

Zoals eerder aangegeven, is een VRB in combinatie met windenergie onder huidige condities niet rendabel. Echter, een valide vraag die we kunnen stellen is: onder welke condities zou een dergelijke oplossing in de toekomst rendabel kunnen zijn. Deze vraag kan ook anders gesteld worden: is VRB-technologie in staat om in de buurt van de kostprijs van de gangbare gasturbine te komen? Om deze vraag te kunnen beantwoorden, is een analyse uitgevoerd van de kostprijsontwikkeling (LCOE) van de VRB, gebaseerd op een aantal aannames.

LCOE cost-down model parameters:



- Kapitaalsinvestering (KI)
Uitgedrukt in Euro/Watt, met learning factor (LF) van -7%/jaar, wat overeenkomt met de historische prijsdaling van vergelijkbare industriële goederen zoals windturbines.
- Systeem levensduur (SL)
Uitgedrukt in jaren, met learning factor (LF) van 10%, wat overeenkomt met de historische verbetering in performance van de nieuwe technologieën die op de markt komen (e.g. windgeneratoren, PV-systemen, e.t.c.).
- Omzettingsefficiency van de batterij (RTE)
Efficiency van de laad/ontlaad cyclus, uitgedrukt in %, met LF van 1.5%/jaar.
Deze factor is redelijk in overeenstemming met de historische efficiency verbetering van de (in complexiteit) vergelijkbare energie systemen zoals windturbines.

Aannames voor deze parameters zijn samengevat in de volgende tabel.

Learning -> factor	-7%	10%	1.50%	5%
	KI (Euro/W)	SL (jaar)	RTE (%)	G (Euro/kWh)
2012	3.95	10	65	0.06
2014	3.67	11	66	0.06
2016	3.42	12	67	0.07
2018	3.18	13	68	0.07
2020	2.95	15	69	0.07
2022	2.75	16	70	0.08
2024	2.56	18	71	0.08
2026	2.38	19	72	0.08

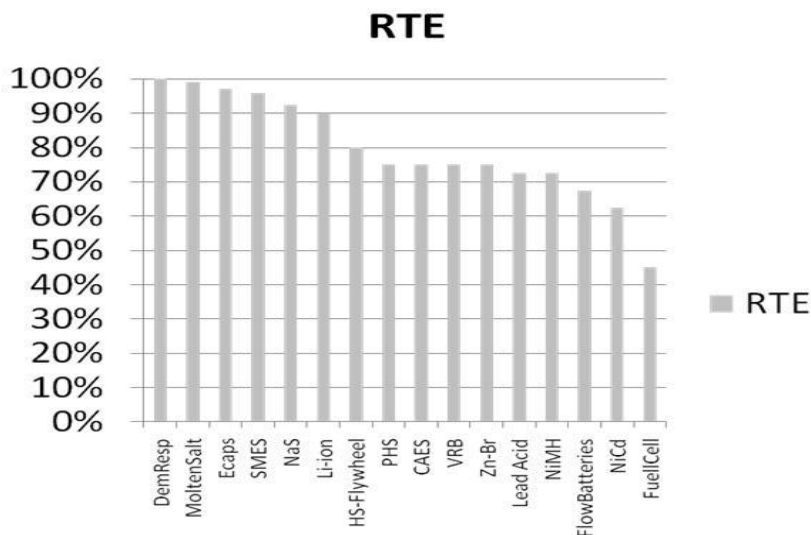
Aannames gebruikt bij de cost-down analyse van de VRB batterij

Om de complexiteit te beperken, zijn enkel het meest belangrijke parameters gemoduleerd, volgens het linear model: $\text{parameter}_{(n)} = \text{parameter}_{(n-1)} * [1 + (\text{learning factor})]$

Een VRB kenmerkt zich door relatief veel omzettingsverliezen (round-trip-efficiency, oftewel RTE) die de energie kostenplaatje negatief beïnvloedt. De beste, tot nu toe bereikte resultaten van batterijsystemen zijn weergegeven in onderstaande grafiek. De werkelijke performance kan 10-15% lager uitkomen, afhankelijk van de nageschakelde technieken.



Round trip efficiencies of various EES options



De verwachting is dat de huidige (werkelijk gemeten) RTE van 65% voor de VRB gestaag zal verbeteren als gevolg van technologie ontwikkeling en het reduceren van system verliezen (pompen, relais, inverters, etc.).

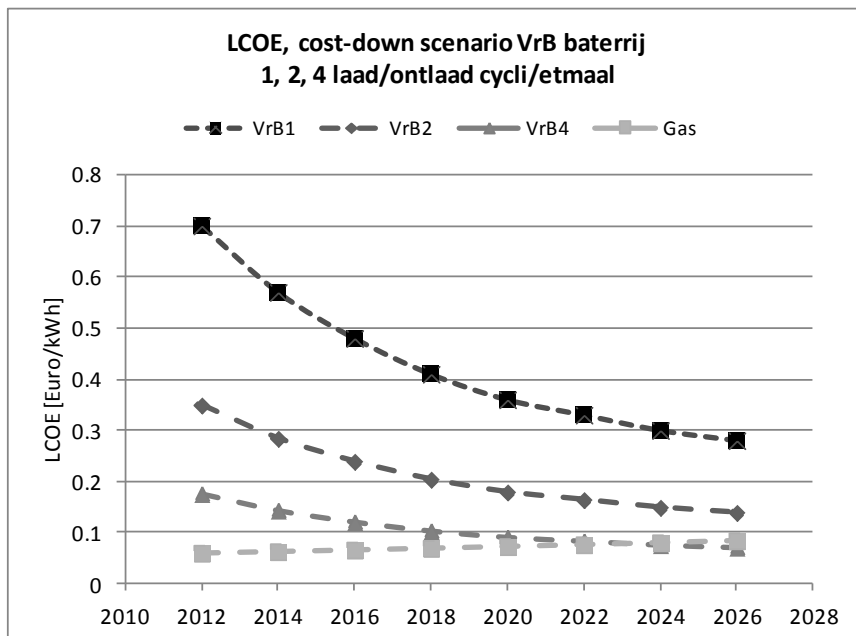
kWh prijs van de gasturbine (G)

Als referentie wordt in deze analyse de kWh prijs van de elektriciteit opgewekt door de gasturbine gebruikt. De huidige prijs van ca. € 0.06 per kWh wordt opgehoogd met 5% per jaar, wat overeenkomt met de verwachte prijsstijging van de elektriciteit voor de grootgebruikers.

Aantal laad/ontlaad cycli (L/O)

Uiteraard is de kostprijs van de elektriciteit via de VRB sterk afhankelijk van het aantal cycli gedurende een etmaal. In deze studie is uitgegaan van maximaal 1 cyclus per etmaal, ofschoon het theoretisch mogelijk is om die op te voeren naar 4 per etmaal. Deze optie is meegenomen in de berekening, met de randvoorwaarde van geen kosten voor de laadstroom (gratis overtollige windkracht).

Resultaten van de LCOE analyse zijn weergegeven in het onderstaande grafiek:



De conclusie is dat de kostprijs van elektriciteit uit de VRB voorlopig hoger blijft hoger dan die van de gasturbine. Enkel in geval van een hypothetische scenario van 4 L/O cycli per etmaal, lijkt het gebruik van een VRB WindAccu financieel interessanter dan het inschakelen van een gasturbine. We kunnen ook stellen dat meer inspanning geleverd moet worden door de ontwikkelaars van VRB's om ervoor te zorgen dat de prijs sneller gaat dalen en de performance sneller stijgen. Dit zou helpen om het break-even punt eerder te bereiken.

Een VRB WindAccu met 2 €/W aan Capex, 85% RTE, 20 jaar levensduur, zou rond de 7-8 €/kWh uitkomen wat hem op termijn in lijn brengt met grootschalig opgewekte windenergie en fossiele krachtcentrales. Ofschoon het besproken model sterk vereenvoudigd is, laat het toch zien dat de toepasbaarheid van VRB batterijen voorlopig tot niches beperkt is tot toepassingen waar de marges per cyclus hoger zijn. Maar ook in deze niches (power conditioning, UPS) en MW-schaal, zal VRB geduchte concurrenten krijgen in de vorm van Li-ion batterijen en NaS, die in de afgelopen jaren met een duidelijke opmars bezig zijn.

3.3.7 Conclusies

De conclusie is dat de kostprijs van elektriciteitsopslag via VRB voorlopig hoger blijft dan die van de gasturbine. Enkel in geval van een hypothetisch scenario van 4 cycli per etmaal, lijkt het gebruik van een VRB WindAccu financieel interessanter dan het inschakelen van een gasturbine. We kunnen dan ook stellen dat de kostprijs van VRB-systemen sneller omlaag moet en de performance sneller omhoog wil men het break-even punt eerder bereiken.

Een VRB WindAccu met 2 €/W aan Capex, 85% RTE, 20 jaar levensduur, zou rond de 7-8 €/kWh uitkomen wat hem op termijn in lijn brengt met grootschalig opgewekte windenergie en fossiele elektriciteitsproductiecentrales. Ofschoon het besproken model sterk vereenvoudigd is, laat het toch zien dat de toepasbaarheid van VRB voorlopig beperkt blijft tot applicaties waar de waarde van de energieopslag hoger is dan de kale kWh-waarde. Maar ook in niches (power conditioning, back-up power, UPS) en op MW-schaal, zal VRB geduchte concurrenten krijgen in de vorm van Li-ion batterijen en NaS, die met een duidelijke opmars bezig zijn.

Een andere belangrijkste conclusie is dat een batterij geen grote verliezen mag hebben om de winst van

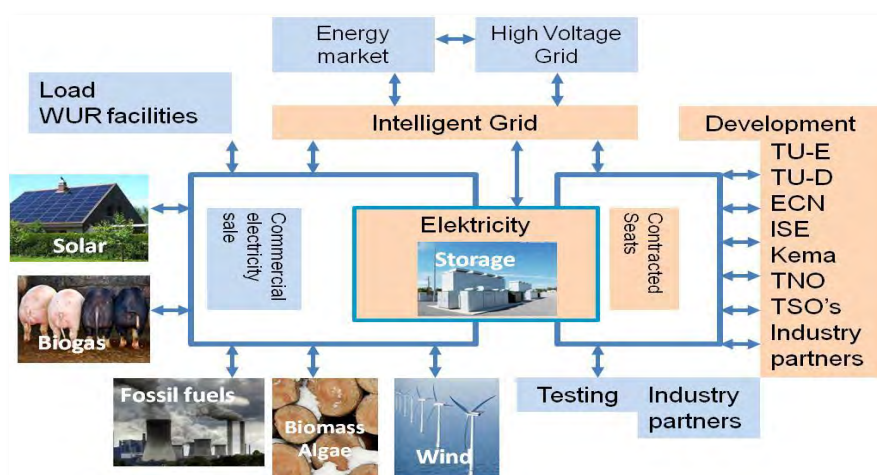


een beter voorspelbaar programma niet verloren te laten gaan door het verlies aan energieproductie. Financieel interessanter is een combinatie van APX en de onbalansmarkt van TenneT. Probleem is dat de toegang tot de onbalansmarkt beperkt is tot door TenneT erkende handelaren: de programmaverantwoordelijken. Samenwerking met een programmaverantwoordelijke is dus nodig, tenzij de bereidheid bestaat om zwaar te investeren in ICT-voorzieningen die nodig zijn voor participatie aan het systeem van balanshandhaving.

3.4 Verdienmodel testlocatie

3.4.1 Potentie van de WUR-locatie Lelystad

De energievoorziening zal steeds meer bestaan uit een combinatie van energiebronnen, gebaseerd op decentrale architectuur en met een grote mate van autonomie en flexibiliteit. De opslag van elektriciteit en (bio)gas zal in dit systeem mogelijk een belangrijke rol toebedeeld krijgen. Daarnaast, zal het systeem zelf regulerend en zelf controlerend zijn. Dit concept is weergegeven in het volgende schema.



Schematische weergave business model WUR-locatie

De locatie van WUR in Flevoland voldoet reeds aan enkele van deze criteria:

- het herbergt diverse duurzame energiebronnen (biogas, zonne-energie, windenergie);
- vertegenwoordigt een moderne architectuur die (in bepaalde mate) diverse duurzame energiebronnen aan elkaar koppelt;
- fungeert als een autonoom, decentraal systeem, maar kan tevens energie leveren/ontvangen aan/van het openbare net.

Het is reeds in de huidige vorm een unieke locatie voor het ontwikkelen en testen (O&T) van duurzame energiesystemen. Met een additionele investering in infrastructuur, energie opslag en ICT heeft het de potentie om de rol te krijgen van een landelijk centrum op dat gebied. Het is te veronderstellen dat de organisaties, die qua research agenda en de behoefte met betrekking tot de bundeling van kennis en middelen vergelijkbare uitdagingen hebben, graag van de diensten van een dergelijke centrum gebruik zouden willen maken.

Met andere woorden, WUR testlocatie Flevoland heeft duidelijk een waarde die ontsloten kan worden. Dit kan via:

- integreren van WindAccu en smart grid in de bestaande infrastructuur;
- zorgvuldige valorisatie van Ontwikkel & Test activiteiten;



- selecteren van de juiste partners (allianties);
- matching van de research agenda en de bestaande/nieuw aan te leggen infrastructuur.

In het kader van dit business plan wordt er gedacht aan het beschikbaar stellen van een beperkte aantal "research seats" tegen een vergoeding. Wetende dat een gemiddelde "engineering FTE" ca. 120-160k€/jaar kost, kunnen we aannemen dat dergelijke "seats" ergens tussen 60-80k€/jaar kunnen opbrengen. Uiteraard moet de hoogte van dit bedrag zorgvuldig gekozen worden, zodanig dat de toekomstige partners er "good value for money" in zien. Daarnaast zijn er kosten verdisconteerd die voortvloeien uit het beschikbaar stellen van een werkplek, verblijfsaccommodatie, ICT-infra en dergelijke.

3.4.2 Mogelijke partners

Op basis van de eerste verkennende gesprek met Tennet kunnen we stellen dat het "research seats" concept aanzienlijke waarde vertegenwoordigt, die meegenomen moet worden in de business case van WindAccu. Derhalve moeten er verkennende gesprekken gevoerd worden met andere potentiële partners.

Via deze partners wordt een systeem opgebouwd die de lokale kansen optimaal kan benutten, en de positie van Flevoland als kenniscentrum voor de integratie van duurzame energiebronnen en energieopslag kan uitbouwen. Daarnaast werkt deze constructie drempelverlagend bij het opzetten en uitvoeren van relevant onderzoek. Ook werkt dit systeem stimulerend voor het tot stand brengen van lokale netwerken in de sector elektrotechniek (en specifiek vermogenselektronica, automatisering, energieopslag), en bevordert het hoogwaardige werkgelegenheid en innovatie in de regio Flevoland.

3.4.3 De impact van "research seats"

De volgende tabel laat zien wat de operationele kosten zijn van WindAccu, gebaseerd op :

- 1 volledige cyclus per dag;
- geen inkomsten uit "research seats";
- 10€ct voor elk verkochte kWh;
- 50% subsidie op projectkosten;
- Rente/aflossing last van 6% op de resterende 50% van het kapitaal.

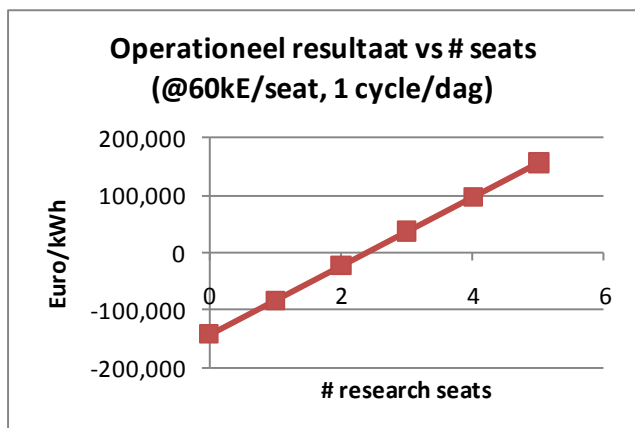
Operationele kosten	accu	aantal	unit prijs	bedrag/jaar
Item	Eu/kW			Euro
Investering	Euro	1	1,975,000	
Onderhoud	Eu/kWh	1	39,500	39,500
Financiering	6%	1	1,975,000	118,500
Grondkosten	Eu/kW	1	14	0
Netkosten	Eu/kW	1	11	11,000
OZB	0.5%	1	1,975,000	9,875
El. verliezen (30%)	35%	1	0.05	12,775
Saldo kosten				191,650
Verkoop elek.	Eu	474,500	0.100	47,450
Subsidie	0%	1	1,975,000	0
Provincie	0%	1	1,975,000	0
Research seats		0	60,000	0
Saldo baten				47,450
Resultaat				-144,200

Operationele kosten WindAccu, zonder exploitatie "research seats"

We kunnen zien dat de operatie een negatief resultaat oplevert van bijna 150k€, zonder dat er significante inkomsten tegenover staan. Dit plaatje verandert naarmate meer "research seats" worden gecontracteerd



tegen een minimum bedrag van 60k€/seat/jaar. De impact hiervan is zichtbaar in de volgende grafiek.



Operationeel resultaat research seats

3.4.4 Conclusie

Bij ongeveer 3 "seats" treedt er een break-even point op, met een positieve cash-flow als gevolg. Uiteraard is het aantal 3 arbitrair en naar alle waarschijnlijkheid zou de werkelijke aantal plaatsen in de orde van grootte van 8-10 kunnen liggen. Ofschoon dit plaatje een relatief eenvoudig beeld van de complexe werkelijkheid vormt, kunnen we de conclusie trekken, dat zonder "research seats" het nagenoeg onmogelijk zal zijn om de business case van WindAccu sluitend te krijgen.

Ofschoon deze analyse een relatief eenvoudig beeld van de complexe werkelijkheid vormt, kunnen we concluderen, dat zonder "research seats" het nagenoeg onmogelijk zal zijn om de business case van WindAccu te rechtvaardigen. Om het wel te kunnen doen moet er gezocht worden naar een ander business model, waarbij door de WindAccu een toegevoegde waarde gecreëerd wordt. Dit zou kunnen door het aanbieden van een test- en ontwikkelcapaciteit op het algehele duurzame energiesysteem waar WindAccu een onderdeel van wordt.

3.5 Conclusie

De conclusie is dat de kostprijs van elektriciteitsopslag via de huidige VRB voorlopig hoger blijft dan die van de gasturbine en daarmee niet rendabel is. Als de VRB 4 cycli per etmaal bereikt wordt, met een lagere kostprijs en de performance snel omhoog, kan het break-even punt eerder bereikt worden.

Op basis van een sterk vereenvoudigd model, laat het model zien dat de toepasbaarheid van VRB voorlopig beperkt blijft tot applicaties waar de waarde van de energieopslag hoger is dan de kale kWh-waarde. Maar ook in niches (power conditioning, back-up power, UPS) en op MW-schaal, zal VRB geduchte concurrenten krijgen in de vorm van Li-ion batterijen en NaS, die met een duidelijke opmars bezig zijn. De omzetverliezen beperkt houden is hierbij van groot belang.

In de voorgaande paragrafen zijn de investeringen en de jaarlijkse opbrengsten van de twee business cases berekend. De algemene lijn is:

- Het spel op de APX/ENDEX is een redelijk zekere inkomstenbron.
- De PV-kosten/onbalans leveren potentieel een grote bijdrage als de toegang tot dat marktsegment verzekerd is.



- Afhankelijk van de fysieke situatie kan er bespaard worden op de transportkosten en/of energiebelasting.

Verder zijn er de vermeden maatschappelijke kosten welke niet direct in klinkende munt worden uitbetaald aan de veroorzaker van de vermeden kosten. Dit zijn o.a.:

- Betere benutting van ons transportnet regionaal/landelijk.
- Beperking van de netverliezen.

Een indicatie van vermeden maatschappelijke kosten:

Consequenties	Geschatte kosten per jaar
Beperking van het transportverlies over het transportnetwerk. Pak 20% van het Nederlandse windvermogen.	$500.000\text{kW} \cdot 4\% \cdot 500 \text{ uur} \cdot \text{€}0,05 = \text{€ } 0,5 \text{ miljoen per jaar.}$
Betere benutting van ons transportnet (NL).	Grove indicatie: 30 miljoen minder investering.

Het economisch optimum is een mix van aanschafprijs (vermogen, capaciteit) en opbrengsten waarbij een proefopstelling een must is om de juiste parameters te ontwikkelen. Theorie en praktijk moeten bij elkaar worden gebracht. Het risico is dat de opbrengsten bij diverse partijen verdeeld ligt en daarmee niet gezamenlijk tot een optimale business case komen.

Onderzoek en testen is noodzakelijk. Door de mogelijkheden bij WUR in Lelystad in combinatie met partners en "research seats" voor test- en ontwikkelcapaciteit is het mogelijk om onderzoek verder te brengen. Alternatieve financiering anders uit de business case blijft in de nabije toekomst noodzakelijk om de businesscase rendabel te krijgen.

4 Praktijkcases Flevoland

Er worden twee praktijkcases uitgewerkt. De eerste case, Wageningen UR, wordt relatief veel aandacht besteed aan het bepalen van de dimensionering en electriciteitsmarkt. Op basis van deze informatie is de tweede case relatief makkelijk uit te rekenen. Op het akkerbouwbedrijf is niet genoeg productiehoeveelheid om handel op de onbalansmarkt mogelijk te maken. Hier wordt met name de transportkosten en energiebelasting gebruikt.

4.1 52 MW windpark, WUR Smart Grid

4.1.1 Configuratie, investeringen en exploitatie

In bijlage 1 is een schematische voorstelling van het WUR Smart Grid opgenomen. Twee windparken van de WUR, de Mammoettocht en de Neushoorntocht, zijn aangesloten op het private net van Windnet. Een privaat net (Elektriciteitswet, artikel 15, lid c) geeft de nodige vrijheidsgraden om op regionaal niveau een smart grid te maken. De achtergrond hierbij is dat de wijze van netaanleg nog gestoeld is op het concept van centrale opwekking en distributie over grote afstanden. Decentrale opwekking (wind, zon, WKK) vindt nauwelijks een basis in de netaanlegregels.

In bijlage 2 is een begroting opgenomen om het WUR Smart Grid te realiseren. Om tot een smart grid te komen dienen alle onderdelen met elkaar gekoppeld te worden. In het kader van de gedachte smart grid proeftuin zijn de nodige kosten opgenomen voor meting, analyse en presentatie. De begroting komt nu uit op 16,2 miljoen euro waarbij 13,6 miljoen is gerekend voor de energieopslag, deels met NaS en deels met



VRB. In de volgende paragrafen wordt nader ingegaan op de dimensionering van de batterijcapaciteit tegen de achtergrond van het windaanbod en de mogelijkheden op de markt voor elektriciteit.

In bijlage 3 is een exploitatieberekening opgenomen voor het WUR Smart Grid. Bij het berekenen van de opbrengst van de energieopslag is deels gerekend met praktijkschattingen. Verdere studie met een uitgebreid simulatiemodel en praktijkervaring zijn nodig om de getallen scherper te krijgen.

4.1.2 Dimensionering WindAccu

Een belangrijke vraag is hoe groot WindAccu zou moeten zijn in termen van vermogen en energieopslag om een efficiënte bijdrage te leveren aan de voorspelbaarheid van een windpark. Middelen zijn schaars en opslagsystemen duur, dus moet gezocht worden naar een optimum van vermogen en opslagcapaciteit van het batterijsysteem. In de volgende paragrafen wordt dit toegelicht en uitgewerkt. Vervolgens is het de vraag in hoeverre die opslagcapaciteit benut kan worden om mee te doen op de diverse deelmarkten van de elektriciteitsmarkt, zoals de APX en de onbalansmarkt van Tennet (bijlage 8).

De combinatie van vermogen en capaciteit moet passen bij de toepassing die men voor ogen heeft. Gekoppeld aan een windpark is de belangrijkste toepassing het kunnen handhaven van het opgegeven programma. De batterij vangt in dat geval onverwachte schommelingen in het windvermogen op en zorgt voor handhaving van het programma gedurende een bepaalde tijd. In dat geval is het de vraag hoe accuraat de windvoorspellingen zijn en hoe groot de afwijkingen van het programma doorgaans zijn. Verbetering van de windvoorspelling is dus een belangrijke factor om de noodzaak van grootschalige energieopslag te voorkomen. Anderzijds zal er altijd een bepaalde onzekerheid blijven die met energieopslag kan worden opgevangen. Vervolgens is het de vraag hoe groot de kosten zijn voor afwijking van het programma en in hoeverre de opbrengst van windenergie hoger kan worden door toevoeging van een batterij. Die kosten en dus de mogelijke opbrengst van een batterij wordt bepaald door de efficiency waarmee de programmamaverantwoordelijke in staat is om afwijkingen van het programma te corrigeren via eigen productie, contracten met flexibel vermogen en de energiebeurs.

Hoe effectief en efficiënt een batterij kan zijn in handhaving van het programma is afhankelijk van de mate waarin het windvermogen varieert. Op basis van langjarige informatie over het aanbod van wind kan een statistische analyse worden gemaakt die inzicht biedt in het gedrag van de wind en een voorspelling worden gemaakt van de effectiviteit en mogelijke opbrengst van energieopslag.

4.1.3 Keuze batterijtechnologie

Een opslagvoorziening voor energie heeft twee hoofdkenmerken: het vermogen en de opslagcapaciteit. Het vermogen bepaald de snelheid waarmee geladen of ontladen kan worden en de opslagcapaciteit bepaald de totale energie-inhoud van de opslagfaciliteit. Vermogen en capaciteit zijn de twee grootheden die bepalen hoe effectief een batterij kan worden ingezet en voor hoe lang. Secundaire kenmerken zijn de batterijverliezen bij het doorlopen van een complete cyclus, ook wel het cycluserendement genoemd, en de mate van aftakeling van de batterij als functie van het aantal doorlopen cycli. Een batterij met een vermogen van 1 MW en een opslagcapaciteit van 1 MWh kan dat vermogen slechts 1 uur leveren. Bij een opslagcapaciteit van 6 MWh is dat 6 uur. Vermogen en opslagcapaciteit zijn in hoofdzaak bepalend voor de kosten van een batterij van een bepaalde technologie. Bij sommige batterijtypen is de combinatie van vermogen en opslagcapaciteit vrij te kiezen (VRB, Pumped Hydro), waar dat bij andere batterijtypen vastligt (NaS) of slechts beperkt te kiezen (Pb, Li-ion). Bij batterijtypen als Lood-zuur, NiM of Li-ion wordt het maximaal vermogen slechts beperkt door de interne weerstand van de batterij en is vooral de batterijcapaciteit het keuzecriterium.

Op dit moment zijn NaS-batterijen beschikbaar in een standaard van 1:6, d.w.z. in de verhouding 1 MW vermogen bij 6 MWh opslagcapaciteit. Bij VRB ligt dit op 1:2. Het DC-DC cycluserendement van NaS ligt bij 80% en dat van VRB bij 70%. Inclusief omzetting van DC naar AC komt het totaalrendement van een cyclus gemiddeld uit op 60% voor de VRB en 70% voor de NaS. Op basis van deze eigenschappen is NaS dus in het voordeel. De investerings- en exploitatiekosten en de technische levensduur geven dan de



doorslag om toch door VRB te kiezen, daar wordt dan ook verder mee gerekend.

De kosten voor afwijking van het programma zijn onder andere afhankelijk van de mate waarin die afwijkingen kunnen worden opgevangen door ander vermogen. Flexibiliteit en capaciteit spelen daarbij een belangrijke rol. In principe zijn batterijen flexibel en snel inzetbaar, maar dit geldt ook voor gasturbines. Verschil is dat batterijen geen nieuw vermogen opwekken, maar slechts in staat zijn energiestromen in de tijd te verschuiven. Bij het laden en ontladen gaat een bepaald percentage van de energie verloren en ook hiermee moet rekening worden gehouden. Energieopslag kost per saldo energie en dit moet opwegen tegen de voordelen.

In veel windmolens zonder tandwieloverbrenging, alsmede zon-PV, wordt de opwekking in DC (gelijkstroom) aangeleverd en vervolgens omgezet naar AC (wisselspanning). In het openbare net is wisselspanning de standaard. Omzetting van DC naar AC is nodig voor netkoppeling van windenergie en dit levert verlies op. Bij de praktische uitwerking zal dus gekeken kunnen worden naar de opbouw van het lokale netwerk en de wijze van koppeling van WindAccu: AC of DC.

4.1.4 Statistische analyse windpark WUR

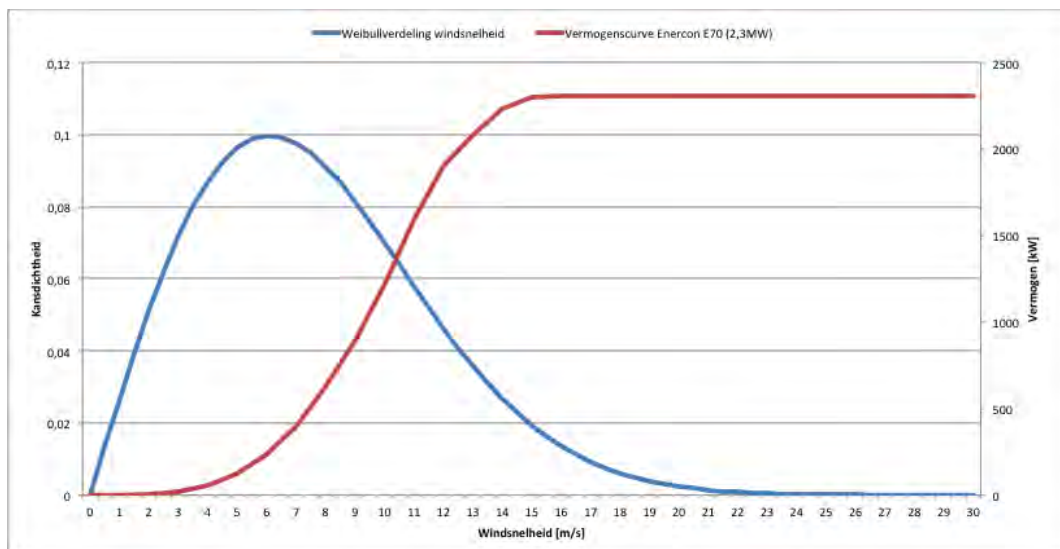
Afstemming van het vermogen en de capaciteit van een batterij bij een windpark begint bij gegevens over de productie van dat park behorend bij het heersende windregime. Het CBS houdt in Nederland langjarig informatie bij over het gemiddelde windaanbod per maand. Via indexering (gem. '96-'05 = 100) krijgt men een beeld over het verloop van het windaanbod in de tijd.

	Jan	Febr	Mrt	Apr	Mei	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Dec	Gem.
'88	183	233	151	95	97	70	121	87	123	107	76	147	124
'89	100	188	163	120	78	51	76	72	61	135	90	111	104
'90	209	261	164	109	42	65	92	63	94	140	81	151	122
'91	152	95	75	122	80	123	78	53	59	95	149	116	100
'92	115	111	159	109	102	71	76	126	95	115	195	111	115
'93	242	89	106	87	100	60	98	75	64	90	82	202	108
'94	204	91	214	121	65	95	36	82	110	99	95	190	117
'95	202	209	200	105	62	80	58	77	99	66	82	77	110
'96	146	128	97	57	100	60	70	60	99	100	149	115	98
'97	54	208	106	108	81	70	48	39	63	101	110	163	96
'98	183	125	137	81	73	91	105	80	90	193	77	143	115
'99	168	148	87	95	99	77	69	53	67	120	117	202	108
'00	154	178	150	74	89	71	59	36	64	150	164	158	112
'01	110	98	103	114	94	69	66	66	100	131	87	105	95
'02	162	226	110	104	90	71	78	28	45	120	73	109	101
'03	150	68	81	108	81	52	57	42	37	92	104	131	84
'04	144	139	112	81	56	82	61	75	118	121	86	101	98
'05	198	107	118	70	86	54	57	63	53	89	98	108	92
'06	89	106	123	99	118	51	35	67	59	113	146	166	98
'07	228	98	145	65	91	59	101	68	95	49	121	143	105
'08	220	123	173	81	64	61	69	87	71	98	120	83	104
'09	110	75	108	54	96	56	77	52	82	90	174	110	90
'10	76	88	95	72	70	46	41	78					
Gem. '88-'09	160	141	131	94	84	70	72	66	79	110	113	134	104
Gem. '96-'05	147	143	110	89	85	70	67	54	74	122	106	133	100
%	12,2	11,9	9,2	7,4	7,1	5,8	5,6	4,5	6,1	10,1	8,9	11,1	100

Bron: CBS

Zo is duidelijk dat de jaren 2006 t/m 2010 gemiddeld voldeden aan de verwachting op basis van de indexperiode '96-'05. Ook is te zien dat sprake is van een dalende trend in het windaanbod, maar zeer betrouwbare uitspraken over een doorzettende ontwikkeling van een lager windaanbod kunnen niet worden gedaan.

Vervolgens is van belang om te kijken naar het gedrag van het windpark zelf. Voor de statistische beschrijving van het windaanbod is de Weibull-verdeling zeer geschikt. Op basis van de gemeten productie van het windpark en de vermogenskromme van de gebruikte windmolens, kan een redelijke match gemaakt worden met een Weibull-profiel via de parameters k en c . Het Weibull profiel beschrijft het verloop van de kansdichtheid bij oplopende windsnelheid.

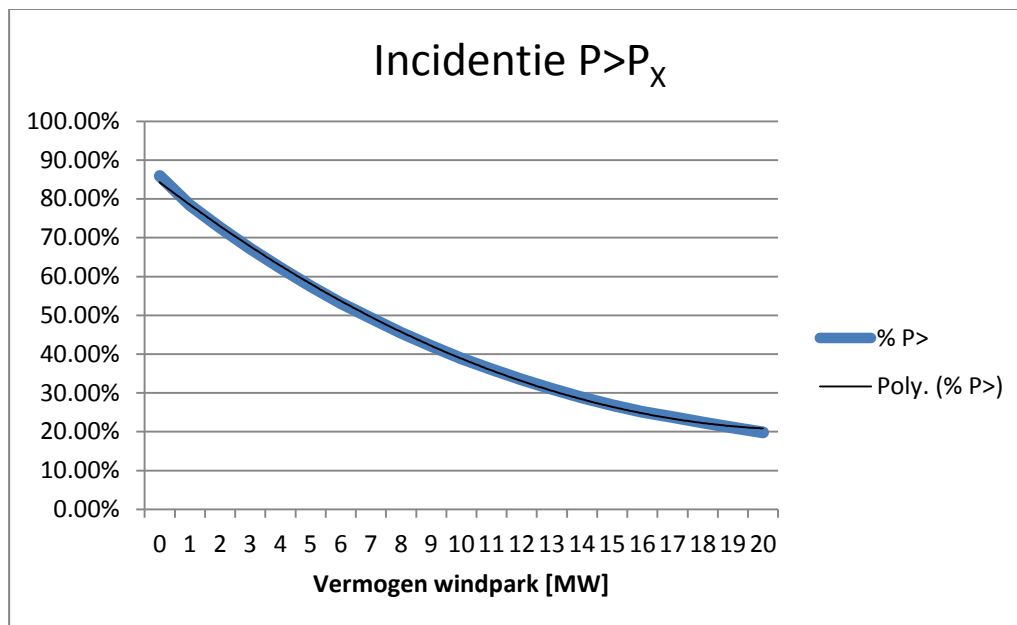


Het Weibull-profiel ($k=2$, $c=8,6$) is bepaald op basis van de daadwerkelijke gegevens van het windpark in 2010 met een windex van 90%. Aangezien 2010 een slecht windjaar was (in de jaren daarvoor was alleen 2003 nog slechter), kan dit profiel gezien worden als een worst case situatie.

Uit de gegevens over 2010 komen de volgende resultaten voor wat betreft het gemiddelde en de mediaan van het vermogen van het totale windpark.

2010	Gemeten	% van Max	Per windmolen	Windsnelheid
Maximum	76 MW			
Gemiddelde	12,3 MW	16,2	0,374	7
Mediaan	9 MW	11,8	0,274	6
P_{MAX} Enercon E70	2,31 MW			

Een andere benadering is te kijken naar de mate waarin een bepaald vermogen gedurende een tijdsinterval minimaal of maximaal is opgetreden. Dit is voor 2010 weergegeven in onderstaande grafiek. Hierin is weergegeven gedurende welk percentage van de tijd het vermogen van het windpark (76 MW) boven een bepaald vermogen lag.



De dikke blauwe lijn is de werkelijk gemeten kromme (2010, windex 90) en de zwarte lijn een benadering door een tweedegraads polynoom. Uit het verloop van de curve blijkt dat het vermogen van het windpark zich modelmatig laat beschrijven. Duidelijk zichtbaar is dat het windpark gedurende 20% van de tijd 20 MW of meer produceerde. Dat wil dus zeggen dat het momentane vermogen van het park in 2010 gedurende 80% van de tijd 20 MW of minder was. De 50%-grens ligt bij 7 MW, ofwel een productie van 200 kW per molen. De mediaan ligt op 42%. De grafiek maakt ook duidelijk dat het park in 2010 gedurende 14% van de tijd niets produceerde.

4.1.5 Maximale benutting WindAccu

De vraag is nu hoe groot WindAccu zou moeten zijn. Batterijsystemen hebben 3 belangrijke kenmerken die samen bepalend zijn voor de toepassing:

- afgegeven en opgenomen vermogen;
- energieopslagcapaciteit;
- cycluserendement of verliesfactor.

De windsnelheid die in 2010 het vaakst optreedt is 6 m/s (mediaan). Een Enercon E70 met een maximaal vermogen van 2,31 MW produceert bij die windsnelheid een vermogen van 274 kW. Het gemiddelde vermogen op jaarbasis ligt op 374 kW per molen. Toevoeging van een batterij heeft tot doel de pieken zoveel mogelijk af te vlakken en de dalen op te vullen, zodanig dat het grootste deel van de tijd kan worden voldaan met het opgegeven programma. Het gemiddelde vermogen zegt niets over het feit of dit vermogen ook vaak optreedt. De mediaan is per definitie de waarde die het vaakst optreedt en dus zal het programma vaak rond deze waarde schommelen. Een batterij zal voor handhaving van het programma dus in ieder geval in staat moeten zijn om de mediaan vast te kunnen houden. Tegelijkertijd zal de batterij daarvoor de tijd en capaciteit moeten hebben om op te laden.

Omdat programma's tot 2 uur van tevoren kunnen worden bijgesteld is dat een criterium bij de bepaling van de minimale opslagcapaciteit van de batterij in verhouding tot het vermogen. Uit de incidentiecurve weten we dat het mediaan vermogen gedurende minimaal 42% van de tijd wordt gehaald en 14% van de tijd geen of onvoldoende wind aanwezig is voor enige productie. Gedurende 58% van de tijd is er minder vermogen beschikbaar dan de mediaan.



Op basis hiervan volgt de volgende tentatieve formule voor bepaling van het optimale batterijvermogen met de aanname dat de opslagcapaciteit voldoende is om gedurende minimaal 2 uur het maximale vermogen te kunnen opnemen of afgeven:

$$P_B = P_m \cdot \frac{i_{m+}}{i_{m-} - i_0}$$

Waarin:

P_B = batterijvermogen in kW of MW

P_m = mediaan (wind)vermogen in kW of MW

i_{m+} = incidentie dat $P > P_m$

i_{m-} = incidentie dat $P \leq P_m$

i_0 = incidentie dat $P = 0$

Hieruit volgt dat op grond van de vermogensstatistiek van 2010 per windmolen een batterij van 262 kW zou moeten worden geplaatst. Met dit batterijvermogen is de verwachting dat het voorspelde programma op de meeste momenten kan worden gehandhaafd. Om het programma te kunnen handhaven zal de batterij moeten laden op momenten dat er overcapaciteit is ten opzicht van het voorspelde programma om de opgeslagen energie weer te kunnen afgeven op momenten dat er minder wind beschikbaar is dan nodig voor het programma. Veel hangt af van het daadwerkelijke windprofiel op een dag. Hierbij moet rekening gehouden worden met de batterijverliezen en het feit dat elke laadactie van de batterij het vermogen dat kan worden afgegeven aan het net vermindert.

De windex van 2010 is 90, wat betekent dat in totaal 10% minder windkracht beschikbaar was dan gemiddeld in de jaren '96-'05. Uitgaande van betere jaren zal het batterijvermogen dan hoger kunnen zijn. Aan de andere kant zal de benutting van de batterij toenemen bij een beter windregime. Uiteindelijk zal door een goede monitoring en een statistische analyse over een langere tijd moeten blijken of een bepaalde omvang van het batterijvermogen de juiste is geweest.

Het kunnen handhaven van een programma is maar een van de criteria waar de benodigde capaciteit van de batterij kan worden afgemeten. In het algemeen geldt dat een batterij met een kleiner vermogen een grotere benuttingsgraad zal hebben. Aan de andere kant zal een te kleine batterij weinig kunnen bijdragen aan handhaving van het opgegeven programma. Een kleinere batterij is echter goedkoper en er is dus een optimum tussen de mate waarin het programma kan worden gehandhaafd en de mate waarin de economische voordelen daarvan dekkend zijn voor de investering en exploitatiekosten van de batterij.

Bij een windex van 100 is het gemiddeld vermogen per molen 415 kW en dus is de jaarlijkse productie dan 3625 MWh. Als door plaatsing van een batterij de programmaverantwoordelijke 4 €/MWh voordeel zou doorgeven aan de exploitant, betekent dat een opbrengst van maximaal € 14.500 per molen per jaar. Er moet echter ook rekening worden gehouden met de energieverliezen. Hoeveel impact de energieverliezen hebben op het verkoopsaldo van energie is afhankelijk van de mate waarin de batterij feitelijk wordt gebruikt, ofwel het aandeel van de totale energiestroom dat via de batterij gaat. Is dit aandeel 33% en heeft de batterij een verliesfactor van 30%, dan is per saldo sprake van een totale opbrengstvermindering van 10% van de energieproductie. Bij een vergoeding van 80 €/MWh komt dit neer op een verlies van 29.000 euro per jaar. Kortom, de inkomstenderving door het energieverlies in de batterij is in dit voorbeeld groter dan de winst die geboekt wordt door een kleinere afslag voor de programmaverantwoordelijkheid. Dit voorbeeld maakt duidelijk dat in dit geval de totale opbrengstvermindering door energieverliezen in de batterij kleiner dan 5% moet zijn om winst te maken op de energieverkoop exclusief kosten voor afschrijving en exploitatie van het batterijsysteem.

Bij een gemiddeld vermogen van 415 kW per molen en een opbrengst van 80 €/MWh is de gemiddelde dagopbrengst bijna 800 € per molen. Op 5 september zou met een batterij van 262 kW, een laadperiode van 3 uur en een totaal verlies van 33% een additionele opbrengst van 135 € kunnen zijn behaald exclusief



transactiekosten. Voorwaarde voor deze extra inkomstenstroom is dat de batterij toegang heeft tot de markt voor regel- en reservevermogen van TenneT en kan meebieden in tijden van onbalans.

4.1.6 LCOE analyse

LCOE (Levelling Cost of Energy) staat synoniem voor de kostprijs van elektriciteit uit WindAccu over de gehele levensduur, en wordt uitgedrukt in €/kWh. Deze berekening wordt uitgevoerd voor energie opslag gebaseerd op VRB. Het LCOE-model is gebaseerd op een WindAccu van 5 blokken van 200kW (=1MW) aan laad(ontlaad)vermogen, gekoppeld aan een 23MW (10 turbines) groot windpark.

Verder, gaan we ervan uit dat alle energie nodig voor het laden van de accu afkomstig is of van de windturbines (geen kosten toegerekend) of van de elektriciteitsnet (5€/kWh). De interne accu verliezen van 35% worden gecompenseerd tegen de kostprijs van 5€/kWh. Tevens, legt de accu geen beslag op de hoeveelheid SDE subsidie die de windturbines verondersteld zijn te ontvangen. Overeenkomstig de berekeningen van de windpark energieopbrengst (zie elders in dit rapport), is de volgende tabel samengesteld, die de basis vormt voor de LCOE berekeningen.

Basis data WindAccu

Windaccu				
VrB roundtrip efficiency				65%
Energie opbrengst wind turbines			2231400156	Wh/jaar
Laad/ontlaadcycli per dag			1	
Laad/Ontlaadtijd			6	hr
Vollast uren per dag			6	hr
Vollast uren per jaar		365	2190	hr
Maximum capaciteit per cyclus	5*400kWh		2000	kWh
Energie opbrengst per jaar			474500000	Wh/jaar
Jaarlijkse energieproductie als % van 23MW windpark			21.3%	Wh/jaar

Basis gegevens WindAccu

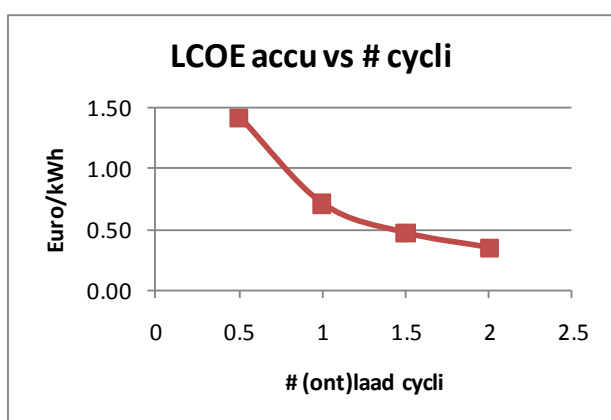
De LCOE analyse is verder gebaseerd op de aanname dat de 50% van de aanschafprijs wordt gesubsidieerd door EZ (40%) en de provincie (10%) en dat de acculevensduur ca. 10 jaar bedraagt. De kapitaalsrente bedraagt in ons model 5%. Verder is voor de vergelijking de berekening voor de Enercon wind turbine uitgevoerd, zie tabel onderaan voor verdere details.

Aanames	Units	Enercon	VrB accu
Uren in een jaar	hrs	8760	8760
Wind snelheid	m/s	6.00	
Wind turbine (nominale kracht)	Wnom	2,300,000	1,000,000
Jaarlijkse energieproductie	Wh	2.2E+09	4.7E+08
Vollast factor	%	11%	5%
Investeringskosten/watt	Euro/W	1.1	3.95
Subsidie	%	0%	50%
Watt-uren/Watt-piek	Wh/Wnom	970	475
Derating	%	1.0	1.0
Financieringsrente	%	5%	5%
Systeem levensduur	years	20	10
Systeem degradatie	%	0.0%	1.0%
Onderhoudskosten	%	1.5%	2.0%
Levensduur omvormer	years	10	10
Kosten omvormer	Euro/W	0.10	0.20
Energiekosten @levensduur	Euro/kWh	0.11	0.68

Uitgangspunten LCOE-berekening WindAccu



De resultaten van de LCOE analyse laten zien dat vergeleken met de wind turbine, en zeker de grootgebruikersprijs van 5€ct/kWh, de elektriciteitsprijs van accu aan de hoge kant is. Dit is uiteraard het resultaat van de hoge aanschafprijs van het VrB system, die 4 keer zo hoog ligt als de prijs van de windturbine. Zelfs 50% aan subsidiegeld is niet genoeg om de elektriciteitsprijs in de buurt van 10-20 cent te brengen. Het is derhalve niet te veronderstellen dat de accu is staat zou zijn om enkel door de verkoop van de energie te kunnen overleven. Een dergelijke business case zou gebaseerd moeten zijn op de prijzen van > 68€ct/kWh, wat volkomen onrealistisch is. Additionele analyse laat zien wat de LCOE gevoeligheid is ten aanzien van de aantal cycli dat de accu geladen/ontladen kan zijn gedurende een etmaal.



LCOE WindAccu als functie van het aantal cycli per dag

We kunnen concluderen dat zelfs bij 2 cycli per dag de prijsdaling niet in staat is om bij het niveau van de windturbines uit te komen. Wetende, dat bij 2 cycli per dag de accu al meer dan >40% van de windturbine capaciteit opslokt, zal er een aanvullende inkomstenbron nodig zijn om een aantrekkelijke business case neer te zetten. Activiteiten op het gebied van O&O kunnen die inkomsten genereren, maar vergen een nadere verkenning naar de haalbaarheid daarvan.

4.1.7 Conclusie

Om een WindAccu van 1 MW laadvermogen rendabel te krijgen is een electriciteitsprijs van meer dan 68 cent per kWh noodzakelijk. Tenzij energieopslag snel goedkoper wordt is aanvullende financiering door bv. researchseats noodzakelijk.

4.2 Bedrijfscase Energiegilde: De Jonge

4.2.1 Beschrijving situatie

Het Energiegilde is een groep van agrarische ondernemers, zowel uit de akkerbouw als veehouderij die zon, wind of een combinatie hiervan op hun bedrijf hebben. Doelstelling is o.a. om de mogelijkheden rondom energieopslag te onderzoeken. Bij William de Jonge, lid van het Energiegilde, zijn energieproductie in de vorm van wind en zon-PV aanwezig, alsmede afname voor onder andere koeling. Dit biedt een interessant perspectief om op het bedrijf van De Jonge een technisch en economisch interessant spel te spelen. Voor het bedrijf van De Jonge is daarom in bijlage 4 een schematische voorstelling gemaakt voor energieopslag en een lokaal smart grid.



4.2.2 APX koelen

De technische infrastructuur bij het bedrijf van De Jonge biedt voldoende aanknopingspunten voor de integratie met elektrische energieopslag. De juiste dimensionering van de batterij kan pas plaatsvinden als de energieprofielen in kaart zijn gebracht van opwekking en afname. Naar schatting zal de batterij idealiter een vermogen moeten hebben tussen 50 en 200 kW en een opslagcapaciteit tussen de 1200 tot 4800 kWh. Een en ander is ook afhankelijk van de keuze van batterijtype en -prijs op het moment van investeren en ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt. Met name de koelinstallatie op het bedrijf voor opslag van aardappelen levert een interessant ingrediënt voor een efficiënte regeling.

APX koelen is mogelijk in die situaties waar de koelinstallatie geschikt gemaakt kan worden om koude op te slaan en daar waar het proces er zich toe leent. APX koelen maakt gebruik van fluctuaties op de APX-markt en het temperatuurverloop in de buitenlucht om op de juiste momenten de buffer te laden of te ontladen. De besparing is zowel economisch (20% kostenreductie) als technisch (gebruik lagere buitentemperaturen). Voor zover binnen het bestek van deze studie kan worden beoordeeld is de installatie en het proces bij De Jonge hiervoor geschikt. De koelinstallatie wordt dan een belangrijk element in de smart grid configuratie op het bedrijf.

Agrarische bedrijven waarbij een windmolen rechtstreeks aan het bedrijf levert, worden steeds zeldzamer. In de oude MEP-regeling werden de bruto-opgewekte kWh's vergoed, in de daaropvolgende SDE-regeling moesten de kWh's aan het openbare net (of privaat net) geleverd worden. Elke vorm van combinatie van opwekking en afname bij windmolens wordt in de SDE uitgesloten.

4.2.3 Energieopslag investeringen

De begroting komt uit op € 68.000 exclusief batterijkosten, waarbij een groot deel bestaat uit de grotendeels eenmalige ontwikkeling van het besturingsprogramma. De investering voor energieopslag van een VRB met 100kW laadvermogen en 2400 kWh capaciteit kost €900.000. In bijlage 5 is een begroting voor het project bij De Jonge opgenomen. Om tot een smart grid te komen dienen alle onderdelen met elkaar gekoppeld te worden. Nadat de software is ontwikkeld kan deze voor gelijksoortige projecten worden (her)gebruikt. Bijlage 6 is de bijbehorende exploitatieberekening. Hier volgt een jaarlijkse opbrengst van €26.460 per jaar, grotendeels opgebouwd uit APX/ENDEX inkomsten. Dit rechtvaardigt een investering van €75.000 per jaar. Een bedrag dat voor een VRB accu vele malen wordt overschreden.

Ook in deze case is helder dat de investeringskosten zonder aanvullende inkomsten of subsidie niet verantwoord kunnen worden tegenover de exploitatievoordelen voor het bedrijf van De Jonge. Zonder investeringssubsidie zal dit alleen kunnen indien het bedrijf van De Jonge wordt betrokken in het verdienmodel van de testlocatie (zie paragraaf 3.4).

4.2.4 Energieopslag investeringen

De begroting komt uit op € 68.000 exclusief batterijkosten, waarbij een groot deel bestaat uit de grotendeels eenmalige ontwikkeling van het besturingsprogramma. De investering voor energieopslag van een VRB met 100kW laadvermogen en 2400 kWh capaciteit kost €900.000. In bijlage 5 is een begroting voor het project bij De Jonge opgenomen. Om tot een smart grid te komen dienen alle onderdelen met elkaar gekoppeld te worden. Nadat de software is ontwikkeld kan deze voor gelijksoortige projecten worden (her)gebruikt. Bijlage 6 is de bijbehorende exploitatieberekening. Hier volgt een jaarlijkse opbrengst van €26.460 per jaar, grotendeels opgebouwd uit APX/ENDEX inkomsten. Dit rechtvaardigt een investering van €75.000 per jaar. Een bedrag dat voor een VRB accu vele malen wordt overschreden.



4.2.5 Conclusie

Ook op het niveau van een akkerbouwbedrijf met wind en zon is de plaatsing van een VRB van 100 kWh t.w.v bijna een miljoen Euro niet rendabel. De jaarlijkse winsten van circa €25000 rechtvaardigen niet zo'n investering, aanvullende inkomsten of subsidie zijn noodzakelijk.





5 Conclusies en aanbevelingen

5.1 Conclusies

De hoofdconclusie is dat een WindAccu in het MW-bereik zonder aanvullende financiering en medewerking van een programmaverantwoordelijke partij niet haalbaar te maken is binnen het huidige bestel van de elektriciteitsmarkt. Via een programmaverantwoordelijke ontstaat toegang tot de onbalansmarkt en daar kan de toegevoegde waarde van een batterij aanzienlijk zijn, mits de omvang groot genoeg is (5MW of groter). Maar ook met toegang tot alle relevante deelmarkten van de elektriciteitsmarkt en balanshandhaving is het kostenniveau van batterijen zodanig, dat geen enkel type batterij op voorhand een rendabele business case kan laten zien. Een belangrijke reden daarvoor is niet alleen gelegen in de hoge investeringskosten, maar zeker ook in onvermijdelijke batterijverliezen (cyclusrendement). Die verliezen komen voort uit het chemisch proces van energieopslag en -onttrekking, maar ook uit de verliezen in de benodigde vermogenselektronica voor omzetting van DC naar AC en andersom. Maar, door een combinatie van WindAccu met een functie voor Onderzoek en Ontwikkeling ontstaat op het terrein van WUR-PPO meerwaarde die kan leiden tot een sluitende business case met veel potentie voor de toekomst.

Voor wat betreft de business case van het bedrijf van De Jonge (Energiegilde) geldt ook dat de inkomsten van een batterij uit normale bedrijfsvoering onvoldoende zijn om de investering te rechtvaardigen. Ook hierbij zal gezocht moeten worden naar aanvullende inkomsten. Meest voor de hand ligt om het bedrijf van De Jonge op te nemen in het grotere geheel van een testlocatie en aan te sluiten bij de demonstratiefunctie van projecten als Fotonenboer.

Een aantal specifieke conclusies zijn:

- Windenergie kan de concurrentie met conventionele en stabiele duurzame energiebronnen beter aan als de energieproductie meer in lijn kan worden gebracht met de vraag en met handelsmechanismen om vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen. Hoe dit het beste kan zal in de praktijk moeten blijken, maar de beschikking hebben over een energieopslagsysteem is hierbij een eerste stap. De WindAccu maakt de wind "voorspelbaar" en dus meer waard. Het helpt windenergie zonder subsidie te overleven in een geliberaliseerde energiemarkt.
- Op de WUR site Flevoland bevindt zich reeds diversiteit aan duurzame energie bronnen, elektriciteit/gas/ICT infra, en de locatie heeft een gunstige (centrale) ligging. Bouw een levensvatbaar business case gebruik makend van deze sterktes, waarbij beide – commerciële activiteiten en toegepast onderzoek - bij zullen dragen aan rendement op geïnvesteerd vermogen door verkoop van energie en exploitatie van een gezamenlijk testveld.
- Versterk de positie van NL (en Flevoland) als de proeftuin voor de innovatieve en duurzame energie systemen. Ontwerp en realiseer een system in samenspraak met de toekomstige partners, met inachtneming van specifieke klanten wensen (research agenda).
- Maximaliseer de waarde uit het project door het creëren van blijvende, commercieel succesvolle, stabiele partnerschappen.
- Er moet gezocht worden naar innovatieve manieren om kapitaal aan te trekken, wellicht gebruik makend van (extra) overheidsgaranties en de "groene" financieringsvehicles. De huidige credit crisis zal niet helpen met het slechten van bancaire terughoudendheid m.b.t. de risicovolle projecten zoals de WindAccu.

5.2 Aanbevelingen

Voor het vervolg van het project is van belang dat potentiële stakeholders zich uitspreken over de gepresenteerde mogelijkheid van ontwikkeling van een integrale testlocatie voor energieopslag in een



smart grid. Er zal nader verkend moeten worden of de realisatie van een testlocatie haalbaar is en welke instituten en bedrijven hieraan een bijdrage willen leveren of willen investeren in onderzoekstrajecten.

Een andere belangrijke aanbeveling is de betrokkenheid van een programmaverantwoordelijke partij om de WindAccu toegang te bieden tot de APX/ENDEX en marktinstrumenten voor balanshandhaving van TenneT.

Tot slot zal ook goed onderhandeld moeten worden met leveranciers van grootschalige batterijsystemen om een goede prijs te krijgen voor een demonstratieproject.





Bijlage 2: Bouwbegroting WUR Smart Grid

Begroting Smart Grid WUR

2 juni 2011

	aantal	prijs	Totaal	Opmerking
Aanbrengen comptabele meters in Windmolens mammoet/neushoorn en overige plaatsen	34	€ 5.000	€ 170.000	Vanwege eisen privaat net, MEP en SDE
Aansluiten 2 nieuwe molens Enercon, meerkosten	1	€ 200.000	€ 200.000	Extra kabel en verschil offerte Liander
Aansluiten Edelhertweg 15, calculatie aanwezig	1	€ 180.000	€ 180.000	Oud plan van vroeger
Aansluiten Runderweg 6, calculatie aanwezig	1	€ 130.000	€ 130.000	Oud plan van vroeger
Aansluiting PPO, calculatie aanwezig	1	€ 80.000	€ 80.000	Oud plan van vroeger
Aansluiten Accu op DC 2de molen mammoettocht	1	€ 40.000	€ 40.000	
Aansluiten en plaatsen accu 5 MW op station Neushoorntocht	1	€ 100.000	€ 100.000	Fundaties, kabels
Koppeling station Mammoettocht en neushoorntocht	1	€ 100.000	€ 100.000	Sluiten van de ring
Aanpassen station Mammoettocht, extra velden	1	€ 80.000	€ 80.000	Ook bouwkundige aanpassing
Inlussen windmolen Lagerweij	1	€ 250.000	€ 250.000	Afkoppelen van Liander
Aansluiten Accu op DC Lagerweij molen	1	€ 40.000	€ 40.000	
Beveiligingen, sturen	1	€ 150.000	€ 150.000	Gesloten ringbedrijf
Stuurcomputer en ontwikkeling software	1	€ 200.000	€ 200.000	
	1	€ 400.000	€ 400.000	Data en presentatie smart grid
Monitoring voor lab smart grid				
Netberekeningen, vision	1	€ 100.000	€ 100.000	
Overige engineering	1	€ 150.000	€ 150.000	
Projectbegeleiding	1	€ 250.000	€ 250.000	
		Totaal	€ 2.620.000	
Aanschaf Accu 5MW, 30MWh NaS	5	€ 2.000.000	€ 10.000.000	
Aanschaf Accu 0,4MW, 0,8MWh VRB (Enercon E70, Mammoettocht)	2	€ 800.000	€ 1.600.000	2x Cellstrom FB200/400
Aanschaf Accu 1MW, 6MWh NaS (Lagerweij)	1	€ 2.000.000	€ 2.000.000	
			€ 13.600.000	
		Projecttotaal	€ 16.220.000	





Bijlage 3: Exploitatiebegroting WUR Smart Grid

Opbrengstenbegroting WUR Smart Grid

Geen import	Totaal
Voordeel transportkosten Edelhertweg per jaar	€ 30.000,00
Energiebelasting Edelhertweg per jaar	€ 0,00
Voordeel transportkosten Runderweg per jaar	€ 20.000,00
Energiebelasting Runderweg per jaar	€ 0,00
Voordeel transportkosten PPO per jaar	€ 10.000,00
Energiebelasting PPO per jaar	€ 0,00

Onbalans, PV-kosten	Verbetering per MWh	Volume MWh	
Windmolens	€ 3,0000	92.000	€ 276.000,00
Zonnecellen	€ 3,0000	80	€ 240,00

	Winst per kWh	Volume MWh	Over 250 dagen
APX/ENDEX spel	€ 20,00	192	€ 960.000,00

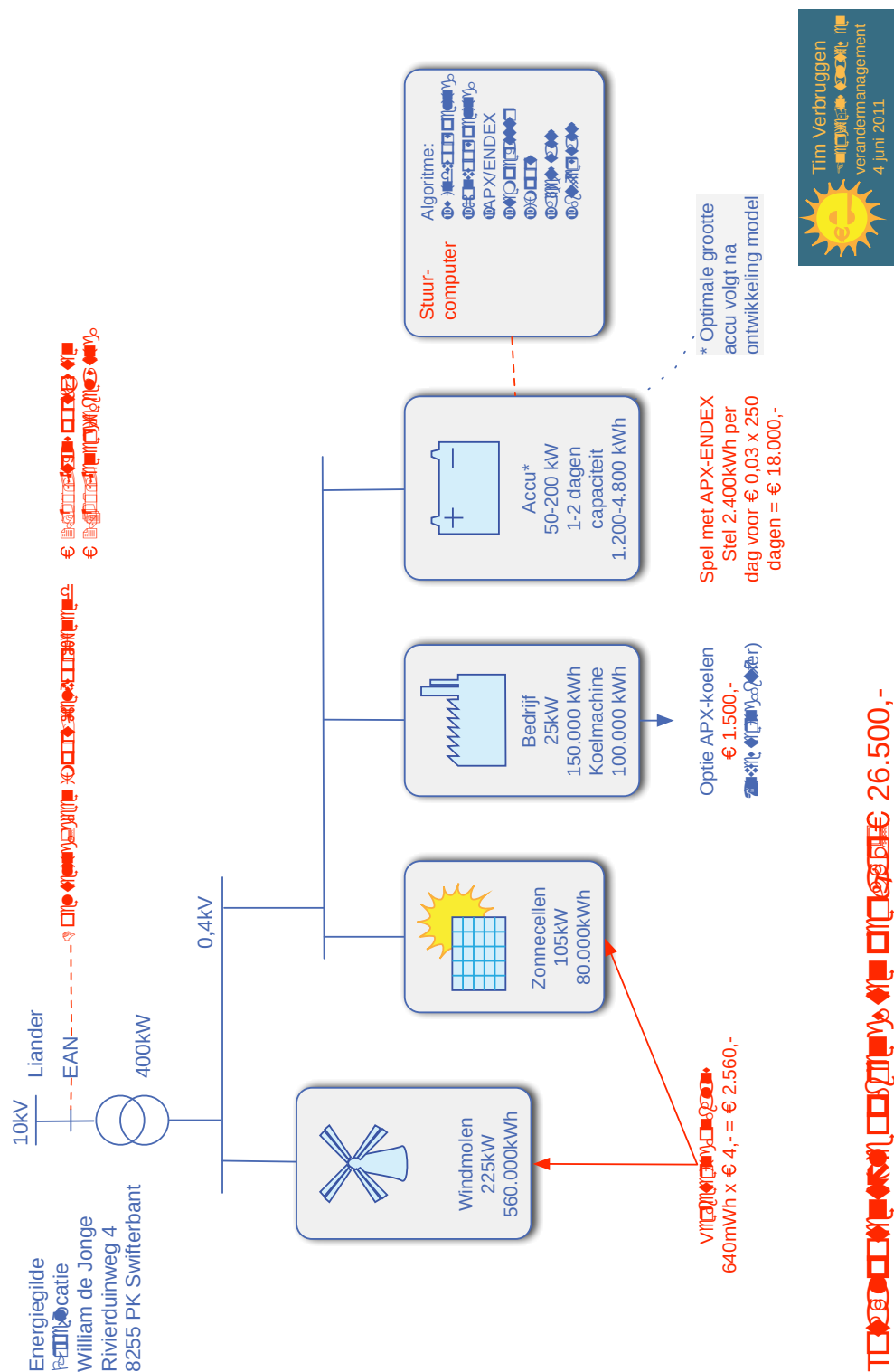
Totaal opbrengsten voor 3 onderdelen (per jaar): € 1.266.240,00

Deze hoeveelheid aan opbrengsten rechtvaardigt een investering van € 5.000.000,--.
 Inkomsten uit de testlocatie zijn hierin niet verwerkt.
 Het APX/ENDEX spel vraagt om een nieuwe methodiek van energie inkoop/verkoop.
 Vanaf 2016 is APX/ENDEX pas volledig mogelijk vanwege lopende leverancierscontracten.





Bijlage 4: Schema De Jonge, Energiegilde







Bijlage 5: Bouwbegroting Energiegilde

Begroting Smart Grid energiegilde De Jonge

2 juni 2011

	aantal	prijs	Totaal	Opmerking
Aanbrengen comptabele meters	4	€ 2.000	€ 8.000	Voor monitoring
Aansluiten accu inclusief fundatie	1	€ 12.000	€ 12.000	Exclusief aanschaf accu
Buffer in de koeling	1	€ 8.000	€ 8.000	
Stuurcomputer en ontwikkeling software	1	€ 40.000	€ 40.000	Kan meeliften in grote project. Na ontwikkeling toepasbaar in andere projecten
		Totaal	€ 68.000	
Aanschaf VRB 100kW, 2400kWh	1	€ 900.000	€ 900.000	
			€ 900.000	
Projecttotaal			€ 968.000	





Bijlage 6: Exploitatiebegroting Energiegilde

Opbrengstenbegroting Energiegilde proeflocatie De Jonge			
Geen import			Totaal
Huidige transportkosten per jaar			€ 2.000,00
Huidige energiebelasting per jaar			€ 2.400,00
Onbalans, PV-kosten	Verbetering per kWh	Volume kWh	
Windmolen	€ 0,0040	560.000	€ 2.240,00
Zonnecellen	€ 0,0040	80.000	€ 320,00
	Winst per kWh	Volume kWh	Over 250 dagen
APX/ENDEX spel	€ 0,03	2.400	€ 18.000,00
APX koelen, 25% handelswinst	€ 0,015	100.000	€ 1.500,00
Totaal opbrengsten voor 4 onderdelen (per jaar):			€ 26.460,00
Deze hoeveelheid aan opbrengsten rechtvaardigt een investering van € 75.000,--			
Het APX/ENDEX spel vraagt om een nieuwe methodiek van energie inkoop/verkoop			





Bijlage 7: Plattegrond WUR-locatie







Bijlage 8: Eisen regelvermogen TenneT

De beschikbaarheid van de minimale hoeveelheid regelvermogen is door TenneT zeker gesteld door onder andere contracten met leveranciers. Deze leveranciers hebben zich daarmee verplicht om minimaal de gecontracteerde hoeveelheid aan te bieden. Gecontracteerd regelvermogen moet alle pte's (blokken van 15 minuten) in een contractjaar ter beschikking staan. Anderen kunnen daarnaast op vrijwillige basis hun beschikbare capaciteit als regelvermogen aanbieden, indien en zover zij beschikken over geschikt regelbaar vermogen en de technische middelen voor de aansturing door de FVR.

Eisen aan regelvermogen:

- Regelvermogen kent zowel positieve waarden (leveren aan TenneT) als negatieve waarden (betrekken van TenneT).
- Regelvermogen is continu regelbaar in discrete stappen van 1 MW.
- De op- en afregelsnelheid bedraagt **ten minste** 7% per minuut.
- De reactietijd bedraagt maximaal 30 seconden.
- Een bieding regelvermogen heeft een minimale omvang van 5 MW en een maximale omvang van 200 MW.

Biedingen regelvermogen

Leveranciers bieden hun regel- en reservevermogen aan via de Programmaverantwoordelijke Partij van de aansluiting waarop de biedingen van toepassing zijn.

Een regelobject wordt door een aanbieder gecreëerd door bij beide biedingen (één opregelbieding en één afregelbieding) van het regelobject dezelfde regelobjectnaam te specificeren. Door de definitie van een regelobject wordt voorkomen dat de opregel- en afregelbieding gelijktijdig door de FVR worden ingezet, waardoor de regelsnelheid wordt beperkt tot de regelsnelheid van één van beide biedingen.

Communicatie en Monitoring

Bij de informatieoverdracht voor de aansturing en controle van regelvermogen heeft de aanbieder een verantwoordelijkheid voor het vastleggen en beschikbaar hebben van alle uitgewisselde gegevens. Naast intern gebruik door de aanbieder kan deze informatie mogelijk als back-up dienen bij discussie over de door TenneT vastgelegde data. Voor een goede vergelijking dient de aanbieder de gegevens minstens elke 10 seconden vast te leggen (de TenneT cyclustijd is 4 seconden).

Door de landelijke FVR wordt continu bijgehouden hoeveel regelenenergie elke FVR cyclus wordt gevraagd en deze informatie wordt ten behoeve van de afhandeling per bieding en per 5 minuten vastgelegd in het Regelprogramma. Verwacht wordt dat elke leverancier ook bijhoudt welk vermogen door TenneT is gevraagd om controle van de uitgewisselde informatie mogelijk te maken.

De FVR stuurt continu zogenaamde delta-setpoints naar leverancier van regelvermogen. Een delta-setpoint zal niet uitgaan boven het genomineerde vermogen en de verandering in delta's zal niet uitgaan boven de gespecificeerde regelsnelheid van de geactiveerde biedingen. Het door een leverancier aangeboden regelvermogen moet met minimaal 7% per minuut van het aangeboden vermogen geheel kunnen worden op- en afgeregeld. Bij de-activering van biedingen uit voorgaande PTE's kan tijdelijk een overlap ontstaan met de aansturing van nieuw geselecteerde biedingen.

Om na te gaan of de gevraagde vermogensverandering is gerealiseerd kan niet worden volstaan met het gevraagde Regelprogramma en de energiewaarden in de vorm van 5 min kWh-metingen. Voor controle van het volgen van het regelsignaal is van elke leverancier met aansturing door TenneT een meting nodig van de analoge netto-productiewaarde respectievelijk netto-belastingwaarde in MW.

De uiteindelijke productie respectievelijk belasting (in MW) per leverancier is in theorie het resultaat van:



- zijn E-programma en de overgang op de PTE-grenzen,
- de corrigerende acties van de leverancier om onbalans te beperken, en
- de levering van regelvermogen op verzoek van TenneT.

Om de realisatiekwaliteit van deze laatste component te bepalen dient de som van de eerste twee vooraf bekend te zijn en door de leverancier in de vorm van een Referentiesignaal aan TenneT bekend te worden gemaakt.

De leverancier zal de tijdsduur tussen een wijziging van het Referentiesignaal en de realisatie daarvan bij voorkeur zo kort mogelijk willen houden omdat het de mogelijkheid biedt om snel op veranderde situaties in te kunnen spelen. Een te korte tijdsduur vermindert voor TenneT echter de waarde als controlesignaal omdat dan het onderscheid kan verdwijnen tussen de hiervoor genoemde 3 componenten. Gekozen is voor een tijdsduur tussen het Referentiesignaal en de productiewaarde van 1 minuut.

Regelvermogen wordt met een cyclustijd van 4 seconden door middel van Regelinstructies (ook wel delta setpoints genoemd) aangestuurd door de FVR functie in het EMS. In deze Regelinstructies wordt geen onderscheid gemaakt tussen Biedingen voortvloeiend uit deze Overeenkomst en andere biedingen. Voor Opregelen en Afregelen worden aparte Regelinstructies gegeven omdat dit uit verschillende Biedingen wordt gevraagd, en ook tegen aparte Inzetprijzen wordt verrekend. Voor de realisatie van het vermogen kan de Leverancier de beide Regelinstructies t.b.v. de eigen regeling sommeren. Op de Regelinstructies moet gereageerd worden binnen de overeengekomen specificaties ten aanzien van Reactietijd, Regelsnelheid en capaciteit.