



MEGAWATerstof bromide flow BATTERIJ

Publieke Eindrapportage

Het project is uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

VOPAK

21 december 2018

Project MEGAWATERstof bromide flow BATTERIJ
Penvoerder VOPAK Europe & Africa
Partner ELESTOR
Intermediair Witteveen+Bos
Document Publieke Eindrapportage
Status Definitief
Datum 21 december 2018
Referentie -
Projectperiode juli - december 2018

Projectcode TESN118040
Projectleider Feikje Wittermans
Projectdirecteur Marcel van de Kar

Auteur(s) Feikje Wittermans, Hans de Boer, Khalid Saleh, Guido Dalessi, Roeland Reesinck
Raphaël van der Velde, Sebastiaan Tsirakos, Jeroen Eblé, Samuel Schöffner
Gecontroleerd door Feikje Wittermans, Guido Dalessi
Goedgekeurd door Feikje Wittermans, Guido Dalessi

Contactpersoon Feikje Wittermans
Adres VOPAK Europe & Africa.
Westerlaan 19
3016 CK Rotterdam
+31 (0)104002700
www.vopak.com

INHOUDSOPGAVE

	SAMENVATTING	5
	LIJST VAN BEGRIPPEN EN AFKORTINGEN	6
1	INLEIDING	7
1.1	Achtergrond	7
1.2	Doelstelling	9
1.2.1	Doelstelling VOPAK	9
1.2.2	Doelstelling Elestor	9
1.3	Beoogd Resultaat	9
2	MARKTVERKENNING	11
2.1	Inleiding	11
2.2	Marktontwikkelingen en toekomstbeeld	12
2.3	Beschrijving van de deelmarkten	13
2.3.1	Peak shaving	13
2.3.2	Handelen op de elektriciteitsmarkten	14
2.3.3	Balanshandhaving	16
2.3.4	Capacity Remuneration Mechanism (CRM)	17
2.3.5	Noodvermogen industrie	18
2.4	Conclusie marktanalyse	18
3	VEILIGHEID EN KOSTENRAMING	20
3.1	Inleiding	20
3.2	Kenmerken HBr flowbatterij	20
3.3	Veiligheid	21
3.3.1	Bodembescherming	21
3.3.2	Broom emissie	22
3.3.3	Waterstof	23
3.4	Beschrijving hoofdcomponenten	23
3.5	Kostenraming	24
3.5.1	Pilotbatterij	24
3.5.2	Grootschalige batterij	24

4	VERKENNING BUSINESSCASE	26
4.1	Inleiding	26
4.2	Casestudies	26
4.2.1	Peak shaving ter vermindering Opex	26
4.2.2	Peak shaving ter vermindering Capex	27
4.2.3	Handelen op middellange termijn / optimalisatie return wind- en zonneparken	28
4.2.4	Handelen op de korte termijn elektriciteitsmarkt	28
4.2.5	Balanshandhaving	29
4.2.6	Capacity Rumuneration Mechanism (CRM)	30
4.2.7	Noodvermogen omringende industrie	30
4.3	Locatiekeuze voor de pilot batterij	31
4.4	Combineren van verdienmodellen	32
5	CONCLUSIES EN AANBEVELING VOOR PLAN VAN AANPAK VERVOLGFASE	34
5.1	Conclusies	34
5.2	Aanbevelingen voor vervolgfase	35
6	VERWIJZINGEN EN INFORMATIE	37
6.1	Verwijzingen	37
6.2	informatie	37
	Laatste pagina	41
	Bijlage(n)	Aantal pagina's

SAMENVATTING

De energiemarkt is aan het veranderen. Duurzame energieproductie zal toenemen en daarmee gepaard de vraag naar flexibiliteit. De toename van aanbod van flexibiliteit lijkt echter achter te blijven bij deze groeiende vraag. De ondernemingen Elestor en Vopak, ondersteund door Witteveen+Bos en Bergselaan Beheer menen hier een deeloplossing voor te hebben.

Dit rapport verkent de economische haalbaarheid van de technologie van Elestor, een waterstofbromide flow batterij, op grote schaal (25 MW vermogen, 250 MWh opslagcapaciteit). Deze wordt in dit rapport verder aangeduid als "Megabatterij". Er zal een tussenstap zijn in de vorm van een pilot-batterij met (initieel) 0,5 MW vermogen en 2,5 MWh opslagcapaciteit. Ten behoeve hiervan is een aantal mogelijke verdienmodellen in kaart gebracht. Deze zijn (in willekeurige volgorde):

- Ten eerste kan een batterij gebruikt worden om pieken op het net te verminderen. Hiermee zou netverzwaring kunnen worden beperkt, aansluitingen van windparken lichter kunnen worden uitgevoerd en aansluitkosten voor bestaande industrieën worden vermindert.
- Ten tweede zou een batterij ingezet kunnen worden voor handel op de elektriciteitsmarkt. Handel op de midden lange termijn, enkele dagen voor levering, is aantrekkelijk als de duurzame energieproductie een groot aandeel in de markt heeft. Zo kan er in tijden van productieoverschot energie goedkoop worden gekocht en opgeladen. In tijden van productietekort kan de batterij, tegen een hogere prijs, ontladen worden. Dit principe kan ook worden toegepast op de korte termijn, ca. 24 uur voor levering op de spotmarkt.
- Ten derde is het mogelijk de batterij beschikbaar te stellen voor balanshandhaving.
- Ten vierde kan er geld verdiend worden voor het beschikbaar maken van additioneel vermogen. In België wordt hiervoor een Capacity Remuneration Mechanism in het leven geroepen welke bijvoorbeeld al bestaat in Engeland op dit moment.
- Ten slotte is het ook mogelijk de batterij beschikbaar te stellen voor noodvermogen aan omliggende industrieën. En hierdoor is ook elektrificatie van industriële processen een stap dichterbij.

Een aantal van bovengenoemde verdienmodellen is bovendien goed te combineren. Vooralsnog lijkt de realisatie van een financieel haalbaar opslagsysteem voor de Nederlandse markt op de middellange termijn in beeld wanneer ook de kosten van de batterij dalen ten opzichte van de kosten in de huidige ontwikkelfase. Vanaf 2030 wordt in Nederland een grotere haalbaarheid verwacht doordat dan een groot deel van de fossiele elektriciteitscentrales buiten bedrijf zijn en er meer onbalans en minder reservecapaciteit verwacht wordt.

Ten slotte dient een gesprek te worden opgestart met de Rijksoverheid over nut en noodzaak van een tijdelijke "onrendabele top"- subsidie voor nieuwe opslagtechnologie die uitmunt in het opslaan van zeer grote hoeveelheden energie (in verhouding tot het gewenste vermogen) en daarmee een oplossing biedt voor een kernprobleem dat pas een aantal jaren later gaat spelen. Er kan echter niet worden gewacht met het werken aan de oplossing voor het toekomstige onbalans probleem.

Dit rapport legt dus eveneens de basis voor de realisatie van een pilot batterij met een vermogen van 500 kW en opslagcapaciteit van 2,5 MWh. Om een systeem van dergelijke grootte te realiseren zijn er opslagtanks voor het waterstof en het elektrolyt benodigd. De hieraan gekoppelde risico's en benodigde vergunningen zijn in kaart gebracht en meegewogen in het kiezen van een locatie. Daarnaast is er een Basis of Design (BoD) gemaakt en een 40% nauwkeurige kostenraming. Ten slotte is er een planning gemaakt om de pilot batterij in het tweede kwartaal van 2020 gereed te hebben.

LIJST VAN BEGRIPPEN EN AFKORTINGEN

AEGL	Een classificatie zoals deze gebruikt wordt ter voorkoming en tijdens bestrijding van rampen (van 'Acute Exposure Guideline Level').
Broom	Elementair element uit de halogeengroep, corrosief en giftig
HEL	De hogere mengverhouding van een gas met lucht in procenten waarbij het gas explosief kan zijn (van 'Higher Explosion Limit').
LEL	De lagere mengverhouding van een gas met lucht in procenten waarbij het gas explosief kan zijn (van 'Lower Explosive Limit').
LFL	De lagere mengverhouding van een gas met lucht in procenten waarbij het gas brandbaar kan zijn (van 'Lower Flammability Level').
ppm	Een meeteenheid ter aanduiding van hoeveelheden in deeltjes per miljoen andere deeltjes (van 'parts per million'). Meestal om concentraties in lucht te duiden.
PVDF	Polyvinylidene fluoride, is een fluorhoudende thermoplastische kunststof
PTE	Programmatijdseenheid
Stack	Een samengesteld onderdeel, zijnde een stapel van individuele cellen, binnen de batterij en waarin elektrische energie wordt omgezet.
Waterstof	Een brandbaar, niet giftig gas dat veel lichter is dan lucht. In menging met lucht kan dit gas explosief zijn.
Waterstofbromide	Een reactief product van waterstof en broom zoals deze in oplossing als sterk zuur kan bestaan.

1

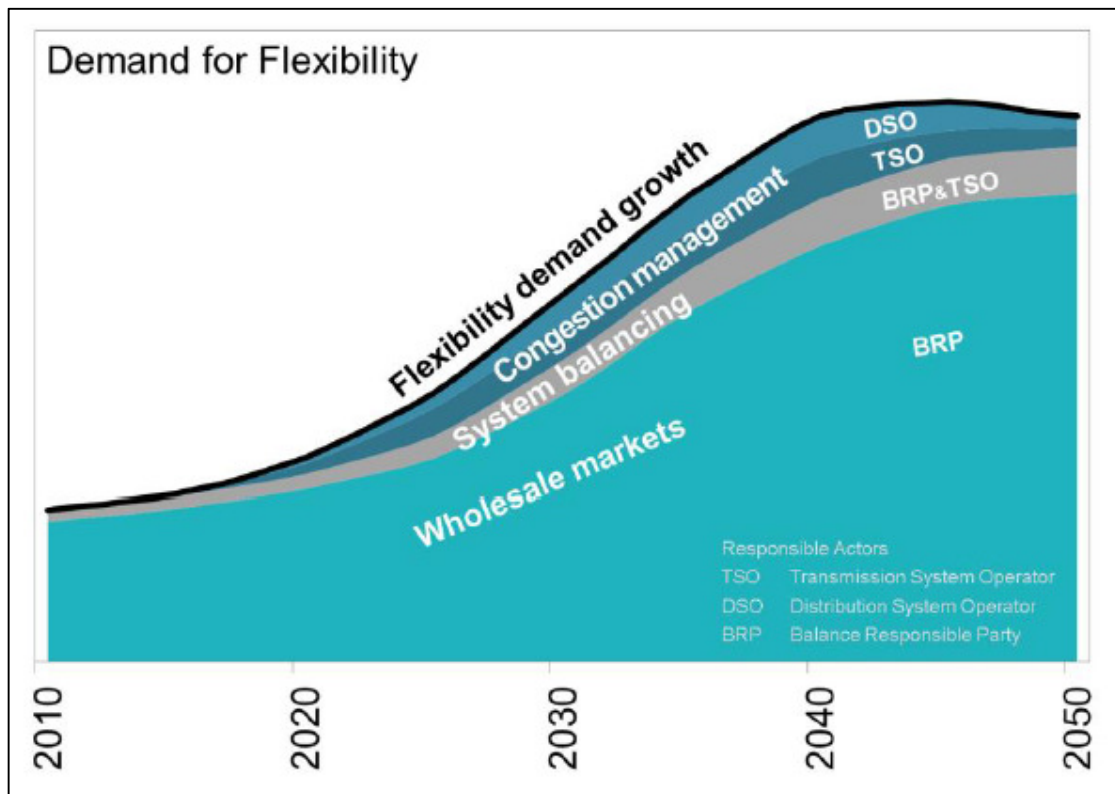
INLEIDING

1.1 Achtergrond

Mede gedreven door de Parijs akkoorden zet de rijksoverheid in op verregaande verduurzaming van de elektriciteitsproductie (met wind en zon als voornaamste bronnen) in combinatie met verregaande elektrificatie van onder meer vervoer, verwarming en industriële energievraag.

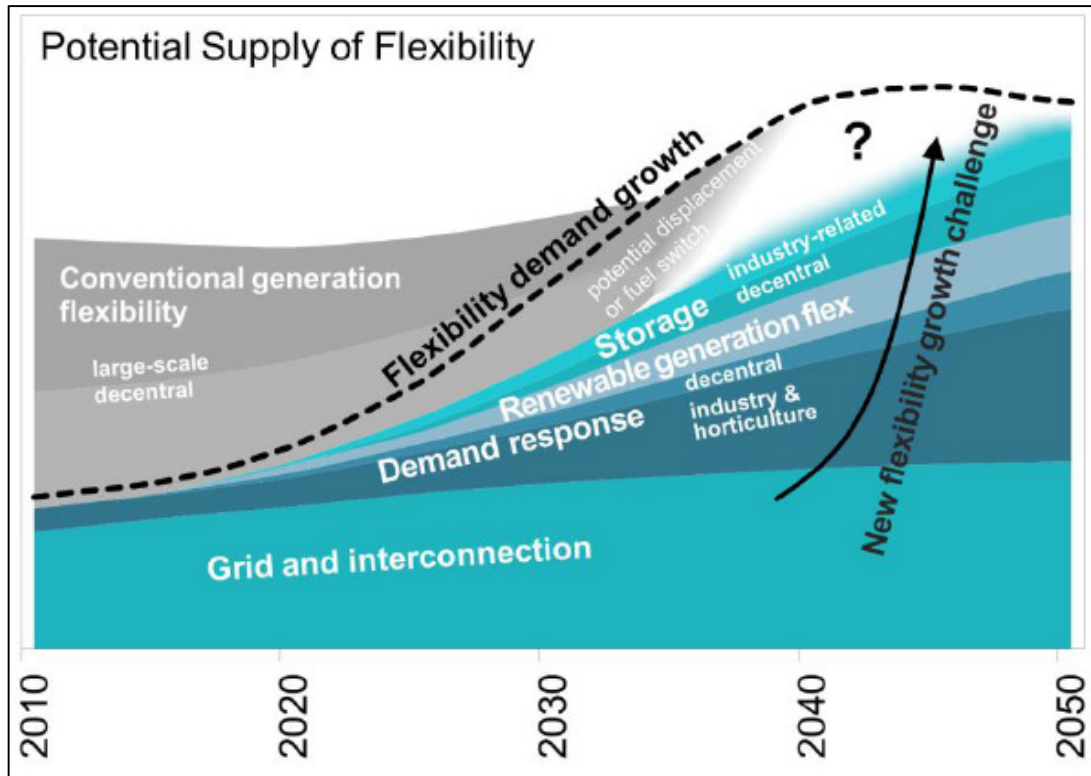
De combinatie van deze twee factoren: méér, maar grotendeels weers-afhankelijke elektriciteitsproductie en veel meer elektriciteitsvraag, maakt dat er een enorme vraag aan flexibiliteit gaat ontstaan vanaf circa 2025, waar nu nog geen passend aanbod voor in zicht is. TenneT heeft in haar "Roadmap to Flexibility" daartoe twee zeer illustratieve grafieken gepubliceerd. De eerste laat zien hoe sterk de vraag naar flexibiliteit gaat stijgen:

Afbeelding 1.1 Ontwikkeling vraag naar flexibiliteit



En de tweede grafiek combineert vervolgens deze vraag met bestaande en verwacht aanbod van flexibiliteit. De grafiek laat in het grijze vlak bijvoorbeeld mooi zien dat er de komende paar jaar nog ruim voldoende aanbod is vanuit bestaande, fossiel gestookte, centrales. Maar de grafiek laat ook zien dat er vanaf 2020 versneld op een tekortsituatie wordt afgestevend:

Afbeelding 1.2 Ontwikkeling vraag en aanbod flexibiliteit



De maatschappelijke uitdaging om de witte vlek te vullen is enorm. De komende jaren zullen veel methoden worden beproefd.

De ondernemingen Elestor, Vopak, ondersteund door Witteveen & Bos en Bergselaan Beheer menen een deeloplossing te hebben ontwikkeld: grootschalige opslag van direct beschikbare elektriciteit tegen aanmerkelijk lagere kosten dan alle huidige beschikbare technologieën.

Hiertoe heeft Elestor een waterstof-bromide flow batterij ontwikkeld. De ontwerpkeuzes moeten waarborgen dat de totale opslagkosten slechts een fractie bedragen van de huidige meest gekozen oplossing voor opslag van elektriciteit – de Lithium-ion technologie (waarmee wereldwijd enkele tientallen opslagfaciliteiten op netwerkschaal worden gebouwd).

De batterij van Elestor is uit het laboratorium stadium. Enkele externe proefopstellingen hebben succesvol gedraaid en eerste helft 2019 wordt een 50 kW / 50 kWh batterij geplaatst in de gemeente Emmeloord. Omdat de batterij modulair is op te bouwen willen de genoemde consortiumpartners nu onderzoeken of het naast technisch ook commercieel haalbaar is om te komen tot een batterij van meer dan 1 MW aan vermogen met een nader te bepalen opslagcapaciteit. Voor commercieel gebruik is het doelvermogen voorlopig gezet op 25 MW met een opslagcapaciteit van 250 MWh (dus 10 uur). Een batterij van die schaalgrootte kan een bijdrage leveren aan de volgende maatschappelijke problemen:

- overbruggen van periodes van enkele seconden tot enkele weken waarin er een tekort (vergeleken met de stroomvraag) aan aanbod van wind- en zonne-energie is. Afbeelding 1.1: de flexibility demand van de wholesale markets maar ook systeembalancering en een (nationale) reserverol;
- voorkomen van netverzwaring vanuit grote nieuwe wind- en zon-parken, omdat piekproductie in de batterij kan worden opgeslagen en de afgifte geleidelijk kan worden verzorgd tegen een lager vermogen;
- voorkomen of verminderen van 'curtailment': het stilleggen van wind- en/of zon-productie op overschotten of dagen;
- het leveren van noodvermogen op industriële schaal.

In aanvulling op deze landelijk spelende problematiek kunnen bedrijven worden geholpen met de batterij door het vermijden van hoge aansluitkosten (peak-shaving loopt via de batterij) en grootschalige back-up capaciteit voor energie-intensieve, kwetsbare processen.

De exponentieel toenemende 'curtailment' en andere gelijktijdige piek-productie-effecten verzwakken de business case van wind- en zon-installaties sterk. Met grootschalige, goedkope opslag worden deze negatieve effecten voorkomen, waardoor investeringen in zon en wind (weer) veel aantrekkelijker worden. Precies dat effect zal de energietransitie een volgende boost geven.

1.2 Doelstelling

Hoofddoel van het programma systeemintegratie en de programmalijn 2.2 Systeemintegratie – elektrificatie en flexibilisering¹ is:

- 1 maximale inzet van duurzame elektriciteit in de industrie voor verlaging van de CO₂ emissies van processen en
- 2 daardoor minimaliseren van de maatschappelijke kosten voor opslag en infrastructuur van duurzame elektriciteit.

Het doel van dit project is om te verkennen wat de behoefte is aan grootschalige betaalbare en duurzame energieopslag, de ontwikkeling die daarin zal optreden ten gevolge van de energietransitie en wat daarin de rol kan zijn van een op de waterstofbromide flowbatterij gebaseerd duurzaam en goedkoop concept. Daarbij is van belang om inzichtelijk te krijgen waar in het elektriciteitsnetwerk behoefte is aan welke vermogens (MW), welke capaciteit (MWh) energieopslag, welke toepassing en wat de daarbij behorende klanteisen (o.a. t.a.v. data communicatie) zijn.

Ook dient inzicht te worden verkregen wie nu de mogelijke klanten zijn voor welke toepassingen en welke verdienmodellen daarbij horen. Tot slot dient inzicht te ontstaan in wat de vervolgstappen zijn om te komen tot een haalbare grootschalige, betaalbare en duurzame elektriciteitsopslag.

1.2.1 Doelstelling VOPAK

Vopak ziet de wereld om zich heen veranderen ten gevolge van de energie transitie. Onafhankelijke opslag van energie is een kerncompetentie van Vopak. Flow batterijen maken gebruik van opslag tanks voor het elektrolyt en waterstof (ten dele te realiseren via bestaande infrastructuur). Vopak verkent momenteel meer opties met betrekking tot de energie transitie en ziet veel toegevoegde waarde van een flow batterij als deze. Zowel voor eigen gebruik als voor eigen gebruik als opmaat voor een nog grootschaliger commerciële inzet. Dit project is een belangrijke stap in het verkennen van een nieuwe technologie en een, voor Vopak, nieuwe markt, waar Vopak elektriciteit in-, op en overslaat t.b.v. derde partijen en industrie clusters in plaats van de huidige bulk producten. Deze nieuwe markt is niet alleen nieuw voor Vopak, maar sowieso momenteel volop in beweging als gevolg van alle ontwikkelingen rondom klimaatdoelstellingen.

1.2.2 Doelstelling Elestor

Elestor ontwikkelt een innovatieve waterstofbromide flowbatterij. Er zijn al diverse veldopstellingen uitgevoerd en in voorbereiding op basis waarvan Elestor in 2019 de marktintroductie van een 50 kW batterij voorziet.

Elestor is nu met name op zoek naar inzichten in markt vraag naar grote (MW schaal) en zeer grote (multi MW schaal) systemen.

1.3 Beoogd Resultaat

Concreet zijn de resultaten van dit project:

¹ <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/Topsector%20energiestudies>

- knelpunten analyse energieopslag: is kostendekkende exploitatie van energieopslag de komende jaren haalbaar, al vóóordat er een tekort aan flexibiliteit ontstaat en flexibiliteit dus hoger wordt gewaardeerd en wat is er voor nodig om dat haalbaar te maken;
- overzicht van energiemarkten in Nederland met daarbij behorende klantensegmenten, productspecificaties en prijsmechanismen;
- inzicht in markten voor bieden leveringszekerheid aan grote bedrijven en wat er nodig is om dit te kunnen bieden naast elektriciteitsopslag en welke mogelijke institutionele obstakels;
- inzicht van prijsrange hoofdcomponenten van een grootschalig batterijsysteem;
- plan van aanpak voor vervolgstappen ; haalbaarheidsstudie, Voorontwerp en kostenraming $\pm 40 \%$;
- type projectpartners nodig voor succesvolle ontwikkeling.

2

MARKTVERKENNING

2.1 Inleiding

Binnen de marktstudie is gesproken met diverse partijen in de markt. Dit varieerde van netbeheerders (lokaal en nationaal) en aansluitbedrijven tot potentiële energieleveranciers vanuit de batterijen. Voor Vopak is de verdienkans een afgeleide van de verdienkansen van haar klanten: de capaciteit afnemers. Vopak zal, in het scenario van de commerciële grote batterij, naar verwachting niet zelf aan de markt deelnemen als eigenaar van de commodity (elektriciteit), maar de capaciteit verhuren aan derden.

De batterij kan op verschillende manieren worden ingezet om geld te verdienen. Om hier een beeld van te krijgen zal er een aantal verdienmodellen verkend worden. Deze zijn ook weer onder te verdelen in subcategorieën. De volgende (willekeurige) volgorde, wordt in dit document gehanteerd:

- Peak shaving
 - Netbeheerders – besparingen op gebied van netverzwaringen nationaal en lokaal
 - CAPEX reductie door lagere aansluit capaciteit (voor afnemers en producenten)
 - OPEX reductie door lagere leveringskosten (voor afnemers en producenten)
- Handelen op de elektriciteitsmarkt
 - Long Term ICE ENDEX
 - Day-Ahead EPEX
 - Intraday EPEX
 - Optimalisatie trading opportuniteiten windparken
- Balanshandhaving
 - Primair: FCR
 - Secundair
 - aFRR
 - mFRRsa
 - Tertiair: mFRRda
- Capacity Remuneration Mechanism (CRM)
- Noodvermogen voor omringende industrie

Van elk van deze verdienmodellen/deelmarkten zal er in dit hoofdstuk eerst een analyse worden gegeven, waarna in hoofdstuk 4 de analyse van de bijbehorende business case volgt. In de analyse van de markt wordt beschreven op welke manier er geld verdiend kan worden en hoe de diverse partijen die zijn geïnterviewd aankijken tegen de toepassingen van batterijen hierin. Daarnaast komen ook de technische en regelgeving aspecten aan bod.

Om ook een beeld te krijgen van de verdienmodellen is in hoofdstuk 4 een relevante casestudie gedaan om een inschatting te maken van hoeveel geld er verdiend dan wel bespaard kan worden. In elke casestudie wordt uitgegaan van een batterij met een vast nominaal vermogen van 500 kW voor een pilot opstelling en 25MW voor de commerciële batterij. Het vast nominaal vermogen is het maximaal vermogen dat door de batterij geleverd kan worden. Naast het vermogen van de batterijen is per verdienmodel ook de capaciteit afgeleid die benodigd is. Tevens gaan we in op de mogelijkheden van het combineren van verdienmodellen, het zogeheten stapelen.

2.2 Marktontwikkelingen en toekomstbeeld

Tot ca. 2030 zal er in Nederland naar verwachting geen sprake zijn van tekorten aan reserve capaciteit. Tot die periode zijn de nieuwere kolencentrales nog in gebruik en heeft Nederland (waarschijnlijk ook in de periode daarna) de beschikking over (voldoende) reservecapaciteit in de vorm van de bestaande gascentrales. Voor een aantal van de hierna verder te beschrijven deelmarkten lijkt de ontwikkeling van een Megabatterij nog te vroeg om de volle revenuen te kunnen behalen en daarmee een voldoende sterke financiële business case. Hierna en in aanloop naar het kantelpunt rond 2030 verwachten we dat er meer volatiliteit zal optreden in de elektriciteitsprijzen, waardoor er naar verwachting wél een economisch haalbare business case zonder overheid-incentives zal ontstaan.

We beperken ons voor deze studie echter niet alleen tot de Nederlandse situatie, maar betrekken ook België in onze analyse voor de haalbaarheid van een commercieel te exploiteren batterij. België is voornemens haar kernenergie centrales te sluiten per 2025, waarmee een vermogen van 5,9 GW uit de markt wordt gehaald – ca. de helft van het totale in België opgestelde vermogen. Dit is ten dele op te vangen door het uitbreiden en versterken van de interconnectie met omliggende landen, maar dat is niet toereikend. De nieuwe geplande capaciteit uit renewables wordt geschat op 4-6 GW, maar is alleen voldoende bij het draaien op piekvermogen. België overweegt nu om, in navolging van de UK, een Capacity Remuneration Mechanism (CRM) in te voeren (zie paragraaf 2.3.4). Zeer waarschijnlijk zal ook vermogen vanuit omliggende landen, mits dit in België kan worden aangewend, in dit systeem mee mogen doen. Wij denken dan bijvoorbeeld aan de mogelijkheid van het installeren van een megabatterij op de Vopak terminal in Vlissingen. In 2020 zullen partijen zich daarvoor moeten kwalificeren.

Er is echter een aantal redenen waarom het nuttig of zelfs noodzakelijk is om sneller aanwezig te kunnen zijn op de Nederlandse en/of Belgische markt dan dat deze markten de juiste omstandigheden hebben voor winstgevend commercieel gebruik. Ten eerste het meegroeien met de toenemende elektrificatie van omliggende (chemische) industrie, welke reeds turn-arounds hebben gepland in de periode voorafgaand aan 2025. De te ontwikkelen megabatterij zal dan op tijd klaar kunnen zijn om stroom-inkoop-optimalisatie en/of noodstroomvermogen te kunnen leveren. Ten tweede zal de batterij dan up- en running zijn als de spreads in elektriciteitsprijzen oplopen door een toename van flex tekorten in aanloop naar 2030 en kan daar handelservaring mee worden opgedaan. Als derde reden voeren we aan dat de batterij al direct revenuen kan genereren door participatie aan de balanshandhaving markten. En niet in de laatste plaats is het belangrijk grootschalige toepassings-expertise te hebben opgedaan opdat het ontwerp, indien noodzakelijk, tijdig kan worden aangepast aan de vereisten.

Stapelning van revenuen zal, zeker in een beginstadium, noodzakelijk zijn om de business case op een aanvaardbaar niveau te krijgen. Deze batterij technologie leent zich daar uitstekend voor. Het vermogen en de energie-opslagcapaciteit zijn niet gekoppeld. Daardoor kan er naar een optimum van de verhouding tussen beide worden gezocht en kan, bij veranderend gebruik, deze verhouding opnieuw worden geoptimaliseerd.

Tabel 2.1: groei in (grotendeels: stapelbare) functionaliteit van de batterij

Functionaliteit/potentiele revenues	Termijn			
	2020-2022 <i>(Pilot 0,5-4 MW)</i>	2022-2025 <i>(Mega batterij)</i>	2025 - 2030 <i>(kerncentrales BE dicht na 2025)</i>	Na 2030 <i>(kolencentrales NL dicht na 2030)</i>
1 Peak shaving	x	x	minimaal	minimaal
2 Handelen op de elektriciteitsmarkt	x	x	xx	xxx
3 Balanshandhaving	x	x	xx	xx
4 Capaciteitsmarkten (bijv. België)	n/a	n/a	xx	xxx
5 Noodvermogen omliggende industrie/eigen gebruik	n/a	x	xx	xx

2.3 Beschrijving van de deelmarkten

De volgorde van de markten genoemd in dit hoofdstuk/deze paragraaf is zoals hierboven reeds aangegeven willekeurig. In de navolgende tabel wordt een opsomming gegeven met welke bedrijven we hebben gesproken en welke deelmarkten het betreft.

Tabel 2.2: lijst met gevoerde gesprekken met partijen in diverse deelmarkten

Bestudeerde (deel)markt	Gesproken ondernemingen / instanties / experts
<ul style="list-style-type: none"> - Peak shaving - Capex reductie door lagere aansluit capaciteit - OPEX reductie door lagere leveringskosten 	Lokale netbeheerder, aansluitbedrijven
<ul style="list-style-type: none"> - Handelen op de elektriciteitsmarkt - Long Term ICE ENDEX - Day Ahead EPEX - Intraday EPEX - Optimalisatie trading opportuniteiten windparken 	Energie handelaren en -aanbieders, energie trading platform bedrijf, exploitanten windparken
<ul style="list-style-type: none"> - Balanshandhaving - Primair: FCR - Secundair <ul style="list-style-type: none"> - aFRR - mFRRsa - Tertiair: mFRRda 	TenneT, energie trading platform bedrijf, leverancier energie trading algoritme
- Capacity Reserve Market (CRM)	Energie handelaar en- aanbieder
- Noodvermogen voor omringende industrie	Chemisch bedrijf
- Netbeheerders – besparingen op gebied van netverzwaringen	Lokale netbeheerder, aansluitbedrijven
- Algemeen - Overkoepelend Energietransitie	Nationale platformen op gebied van energie transitie in industriële omgeving

2.3.1 Peak shaving

Besparingen voor netbeheerders

Het wordt, met het oog op de tot vele miljarden oplopende kosten, vrijwel uitgesloten geacht dat de verwachte toename van de congestie op de netwerken als gevolg van meer decentrale opwekking in combinatie met verdergaande elektrificatie van huishoudens en industrie, helemaal kan worden opgevangen door netverzwaring. Een combinatie met een batterij of meerdere batterijen als opslagmedium zou kunnen leiden tot een beter optimum. Zowel de lokale netbeheerders als TenneT bevestigen dit, maar geven aan dat bestaande regelgeving dit nog in de weg staat. Op dit moment wordt gewerkt aan aanpassingen van de regelgeving op EU niveau, maar het zal naar verwachting nog zeker 5 jaar zal duren voordat hier echt beweging in zal komen. Daarmee is het nu nog te vroeg om in dit rapport met een kwantitatieve onderbouwing te komen.

Kwalitatieve analyse CAPEX peak shaving

Voor nieuwe aansluitingen voor zowel afnemers als producenten (bijvoorbeeld windparken) of voor uitbreidingen van aansluitingen worden de kosten daarvan sterk bepaald door het vermogen. Daarnaast worden de kosten sterk bepaald door de locatie en de afstand tot het dichtstbijzijnde inkoopstation en lengte van aan te leggen kabels. Een batterij kan hierbij belangrijke eenmalige kosten besparen omdat er dan kleinere aansluitingen mogelijk zijn.

Kwalitatieve analyse OPEX peak shaving

Ook in de operationele kosten zien we hogere leveringstarieven terug voor zwaardere aansluitingen. De operationele kosten voor een aansluiting bevatten de volgende elementen:

- a) Vastrecht: zoals de naam suggereert zijn dit vaste kosten onafhankelijk van vermogen of energieverbruik. Echter alleen van de transportcategorie waaronder de aansluiting valt.
- b) Gecontracteerd vermogen: het maximale vermogen voor een aansluiting welke op jaarbasis vooraf bepaald wordt. Kosten zijn lineair evenredig met het vermogen.
- c) Maximaal verbruikt vermogen: het maximaal verbruikt vermogen wordt elke maand achteraf bepaald op basis van daadwerkelijk verbruik. Indien het maximaal verbruikt vermogen het gecontracteerd vermogen

overschrijdt wordt met terugwerkende kracht het gecontracteerd vermogen aangepast naar de desbetreffende overschrijding. Kosten zijn ook hier lineair evenredig met het vermogen.

- d) Energietransport: deze kosten gelden alleen voor lagere spanningsniveaus. Het is verder onderverdeeld in hoog en laag tarief. Dit is lineair evenredig met de daadwerkelijk getransporteerde energie en wordt achteraf bepaald.
- e) Capaciteit: afhankelijk van de capaciteit van de transformator worden ook maandelijkse kosten in rekening gebracht. Dit is gebaseerd op de fysieke karakteristieken van een aansluiting en wordt dus vooraf bepaald.

Een deel van de kosten (onderdelen b, c en e) wordt dus bepaald op basis van het maximale vermogen, ofwel het piekvermogen. Dit piekvermogen kan verminderd worden door het gebruik van een batterij (peak shaving). Op het moment dat piekvermogen gevraagd wordt zal een deel van de energie door de batterij geleverd worden. De batterij kan worden opgeladen als het gevraagde vermogen weer laag is.

Door het installeren van een batterij, kunnen zowel Vopak als omringende industriële partijen profijt behalen door lagere aansluitvermogens. Peak shaving profijt voor omliggende industriële partijen is als casus niet verder uitgewerkt. Belangrijkste reden is dat er geen haalbare businesscase is en dat peak shaving zich lastig laat combineren met andere functies. Dit volgt uit het feit dat bij peak shaving de batterij achter de elektriciteitsmeter wordt geplaatst en bij de meeste markten de batterij voor de elektriciteitsmeter van het bedrijf waar peakshaving aan de orde is dient te worden geplaatst

2.3.2 Handelen op de elektriciteitsmarkten

Op de handelsmarkten verkopen producenten hun elektrische energie aan de leveranciers. Leveranciers leveren deze energie vervolgens aan de consumenten/bedrijven. Er is een aantal verschillende markten, elk met hun bijbehorende regels en eigenschappen. Het idee om op deze markten geld te verdienen met een batterij is eenvoudig: het innemen van elektriciteit op lage prijsniveaus en het leveren van elektriciteit op hoge prijsniveaus. Dit lijkt zeer goed mogelijk omdat verschillende markten zekere trends laten zien, waar goed op in te spelen valt. Spelers die actief zijn op deze markten zijn vooral grote consumenten, leveranciers van elektriciteit, brokers en financiële instellingen (zowel grote banken als kleinere toegewijde energie traders). Er wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende markten:

- Long Term ICE ENDEX
- Day-Ahead EPEX
- Intraday EPEX

Hierbij moet het één en ander opgemerkt worden. Ten eerste wordt de OTC Bilateral EPEX markt hier buiten beschouwing gelaten. Vooral omdat er weinig informatie over de markt op internet is te vinden. De Over The Counter Bilateral markt is een exchange waar partijen vrij te formuleren contracten kunnen afsluiten. Het voordeel hieraan is dat er veel vrijheid bestaat over de invulling van de duur en het formaat van deze contracten.

Daarnaast moet vermeld worden dat hier alleen de Nederlandse markten in behandeling worden genomen. In het buitenland zijn de markten vergelijkbaar. Verschil zit vaak in de termijn waarop verhandeld wordt, maar de opzet is in principe hetzelfde: er is 1 (of meerdere) exchange voor de volgende producten: lange termijn, dag van tevoren en continu op de dag van levering.

Long Term ICE ENDEX

Op de ICE ENDEX worden lange termijn producten verhandeld. Handelstermijnen zijn maanden, kwartalen of jaren en handelen sluit 2 werkdagen voor de eerste dag van levering.

Financiële aspecten

Prijzen worden bepaald in €/MWh. Fluctuaties zijn lager dan voor korte termijn markten, maar gemiddelde prijs is over het algemeen wel hoger dan men op de korte termijn markten tegenkomt.

Levering

Leveringsblokken zijn variabel en complex. Zo zijn er contracten van een achtereenvolgende periode van maanden tot en met 4 jaar. Maar ook bepaalde 'strips', bijvoorbeeld tijdens piek uren, van 08:00 tot 20:00, voor een bepaalde periode zijn contracten af te sluiten.

Technische eisen

Minimaal vermogen van 1 MW over een periode van minimaal 1 maand.

Day-Ahead EPEX

Elektrische energie die niet is gekocht of verkocht op de lange termijn markt, wordt vervolgens verhandeld op de Day-Ahead beurs. Indien partijen een dag van tevoren aan zien komen dat zij nog energie moeten kopen of verkopen, gaat dat via deze markt. Dagelijks voor 12:00 leveren marktpartijen hun gewenste vermogensuitwisselingen aan voor de gehele volgende dag. Vervolgens wordt er voor elke uur van de volgende dag een prijs en een hoeveelheid bepaald.

Financiële aspecten

Door middel van biedingen aan zowel de aanbod- als vraagzijde van de markt wordt een marktevenwicht bepaald. Hier is een prijs en energiekwantiteit aan gekoppeld. Prijzen op uur-basis fluctueren tot aan de sluiting van de markt.

Levering

Levering vindt plaats in blokken van minimaal 1 uur.

Technische eisen

Minimaal vermogen van 100 kW over een periode van minimaal 1 uur.

Intraday EPEX

In het geval dat marktpartijen nog niet al hun gewenste transacties hebben afgerond, of dat er last-minute een verandering heeft plaatsgevonden, kan er nog verhandeld worden op de Intraday markt. Bijvoorbeeld als de wind net iets harder waait dan daarvoor werd aangenomen. In dat geval wil een beheerder van een windmolenpark graag deze energie kwijt. Op deze markt vindt continue verhandeling van producten plaats. Een transactie kan tot minimaal 5 minuten voor levering worden afgesloten. De beurs opent dagelijks om 15:00 voor de volgende dag.

Financiële aspecten

Net als bij de ICE ENDEX wordt de marktprijs bepaald door kopers en verkopers zelf. Men geeft een bieding voor een bepaalde periode met een bijbehorende prijs. Een andere partij kan vervolgens zelf bepalen of zij akkoord gaan voor deze prijs. Er is dus altijd een koop- en verkoop -prijs. Kopers kunnen kopen tegen opgegeven prijs van een verkoper. En verkopers kunnen verkopen tegen een opgegeven prijs van een koper.

Levering

Levering vindt plaats in blokken van minimaal 1 uur.

Technische eisen

Minimaal vermogen van 100 kW over een periode van minimaal 1 uur.

Tot slot

Met name deze twee laatst genoemde markten lenen zich goed voor een nieuw gebruik hiervan door eigenaren van de stroom uit zon- en windparken die ook toegang hebben tot een batterij. Zij kunnen optimaliseren door te bepalen dat zij boven een bepaald prijsniveau blijven leveren aan de markt of dat ze de productie bij prijzen onder een bepaald prijs niveau een met het windpark verbonden (fysiek of virtueel) batterij opladen. In hoofdstuk 4 zullen hier geen separate voorbeeldberekeningen voor worden gegeven nu dit weliswaar een specifieke gebruikersgroep is maar de toepassing dezelfde is als handel in stroom in het algemeen.

2.3.3 Balanshandhaving

Om ervoor te zorgen dat de frequentie op het hoogspanningsnet wordt gehandhaafd op 50 Hz, maakt TenneT gebruik van verschillende balansmarkten. Op deze markten bieden externe partijen hun diensten aan. TenneT kan vervolgens gebruik maken van deze diensten in het geval van een bepaalde onbalans in hun net. De 'onbalansmarkt' van TenneT bestaat in totaal uit 4 verschillende balanshandhavingsprincipes van de netbeheerder:

- Primair: Frequency Containment Reserve (FCR)
- Secundair
 - automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)
 - manual Frequency Restoration Reserves scheduled activated (mFRRsa). Vroeger ook wel Regel- en reserve -vermogen, ofwel RRV, genoemd
- Tertiair: manual Frequency Restoration Reserve directly activated (mFRRda). Vroeger ook wel noodvermogen genoemd.

Er zijn nog andere markten voor levering van onder andere blindvermogen en herstelvoorziening vermogen. Deze worden niet verder behandeld omdat er weinig relevantie is met betrekking tot de waterstof bromide flowbatterij.

TenneT hanteert de term programmatijdseenheid (PTE). Dit staat voor een periode van 15 minuten.

Primair: FCR

Het doel van FCR is het beperken en stabiliseren van frequentieverstoringen in het gehele (internationaal) synchroon gekoppelde hoogspanningsnet. Netbeheerder TenneT contracteert externe partijen voor deze FCR-levering.

Financiële aspecten

Vergoeding per hoeveelheid beschikbaar gesteld vermogen. Exacte vergoeding door TenneT vastgesteld na een (wekelijkse) veiling. Kosten van transport en energie zijn voor rekening van de externe partij.

Levering

Na de veiling wordt door de netbeheerder een bepaalde FCR vermogen gegund aan de externe partij. Deze hoeveelheid dient beschikbaar gehouden te worden voor FCR doeleinden. Dagelijks dient aangegeven te worden hoeveel MW beschikbaar gesteld wordt. De aansturing vindt direct en actueel plaats aan de hand van een directe fysieke frequentiemeting van een nabijgelegen hoogspanningsnet. Het aansturen van de batterij vindt dus automatisch en zonder tussenkomst van TenneT plaats.

Technische eisen

Activering voor volledige bieding binnen 30 seconden. Vermogen moet tenminste voor 1 PTE vastgehouden kunnen worden. Binnen uiterlijk 2 uur moet er volledige opgeladen of ontladen kunnen worden om opnieuw minimaal 1 PTE het gecontracteerde vermogen vast te houden. Minimaal vermogen is 1 MW. Gecontracteerd vermogen is 80% van het nominale vermogen. De minimale opslagcapaciteit is 1MWh per MW gecontracteerd vermogen. Met andere woorden, om het minimale vermogen van 1 MW te kunnen contracteren is een batterij met een nominaal vermogen van minimaal 1,25 MW nodig en een opslagcapaciteit van 1 MWh.

Secundair: aFRR en mFRRsa

Voor het real-time handhaven van de Nederlandse vermogensbalans maakt TenneT vooral gebruik van biedingen regelvermogen (aFRR) en reservevermogen (mFRRsa) die door marktpartijen aan TenneT zijn aangeboden. Er wordt onderscheid gemaakt in biedingen voor opregelend- (vermogen leveren aan het net) en afregelend (vermogen opnemen vanuit het net) -vermogen.

Financiële aspecten

Biedingen worden dagelijks opgegeven voor de volgende dag. Deze biedingen zijn in de vorm van een volume in MW en een bijbehorende prijs in € / MWh. De exacte prijs per MWh wordt bepaald door een zogeheten biedprijsladder. Dat gaat dus op een vergelijkbare manier als bij de Day-Ahead markt. Hoe groter

het door TenneT benodigde vermogen, hoe meer de prijs zal afwijken van de actuele prijs voor elektriciteit. Bij een kleine vermogensonbalans van rond de 100 MW zal de prijs nauwelijks verschillen ten opzichte van de actuele prijs voor elektriciteit. Echter, wanneer de onbalans bijvoorbeeld meer dan 600 MW bedraagt, zal de prijs zomaar 100 € / MWh hoger of lager kunnen liggen.

Levering

Indien het aangeboden vermogen wordt opgeroepen door TenneT, komt dit binnen door middel van een 'Set Point'. Dit punt zal wat hoger of lager liggen dan het geplande vermogen voor de desbetreffende PTE. Door dit punt aan te houden zal de partij de door TenneT gewenste rectificatie aanbrengen aan de onbalans. Door middel van een meting wordt vervolgens later bekeken wat het exacte geleverde vermogen is geweest.

Technische eisen

Technische eisen verschillen voor aFRR en mFRRsa. Voor mFRRsa zijn er ook nog twee verschillende soorten. Voor het regelvermogen geldt een reactie van 30 seconde na een setpoint verandering, alsmede een minimale duur van het vermogen van 1 PTE. Voor mFRRsa voor balanshandhaving geldt een activering van 1 of 2 PTE en een minimale duur van 1 PTE. Voor mFRRsa voor overige doeleinden geldt een activeringstijd van 3 of meer PTE en een minimale duur van 4 PTE. Vervolgens is het minimale vermogen 4 MW voor zowel aFRR als mFRRsa.

Tertiair: mFRRda

De mFRRda (manual Frequency Restoration Reserve directly activated) wordt ingezet bij incidenten en langdurige onbalans. Voorheen ook bekend als noodvermogen.

Financiële aspecten

De baten zijn opgebouwd uit twee vergoedingen: beschikbaarheidsvergoeding (€/MW) en een vergoeding voor de geleverde energie (€/MWh). De beschikbaarheidsvergoeding wordt vastgesteld door de aanbieder zelf, afhankelijk van alle aanbiedingen die TenneT krijgt, wordt deze vergoeding geaccepteerd of niet. De prijs per MWh wordt bepaald door de actuele marktprijs. Het precies bepalen van deze prijzen is vrij complex. Er geldt in ieder geval het volgende:

- Opregelen: minstens 200 €/MWh plus de Day-Ahead APX prijs voor desbetreffende PTE. Of de reguliere inzetprijs voor opregelen indien deze hoger is dan de eerder genoemde prijs.
- Afregelen: maximaal de inzetprijs voor afregelen -100 €/MWh. Of de Day-Ahead APX prijs voor desbetreffende PTE indien deze lager is. (NB: veelal negatieve prijs en dus betaalt TenneT de mFRRda leverende partij)

Levering

Nadat een bepaald vermogen door TenneT is gecontracteerd, dient dit gedurende de gehele contractperiode beschikbaar te zijn. Levering vindt daarna plaats direct op verzoek van TenneT. TenneT specificeert een bepaald vermogen en inzetduur binnen de grenzen van het contract.

Technische eisen

Activering voor volledige bieding binnen 1 PTE. Vermogen moet tenminste voor 4 PTE vastgehouden kunnen worden. Vervolgens mag er maximaal 6 uur zitten tot een volgende potentiële levering van 4 PTE. Minimaal vermogen is vastgesteld op 20 MW. Dit mag echter samengevoegd worden met andere partijen tot een pool van gezamenlijk 20 MW, er zijn bestaande organisaties die een dergelijke pool beheren online te vinden.

2.3.4 Capacity Remuneration Mechanism (CRM)

In verschillende landen om ons heen is er een bestaande Capacity Remuneration Mechanism ("CRM") ofwel al in werking of in wording. Dit geldt met name voor het VK, Frankrijk en Italië (bestaande CRM's) en voor België. Bij onze zuiderburen is de principe-beslissing genomen om een CRM in het leven te gaan roepen en wordt nu gestudeerd op de beste vorm.

In beginsel is een CRM beloning van het type "on top of": je krijgt hem bovenop markt-conforme beloningen voor het daadwerkelijke gebruik van de installatie. Het is daarmee een onrendabele-top

beloning: de CRM verstrekker (een nationale overheid) gaat ervan uit dat als zij de beloning *niet* in het leven roept, de markt eenvoudigweg zal weigeren om de betreffende investering te doen.

CRM's zijn er in allerlei soorten en maten. Voor een gedetailleerd overzicht verwijzen we naar een recente studie van PWC Belgium – een 90-pagina's gedetailleerd rapport met aanbevelingen voor de toekomstige Belgische CRM. Voor nu kunnen wij direct inzoomen op deze Belgische mogelijkheid. Dit om drie redenen:

- België is niet alleen geografisch dichtbij maar kan in praktisch opzicht zowel vanuit bestaande Belgische Vopak terminals als (zeer waarschijnlijk) vanuit Vlissingen worden bediend.
- België heeft een uitdaging van enorme proporties: het land wil alle nucleaire centrales sluiten tegen 2025 – 5.9 GigaWatt capaciteit (dit is bijna de helft van het totale opgestelde vermogen in België). Daarom ligt het in de lijn der verwachting dat:
 - de CRM vergoeding relatief hoog wordt. Het PWC rapport komt tot een schatting van €83.000 / MW / jaar, te betalen gedurende vijftien jaar, hetgeen neerkomt op een Netto contante waarde van ruim €20 Mln voor die periode voor een 25MW batterij, bij toepassing van een vermogenskostenvoet van 6,5%.
 - de spread tussen lage en hoge stroomprijzen in België sneller groter wordt dan in omliggende landen, waarmee ook eerder een grotere verdien capaciteit vanuit de handelsfunctie zal ontstaan.

PWC adviseert ook om het Belgische CRM systeem toegankelijk te maken voor buitenlandse (fysieke) aanbieders én technologie-onafhankelijk dus óók voor batterijtechnologie – conform de CRM's van o.a. het VK en Frankrijk.

2.3.5 Noodvermogen industrie

Voor de markt om noodvermogen te leveren denken wij met name aan industriële klanten in bijvoorbeeld de chemische industrie, die door elektrificatie meer waarborgen willen voor de beschikbaarheid van elektriciteit voor een aantal uren achtereen. Er is daarom gesproken met dergelijke partijen, waarvan één partij, in een eerste gesprek al heeft aangegeven zeer geïnteresseerd te zijn om mee te kijken naar deze batterij. Nadere gesprekken en analyses moeten uitwijzen welke combinatie vermogen/energie opslag hiervoor gewenst is. Zij hebben ook aangegeven al in een pilot te willen participeren door de batterij te testen voor niet-kritische bedrijfsprocessen.

Hiervoor zou een directe verbinding moeten worden aangelegd tussen de potentiële afnemer van de noodstroomvoorziening en de batterij. Voor deze service zien wij de wens vanuit de markt om voor langere tijd (bijvoorbeeld 5-15 uur) een bepaald vermogen te leveren. Dit type flow batterijen leent zich beter voor dit type gebruik dan de momenteel veel gebruikt Lithium-ion batterijen. Het tarief voor deze dienst zou de kosten van een productie onderbreking als gevolg van stroomstoringen moeten weerspiegelen en in lijn zijn met de kosten van het hebben van een conventionele noodstroomvoorziening (aggregaten).

2.4 Conclusie marktanalyse

De bestudering van de verscheidenen deelmarkten levert de volgende (deels: voorlopige) bevindingen op:

- Peakshaving. In zoverre het de functionaliteit betreft van peak-shaving achter de meter bij grote gebruikers en peak-shaving voor de meter bij grote/middelgrote decentrale producenten (wind- en zonneparken) groeide gaandeweg het onderzoek het besef dat dit echt een beperkte rol gaat spelen: het moet niet worden gezien als aparte deelmarkt. Het kan wél worden beschouwd als een nuttige, kostenbesparende toevoeging aan een andere kern-functionaliteit en zal altijd van geval tot geval moeten worden bekeken.
Voor de functionaliteit van peak-shaving voor netbeheerders (het oplossen of verminderen van congestieproblematiek op hun netwerken) is het te vroeg om tot conclusies te komen.
- Handelen op de stroommarkten: opnieuw groeide hier gaandeweg het onderzoek een duidelijk inzicht (zie ook de cijfers in hoofdstuk 4): de huidige lage spread tussen hoge en lage stroomprijzen, veroorzaakt door een grote reservecapaciteit-poule in Nederland, rechtvaardigt nog niet de investering in een batterij. Toenemende volatiliteit en spreads op bijvoorbeeld de Duitse markt, met een veel hoger percentage zon- en windenergie in de mix dan Nederland, biedt echter wel een venster op een toekomstige markt waarin dit mogelijk al geheel op zichzelf een voldoende rechtvaardiging voor een

investering oplevert. België verdient in dat opzicht ook de aandacht nu daar al vanaf 2025 juist een duidelijk tekort aan productievermogen lijkt te ontstaan door de sluiting van de nucleaire capaciteit.

- Balanshandhaving: dit blijkt een verzameling markten waar direct op kan worden bewogen. Wel laat dit zich niet of nauwelijks combineren met andere functionaliteiten, CRM uitgezonderd (zie hierna). Ook is hier relatief weinig opslagcapaciteit voor nodig daar waar de Elestor batterij nu juist excelleert in lage kosten voor grote hoeveelheden opslag. Desalniettemin kan deze verzameling markten een belangrijke aanvullende rol spelen, bijvoorbeeld wanneer het tijdelijk niet opportuun is om andere, beter betalende, markten te bedienen.
- CRM: dit is ongetwijfeld een grote kans om vanaf 2025 (in België – mogelijk bediend vanuit Nederland) een stevige basis onder gezonde exploitatie van een flowbatterij te bieden omdat deze functionaliteit zich per definitie goed laat stapelen met de meeste andere denkbare functionaliteiten. Daarmee verdient dit de volle aandacht.
- Noodvermogen voor omliggende bedrijven: hier geldt iets vergelijkbaars voor als bij peak-shaving: het zal hoogstwaarschijnlijk nooit een zelfstandige rechtvaardiging van een investering in een batterij opleveren – maar mogelijk wel aantrekkelijk zijn in combinatie met andere functies.

3

VEILIGHEID EN KOSTENRAMING

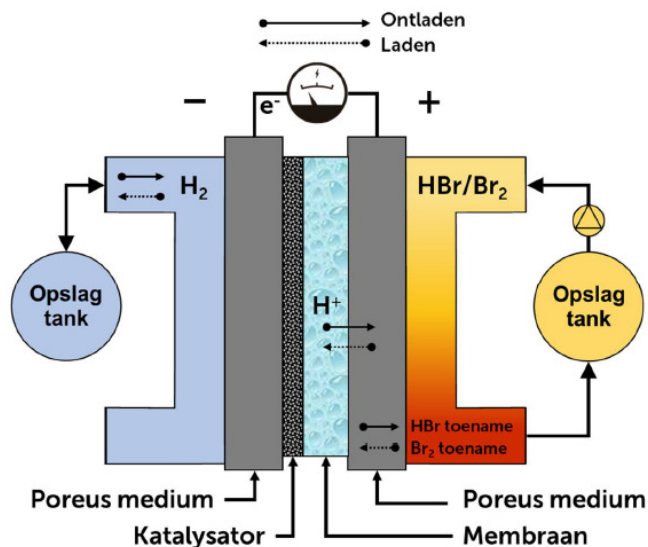
3.1 Inleiding

Gesimplificeerd kan de batterij opgedeeld worden in vijf onderdelen: de waterstoftank, de elektrolyttank, de stacks, de procesautomatisering van het systeem en de aansluiting van de batterij met het net (inverters). Voordat er een indicatie wordt gegeven wat de prijsrange van elke component, moet worden opgemerkt dat deze sterk afhangen van de technologische ontwikkelingen. Ontwikkelingen op het gebied van alle vijf componenten volgen elkaar in rap tempo op en zullen in de toekomst een positieve invloed hebben op de prijzen. De kostenramingen van de HBr flow batterijen zijn weergegeven in paragraaf 3.5.

3.2 Kenmerken HBr flowbatterij

Het werkingsprincipe van waterstofbromide flowbatterijen is beproefd en veilig. Zeer simpel omschreven werkt de batterij als volgt: Door middel van een pomp wordt waterstofbromide vanuit de opslagtank in een gesloten circuit door de stack gepompt, waar uitwisseling van waterstofionen, ofwel protonen, door het membraan plaatsvindt. Deze reactie kan in beide richtingen plaatsvinden (laden en ontladen). In Afbeelding 3.1 is het werkingsprincipe van de waterstofbromide batterij weergegeven. De stacks van de batterij bestaan uit het poreuze medium aan zowel de waterstof- als waterstofbromidezijde, het membraan en de katalysator.

Afbeelding 3.1: Schematische weergave van de stacks van de waterstofbromide batterij



Een belangrijk kenmerk van flowbatterijen is dat het vermogen en de opslagcapaciteit van de batterij niet aan elkaar gekoppeld zijn. Zo wordt het vermogen enkel bepaald door het totale membraanoppervlak in de stacks en wordt de capaciteit enkel bepaald door de volumes van de waterstof- en elektrolyt-tanks. Dit betekent dat zowel het vermogen de capaciteit afzonderlijk modulair zijn. Na een bepaalde periode van gebruik zou bijvoorbeeld relatief eenvoudig de capaciteit en/of het vermogen uitgebreid kunnen worden. Bij

end-of-life kunnen de stacks vervangen worden, waarna het systeem een volledig '2^{de} leven' krijgt Ook maakt deze eigenschap onderhoud erg makkelijk.

De HBr flowbatterij kent nog andere voordelen. Zo kan het systeem binnen 10-tallen milliseconden opstarten, maar ook omschakelen van laden naar ontladen. Eén van de aspecten waarin de HBr flowbatterij zich onderscheidt van andere batterijen, zijn de grondstoffen. De stoffen die de batterij gebruikt (waterstof, en broom) komen overal op de wereld in grote hoeveelheden voor. Dit heeft een zeer positief effect op zowel de kosten als op de schaalbaarheid van de batterij. Daarnaast heeft een HBr batterij aanzienlijke voordelen op het gebied van de levensduur ten opzichte van bijvoorbeeld Lithium-ion batterijen. Bovendien is de chemische reactie die plaatsvindt bij het op- en ontladen van de batterij volledig reversibel, omdat er bijvoorbeeld geen dendrietvorming optreedt zoals het geval is bij Lithium-ion batterijen. De onderdelen van de HBr flow batterij die een beperkte levensduur hebben zijn het membraan, de elektroden en de pomp. Deze onderdelen kunnen gemakkelijk worden vervangen zonder dat het gehele batterijsysteem vernieuwd moet worden.

3.3 Veiligheid

Het gebruik van de stoffen waterstof en broom vergt een aantal voorzorgsmaatregelen om de batterij veilig te kunnen gebruiken. Voor waterstof, waterstofbromide en broom zijn veiligheidsrisico's nauwkeurig geanalyseerd en meegenomen in het ontwerp. In principe vallen de risico's onder te verdelen in de volgende onderdelen: bodembescherming tegen het elektrolyt, emissie van broomgas (giftig) en explosiegevaar door waterstof.

De informatie omtrent de algemene veiligheid van broom en waterstof uit het Besluit Risico's Zware Ongevallen (BRZO) van 2015 is weergegeven in Tabel 3.1..

Tabel 3.1: Hoeveelheid gevaarlijke stoffen pilot batterij en drempelwaarden BRZO 2015 (alles in ton).

gevaarlijke stof	aanwezig pilot	lage drempelwaarde BRZO 2015	hoge drempelwaarde BRZO 2015
broom	8,55	20	100
waterstof	0,11	5	50

De hoeveelheid broom en waterstof, in het geval van de voorgenomen capaciteit van de pilot, 2,5 MWh opslagcapaciteit, blijven onder de drempelwaarde van het BRZO. Voor waterstof geldt dat bij een opslagcapaciteit van circa 110 MWh de lage drempelwaarde wordt overschreden. Voor broom is dat het geval bij een opslagcapaciteit van circa 5,85 MWh.

Omdat VOPAK al in de hoogste risicoklasse conform de BRZO-regeling is ingedeeld voert VOPAK al een beleid ter preventie van zware ongevallen en een veiligheidsbeheerssysteem voor het uitvoeren van dat beleid. Bij overschrijding van de hoogste drempelhoeveelheid van waterstofbromide is wel de verwachting dat Vopak een veiligheidsrapport moet indienen bij het bevoegde gezag voor de omgevingsvergunning.

Er zijn voor de HBr flowbatterij meerdere uitgebreide onderzoeken uitgevoerd voor eerdere versies van de batterij. Onder andere een uitgebreide HAZOP voor een 50 kW, 15 kWh batterij. Voor deze pilot zal er opnieuw een uitgebreide HAZOP uitgevoerd worden omdat de hoeveelheden broom en waterstof groter zijn dan voorgaande studies en om de locatie-specifieke risico's ook mee te nemen. De HAZOP zal gebaseerd worden op de Vopak risicomatrix. De uitvoering van de tanks moet tevens nog gekozen worden en zal ook in de HAZOP worden beoordeeld.

3.3.1 Bodembescherming

Het voornaamste risico bij het gebruik van waterstofbromide is dat de stof uiterst corrosief is. Dit betekent dat de stof in staat is bepaalde materialen zodanig te beschadigen dat er bijvoorbeeld lekkage op zou kunnen treden, wat risico's voor de bodembescherming met zich meebrengt. Het ontwerp zal dus moeten voldoen aan de Nederlandse Richtlijn Bodembescherming (NRB). In principe zal de gehele installatie door een combinatie van meerdere voorzieningen en maatregelen uiteindelijk een verwaarloosbaar bodemrisico moeten garanderen.

Maatregelen bodembescherming

Meerdere maatregelen en ontwerpeisen zullen toegepast worden met de NRB in gedachte. Voornamelijk zullen alle componenten die in contact komen met het waterstofbromide vervaardigd worden uit de kunststoffen die bestand zijn tegen de hoge corrosiviteit van waterstofbromide. Dit zal het risico op lekkage verminderen. Metalen zijn hiervoor niet geschikt en zullen dan ook enkel gebruikt worden voor de componenten waar enkel puur waterstof aanwezig is.

Vervolgens zijn er nog secundaire maatregelen mogelijk om het bodemrisico te minimaliseren. Een van deze mogelijkheden is om ervoor te zorgen dat de tank waar het elektrolyt in wordt opgeslagen over geavanceerde anti-lekkage technieken beschikt. Zo zal de tank dubbelwandig worden uitgevoerd, en zal er een lekdetectie in de dubbele wand zitten zodat lekkages vroegtijdig gedetecteerd kunnen worden. Daarnaast zal de HBr flow batterij worden geplaatst op een vloeistof dicht fundament met een afvoer naar het vuilwaterriool.

3.3.2 Broom emissie

Voor broom geldt hoofdzakelijk dat het broomgas giftig is, en een hoge dampspanning heeft. Dat wil zeggen dat vloeibaar broom gemakkelijk verdampt. Naast milieu regelgeving gelden er ook zekere gezondheid specificaties.

Broom is opgenomen in het Activiteitenbesluit milieubeheer als stofcategorie gA.2. Voor deze stofklasse geldt een vrijstellingsgrens van een maximale emissie van 7.5 kg per jaar. Er is geen reden om aan te nemen dat deze limiet overschreden zal worden gedurende regulier bedrijf. Dit betekent dat de grenswaarden uit het Activiteitenbesluit niet van toepassing zijn.

Naast gevaar voor het milieu is broom emissie ook een risico voor het aanwezige personeel. Broom is een giftige stof voor mensen. De damp zorgt bij lage concentraties voor prikkende ogen en irritatie van het bindvlies van zowel neus als keel. Bij hogere concentraties kan broomdamp leiden tot brandwonden en ernstige schade aan luchtwegen, longen en nieren. Langdurig blootstelling aan hoge concentraties broomdamp kan voor mensen dodelijk zijn.

De gevaren van blootstelling aan broomdamp zijn in de vorm van AEGL (Acute Exposure Guideline Level) normen geclassificeerd en weergegeven in onderstaande tabel. De AEGL normen worden gebruikt door rampenbestrijders bij chemische rampen en incidenten. De tabel geeft de gevaren van blootstelling aan broomdamp aan bij verschillende concentraties en tijdsduren.

Tabel 3.2: Classificatie gevaren broomdamp conform AEGL (Acute Exposure Guideline Level).

Classificatie	10 min	30 min	1 u	4 u	8 u	Eindpunt
AEGL-1 (Onbehaaglijkheid)	0,033 ppm (0,22 mg/m ³)	0,033 ppm (0,22 mg/m ³)	0,033 ppm (0,22 mg/m ³)	0,033 ppm (0,22 mg/m ³)	0,033 ppm (0,22 mg/m ³)	Prikkende ogen
AEGL-2 (Beperking)	0,55 ppm (3,6 mg/m³)	0,33 ppm (2,2 mg/m ³)	0,24 ppm (1,6 mg/m ³)	0,13 ppm (0,85 mg/m ³)	0,095 ppm (0,62 mg/m ³)	Irritatie van bindvlies, neus en keel
AEGL-3 (Potentieel dodelijk)	19 ppm (124 mg/m ³)	12 ppm (78 mg/m ³)	8,5 ppm (55 mg/m ³)	4,5 ppm (29 mg/m ³)	3,3 ppm (21 mg/m ³)	30 min LC01 bij muizen

De vetgedrukte AEGL-2 10-minuten waarde wordt bij het ontwerp aangehouden om het gezondheidsrisico te beperken. Om deze waarde te garanderen dienen verschillende maatregelen getroffen te worden omtrent het minimaliseren van de broomemissie.

Veiligheidsmaatregelen ter preventie van broomemissie

Een gedeelte van de bodembeschermingsmaatregelen dienen tevens om de veiligheidsrisico's van broomemissies te beperken, namelijk het leidingwerk en de opslagtank van het elektrolyt zullen dubbelwandig worden uitgevoerd met lekdetectie. De opslag tank is KIWA gecertificeerd. Bij lekkage zal de geautomatiseerde toevoerpomp meteen worden stilgezet, hierdoor wordt de mogelijkheid tot verdamping

geminimaliseerd. Door toepassing van gasscrubbers worden vrijgekomen gassen gefilterd voordat deze gassen uitgestoten worden. Daarnaast zullen de afsluiters bij lekkages automatisch gesloten worden.

Voor de risico's van broom geldt dat de opslaglocatie zich uitermate goed leent voor de opslag van dergelijke chemicaliën en Vopak zeer ruime ervaring heeft op het gebied van deze vorm van opslag van chemicaliën.

3.3.3 Waterstof

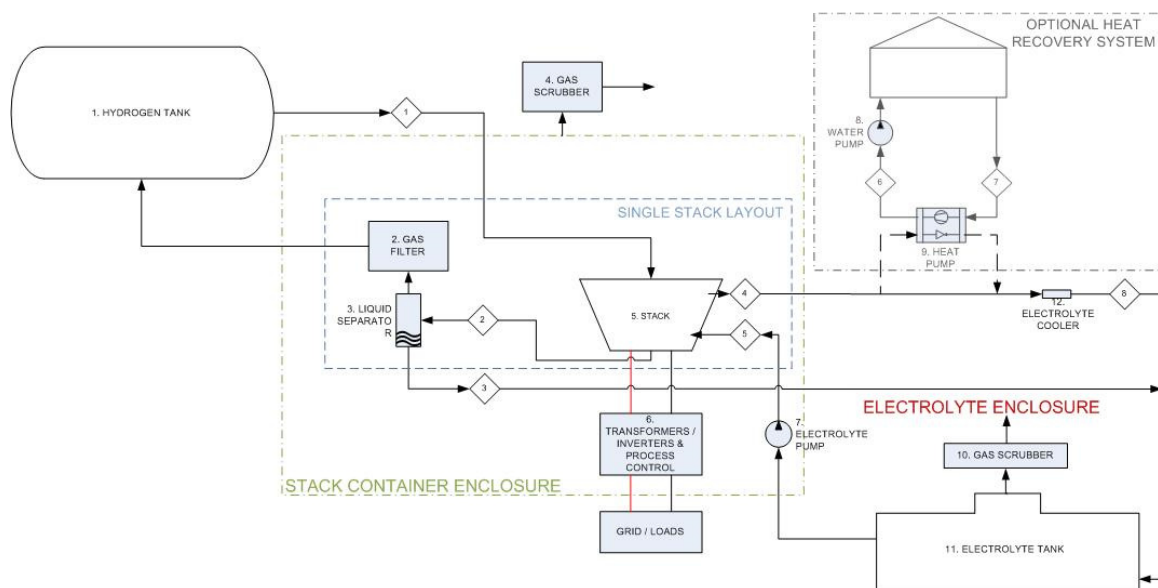
Het risico van grote hoeveelheden waterstof bij elkaar, is vooral explosiegevaar. Echter, de waterstoftank zal op een locatie van Vopak komen te staan. Op deze locaties zijn vaak grote hoeveelheden chemicaliën en petroleum producten aanwezig, waardoor veiligheid en milieu maatregelen vaak al verreichend zijn. Vopak beschikt over de benodigde kennis en ervaring met de opslag van waterstof. Zo heeft Vopak ervaring met het opslaan van LPG in ondergrondse 'bullets' tussen de 4 500 - 8 000 m³.

Veiligheidsmaatregelen explosiegevaar waterstof

Omtrent het ontwerp van de batterij in combinatie met waterstofveiligheid, wordt uiteraard specifiek rekening gehouden met potentieel explosiegevaar. Zo is het ontwerp van de ventilatie in de container zodanig, dat de 10 %LEL (lagere explosieve mengverhouding) nooit bereikt zal worden. Deze maatregel zal het risico op explosiegevaar binnen de container minimaliseren. Wanneer de waterstof tanks groter worden, zal er gekozen worden voor grotere tanks en/of hogere drukken in de waterstoftank. Ontwerp in lijn met PGS35 lijkt een goed uitgangspunt om als leidraad voor het ontwerp te nemen bij een 2,5 MWh opslagcapaciteit om de veiligheid aan te toetsen (veiligheidsvoorzieningen, onderlinge afstanden, brand/explosie beveiliging etc.).

3.4 Beschrijving hoofdcomponenten

Afbeelding 3.2: Process flow diagram van de HBr flow batterij



Bovenstaand Process Flow Diagram geeft in hoofdlijnen weer hoe de batterij werkt en uit welke onderdelen de batterij bestaat. In de afbeelding is, naast de reeds behandelde waterstoftank, stack en elektrolyttank, een aantal andere componenten te zien. Zo is de elektrolyttank omgeven door een neutraliserend poeder (gebluste kalk) zodat het schadelijke broom en broomwaterstof, in het geval van een lekkage, direct reageert tot een onschadelijk zout.

Tussen de stack (5) en de waterstoftank (1) zorgen de vloeistofafscheider (3) en het filter (2) ervoor dat er geen vormen van broom in de waterstoftank kunnen komen. De gaswassers (4, 10) zijn verantwoordelijk voor het filteren van alle lucht naar de atmosfeer, zodat er geen giftige dampen uit het systeem kunnen

ontsnappen. De pomp (7) pompt het elektrolyt vanuit de tank naar de stack. Daarnaast zorgt de elektronica (6) voor een stabiele aansluiting aan het net en aansturing van de batterij zelf.

Tenslotte is er ook rekening gehouden met een optioneel warmte hergebruik netwerk (8, 9). Tijdens regulier bedrijf zal de batterij 10-20% van het daadwerkelijke vermogen omzetten in warmte. Hoewel deze hoeveelheid warmte voor het pilot systeem nog niet zodanig is dat het haalbaar is om te hergebruiken, is voor een Megabatterij dit principe wél zeer aantrekkelijk. Met de resterende hitte zou bijvoorbeeld een klein kantoorpand verwarmd kunnen worden. In het geval een dergelijk hergebruik niet wordt toegepast, wordt het elektrolyt gekoeld door de koeling (12).

3.5 Kostenraming

3.5.1 Pilotbatterij

De investeringskosten van de pilot-versie 500 kW 2,5 MWh HBr flow batterij zijn geraamd op €2.300.000,- (+/- 40% nauwkeurigheid). Deze prijs omvat alle kosten die benodigd zijn om de batterij te realiseren en in operatie te krijgen. De opbouw van de kostenraming is weergegeven in het meegestuurde ramingsbestand.

3.5.2 Grootschalige batterij

Een essentieel verschil tussen de HBr flow batterij en conventionele batterijen (Li-ion, loodzuur) is dat bij de flow batterij vermogen (MW) en capaciteit (MWh) ontkoppeld zijn. Dat betekent dat beide onafhankelijk van elkaar gekozen kunnen worden. In principe is elke combinatie mogelijk.

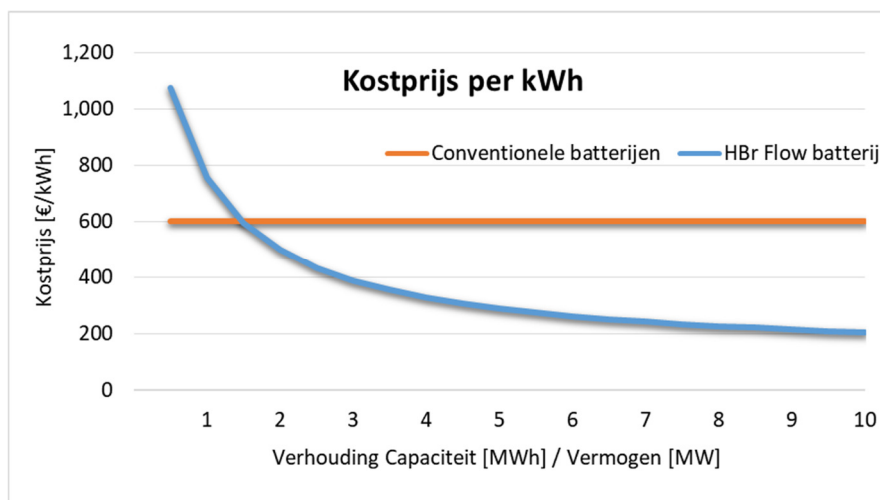
Bij conventionele batterijen ligt dat anders : Vermogen en capaciteit schalen tegelijk op. Bij een verdubbeling van de capaciteit, bijvoorbeeld, verdubbelt ook het vermogen, en leidt in wezen tot de aanschaf van een volledige tweede batterij.

Om deze reden kan de prijs voor een conventionele batterij eenvoudig in €/kWh worden aangegeven.

Bij de HBr flow batterij betekent verdubbeling van de capaciteit een verdubbeling van het volume aan waterstof en broom, terwijl het vermogen gelijk blijft. Zo kan ook het vermogen afzonderlijk worden verdubbeld door het aantal stacks te verdubbelen.

De kostprijs van een flow batterij is daarmee afhankelijk van het gekozen vermogen (aantal stacks) én van de gekozen capaciteit (volume waterstof en broom), en kan daarom niet eenvoudig in €/kWh worden uitgedrukt.

Omdat bij de HBr flow batterij vermogen relatief duur is en capaciteit juist heel goedkoop wordt de kostprijs van een systeem, uitgedrukt in €/kWh, steeds lager naarmate de verhouding capaciteit / vermogen groter is :



Bovenstaande grafiek laat zien dat in het gebied waar een grote capaciteit nodig is ten opzichte van het vermogen, een flow batterij een veel goedkopere oplossing biedt.

Sowieso wordt de flow batterij relatief goedkoper naarmate de systemen groter worden.

De voor dit moment meest accurate inschatting voor de kosten van een Megabatterij van 25 MW en 250 MWh op basis van de huidige technologie en productiemethode van de waterstofbromide flowbatterij, ligt rond M€ 50. Dit is inclusief de opslagtanks voor waterstof (ongeveer 7.000 m³ onder 15-20 bar) en waterstofbromide (ongeveer 635 m³). Bij de, in dit geval, gekozen verhouding capaciteit/vermogen van 10, komt de prijs neer op ca € 200 / kWh.

Zou dezelfde opslagcapaciteit (250 MWh) in Li worden uitgevoerd (kostprijs ca € 600 / kWh) dan zou dit systeem M€ 150 gaan kosten, ofwel drie maal zo duur als de HBr flow batterij worden. Deze Li batterij levert dan wél een vermogen van 250 MW in plaats van de 25 MW die de flow batterij levert. Echter, dat grote extra vermogen was niet nodig, maar brengt wel hoge kosten met zich mee.

De kostprijs van de HBr flow batterij zal in de komende jaren nog significant kunnen dalen doordat:

- 1) De kosten van de stacks met het voortschrijden van de technologie en het toepassen van goedkopere cel materialen nog sterk kunnen afnemen
- 2) De stacks goedkoper zullen worden door een geautomatiseerde productie daarvan, die voorzien is medio 2021 te starten. Een kostenreductie voor de stacks in de orde van 50% binnen 3 tot 5 jaar wordt vanuit het huidige perspectief reëel geacht.
- 3) De kosten van de systemen als geheel lager zullen worden door 'economy of scale' voordelen.

4

VERKENNING BUSINESSCASE

4.1 Inleiding

Om een beeld te krijgen van de mogelijke verdienmodellen zijn er casestudies gedaan om het e.e.a. te kwantificeren. Voor de volgende verdienmodellen is dit gedaan (in willekeurige volgorde):

- Peak shaving;
- Handelen op de middellange termijn markt;
- Handelen op de korte termijn markten;
- Balanshandhaving;
- Capacity Remuneration Mechanism (CRM);
- Noodvoorziening voor omringende bedrijven.

Er wordt in deze verkenning steeds een onderscheid gemaakt tussen de pilot batterij (0,5 MW – 2,5 MWh) en de uiteindelijke Megabatterij. Voor de pilotbatterij staat het leren kennen van de technologie alsmede het uitproberen van de verschillende in hoofdstuk 2 genoemde functionaliteiten centraal. Hierbij is dus niet het hoofddoel om de investering met een hoog rendement terug te verdienen, alhoewel deze fase wel inzicht moet geven in een economische kans van slagen voor een batterij van 25MW/250MWh. De locatiekeuze voor beide batterijen is dan ook niet per sé dezelfde.

Daarnaast zal er in dit hoofdstuk worden gekeken naar de meest geschikte locatie voor een pilot batterij aan de hand een multicriteria-analyse (combinatie ge- en verbruiksprofielen versus beschikbaarheid en vergunningen profiel).

Ten slotte zal het combineren van verdienmodellen beschouwd worden.

4.2 Casestudies

4.2.1 Peak shaving ter vermindering Opex

Analyse verbruiksprofiel

De exacte besparingen zijn afhankelijk van de netbeheiderskosten en het eigen verbruiksprofiel. Het is daarom goed om hier inzicht in te hebben. Vopak analyseerde daartoe haar eigen verbruiksprofielen van haar verschillende terminals in Nederland (2017 maximaal en gemiddeld vermogen). Omdat er in de berekening hierop volgend wordt uitgegaan van een batterij met een vermogen van 500 kW hebben we de locaties met een gemiddeld vermogen kleiner dan 500 kW niet geanalyseerd.

Uitgangspunten berekening

Voor het berekenen van de verwachte kosten en besparingen door de batterij wordt er van het volgende uitgegaan:

Algemeen

- Berekeningen worden gedaan op basis van kwartierwaarden
- Berekeningen zijn op basis van data uit 2017
- De energieprij is aangenomen op 5,6 cent per kWh
- Het piekvermogen wordt met 500 kW verlaagd op maandelijkse basis. Op deze manier wordt elke maand het maximaal verbruikt vermogen met 500 kW verlaagd.

Batterij

- Het batterijvermogen is 500 kW
- Het gemiddelde rendement van de batterij is 80% (volledige cyclus)
- De opslagcapaciteit wordt bepaald op basis van wat er minimaal benodigd is om het piekvermogen elke maand met 500 kW te verlagen

Netaansluiting

Elke locatie is gebonden aan een netbeheerder en op basis van het piekvermogen verminderd met 500 kW aan een deelmarkt.

Resultaten

Uit analyse blijkt dat, conform verwachting, de grootste besparingen zijn te realiseren op de terminals waar de aansluitkosten het hoogst zijn. Dit zijn de locaties met het hoogste vermogen met pieken in het aanspreken van het vermogen. Hier zijn uiteraard de aansluitkosten per kW het hoogst.

Locaties waar veel energie wordt geleverd in de bovenste 500 kW vermogen vragen meer van de batterij. Dit resulteert in een grotere benodigde opslagcapaciteit om het piekvermogen door de netaansluiting te verminderen. Dit betekent dus ook grotere investeringskosten en hogere extra energiekosten i.v.m. het energieverlies in de batterij. Als laatste heeft dit ook tot gevolg dat de batterij meer uren in bedrijf is om peak shaving te realiseren en dus minder beschikbaar is voor andere doeleinden.

Conclusie

Hoe minder energie er door de batterij geleverd hoeft te worden om de piek te verminderen, hoe beter. Dit resulteert er in dat de grootste locatie, met het grootst gecontracteerde vermogen en de meeste pieken, het meest aantrekkelijk is voor dit verdienmodel. De kostenbesparing per jaar voor peak shaving is echter van een andere orde van grootte dan de investeringskosten van een dergelijke batterij. Er zal dus moeten worden gekeken naar een ander verdienmodel of een combinatie om de batterij financieel aantrekkelijk te maken. Aangezien de batterij op de grootste locatie slechts heel weinig in bedrijf is (1,48% van de tijd; korte pieken) is er genoeg ruimte om de batterij voor andere doeleinden in te zetten. Op terminals met een vrij vlakke vraag naar vermogen, al dan niet met een seizoenspatroon, heeft het weghalen van 500kW vermogen ten behoeve van peak-shaving tot gevolg dat de batterij in een aansluitende periode van meer dan 6 maanden vermogen moet leveren. In die situatie moet de batterij een gigantische opslag capaciteit hebben. Er is dan niet echt meer sprake van Peak shaving.

4.2.2 Peak shaving ter vermindering Capex

Zoals kort in hoofdstuk 2 besproken is er ook een besparingsmogelijkheid voor grote stroomafnemers (industriële) en grote decentrale stroomproducenten (grote wind- en zonneparken) door een batterij te plaatsen en pieken in respectievelijk vraag en aanbod af te vangen middels deze batterij. Hierdoor ontstaat de mogelijkheid om een kleinere fysieke aansluiting te nemen op de betreffende locatie. Dit is alleen interessant bij nieuwbouw of bij uitbreiding nu er anders reeds 'sunk costs' zijn in de vorm van een bestaande zware aansluiting.

De te bereiken besparingen zijn zéér afhankelijk van lokale omstandigheden en te maken keuzes. Daarom is in dit rapport afgezien van een concrete case study maar volstaan wij met informatie die via Stedin werd verkregen en die als vuistregel kan worden aangenomen: afhankelijk van de lokale situatie mag verwacht worden dat een investeringsbedrag met betrekking tot de aansluiting kan worden bespaard dat tussen de 5% en 10% ligt van corresponderende investering in een batterij.

Daarmee is volstrekt duidelijk dat dit de investering nooit economisch kan rechtvaardigen – maar wordt ook duidelijk dat bij gestapelde functionaliteit (denk bijvoorbeeld aan opslag wind- en zonnestroom op dal-prijs momenten en ter voorkoming curtailment, aangevuld met Opex besparingen op de aansluitkosten) dit een factor van betekenis kan zijn.

4.2.3 Handelen op middellange termijn / optimalisatie return wind- en zonneparken

Voorstel tot casestudie:

Het analyseren van wind- en zonneproductie. Hoe vaak en hoe lang komt het nou voor in een jaar dat er veel (in de toekomst te veel) energie wordt geproduceerd en hoe vaak en hoe lang (te) weinig? Hoeveel cycli zou een batterij die erop is gericht zon- en/of windstroom op dal-prijsmomenten in te nemen en vrij te geven op piek-prijs momenten per jaar kunnen draaien? Op basis van deze gegevens kan een eerste uitspraak worden gedaan over de benodigde vermogen/capaciteit verhouding en prijsverschil tussen tijden van hoge en lage productie om een batterij rendabel te maken. Dit valt vooralsnog buiten het bestek van deze verkennende studie maar zal in een later stadium deel moeten uitmaken van het investeringsbeslissingstraject voor de Megabatterij.

4.2.4 Handelen op de korte termijn elektriciteitsmarkt

Arbitrage op korte termijn markten

De lange termijn markten, OTC Bilateral EPEX en Long Term ICE ENDEX, worden niet geschikt geacht voor een batterij. Deze markt betreft namelijk handelen in energieproductie in lange blokken met groot vermogen. De fysieke karakteristieken van welke batterij dan ook passen hier niet bij – specifieke lange termijn-oplossingen zoals door middel van pumped hydro mogelijk uitgezonderd. Deze markten zullen dan ook niet verder behandeld worden.

De korte termijn markten, de Day-Ahead en Intraday, zijn echter wel interessant voor een batterij. Hier kan geld verdiend worden d.m.v. arbitrage. Voor beide korte termijn markten gelden dezelfde technische eisen. Het verschil zit in de tijd tussen handel en daadwerkelijke levering. Omdat dit verschilt, verschilt ook de prijsfluctuatie op beide markten. Omdat de opslag capaciteit van flow batterijen weliswaar niet onbegrensd is, maar qua mogelijkheden wel veel groter is dan Lithium-Ion batterijen, maakt dat flow batterijen zich goed lenen voor deze toepassing.

Uitgangspunten berekening

Om toch een inschatting te kunnen maken van de waarde van een batterij in een dergelijke markt zal het één en ander aangenomen moeten worden.

- Gezien de overeenkomsten tussen de Day-Ahead en Intraday markt wordt er in deze case geen expliciet onderscheid tussen deze markten gemaakt. Wel wordt er gekeken naar het effect van prijsfluctuatie op een markt. Over het algemeen kan gesteld worden dat de prijsverschillen op de Intraday markt groter zijn dan op de Day-Ahead markt. De gemiddelde prijs is vergelijkbaar.
- Voor elk te verhandelen uur wordt er één prijs gehanteerd. Elk uur kan ook maar één keer afgenomen of geleverd worden.
- Er worden twee prijscurves, één op basis van een gemiddelde prijs en één op basis van een extremer prijsverschil geanalyseerd. Zie bijlage 6.2I voor het tot stand komen van deze prijzen.
- Er wordt ideaal handelsgedrag t.o.v. de gegeven prijscurves aangenomen. Ten behoeve hiervan wordt een lineaire optimalisatie toegepast.
- Berekeningen worden gedaan op basis van uurwaarden
- De batterij heeft een nominaal vermogen van 500 kW
- Het rendement van de batterij is 80% (volledige cyclus)
- De opslagcapaciteit van de batterij is bepaald op basis van de beste case.

Er zullen dus twee cases worden berekend, op basis van twee aangenomen prijscurves, een gemiddelde en extreme prijscurve.

Resultaten

Optimaal handelen met de 500 kW/2,5 MWh flowbatterij tegen de gemiddelde prijscurve levert rond de €13.000,- per jaar op. Optimaal handelen tegen de extreme prijzen levert aanzienlijk meer op, rond de €95.000,- per jaar. Dit geeft aan dat het slim handelen van grote invloed is op de mogelijke inkomsten. Daarnaast ook dat er een grote onzekerheid zit in dit verdienmodel.

Conclusie

Het handelen op de markt kan aanzienlijk meer opbrengen dan peak shaving. Het is echter wel zeer gevoelig voor de prijzen op de markt. Het goed handelen op de markt zal dan ook belangrijk zijn. Het beste scenario heeft echter in de huidige markt nog steeds een vrij lange terugverdiëntijd en dat is nog exclusief de kosten voor de batterij zelf. De batterij gebruiken voor alleen handelen lijkt in de huidige markt in Nederland met relatief lage spreads financieel dus niet aantrekkelijk. Naar verwachting zullen deze spreads toenemen naarmate het energielandschap gaat veranderen ten gevolge van toenemende elektrificatie en de afbouw van fossiele reserve capaciteit. In België zal dit waarschijnlijk eerder het geval zijn dan in Nederland. In een vervolgstudie dient een kwantitatieve studie te worden gemaakt of verkregen naar de toekomstige frequentie en hoogtes van de verwachte spreads op de Nederlandse en Belgische markt.

4.2.5 Balanshandhaving

Primair: FCR

Uitgangspunten berekening

- Zoals eerder genoemd is het minimaal nominale vermogen voor de FCR 1,25 MW. TenneT werkt echter aan versoepeling van deze markt om deze voor meer partijen toegankelijk te maken. Zo is er een pilot geweest waarbij partijen met een vermogen van 100 kW konden deelnemen aan deze markt (TenneT TSO B.V., 2018). Ook kan nu al met een 500 kW batterij een door Tennet erkende test worden uitgevoerd. Voor deze casestudie wordt er op basis hiervan vanuit gegaan dat een batterij met een nominaal vermogen van 500kW beschikbaar gesteld kan worden voor FCR. De minimaal benodigde opslagcapaciteit is in dit geval dus 500 kWh.
- Omdat vergoedingen op basis van biedingen en niet een marktprijs plaatsvinden is het moeilijk hier nauwkeurige informatie over te vinden. Als indicatie wordt een vergoeding van €2.500 - €4.000 per MW per week gebruikt (Berg, Feijen, & Vetten, 2017).
- Er wordt aangenomen dat het netto energieverbruik voor FCR doeleinden nul is. Energiekosten kunnen dus buiten beschouwing worden gelaten. Efficiëntie speelt dus geen grote rol.

Resultaten

Op basis van het bovenstaande kan met een batterij met een vermogen van 500kW en een opslagcapaciteit van 500kWh beschikbaar worden gesteld voor €2500 - €4000 per MW. Op jaarbasis is dit ~ €52 000 - €83.000.

Conclusie

De FCR markt lijkt geschikt voor de batterij(zowel pilot als full scale) gezien de relatief hoge opbrengsten en zekerheid. Daarnaast is het mogelijk de batterij op dagbasis beschikbaar te stellen. Dit maakt het ook compatibel met andere verdienmodellen. TenneT is er zelfs mee bezig deze minimale duur van beschikbaarheid te verlagen om zo meer flexibiliteit mogelijk te maken.

Secundair: aFRR en mFRRsa

Zoals benoemd in de marktanalyse is het minimaal benodigde vermogen 4 MW. De beoogde batterij van 500 kW voldoet duidelijk niet aan deze eis. Tevens levert dit in de huidige markt minder op dan de FCR markt en laat deze markt zich juist niet combineren met FCR functionaliteit. Dit verdienmodel zal dan ook niet verder beschouwd worden in de business case voor de pilot batterij. Voor de Megabatterij zou dit echter wel een interessante opbrengst als onderdeel van andere gestapelde opbrengsten kunnen zijn, bijvoorbeeld bij verminderende opbrengsten uit de FCR markt.

Tertiair: mFRRda

Uitgangspunten berekening

- Berekeningen worden gedaan op basis van data uit 2017
- Het nominaal vermogen van de batterij is 500 kW
- Om op deze markt mee te kunnen doen met een batterij van 500kW zal er moeten worden deelgenomen aan een pool. Eind 2016 heeft TenneT voor noodvermogen een vergoeding betaald van €27 000 per MW per jaar afregelend vermogen en €8 000 per MW per jaar voor opregelend vermogen

voor beschikbaarheid in 2017 (Berg, Feijen, & Vetten, 2017). De batterij kan beschikbaar worden gesteld voor zowel op- als afregelen vermogen. Samen is dit dus €35 000 per MW per jaar.

- Naast de beschikbaarheid wordt er zoals genoemd ook betaald voor het leveren of afnemen van energie. In 2017 is het 33 keer voorgekomen dat er opregelend noodvermogen is afgeroepen. De duur van te leveren noodvermogen lag tussen 0,5 - 3,75 uur met een gemiddelde van 1,25 uur afgerond op een kwartier (1 PTE). Afregelend noodvermogen is geen enkele keer afgeroepen in 2017 (TenneT TSO B.V., 2018).
- De prijs voor opregelend vermogen wordt aangenomen als €250 per MWh. (€200 minimum plus een aangenomen €50 als gemiddelde Day-Ahead prijs).
- Er worden drie cases beschouwd
 - Minimale opslagcapaciteit om voor 4 PTE te kunnen leveren: 500 kWh
 - Opslagcapaciteit gebaseerd op de gemiddelde afroep duur van 1,25 uur: 625 kWh
 - Opslagcapaciteit om de maximale duur te kunnen leveren, 3.75 uur: 1 875 kWh
- Er wordt aangenomen dat de batterij volledig wordt opgeladen tussen de afroeperperiodes
- De kosten gerelateerd aan het opladen van de batterij worden buiten beschouwing gelaten

Resultaten

Tabel 4.1: Resultaten case tertiaire reserve (mFRRda)

	500 kWh opslagcapaciteit	625 kWh opslagcapaciteit	1 875 kWh opslagcapaciteit
Opbrengsten beschikbaar stellen vermogen	€ 17 500,-	€ 17 500,-	€ 17 500,-
Opbrengsten geleverde energie	€ 3 400	€ 3 900,-	€ 5 200,-
Totale opbrengsten per jaar	€ 20 900,-	€21 400,-	€ 22 700,-

Conclusie

Het grootste deel van de opbrengsten in noodvermogen komt uit het beschikbaar stellen van vermogen en niet zo zeer het daadwerkelijk leveren van energie. Het beschikbaar stellen van noodvermogen is vrij te onderhandelen met TenneT of indirect via een pool. Wel lijkt dit in de regel langere periodes te betreffen en is dit dus lastiger te combineren met andere verdienmodellen.

4.2.6 Capacity Rumuneration Mechanism (CRM)

Uitgangspunten berekening

Volgens het in paragraaf 2.3.4 aangehaalde PWC rapport, zou de te verwachte vergoeding voor het ter beschikking stellen van 1 MW aan vermogen gedurende 15 jaar wel eens €83.000 per MW per jaar kunnen bedragen.

Resultaten

Voor een capaciteit van 25 MW zou de jaarlijkse vergoeding dan uitkomen op een bedrag van €2.075.000 voor de duur van 15 jaar. Zoals ook in paragraaf 2.3.4 reeds genoemd, leidt dit tot een Netto contante waarde van ruim €20 mln. Deze functionaliteit kan zonder beperkingen worden gecombineerd met alle andere in dit hoofdstuk genoemde functionaliteiten. De omvang van de pilot batterij is te gering om dit mee te nemen als opbrengsten. Tevens start de veiling voor deze toepassing in België niet voor 2020.

Conclusie

Als zelfstandige business case is dit niet voldoende, maar juist door de mogelijkheden om dit te combineren met alle andere toepassingen, kan dit een essentiële bouwsteen vormen voor een gezonde business case, zeker bij de eerste batterijen van deze omvang.

4.2.7 Noodvermogen omringende industrie

Uitgangspunten berekening

Hiervoor zijn nog geen concrete berekeningen gemaakt. Als opbrengsten zouden moeten worden meegenomen de kosten die worden bespaard door het minder hebben van productiestoringen en het niet hebben van een conventioneel noodaggregaat.

Resultaten

Nog niet berekend.

Conclusie

Noodvermogen alleen zal een batterij als deze niet economisch kunnen rechtvaardigen omdat de batterij voor deze functionaliteit voorlopig concurreert met goedkopere technologie (conventionele noodaggregaten). Echter, als een dergelijk batterij eenmaal is geïnstalleerd en wordt gebruikt voor andere toepassingen, kan het aantrekkelijk zijn voor de commerciële huurder van de batterijcapaciteit noodvermogen als een extra inkomstenbron te hebben. De extra investering die nodig is voor deze functionaliteit betreft in dat geval immers uitsluitend uitbreiding van de opslagcapaciteit en niet per sé van het vermogen. Deze partij kan dan besluiten om te schuiven met de leververplichtingen op momenten dat daadwerkelijk noodstroom wordt afgeroepen. Deze optie behoeft nadere uitwerking.

4.3 Locatiekeuze voor de pilot batterij

Locatiekeuze voor de pilotbatterij vond plaats op basis van een multi-criteria analyse. De belangrijkste criteria die hier van toepassing zijn (in volgorde van relevantie) zijn:

1. Vergunningen regime terminal en de veiligheid
2. Overige werkzaamheden/projecten op de terminal gedurende de pilot periode
3. Ruimte op de terminal - is er fysieke ruimte om een pilot installatie te plaatsen?
4. Toegankelijkheid van de locatie waar de pilot wordt geplaatst
5. Aanwezigheid omringende industrie
6. Potentieel voor peak-shaving

Op basis van deze criteria is de meest aangewezen locatie C. Ondanks het feit dat de peak-shaving functie op deze locatie niets oplevert, is er op basis van de criteria toch gekozen voor deze locatie vanwege de andere pluspunten. We moeten nader onderzoeken hoe we voor deze locatie de toepassing van peak-shaving wel kunnen testen, wat past in het algemene doel van de pilot studie, namelijk het testen van zoveel mogelijk verschillende toepassingen.

De locatie keuze voor de pilot batterij is niet per sé dezelfde als voor de Megabatterij. Voor de Megabatterij zouden ook de locaties F of H interessant kunnen in verband met de nabijheid van grote hoeveelheden wind op zee in die regio's.

Tabel 4.2: Multicriteria analyse geschiktheid locaties VOPAK voor pilotbatterij

Locatie	Criteria Vergunningen regime/veiligheid	Overige projecten of werkz. Heden op terminal	Ruimte op terminal	Toegankelijkheid locatie pilot	Omringende industrie?	Peak-shaving potentieel
Locatie A	-	--	++	-	++	++
Locatie B	-	+	-	-	++	++
Locatie C	++	++	++	++	++	--

Locatie D	-	+	-	-	--	+
Locatie E	+	--	+	--	++	+
Locatie F	++	--	++	++	--	+
Locatie G	-	+	-	-	-	+
Locatie H	+	+	++	++	+-	--

4.4 Combineren van verdienmodellen

Verdienmodellen voor de pilotbatterij

Voor het combineren van bovengenoemde verdienmodellen is het patroon van gebruik van de batterij van belang. Het gebruikspatroon van de batterij per verdienmodel zal worden geanalyseerd aan de hand van de eerder beschreven cases.

Tabel 4.3: Gebruikspatroon batterij per locatie t.b.v. peak shaving laat al zien hoeveel uren de batterij actief is per jaar voor peak shaving. Het moment van een piek zal echter niet precies te voorspellen zijn. Om zeker te zijn dat de batterij ook kan leveren wanneer dit nodig is voor peak shaving zal worden aangenomen dat de piek tot op de dag nauwkeurig kan worden voorspeld. Elke dag dat er een piek plaats vindt zal de batterij niet beschikbaar zijn voor andere doeleinden.

Tabel 4.3: Gebruikspatroon batterij per locatie t.b.v. peak shaving

Locatie	Percentage bedrijfsuren per jaar	Aantal dagen actief
Locatie A	1,48%	30
Locatie B	23,82%	168
Locatie C	n.v.t.	n.v.t.
Locatie D	3,96%	83
Locatie E	23,85%	273
Locatie F	24,00%	185
Locatie G	67,13%	328
Locatie H	n.v.t.	n.v.t.

Tabel 4.3: Gebruikspatroon batterij per locatie t.b.v. peak shaving. Locatie A komt hier als meest gunstige locatie uit de bus. Locatie A is helaas geen optie als locatie voor de pilot om redenen zoals in 4.3 aangegeven: locatie C heeft de voorkeur. Om te leren hoe de functionaliteit van de batterij gecombineerd kan worden wordt in deze studie voor de pilot situatie op locatie C gedaan alsof de peak-shaving van terminal A wordt gebruikt. Dit draagt bij aan het inzicht in de verdien capaciteit van een Megabatterij. Deze locatie A zal voor de business case dan ook verder worden beschouwd om andere verdienmodellen mee te combineren.

Handelen op de energiemarkten (Intraday en Day Ahead) kan in blokken van 1 uur. Echter, om andere verdienmodellen niet 'in de weg te zitten' wordt ook dit verdienmodel beschikbaar gesteld per dag. Op deze manier kan er vanuit worden gegaan dat een handelsdag wordt begonnen en geëindigd met een volledig opgeladen batterij. De opbrengsten per dag worden bepaald op basis van opbrengsten per jaar. Een eis aan de FCR is dat het vermogen voor een volledige dag beschikbaar wordt gesteld. TenneT denkt aan het versoepelen van deze regel maar voor nu wordt er ook hier uitgegaan van een dag. De opbrengsten per dag worden ook in dit geval bepaald op basis van opbrengsten per jaar.

Voor het combineren van peak shaving en handelen op de markt wordt een opslagcapaciteit benodigd voor peak shaving gebruikt. Voor het combineren van peak shaving en FCR wordt ook de benodigde capaciteit

voor peak shaving gebruikt. Dit is meer dan vereist voor FCR, voor dit doeleinde is de opslagcapaciteit dus over gedimensioneerd. Het gebruik van de batterij voor de FCR sluit het gebruik op de handelsmarkt uit. Deze combinatie wordt dus niet beschouwd. In Tabel 4.4 : Combinaties van verdienmodellen is voor Locatie A weergegeven wat er verdiend zou kunnen worden met het stapelen van de verdienmodellen. De spreiding in de opbrengst van de Handelsmarkt/FCR wordt veroorzaakt doordat er met een gemiddelde- en extreme prijscurve van de Intraday markt is berekend.

Tabel 4.4 : Combinaties van verdienmodellen (500 kW, 2,5MWh, locatie A)

	Peak shaving		Handelsmarkt/FCR		Totaal
	Aantal dagen	Opbrengsten	Aantal dagen	Opbrengsten	Opbrengsten
Peak shaving + handelsmarkt	30	€ 21 684	335	€ 11 931 - € 87 191	~ € 33 500 - € 109 000
Peak shaving + FCR	30	€ 21 684	335	€ 47 726 - € 76 178	~ € 69 000 - € 98 000

Extrapolatie van verdienmodellen voor een Megabatterij

Een stapeling van bovenstaande verdienmodellen voor een 25MW/250MWh batterij met toevoeging van mogelijke CRM opbrengsten geeft het volgende beeld:

1. Handelsopbrengsten zijn geïdentificeerd (gebaseerd op input van een van de geïnterviewde traders) op €3 mln op jaarbasis op basis van de *huidige Nederlandse markt* met bijbehorende spreads;
2. FCR markt zou tussen de €100.000 en €150.000 per MW per jaar opleveren, zijnde €2,5 – €3,75 mln;
3. Het inzetten van het vermogen in een CRM systeem zou nog eens 2,1 mln opleveren.

Nummer 3, CRM, is te combineren met zowel FCR als handel en wellicht met een combinatie van beide. Een totaal opbrengst per jaar van tussen de €4,5 en €6 mln, betekent dat de Capex van een dergelijke batterij maximaal rond €45-€60 Mln zou mogen liggen, wat een haalbare kaart lijkt.

Verwijzend naar de kostenindicatie zoals gegeven in Hoofdstuk 3 kan daarmee worden gesteld dat er (mits CRM of een dergelijke overheidsincentive deel uitmaakt van het systeem tot aan het moment dat de spreads voldoende zijn opgelopen) concreet uitzicht is op winstgevendende exploitatie.

Ten aanzien van de handelsopbrengsten genoemd onder 1, zullen de opbrengsten naar alle waarschijnlijkheid gaan toenemen als gevolg van toenemende spreads. Ten aanzien van de FCR opbrengsten onder 2 kan men zich afvragen of de waarde van FCR niet af zal nemen bij een toename aan decentrale opwekking en geïnstalleerde batterijen.

5

CONCLUSIES EN AANBEVELING VOOR PLAN VAN AANPAK VERVOLGFASE

5.1 Conclusies

Het doel van het voorgestelde project was om te verkennen wat de behoefte is aan grootschalige betaalbare en duurzame energieopslag en of de ontwikkeling van een waterstofbromide flowbatterij daarin een rol kan spelen als een goedkope technologie om duurzaam elektriciteit op te slaan. Ook is het van belang om te bepalen waar in het elektriciteitsnetwerk behoefte is aan welke vermogens (MW) en welke capaciteit (MWh) energieopslag en welke toepassing en daarbij behorende klanteisen (o.a. t.a.v. data communicatie).

Uit een reeks van interviews met diverse partijen die een rol spelen in de elektriciteitsmarkt is een consistent beeld ontstaan dat de behoefte aan toekomstige grootschalige elektriciteit opslag inderdaad is bevestigd. Deze behoefte hebben we teruggezien aan de industriële gebruikerskant, de opwekkingskant en de handelskant. Vanuit interviews en beschikbare studies is ook inzicht verkregen in de huidige en toekomstige verdien capaciteit van een megabatterij. Dit gecombineerd met de inzichten in de te verwachten Capex en Opex van een Megabatterij, heeft doen concluderen dat er op de korte termijn, in de huidige energiemarkt nog geen gezonde business case is te realiseren: onderstaand zijn de resultaten van de businesscase analyse met een pilotbatterij van 500 kW en een capaciteit van 2,5 MWh vermeld.

Tabel 5.1: Overzicht businesscases 500 kW/2,5 MWh

Verdienmodel	Geschatte jaarlijkse opbrengsten
Peak shaving	€ 21.684
Handelen op de markt	€ 13 000 - € 95 000
FCR	€ 52 000 - € 83 000
mFRRda (Noodvermogen)	~ € 21 000
Peak shaving + handelen op de markt	~ € 33 500 - € 109 000
Peak shaving + FCR	~ € 69 000 - € 98 000

Geen van de afzonderlijke markten levert een financieel haalbaar model op in de huidige markt. Stapelen van functies wordt daarom noodzakelijk geacht maar ook dan is winstgevende exploitatie nog niet mogelijk.

De batterij toepassen voor het minderen van de piekvraag is als enige verdienmodel locatie gebonden. Uit de analyse blijkt dat de Locatie A qua business case de meest geschikte locatie is. Hier worden namelijk de meeste kosten bespaard en wordt de batterij het minst gebruikt. Vanuit de andere criteria is, met voortschrijdend inzicht, toch gekozen voor de Locatie C voor het installeren van de pilot batterij.

Dit maakt het dan ook mogelijk de batterij voor andere doeleinden in te zetten. Hierin lijkt het inzetten voor FCR het meest aantrekkelijk. Met handelen op de korte termijn markten (Intraday en Day-Ahead) zou meer verdiend kunnen worden maar dit brengt ook meer onzekerheid met zich mee. Chemiehaven heeft dan nog als voordeel dat het te midden van een chemisch cluster ligt en dus getest kan worden op het leveren van noodvermogen.

Op langere termijn, bij een veranderend energie landschap, lijken de vooruitzichten veel gunstiger. De redenen hiervoor zijn dat er een grotere volatiliteit in elektriciteitsprijzen wordt verwacht in combinatie met een grotere afhankelijkheid van elektriciteit.

In een aantal landen zijn overheden al bezig om maatregelen te nemen ten behoeve van de leveringszekerheid van de elektriciteit. Een voorbeeld hiervan is België die, naar o.a. Engels voorbeeld, plannen heeft om een CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*) model te introduceren, waarbij het opstellen van additionele vermogens wordt beloond voor een langere periode tegen een onrendabele top vergoeding per MW per jaar. Dit maakt dat bij toekenning de risico's voor de investeerders in additionele vermogens afnemen. Dit zou mogelijk op middellange termijn (vanaf 2025) al voor een economisch haalbare casus in België kunnen zorgen.

In Nederland is nog tot ca. 2030 voldoende fossiel reserve vermogen opgesteld om grote prijsspieken te vermijden. Toch is het in 2018 al tenminste 2x voor gekomen dat er zeer urgent elektriciteit uit buurlanden moest worden aangekocht respectievelijk gedumpt, vanwege te lage c.q. hoge opbrengsten van renewable energy sources. Na deze periode zal naar verwachting ook in Nederland de volatiliteit van de prijzen en de afhankelijkheid van elektriciteit toenemen. In combinatie met voortschrijdende technologie en opschaling van de batterij productie, is daarmee de verwachting gewettigd dat tegen die tijd de kosten van een dergelijke megabatterij zodanig zijn dat er ook zonder overheidsincentives zoals CRM systemen een gezonde business case mogelijk is.

In het kader van het onder 1.3 geformuleerde beoogd resultaat dienen we hier dus wel te concluderen met een knelpunt te maken te hebben: er zal een periode van een aantal jaren zijn waarin niet alleen de pilot batterij maar ook de Mega batterij verlieslatend zal zijn. In België wordt dit mogelijk ondervangen door het CRM mechanisme. Voor Nederland dient hier mogelijk een gesprek met de rijksoverheid te worden aangegaan om te bezien of een tijdelijke onrendabele topsubsidie de investering al begin volgend decennium renderend zou maken.

Bovenstaande waarnemingen heeft partijen doen besluiten de studie naar een pilot voor een waterstofbromide batterij met een start omvang van 0,5MW en 2,5 MWh voort te zetten. De belangrijkste doelen van de pilot zijn dan:

- Het beter begrijpen van de technische en operationele aspecten van een waterstofbromide batterij
- Het opdoen van ervaring met uitbreidingen van de vermogens en opslag capaciteiten van deze batterijen
- Het opdoen van ervaring met zoveel mogelijk commerciële toepassingen van de batterij
- Het verwerven van inzichten in waar de huidige regelgeving in de praktijk tot knelpunten leidt.

Een secundair doel is het verdienen van geld met de pilot opstelling, al wordt dit wel gezien als een interessante test voor een groter, commercieel te exploiteren, systeem.

De omvang is nu gekozen op basis van minimale capaciteit voor een FCR test (500 kW) en de wens om een verhouding van 5-10 te kunnen testen tussen opgesteld vermogen en capaciteit.

5.2 Aanbevelingen voor vervolgfase

In een volgende fase dient een nader uitgewerkt detailontwerp voor de beoogde pilotbatterij te worden opgesteld. Daarbij dient met stakeholders waaronder netbeheerder, bevoegd gezag en afnemers van diensten van de batterij besproken te worden wat de eisen zijn aan de batterij. Ook dient er een veiligheidsanalyse op het ontwerp uitgevoerd te worden alvorens op basis van het voorontwerp een vergunning kan worden aangevraagd.

Vopak en Elestor beogen de pilot in het tweede kwartaal van 2020 te kunnen installeren op locatie C van VOPAK.

Ook dient een proevenprogramma voor de pilot te worden aangemaakt.

Het gewenste consortium voor een volgende fase bestaat uit:

- 1 ontwikkelaar flowbatterij;
- 2 engineer;
- 3 aansluitbedrijven en lokale netbeheerders voor de verdere lokale ontwikkeling en het faciliteren "om de huidige regelgeving heen";
- 4 energie handelaren en –aanbieders, die de opgeslagen energie en het opgestelde vermogen vermarkten;

- 5 exploitanten van wind- en zonneparken die belang hebben bij een optimale benutting van de wind- en zonneparken;
- 6 organisaties die de weg weten om een rol te kunnen spelen in een CRM markt. Idealiter zijn 4,5 en 6 te combineren in een partij.

Eveneens dient een prognose te worden opgesteld voor de business case van de Megabatterij. Voor wat betreft ontwikkeling van activiteiten op de energiemarkt dient in dit verband bij voorkeur samen met een partner die actief is op de energiemarkten een businessplan te worden ontwikkeld. Daarbij is vanwege de betere financiële haalbaarheid de Belgische energiemarkt voor de korte termijn het meest interessant. Daar zou de focus in eerste instantie op moeten zijn.

Ten slotte dient een gesprek te worden opgestart met de Rijksoverheid over nut en noodzaak van een tijdelijke "onrendabele top"- subsidie voor nieuwe opslagtechnologie die uitmunt in het opslaan van zeer grote hoeveelheden energie (in verhouding tot het gewenste vermogen) en daarmee een oplossing biedt voor een kernprobleem dat pas een aantal jaren later gaat spelen. Er kan echter niet worden gewacht met het werken aan de oplossing voor het toekomstige onbalans probleem.

6

VERWIJZINGEN EN INFORMATIE

6.1 Verwijzingen

Berg, P., Feijen, C., & Vetten, R. (2017). *De elektriciteitsmarkt in vogelvluch*. Agro Energy. Opgehaald van

[https://www.agro-energy.nl/wp-](https://www.agro-energy.nl/wp-content/uploads/2017/03/Whitepaper_Energiemarkt_in_vogelvlucht_LR.pdf)

[content/uploads/2017/03/Whitepaper_Energiemarkt_in_vogelvlucht_LR.pdf](https://www.agro-energy.nl/wp-content/uploads/2017/03/Whitepaper_Energiemarkt_in_vogelvlucht_LR.pdf)

EPEX Spot. (2018). *EPEXSPOT Intraday Continuous*. Opgehaald van EPEX Spot:

<https://www.epexspot.com/en/market-data/intradaycontinuous/intraday-table/2017-08-31/DE>

PwC. (2018). *Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België en de voorbereiding van het wettelijk kader*. PwC. Retrieved from

<https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-Bepaling-van-het-mechanisme-voor-de-vergoeding-van-capaciteit-voor-Belgie-en-de-voorbereiding-van-het-wettelijk-kader.pdf>

TenneT TSO B.V. (2018). *End report FCR pilot*. Opgehaald van

https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/FCR_Final_report_FCR_pilot_alleen_in_Engels_.pdf

TenneT TSO B.V. (2018, 11 5). *Exporteer data*. Opgehaald van TenneT:

<http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/ExporteerData.aspx?exporttype=Onbalansprijs>

6.2 Informatie

Over de waterstofbromide flowbatterij is meer te vinden op de website van Elestor: www.elestor.nl

Bijlage(n)

I

BIJLAGE: ENERGIEPRIJZEN KORTE TERMIJN MARKTEN

In de berekening met het energiemodel van Witteveen+Bos wordt aangenomen dat elk uur levering of afname één keer wordt verhandeld. Daarnaast wordt er gebruik gemaakt van een lineaire optimalisatie. Dit houdt onder andere in dat het model van te voren de prijsdata voor de opgegeven periode in zijn geheel kent en hierin optimaal handelt. Het verschil tussen de Day-Ahead en Intraday markt voor het model zit dus alleen in de prijsverschillen. Om deze reden wordt er geen expliciet verschil tussen deze twee markten in de berekeningen gemaakt. Wel worden er twee prijsprofielen gemodelleerd. Eén op basis van de gemiddelde Day-Ahead prijs in Duitsland en een ander op basis van de minimale en maximale prijzen van de Intraday markt in Duitsland. Er is gekozen voor Duitsland omdat daar het aandeel groene energie op de markt al groter is dan in Nederland. De verwachting is dat dit zal zorgen voor grotere prijsverschillen. De huidige Duitse energiemarkt geeft dus een mooie doorkijk op de toekomstige Nederlandse energiemarkt.

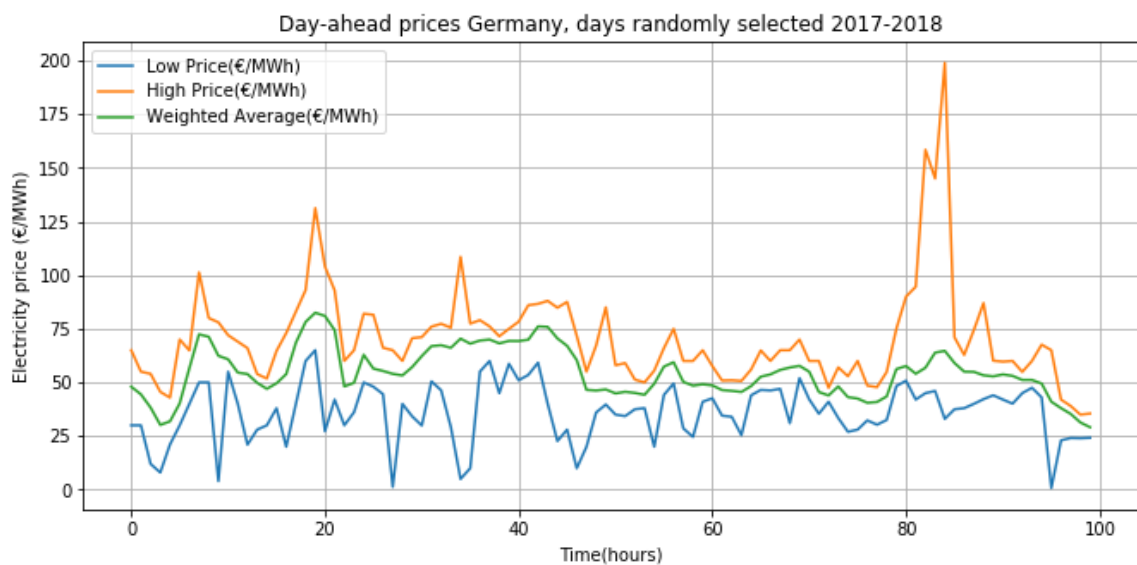
Belangrijk om te realiseren is dat de prijs voor een te leveren of af te nemen uur energie continu varieert gedurende de handelsperiode. Data is veelal beschikbaar in de vorm van gemiddelde, minima en maxima per uur.

Van de Duitse Day-Ahead markt hebben wij een grote dataset (meer dan 1 jaar) beschikbaar van de gemiddelde prijs per uur. Dit zal dan ook de eerste prijscurve zijn waar de berekening mee gedaan zal worden.

Om ook een gunstiger scenario te beschouwen zal er ook een scenario met de minimale en maximale prijzen beschouwd worden. Helaas hebben wij hier geen dataset van voor handen. Er is dus voor gekozen om op deze dataset te construeren. Dit is al volgt gedaan:

- Voor een aantal dagen is handmatig de gemiddelde, minimum en maximum prijs afgelezen (EPEX Spot, 2018). Zie Afbeelding I.1: Willekeurige prijzen day-ahead markt Duitsland.

Afbeelding I.1: Willekeurige prijzen day-ahead markt Duitsland



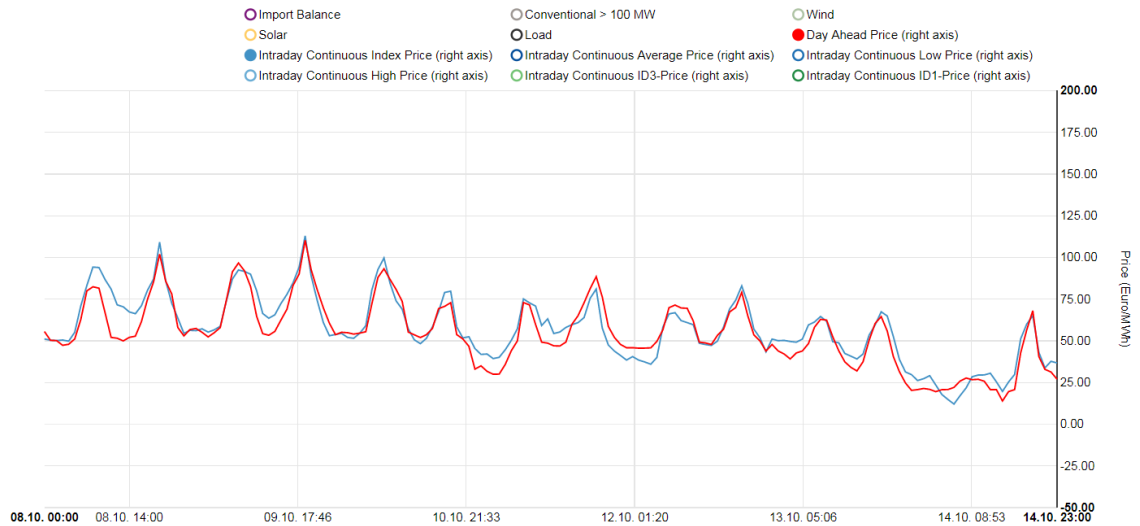
- De standaardafwijking van het verschil tussen de maximale prijs en gemiddelde prijs per uur is bepaald en hetzelfde voor het verschil tussen de minimale prijs per uur en het gemiddelde. Zie Tabel I.1: Standaardafwijking prijsverschil.

Tabel I.1: Standaardafwijking prijsverschil

	Standaardafwijking (€ / MWh)
Grafiek verschil maximale- en gemiddelde prijs	20.7
Grafiek verschil minimale- en gemiddelde prijs	14.9

- De gemiddelde prijs voor de Day-Ahead markt wordt aangenomen als representatief voor de gemiddelde prijs voor de intraday markt aangezien deze sterk overeenkomen. Zie Afbeelding I.2.

Afbeelding I.2: Gemiddelde prijzen Day-Ahead en intraday markt



- Aangezien we de gemiddelde prijs van de Day-Ahead, dit is het prijsprofiel voor de eerste case, wel beschikbaar hebben, wordt op basis van dit gemiddelde en de berekende standaardafwijking een grotere dataset met minimale en maximale prijzen geconstrueerd.
- Vervolgens wordt er per uur bepaald of de minimale of maximale prijs meer verschilt van de gemiddelde prijs. Waar het verschil het grootst is, wordt dit aangenomen als de prijs voor dat uur. Dit resulteert in één prijs per uur wat de extreme prijs representeert. Zie Afbeelding I.3: Extreme prijs curve intraday markt Duistland. Deze figuur illustreert mooi het verschil tussen de twee gebruikte prijscurves, het gemiddelde en de extreme prijs.

Afbeelding I.3: Extreme prijs curve intraday markt Duistland

