TU Delft

Delft University of Technology

Routekaart Energieopslag 2030

Systeemintegratie en de rol van energieopslag

Verzijlbergh, Remco; de Vries, Laurens; Herder, Paulien

Publication date
2015

Document Version
Final published version

Citation (APA)
Verzijlbergh, R., de Vries, L., & Herder, P. (2015). *Routekaart Energieopslag 2030: Systeemintegratie en de rol van energieopslag*. DNV-GL.

Important note
To cite this publication, please use the final published version (if applicable).
Please check the document version above.

Copyright
Other than for strictly personal use, it is not permitted to download, forward or distribute the text or part of it, without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license such as Creative Commons.

Takedown policy
Please contact us and provide details if you believe this document breaches copyrights.
We will remove access to the work immediately and investigate your claim.

This work is downloaded from Delft University of Technology.
For technical reasons the number of authors shown on this cover page is limited to a maximum of 10.

SYSTEEMINTEGRATIE EN DE ROL VAN ENERGIEOPSLAG

Routekaart Energieopslag 2030

Topsector Energie

Rapport nr.: 15-0614
Datum: 2015-03-25

Projectnaam:	Systeemintegratie en de rol van Energieopslag	DNV GL - Energy
Rapport titel:	Routekaart Energieopslag 2030	KEMA Nederland B.V.
Klant:	Topsector Energie, in opdracht van Ministerie van Economische Zaken te Den Haag	Postbus 9035 6800 ET ARNHEM
Contactpersoon:	Sander Klaver, (Inkoop EZ)	
Datum:	2015-03-25	
Project nr.:	74106734	Tel: +31 26 356 9111
Unit:	R&S/NET	KvK 09080262
Rapport nr.:	15-0614	

Auteur:	Beoordeeld:	Goedgekeurd:
H. van de Vegte Consultant	P. de Boer Head of Section New Energy Technologies	J. Raadschelders Head of Department Renewables Advisory and Storage

BELANGRIJKE MEDEDELING EN DISCLAIMER

Dit document is auteursrechtelijk beschermd en mag niet aan derden beschikbaar worden gesteld zonder uitdrukkelijke schriftelijke toestemming van de DNV GL entiteit die dit document heeft opgesteld ("DNV GL"). Dit document is uitsluitend bedoeld voor het gebruik door de klant zoals aangegeven op de voorpagina van dit document ("de Klant") en wie met DNV GL een schriftelijke overeenkomst is aangegaan. Indien en voor zover de wet dat toelaat, is noch DNV GL noch enige groepsmaatschappij ("de Groep") verantwoordelijk op grond van een contract, onrechtmatige daad, nalatigheid daarbij inbegrepen, of op enige andere wijze, jegens derden (daarvan uitgezonderd de Klant). Geen van de Groep deel uitmakende entiteit is aansprakelijk voor enig verlies of schade hoe dan ook geleden als gevolg van enig handelen, nalaten of verzuim (ontstaan door onachtzaamheid of anderszins) door DNV GL, de Groep of diens medewerkers, onderaannemers dan wel agenten. De inhoud van dit document vormt één geheel met de aannames en voorbehouden die daarin zijn opgenomen dan wel in hetzelfde verband anderszins zijn gecommuniceerd. Dit document bevat mogelijk technische detailinformatie die uitsluitend bedoeld is voor personen met de relevante expertise.

Dit document is samengesteld op basis van informatie beschikbaar ten tijde van het opstellen ervan. Het is niet uitgesloten dat dergelijke informatie daarna verandert of is veranderd. Behalve indien en voor zover een opdracht tot het verifiëren van informatie en gegevens uitdrukkelijk met de Klant is overeengekomen, is DNV GL op geen enkele wijze verantwoordelijk in verband met onjuiste informatie of gegevens die zij van haar Klant of een derde heeft ontvangen, dan wel voor de gevolgen van dergelijke onjuiste informatie of gegevens, die al dan niet in dit document is opgenomen of waarnaar in dit document wordt verwezen.

Reference to part of this report which may lead to misinterpretation is not permissible.

Rev.	Datum	Reden voor uitgave	Auteur	Beoordeeld	Goedgekeurd
0	2015-03-04	First issue	H. van de Vegte	P. de Boer	J. Raadschelders

©2015 KEMA Nederland B.V.

Inhoud

1 SAMENVATTING 2

2 INLEIDING 9
2.1 Onderzoeksvragen 10
2.2 Aanpak 10

3 LEESWIJZER 12

4 ANALYSE TOEKOMSTIGE SITUATIE 13
4.1 Uitgangspunten 13
4.2 De scenario's 14
4.3 Identificatie van de behoefte aan potentiele opslagdiensten 17
4.4 Scenario analyse 29
4.5 Economische analyse van de technologieën 39

5 TECHNOLOGIE ONTWIKKELING 47
5.1 Inleiding 47
5.2 Beschrijving energieopslag technologieën 47
5.3 Huidige status van energie opslag 53
5.4 Analyse benodigde ontwikkelingen 59

6 MARKTMODEL & REGELGEVING 64
6.1 Inleiding 64
6.2 Huidige inrichting elektriciteitsmarkt 64
6.3 Toekomstige inrichting elektriciteitsmarkt 72
6.4 Marktinrichting voor een op duurzame bronnen gebaseerde energievoorziening 77

7 BELEMMERINGEN EN KANSEN VOOR NEDERLANDSE PARTIJEN (UITKOMSTEN MARKTCONSULTATIE) 81
7.1 Inleiding 81
7.2 Belemmeringen 81
7.3 Kansen voor Nederlandse partijen 85

8 ROUTEKAART ENERGIEOPSLAG 2030 91
8.1 Doel actieplan 91
8.2 Acties 91
8.3 Planning van de activiteiten 94

9 REFERENTIES 95

BIJLAGE A - MARKTCONSULTATIE 97

BIJLAGE B: KOSTENOVERZICHT 100

BIJLAGE C: SPECTRALE ANALYSE 101

BIJLAGE D: TOELICHTING ECONOMISCHE ANALYSE 109

BIJLAGE E: VERKLARENDE WOORDENLIJST 111

BIJLAGE F: ALTERNATIEVE ENERGIEOPSLAG TECHNOLOGIEËN 114

1 SAMENVATTING

Inleiding

In de huidige Europese energiesector zijn drie parallelle trends waar te nemen. Ten eerste decentralisatie, waarbij steeds groter wordende hoeveelheden decentrale (duurzame) opwekking door nieuwe spelers op de energiemarkt worden geleverd met nieuwe manieren van samenwerken en met de betrokkenheid van eindgebruikers. Ten tweede de 'Europeanisering' van energie, met verschillende overnames van energie-giganten, energiecentrales op grote afstand van de grotere verbruikscentra en grensoverschrijdende energiestromen. Ten derde de sterke toename van de hoeveelheid geïnstalleerde duurzame energie. Deze drie trends vormen de basis van de energietransitie. Om deze te kunnen faciliteren is extra flexibiliteit in vraag- en aanbod van energie nodig. Deze flexibiliteit kan helpen om het systeem betrouwbaarder en betaalbaarder te maken, maar kan ook helpen om de trends naar decentrale bronnen en een Europese markt te faciliteren. Flexibiliteit kan door middel van een kosten-effectieve combinatie van de volgende vier opties worden geleverd: regelbare centrales, het versterken van het elektriciteitsnet, demand response én energieopslag.

In de energievoorziening is opslag dus één van de mogelijkheden om meer flexibiliteit te creëren. Opslag kan op verschillende manieren plaatsvinden, bijvoorbeeld in de vorm van elektriciteit, als gas of een andere chemische verbinding, als warmte/koude, in een chemisch product, of als potentiële energie (zoals stuw- en valmeren en compressed air energy storage (CAES). In overleg met de opdrachtgever worden in deze deelstudie vooral die opties bekeken die de opgeslagen energie ook weer als elektriciteit terug (kunnen) geven. Flexibiliteit door warmte-opslag wordt meegenomen in een andere deelstudie, gericht op de flexibiliteit bij eindverbruikers.

In november 2013 heeft het Topteam Energie aan de TKI's gevraagd om een advies uit te brengen over een TKI-breed thema 'Systeemintegratie'. Om dit advies vorm te kunnen geven heeft de TKI Switch2SmartGrids aan een consortium van DNV GL, Berenschot en de TU Delft gevraagd een roadmap te ontwikkelen voor energieopslag in Nederland, met de focus op elektriciteit. Met de informatie uit deze roadmap en de geboden oplossingen voor flexibiliteit uit de andere percelen kan het Ministerie van Economische Zaken gericht sturen naar de gewenste toekomst situatie om zowel een betaalbaar en betrouwbaar net in de toekomst te garanderen, maar ook de BV Nederland te versterken op die punten waar Nederland al goed in is of goede faciliteiten voor heeft.

Aanpak project

Het doel van dit project is om de gewenste, respectievelijk noodzakelijke toekomstige rol van energieopslag te bepalen voor Nederland en in een actieplan vast te leggen welke acties van de Nederlandse overheid nodig zijn om deze toekomstige rol voor opslag ook werkelijk te kunnen realiseren. Ten eerste zijn systeemfuncties geïdentificeerd die door verschillende vormen van flexibiliteit vervuld kunnen worden. Vervolgens is op basis van verschillende scenario's met een hoge penetratie duurzame energie een toekomstverwachting beschreven voor een energiesysteem in 2030. De gebruikte scenario's zijn gebaseerd op ENTSO-E verkenningen.

In deze studie zijn we vooral ingegaan op het Vision 4+ scenario voor 2030, het ENTSO-E scenario's met de hoogste penetratie duurzame energie. Men kan dit scenario dus ook interpreteren als een mogelijke realisatie voor een later tijdstip dan 2030 in een scenario met een langzamere groei van duurzame

energie dan in het Vision 4+ scenario. Een belangrijk gegeven is dat er in dit scenario nog steeds een aanzienlijke hoeveelheid conventionele centrales beschikbaar is, dat veel invloed heeft op de markt voor flexibiliteit.

Aan de hand van deze scenario's en een scenario-analyse is een inschatting gemaakt van de vraag naar flexibiliteitsdiensten. Energieopslag is een mogelijke oplossing die deze diensten kan leveren. De diensten die door opslag kunnen worden ingevuld zijn geïdentificeerd, waarbij bepaald is aan welke specificaties de opslag technologieën moeten voldoen om deze diensten ook te kunnen leveren.

Naast desk research zijn in lijn met de uitvraag van de klant meerdere stakeholder consultaties gedaan om de input van bedrijven en organisaties mee te kunnen nemen in de routekaart.

In lijn met de opdracht en in overleg met de opdrachtgever is geconcentreerd op vormen van elektriciteitsopslag sec, waarbij zowel de input als de output uit elektriciteit bestaan. Hiertoe behoren, naast opslag in batterijen of andere vormen zoals perslucht of pumped hydro, ook in beginsel power-to-gas. Dit geldt echter niet voor opties als power-to-heat: dit valt onder perceel 4, (rol eindverbruikers) maar we kijken wel in deze studie wel naar de marktinterferentie daarmee.

Diensten die kunnen worden geleverd met energieopslag systemen

Energieopslagsystemen kunnen een groot aantal diensten leveren, zoals het handelen op de wholesale markt of de balanceringsmarkt, energiemanagement achter de meter of bij de bron, congestiemanagement of andere diensten die het net ondersteunen. Middels een spectrale analyse, scenarioanalyse en een marktconsultatie zijn die diensten geïdentificeerd waar in de periode tot 2030 de beste mogelijkheden voor energieopslag technologieën bestaan. Dit zijn:

- Handel op de wholesale markt
- Handel op de balanceringsmarkt, het leveren van regel- en reservevermogen
- Energiemanagement achter de meter.

Voor deze drie diensten zijn een scenarioanalyse en een economische analyse uitgevoerd om het globale economische perspectief van de verschillende technologieën voor het leveren van de genoemde diensten te schetsen. Overigens kunnen sommige van deze diensten ook kunnen worden geleverd door flexibiliteitsopties bij de eindverbruiker, inclusief warmte-opslag, bekeken in een andere deelstudie zoals vermeld.

Scenarioanalyse en economische analyse

De resultaten van de scenarioanalyse voor de drie geselecteerde diensten zijn als volgt.

Groothandelsmarkt

De volatiliteit van groothandelsprijzen neemt slechts beperkt toe in de periode tot 2030. De volatiliteit blijkt mede afhankelijk te zijn van de structuur van het fossiele park in 2030. De prijsverschillen worden met name groter doordat er meer uren zijn dat de prijs nul is. Uitgangspunt hierbij is dat de productie van duurzame energie gestopt wordt bij negatieve prijzen: duurzame energie wordt dus nooit aangeboden bij prijzen onder nul.

Seizoensvariaties in elektriciteitsprijzen zijn nog lang niet voldoende groot in 2030 om seizoensopslag aantrekkelijk te maken. Wel zijn de maximale prijsverschillen die geobserveerd worden over een periode van enkele dagen aanzienlijk groter dan de maximale prijsverschillen binnen 24 uur. De inzet van opslag voor arbitrage op de groothandelsmarkt is mogelijk dus aantrekkelijk om meerdaagse verschillen in de uurlijkse prijzen op te vangen, waarbij een opslagsysteem eens per 2 of 3 dagen geladen en ontladen wordt. Hierbij wordt gebruik gemaakt van het maximale prijsverschil in deze periode dat ontstaat door meerdaagse weerpatronen zoals windrijke en windstille periodes. Het maximaal prijsverschil tussen individuele uren in deze periode van een paar dagen zal naar verwachting 50-60 Euro/MWh zijn in 2030, waarbij aangetekend moet worden dat vraagzijdige flexibiliteit (demand response), indien grootschalig ingezet, deze prijsverschillen nog kan reduceren.

Naast deze inzet van opslag op de groothandelsmarkt kan opslag ook gebruikt worden om de afkap van duurzame energiebronnen te voorkomen, dus om extra benutting van deze duurzame energiebronnen te realiseren. Daarbij kan het om substantiële hoeveelheden gaan. In enkele van de scenario's gaat het om 1 tot 4 TWh duurzame opwekking in 2030, waarbij dit potentieel verder toeneemt bij realisering van meer duurzame energie tot 2050. Een structurele oplossing daarvoor is dus wenselijk, waarvoor overigens naast opslag ook demand response, internationale uitwisseling en flexibilisering van het fossiele park (en benutting van de reeds bestaande centrales) mogelijkheden zijn.

In principe kunnen zowel grootschalige opslagsystemen als kleinschalige systemen die geclusterd zijn handelen en arbitreren op deze markt. Uit de economische analyse blijkt echter dat geen van de beschouwde opslagtechnologieën hierbij een positieve business case heeft. Voor de technologie waarvan de grootste kostendaling wordt verwacht, Li-ion, is ook de business case berekend met de verwachte kostprijs in 2030, maar ook dan is er geen sprake van een positieve business case. Op basis van de huidige kostenplaatjes blijkt dat grootschalige technologieën zoals compressed air de minst negatieve business-case hebben als gevolg van de relatief lage investeringskosten per eenheid van energie-inhoud van deze systemen. Op basis van de groothandelsmarkt alleen lijkt exploitatie niet rendabel voor grootschalige opslag bij de huidige kostenniveaus. Aanbevolen wordt, om vooral in te zetten op kostenreductie en op systeemintegratie waarbij dezelfde opslag meerdere functies kan vervullen (wholesale, balancering, en regel- en reservevermogen).

Balanceringsmarkt, regel- en reservevermogen

De ontwikkeling van de balanceringsmarkt tot 2030 is erg onzeker. De ervaring tot nu toe is dat prijzen van onbalans ten op zichte van de intra-day markt grotere prijsuitschieters hebben, maar dat die minder vaak optreden. Echter, de prijsuitschieters zijn op sommige momenten veel hoger dan bij intra-day en kunnen oplopen tot 600 €/MWh. Het volume van deze markt is echter beperkt, waardoor opslag op deze markt snel concurrentie zal ondervinden van andere bronnen van flexibiliteit.

Vanwege de hoge prijsverschillen en het aantal pieken per dag biedt de Nederlandse onbalansmarkt voor een aantal technieken een beter perspectief dan de Nederlandse spotmarkt. Een mogelijke belemmering ligt nog wel in de regels van de onbalansmarkt. Deze regels bepalen bijvoorbeeld dat een eenmaal ingesprongen balancering als productie door moet blijven draaien, terwijl opslag eindig is.

Wat betreft de markt voor regel- en reservevermogen zien we in de (internationale) praktijk dat naast conventionele centrales nu ook opslag voor deze dienst ingezet gaat worden. Omdat de vereiste specificaties goed aansluiten bij de kenmerken van een vliegwiel en li-ion batterijen, zijn dit zeer aantrekkelijke technologieën voor deze dienst. Hoewel andere batterijsoorten (zoals Nikkel en IJzer-nikkel) niet kunnen worden uitgesloten, is het een feit dat de internationale industriële incentive voor verdere ontwikkeling en prijsreductie van Li-on erg groot is op basis van de sterk toenemende vraag naar elektrische auto's en plug-in hybrides. Uit de economische analyse komt voor de primaire reserve met de huidige prijsniveaus en kosten voor sommige technologieen (vliegwiel) een positieve business case. Vanuit de marktconsultatie is gebleken dat commerciële partijen geïnteresseerd zijn om met Li-Ion op dit terrein actief te worden.

Energiemanagement achter de meter

De meeste toepassingen voor net-gekoppelde elektriciteitsopslag zijn op dit moment zichtbaar bij initiatieven die opslag gebruiken om het energiegebruik achter de meter te optimaliseren, vanuit het perspectief van de eindgebruiker. Vooral in landen waar de salderingsregeling niet bestaat is de combinatie van zonnepanelen met opslag een aantrekkelijke optie die thans al wordt geïmplementeerd. Op het moment dat saldering in Nederland weg zou vallen of drastisch wordt aangepast zou dat mogelijk ook hier Nederland gaan plaatsvinden. Daarom zijn veel bedrijven actief op dit gebied. De economische analyse voor energiemanagement achter de meter komt echter negatief uit, met gebruikmaking van huidige prijzen voor inkoop en verkoop van energie (zonder saldering).

Gezien de ontwikkeling in landen om ons heen, waar ook 'emotionele' argumenten (bijvoorbeeld de wens om opgewekte elektriciteit zelf te benutten voor lokaal verbruik inclusief elektrisch vervoer) een rol spelen bij de opkomst van opslag achter de meter, en gezien een dalende prijs voor opslag in combinatie met het ontstaan van nieuwe soorten technologieën voor dergelijke toepassingen, is een toekomst met steeds meer opslag achter de meter niet ondenkbaar in Nederland. Dit is wellicht niet altijd economisch efficiënt vanuit het oogpunt vanuit het totale systeem (aangezien er zonder prikkels en regulering uitgegaan wordt van lokale optimalisatie) maar is voor de eindgebruikers wel een belangrijke drijfveer.

Het verdient daarom de aanbeveling 'no-regret' aanpassingen aan het energiesysteem te doen, waarbij prikkels voor gebruik van opslag in lijn moeten zijn met de kosten en baten (zie ook 'Actieplan' hieronder). Hierdoor zou de efficiency voor het totale systeem kunnen verbeteren als deze batterijen (geaggregeerd) ook beschikbaar zouden zijn voor systeemdiensten, waardoor deze technologie voor meerdere diensten een rol kan gaan spelen.

Voor energiemanagement achter de meter worden met name batterijen gebruikt. Met de steeds goedkoper wordende Li-ion batterijen is dit in de toekomst mogelijk een geschikt batterijtype voor deze dienst, naast eventuele andere batterijtypen zoals de lood-zuur accu.

Huidige situatie

Naast een analyse van de toekomst is de huidige situatie omtrent energieopslag in kaart gebracht. Hierbij is gekeken naar het marktmodel, regelgeving, beleid en de technologie ontwikkelingen. Daarnaast zijn de partijen beschreven welke actief zijn in deze markt. Uit deze analyse blijkt dat de technologieën die nu beschikbaar zijn in principe in staat zijn om de gevraagde diensten te leveren, maar dat er nog geen business case voor de groothandelsmarkt is doordat deze technologieën daarvoor

nog te duur zijn. Daarnaast worden door het huidige marktmodel en de regelgeving bepaalde belemmeringen voor opslag veroorzaakt.

Gap analyse

Door de huidige situatie te vergelijken met de gewenste toekomst situatie wordt bepaald welke stappen nodig zijn om daar te komen. De gap analyse is gedaan voor verschillende categorieën:

Technologieën

De huidige stand der techniek van een aantal technologieën is vergeleken met de verwachte vraag in 2030 (met uitkijk naar 2050). Daarbij is gekeken naar de mate van ontwikkeling, welke diensten de technologie kan leveren, de prijs per kW geïnstalleerd vermogen, etc. Op basis daarvan is bepaald wat er nog ontbreekt voor opslagtechnologieën om commerciëel aantrekkelijk te worden. De belangrijkste punten uit de gapanalyse zijn als volgt:

- Niet alle systeemfuncties van energieopslag worden binnen het huidige marktmodel gewaardeerd. Het is nodig om de markt aan te passen ten einde een level playing field voor flexibiliteitsdiensten te realiseren om zo de waarde van energieopslag optimaal te kunnen benutten.
- Benefit-stacking (het inzetten van één energieopslagsysteem voor meerdere diensten, waardoor de totale opbrengsten hoger en zekerder zijn) is nodig om energieopslag optimaal in te kunnen zetten voor het energiesysteem.
- De kosten van energieopslag zijn aanzienlijk hoger dan andere opties voor het vergroten van de flexibiliteit van het energiesysteem (zoals demand response). Deze zullen middels doorontwikkeling van bestaande technologieën en het stimuleren van onderzoek naar nieuwe technologieën moeten worden verlaagd.

Tools & software

Uit analyse blijkt dat enkele technologieën meerdere diensten kunnen leveren, én dat in veel gevallen meerdere technologieën nodig zijn om een voor een specifieke situatie totaalpakket aan diensten te kunnen leveren en hierdoor een positieve business case te kunnen realiseren. Software om deze combinaties te kunnen van diensten onderling op elkaar af te stemmen is daarom belangrijk om de potentie van energieopslag optimaal te kunnen benutten.

Marktmodel

Het huidige marktmodel en de huidige regelgeving waarderen flexibiliteit nog niet voldoende, waardoor deze waarde nog niet door marktpartijen kan worden benut. Indien de waarde die flexibiliteit aan het systeem biedt beter in marktprijzen en systeemtarieven gereflecteerd wordt, geeft dit de correcte prikkels voor investeringen in flexibiliteit, zoals energieopslag. De huidige systematieken zijn ook nadelig voor de kleinschalige opslag. Het Nederlandse nettariefmodel lijkt wel voor grootschalige opslag betere mogelijkheden te bieden dan in sommige andere landen inclusief Duitsland; dat biedt dus mogelijk aanknopingspunten.

Marktconsultatie

In verschillende marktconsultatieactiviteiten is samen met Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen in kaart gebracht waar volgens hen kansen en belemmeringen voor opslag liggen. De kansen en

belemmeringen voor de Nederlandse bedrijven die uit de marktconsultatie naar voren zijn gekomen, zijn in deze routekaart meegenomen in de analyse, waarbij het actieplan zich richt op het ondersteunen van kansen en initiatieven voor Nederlandse initiatiefnemers en het wegnemen van de belangrijkste belemmeringen.

Uit de marktconsultatie kwamen vier verschillende typen belemmeringen naar voren:

- Belemmeringen gerelateerd aan het marktmodel en/of de regulering.
- De interactie tussen, en rollen van partijen.
- Technologie-gerelateerde belemmeringen, los van opslagtechnologieën zelf (denk aan standaardisering en aansturingssoftware).
- Onzekerheid betreffende bovenstaande factoren en stimuleringsmaatregelen.

Naast deze belemmeringen zien de Nederlandse partijen kansen voor Nederlandse bedrijven met nieuwe producten en diensten. De volgende kansen zijn onderscheiden:

- Sterke sectoren NL, zoals de gas, de chemische en de offshore en waterbouw industrie: gebruik maken van bestaande sterke sectoren in Nederland zodat ontwikkelingen minder tijd, geld en nieuwe kennis vereisen en daarnaast die sectoren ondersteunen.
- Nieuwe NL producten: vereiste ontwikkelingen zodanig uitvoeren dat Nederlandse bedrijven nieuwe producten (zoals innovatieve energie opslagsystemen en aansturingssoftware) op de Nederlandse en internationale markt kunnen zetten.
- Nieuwe NL diensten: vereiste ontwikkelingen zodanig uitvoeren dat Nederlandse bedrijven nieuwe diensten aan de Nederlandse en internationale markt kunnen leveren.
- Kansen voor NL algemeen: voordelen voor Nederland in het algemeen, zoals als aanbieder van opslagcapaciteit en van systeemrevisie-services en met als doel om de duurzaamheid van Nederland te verhogen

Uit de marktconsultatie kwamen de meerdere specifieke aanbevelingen voor concrete stappen naar voren, waarvan de vier belangrijkste hieronder worden genoemd:

1 Ontwikkeling van diensten en systeemintegratieoplossingen voor energieopslag achter de meter
2 Toepassen van compressed air energy storage (CAES) in Nederland
3 Ontwikkelen en toepassen van Power2Gas op de lange termijn
4 Innovatieve ondernemers kunnen business halen uit de mogelijkheden die de behoefte aan flexibiliteit bieden.

Voor ieder van deze vier specifieke kansen zijn ook diverse stimuleringsmaatregelen genoemd om die kansen optimaal te benutten. De meeste genoemde maatregelen zijn technologie-ontwikkeling, aanpassing van het marktmodel, het beperken van investeringsrisico's en het stimuleren van demonstratieprojecten.

Actieplan

Nederlandse bedrijven willen de bovengenoemde kansen graag oppakken en verder ontwikkelen. Uit de gapanalyse blijkt echter dat overheidsinterventie nodig is om de ambities voor 2030 te realiseren. Hierbij onderscheiden wij twee typen activiteiten:

- Stimuleren en ondersteunen van onderzoek en ontwikkeling.
- Belemmeringen weghalen in wetgeving en het marktmodel en de regulering geschikt maken

Hierbij dient de focus te liggen op die diensten waarvoor opslag het meest aantrekkelijk is: energiemanagement achter de meter, markt voor regel- en reservevermogen en mogelijk ook balancering, en combinaties van deze onderling en met de groothandelsmarkt (die op zichzelf nog onvoldoende basis biedt). Het is van belang om niet specifiek een technologie te ondersteunen. Als nieuwe technologieën of diensten worden ontwikkeld die passen binnen deze kaders, kunnen ze goed ondersteund worden door dit actieplan. Ook bestaande systemen die verdere ontwikkeling nodig hebben of juist gedemonstreerd kunnen worden, passen hierbij.

1. ***Stimuleren en ondersteunen van onderzoek en ontwikkeling***
   Stimuleren en ondersteunen van ontwikkeling en R&D voor technologie ontwikkeling en ontwikkeling van energiemanagementsystemen (software). Doelstelling van deze actie is dat de Nederlandse overheid initiatieven van Nederlandse bedrijven, kennisinstellingen en ondernemers ondersteunt, met name op ontwikkelingen die zich inzetten op kostenverlaging van opslag technologieën en op de slimme integratie van deze opslagsystemen in de energievoorziening.

   Vaak wordt vermeld dat er niet alleen technologische innovaties nodig zijn, maar dat de toepassing van opslag ook veel nieuwe samenwerkingsmodellen nodig heeft, bijvoorbeeld omdat de baten verdeeld zijn over meerdere stakeholders of omdat 1 opslagsysteem voor meerdere diensten gebruikt kan worden. De overheid moet het ontwikkelen van nieuwe business modellen voor het gebruik van opslag zoveel mogelijk stimuleren en faciliteren.

2. ***Belemmeringen weghalen in wetgeving en het marktmodel en de regulering geschikt maken***
   Naast het uitvoeren van R&D, kan en moet de Nederlandse overheid belemmeringen weghalen in het Nederlandse marktmodel en in de wetgeving. Hiervoor zijn verschillende zaken mogelijk. Belangrijk is dat flexibiliteit een eerlijke plaats krijgt in de markt. Hiervoor zijn verschillende acties mogelijk:
   a. Onnodige belemmeringen voor opslag en demand response voor handel op de balanceringsmarkt opheffen.
   b. Wholesale market: marktmodel verbeteren met betrekking tot flexibiliteitsdiensten.
   c. Energiemanagement achter de meter: de overheid zou acties moeten nemen om te stimuleren dat energiesystemen achter de meter zo worden ingezet dat ze niet alleen de eindgebruiker dienen, maar ook helpen om het totale systeem te optimaliseren. Hiervoor zijn verschillende mogelijkheden, zoals:

   - Het tijdsafhankelijk en waar mogelijk locatie-afhankelijk maken van de prijs (de prijs volgt dan de wholesale markt en wordt mede beïnvloed door eventuele lokale congestie), met wettelijke facilitering van gedifferentieerde nettarieven
   - Dit idee van een tijdsafhankelijke prijs moet worden toegepast op zowel stroom die wordt verbruikt en op duurzame teruglevering
   - Salderingssysteem en REB belasting aanpassen richting maximale lokale toepassing van duurzaam

2 INLEIDING

In de huidige Europese energie sector zijn drie parallelle trends waar te nemen. Ten eerste *decentralisatie*, waarbij steeds groter wordende hoeveelheden decentrale (duurzame) opwekking door nieuwe spelers op de energiemarkt worden geleverd met nieuwe manieren van samenwerken en met de betrokkenheid van eindgebruikers. Ten tweede de '*Europeanisering'* van energie, met verschillende overnames van energie-giganten, energiecentrales op grote afstand van de grotere verbruikscentra en grensoverschrijdende energiestromen. Ten derde het toenemende belang van een *betaalbaar, betrouwbaar en toekomstbestendig* energie systeem. Door de introductie van duurzame energiebronnen is het energiesysteem toekomstbestendiger geworden, maar komt er meer druk te staan op op de betaalbaarheid en de betrouwbaarheid van het systeem. Deze drie trends vormen de basis van de energietransitie. Om deze te kunnen faciliteren is extra flexibiliteit in vraag- en aanbod van energie op systeemniveau in de energievoorziening nodig. Deze flexibiliteit kan helpen om het systeem betrouwbaarder en betaalbaarder te maken, maar kan ook helpen om de trends naar decentrale bronnen en een Europese markt te faciliteren. Flexibiliteit kan door middel van een kosten-effectieve combinatie van de volgende vier activiteiten worden geleverd: het bevorderen van regelbare energie productie faciliteiten, het versterken van het elektriciteitsnet, demand response én energieopslag.

In de energievoorziening is opslag dus één van de mogelijkheden om meer flexibiliteit te creëren. Opslag kan op verschillende manieren plaatsvinden, bijvoorbeeld in de vorm van elektriciteit, als gas, als warmte/koude, in een chemisch product, als potentiële energie. Opslag dient te worden geadresseerd als integraal onderdeel van het energiesysteem: niet opslag sec, maar in combinatie met de wijze waarop opslag in het energiesysteem moet worden geïntegreerd, zoals de koppeling in de energiewaardeketen aan bijvoorbeeld productie, infrastructuur en/of (eind)toepassing. Deze combinatie van een opslagtechnologie en zijn toepassing bepaalt hoeveel flexibiliteit opslag kan leveren.

In november 2013 heeft het Topteam Energie aan de TKI's gevraagd om een advies uit te brengen over een TKI-breed thema 'Systeemintegratie'. Achterliggende redenen waren de wens van het Topteam dat technologische innovaties passen in verandering van markten en opvattingen over de systeemfuncties. De samenhang tussen het gebruik van gas in de energievoorziening, de verhouding tussen duurzaam en fossiel, de opslagvraagstukken (w.o. Power2Gas), demand side management en netbalancering vindt zij belangrijke issues waarin het Topteam de samenwerking tussen de TKI's graag zag groeien. De wens van het Topteam was daarom om dit thema uit te bouwen tot een gezamenlijk TKI-overstijgend thema met betrokkenheid van alle TKI's Energie: Gas, Switch2SmartGrids, Wind op Zee, Solar Energy, Energo, ISPT en BBE. Deze offerte sluit direct aan op deze vraag van het Topteam Energie. Deze offerte beantwoordt alle vragen uit perceel 2 uit het Aanbestedingsdocument met referentie TN43752.

In dit onderzoek hebben de partners gezamenlijk een roadmap ontwikkeld voor energieopslag in Nederland. Met de informatie uit de roadmap en de geboden oplossingen voor flexibiliteit kan het Ministerie van Economische Zaken gericht sturen naar de gewenste situatie om zowel een betaalbaar en betrouwbaar net in de toekomst te garanderen, maar ook de BV Nederland versterken op die punten waar Nederland al goed in is of goede faciliteiten voor heeft.

2.1 Onderzoeksvragen

In het aanbestedingsdocument zijn de volgende onderzoeksvragen opgenomen:

1a. Hoe kan energieopslag (inclusief cross overs tussen bijvoorbeeld elektriciteit en gas, elektriciteit en warmte etc.) oplossingen bieden voor het verhogen van de hoeveelheid wind- en zonne-energie in het elektriciteitsnet? Welke diensten kan energieopslag leveren?
1b. In welke mate en op welke termijn?

2a. Onder welke omstandigheden, dat wil zeggen percentage duurzame energie respectievelijk opgestelde vermogens, wordt energieopslag van belang? Dit is direct gekoppeld aan de diensten die geselecteerd worden in stap 1a.
2b. Bij welke marktprijzen en marktmodellen wordt energieopslag van belang?
2c. Wanneer wordt het bedrijfseconomisch rendabel?

3a. Wat zijn de belangrijkste (metname technische en economische) belemmeringen?
3b. Welke oplossingsrichtingen bestaan hiervoor?

4a. Welke technologieën spelen een rol (bijvoorbeeld batterijen, compressed air energy storage, chemische opslag (Power2Gas/Chemicals), waterkracht etc.)
4b. Welke oplossingen zijn vooral voor Nederland interessant?

5a. Wat is er nog nodig om deze toekomstige situatie te bereiken?
5b. Zijn er innovaties nodig om deze toekomstige situatie te realiseren?

6a. Is een (financieel) ondersteuningsmechanisme (zoals SDE+) nodig om deze oplossingen op tijd te kunnen implementeren?
6b. Hoe zou een mechanisme er uit moeten zien?

7a. Wat gebeurt er op dit terrein al op nationaal en internationaal niveau qua overheidsbeleid, R&D, toepassing en bedrijvigheid en wie zijn belangrijke spelers?
7b. Welke rol kunnen Nederlandse partijen op dit terrein spelen (R&D, bedrijvigheid) en waar liggen de belangrijkste economische kansen voor Nederlandse partijen?
7c. Hoe ziet de roadmap eruit voor het realiseren van de gewenste energieopslagsystemen in Nederland?

Deze vragen zijn beantwoord in de verschillende hoofdstukken van dit rapport. Aan het einde van ieder van de hoofdstukken wordt verwezen naar de onderzoeksvragen welke in dat hoofdstuk zijn beantwoord.

2.2 Aanpak

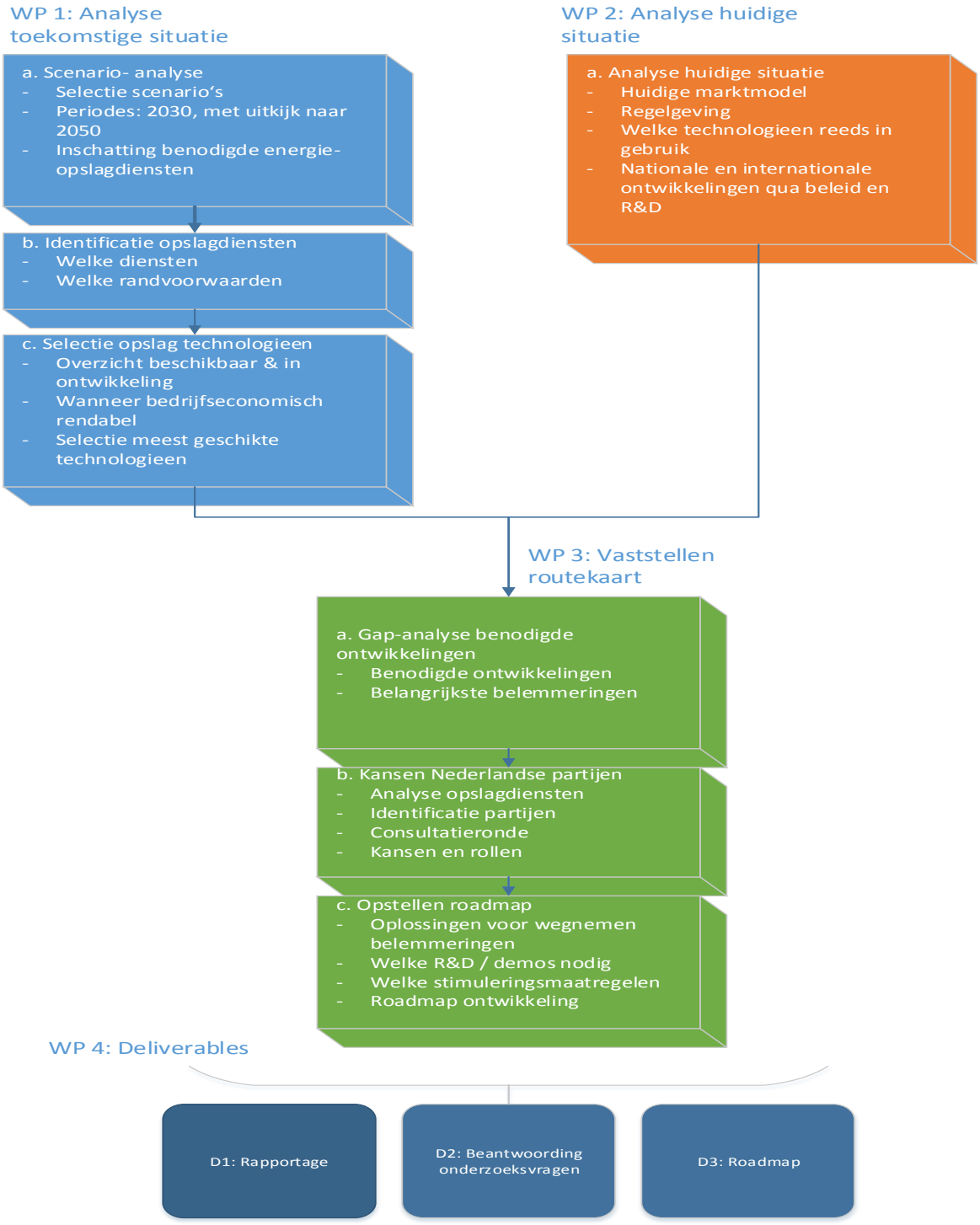
Om het doel van dit onderzoek en de achterliggende onderzoeksvragen, zoals genoemd in het aanbestedingsdocument, te kunnen beantwoorden, zijn de volgende drie fases uitgevoerd:

1 analyse toekomst scenario's (wat is de behoefte aan energieopslagdiensten in de periode tot 2030 met een outlook naar 2050 afhankelijk van de mix duurzaam-fossiel)
2 analyse huidige situatie (welke energieopslag technologieën zijn beschikbaar of in ontwikkeling die deze diensten kunnen leveren, hoe past dit in het marktmodel, wat is specifiek voor de Nederlandse situatie)
3 opstellen roadmap (welke acties zijn nodig om de gewenste toekomstscenario's te realiseren als functie van de tijd).

Naast desk research zijn in lijn met de uitvraag van de klant meerdere stakeholder consultaties gedaan, om de input van bedrijven en organisaties mee te kunnen nemen in de routekaart. Voor de consultatie rondes zijn de relevante organisaties omtrent het onderwerp energieopslag uitgenodigd. Tijdens de consultatieronde werden de uitkomsten van de desk research gepresenteerd en werd de aanwezigen gevraagd commentaar te leveren en aanvullingen te doen. Op deze manier werden kansen en

belemmeringen voor het Nederlandse bedrijfsleven en de belangrijkste Nederlandse kennisvelden gedeeld.

Onderstaande figuur geeft deze aanpak schematisch weer.



Figuur 2.1 Schematische weergave van het plan van aanpak

3 LEESWIJZER

Dit rapport heeft tot doel om inzichtelijk te maken onder welke omstandigheden energieopslag van belang wordt, wat de toegevoegde waarde is van energie opslag voor de BV Nederland en wat de Nederlandse overheid kan doen om de gewenste ontwikkelingen op gebied van energieopslag te stimuleren.

Daarvoor wordt in hoofdstuk 4 eerst in kaart gebracht hoe de toekomstige energievoorziening in Nederland eruit zal zien. Er zijn door TU Delft opslagdiensten geïdentificeerd die flexibiliteit kunnen leveren waarmee de inpassing van decentrale duurzame bronnen gerealiseerd kan worden (4.2). Door middel van een scenario analyse is door Berenschot bepaald wat de functies zijn voor die opslagdiensten in de periode tot 2030 (met een uitloop naar 2050) (4.3). Vervolgens is door Berenschot een economische analyse gedaan van de verschillende opslag technologieën voor de verschillende diensten. TU Delft heeft daar de analyse van het energiemanagement achter de meter aan toegevoegd.

In hoofdstuk 5 beschrijft DNV GL de energieopslag technologieën (5.2) en de huidige status van energie opslag (5.3). Daarvoor wordt een overzicht gegeven van het opgesteld vermogen aan energie opslag systemen wereldwijd, maar ook van de Nederlandse bedrijvigheid op gebied van opslag en aanpalende gebieden. Ten slotte wordt een gap analyse gedaan waarin afgeleid wordt welke stappen nodig zijn om de benodigde technologische ontwikkelingen te realiseren en de technologieën in te passen in het Nederlandse energiesysteem (5.4).

In hoofdstuk 6 wordt aandacht gegeven aan het Nederlandse marktmodel. De huidige inrichting van de elektriciteitsmarkt, een internationaal perspectief op opslagsystemen en conclusies over de huidige marktinrichting worden door Berenschot beschreven in (6.2). De toekomstige inrichting van de elektriciteitsmarkt en de belangrijkste kenmerken van een grotendeels op duurzame bronnen gebaseerde energiesysteem worden door TU Delft beschouwd in (6.3) en (6.4).

In hoofdstuk 7 worden de belemmeringen en kansen voor Nederlandse partijen beschreven door DNV GL. Belemmeringen staan benodigde ontwikkelingen in de weg. Er wordt onderscheid gemaakt tussen belemmeringen die gerelateerd zijn aan marktmodellen en regulering (7.2.1); belemmeringen betreffende onzekerheid rondom stimuleringsklimaat (7.2.2); belemmeringen die te maken hebben met rollen van en interacties tussen partijen staan in (7.2.3) en technologie-gerelateerde belemmeringen (7.2.4). Kansen zijn juist ontwikkelingen die commerciële of maatschappelijke oplossingen bieden. Kansen voor sterke sectoren in Nederland, zoals de gas industrie, de chemische industrie en de offshore en waterbouw industrie, staan in (7.3.2); kansen door ontwikkelingen van nieuwe producten door Nederlandse bedrijven, zoals innovatieve energieopslagsystemen en energie aansturingssoftware, staan in (7.3.3); kansen door ontwikkelingen van nieuwe diensten door Nederlandse bedrijven staan in (7.3.4) en kansen voor de BV Nederland in het algemeen staan in (7.3.5).

Tot slot bevat dit rapport de Routekaart voor Energieopslag (hoofdstuk 8). Deze Routekaart is een actieplan met acties, op gebied van a) stimulering en ondersteuning van onderzoek en ontwikkeling; b) weghalen van belemmeringen in wetgeving, regulering en marktmodel; c) stimulering van implementatie. Deze acties zijn nodig om de gewenste situatie in 2030 te bereiken, en ze zijn voorzien van een passende tijdlijn.

Tenslotte bevat hoofdstuk 10 de bronvermelding.

4 ANALYSE TOEKOMSTIGE SITUATIE

In dit hoofdstuk zal middels een scenario analyse de toekomstverwachting worden beschreven hoe een wenselijk energiesysteem voor 2030 eruitziet. Vanuit deze analyse kan worden ingeschat welke inzet van flexibiliteitsdiensten nodig zijn. De diensten die door opslag kunnen worden ingevuld worden geïdentificeerd en de daaraan gerelateerde technologieën worden beschreven en beoordeeld.

4.1 Uitgangspunten

Eén van de belangrijke drivers van energieopslag is een prijsverschil op de energiemarkt. Om te onderzoeken of de volatiliteit daadwerkelijk in de toekomst toe zal nemen, gaan we in deze studie uit van een aantal robuuste elementen uit een aantal scenario's. Door verschillende scenario's als uitgangspunt te nemen ontstaat een beeld van de behoefte aan flexibiliteit en de variatie in deze behoefte.

Zoals uiteengezet tijdens de workshop systeemintegratie op 6 januari te Wageningen is er besloten om voor dit perceel 2 gebruik te maken van de scenario's uit het recente rapport "Scenario ontwikkeling energiehuishouding 2020" van Netbeheer Nederland. Deze scenario's waren opgezet als extreme varianten waardoor deze met name voor perceel 3 geschikt zijn om de uitersten voor de infrastructuur te verkennen.

Voor perceel 2 en 4 leken deze scenario's minder bruikbaar omdat er in deze percelen meer moet worden gekeken naar kansrijke ontwikkelingen. Daarnaast hadden de Netbeheer Nederland scenario's geen uurlijkse prijswaarden, welke nodig zijn om de variaties van duurzame energie te analyseren en te vertalen in rentabiliteit van opslag en demand response. Gegeven deze informatie zijn er vier andere bestaande scenario's geselecteerd (zie onderstaande tabel) met de volgende eigenschappen:

1 scenario's zijn gebaseerd op ENTSO-E verkenningen[1] waardoor deze bijzonder bruikbaar zijn in een internationale context
2 op basis van de scenario's zijn uurlijkse prijswaarden te modelleren[2] die een goede analyse mogelijk maken van de volatiliteit, overschotten en tekorten veroorzaakt door de variaties in duurzame energie.
3 scenario's zijn bekend bij de samenwerkingspartners
4 scenario's zijn projecties van de toekomst die redelijkerwijs mogelijk zijn

De scenario's schetsen een toekomstperspectief van de energietransitie-mogelijkheden in Nederland in de periode tot 2030 en verschillen op de volgende twee aspecten van elkaar:

- **De hoeveelheid variabele duurzame energie.**
  Voor onze beschouwing zijn vooral de variabele duurzame bronnen (zonne- en windenergie) belangrijk, aangezien deze de variaties in de elektriciteitsopwekking kunnen veroorzaken die minder goed opgevangen kunnen worden bij een teruglopend aandeel fossiele opwekking (duurzame biomassa gedraagt zich in dit opzicht niet als variabele bron, maar meer vergelijkbaar met fossiele bronnen). Er zijn de volgende twee varianten:

[1] Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030, ENTSO-E, 2013)

[2] DNV GL heeft een gevalideerd marktmodel van de noordwest Europese elektriciteitsmarkt. Het model is al in vele (Europese en nationale) studies gebruikt. DNV GL gebruikt het model om scenario studies over de toekomst uit te voeren. Het model is ontwikkeld gebruikmakend van het PLEXOS modellering- en simulatiesoftwarepakket.
Het marktmodel bevat een gedetailleerde weergave van de opwek-capaciteit, zowel conventioneel als duurzaam. Ook netwerk beperkingen zijn in het model verwerkt: de beperkingen voor grensoverschrijdende handel en de belangrijkste netwerkbeperkingen in enkele Europese landen zoals in Duitsland en Frankrijk.
Het model optimaliseert de inzet van de productie-eenheden dusdanig dat de totale systeemkosten zijn geminimaliseerd, terwijl het voldoet aan de elektriciteitsvraag, reserve-capaciteit en andere beperkingen/ eisen van de markt en fysieke infrastructuur. Deze optimalisatie wordt doorgaans voor een heel jaar, op uurs-resolutie, uitgerekend. Het resultaat is onder andere de inzet profielen van de productie-eenheden en een uurlijks-profiel voor de elektriciteitsprijs op de day-ahead spotmarkt.

- 20 GW zon en wind. Dit is meer dan de totale elektriciteitsvraag van Nederland. Het komt overeen met een doorgroei van ca. 5 GW tussen 2023 en 2030 ten opzichte van de Energieakkoord-doelstelling in 2023 van ongeveer 15 GW (4,45 GW wind op zee, 6 a 7 GW wind op land, en circa 4 GW zon-PV[3]).
- 30 GW zon en wind. Dit komt overeen met een verdubbeling van de hoeveelheid zon en wind in 2023, in slechts zeven jaar (tussen 2023 en 2030): een tamelijk ambitieuze doelstelling. Het komt ongeveer overeen met de hoeveelheid duurzame energie die is afgesproken in EU-verband voor 2030.

- **De hoeveelheid en rol van de fossiele opwekking**
  Voor onze beschouwing is zowel de hoeveelheid als de rol van de fossiele elektriciteitsbronnen belangrijk, aangezien dit bepaalt in hoeverre het fossiele park de variaties van de wisselende duurzame bronnen kan volgen. Hier zijn per duurzame variant twee varianten genomen voor het fossiele park, alle gebaseerd op dezelfde database en rekensystematiek.

4.2 De scenario's

Bovenstaande aspecten in acht nemend zijn vier scenario's beschouwd:

- *WKK Hoog duurzaam, 20 GW zon en wind.*
  Dit bestaande scenario[4] was ter beschikking als het scenario met de meeste hoeveelheid duurzame energie uit de recente WKK-studie van CE Delft en DNV GL. Het veronderstelt een teruglopend aandeel WKK, wat bovendien vrijwel volledig is geflexibiliseerd. De WKK is dan minder warmtevraagvolgend; op momenten van lage elektriciteitsprijs wordt de WKK teruggeregeld en wordt de warmtevraag anders opgewekt. Hierdoor is er relatief weinig "must-run" gasvermogen in het systeem en kan het fossiele park (inclusief WKK) vrij makkelijk worden teruggeregeld op momenten van veel duurzame energie.
- *ENTSO-E visie 3, 20 GW zon en wind*.
  Dit bestaande scenario[5] was ter beschikking uit studies van DNV GL. Dit gaat uit van de WKK-situatie ongeveer zoals nu, dus met relatief veel warmtevraagvolgende WKK. Daarnaast wordt uitgegaan van een flinke hoeveelheid additioneel gasgestookt reservevermogen (om variaties van duurzame energie op te vangen) wat steeds in deellast blijven moet draaien. In vergelijking met het WKK hoog duurzaam scenario geeft dit een veel groter aandeel "must run" gasvermogen: dit fossiele park levert veel opvang voor momenten zonder zon en wind, maar kan minder makkelijk worden teruggeregeld op momenten van veel zon en wind.
- *ENTSO-E visie 4+, 30 GW zon en wind.*
  Dit bestaande scenario is hetzelfde als ENTSO-E visie 3, maar nu de grotere hoeveelheid (30 GW) zon en wind in 2030. Ook dit scenario heeft een groter aandeel "must run" gasvermogen: dit fossiele park levert veel opvang voor momenten zonder zon en wind, maar kan minder makkelijk worden teruggeregeld op momenten met veel zon en wind.

[3] Energieakkoord voor Duurzame Groei. SER, september 2013
[4] Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030, DNV GL, CE Delft, 2014
[5] Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030, ENTSO-E, 2013)

- *ENTSO-E visie 4+-, 30 GW zon en wind*.
  Dit scenario is een variant op het voorgaande scenario 4+, waarbij het extra gasgestookte reservevermogen achterwege is gelaten. De situatie voor gasgestookt vermogen en WKK is daardoor min of meer vergelijkbaar met de situatie op dit moment. Er is hierdoor minder "must run" gasvermogen dan in scenario's 3 en 4+, maar meer dan in het scenario WKK hoog duurzaam.

De belangrijkste uitgangspunten en onderscheiden zijn te vinden in de volgende tabel:

Tabel 4.1 Belangrijkste uitgangspunten scenario's Bron: Scenario's Visio en WKK[6]

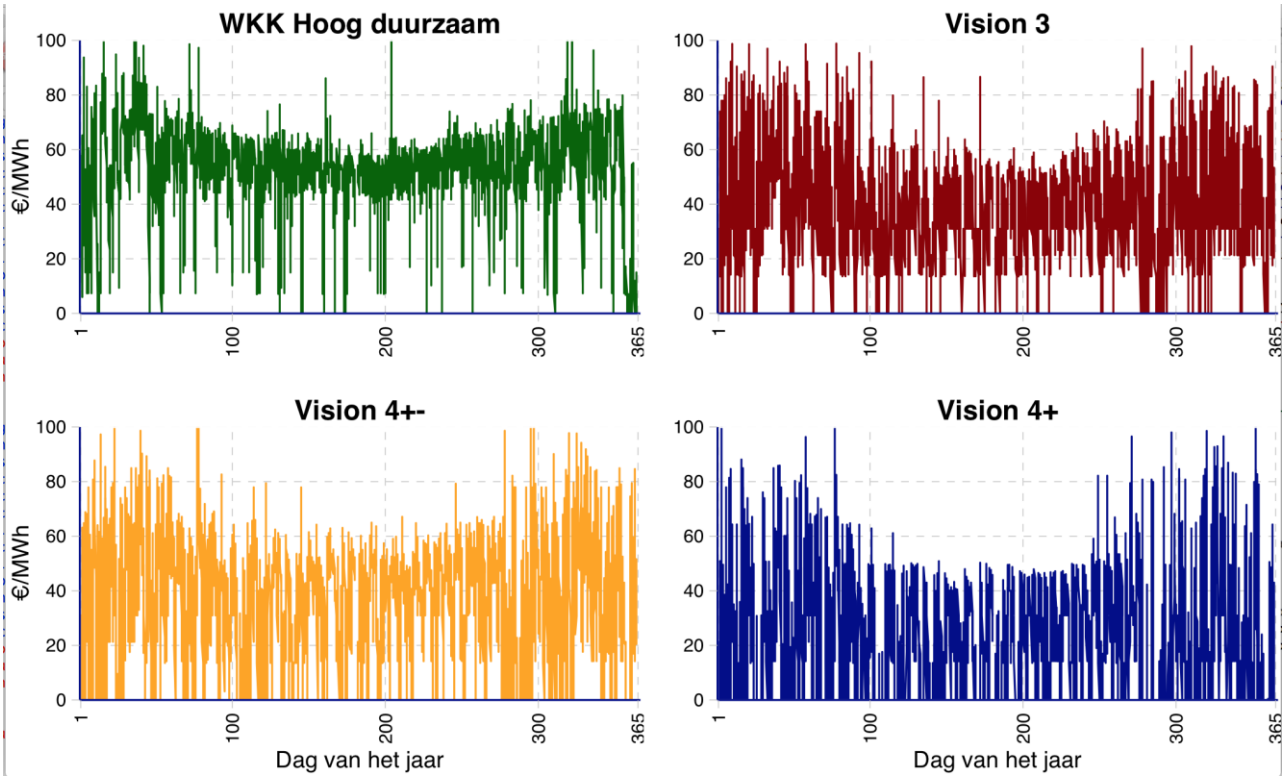
Scenario	Eenheid	WKK Hoog duurzaam	ENTSO-E VISIE 3	ENTSO-E VISIE 4+	ENTSO-E VISIE 4+ -
Gas	EUR/GJ	8,8	9	9	9
Kolen	EUR/GJ	2,9	2,9	2,9	2,9
CO_2-prijs	EUR/ton CO_2	24,8	24,8	24,8	24,8
Aandeel wind en zon in Nederland WOL= wind op land WOZ= wind op zee	GW	20: WOL 8 WOZ 9 Zon 12	20: WOL 6 WOZ 6 Zon 8	28: WOL 6 WOZ 13 Zon 9	28: WOL 6 WOZ 13 Zon 9
Aandeel wind en zon in omliggende landen	Idem	"+ 33% t.o.v. basis	ENTSO-E	ENTSO-E	ENTSO-E
Extra interconnectie meegenomen?	n.v.t	Ja	Ja	Ja	Ja
Productiepark WKK= warmte kracht koppeling	GW	15 GW gas WKK all-flex	27 GW gas WKK must-run	27 GW gas WKK must-run	20 GW gas WKK must-run
Gemiddelde prijs	EUR/MWh	EUR 53,21	EUR 38,87	EUR 23,81	EUR 37,47

De aangenomen prijzen van gas, kolen en CO_2 zijn voor elk scenario nagenoeg gelijk gehouden. In het kader van deze studie was het niet mogelijk deze te variëren, en overigens ook niet zo relevant voor deze studie omdat deze variabelen vooral het algehele prijsniveau beïnvloeden, en niet zozeer de prijsverschillen over de tijd. Het zijn juist die prijsverschillen over de tijd die belangrijk zijn voor de rentabiliteit voor opslag. De focus ligt op variaties in het aandeel zon en wind en de samenstelling van het productiepark, omdat deze variabelen wel de prijsverschillen over de tijd beïnvloeden en daarmee ook de rentabiliteit van opslag. Dit is ook in lijn met deze onderzoeksopdracht, welke zich juist wil concentreren op de veranderende mix van duurzame energiebronnen en fossiele energiebronnen.

[6] Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030, DNV GL, CE Delft, 2014; [6] Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030, ENTSO-E, 2013)

4.2.1 Resultaten

De gesimuleerde marktprijzen over het gehele jaar zijn in de volgende grafieken weergegeven[7].



Figuur 4.1 Prijsontwikkeling over het hele jaar voor de verschillende scenario's in 2030 (uurlijkse spotprijs over een heel jaar, afhankelijk van het scenario)

De invloed van beide variabelen is duidelijk te zien in de prijsvorming:

- De hoeveelheid uren met lage prijzen neemt toe in de scenario's met meer zonne- en windenergie. De volatiliteit in de scenario's met 30 GW zone en wind is duidelijk hoger dan in de scenario's met 20 GW zon en wind.
- Het aantal uren met lage prijzen neemt ook toe bij meer fossiel (reserve) vermogen. Meer reservevermogen verbetert weliswaar de flexibiliteit voor opregelen, maar vermindert de flexibiliteit bij terugregelen omdat er meer must-run fossiel vermogen is.
- Het omgekeerde gebeurt bij flexibilisering van WKK (scenario WKK veel duurzaam): dit verbetert de flexibiliteit voor terugregelen en vermindert het aantal uren met lage prijzen.
- Er zijn minder hoge piekprijzen in de scenario's met meer reservevermogen.

Een belangrijke conclusie is dus, dat prijsbewegingen en situaties van overschotten en tekorten, en hoe het systeem daarop reageert, niet alleen afhankelijk is van de hoeveelheid (variabel) duurzaam, maar ook van de hoeveelheid en rol van het fossiele productiepark.

[7] Gebaseerd op data van DNV GL

4.3 Identificatie van de behoefte aan potentiele opslagdiensten

Op dit moment wordt het aanbod van elektriciteit in Nederland vrijwel geheel door thermische (kolen- en gas-) centrales verzorgd. De totale productiecapaciteit wordt op ieder moment op de vraag afgestemd, gecorrigeerd voor import en export en netwerkverliezen. Naarmate meer zonne- en windenergie geproduceerd wordt, zal het lastiger (en dus duurder) worden om het aanbod de vraag te laten volgen. Dan ontstaat er behoefte aan meer flexibiliteit in de rest van het systeem. Opslag is een optie om in de behoefte aan flexibiliteit in de elektriciteitsinfrastructuur te voorzien. Naast opslag zijn flexibele productie, vraagelasticiteit en netwerkcapaciteit middelen om die flexibiliteit te realiseren.

In paragraaf 4.2.1 van dit hoofdstuk analyseren wij hoe de behoefte aan flexibiliteit zal veranderen als wind- en zonne-energie een grotere rol in de elektriciteitsvoorziening gaan spelen. Deze behoefte zetten wij in paragraaf 1.2 af tegen een analyse van mogelijke middelen om in die flexibiliteitsbehoefte te voorzien.

4.3.1 De behoefte aan flexibiliteit

In deze context beschouwen wij flexibiliteit als de mate waarin de fysieke elektricititeitsinfrastructuur kan blijven functioneren bij geplande en ongeplande *schommelingen* in vraag en aanbod. Verschillende *functies* moeten vervuld worden om flexibiliteit te kunnen bieden. Voor alle functies gaat het systeem op de een of andere manier om met schommelingen. Hierdoor blijft het systeem als geheel onder een groot scala aan condities operationeel. Flexibiliteit is een vereiste voor betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening. Een overzicht van de flexibiliteitsfuncties staat in tabel 4.2.

De functies worden in deze tabel uitgedrukt in termen van de schommelingen of variaties waarvoor ze flexibiliteit bieden. Daarbij spelen de volgende dimensies een rol:

- de tijdschaal waarop variaties optreden, van milliseconden, seconden, uren, dagen tot seizoenen
- het vermogensverschil gedurende schommelingen, dus of schokken klein of groot zijn (in bijv. MW)
- de energiebehoefte in dergelijke schommelingen, dus hoeveel energie er in schokken moet worden opgevangen. (De energiebehoefte is gelijk aan het gemiddeld vermogensverschil vermenigvuldigd met de tijdsduur dat dat vermogen geleverd/opgenomen moet worden, in bijv. MWh).

Hierbij moet nog opgemerkt worden dat het vermogensverschil en de energiebehoefte de typische waarden geven die specifiek voor een locatie gelden, en dus niet de som van het totale vermogen dat voor deze functie vereist is. Voor congestiemanagement op het distributieniveau, bijvoorbeeld, geldt per distributienet een typische vermogensschaal van 0.1-10 MW. Als men dit optelt voor alle distributienetten waar congestie zou zijn, vindt men uiteraard een veel groter getal.

Daarnaast toont de tabel hoe dit in de huidige inrichting van de Nederlandse elektriciteitsmarkt geregeld is: wie is de verantwoordelijke partij en welk middel (of welke middelen) wordt momenteel ingezet om in deze functie te voorzien.

Tabel 4.2 Typen flexibiliteit, ingedeeld naar functie

Functie	Verantwoordelijke partij	Huidige middelen	Relevante tijdsschaal	Relevante vermogensschaal (MW)	Energiebehoefte (ordegrootte)
Beheer van spanningskwaliteit	TSO/DSO	Wordt beperkt geregeld. (FACTS, filters, regeltransformatoren, blindvermogensinjecties)	0.01-1 sec	0.001-1	Klein
Spannings-/blindvermogenshuishouding	TSO/DSO	Regelvermogen, transformatortapstanden, regeltransformatoren, FACTS	1-1000 sec	0.01-10	< 1 MWh
Frequentieregeling	TSO	regelvermogen	0,1-100 sec.	1-1000	< 10 MWh
Balanshandhaving (<15 min.)	TSO	reservevermogen	15 min.	1-1000	0.1 - 100 MWh
Balanshandhaving (>15 min.)	TSO	noodvermogen	1-10 uur	10-1000	10 - 1000 MWh
Congestiemanagement, transmissie	TenneT	redispatch, netverzwaring	0.1-10 uur	10-1000	1-1000 MWh
Congestiemanagement, distributie	DSO's	netverzwaring	0.1-10 uur	0.1-10	0.1-10 MWh
Energiemanagement achter de meter	Consument	Niet / netverzwaring / salderen	0.1-10 uur	0.001-0.01	0.001-0.01 MWh
Ramp rate control	Producent	economische dispatch, unit commitment	0.01-1 uur	10-100	1-100 MWh
Economische inzet van centrales	Markt	economische dispatch, unit commitment	1-100 uur	10-1000	10-10.000 MWh
Onderhoudsplanning	Producent	individuele planning per bedrijf	10-1000 uur	100-1000	1-1000 GWh
Seizoensfluctuaties in vraag en aanbod opvangen	Op dit moment geen	wordt verzorgd door producenten	1000-10000 uur	100-1000	100 – 10.000 GWh

Tabel 4.2 geeft de verschillende functies weer waarbij flexibiliteit van belang is. De bovenste twee regels betreffen het handhaven van de stroomkwaliteit. Dit proces vindt continu plaats maar verbruikt weinig energie. De rest van de functies in de tabel draaien om de wijze waarop productie en consumptie van elektriciteit op elkaar afgestemd worden in verschillende tijdschalen en binnen de beschikbare netwerkcapaciteit.
De volgende drie regels beschrijven de drie onderdelen van de onbalanssystematiek, het systeem waarmee de TSO het momentane evenwicht tussen productie en consumptie handhaaft. De verschillen tussen drie onderscheden middelen van regelvermogen, reservevermogen en noodvermogen liggen subtiel, en een bepaald middel kan soms meerdere functies tegelijkertijd vervullen.

De twee regels daaronder betreffen congestiemanagement, waarin wij onderscheid hebben gemaakt tussen congestie in het transmissienet en in de distributienetten. Balanshandhaving en congestiemanagement zijn taken die nu door de netbeheerders uitgevoerd worden omdat, in het eerste geval, de markt niet tot een exacte afstemming van vraag en aanbod leidt en, in het tweede geval, de marktresultaten niet altijd uitvoerbaar zijn binnen de beschikbare netwerkcapaciteit. Het wat specialere geval van energiemanagement 'achter de meter', bespreken we onderaan deze paragraaf.

Ramp rate control refereert aan de snelheid waarmee centrales op- en afgeregeld kunnen worden. Producenten hebben deze vorm van flexibiliteit nodig om zich aan hun energieprogramma's te houden maar verkopen ook hierop gebaseerde balanshandhavingsdiensten aan de TSO. De laatste regels van tabel 4.2 betreffen functies die zich op langere tijdschalen afspelen. Het belangrijkste instrument voor

het afstemmen van productie en consumptie, van aanbod en vraag, is de markt, die in principe leidt tot een economisch optimale inzet van centrales. De functies erboven zijn nodig omdat het marktevenwicht per uur bepaald wordt.

Op de langere termijn zijn producenten zelf verantwoordelijk voor het plannen van hun onderhoud op zodanige wijze dat zij aan hun contractuele verplichtingen kunnen voldoen. Seizoensopslag is op dit moment niet nodig, maar zou op langere termijn nodig kunnen zijn om langdurige periodes zonder wind en/of zon op te vangen.

Gerelateerd aan congestiemanagement is energiemanagement 'achter de meter', zoals bijvoorbeeld energieopslag op huishoudniveau. De systeemfunctie die energiemanagement achter de meter kan vervullen (anders dan energiemanagement vóór de meter) is feitelijk alleen het reduceren van de netwerkkosten op aansluitniveau: door achter de meter pieken in vraag of aanbod op te vangen, kan een minder zware aansluiting volstaan. Dit kan relevant zijn voor consumenten met een relatief grote, flexibele energieconsumptie zoals klanten die elektrische auto's achter de meter opladen.

Wanneer een consument een voldoende zware netwerkaansluiting heeft (zoals bij huishoudens vrijwel altijd het geval is) bestaat congestie hooguit verderop (hoger) in het netwerk en maakt het daarvoor niet geen verschil of energiemanagement voor of achter de meter plaatsvindt. In dat geval wordt het economisch potentieel van een energiemanagement achter de meter uitsluitend bepaald door het prijsverschil tussen het consumeren van energie en het terugleveren van energie aan het net. Flexibele vraag kan dan voordeel bieden door op goedkope momenten elektriciteit te consumeren.

Er kan echter een prikkel voor consumenten ontstaan om toch wél te investeren in opslag achter de meter. Momenteel bestaat voor kleinverbruikers de zgn. salderingsregeling die het prijsverschil tussen inkoop en verkoop van stroom door kleinverbruikers expliciet uitsluit, tenminste tot een bepaalde grens aan teruggeleverde energie. Wanneer de salderingsregeling wordt afgeschaft / aangepast en consumentenprijzen over de dag kunnen variëren, zou de opbrengst voor de prosument bestaan uit het prijsverschil tussen de geconsumeerde en de teruggeleverde energie: de energiebelasting. De consument betaalt immers belasting over de energie die hij koopt, maar krijgt die belasting dan niet meer terug als hij elektriciteit verkoopt. Dit model leidt ertoe dat wanneer een consument tevens zelf stroom produceert (achter de meter), er een prijsprikkel bestaat om zoveel mogelijk van de productie achter de meter te consumeren, omdat over deze consumptie dan geen belasting wordt betaald. Dit kan een aanzienlijke financiële prikkel zijn, maar men moet zich hierbij realiseren dat er feitelijk geen systeemfunctie mee wordt gediend. In tegendeel, omdat deze prikkel niet gericht is op het minimaliseren van de systeemkosten is het mogelijk dat hij op termijn tot scheefgroei leidt.

4.3.2 Tijdschalen in de variaties van de elektriciteitsvraag en het aanbod van duurzame energie

Een belangrijk gegeven bij het bepalen van de waarde die verschillende vormen van flexibiliteit kunnen bieden aan het systeem is de typische tijdschaal van de variaties van de vermogensschommelingen waarmee het systeem moet kunnen omgaan. Voor de waarde van een opslagsysteem, bijvoorbeeld, maakt het een groot verschil of er een dagelijkse prijsschommeling is, of dat de prijsvariatie zich over een periode van weken voordoet. In het eerste geval kan met een relatief kleine energie-inhoud iedere dag een laad-ontlaadcyclus doorlopen worden, terwijl in het tweede geval de benodigde energie-inhoud voor een enkele cyclus veel groter is. Aangezien de energie-inhoud enerzijds een belangrijke factor is die de kosten van een opslagsysteem bepaalt, en anderzijds een limiterende factor is bij demand response, zijn de energie-inhoud en dus de tijdschalen van de variaties zeer belangrijke grootheden.

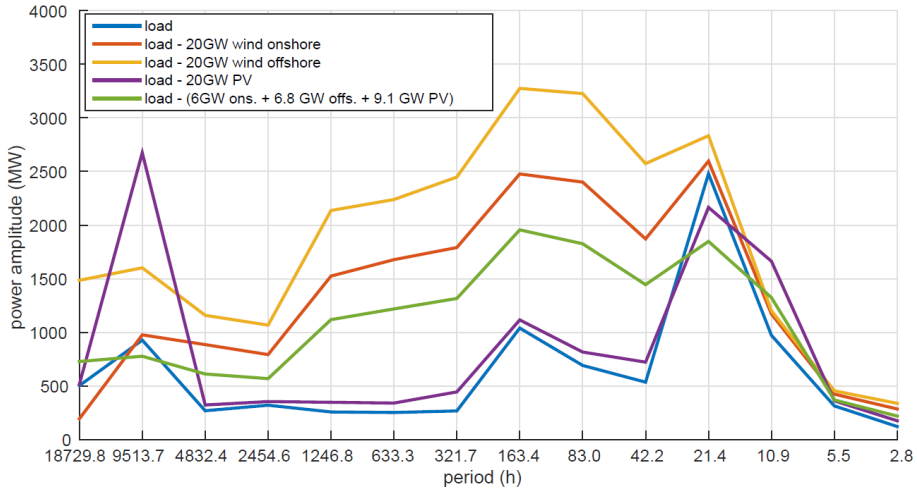
In deze sectie wordt een korte verkenning gedaan van de typische tijdsschalen van de huidige en toekomstige variaties in elektriciteitsvraag en 'residual load', dat wil zeggen de elektriciteitsvraag minus het aanbod van duurzame energie. Deze analyse complementeert de analyse van de toekomstige prijstijdsreeksen die in 4.1 is gedaan. De variaties in prijs en residual load zijn evenwel sterk gecorreleerd, aangezien de elektriciteitsprijs in beginsel een monotoon stijgende functie van de residual load is. Appendix C geeft een uitgebreide beschrijving van deze analyse, alsmede een introductie in het onderwerp spectrale analyse.

4.3.2.1 Spectrale analyse van residual load.

Figuur 4.4 laat de amplitude van de variaties van de residual load in Nederland zien, voor verschillende combinaties van geïnstalleerde hoeveelheden duurzame energie. De data in deze grafiek (uurlijkse tijdsreeksen van elektriciteitsvraag, on-shore wind, off-shore wind en zonne-energie over een periode van drie jaar) zijn gedownload als supplementair materiaal bij de paper van Hirth[8].

De blauwe lijn laat de spectrale dichtheid[9] van de huidige elektriciteitsvraag zien. Zoals verwacht onderscheiden we hier duidelijk de dagelijkse, wekelijkse en jaarlijkse pieken. De groene lijn geeft het Vision V3 scenario weer. De overige kleuren lijnen geven de spectrale dichtheden van de residual load weer als niet 20GW van een mix van duurzame energie (on-shore, offshore, zon) maar 20GW van een enkele vorm alleen zou zijn geïnstalleerd. Hiermee krijgt men een idee van de effecten van de verschillende vormen duurzaam. Een aantal observaties vallen op:

- Met name de variaties op tijdschalen tussen circa 40 uur (enkele dagen) en circa 1200 uur (meerdere weken) worden groter. Dit wordt met name door windenergie veroorzaakt. De verklaring is de typische tijdsschaal van weersfenomenen. Zogenaamde *wind droughts* (periodes waarbij het dagen tot weken achtereen niet hard waait) zijn bijvoorbeeld te associëren met persistente hogedrukgebieden boven het Europese vasteland. Anderzijds kunnen ook bepaalde drukverdelingen optreden waarbij dagen- tot wekenlang depressies over Nederland trekken, met veel wind als gevolg



Figuur 4.4 Spectrale dichtheid uitgedrukt in de amplitude van de variaties per frequentieband van de residual load in Nederland met verschillende hoeveelheden geïnstalleerd vermogen aan duurzame energie. Het ENTSO-E V3 scenario wordt gegeven door de groene lijn

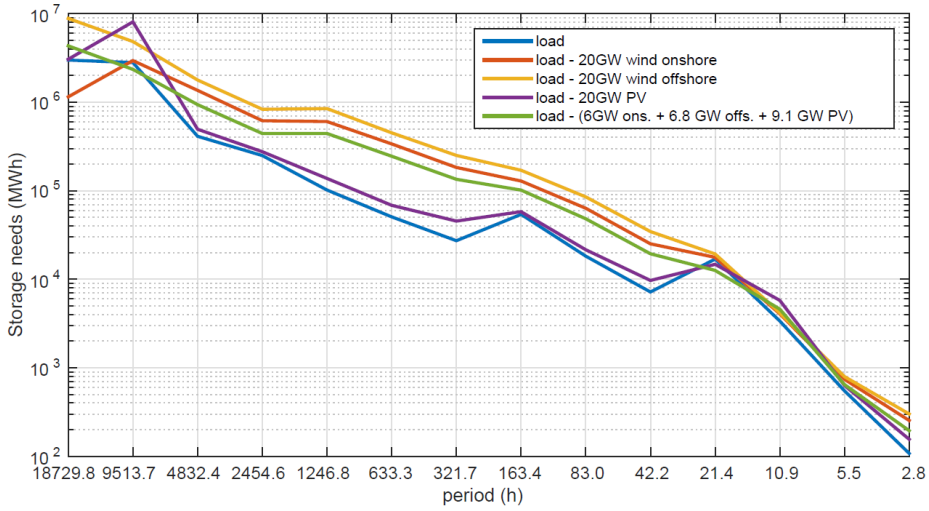
[8] L.Hirth. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics, Volume 38, July 2013, Pages 218-236

[9] Zoals in de beschrijving van de spectrale analyse is aangegeven, geeft figuur 4.4 strict genomen niet de spectrale dichtheid weer, maar een gediscretiseerde versie ervan. Voor het gemak zullen we toch de term spectrale dichtheid hiervoor gebruiken.

- zonne-energie zorgt voor een grotere variabiliteit op de schaal van 10 uur. Dit laatste moet toegeschreven worden aan het reduceren van de residual load in de middaguren, waardoor de ochtend- en avondpiek groter worden. Dit is ook geconstateerd in de scenario-analyse van de prijsreeksen, waar het wegvallen van het 'dag-plateau' werd beschreven
- zonne-energie alleen zorgt voor een grotere variabiliteit met een periode van een jaar (8760 uur) in vergelijking met de elektriciteitsvraag. Interessant genoeg zorgt de combinatie wind-zon voor een lagere variabiliteit op deze schaal. Kennelijk complementeren wind en zon elkaar genoeg om deze seizoensvariatie kleiner te maken.

Uit de representatie van de residual load in spectrale vorm kan ook inzicht verkregen worden in de grootte van eventuele opslagsystemen om de variaties op verschillende tijdschalen op te vangen. , zie appendix C voor een uitgebreidere beschrijving hiervan.

Figuur 4.5 laat hiervan het resultaat zien. Merk op dat de assen in deze figuur logaritmisch zijn. Deze figuur kan als volgt geïnterpreteerd worden: om de schommelingen met variaties van circa 10 uur op te vangen, is in het ENTSO-E V4 scenario (groene lijn) ongeveer 5*10e3 MWh=5GWh aan opslagcapaciteit nodig. Om de jaarlijkse variaties op te vangen (x-as waarde bij 9513 uur) is circa 25*10e6 MWh=25TWh nodig. Om dit getal in perspectief te plaatsen, onder zeer gunstige aannames wordt het maximaal haalbare Europese (incl. Turkije) pumped hydro storage *potentieel* op 29 TWh geschat. [10]



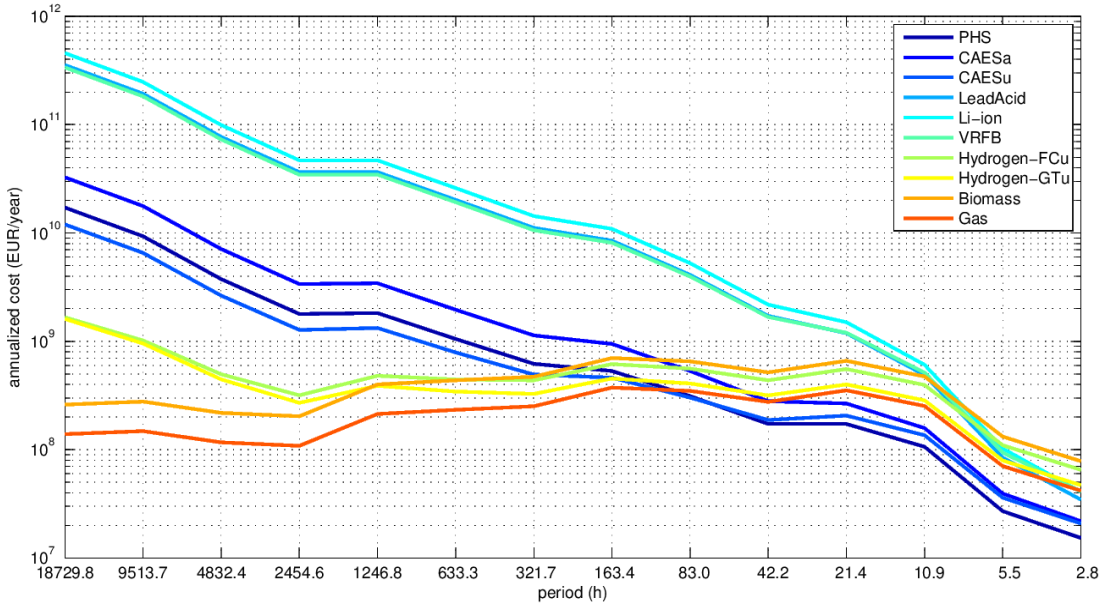
Figuur 4.5 Benodigde hoeveelheid opslag per tijdschaal voor verschillende hoeveelheden duurzame energie voor verschillende penetraties duurzame energie. De groene lijn geeft het ENTSO-E V3 scenario weer.

De opslagbehoefte op de verschillende tijdschalen kan ook gebruikt worden om een indicatie te krijgen welke kosten er verbonden zijn aan het opvangen van de fluctuaties. Hierbij wordt dan een planningsperspectief aangenomen: gegeven een residuele elektriciteitsvraag met een bepaalde spectrale karakteristiek, welke technologie(-portfolio) is het goedkoopst om in deze vraag te kunnen voorzien. Om tot een realistische optimale portfolio te komen is een uitgebreidere analyse nodig die buiten de scope van dit onderzoek valt, maar de spectrale analyse biedt een aantal basale inzichten die niettemin waardevol zijn. De methode om tot die inzichten te komen wordt in appendix C verder toegelicht.

Figuur 4.6 laat hiervan het resultaat zien. Wat opvalt, is dat de opslag-technologieën in ruwweg drie clusters met vergelijkbare karakteristieken ingedeeld kunnen worden: 1) batterij-opslag, 2) PHS en

[10] M.Gimeno-Gutiérrez, R. Lacal-Arántegui (JRC). Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage. 2013

CAES en 3) waterstof. De batterij-opslag technieken zijn voor alle behalve de kleinste tijdschalen veruit de duurste technologie. Voor tijdschalen tot ca. een week kunnen PHS en CAES die tegen 10 EUR/MWh kunnen laden concurrerend zijn met nieuw te bouwen gascentrales. Voor tijdschalen van enkele weken tot maanden zijn waterstof-gebaseerde technologieën wel goedkoper dan een nieuwe biomassa centrale, maar niet dan een nieuwe gascentrale. Voor de langste tijdschalen is geen enkele technologie goedkoper dan de alternatieve back-up centrales.



Figuur 4.6. Kosten van verschillende technologieën om de variaties in residual load op te vangen.

De getallen hierboven kennen vele onzekerheden en moeten daarom ook als ruwe orde-grootte schattingen geïnterpreteerd worden. Appendix C gaat ook verder in op de aannames en onzekerheden in deze cijfers. De analyse geeft echter wel een belangrijk inzicht: het is moeilijk voor te stellen dat energieopslag als complement van duurzame energie om periodes met weinig wind en zon te overbruggen kosteneffectief wordt op fluctuaties van tijdschalen groter dan een maand. De energiebehoefte van dergelijke opslagsystemen, en de kapitaalkosten die ermee gemoeid zijn, zijn simpelweg te hoog. Uit figuur 4.7 valt bijvoorbeeld op te maken dat zelfs als batterij-opslag een factor 10 goedkoper wordt, het nog steeds de duurdere optie is ten opzichte van een back-up centrale voor fluctuaties groter dan circa een week.

4.3.3 Het aanbod van flexibiliteit

4.3.3.1 Het huidige aanbod van flexibiliteit

Op dit moment wordt vrijwel alle benodigde flexibiliteit verzorgd door middel van de elektriciteitscentrales. Er is geen noemenswaardige opslagcapaciteit voor elektriciteit in Nederland en met vraagelasticiteit wordt ook nog maar net op beperkte schaal geëxperimenteerd. In de markt stemmen elektriciteitsproducenten en –consumenten hun geplande productie en verbruik op elkaar af. Vervolgens melden de programmaverantwoordelijke partijen dit per kwartier aan de TSO. Deze gebruikt de onbalanssystematiek om het actuele aanbod het verbruik exact te laten volgen. De benodigde middelen contracteert de TSO van de elektriciteitsproducenten. Voor de instantane afstemming wordt 'draaiende reserve' gebruikt: centrales die niet op volle capaciteit draaien en daardoor makkelijk op- en

af kunnen regelen. Grote verstoringen van de energiebalans, bijvoorbeeld als een grote centrale of een grote consument ineens uitvalt, worden in eerste instantie in belangrijke mate opgevangen door buitenlandse draaiende reserve. Het is de verantwoordelijkheid van de TSO om deze ongeplande uitwisseling met het buitenland binnen een kwartier tot nul terug te brengen. Daartoe worden reserve-eenheden die snel kunnen starten beschikbaar gehouden. Afschakelbare contracten met grote consumenten zijn ook een middel dat hiervoor ingezet kan worden. Deze vorm van vraagelasticiteit kan echter duur zijn en wordt niet vaak ingezet.

4.3.3.2 Beschikbare middelen

Opslag kan in de toekomst een belangrijk middel worden om te voorzien in flexibiliteit, maar zal daarbij concurreren met andere middelen zoals flexibele productie – nu nog verreweg de belangrijkste vorm van flexibiliteit – en flexibele vraag. Deze middelen zullen samen in de behoefte aan flexibiliteit, zoals beschreven in de voorgaande paragraaf, moeten voorzien. Per functie zal er een markt voor flexibiliteit ontstaan. Als de aard van het elektriciteitssysteem verandert doordat wind- en zonne-energie een grotere rol gaan spelen, kan er ook een verschuiving worden verwacht in de benodigde volumes voor deze functies en in het aanbod aan flexibiliteitsopties. Extra netwerkcapaciteit kan deze markten geografisch vergroten, waardoor meer flexibiliteitsmiddelen beschikbaar komen en, aan de andere kant, het uitmiddelen van fluctuaties in elektriciteitsproductie en -consumptie de behoefte aan flexibiliteit op bepaalde tijdsschalen verkleinen.

De middelen voor flexibiliteit verschillen op een aantal dimensies:

- de hoeveelheid energie die in de tijd verschoven kan worden (in bijv. MWh)
- het vermogen dat flexibel beschikbaar is (in bijv. MW)
- de snelheid waarmee het vragend vermogen kan worden op- en afgeregeld (in bijv. MW/h)
- de tijd die het duurt voordat de flexibiliteit kan worden aangesproken (in bijv. minuten)
- de tijdsduur waarover de flexibiliteit kan worden afgeroepen (bijv. uren)
- de te maken kosten (bijv. EUR/MW of EUR/MWh). Er zijn diverse soorten kosten gemoeid, zoals directe kosten, transactiekosten, kapitaalkosten.

Er wordt veel van vraagelasticiteit verwacht in de toekomst, onder meer als gevolg van de introductie van 'smart grids'. De potentie voor vraagelasticiteit is divers. Op dit moment lijkt de potentiële vraagelasticiteit bij huishoudens klein te zijn, maar dat kan veranderen als de elektrische auto doorbreekt of als er meer warmtepompen gebruikt worden[11]. De flexibiliteit van de vraag naar elektriciteit voor een bepaald apparaat wordt bepaald door de fysica van dat apparaat en door het gedrag van de gebruiker ervan. De tijd die een koelkast kan worden uitgeschakeld, bijvoorbeeld, wordt bepaald door zijn warmtecapaciteit en warmteweerstand. Deze is van een veel kleinere ordegrootte dan bijvoorbeeld de typische productietijd van een pompaccumulatie-centrale. Ook is het mogelijk dat het bedrijfsleven, metname het MKB, nog een groot onbenut potentieel biedt.

Tabel 4.3 biedt een overzicht van de verschillende typen middelen waarmee flexibiliteit geleverd kan worden. Aangezien er op dit moment in de literatuur nauwelijks betrouwbare schattingen van de potentiële vraagelasticiteit voorhanden zijn, moeten de getallen in deze tabel als indicatieve orde-grootte schattingen geïnterpreteerd worden.

De methode om de kentallen te bepalen kan het meest eenvoudig aan de hand van een voorbeeld worden uitgelegd: Van de koel- en vriessector is het jaarlijkse energieverbruik bekend en dus ook het gemiddeld vermogen wat de sector gebruikt [12]. Een cruciale parameter is de zogenaamde cyclustijd: hoe

[11] Zie box 1 voor een korte uitwijding over vehicle-to-grid – het concept waarbij EVs energie terugleveren aan het net.
[12] Agentschap NL. MJA-Sectorrapport 2011 Koel- en vrieshuizen, 2011

lang kan de elektriciteitsvraag van deze vorm van elektriciteitsconsumptie worden uitgesteld. Op basis van eenvoudige berekeningen waarbij de typische isolatiewaarden, warmtecapaciteit, et cetera van een vrieshuis als uitgangspunt worden genomen kan men een schatting maken voor de cyclustijd. Deze komt in dit geval neer op circa 20 uur. Door nu het gemiddelde vermogen van ongeveer 50 MW met deze 20 uur cyclustijd te vermenigvuldigen komt men op een 'virtuele' opslagcapaciteit of energieinhoud van 50MW*20h=1GWh. Als de energievraag van alle Nederlandse vrieshuizen 20 uur uitgesteld kan worden, is dit vergelijkbaar met een energieopslag van 1 GWh.

Voor elk van de beschreven vormen van elektriciteitsvraag zijn deze schattingen gemaakt. Cijfers over het jaarlijkse elektriciteitsverbruik ver type vraag zijn over het algemeen redelijk betrouwbaar; de grootste onzekerheid zit uiteraard in het bepalen van de cyclustijd (de duur dat deze vorm van vraag uitgesteld kan worden).

Tenslotte zijn er grote verschillen in kosten: het uitstellen van sommige vormen van consumptie kost in principe bijna niets (hoewel de transactiekosten nog weleens aanzienlijk zouden kunnen blijken) terwijl andere vormen van vraagelasticiteit, zoals het onderbreken van productieprocessen, hoge kosten met zich mee kunnen brengen. Daarnaast is er een verschil tussen operationele (variabele) kosten, kapitaalkosten (in het geval van reservecentrales en opslagfaciliteiten) en transactiekosten, bv in de vorm van slimme meters en de bijbehorende ICT-infrastructuur. In tabel 4.4 worden een aantal van deze kostencategorieën onderscheden.

Box 1: Vehicle-to-grid: gedistribueerde opslag of demand response?

Een onderwerp wat de laatste jaren de nodige aandacht heeft gekregen in de wetenschappelijke literatuur is het concept van *vehicle-to-grid* ofwel *V2G*. Het centrale idee hierbij is dat elektrische auto's energie kunnen terugleveren aan het netwerk. Het pionierende werk op dit gebied is grotendeels gedaan door onderzoekers van de universiteit van Delaware. Veel enthousiasme voor het onderwerp ontstond na de publicatie van hun paper [1] waarin zeer hoge potentiele verdiensten van dergelijke V2G services werden berekend.
Het aanvankelijke enthousiasme over het terugleveren van energie aan het net is evenwel weer aanzienlijk getemperd. Een aantal van de belangrijkste argumenten hiervoor zijn de volgende:

- een groot deel van de baten van V2G zijn ook te realiseren zonder terugleveren, maar door simpelweg het laadvermogen te controleren. Dit wordt ook wel aangeduid met unidirectional V2G, maar in feite is dit dus gewoon demand response. Zie bijvoorbeeld [2]
- er zijn serieuze kosten verbonden aan de schade die de toename in laadcycli aan de accu berokkent [3]
- er zou grote weerstand bij consumenten en autofabrikanten tegen het idee bestaan, vanwege o.a. het idee van verminderde controle over de *state-of-charge* van de accu en de kortere levensduur [4].

Vanwege deze argumenten is in het kader van deze studie besloten om elektrische auto' s primair als demand response te zien, en niet als opslag met teruglevercapaciteiten.

[1] W. Kempton and J. Tomic, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue," Journal of Power Sources, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, 2005.
[2] H. Lund and W. Kempton, "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through v2g," Energy Policy, vol. 36, no. 9, pp. 3578–3587, 2008.
[3] S. Peterson, J. Apt, and J. Whitacre, "Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization," Journal of Power Sources, vol. 195, no. 8, pp. 2385 – 2392, 2010.
[4] B. K. Sovacool and R. F. Hirsh, "Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition," Energy Policy, vol. 37, no. 3, pp. 1095–1103, 2009.

Tabel 4.3 Kentallen van de beschikbare middelen voor flexibiliteit naast opslag. Getallen geven orde-grootte schattingen weer. Gebruikte bronnen [13] [14] [15] [16] [17] [18] [19]

Middel	Opties/technologie	Energieinhoud	Vermogen	Regelsnelheid	Responstijd	Cyclustijd	Kosten-niveau
Vraagelasticiteit huishoudens	Koelkasten	0.15 GWh	0.3 GW	Snel als geautomatiseerd	Kort	0.5- 1 uur	1,6
	Wasmachines/drogers/vaatwassers	0.5 GWh	0.05GW	Snel	Kort	10u	1,6
	Warmtepompen voor ruimteverwarming	5 GWh	0.25 GW	Snel	Kort	20u	1,2,4,6
	Elektrische auto's	10 GWh	0.2 GW	Snel als geautomatiseerd	Kort	50u	1,2,6
Vraagelasticiteit MKB, glastuinbouw en industrie	Koel- en vriessector	1 GWh	0.05GW	Snel	Kort	20u	1,2,4
	Glastuinbouw-belichting	0.1GWh	0.1GW	Snel	Kort	1u	1
	Glastuinbouw-warmte (warmtepompen)	0.05GWh	0.25GW	Snel	Kort	0.2u	1,2,4
	Koudevraag voedingsmiddelenindustrie	0.01GW	0.05GW	Snel	Kort	0.2u	1,2,3
	Koudevraag chemische en overige industrie	0.01GW	0.05GW	Snel	Kort	0.2u	1,2,3
	Koudevraag kantoren, diensten, agro	0.2GWh	0.2GW	Snel	Kort	1u	1,2,3
	Laagwaardige warmtevraag industrie	0.5GWh	0.5GW	Snel	Kort	1u	1,2,4
	Hoogwaardige warmtevraag industrie	0.05GWh	0.5GW	Snel	Kort	0.1u	1,2,3,4
	Elektriciteit industrie	0.025GWh	0.025GW	Snel	Kort	1u	1,2 3
Elektriciteitspro-ductie	Bestaande of nieuwe draaiende gas-, kolen, en biomassacentrales	Onbegrensd	Onbegrensd	0,5%-7% van het vermogen per min.	Kort	nvt	Marginale kosten
	Bestaande of nieuwe *niet*-draaiende gas-, kolen, en biomassacentrales	Onbegrensd	Onbegrensd	0,5%-7% van het vermogen per min.	15 min. – 20 uur	nvt	Gemiddelde kosten
Netwerkverzwa-ring	Verzwaren/nieuwe verbindingen	nvt	nvt	nvt	0	nvt	Uiteenlopend
Interconnectie	Verzwaren/nieuwe verbindingen	nvt.	~5GW	nvt	0	nvt	Uiteenlopend

[13] CBS. Energieverbruik land- en tuinbouw, 2014

[14] N. van der Velden en P. Smit. Groei elektriciteitsconsumptie glastuinbouw. Hoe verder? LEI-rapport 2013.

[15] RVO, Warmte en koude en Nederland, 2013

[16] J.A.F. De Ruijter (KEMA), Quickscan potentie van warmtepompen voor energiebesparing bij teelten met een laag energieverbruik, 2012

[17] Agentschap NL. MJA-Sectorrapport 2011 Koel- en vrieshuizen, 2011

[18] C. Hellinga. De energievoorziening van Nederland. Vandaag (en morgen?)

[19] R.A.Verzijlbergh. The Power of Electric Vehicles – Exploring the Value of Flexible Electricity Demand in a Multi-Actor Context

Tabel 4.4 Kostencategorieën van middelen voor flexibiliteit in elektriciteitsvraag

Nr	Naam	Type	Omschrijving
1	IT simpel	Vast	*One-way* communicatie *device* zoals een wireless switch. Wordt bijvoorbeeld gebruikt in de VS om air-conditioning als demand response in te zetten.
2	IT geavanceerd	Vast	IT met mogelijkheden voor *two-way* communicatie, meet- en regelalgoritmes, planning.
3	Hardware	Vast	Extra hardware (los van IT) nodig om vraag te verschuiven. Bijvoorbeeld warmwatertanks, accu's etc.
4	Energie	Vaste O&M	Kosten gerelateerd aan hoger energieverbruik. Bijvoorbeeld hogere warmteverliezen als huizen vooraf worden verwarmd.
5	Brandstof	Variabele O&M	Brandstofkosten van back-up centrales of aggregaten.
6	Gebruiksgemak	Vaste O&M, variabele O&M	*'Soft cost'* geassocieerd met een lager gebruiksvermak. Kunnen ook geinterpreteerd worden als *opportunity costs* (van bijvoorbeeld een niet volle EV accu hebben)

4.3.4 Vraag en aanbod: koppelen van technologieën aan diensten

4.3.4.1 Matchen van vraag en aanbod.

De tabellen 4.3 en 4.4 geven typische karakteristieken weer van de verschillende diensten die door flexibiliteit vervuld kunnen worden en de typische karakteristieken van de kandidaat-technologieën die de flexibiliteit kunnen vervullen. Door deze tabellen aan elkaar te 'matchen', kan men een indruk krijgen van de geschiktheid van een bepaalde technologie voor een bepaalde functie. Hierbij moet wel gerealiseerd worden dat zowel het begrip 'matchen' als het begrip geschiktheid niet heel eenduidig te definiëren zijn. Zo kan men beargumenteren dat het begrip geschiktheid verschillende dimensies kent: komen de typische vermogensschalen overeen, speelt de locatiegebondenheid een rol, zijn de technische karakteristieken compatibel maar is het totale potentieel simpelweg te laag, et cetera. Hiernaast spelen de vele onzekerheden van met name de technologieën die nog in een vroegere fase van ontwikkeling zijn ook een rol.

Deze overwegingen inachtnemend, is een overzicht gemaakt van de geschiktheid van de verschillende technologieën. Tabel 4.5 geeft de resultaten hiervan weer. In vergelijking met tabel 4.3 zijn de verschillende vormen van demand response geaggregeerd tot 4 soorten: demand response van consumenten en industrie, op korte en lange tijdschalen. De categorie Power-X-Power geeft technologieen weer welke elektriciteit opslaan in een bepaald medium, met als doelstelling daar wederom elektriciteit uit te halen. Power-X geeft technologieen weer welke tevens elektriciteit opslaan in een medium, echter, het is niet per definitie dat de energie in dit medium wederom wordt omgezet naar elektriciteit. Power-Heat is een vorm van energieopslag waarbij de elektriciteit (nagenoeg) irreversibel in een medium wordt omgezet, waardoor het niet mogelijk is om de energie als elektriciteit 'terug te winnen'. Deze vorm van opslag wordt binnen deze opdracht dan ook niet verder onderzocht, aangezien dit beter past bij Perceel 4 van de opdracht Systeemintegratie: 'de rol van de eindgebruiker'. Tot slot zijn een aantal middelen genoemd die vallen onder de kop 'Grid'. Dit zijn middelen die te maken hebben met het elektriciteitsnetwerk.

De mate waarin een technologie een bepaalde dienst of functie kan uitoefenen wordt gescoord met een 0 (i,e, kan de dienst niet uitoefenen), 1 (i.e. kan de dienst uitoefenen) en 2 (i.e. kan de dienst goed uitoefenen).

Tabel 4.5 Geschiktheid van de verschillende technologieën voor de verschillende systeemfuncties

	Functie / Technologie	Beheer van spanningskwaliteit	Spannings-/blindvermogenshuishouding	Primair reserve vermogen	Secondair reserve vermogen (<15 min.)	Tertiair reserve vermogen (>15 min.)	Congestiemanagement, transmissie	Congestiemanagement, distributie	Energiemanagement achter de meter	Ramp rate control	Economische inzet van centrales	Onderhoudsplanning	Seizoensfluctuaties in vraag en aanbod opvangen
Demand response	DR, consumenten, kort	0	0	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0
	DR, consumenten, lang	0	1	1	2	1	1	2	1	1	1	0	0
	DR, industrie, kort	0	0	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0
	DR, industrie, lang	0	1	1	2	1	1	2	1	1	1	0	0
Power-X-Power	Vliegwiel	2	1	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0
	CAES diabatic	1	1	2	2	2	1	0	0	1	1	2	1
	CAES adiabatic	1	1	2	2	2	1	0	0	1	1	2	1
	Elektrochemische condensator	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Flow batterij (VRB)	0	0	1	2	2	1	2	2	0	0	0	0
	Loodzuur batterij	0	0	1	2	1	0	2	2	1	0	0	0
	Lithium-ion batterij	0	1	2	2	2	0	2	2	2	0	0	0
	Nikkel batterij (NiMH)	0	0	2	2	1	0	2	2	1	0	0	0
	Natrium batterij (NaS)	0	0	1	2	2	2	2	2	1	1	0	0
	Pompcentrale (PHS)	0	0	1	2	2	1	0	0	2	2	2	1
	Supergeleidende magnetische energieopslag (SMES)	0	1	2	1	0	0	0	0	1	0	0	0
Power - X	Power-to-heat (gesmolten zout)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
	Power-to-H2, alkaline electrolyse	0	0	0	1	0	1	0	0	1	2	2	2
	Power-to-CH4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2
Power-Heat	Ondergronds thermische opslag (UTES)	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	2
	Gesmolten zout opslag	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2
	Ijs opslag	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	Koud en warm water opslag	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1
Grid	Interconnnectie	0	0	2	2	2	0	0	0	2	2	1	1
	Back-up	0	0	2	2	2	1	0	0	1	1	2	2
	Netverzwaring	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1	0	0

Een aantal belangrijke observaties uit de tabel zijn de volgende:

- demand response op lange tijdschalen, accu-opslag, back-up centrales en interconnectie hebben de hoogste veelzijdigheid: zij kunnen voor het grootste scala systeemfuncties ingezet worden
- technologieën met kleine energie-inhoud kunnen maar een beperkt aantal functies vervullen, terwijl technologieën met een grotere energie-inhoud wel voor meerdere functies kunnen worden ingezet
- technologieën in de categorieën power-to-X en power-to-heat hebben over het algemeen de laagste veelzijdigheid wat betreft hun geschiktheid voor de verschillende functies.

4.3.4.2 Contouren van de rol van opslag ten opzichte van de overige vormen van flexibiliteit

Ondanks de vele onzekerheden die hierboven al besproken zijn, kunnen we de contouren van een beeld over de rol van opslag en andere flexibiliteit zien opdoemen. Demand response lijkt vooral geschikt voor de toepassingen op de vrij korte tijdsschalen, omdat er in principe weinig additionele kapitaalkosten of variabele kosten mee gemoeid zijn. Of het potentieel genoeg is om een groot deel van deze flexibiliteit te kunnen bieden, is lastig te zeggen omdat de scenario-analyse noch de spectrale analyse informatie verschaffen over de grootte van de schommelingen kleiner dan 2 uur.

Op de lange tijdsschalen van weken (*wind droughts*) tot jaren (seizoensopslag) lijken de enige haalbare opties interconnectie en back-up centrales. Voor energieopslag zijn de energie-gerelateerde kapitaalkosten (de capaciteit van de opslag in termen van MWh) simpelweg te hoog, omdat de benodigde volumes te groot zijn. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat de energieopslag-technologieën met de grootste energiecapaciteit, *pumped hydro storage* en *compressed air energy storage*, wel degelijk een bijdrage kunnen leveren aan het leveren van vermogen over tijdsschalen van maanden, maar de totale capaciteit zal verre van toereikend zijn om geen overige middelen nodig te hebben.

De potentie van energieopslag lijkt zich dus vooral op de diensten van tijdsschalen van enkele uren tot enkele dagen te concentreren. Binnen deze set aan diensten zijn met name de toepassingen waar een locatie-aspect belangrijk is interessant voor opslag, omdat hier een wezenlijk voordeel tov van back-up centrales en interconnectie bestaat. Het leveren van verschillende diensten in combinatie, bijv. voor congestie-management en balanshandhaving kan verder bijdragen aan de economische aantrekkelijkheid hiervan.

Hieruit concluderen we dat de meest aantrekkelijke toepassingen voor energieopslag zijn:

- Handel c.q. arbitrage op de wholesale markt
- Handel c.q. arbitrage op de balanceringsmarkt, regel- en reservevermogen

Middels een uitgebreide marktconsultatie en de analyse van de internationale marktontwikkelingen, is de volgende toepassing naar voren gekomen:

- Energiemanagement achter de meter

Deze drie toepassingen worden verder onderzocht, middels een scenario analyse en een economische analyse.

4.4 Scenario analyse

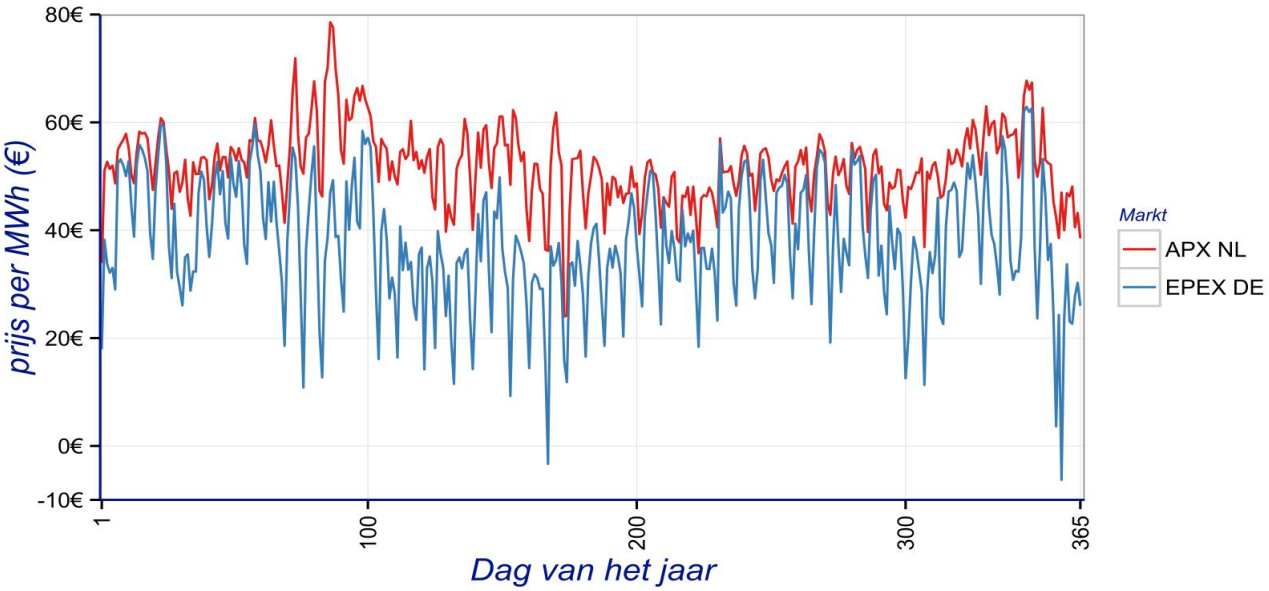
Voor de geselecteerde scenario's wordt een inschatting gemaakt van de totale vraag naar flexibiliteit door per scenario de behoefte aan flexibiliteit te kwantificeren wat betreft orde-grootte (in Euro's per MW en MWh. Dit zal als input dienen voor de economische analyse van de verschillende energieopslag technologieën. De scenario analyse wordt gedaan voor de belangrijkste diensten voor energieopslag, zoals geïdentificeerd in het voorafgaande onderdeel, namelijk de wholesale markt, de balanceringsmarkt en achter de meter.

De kwantitatieve scenario-analyse die hier beschreven wordt is vooral gericht op de uurlijkse prijzen in de "Day ahead" (hierna te noemen spotmarkt) markt omdat hiervoor uit de scenario's uurlijke prijsreeksen beschikbaar zijn, die ook vertaald kunnen worden naar de langere-termijn variaties. De intra-day en onbalansmarkt in 2030 worden behandeld volgens extrapolatie van de huidige verhoudingen tussen day-ahead markt enerzijds en intra-day en onbalansmarkt anderzijds. De scenario analyse is gebaseerd op onder andere data van DNV GL.

De beschreven prijsvariaties over de tijd vormen een indicatie van de opbrengst van opslag, aangezien met opslag de tijd overbrugt kan worden waardoor van de prijsverschillen kan worden geprofiteerd. Dit is slechts een zeer ruwe indicatie, vooralsnog geabstraheerd van allerlei praktische aspecten zoals de eventuele meerkosten uit hoofde van een verzwaarde netaansluiting of hogere netkosten door vermogensvraag van de batterij, dan wel een besparing daarin; deze hangen nl. sterk af van de praktische toepassing en locatie, opstelling bij productie, afnemers of anderszins, en de ruimte in een reeds bestaande aansluiting.

4.4.1 Spotmarkt

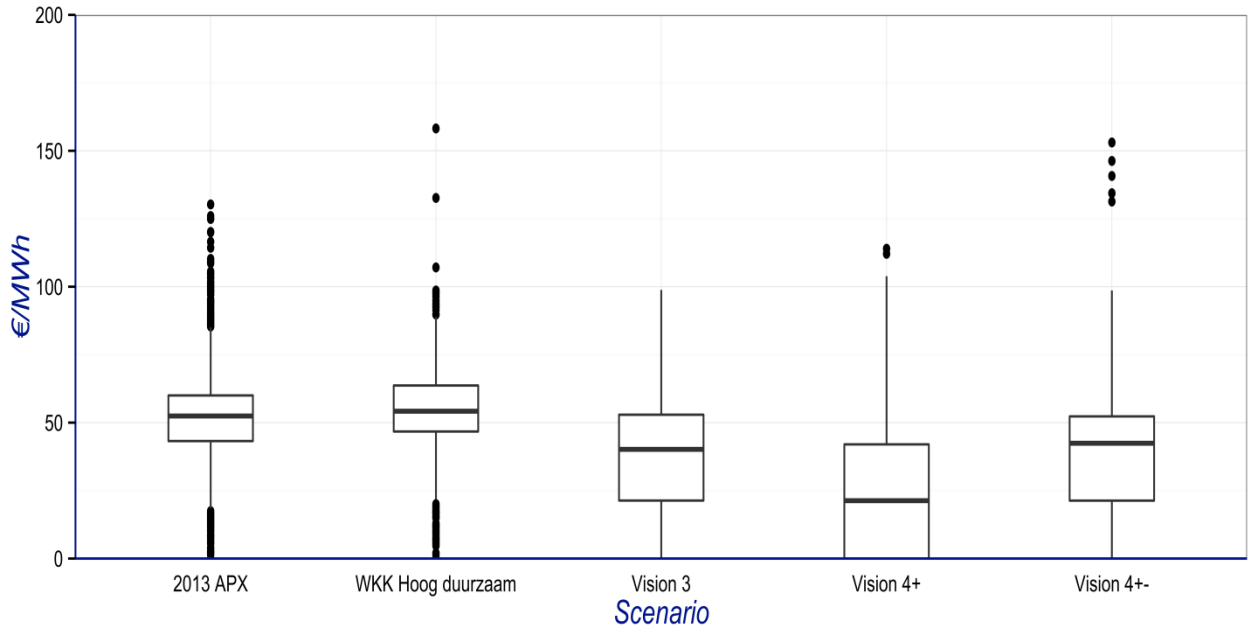
Voor een eerste beeld van de spotmarkt zie hieronder de gemiddelde dagprijzen op de spotmarkt van Nederland(APX) en Duitsland(EPEX) in 2013:



Figuur 4.7 Daggemiddelde prijzen NL(APX) en DE (EPEX) in 2013, Bron: CWE Market Coupling data2013

De trend is dat de Nederlandse volatiliteit richting het huidige Duitse niveau zal gaan. Dit komt doordat het aandeel duurzaam opgewekte energie steeds groter wordt in Nederland (zie doelstellingen Energieakkoord) en het aandeel in Duitsland ook blijft groeien. Naast deze groei van het aandeel duurzaam speelt ook een sterkere koppeling van de Nederlandse en Duitse markt een belangrijke rol. Het grote aandeel duurzaam in Duitsland krijgt daardoor een steeds grotere invloed ook op de prijs in Nederland.

De prijsreeksen gerelateerd aan de verschillende scenario's in 2030, zoals reeds getoond in figuur 4.2, laten zien dat de volatiliteit op de spotmarkt voor de meeste scenario's inderdaad toeneemt vergeleken met de markt in 2013. Deze volatiliteit is grafisch weergegeven in figuur 4.3. Alleen bij Het WKK scenario is dit niet het geval In dit scenario zit geen must-run WKK waardoor WKK volledig variabel is. Dit beperkt de prijsuitslagen naar beneden.



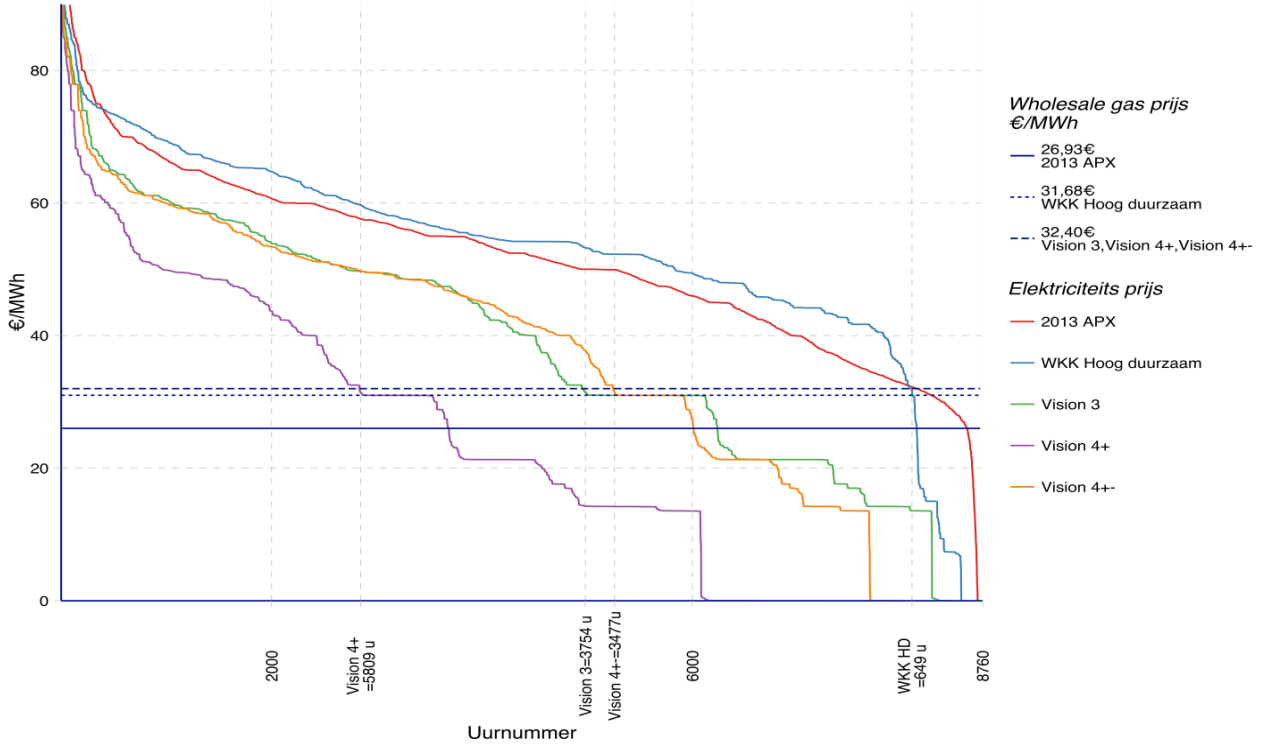
Figuur 4.8 Prijs-spreiding voor verschillende scenario's 2030 en het basisjaar 2013

Uit het oogpunt van opslag is interessant, hoe deze volatiliteit gestructureerd is. In tabel 4.6 is het aantal inter-uurlijkse prijssprongen per categorie weergeven. Zichtbaar wordt dat, vergeleken met de situatie thans, het aantal prijssprongen tussen de 50-100 euro weinig veranderd. Wel wordt een toename zichtbaar in de frequentie van prijssprongen tussen de 20-30 euro. De inter-uurlijkse prijsverschillen worden dus niet zozeer groter, maar ze komen vaker voor.

Tabel 4.6 Weergaven van het aantal inter-uurlijkse prijssprongen voor verschillende prijs categorieën

	Aantal inter-uurlijkse prijssprongen				
Scenario	**€20 - €30**	**€30 - €40**	**€40 - €50**	**€50 - €100**	**> €100**
2013 - APX	127	37	7	6	
2030 – WKK hoog duurzaam	102	28	4	6	6
2030 - Vision 4+	234	60	19	8	
2030 - Vision 3	247	40	7	1	
2030 - Vision 4+-	219	47	10	11	1

Volgens de verwachting laten de meeste scenario's met meer duurzame energie opwekking, lagere gemiddelde prijzen zien en een groter aantal uren met prijs nul. In Vision 4+ komen deze uren het vaakst voor (rond de 2600 uur).



Figuur4.9 Prijsduurkromme; zicht zijn het aantal uren op de x-as dat een prijs onder/boven een bepaalde waarde is op y-as over het jaar. De horizontale lijnen geven de gas prijzen voor de verschillende scenario's weer zoals te zien in de legenda. Op de X-as is aangegeven per scenario, hoeveel uren de elektriciteitsprijs onder de gasprijs is

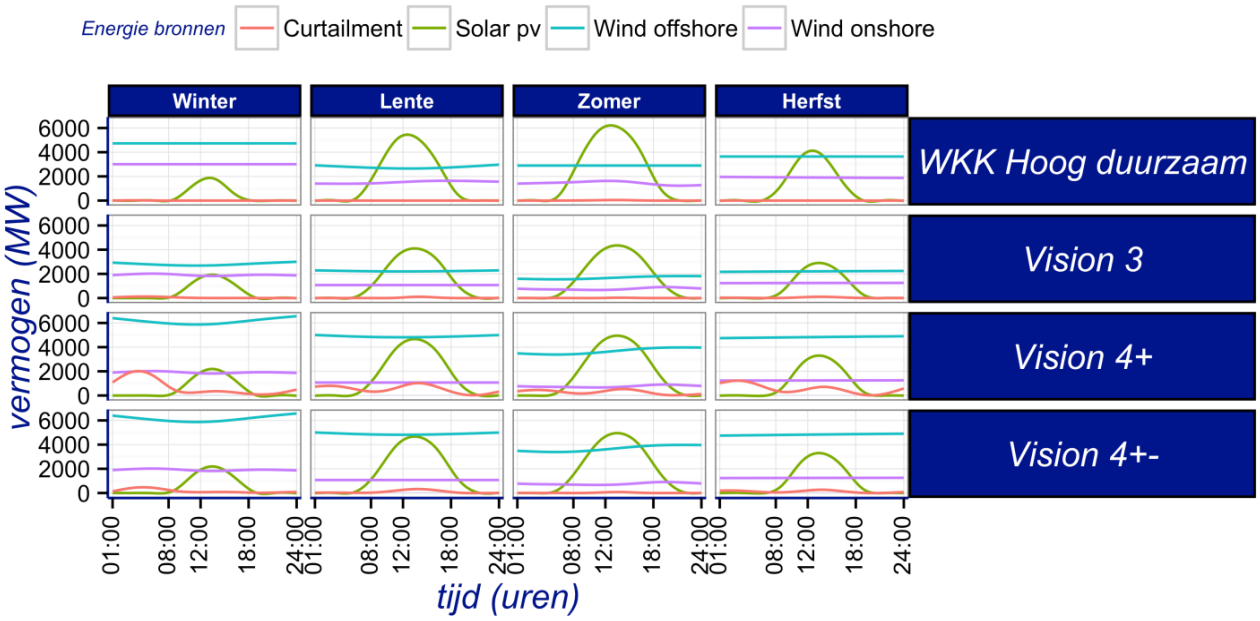
Interferentie tussen opslag en demand response

Het frequent optreden van uren met een lage marktprijs is natuurlijk een uitnodiging voor opslag: op deze uren kan opslag worden gevuld, en weer afgegeven op de duurdere uren. Er is echter wel een interferentie met demand response, omdat dit ook kan interveniëren in de markt. Eén van de meest voor de hand liggende opties is "power to heat", waarbij elektriciteitsoverschotten omgezet kunnen worden in warmte. Dit kan met relatief lage investeringen in tal van sectoren en geeft de betreffende verbruikers veel extra flexibiliteit tegen lage prijs. Het prijsinterventieniveau hiervan ligt ongeveer op het niveau van de gasprijs.

Optreden van duurzame overschotten

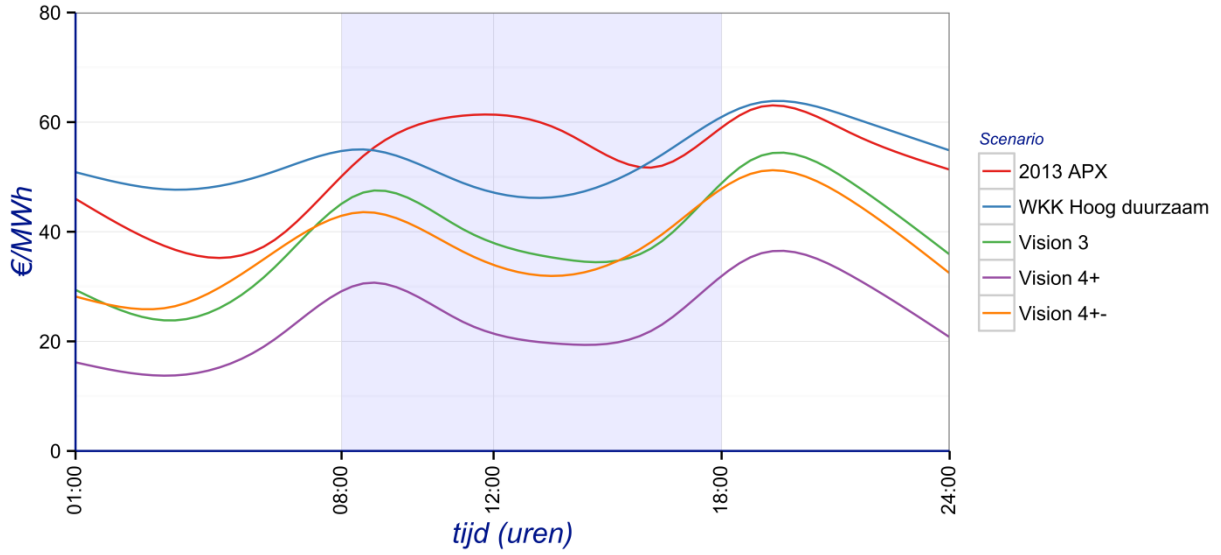
Het aantal uur per jaar dat de prijzen naar nul gaan is in elk scenario meer dan het basisjaar 2013. Belangrijk uitgangspunt is dat de duurzame productie wordt afgekapt bij een prijs van nul waardoor de prijs niet verder zal dalen. Conform ENTSO-E wordt er vanuit gegaan dat duurzaam niet zal invoeden als de prijs negatief zal worden, omdat dit economisch gezien niet rationeel is. Er ontstaat dan dus duurzaam potentieel op economische gronden niet kan worden benut. Zoals uiteengezet en bevestigd op de coördinatiesessie van 8 januari tussen de verschillende percelen onder het programma Systeemintegratie, veronderstelt dit dat er op de langere termijn geen of andere feed-in tarieven voor duurzame energie, waardoor produceren bij negatieve prijs niet wordt gestimuleerd.

Dit onbenut potentieel loopt in Vision 4+ op tot 4,4TWh, maar kleiner zowel in uren als in omvang (minder dan 1 TWh) in de andere 3 scenario's. Wanneer we echter de doorkijk maken naar 2050, met een steeds toenemende hoeveelheid duurzame energie, mag worden verwacht dat het effect zoals te zien in scenario 4+ ook in de andere scenario's op kan treden, alleen later in de tijd. Dit betekent dat we in de toekomst rekening moeten houden met een substantiële hoeveelheid duurzame stroom die technisch wel, maar niet tegen positieve prijzen geproduceerd kan worden. Dat geeft een potentieel voor zowel opslag en demand response. Door demand response (zie het voorbeeld van "power to heat"of andere opties) kan de vraag op die momenten laten toenemen, waardoor alsnog positieve prijzen ontstaan. Door opslag kan de duurzame productie op die momenten worden opgevangen en weer afgegeven (in de tijd verplaatst) op uren met een beter prijsniveau. In beide gevallen kan daardoor meer duurzame energie economisch benut worden. Opslag en demand response concurreren dus met elkaar wat betreft het afvangen van overschotten c.q. goedkope stroom.



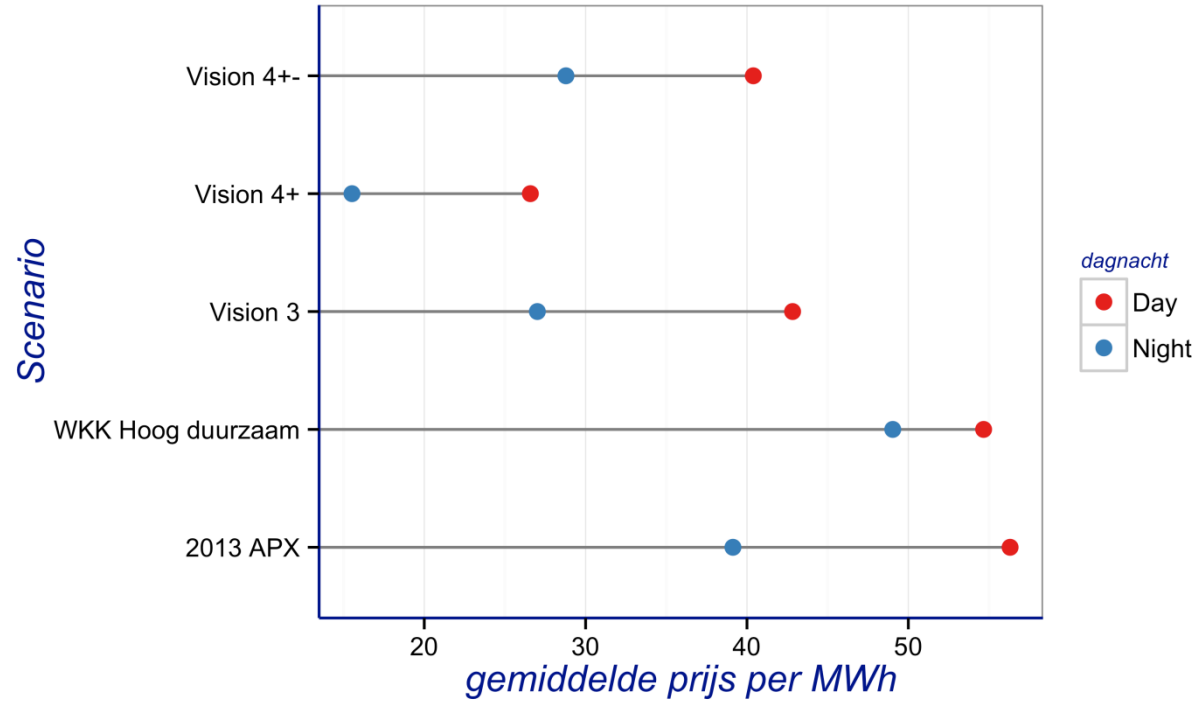
Figuur 4.10 Gemiddeld vermogen duurzame energieopwekking en curtailment over de dag, in 2030, voor verschillende seizoenen. Op de y-as is het vermogen in MW zichtbaar dat gemiddeld op een bepaald tijdstip [x-as] op de dag aanwezig is, op de x-as is een dag van 24:00u weergegeven.

Het effect van curtailment is beter in beeld gebracht door voor elk seizoen de verschillende hoeveelheden duurzaam opgewekte energie per scenario zichtbaar te maken. De variatie met betrekking tot zonne- en wind- energie per seizoen is voor alle scenario's eenduidig. Duidelijk is wel dat curtailment, inname van energieproductie, voornamelijk gepaard gaat met hoge hoeveelheden offshore wind energie. Curtailment lijkt het meest prominent op winter dagen tussen 01:00 en 08:00, dit effect verschuift naarmate er meer PV vermogen is naar tussen 12:00 en 18:00 in de lente en zomer. Zoals in figuur 4.6 en 4.12 zichtbaar leidt dit, in vergelijking met thans, tot lagere prijzen in de middag en hogere prijzen in de ochtend daarvoor en de avond daarna. Dit biedt mogelijk potentie voor opslag binnen een laad- en ontlaad- tijdsbestek van circa 6 uur, zij het met relatief kleine prijsverschillen.



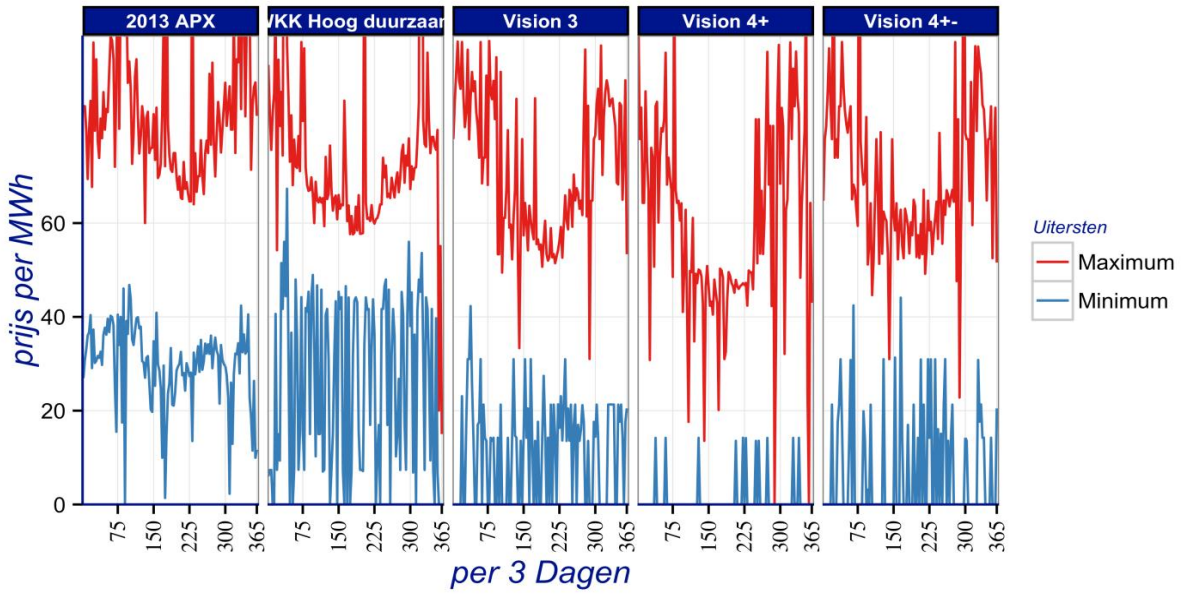
Figuur 4.11 Gemiddelde prijzen over de dag voor 2013 en 2030; y-as wholesale elektriciteitsprijs in €/MWh, x-as tijd in uren over de dag [24:00u].

De uurgemiddelden over de dag laten in alle scenario's dezelfde curve zien. De gemiddelde prijzen verschillen in hoogte maar het patroon blijft hetzelfde. Dit betekent dat het dag plateau wat we nu nog kennen en zichtbaar is in 2013, in de toekomst waarschijnlijk zal verdwijnen. Daarnaast laten de verschillende scenario's consequent zien, dat de ochtendpiek eerder op de dag voorkomt. Het prijsverschil ligt circa tussen de 10 en 20 euro over een periode van 6 uur.

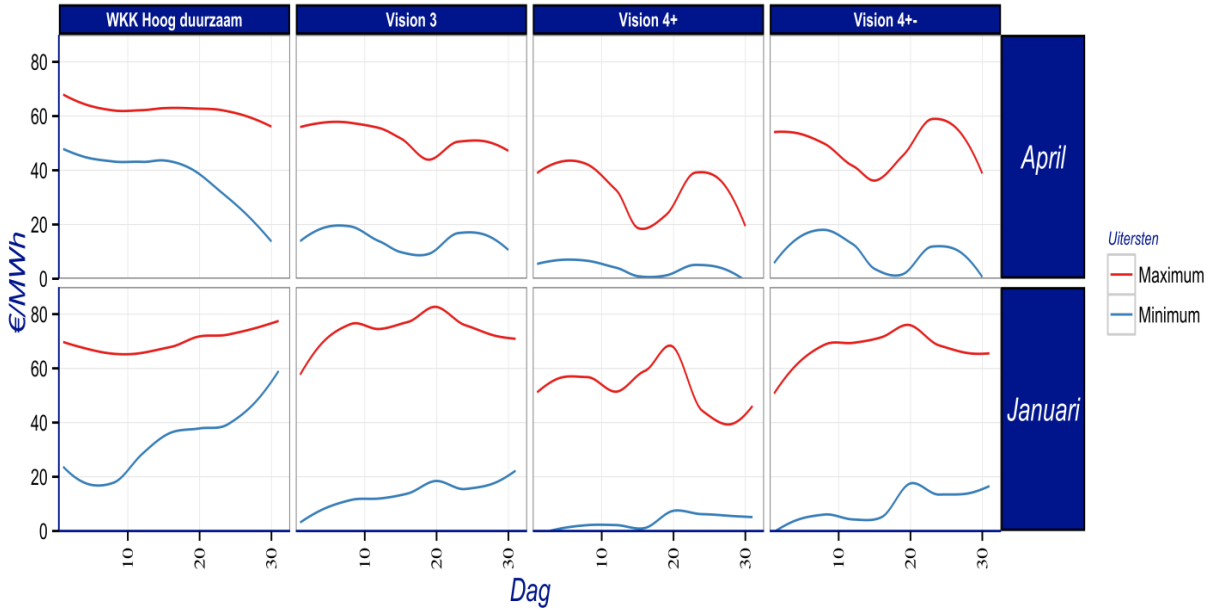


Figuur 4.12 Gemiddelde prijzen voor 2013 en 2030 weergeven met stippen, voor overdag rood en 's nachts blauw

De dag nacht verhouding is voor alle scenario's vrijwel gelijk, behalve voor WKK Hoog duurzaam. Hier ligt het nacht gemiddelde dichter bij het dag gemiddelde. Dit wordt ondersteund door de gemiddelde prijzen over de dag in figuur 4.11 en 4.5, deze laten een verminderde volatiliteit over de dag zien. In het geval van een dergelijk scenario zal er minder potentie liggen voor korte laad cycli over de dag en zal deze eventueel gezocht moeten worden in langere periodes zoals 3 daagse cycli.



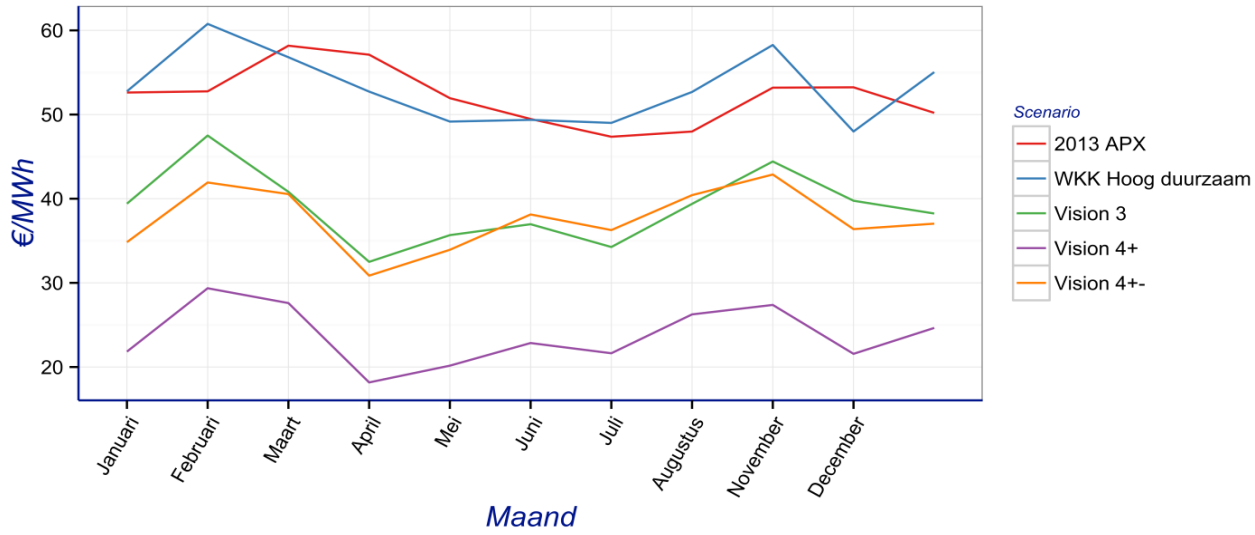
Figuur 4.13 Prijs-extremen per 3 dagen over het gehele jaar 2030. De rode lijn laat de maximum prijs zien en de blauwe lijn de minimum prijs



Figuur 4.14 Gemiddelde prijzen per dag van de maand voor 2030, boven april en onder januari. De rode lijn laat de maximum prijs van die dag zien en de blauwe lijn de minimum prijs

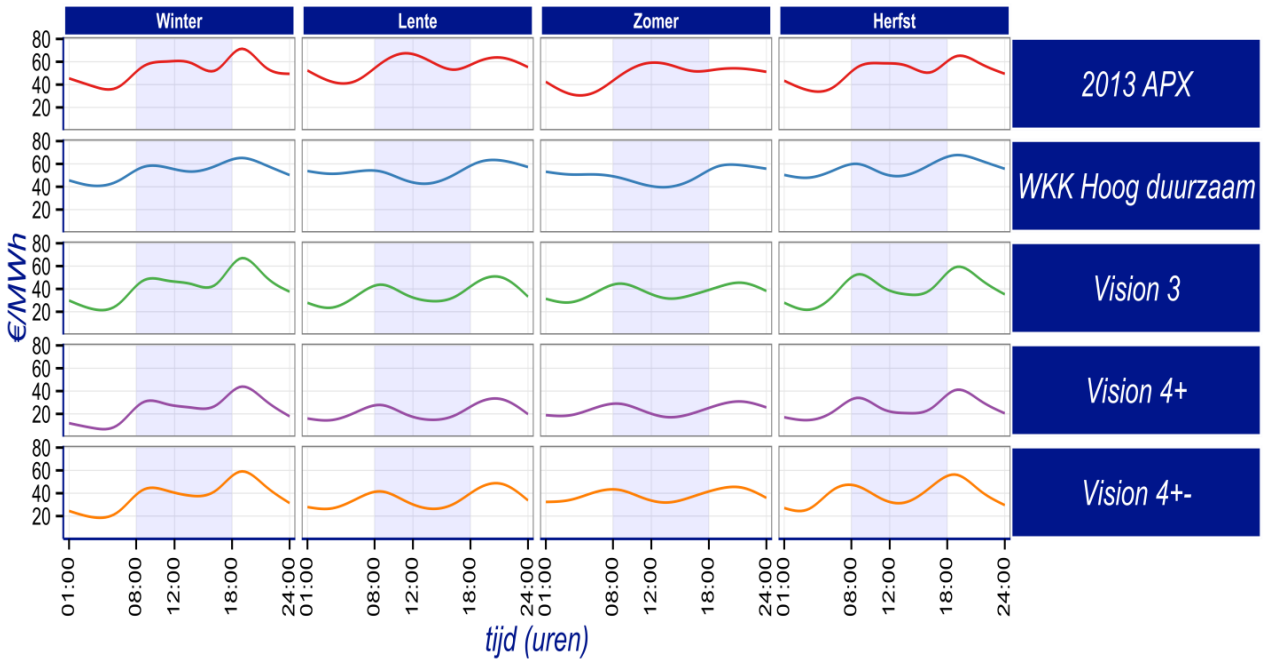
Als we inzoomen op de maand januari (de maand met de meeste volatiliteit) dan zien we dat de prijsverschillen over de dag heen behoorlijk variëren. In Vision 3 zijn de prijsverschillen het grootst. Hier loopt het verschil vaak op tot 80 EUR/MWh. In Vision 4+ en 4+- echter komt het erg vaak voor dat de minimumprijzen nul zijn en dat het verschil tussen de minimum en maximum prijs daardoor kleiner wordt. Deze situatie heeft een negatieve invloed op de spreiding: door de overschotsituatie worden alle prijzen omlaag getrokken, met nul als ondergrens vanwege de redenen als voornoemd (met daarnaast nog de mogelijke interferentie van demand response). In april (de minst volatiele maand van het jaar) is de spreiding een stuk kleiner. Het verschil tussen maximum en minimumprijzen loopt nog sporadisch op tot 60 euro per MWh. Daarnaast komen in april relatief minder nulprijzen voor dan in januari.

Over het hele jaar 2030 is er ook een verschuiving van gemiddelde prijzen over de maanden. Vergeleken met het basisjaar 2013 is in 2030 het prijs verschil tussen februari en april het grootst (10-15 EUR/MWh), waar dit verschil in 2013 tussen maar en juli aanwezig is (10 EUR/MWh).



Figuur 4.15 Gemiddelde prijzen per maand voor 2013 en 2030, de legenda rechts geeft de kleurlijn per scenario aan

In de winter zijn de prijzen logischerwijs hoger dan in de zomer. Daarnaast is de avondpiek ook een stuk hoger dan in de zomer. Wat betreft de volatiliteit kan er worden geconcludeerd dat deze in de herfst en winter toeneemt en in de zomer afneemt. Vergeleken met 2013 zijn de prijzen in 2030 in de lente minder volatiel.



Figuur 4.16 Gemiddelde prijzen over de dag per seizoen voor 2013 en 2030, van links naar recht respectievelijk winter, lente, zomer, herfst

Conclusie spotmarkt

De volatiliteit in 2030 is in de meeste scenario's groter dan nu. Bovendien is zoals verwacht de volatiliteit groter in scenario's met meer duurzame energie (figuur 4.5 - 4.12 en tabel 4.1). In scenario's met veel duurzame energie zijn er veel lage prijzen inclusief nulprijzen. Dit komt voornamelijk naar voren in Vision 4+ (figuur 4.3). Het aantal prijspieken en de hoogte daarvan is vrijwel vergelijkbaar in 2030 met 2013 (tabel 4.2). Over het algemeen zijn er in de scenario's voor 2030: of lage prijsuitschieters, of gemiddeld hogere prijzen, maar geen scenario's met beide. De verdeling over de gemiddelde dag laat zien dat de scenario's vroegere ochtendpieken hebben, bovendien is er geen 'dagplateau' meer zichtbaar ten opzichte van 2013 (figuur 4.12.– 4.6), dit is zichtbaar bij alle seizoenen. De meest frequente prijsstappen gaan tot 20 EUR/MWh. Deze wordt over het algeheel binnen een tijdsbestek van 06:00u bereikt, voor grotere prijsstappen is de frequentie laag. Dit suggereert potentie voor korte laad- en ontlaad- cycli, nacht-ochtend-middag-avond, binnen een tijdsbestek van 12:00 (figuur 4.12. – 4.6). Seizoen verschillen zitten rond de 10 EUR/MWh en biedt derhalve weinig potentie (figuur 4.11). Scenario Vision 4+ en in mindere mate 4+- laten nulprijzen zien, deze leiden tot curtailment. Hier liggen mogelijkheden voor opslag door benutting van extra benutbare duurzame productie (uit hetzelfde opgesteld vermogen).

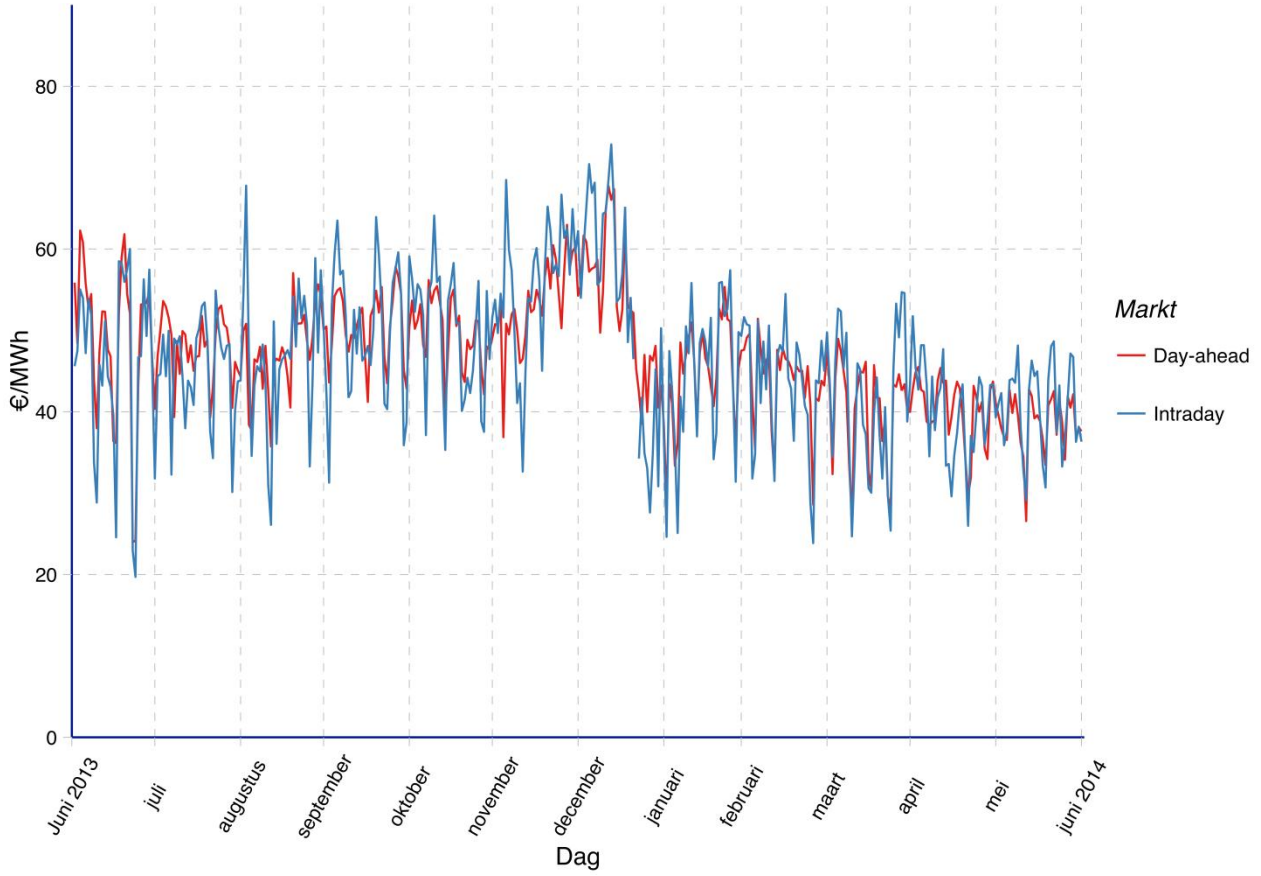
In een aantal recente rapporten zijn ook de verwachte baten van opslag door arbitrage op de wholesale markt in een Europese context, i.e. in het hele verbonden Europese elektriciteitssysteem beschouwd. In een studie uitgevoerd in opdracht van de Europse Comissie[20] waarin verschillende scenarios van een zeer hoge penetratie duurzame energie werden doorgerekend kwam naar voren dat in 2030 de baten voor pumped hydro storage tussen ca 50.000-125.000 EUR/MW-jaar liggen, en daarmee op ca. 20-50%

[20] DNV GL, NERA, Imperial College. Integration of Renewable Energy in Europe. 2014

van de jaarlijkse kosten hiervan. Dit komt goed overeen met de verhouding van kosten en baten die bijvoorbeeld voor CAES in figuur 4.20 worden gevonden.
Ook in[21] werd de waarde van opslag vanuit een wholesale oogpunt in het Europese systeem berekend, zij het met een gesimplificeerd netwerkmodel en een ander scenario (het ENTSO-E V3 scenario). Voor 2030 werden baten van ca. 10.000-20.000 EUR/MW-jaar gevonden, die echter wel toenamen tot hogere waarden (tot ca. 100.000 EUR/MW-jaar) als de penetratie duurzaam nog verdubbelt t.o.v. het ENTSO-E V3 scenario. Een verdere interessante bevinding in [2] is dat bij een nog verdere toename van het percentage duurzame energie, de waarde van opslag weer afneemt. Dit wordt veroorzaakt door het feit dat er dan zoveel duurzame energie is, dat de elektriciteitsprijs het grootste deel van het jaar nul is, waardoor er steeds minder momenten zijn dat een opslag tegen hogere prijzen kan leveren.

4.4.2 Intra-day

De intra-day markt is onderlinge handel tussen energiemarkt partijen binnen een tijdsbestek van maximaal 36 uur. Deze markt is volatieler dan de spotmarkt, zie onderstaande plot beide in 2013/2014. De prijsuitschieters zijn hoger dan op de spotmarkt en daarnaast ook frequent.



Figuur 4.17 Gemiddelde day-head en intra-day prijzen van juni 2013 tot juni 2014

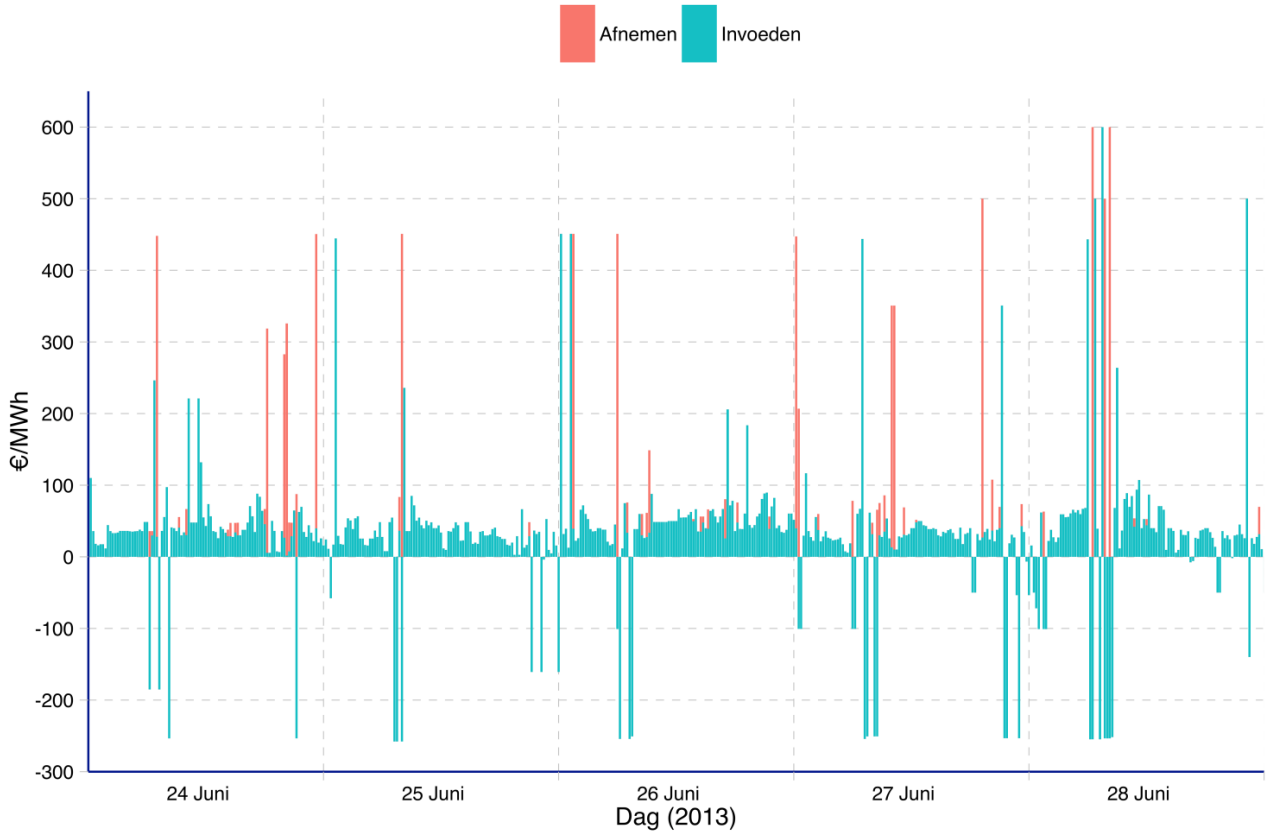
Er is op basis van scenario's geen gedetailleerde simulatie van intra-day. Extrapolatie naar 2030 kan op basis van een vuistregel. Deze regel houdt in dat de intra-day fluctuaties kunnen worden berekend door

[21] R. Van Staveren. The Role of Electrical Energy Storage in A Future Sustainable Electricity Grid. MSc Thesis TU Delft, 2014.

de spotmarkt-fluctuaties met 25% op te hogen. Dit betekent dat de intra-day markt interessant kan zijn voor opslag. Een voordeel is dat er waarschijnlijk meer kan worden verdiend maar een nadeel is dat dit minder goed is in te plannen. De kortere respondstijd van intra-day is voor opslag een iets gunstigere optie in vergelijking met de spotmarkt.

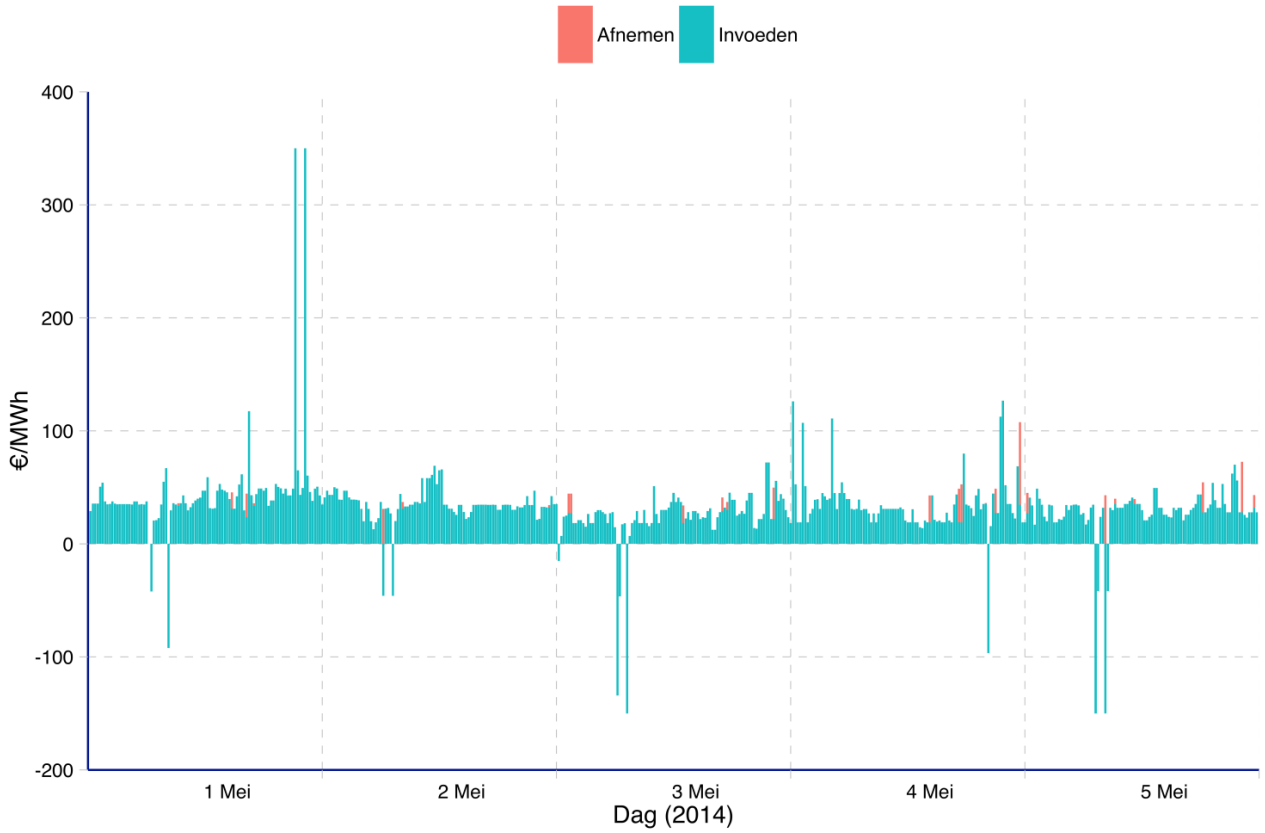
4.4.3 Balancering

De onbalansmarkt is een mechanisme om een teveel of tekort aan stroom op het elektriciteitsnet op of af te schakelen. Wanneer de onbalansprijs laag is door een teveel aan elektriciteit op het net, kan elektriciteit tegen zeer aantrekkelijke prijzen worden ingekocht, of andersom. Dit gebeurt ieder kwartier en kan worden bepaald tot op de dag zelf. Er is op basis van scenario's geen gedetailleerde simulatie van balanceringsmarkt in 2030. De ervaring tot nu toe is, dat balancering ten op zichtte van de intra-day markt grotere prijsuitschieters heeft, maar wel minder vaak optreden. In de onderstaande plot over enkele dagen in juni 2013 is dit patroon duidelijk waar te nemen.



Figuur 4.18 Onbalansprijzen voor 5 dagen van 24 juni 2013 tot 28 juni 2013, prijzen zijn per kwartier. Afnemen zijn vergoedingen voor het afnemen van energie op de onbalans markt en invoeden voor het energie invoeden op de markt.

De prijsuitschieters zijn op sommige momenten veel hoger dan bij intra-day en kunnen oplopen tot 600 EUR/MWh. Dat de frequentie lager is wordt ondersteund door een de grafiek hieronder. In de onderstaande periode van vijf dagen komt er maar twee keer een wat hogere piek voor van 350 EUR/MWh. Op de meeste andere momenten schommelt de prijs tussen de 20 en 50 EUR/MWh.



Figuur 4.19 Onbalansprijzen over het kwartier van 1 mei 2014 tot 5 mei 2014

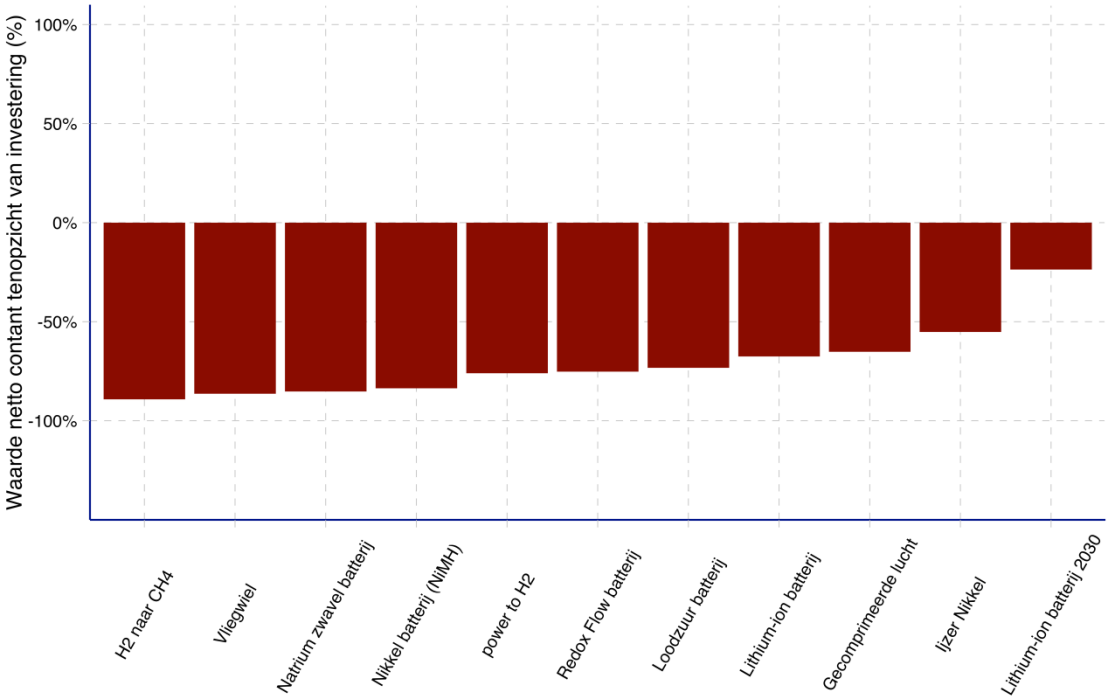
De hoge prijsniveaus van onbalans kunnen interessant voor snel reagerende opslag zoals vliegwielen en batterijen. Tennet, degene die verantwoordelijk is voor de balancering van het hoogspanningsnet, verwacht voor de onbalansmarkt in 2030 geen specifieke issues: de markt zal veel uit zichzelf oppakken en er lijken veel partijen met flexibele volumes van voldoende omvang om te reageren op de volumes van de onbalansmarkt die toch relatief gering blijven. Hoewel de hoeveelheid duurzame stroom zal toenemen en daarmee de weersafhankelijkheid, wordt de voorspelbaarheid daarvan allengs beter. Daarnaast gaat op termijn de volatiliteit van en de waarde in de onbalansmarkt omlaag gezien de investeringen in het elektriciteitsnet in Europa en betere samenwerking tussen TSO's: hierdoor worden weerseffecten platgeslagen.

4.5 Economische analyse van de technologieën

In dit hoofdstuk wordt gekeken naar business cases voor tien opslagtechnieken die vandaag de dag beschikbaar zijn. In de volgende figuren wordt weergegeven: de netto contante waarde per opslagtechniek ten opzichte van de totale investering, over de technische levensduur. Voor alle opslagtechnieken is gerekend met de huidige kosten zoals in 2015 het geval is, de verwachting is dat deze kosten richting 2030 minder zullen worden. Voor de lithium-ion batterij zijn voorspelde kosten voor 2030[22] meegenomen in de berekeningen.

[22] Performance of batteries for electric vehicles on short and longer term, Sarah J. Gerssen-Gondelach, 2012

Wholesale markt



Figuur 4.20 Zichtbaar is het percentage netto contant, door middel van speculatie op de Wholesale markt in het Vision 4+ scenario, ten opzichte van de investering, geordend van meest negatief(links) naar meest positief(rechts). Bij waarde nul worden investering en overige kosten terugverdiend binnen de technische levensduur. Investeringskosten en technologie eigenschappen zijn gebaseerd op de meest positieve aannames[23] bij de huidige stand van de technologieën. Groen staat voor berekeningen waarbij gebruik is gemaakt van investeringskosten van toepassing op de huidige situatie, rood voor voorspellingen voor 2030.

Uit de bovenstaande analyse, figuur 4.20 is te zien dat er met de huidige stand van opslagtechnieken en bij het huidige marktmodel geen business case is op alleen de Wholesale (spot) markt in 2030. Het meest negatief is opslag van elektriciteit in waterstof en vervolgens in methaan, voornamelijk wegens een slechte roundtrip efficiency in combinatie met relatief hoge investeringskosten. Voor het verkrijgen van methaan is eerst de stap naar waterstof vereist, daarmee zijn de totale investeringskosten inclusief de tweede stap naar methaan nog hoger. De drie beste opslagtechnieken zijn: gecomprimeerde lucht (CAES), IJzer Nikkel en de Lithium-ion batterij. Dit is bij IJzer Nikkel en CAES voornamelijk vanwege de (zeer) lange levensduur.

Voor de economische analyses op de Wholesale markt is scenario Vision 4+ gebruikt met een gasprijs in 2030 van 32,40 €/MW en een CO2 prijs van 24,80 €/Ton. Ook is er uit gegaan van de meest positieve kwalificaties van de opslagtechnieken zoals weergeven in bijlage B. Voor de analyse geldt dat de jaarlijkse operationele kosten 1% van de investeringskosten zijn, wat een gesimplificeerde weergave van de werkelijkheid is (waar in de realiteit dit afhankelijk is van de technologie en de toepassing). De discontovoet voor de analyse is 7,2%[24].

[23] Zie bijlage B

[24] Discontovoet, Geraadpleegd op 9 januari 2015, van http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/981/original/2013_Offer_Review_Trigger_Prices_Study_Newell_Hagerty_Liao_ISONE_Oct_2013.pdf?1391611215

Primaire reserve

Tabel 4.7, Zichtbaar zijn de Annualized life-cycle costs uitgezet tegen de mogelijke baten op de primaire reserve markt. In de Annualized life-cycle costs worden kosten zoals: investeringskosten, beheers- en onderhoudskosten en 'sloopkosten' meegenomen. Hier is niet rekening gehouden met rentepercentages.

Kost/Baten	Li-ion	Lood-zuur	Vliegwiel
Annualized life-cycle costs[25]. €/MW/Jaar	340.000 – 510.000	200.000 – 310.000	110.000 - 300.000
Baten, primaire reserve markt. €/MW/Jaar	208.000	208.000	208.000
Netto. €/MW/Jaar	-302.000 - -132.000	-102.000 – 8.000	-92.000 – 98.000

Zoals zichtbaar in Tabel 4.7, is wat betreft de primaire reserve markt de enige opslagtechniek die eventueel een business case zou kunnen hebben het vliegwiel. Dit onder andere omdat op deze markt wekelijkse vergoedingen worden gegeven voor beschikbaar gesteld vermogen, dit vermogen moet echter zeer snel ingezet kunnen worden, waar een vliegwiel zeer geschikt voor is. Op de primaire reserve markt wordt gemiddeld gezien een vergoeding van ongeveer € 4000,-/ MW / week gegeven. Voor een jaar is dit dus € 208.000,- / MW, de levenscyclus kosten voor een vliegwiel liggen tussen de € 110.000,- en € 300.000,-/ MW / jaar[26]. Dit biedt in het meest positieve geval dus een netto winst van € 98.000,- per jaar.

Balancering

In het bovenstaande is ingegaan op de wholesale spot market (day-ahead met uurlijkse prijzen). In paragraaf 3.3 is ook gesproken over intra-day en balancering. De intra-day markt heef thans prijzen in de buurt van de spotmarkt, met een volatiliteit dat circa 25% hoger ligt, maar met een veel kleiner volume en een geringere voorspelbaarheid; planbaarheid. Deze business-case wijkt weinig af van de business-case op de spotmarkt.

De volatiliteit op de balanceringsmarkt is wel veel groter: gemiddeld komt daar op het eerste gezicht een kwartierprijs van ca. € 300,- à € 400,-/MWh een tot twee keer per dag voor. Dat is echter slechts voor een levering van 15 minuten en is zeer onvoorspelbaar, zodat ook veel verliezen op kunnen treden tussen de pieken door. Grondiger analyse hiervan is nodig om te zien of deze markt voldoende oplevert, hetzij geïsoleerd hetzij in combinatie met een rol op andere markten.

[25] Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, Zakeri et al, 2015
[26] Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, Zakeri et al, 2015

Achter de meter

De economische analyse voor de dienst 'energiemanagement achter de meter' is in versimpelde vorm weergegeven, waarin de vermeden kosten als gevolg van een batterij binnen een huishouden tegenover de investeringskosten worden gezet, om een indicatie te geven of een interessante business case ontstaat in een geval van een situatie zonder saldering. Op dit moment is er geen business case, aangezien de inkomsten voor teruglevering gelijk zijn als de kosten voor inkoop. Binnen dit onderzoek wordt overigens niet aanbevolen om de salderingsregeling af te schaffen, maar om de regeling zodanig aan te passen dat systeemdiensten optimaal kunnen worden ingezet door verschillende opties / technologieën welke de benodigde flexibiliteit van het energiesysteem bevorderen.

In het model voor de berekening zijn de volgende aannames gedaan:

- Voor de situatie zonder saldering wordt als inkoopprijs 23 cent/kWh en een verkoopprijs van 7 cent/kWh gebruikt, dit komt overeen met de huidige prijzen.
- Een tijdsreeks voor zoninstraling in De Bilt voor het jaar 2012 is gebruikt[27]. Deze is geschaald naar een tijdsreeks van PV productie met een jaarlijkse opbrengst van 2400kWh, en voor enkele dagen gevalideerd aan meetwaarden van een PV systeem nabij De Bilt[28].
- Een standaardprofiel voor het gebruik van elektriciteit in een huishouden is gebruikt[29]

De aanpak die is gebruikt berust op een optimalisatie-strategie waarbij de totale kosten van de gekochte elektriciteit minus de opbrengsten van de teruggeleverde elektriciteit worden geminimaliseerd. De optimale strategie die hier uit voortkomt vertoont de volgende kenmerken:

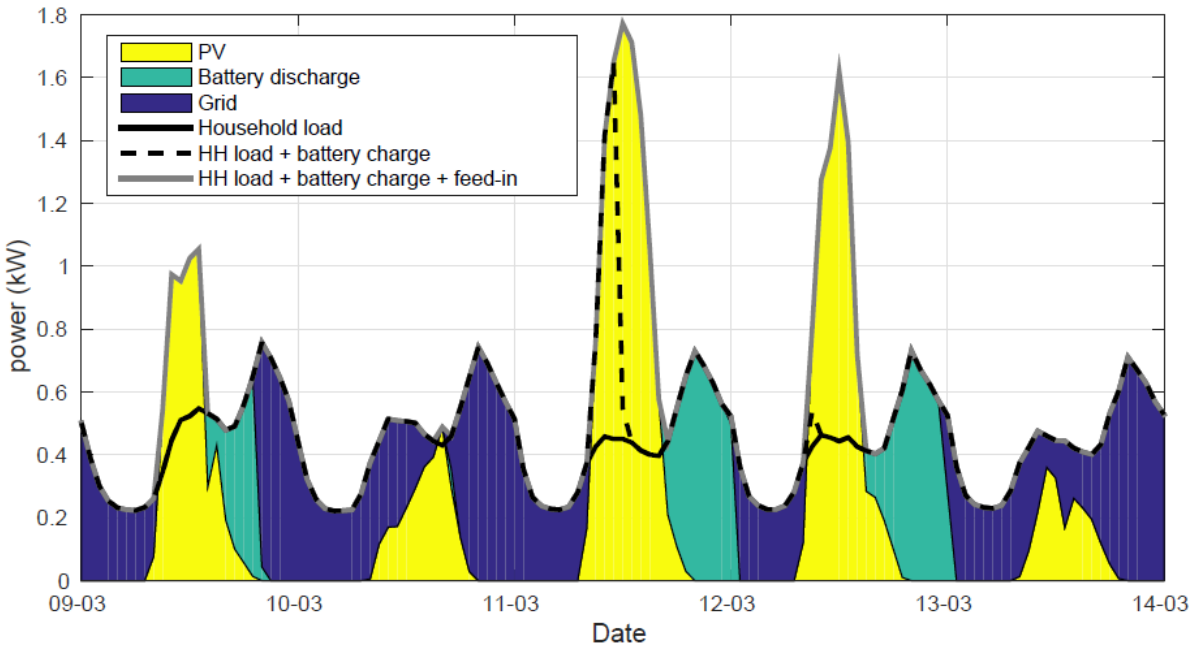
- Indien zonnestroom wordt opgewekt wordt deze stroom door het betreffende huishouden gebruikt, mits er op dat moment een vraag naar elektriciteit is;
- Wanneer er geen vraag is, wordt de batterij geladen, mits de batterij nog niet vol is;
- Wanneer de batterij vol is, wordt de zonnestroom tegen het terugleveringstarief aan het net geleverd;
- Wanneer er geen zonnestroom wordt opgewekt, maar er wel vraag is van het huishouden, wordt de stroom uit de batterij gehaald tot de batterij leeg is. Wanneer deze leeg is, wordt de stroom tegen inkooptarief van het net gehaald.

Er zijn berekeningen gedaan voor de situatie zonder batterij, en een batterij met meerdere volumes, namelijk 1kWh, 2kWh, 5kWh, 10kWh en 100kWh.
Het betreft een versimpelde weergave van de werkelijkheid, waarin verliezen in de omvormer en verliezen in de batterij zelf niet zijn meegenomen. Ook is er geen rekening mee gehouden dat het voor het energiesysteem in bepaalde gevallen interessant is om te wachten met het ontladen van de batterij, om bijvoorbeeld aan 'peak-shaving' te doen. De waardering van de systeemdiensten welke een dergelijke batterij (geaggregeerd) achter de meter kan leveren is in deze analyse niet meegenomen.
Er wordt uitgegaan van een situatie waarin de saldering is afgeschaft én de elektriciteitstarieven nog steeds constant zijn; in een situatie met variabele energieprijzen wordt de analyse complexer, maar kan deze een meer positieve uitkomst hebben, aangezien het opslagsysteem de verschillen in prijzen optimaal kan benutten.
De gegevens voor de consumptie van huishoudens zijn gebaseerd op een profiel (tijdsreeks over het hele jaar) van een standaard Nederlands huishouden en is geschaald naar 3600kWh, wat overeenkomt met de elektriciteitsconsumptie van een gemiddeld huishouden. De tijdreeksen voor de

[27] Bron: www.knmi.nl/klimatologie/uurgegevens/
[28] .Bron: www.home.solarlog-web.nl/347.html/
[29] De consumptie van huishoudens gegevens zijn gebaseerd op de standaard Nederlands huishouden profiel [2] en geschaald naar 3600kWh. Bron: www.edsn.nl/verbruiksprofielen/

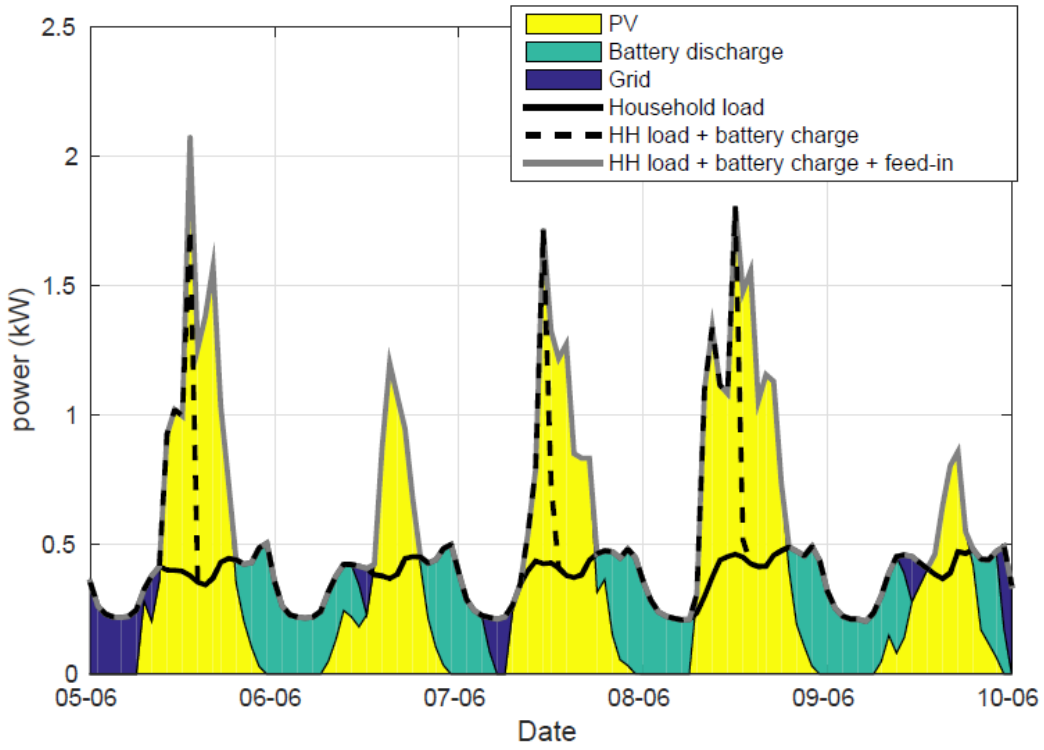
productiegegevens van zonnestroom zijn geschaald naar een jaarlijkse productie van 2400kWh. Indien er een hogere productie van zonnestroom was genomen, waren de vermeden kosten als gevolg van een batterijsysteem waarschijnlijk hoger uitgekomen, echter, de totale systeemkosten van een dergelijk PV+opslag systeem zijn dan ook hoger.
Het model laat de volgende drie situaties zien in het geval van een 5kWh systeem, voor:

a) een vijftal dagen in de maand maart (zie figuur 4.21)
b) een vijftal dagen in de maand juni (zie figuur 4.22)
c) een vijftal dagen in de maand december (zie figuur 4.23)



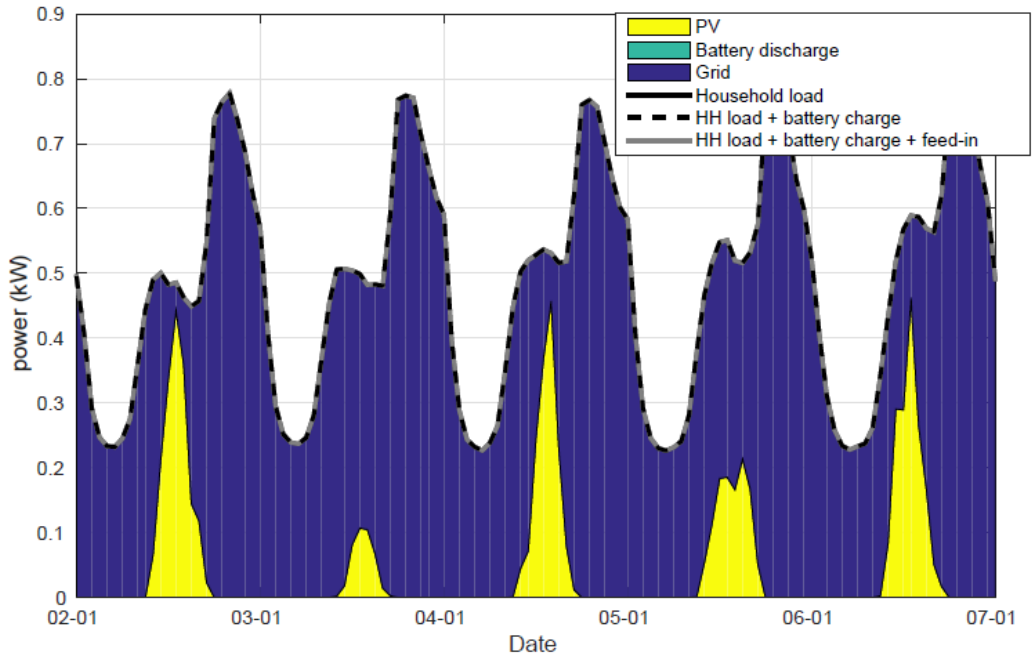
Figuur 4.21 Vijftal dagen in de maand maart met een 5kWh opslagsysteem

In figuur 4.21 is te zien dat tijdens de eerste piek (9 maart) in opbrengst van zonnestroom niet het gehele volume van het opslagsysteem wordt benut; de hoeveelheid gebruikte stroom uit de batterij na de derde piek (11 maart) is groter, gelijk aan de hoeveelheid na de piek op 12 maart. Merk op dat wanneer er geen zwarte stippellijn te zien is in het gele vlak, er geen energie wordt ingevoed. De batterij neemt in dat geval alle overtollige zonne-energie op. Verder is te zien dat de tweede piek (10 maart) en de vijfde piek (13 maart) bijna geheel door het eigen verbruik van het huishouden wordt opgenomen.



Figuur 4.22 Vijftal dagen in de maand juni met een 5kWh opslagsysteem

In figuur 4.22 is te zien dat er in juni relatief weinig stroom van het net wordt gehaald, dat het huishouden bijna volledig draait op een combinatie van rechtstreekse consumptie uit het zonnesysteem en de batterij. Ook is te zien dat het PV systeem een groot deel in de behoefte van het huishouden voorziet en dat de elektriciteitsvraag in de nacht zelfs kleiner is dan wat het opslagsysteem kan leveren.



Figuur 4.23 Vijftal dagen in de maand december met een 5kWh opslagsysteem

In figuur y is te zien dat de stroom opgewekt uit de PV panelen in de maand december volledig door het huishouden wordt geconsumeerd. Het opslagsysteem wordt in deze situatie niet gebruikt en kan

mogelijk worden ingezet voor alternatieve diensten (systeemdiensten zoals congestiemanagement, beheer van spanningskwaliteit, reservevermogen en ramp rate control).

Haalbaarheid

Om een uitspraak te kunnen doen over de haalbaarheid van een systeem met PV en opslag, is de grootte van de batterij gevarieerd. De volgende tabel laat de hoeveelheid van het net afgenomen elektriciteit (in kWh), de hoeveelheid teruggeleverde elektriciteit (in kWh) en de kosten van afname minus de teruggeleverde elektriciteit (in Euro per jaar) zien. Dit is gedaan voor de situatie zonder batterij, en met de groottes van een batterij oplopend van 1kWh tot 100kWh.

Tabel 4.8 Kostenanalyse huishouden zonder batterij en met een batterij met variërende grootte.

Case	Withdrawn (kWh)	Feed-in (kWh)	Costs (EUR/year)
No battery	2421	1223	471
1kWh battery	2179	981	432
2kWh battery	1979	782	400
5kWh battery	1635	439	345
10kWh battery	1537	342	329
100kWh battery	1373	219	300

Om een indruk te krijgen van de haalbaarheid van een dergelijk systeem zijn de vermeden kosten van een dergelijk systeem vergeleken met de investeringskosten van een opslagsysteem. Indien een 1kWh systeem wordt genomen, zijn de vermeden kosten 39 Euro per jaar en de huidige (total capital) kosten van een li-ion batterijsysteem gemiddeld 546 Euro30. In het geval van een 2kWh systeem zijn de vermeden kosten 71 Euro per jaar tegenover investeringskosten van 1092 Euro. In het geval van een 5kWh systeem zijn de vermeden kosten 126 Euro per jaar tegenover investeringskosten van 2730 Euro. Om de kosten en baten tegen elkaar af te kunnen zetten, moeten de jaarlijkse baten zoals hierboven berekend worden vergeleken met de jaarlijkse kosten (de zgn. annualized life cycle costs). Deze hangen naast de investeringskosten ook af van het aantal laadcycli per jaar, reparatiekosten, etc. Zakeri berekent voor een Li-ion batterijsysteem van 2kWh (1kW vermogen met een ontlaadtijd van 2 uur) dat 400 cycli per dag levert kosten van ca. 450 EUR/jaar (kosten voor het laden van de batterij zijn hiervan reeds afgetrokken. De laagste kosten in de range die Zakeri geeft liggen rond de 350 EUR/jaar, wat nog steeds een factor 5 hoger ligt dan de jaarlijkse baten van een 2 kWh batterijsysteem. Hierbij moet wel aangetekend worden dat het de vervangingskosten niet representatief zijn voor het systeem zoals hier geanalyseerd, aangezien een investeringsbeslissing voor één levensduur van een li-ion batterij kan worden genomen. Als alleen kapitaalskosten worden bekeken, liggen de jaarlijkse kosten rond de 200-300 EUR/jaar. Voor een lood-accu geldt dat de kapitaalkosten per jaar rond de 100-200 EUR/jaar liggen.

Conclusies

De economische analyse geeft dus, ook na wegvallen van de saldering, een negatieve businesscase voor opslag achter de meter. We hebben gebruik gemaakt van een gemiddeld verbruikers- en opwekprofiel, wat betekent dat er ook situaties zijn met meer zon-PV in verhouding tot het verbruikersprofiel, een lager verbruikersprofiel overdag en/of een laadprofiel van een elektrische auto welke meer aan het begin

[30] Electrical energy storage systems: A comparative lifecycle cost analysis, Behnam Zakeri, 2015

en einde van de dag ligt (de opgeslagen energie overdag kan dan ingezet worden in de elektrische auto). In deze gevallen zou de business case hoger kunnen uitvallen, en in tegenovergestelde gevallen kan de business case lager uitpakken, echter in beide gevallen zal deze met huidige kosten en baten niet positief worden. Het verdient de aanbeveling de business case voor specifiekere gebruikersgroepen verder te onderzoeken, om te weten te komen waar de eerste business cases eventueel zullen ontstaan. Eventueel kan lokale opslag, welke in de winter minder nodig is voor opslag van PV-zonne-energie, wel geaggregeerd worden ingezet voor systeemdiensten, eventueel voor variaties van windenergie in de winterperiode. Verdere studie naar dit soort systeemintegratieconcepten wordt aanbevolen.
Tot slot wordt aanbevolen de ontwikkelingen rond hergebruik van batterijen uit elektrisch vervoer te volgen aangezien de verwachtingen zijn dat de kosten van een dergelijk systeem lager zullen zijn dan die van een nieuwe batterij. Een vervolgstudie kan worden uitgevoerd naar de kosten-baten analyse voor hergebruik van deze batterijen voor 'energiemanagement achter de meter' binnen een huishouden.

Beantwoording onderzoeksvragen

Resultaten hoofdstuk 4.2 en 4.4:	• Scenario analyse en een uitwerking van een 'hoofdroute' welke overeenkomt met een 'meest voorkomende vraag naar flexibiliteit' en enkele potentiële nevenroutes die overeenkomen met toekomstscenario's die een extreme vraag naar flexibiliteit vertegenwoordigen. • Overzicht van de totale behoefte naar flexibiliteit gespecificeerd door hun kenmerkende omvang, tijdschaal en locatie aspecten voor verschillende elektriciteitsmarkten, zowel nationaal als internationaal voor de periode tot 2030 inclusief een outlook naar 2050 voor de hoofdroute en voor gespecificeerde nevenroutes
Antwoord op de onderzoeks vragen:	*1b. In welke mate en op welke termijn kan energieopslag (inclusief cross overs tussen bijvoorbeeld elektriciteit en gas, elektriciteit en warmte etc.) oplossingen bieden voor het verhogen van de hoeveelheid wind- en zonne-energie in het elektriciteitsnet? Welke diensten kan energie opslag leveren?* *2a. Onder welke omstandigheden, dat wil zeggen percentage duurzame energie respectievelijk opgestelde vermogens, wordt energie opslag van belang?* *2b. Bij welke marktprijzen en marktmodellen wordt energie opslag van belang?*
Resultaten hoofdstuk 4.3:	• Overzicht van energieopslag diensten met als specificaties energie en vermogen, response tijd en ontladingstijd. • Inschatting van welke energieopslag dienst de vraag naar flexibiliteit voor de hoofdroute en interessante nevenroutes kan beantwoorden • Kwantificering van het marktvolume voor de verschillende energieopslag diensten
Antwoord op de onderzoeks vragen:	*1a. Hoe kan energieopslag (inclusief cross overs tussen bijvoorbeeld elektriciteit en gas, elektriciteit en warmte etc.) oplossingen bieden voor het verhogen van de hoeveelheid wind- en zonne-energie in het elektriciteitsnet? Welke diensten kan energie opslag leveren?*
Resultaten hoofdstuk 4.3 en 4.5:	• Tabel met specificaties van technologieën voor de periode tot 2030 en met een outlook naar 2050 • Tabel met koppeling van energieopslag diensten met elektriciteitsopslag technologieën • Ranglijst van energie opslag technologieën die het meest veel belovend zijn per scenario voor de periode tot 2030 met een outlook tot 2050. • Een indicatie van de rentabiliteit van de verschillende opslag technologieën afhankelijk van de marktinrichting, en de tijdslijn
Antwoord op de onderzoeks vragen:	*2c Wanneer wordt het bedrijfseconomisch rendabel?* *4a Welke technologieën spelen een rol (bijvoorbeeld batterijen, compressed air energy storage, chemische opslag (Power2Gas/Chemicals), waterkracht etc.)* *4b Welke oplossingen zijn vooral voor Nederland interessant?*

5 TECHNOLOGIE ONTWIKKELING

5.1 Inleiding

Dit hoofdstuk brengt relevante energie opslag technologieën in kaart. Eerst wordt gekeken naar de huidige status van energie opslag wereldwijd. Daarvoor wordt een overzicht gegeven van het geïnstalleerd vermogen aan energie opslag wereldwijd. Vervolgens wordt de rol van Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen beschreven op het gebied van energie opslag en aanpalende gebieden. Tenslotte wordt per technologie een gap analyse gedaan op grond van de mogelijkheden voor een technologie op dit moment en de benodigde technologie ontwikkelingen om toepassing van de technologie te realiseren volgens de scenario's voor 2030.

5.2 Beschrijving energieopslag technologieën

In het volgende overzicht, tabel 5.1 worden de belangrijkste kenmerken van de energieopslag technologieën getoond die in dit onderzoek worden gebruikt. Vanzelfsprekend zijn dit niet alle energieopslagtechnologieen, enkel de type technologieen die het meest voorkomen, in de literatuur en/of in de praktijk. Een aanvullende lijst van energieopslagtechnologieen is toegevoegd als Bijlage F.

In dit onderzoek wordt voornamelijk gekeken naar energieopslag technologieën die vallen onder de categorie 'Power-to-Power' opslag (P2P). Hieronder wordt opslag van elektriciteit verstaan waarbij de opgeslagen energie uiteindelijk ook als elektriciteit vrij komt. Voorbeelden zijn elektromechanische of elektrochemische opslag, en opslag in condensatoren of supergeleiders. In deze studie wordt nadrukkelijk niet gekeken naar Power-to-Heat (P2H) omdat deze technologie behandeld wordt in perceel 4 van de onderzoeksopdracht.

De meest voorkomende P2P opslag technologie voor stationair, net-gekoppelde opslag, is de pomp centrale (pomped hydro storage: PHS). Deze elektromechanische opslagtechnologie is locatie afhankelijk. Daarnaast worden gecomprimeerde lucht opslag (compressed air energy storage: CAES) en vliegwielen toegepast. elektrochemische opslagsystemen kunnen ook toegepast worden als net-gekoppelde opslag systemen, zoals lithium-ion, natrium zwavel en lood zwavelzuur batterijen. Op gebied van batterij technologieën zijn veel ontwikkelingen gaande, onder andere door ontwikkelingen op aanpalende toepassingsgebieden, zoals elektrisch vervoer. Bij chemische opslag (Power-X) wordt elektrische energie opgeslagen in de vorm van gas. Dit kan zijn als waterstofgas of methaangas.

Tabel 5.1 Overzicht kenmerken energieopslag technologieën. Bron: Zakeri et al, Electrical energy storage systems: A comparative lifecycle cost analysis, 2015 (Systems analyses Power to Gas, ECN en DNV GL, 2013 voor technologieën onder 'Chemische opslag')

	Technologie	Roundtrip/ one-way	Locatie gebonden/ onafhankelijk	Locatie E-systeem	(Roundtrip) efficientie	Vermogen [MW]	Energie [MWh]	Ontlaadtijd	Responstijd	Houdbaarheid energie	Energie/ver mogen	levensduur * [jaar]	Zelf-ontlading (%/dag)	Cycli	Primaire toepassing
elektro mechanische opslag	Pompcentrale (PHS)	roundtrip	locatie gebonden	producent	65-85%	10-500	2.500-10.000	1-24 uur	sec-min	uren-maanden	8	50-60	0	20000-50000	Lange termijn opslag
	Gecomprimeerde lucht (CAES) - diabatisch	roundtrip	locatie gebonden	producent	27-50%	5-400	1.000-3.000	1-24 uur	sec-min	uren-maanden	8	20-40	0	>13000	Lange termijn opslag, arbitrage
	Gecomprimeerde lucht (CAES) - adiabatisch		locatie gebonden	producent	70-90%	3-15	1.000-3.000	1-24 uur	sec-min	uren-dagen	8	20-40	0	>13000	Lange termijn opslag, arbitrage
	Vliegwiel	roundtrip	onafhankelijk	transmissie/distributie	90-95%	0.01-1	0,002-0,2	ms-15 minuten	millisec	seconden-minuten	0,05	15-20	100	20000-100000	Korte termijn opslag
elektrochemische opslag	Lithium-ion batterij	roundtrip	onafhankelijk	Producent/eindgebruike	85-95%	0,01-2	0,01-0,5	minuten-uren	millisec	minuten-dagen	0,5	5-15	0.1-0.3	1500-4500	Gedistribueerde/off-grid opslag, korte termijn opslag
	Loodzuur batterij	roundtrip	onafhankelijk	Producent/eindgebruike	70-90%	0,1-40	1-40	seconden-uren	millisec	minuten-dagen	3	5-15	0.1-0.3	2000-4500	Gedistribueerde/off-grid opslag, korte termijn opslag
	Natrium zwavel batterij (NAS)	roundtrip	onafhankelijk	Producent/eindgebruike	75-90%	0.05-8	1-280	seconden-uren	seconde	seconden-uren	8	10-15	20	2500-4500	Gedistribueerde/off-grid opslag, korte termijn opslag
	Nikkel batterij (NiMH)	roundtrip	onafhankelijk	Producent/eindgebruike	85-90%	0,5-27	0,003-6,75	seconden-minuten	millisec	seconden-uren	0,5	15	0,3-4	2000-3000	Gedistribueerde/off-grid opslag, korte termijn opslag
	Redox-Flow batterij (VRB)	roundtrip	onafhankelijk	Producent/eindgebruike	65-85%	0,25-4	0,5-5	seconden-10 uren	millisec	uren-maanden	8	5-10	0	10000-13000	Gedistribueerde/off-grid opslag, korte termijn opslag
elektrische opslag	Elektrochemische condensator	roundtrip	onafhankelijk	transmissie/distributie	60-65%	0,01-0.05	0,001-1	ms-60 minuten	millisec	seconden-uren	0,01	5-8	40	50000	Korte termijn opslag
magnetische opslag	Supergeleidende magnetische energieopslag (SMES)	roundtrip	onafhankelijk	transmissie/distributie	95-98%	1-10		ms-8 seconden	1 millisec	minuten-uren	0,01	15-20	10-15	>100000	Korte termijn opslag
Chemische opslag	Power-to-H2, alkaline electrolyse	roundtrip	onafhankelijk	Producent/eindgebruike	67-82%	5-10		dagen-maanden	5 min			15			Lange termijn opslag en
	H2-to-CH4	roundtrip	locatie gebonde	Producent/eindgebruike	22-50%	1-500		dagen-maanden	<5 min			3-5			Lange termijn opslag

In de komende paragrafen worden de P2P opslag technologieën in meer detail beschreven. Hiervoor zijn de volgende bronnen geraadpleegd:

[1] Technology Roadmap Energy Storage, IEA, 2014

[2] Energy Storage Technology Roadmap, Technology Annex, 2014

[3] Electricity Storage, Technology Brief, IEA-ETSAP and Irena, 2012

[4] DOE Global Energy Storage Database, www.energystorageexchange.org/projects

[5] European Association for Storage of Energy website, www.ease-storage.eu/technologies

Elektromechanische opslag

Pompcentrales (Pomped Hydro Storage: PHS)

Conventionele PHS gebruikt twee waterreservoirs op voldoende hoogte verschil. Bij geringe vraag naar elektriciteit (tijdens daluren) wordt water opgepompt uit het onderste reservoir naar het bovenste reservoir. Bij grote vraag naar elektriciteit wordt de waterstroom omgekeerd om elektriciteit op te wekken door het in beweging brengen van een turbine. Het is technisch ook mogelijk om water te pompen in mijnschachten of andere holtes, ook wel genoemd 'ondergrondse pompaccumulatie'. De open zee kan ook worden gebruikt als het onderste reservoir, zoals bij de zeewater gepompte waterkrachtcentrale in Japan (Okinawa).

PHS wordt vooral gebruikt voor een energie opslag. De belangrijkste toepassingen van PHS zijn lange termijn opslag, frequentie en voltage regulering. PHS wordt gekenmerkt door een hoge efficiëntie (50-85%) en een lange levensduur (>30 jaar).

Op dit moment is conventionele PHS goed voor 99% van de energieopslag capaciteit op industriële schaal in de wereld (142 GW geïnstalleerde capaciteit wereldwijd). Japan is hierin leidend vanwege zijn geschikte topografie dicht bij grote bevolkingscentra.
Het groeipotentieel van pompcentrales is beperkt vanwege de geografische eis van het koppelen van twee reservoirs op voldoende hoogte verschil. Variabele snelheid pomptechnologieën vormen een nieuwe ontwikkeling binnen PHS.

Gecomprimeerde lucht opslag (Compressed air energy storage: CAES)

CAES comprimeert de lucht en slaat dit op in geschikte ondergrondse locaties (zoutkoepels, lege gasvelden, enz.). De opgeslagen energie wordt teruggewonnen door de samengeperste lucht via een turbine vrij te laten komen. De efficiëntie van diabatische CAES is vanwege het feit dat warmte vrijkomt bij gascompressie en dat energie nodig is voor de gasexpansie (27-50%). Het totale geïnstalleerde vermogen is 435 MW, afkomstig van twee vestigingen in Duitsland (Huntorf: 290 MW) en in de USA (Alabama: 110 MW). CAES wordt vooral gebruikt voor lange termijn energie opslag.

Adiabatische CAES systemen kunnen een efficiëntie van 70% bereiken door het behoud van de geproduceerde warmte tijdens gas compressie en die energie te gebruiken bij gas expansie, met behulp van een aantal thermische opslagmedia, zoals gesmolten zout. Het vinden van geschikte locaties voor CAES beperkt het groeipotentieel van deze opslag technologie.

Vliegwielen

Vliegwiel systemen slaan elektrische energie op als kinetische (rotatie) energie. Tijdens het opladen drijft een motor-generator het vliegwiel aan tot hoge rotatiesnelheden. Tijdens het ontladen drijft het vliegwiel de motor-generator aan om elektriciteit te produceren. Om de energieverliezen van het vliegwiel te reduceren moet de wrijving geminimaliseerd worden. Daarom wordt het vliegwiel voorzien van

magneetlagers en geplaatst in vacuüm. Dit maakt een opslag efficiëntie van 90-95% mogelijk. De hoeveelheid opgeslagen energie wordt bepaald door de grootte van het vliegwiel. Om de grote centrifugale krachten te weerstaan, moeten de juiste materialen gebruikt worden (titaan legeringen, materialen versterkt met glas- of koolstof vezels). Vliegwielen worden vooral gebruikt voor vermogens toepassingen. Ze hebben een lange levensduur en weinig of geen onderhoud. Op dit moment worden vliegwielen gebruikt om back-up stroom te leveren aan Uninterruptible Power systemen (UPS) voor datacenters of medische systemen en in de transportsector om de spoorlijn spanning te reguleren. Daarnaast worden vliegwielen toegepast voor frequentie regulering in combinatie met windparken. De snelle responstijd van vliegwielen maakt vliegwielen uitermate geschikt voor het beheren van de netstabiliteit. Een nadeel van vliegwielen is de hoge zelf-ontlading (3-40%/uur).

Elektrochemische opslag

Lithium-ion batterijen

Over het algemeen worden Lithium-ion batterijen gekenmerkt door een hoge energiedichtheid, een hoge efficiëntie (90-95%) en een lage zelf-ontlading. Ze worden op grote schaal toegepast in draagbare consumentenelektronica en ze worden beschouwd als de voorkeurstechnologie voor elektrische voertuigen vanwege de hoge energiedichtheid. Tegenwoordig wordt Li-ion technologie ook bekeken voor net- gekoppelde opslag toepassingen.
Binnen de Li-ion technologie bestaat een groot aantal combinaties van anode- en kathodematerialen. Sommige daarvan zijn typisch voor energie toepassingen, andere meer voor vermogens toepassingen. De tabel 5.2 toont verschillende mogelijkheden met enige specifieke kenmerken.

Tabel 5.2 Overzicht verschillende mogelijkheden met enige specifieke kenmerken

anode	kathode	Energy dichtheid [kWh/kg]	Levensduur in aantal cycli (80% DoD*)	Thermische stabiliteit
grafiet	$LiNiCoAlO_2$	100-150	2000-3000	Minst stabiel
Grafiet	$LiNiCoMnO_2$	100-170	2000-3000	Redelijk stabiel
grafiet	$LiMn_2O_4$	100-120	1000	Redelijk stabiel
grafiet	$LiFePO_4$	90-115	>3000	stabiel
LiTiOx	$LiMn_2O_4$	60-75	>5000	Meest stabiel

De snelle ontwikkeling binnen de Li-ion technologie blijkt uit een prijsdaling van 25% in de afgelopen 4 jaar. Hierbij wordt wel opgemerkt dat voor toepassingen in elektrisch vervoer en net-gekoppelde opslag de batterijkosten slechts de helft van de totale prijs bepalen. De rest wordt bepaald door verpakking en aanstuur elektronica. Doordat Li-ion batterijen al op grote schaal toegepast worden bestaat er een goede recycle infrastructuur voor dit type batterijen.

Het grootste risico van Li-ion batterijen is de thermische stabiliteit van het kathodemateriaal.
Wanneer de temperatuur onder een stabiliteitsgrens komt (afhankelijk van het kathode materiaal) bestaat

de kans op Lithium plating (aangroei van Lithium op de kathode), hetgeen kan leiden tot interne kortsluiting. Voor Lithium ijzerfosfaat kan dit gebeuren bij een temperatuur tussen -5 and -15 oC.

Wanneer de temperatuur boven een stabiliteitsgrens komt, kan thermal runaway optreden. Dit is een oncontroleerbare, snelle afgifte van energie die meestal leidt tot brand of tot de uitstoot van grote hoeveelheden brandbaar gas. Voor Lithium ijzerfosfaat kan dit voorkomen bij temperatuur boven 70 oC. Om de kans op thermal runaway te beheersen moeten Li-ion batterijen altijd worden toegepast met batterij management systemen, die het risico op oververhitting verkleinen.

Lood zwavelzuur batterijen

Conventionele lood zwavelzuur batterijen behoren tot de meest volwassen batterij technologie voor automotive, marine, telecommunicatie en UPS toepassingen. Er zijn twee categorieën van lood-zuur batterijen:
1) overstroomde of ontluchte types ('flooded' of 'vented'), waarbij de elektroden ondergedompeld zijn in reservoirs met vloeistof elektrolyt
2) gesloten of klep-gestuurde types ('sealed' of 'valve regulated') , waarbij de elektrolyt wordt opgeslagen in een absorberende separator of een gel.

Een lood-zuur batterij heeft een efficiëntie van 80-85% en een zelfontlading van 0,1-0,2% per dag.

Geavanceerde lood zwavelzuur batterijen zijn in een pre-commerciële ontwikkelfase. Ze zijn ontwikkeld voor net ondersteuning (peak shaving, frequentieregeling en duurzame integratie) als gevolg van de verbeterde levensduur en duurzaamheid.

Natrium batterijen

Natrium batterijen behoren tot de gesmolten zout batterijen met natrium als negatieve elektrode en een vloeibaar natrium-zout als elektrolyt. Natrium is aantrekkelijk vanwege zijn lage gewicht, hoge energiedichtheid. Daarnaast is natrium eenvoudig te verkrijgen en niet duur. Om voldoende hoge ion mobiliteit te hebben, moet het natrium in vloeibare vorm moet zijn, en daarom werken natrium batterijen bij hoge temperaturen (>300 oC). Een goed geïsoleerde natrium batterij houdt zichzelf warm door interne verliezen (een zelfontlading van 0,1% per dag). Natrium batterijen worden gekenmerkt door een hoge energie- en vermogensdichtheid en ze worden gebruikt voor elektrische voertuigen en voor grootschalige net gekoppelde elektriciteits opslag, in combinatie met zoals zonnepanelen en windturbines. Natrium zwavel heeft een efficiëntie van 70-80% en NaNiCl2 van 85-90%

NGK Insulators Ltd ontwikkelt natrium-zwavel batterijen voor netwerk regulatie in Japan, Frankrijk (Île de la Réunion) en de Verenigde Staten. Na-NiCl2 batterijen (Zebra) zijn oorspronkelijk ontwikkeld voor toepassingen in elektrische voertuigen. Sinds 2010 worden NaNiCl2 batterijen ook ontwikkeld voor telecommunicatie en netondersteuning, bijvoorbeeld door General Electric en FZ Sonick.

Nikkel batterijen

Nikkel Cadmium batterijen zijn de oudste nikkel batterijen. Ze worden nog steeds gebruikt voor stationaire toepassingen. Nikkel-metaalhydridebatterijen (NiMH) hebben Nikkel Cadmium (NiCd) vervangen voor herlaadbare AA-cellen vanwege de toxiciteit van cadmium. NiMH heeft een lagere efficiëntie dan NiCd.

Redox flow batterijen

Bij redox flow batterijen worden de actieve stoffen (reactanten) buiten de batterij opgeslagen in reservoirs. Tijdens bedrijf circuleren de reactanten door de cel. Het voordeel hiervan is dat het vermogen en de energie daardoor ontkoppeld zijn. Er zijn verschillende soorten redox flow batterijen, zoals zink-broom, cerium-zink, polysulfide bromide en vanadium redox flow. Vanwege de toxiciteit van broom gaat de meeste aandacht naar vanadium redox flow batterijen. Deze VRB batterijen hebben twee verschillende vanadium elektrolyten (V2+/V3+ en V4+/V5+ in licht zure, waterige oplossingen).
Tijdens de laad / ontlaad cycli, worden protonen (H+ -ionen) uitgewisseld tussen de twee elektrolyten via een proton-permeabel polymeer membraan. Redox flow batterijen hebben een efficiëntie van 70-80%.
Op dit moment ligt de belangrijkste toepassing van redox flow batterijen in netinpassing van windparken.

Elektrische opslag

Condensatoren

Een condensator bestaat uit twee parallelle geleidende platen gevuld met lucht, papier of een ander diëlektrisch materiaal. Supercondensatoren, ook bekend als ultracapacitors of elektrochemische dubbellaag condensatoren bevatten een elektrochemische dubbellaag als diëlektrisch materiaal. Deze dubbellaag werkt effectief als een zeer dun diëlektricum. In combinatie met een groot oppervlak van poreuze materialen zijn hoge capaciteiten mogelijk.
Supercondensatoren zijn ideaal voor vermogens toepassingen met hoge aantallen korte laad-ontlaad cycli. Ze kunnen worden gecombineerd met batterij systemen om de algemene prestaties en levensduur van het hybride systeem (hoge energiedichtheid van batterij plus hoge vermogensdichtheid van supercondensator) te verbeteren. De technologie voor supercondensatoren is nog in ontwikkeling en is geschikt voor UPS toepassingen.

Magnetische opslag

Super conducting magnetic energy storage devices (SMES)

Superconducting Magnetic Energy Storage Devices (SMES) slaan energie op in een magnetisch veld gegenereerd door supergeleidende magneten. SMES systemen hebben een geavanceerd koelsysteem nodig om de cryogene temperaturen mogelijk te maken die nodig zijn voor de supergeleiders. De opgeslagen energie kan langdurig worden opgeslagen met weinig of geen energieverliezen. SMES systemen worden gebruikt voor vermogens toepassingen, ze hebben een hoge energiedichtheid, een hoge efficiëntie (>90%) en een zeer korte respons tijd. Kleinschalige SMES systemen worden tegenwoordig gebruikt in commerciële magnetische resonantie systemen. In Japan en de USA worden SMES systemen getest voor kortdurend opslag benodigd voor distributienet en power quality regulering. De hoge kosten (voor het koelsysteem) vormen een belangrijke barrière voor de commerciële toepassing van SMES.

Chemische opslag (Power-to-gas, P2X)

Bij chemische opslag wordt elektrische energie opgeslagen in de vorm van gas. Dit kan zijn als waterstofgas of methaangas.

Waterstofgas opslag

Waterstofgas kan opgeslagen worden in zoutcavernes of in gasnetwerken (het bestaande gasnetwerk kan typisch 5% waterstofgas opnemen). Daarnaast kan waterstofgas gebruikt worden als brandstof voor waterstof auto's of voor brandstofcellen.

5.3 Huidige status van energie opslag

In dit hoofdstuk wordt de huidige status van energie opslag wereldwijd in kaart gebracht. Een aantal energieopslag technologieën is (nagenoeg) volwassen is, maar de meeste zijn nog steeds in een vroeg stadium van ontwikkeling en hebben op dit moment moeite om te concurreren met andere (niet-opslag) technologieën vanwege de hoge kosten.
Allereerst wordt het geïnstalleerde vermogen in kaart gebracht. Daarnaast wordt een overzicht opgesteld van Nederlandse spelers die een rol spelen in de wereld van de energie opslag. Daarbij wordt ook gekeken naar partijen die actief zijn in aanpalende gebieden zoals producenten/leveranciers van inverters, BMS systemen en smart grid technologieën.

5.3.1 Opgesteld energie opslag vermogen in de wereld

Tabel 5.3 laat de hoeveelheid opgesteld energie opslag vermogen zien in de hele wereld voor de technologieën: waterkracht pomp centrales (pumped hydro storage, PHS), samengeperste lucht energie opslag (compressed air energy storage, CAES), vliegwielen (flywheels, FW) en elektrochemische opslag (batterijen en capacitors). De gegevens komen van de DOE Energy storage database [www.energystorageexchange.org].

In de tabel staat zowel het opgesteld vermogen dat momenteel operationeel is, als het gepland vermogen, dat wil zeggen aangekondigde projecten en projecten die onder constructie zijn.

Tabel 5.3 Overzicht van opgesteld vermogen per technologie zowel operationeel opgesteld vermogen als gepland vermogen (onder constructie en aangekondigd)

Technologie	Opgesteld vermogen [MW]	Gepland vermogen [MW]
	operationeel	Onder constructie en aangekondigd
PHS	142.115	35.313
CAES	435	512
vliegwielen	972	17
Elektrochemische opslag	518	639
Power-to-H2	2,9	4

Tabel 5.3 laat zien dat het opgesteld vermogen voor PHS veruit het grootst is met meer dan 140 GW. Er worden ook nog steeds nieuwe locaties in bedrijf genomen, ondanks dat de PHS locaties aan specifieke specificaties moeten voldoen en het proces van vergunningverlening en constructie veel tijd vergt.
Vliegwielen komen met 972 MW op een tweede plaats wat betreft geïnstalleerd vermogen wereldwijd. Dit is minder dan 1% van het geïnstalleerd vermogen voor PHS. Volgens de DOE Energy storage database worden er weinig nieuwe vliegwiel projecten aangekondigd.
Op dit moment is een beperkt aantal CAES systemen operationeel. De belangrijkste CAES plants zijn Huntorf in Duitsland met 320 MW en McIntosh, in Alabama (USA) met 110 MW. Er zijn projecten aangekondigd waardoor het opgesteld vermogen aan CAES systemen gaat verdubbelen.
Het opgesteld vermogen voor Power-to-H2 is op dit moment marginaal. Ook is er nog maar een beperkt aantal projecten in de planning.
Het geïnstalleerd vermogen van elektrochemische opslagsystemen (batterijen, en capacitors) is nu 518 MW, maar dit vermogen zal binnen afzienbare tijd verdubbelen, omdat veel nieuwe projecten zijn aangekondigd.

Tabel 5.4 laat zien hoe de verdeling van geïnstalleerd vermogen wereldwijd is over verschillende elektrochemische opslag technologieën. Li-ion systemen zijn het meest interessant met een opgesteld vermogen van 256 MW en een gepland vermogen van 388 MW. Er staat ook bijna 100 MW opgesteld aan NaS systemen, maar vanwege veiligheids redenen zijn er relatief minder projecten in de planning. Voor loodzuur en redox flow batterijen zijn weer meer projecten in de planning.

Tabel 5.4 Overzicht van opgesteld elektrochemisch opslag vermogen per technologie zowel operationeel opgesteld vermogen als gepland vermogen (onder constructie en aangekondigd)

Elektrochemische opslag technologieën	Opgesteld vermogen [MW]	Gepland vermogen [MW]
	operationeel	Onder constructie en aangekondigd
Li-ion	256	388
NaS	98	44
Zebra	3	17
Redox Flow	19	58
Loodzuur	83	61
nikkel gebaseerd	30	0
Capacitors	21	56

5.3.2 Verdeling van geïnstalleerde energie opslag systemen over de wereld

Waterkracht pompcentrales (PHS) komen wereldwijd het meest voor. Tabel 5.5 laat de verdeling van de PHS systemen zien over verschillende landen. Hieruit blijkt dat Japan, China en de USA koplopers zijn wat betreft geïnstalleerd vermogen en dat in China en USA er ook nog aanzienlijke plannen (én locaties) zijn om het PHS vermogen uit te breiden. Voor andere landen geldt dat het steeds moeilijker wordt om locaties te vinden met de juiste geologische eigenschappen voor PHS.

Tabel 5.5 Overzicht van opgesteld PHS-vermogen per land zowel operationeel opgesteld vermogen als gepland vermogen (operationeel, onder constructie en aangekondigd)

PHS	Opgesteld vermogen [MW]	Gepland vermogen [MW]
	operationeel	Onder constructie en aangekondigd
Japan	25.372	3.280
China	23.635	9.564
USA	20.383	6.262
Italië	7.071	572
Spanje	6.889	1.014
Frankrijk	5.812	82
Duitsland	6.228	460
India	5.072	1.700
Oostenrijk	4.808	12
Zwitserland	2.687	3.740
Groot Brittannië	2.828	0
Australië	2.542	0
Canada	174	400

Tabel 5.6 laat vliegwiel systemen zien verdeeld over verschillende landen. Op dit moment vinden vliegwielsystemen vooral hun toepassing in Duitsland en in Groot- Brittannië.

Tabel 5.6 Overzicht van opgesteld vliegwiel vermogen per land zowel operationeel opgesteld vermogen als gepland vermogen (onder constructie en aangekondigd)

Vliegwiel	Opgesteld vermogen [MW]	Gepland vermogen [MW]
	operationeel	Onder constructie en aangekondigd
USA	87	10
Duitsland	389	0
Groot-Brittannië	405	0

Li-ion systemen kwamen wereldwijd het meest voor. Tabel .7 laat de verdeling van Li-ion systemen zien over verschillende landen. De USA heeft het grootst opgesteld vermogen aan Li-ion systemen en ook het grootste geplande vermogen. Uit het feit dat verschillende landen significante uitbreidingsplannen hebben voor het opgesteld vermogen Li-ion systemen is duidelijk dat Li-ion systemen gezien worden als een veel belovende technologie voor net gekoppelde opslag.

Tabel 5.7 Overzicht van opgesteld Li-ion vermogen per land zowel operationeel opgesteld vermogen als gepland vermogen (onder constructie en aangekondigd)

Li-ion	Opgesteld vermogen [MW]	Gepland vermogen [MW]
	operationeel	Onder constructie en aangekondigd
Japan	11	43
China	40	18
USA	116	193
Italië	6	31
Spanje	3	1
Duitsland	8	10
Groot Brittannië	5	58
Chili	32	20

Tabel 5.8 laat NaS-ion systemen zien verdeeld over verschillende landen. Japan heeft momenteel het grootste opgestelde vermogen, hetgeen te maken zal hebben met het feit dat de enige producent van NaS systemen Japans is (NGK). Opvallend is dat Italië nu nog geen NaS systemen heeft maar wel plannen heeft voor 35 MW

Tabel 5.8 Overzicht van opgesteld NaS opslag vermogen per land zowel operationeel opgesteld vermogen als totaal vermogen (operationeel, onder constructie en aangekondigd)

NaS	Opgesteld vermogen [MW]	Gepland vermogen [MW]
	operationeel	Onder constructie en aangekondigd
Japan	66	8
China	0	0
USA	20	1
Italië	0	35
Frankrijk	1	0
Duitsland	2	0

5.3.3 Opgesteld energie opslag vermogen in Nederland

In Nederland wordt op dit moment nog nauwelijks elektrische energieopslag toegepast. Hier wordt een klein aantal demonstratieprojecten beschreven, namelijk SOPRA en de Fotonenboer.

Binnen het SOPRA[31] project is een drietal demonstraties gerealiseerd van een niet-net gekoppeld systeem bestaande uit verschillende (duurzame) energiebronnen zoals zon, wind en een bio diesel generator. Hiermee kan een volledig autonoom elektriciteitsnet worden opgezet op afgelegen locaties waar een elektriciteitsaansluiting voorheen onmogelijk was. Het project is een samenwerking tussen de bedrijven Exendis, Alfen, DNV GL, Wind Energy Solutions (WES), Bredenoord, Pfixx-solar, TU-Delft en Alliander. Tabel geeft de specificaties van de drie demonstraties binnen SOPRA

Tabel 5.9 Specificaties van SOPRA demonstratieprojecten

Naam	SOPRA HAN Universiteit	SOPRA WUR Farm	SOPRA ZERO Watt project
Locatie	HAN Universiteit, Arnhem	Lelystad	Croon kantoor, Den Haag
technologie	Lithium ijzer fosfaat batterij	Lithium ijzer fosfaat batterij	Lithium ijzer fosfaat batterij
Batterij vermogen [kW]	60	60	60
Batterij capaciteit [kWh]	53	850	53
Ontlaadtijd [uu:min]	0:50	2:39	0:50
PV modules [kWp]	30	300-500	
Wind turbine [kW]	80		
bio diesel generator [kVA]	100		

[31] SOPRA (Sustainable Off-grid Power Station for Rural Applications): duurzame, niet net-gekoppelde krachtcentrales voor landelijke toepassingen.

De Fotonenboer 't Spieker in Vierakker, nabij Zutphen, oogst energie van de zon en slaat de overmaat aan energie op in een Vanadium redox flow batterij systeem. Tabel 5.10 geeft de specificaties van de Fotonenboer.

Tabel 5.10 Specificaties van Vanadium redox flow batterijsysteem van de Fotonenboer

locatie	Fotonenboer 't Spieker, Zutphen
technologie	Vanadium redox flow
Batterij vermogen [kW]	10
Batterij capaciteit [kWh]	100
Ontlaadtijd [uu:min]	8:00
PV modules [kWp]	50

5.3.4 Nederlandse bedrijvigheid rondom energie opslag

In deze paragraaf wordt ingegaan op Nederlandse bedrijven die actief zijn in het gebied van energie opslag.

1) Bedrijven actief op gebied van innovatieve energie opslag technologieën

Nederland heeft enkele start-ups die nieuwe energieopslag technologieën ontwikkelen. Deze worden vermeld in Tabel met hun technologie.

Tabel 5.11 Nederlandse start-ups die nieuwe energieopslag systemen ontwikkelen.

Type energie opslag systeem	bedrijfsnaam	website
Waterstof bromide redox flow systemen	Elestor	www.elestor.nl
Zeezout batterijen	Dr. Ten	www.drten.nl
Innovatieve ijzer-nikkel batterijen	E-stone batteries	www.e-stonebatteries.com
Innovatieve vliegwieltechnologie	S4 energy	www.s4energy.nl

2) Bedrijven actief op gebieden aanpalend aan energieopslag technologieën

In de volgende tabel 5.12 worden Nederlandse bedrijven genoemd die actief zijn op gebieden aanpalend aan energieopslag technologieën.

Tabel 1 Nederlandse start-ups die nieuwe energieopslag systemen ontwikkelen.

Type product	bedrijfsnaam	website
Batterij systemen	M2 Power	www.m2power.eu
Batterij systemen	Cleantron	www.cleantron.nl
Batterij systemen	ES technologies	www.estechnologies.nl
Batterij systemen	Innosys Delft	www.innosysdelft.com
BMS systemen	Betronic	www.betronic.nl
BMS chip technologie	NXP	www.nxp.com
Omvormers	Nedap	www.nedap.com
Omvormers	Mastervolt	www.mastervolt.nl
Omvormers	Victron energy	www.victronenergy.nl
Omvormers	Heliox	www.heliox.nl
Energievoorziening schepen	Damen	www.damen.com
Energievoorziening schepen	Imtech marine engineering	www.imtech.com
Energievoorziening schepen	Alewijnse	www.alewijnse.com

A. Batterijsystemen

Er zijn vier Nederlandse bedrijven die batterijsystemen ontwerpen.

M2 Power is gespecialiseerd in LiFePO4 cellen, batterij management systemen (BMS) en opladers voor elektrische voertuigen. Daarnaast wil M2 Power een rol gaan spelen op gebied van home storage. M2 Power biedt batterij systemen aan op basis van hun gestandaardiseerde, modulaire accu's dan wel op maat gemaakte oplossingen. De gestandaardiseerde batterij systemen zijn voorzien van een batterij management systeem, die is geïntegreerd in de afgesloten behuizing van elke individuele verpakking. Hierdoor ontstaat er een betrouwbaar en robuust systeem dat ook de installatie en het uitwisselen van accu's gemakkelijk maakt.
Cleantron ontwikkelt Lithium ion batterij pakketten met batterij management systemen onder andere voor automotive en voor home storage. Cleantron gebruikt NXP chip technologie in de batterij management systemen.
ES technologies ontwikkelt batterij pakketten bestaande uit standaard modules voorzien van BMS systemen voor maritieme toepassingen. Inmiddels worden hun lithium polymeer batterij pakketten ook gebruikt voor andere toepassingen zoals in combinatie met windmolens en zonnecollectoren.
Innosys Delft ontwikkelt Li-ion batterijsystemen inclusief elektronica voor automotive en voor home storage.

B. *Batterijmanagementsystemen (BMS)*

Betronic is een Nederlands bedrijf dat BMS systemen, batterij conversiesystemen en actieve en passieve batterij balanceer systemen maakt, zowel voor maritieme als voor automotive toepassingen. Betronic gebruikt daarvoor technologie van **NXP**, de marktleider op het gebied van chip technologie voor BMS systemen voor automotive toepassingen. NXP bestudeert ook batterij veroudering door monitoring van stroom- en spanningssensoren.

C. Omvormers

Er zijn vier Nederlandse bedrijven die omvormers voor batterijsystemen ontwerpen.

Nedap heeft geïntegreerde energie-managementsystemen voor home storage ontwikkeld onder de naam PowerRouter.
Mastervolt ontwikkelt power technologie en omvormers voor batterijsystemen, PV systemen en micro-grids.
Victron Energy heeft energie opslag hubs ontwikkeld voor home storage.
Heliox ontwikkelt omvormers voor automotive, home storage en smart grids.

D. Laadpalen

The New Motion werkt op het gebied van laad- oplossingen voor elektrische auto's. In Nederland plaatste het bedrijf naar eigen zeggen bijna 15.000 laadpunten
Fastned richt zich uitsluitend op de markt van de snellaadpaal - de meeste elektrische auto's zijn daarmee in twintig minuten tot 80 procent op te laden (bij een conventionele laadpaal duurt dat zo vier tot acht uur.
Alfen is gespecialiseerd in transformator stations en laadpalen, maar ook op het gebied van elektrische infrastructuur. Alfen probeert de nodige intelligentie en communicatie van het energiedistributienet te integreren, gebruik makend van load management en energie opslag. Zodoende is Alfen geïnteresseerd in opslag voor home storage, community energy storage en island operation.

E. Energievoorziening schepen

Damen shipyards, Imtech marine engineering en **Alewijnse** zijn Nederlandse bedrijven die elektrische schepen ontwikkelen en me name de energievoorziening op zo'n schip organiseren.

F. Onderwijsinstellingen

In de volgende tabel 5.13 worden Nederlandse onderwijsinstellingen genoemd die actief zijn op gebieden van energieopslag.

Tabel 5.132 Nederlandse onderwijsinstellingen op gebied van energieopslag

studierichting	onderwijsinstelling	website
Sustainable UU	Universiteit Utrecht	www.uu.nl/en/organisation/sustainable-uu
Energie	Rijksuniversiteit Groningen	www.rug.nl/research/energy/
Strategic area energy	Universiteit Eindhoven	www.tue.nl/en/research/strategic-area-energy/
Electrical sustainable energy	Universiteit Delft	www.ewi.tudelft.nl/en/the-faculty/departments/electrical-sustainable-energy/
Sustainable energy technology	Universiteit Twente	www.utwente.nl/set/
Environmental Science for Sustainable Energy & Technology	Avans Universiteit, Breda	http://www.avans.nl/opleidingen/opleidingzoeker/environmental-science-for-sustainable-energy-and-technology-of-milieukunde-breda-voltijd-bachelor/introductie
Sustainable Electrical Energy Centre of Expertise	HAN Universiteit, Arnhem	www.specials.han.nl/sites/seece/

G. Kennisinstellingen

Nederlandse kennisinstellingen die actief zijn op gebied van energieopslag zijn:

- DNV GL
- ECN
- TNO
- Marin

H. Belangenvereniging

Energystorage NL is een platform dat bedrijven, kennisinstellingen, overheden en financiers met elkaar wil verbinden om te werken aan een transitie naar schone, betrouwbare en betaalbare energie.
Leden: ECN, Siemens, TU-Delft, SMA, DNV-GL, DIFFER, WaterstofNet, IF-Technologies, TNO, Enexis, Alliander en nog een tiental MKB bedrijven en technologie start-ups.

5.3.5 Conclusies opgesteld vermogen

Er staat relatief veel PHS geïnstalleerd in verhouding tot andere opslag technologieën. Nederland loopt achter als het gaat om geinstalleerd vermogen van energieopslag technologieen, vergeleken met Italie, Frankrijk en Duitsland in Europa. Nederland heeft enkele start-ups op gebied van innovatieve energie technologieën. Maar de meeste Nederlandse bedrijven zijn actief op aanpalende gebieden.

5.4 Analyse benodigde ontwikkelingen

In deze paragraaf is gekeken naar welke ontwikkelingen nodig zijn om toepassing van energieopslag systemen te realiseren volgens de scenario's voor 2030. Daarvoor wordt de huidige situatie vergeleken met de gewenste toekomst situatie en wordt bepaald welke stappen nodig zijn om daar te komen. Hierbij wordt gebruik gemaakt van resultaten uit de marktconsultatie.

De gap analyse is gedaan voor de categorieën:

- *Tools & software*

Uit analyse blijkt dat enkele technologieën meerdere diensten kunnen leveren, én dat in veel gevallen meerdere technologieën nodig zijn om een voor een specifieke situatie 'volledig' pakket aan diensten te kunnen leveren. Tools en/of software om deze combinaties te kunnen 'regelen' is daarom zeer belangrijk om de potentie van energie opslag optimaal te kunnen benutten.

- *Technologische ontwikkelingen*

De huidige status van een technologie wordt vergeleken met de gewenste status waar in 2030 (met uitkijk naar 2050) vraag naar is. Daarbij wordt gekeken naar de mate van ontwikkeling, welke diensten de technologie kan leveren, de prijs per kW geïnstalleerd vermogen, etc.

5.4.1 Tools & software

Binnen deze paragraaf worden de volgende tools en software beschouwd.

A. Waarderings instrument voor energie opslag

B. Software voor 'benefit stacking'

C. Software voor 'technology stacking'

A. Waarderingsinstrument voor energie opslag

Huidige status

Uit analyse blijkt dat energie opslag technologieën voor allerhande 'diensten' kunnen worden ingezet op verschillende niveaus van het elektriciteitsnet (generatie, transmissie, distributie, achter de meter). Maar door de grote variatie aan mogelijkheden bestaat toch nog onvoldoende inzicht bij betrokkenen over de precieze toegevoegde waarde van opslagsystemen. Daarnaast is het bestaande marktmodel nog niet in staat om de baten van energie opslag op verschillende niveaus optimaal te benutten. Hierdoor worden de kosten van net-gekoppelde opslagsystemen als hoog beschouwd.

Gap analyse

Omdat energie opslagdiensten een reeks aan diensten kunnen leveren is er een behoefte om de waarde van opslagdiensten duidelijk te kwantificeren. Er moet een waarderingsinstrument ontwikkeld worden die in staat zijn om een door de sector gedragen 'cost-benefit' analyse uit te voeren zodat de waarde van opslagsystemen voor verschillende diensten vergeleken kan worden. Daarnaast zijn modellen nodig die de mogelijkheden van opslag kunnen vergelijken met andere manieren van flexibiliteit.

B. Software voor benefit stacking

Huidige status

Op dit moment wordt de waarde van energie opslagsystemen beschouwd voor één enkele dienst. Energie opslag systemen kunnen echter voor verschillende diensten tegelijkertijd worden ingezet. Dit 'stapelen van voordelen' zou zeer rendabel kunnen zijn voor de business case van opslagsystemen.

Hiervoor is software nodig die opslagsystemen waardeert voor verschillende diensten en een economische afweging kan maken voor toepassing van het opslagsysteem voor de meest optimale dienst. Op dit moment gaat de aandacht van R&D voor energie opslag voornamelijk uit naar technologieontwikkeling en niet naar het 'stapelen van voordelen' voor verschillende diensten. Daarnaast is de markt nu nog niet ingericht op het kunnen stapelen van voordelen van opslag, aangezien de voordelen liggen bij verschillende belanghebbenden van het energiesysteem.

Gap analyse

Teneinde 'voordelen te kunnen stapelen' is er aansturingssoftware nodig, bijvoorbeeld Battery Management Software, die erop gericht is om het opslagsysteem optimaal uit te baten binnen meerdere diensten. Deze software stelt de gebruiker in staat om zijn opslagsysteem op de economisch meest voordelige wijze in te zetten voor meerdere toepassingen. Daarnaast is er behoefte aan nieuwe regelgeving om een meervoud aan diensten te waarderen op de energiemarkt.

C. Software voor technology stacking

Huidige status

Bij inpassing van grote hoeveelheden hernieuwbare opwekkers zijn juist dicht bij deze opwekkers of dicht bij de eindgebruiker, meerdere systeemdiensten nodig om integratie van deze bronnen voorspoedig te laten verlopen. Een meer centrale opwekker van hernieuwbare energie, zoals een windpark op zee, kent uitdagingen die niet met één opslagtechnologie op te lossen zijn. De technologie moet zowel diensten leveren om bijvoorbeeld het blindvermogen en ramp rate control in dat deel van het net te regelen, maar ook netcongestie voorkomen. Bij de eindgebruiker geldt hetzelfde, vanwege de locatie aan het 'einde van het net' is een stapeling van diensten nodig die mogelijk niet door één en dezelfde technologie kan worden gedekt. Regel- en optimalisatie strategieën voor het koppelen van verschillende opslagtechnologieen op één locatie zijn nog in ontwikkeling. Hier geldt nagenoeg hetzelfde als voor 'software voor benefit stacking', waar een combinatie van diensten nog ten volle kan worden benut, omdat de regelgeving hier nog niet op in is gesteld, en nog geen model bestaat waarin de baten van dergelijke diensten ook bij degene terecht komen die de kosten dragen. Software voor technology stacking is nog niet commercieel verkrijgbaar.

Gap analyse

Onderzoek naar algoritmes voor het regelen en optimaliseren van meerdere opslagtechnolgieen is nodig om te komen tot een hybride systeem voor het leveren van diensten 'op locatie'. Regelgeving onbreekt waarin de voordelen van het koppelen van verschillende opslagtechnologieen volledig te benutten. Partijen die op dit moment werken aan BMS werken nog niet aan producten om hybride opslagsystemen te exploiteren.

5.4.2 Energie opslag technologieën

Binnen deze paragraaf worden de volgende energie opslag technologieën beschouwd. Deze technologieën passen qua specificaties goed bij de diensten zoals deze in dit onderzoek zijn behandeld, namelijk CAES bij wholesale market, Vliegwieltechnologie bij de balancerings- en reservemarkt en Li-ion technologie bij energiemanagement achter de meter. Power-to-H2 is toegevoegd aangezien deze lijst, aangezien deze technologie meerdere malen is genoemd tijdens de marktconsultatie.

A. Compressed Air Energy Storage

B. Vliegwieltechnologie

C. Li-ion technologie

D. Power-to-H2

A. Compressed Air Energy Storage

Huidige status

Adiabatische CAES systemen kunnen een efficiëntie van 70% bereiken door het behoud van de geproduceerde warmte tijdens gas compressie en die energie te gebruiken bij gas expansie, met behulp van een aantal thermische opslagmedia, zoals gesmolten zout. Er lopen verschillende demonstratie projecten op het gebied van adiabatisch CAES, maar de technologie is nog niet commercieel beschikbaar

Diabatische CAES comprimeert de lucht en slaat dit op in geschikte ondergrondse locaties (zoutkoepels, lege gasvelden, enz.). De opgeslagen energie wordt teruggewonnen door de samengeperste lucht via een turbine vrij te laten komen. De efficiëntie van diabatische CAES is vanwege het feit dat warmte vrijkomt bij gascompressie en dat energie nodig is voor de gasexpansie (27-50%).

Gap analyse

Technologie ontwikkeling: Het vinden van geschikte locaties voor CAES beperkt het groeipotentieel van deze opslag technologie. Wat betreft adiabatisch CAES is de haalbaarheid van thermische opslag is nog niet aangetoond, echter, deze is van belang is voor het al dan niet renderen van deze technologie.

***Marktmodel ontwikkeling*:** Op de balanceringsmarkt kan CAES diensten bij de bron en op transmissie niveau leveren, ten behoeve van beheer van spanningskwaliteit, frequentieregeling, balanshandhaving en congestie management. Op de wholesalemarkt kan deze technologie worden ingezet om energiepieken 'af te schaven' en de energievraag prijsgestuurd te reguleren. Uit analyse is gebleken dat in 2030 juist op de 1-3 daagse markt voor energiediensten (prijsgestuurd reguleren) een rol is weggelegd voor energie opslag. CAES is in staat om energie ook voor deze tijdsperiode op te slaan en kan dus een rol spelen om deze diensten te vervullen.

B. Vliegwieltechnologie

Huidige status

De vliegwieltechnologie karakteriseert zich door een hoge efficiëntie (90-95%) en een zeer snelle responstijd (minder dan een seconde). Vliegwielen hebben een lange levensduur en weinig of geen onderhoud. Op dit moment worden vliegwielen vooral gebruikt voor vermogens toepassingen (bijvoorbeeld om back-up stroom te leveren aan Uninterruptible Power systemen (UPS)). Daarnaast worden vliegwielen toegepast voor frequentie regulering in combinatie met windparken. De snelle responstijd van vliegwielen maakt vliegwielen uitermate geschikt voor het beheren van de netstabiliteit.

Gap analyse

Technologie ontwikkeling*:* hoewel vliegwielen kunnen profiteren van nieuw materiaal onderzoek, wordt op dit moment relatief weinig onderzoek gedaan naar vliegwielen. Vliegwielen zijn al commercieel verkrijgbaar. Er is nog ruimte om de prijs te verlagen, als vliegwielen op grote schaal geproduceerd kunnen worden. In Nederland is wel een nieuw type vliegwiel in ontwikkeling, door het Nederlandse start-up bedrijf S4Energy.

***Marktmodel ontwikkeling*:** Vliegwielen kunnen concurreren op prijs met conventionele technieken, echter de wetgeving is ongunstig voor opslag aangezien de dienst 24 uur per dag op afroep beschikbaar moet zijn. Dit is ongunstig aangezien opslag systemen altijd ook weer opgeladen moeten worden. Daarnaast is wetgeving nu gericht op conventionele systemen die in 15 seconden op half en in 30 seconden op vol vermogen moeten zitten. Vliegwielen kunnen binnen seconden op vol vermogen zitten, maar dit voordeel wordt niet beloond in het huidige marktmodel.

In Amerika bestaat het marktmodel "pay for performance" waardoor bedrijven per onbalans actie worden afgerekend. Vliegwielen worden dan ook in een aantal staten voor PCR ingezet, waarbij ze vooral voor de onbalans korter dan 5 min. worden ingezet. Dit is ongeveer 90% van alle onbalans. Bij aanpassing van het huidige PCR marktmodel van "capaciteits vergoeding" naar "pay for performance" of bij introductie van een nieuwe dienst korter dan 5 min. zou de prijs voor balanceren kunnen zakken. Vliegwielen en andere opslag systemen zouden kunnen profiteren van deze veranderingen.

C. Li-ion batterij

Huidige status

De li-ion batterij heeft als voordeel dat het multi-inzetbaar is, een kleine 'footprint' heeft en minder onderhoud vergt dan andere batterij technologieën. Op de balanceringsmarkt kan een Li-ion batterij diensten leveren op het transmissie net voor het leveren van blind vermogen, de Primary, Secondary and Tertiair Control Reserve, ramp rate control en op distributie niveau kan het congestie management diensten leveren. Op 'customer services niveau' kan het prijsgestuurd reguleren stimuleren en de piekvraag reguleren. Uit analyse is gebleken dat juist voor deze meerdaagse diensten vraag bestaat oplopend tot 2030.

Op dit moment is de Li-ion technologie commercieel voor draagbare en mobiele toepassingen, maar voor net ondersteuning is de Li-ion technologie nog in demonstratie fase. Voor zon-PV ondersteuning is de technologie reeds van toepassing, echter, om voor grootschalige applicaties binnen het energiesysteem te kunnen worden ingezet, moeten li-ion batterijen worden verbeterd op het gebied van ontwikkelingskosten, capaciteit en veiligheid.

Om diensten voor het transmissie net te leveren is op dit moment de wetgeving ongunstig voor opslag aangezien de dienst 24 uur per dag op afroep beschikbaar moet zijn. Dit is ongunstig aangezien opslag systemen altijd ook weer opgeladen moeten worden. Daarnaast is wetgeving nu gericht op conventionele systemen die in 15 seconden op half en in 30 seconden op vol vermogen moeten zitten, terwijl batterijen binnen een seconde op vol vermogen kunnen zitten. Dit voordeel wordt echter niet beloond in het huidige marktmodel.

De belangrijkste kenmerken van li-ion batterijen zijn de zeer hoge energie efficiëntie (90%), hoge energie dichtheid, korte laadtijden, lange levensduur en lichtgewicht. Daarnaast zijn de zelfontladingstijden laag: 5% per maand maximaal. Levensduur is meer dan 10.000 cycli.

Gap analyse

De technologie is nog in de pre-commerciele fase voor net-gekoppelde diensten, demonstraties op verschillende toepassingsgebieden zijn nodig om de overgang naar een rendabele technologie te maken. Op dit moment kan het de verschillende diensten die het kan leveren nog niet maximaal benutten, en is een regelstrategie nodig waarmee het kan opereren op verschillende markten.

Om diensten te kunnen leveren op de markt voor balancering en reservevermogen is een waarderingssysteem nodig voor batterijen, zoals beschreven voor vliegwielen. Voor toepassing achter de meter is een marktmodel nodig waarin de eindgebruiker prijsverschillen kan benutten en tevens in kan zetten op diensten op de balanceringsmarkt.

D. Power-to-H2 – alkaline electrolyse

Huidige status

De technologie verschilt van vermogens opslag technologieën aangezien het opslag-product – waterstof – getransporteerd kan worden over grotere afstanden. Daarnaast is waterstof een waardevolle energiedrager die - naast de power-H2-power variant - kan worden toegepast in verschillende sectoren (i.e. de chemische industrie, mobiliteitssector, gas sector, etc). De technologie heeft bewezen – naast het leveren van energie over langere periodes (congestiemanagement, seizoensopslag) - ook diensten te

kunnen leveren op de balanceringsmarkt, zoals ramp rate control, waarbij binnen secondes een bepaald vermogen moet worden geleverd.
De efficiëntie van deze technologie zal gelijk blijven over de jaren. Echter, de technologie is relatief volwassen en kan reeds commercieel worden toegepast. Ten opzichte van CAES en pumped storage wordt de technologie niet gehinderd door geografische barrières voor implementatie van de technologie.

Gap analyse

Deze technologie is inzetbaar voor verschillende doeleinden, echter, de kosten van deze technologie zullen omlaag moeten om te kunnen concurreren met alternatieve vormen van energieopslag. Daarnaast dient op termijn ervaring te worden opgedaan d.m.v. demonstratie projecten

5.4.3 Conclusie gap analyse:

Door middel van een gap analyse is gekeken naar welke ontwikkelingen nodig zijn om toepassing van energieopslag systemen te realiseren volgens de scenario's voor 2030. Hiervoor is zowel gebruik gemaakt van de scenario analyse als uitkomsten van de marktconsultatie. Daarvoor is de huidige situatie vergeleken met de gewenste toekomst situatie en is bepaald welke stappen nodig zijn om daar te komen. Om opslagsystemen in te zetten voor meerdere diensten is software nodig die 'benefit-stacking' mogelijk maakt en software die 'technology-stacking' mogelijk maakt. Het marktmodel dient eveneens aangepast te worden, zodat opslagsystemen beloond worden die een meervoud aan diensten kunnen leveren. Verder zijn er demonstratieprojecten nodig om de waarde van opslag voor net-versterking aan te tonen.

Beantwoording onderzoeksvragen

Resultaten hoofdstuk 5.2 en 5.3	• Overzicht van bestaande energie opslagsystemen in Nederland en de aan Nederland verbonden landen en indien relevant in de rest van de wereld • Overzicht van ontwikkelstatus van energie opslagsystemen • Overzicht van R&D activiteiten in Nederlandse kennisinstellingen en indien relevant in de rest van de wereld • Overzicht van Nederlandse spelers die een rol spelen op gebied van elektrische opslag
Antwoord op de onderzoeks vragen:	*7a. Wat gebeurt er op dit terrein al op nationaal en internationaal niveau qua overheidsbeleid, R&D, toepassing en bedrijvigheid en wie zijn belangrijke spelers?*
Resultaten hoofdstuk 5.4:	• Gap analyse waaruit volgt wat de verschillen zijn in de marktinrichting nu en in 2030 (met een outlook naar 2050) afhankelijk van de verschillende scenario's en wat de gewenste ontwikkelingen zijn om de marktinrichting in 2030 te verwezenlijken inclusief een tijdsplaatje • Overzicht van potentiële belemmeringen voor de ontwikkelingen die volgen uit de gap analyse
Antwoord op de onderzoeks vragen:	*3a. Wat zijn de belangrijkste (met name technische en economische) belemmeringen?* *3b. Welke oplossingsrichtingen bestaan hiervoor? 4b. Welke oplossingen zijn vooral voor Nederland interessant?* *5a. Wat is er nog nodig om deze toekomstige situatie te bereiken?* 1 *5b. Zijn er innovaties nodig om deze toekomstige situatie te realiseren?*

6 MARKTMODEL & REGELGEVING

6.1 Inleiding

Bij het toepassen van energieopslag is de marktinrichting een belangrijke randvoorwaarde. Derhalve zal in dit het eerste deel van dit hoofdstuk op basis van de huidige inrichting van de elektriciteitsmarkt worden nagegaan in hoeverre deze de toepassing van energieopslag bevordert of juist afremt. Het huidige marktmodel is echter niet een vast gegeven, zeker niet op de beschouwde tijdschaal. In deze analyse wordt daarom ook telkens een internationale vergelijking van de marktinrichting gemaakt.

In het tweede deel worden een aantal aspecten belicht van een marktinrichting die beter aansluit bij een op duurzame energie gebaseerd elektriciteitssysteem. Omdat we hier meer ingaan op de gewenste inrichting van het systeem, zal in dit deel dan ook nadrukkelijker redeneren vanuit de gedachte dat de marktinrichting dienend moet zijn aan de systeemfuncties die vervuld moeten worden.

We merken nog op dat we met marktinrichting in feite de inrichting van de hele sector bedoelen, dus zowel de organisatie van de elektriciteitsmarkten (soms wordt de term marktinrichting alleen voor dit aspect gebruikt), alsook de regulering van eindgebruikers en netwerktarieven.

6.2 Huidige inrichting elektriciteitsmarkt

De analyse van de nationale markt en internationale markten heeft geresulteerd in een overzicht van elementen die bepalend zijn voor ontwikkeling van de markt en de stroomprijzen. Enkele van deze elementen, te weten de subsidieregelingen, fiscale aspecten en het beleid omtrent teruglevering en saldering hebben vooral betrekking op eindgebruikers en lokale opslag. Daarnaast spelen de verschillende markten - de balanceringsmarkt, de spotmarkt en de intra-day markt - nog een belangrijke rol in de totale marktinrichting. Waar mogelijk en van toegevoegde waarde is een vergelijking gemaakt met buurland Duitsland. Deze keuze is gemaakt op basis van de huidige stand van de markt en de specifieke en onderling onderscheidende kenmerken van deze markten en de Nederlandse markt. Deze sterke onderlinge onderscheiding geeft een goed beeld van het spectrum van opslag bevorderende en remmende factoren in de marktindeling in buitenlandse energiemarkten. Ook wordt het Nederlandse systeem vergeleken met de nodal pool systemen, waarbij wordt geanalyseerd of en in hoeverre energieopslag anders en/of beter kan worden ingepast in dit andere belangrijke mondiale marktmodel. Tevens worden ervaring met opslag door internationale TSO's verbanden met capaciteitsmaatregelen separaat belicht.

6.2.1 De regulering van eindgebruikers

6.2.1.1 Subsidies productie en levering

Tussen Nederland en andere landen bestaan grote verschillen wat betreft de systematiek van subsidiëring van productie en levering van duurzame energie. Dit heeft een impact op het prijsniveau en de volatiliteit van de prijzen. Niet alleen de hoeveelheid subsidiering van duurzame energie is daarbij belangrijk. De systematiek heeft soms een groter effect op prijsniveaus en -ontwikkelingen dan de hoeveelheid subsidie. Wanneer we ons beperken tot grote omliggende landen kan worden geconcludeerd dat feed-in tariffs, in met name Duitsland, lage en negatieve prijzen en volatiliteit in de hand werken. Omdat Nederland niet een dergelijke subsidie kent blijft de prijsdaling en de volatiliteit beperkt.

- Nederland: Nederland kent investeringssubsidies welke zijn gekoppeld aan de productietijd, waardoor het in feite exploitatiesubsidies zijn. Omdat deze subsidies geen directe feed-in tariffs

zijn stopt productie bij lagere prijzen. De opwekking van duurzame energie leidt tot een beperkte prijsdaling en ook de volatiliteit blijft relatief beperkt.

- Duitsland: Duitsland hanteert een feed-in tariff en voorrangsregeling, deze zorgen voor productie bij lage prijzen en kunnen zelfs leiden tot negatieve wholesale prijzen. De Duitse marktinrichting kent nauwelijks een rem op overproductie (afgezien van de recente regels over zelfbenutting van zonne-energie). Deze systematiek leidt in Duitsland derhalve tot een prijsdaling.

6.2.1.2 Subsidies batterij-opslag bij de eindgebruiker

Tot op heden is batterij-opslag achter de meter in Europa alleen gesubsidieerd in Duitsland. Deze investeringssubsidie, die beschikbaar is voor zowel particuliere als zakelijke eindgebruikers, vergoedt ongeveer 30% van de aanschafprijs van batterijopslag en heeft betrekking op opslagsystemen die worden aangeschaft in combinatie met een zon-pv systeem én op systemen die geretrofit kunnen worden op zon-pv systemen die vanaf 2012 zijn geplaatst. Tevens is voor 100% van de investering financiering beschikbaar. Het subsidieprogramma is matig succesvol; in 2013 werd slechts 9 miljoen van de beschikbare 25 miljoen euro uitgekeerd. Echter, slechts de helft van de aanschaffers van opslagsystemen maakt ook daadwerkelijk gebruik van de subsidie. Naar verwachting zijn er in 2014 12.000 nieuwe batterij-opslagsystemen geplaatst in Duitsland. Daarbij zijn de prijzen van batterijopslag in een half jaar met 25% gedaald in 2014. Derhalve kan worden geconcludeerd dat Duitsland ten opzichte van omringende landen een voorsprong neemt op het gebied van decentrale opslag.

Energieopslag elders: Duitsland

In september 2010 heeft de Duitse regering een nieuw nationaal energietransitie concept ("Energiewende") aangekondigd. In dit kader streeft Duitsland naar (1) een vermindering van de primaire energievraag met 50% in 2050 ten opzichte van het verbruik in 2008; en (2) een verminderde afhankelijkheid van fossiele brandstoffen in 2050 ten opzichte van 2008 door (2a) een verhoging van het aandeel hernieuwbare energie in de energievoorziening tot 60%; en (2b) een verhoging van de bijdrage van hernieuwbare elektriciteit aan de totale elektriciteitsproductie tot 80%. Om deze doelen te bereiken, moet het Duitse energiesysteem een transformatie ondergaan.

Sinds 1995 is het aandeel hernieuwbare energie toegenomen van 10 GW in 1995 (ongeveer 8% van het totaal geïnstalleerd vermogen) tot meer dan 87 GW in 2014 (bijna 50% van het totaal geïnstalleerd vermogen). Door deze significante toename is de kans op onbalans in het elektriciteitsnet toegenomen. Dit probleem wordt versterkt door het grote aanbod windturbines in het noorden en een beperkte capaciteit op de transmissielijnen richting het zuiden van Duitsland. Daarnaast heeft Duitsland besloten om kernenergie uit te faseren in de periode tot 2022. Dit legt grote druk op de interconnectie capaciteit met Europese buurlanden om het elektriciteitsnet in Duitsland stabiel te houden.

De complexiteit van de Duitse energiemarkt vraagt om meerdere (technologische) oplossingen. Voor de onbalans ten gevolge van snelle fluctuaties in vraag en aanbod kunnen bijvoorbeeld elektriciteitsopslagsystemen en demand-respons technologieën ingezet worden. Voor langdurige onbalans zijn power-to-gas of power-to-heat technologieën (bijvoorbeeld stadsverwarming met extra elektrische verwarming of warmtepompen) de meest geschikte alternatieven. Hiervoor is een integratie nodig van het elektriciteitsnet met het warmte- en gasnet.

De waarde van opslagsystemen met een regelbare vraag en aanbod zowel op het laag, midden als hoogspanningsnet zal in de toekomst sterk toenemen. Aangezien ongeveer 60% van de totale vraag naar energie in Duitsland voor verwarming en koeling is, zijn vooral thermische opslagsystemen en power-to-heat technologieën interessant. Op dit moment draagt thermische energieopslag al bij aan een betere energie-efficiëntie. In gebouwen wordt thermische energieopslag toegepast om de verschillen tussen dag- en nachttemperatuur te nivelleren en om de energievraag voor verwarming en airconditioning te verminderen. Daarnaast is er een groot potentieel voor opslag van industriële restwarmte.

6.2.1.3 Fiscale aspecten

Ook op het gebied van energiebelastingen bestaan er grote verschillen tussen Nederland en omringende landen.

- Duitsland: De Energiewende wordt gefinancierd uit een hoge opslag op het stroomtarief voor eindverbruikers, met uitzondering van de grote industrie. Dit vormt een extra incentive voor opwekking via decentrale zon-PV, maar geeft een ontmoediging van oplaadauto's en elektrische warmtepompen bij kleinere verbruikers. Het lage Duitse stroomtarief voor de grote industrie bevordert demand response binnen deze groep (bijvoorbeeld power to heat). Het potentieel van demand response voor deze groep is groot, door een hoge prijsvolatiliteit in wholesalemarkten en lucratieve balanceringsmarkt. Voor de middelgrote en kleinere verbruikers is dit potentieel veel minder, omdat zij wel meebetalen aan de opslag.
- Nederland: De regulerende energiebelasting (REB) op stroom is (onevenredig) veel zwaarder dan de REB op gas. Deze fiscale bepaling bevordert opwekking via decentrale zon-PV bij kleinverbruikers, maar is ongunstig voor oplaadauto's en warmtepompen. De invloed van de REB is echter beperkter dan in Duitsland, waar stroom voor kleine en middelgrote verbruikers zwaar wordt belast. De industriële demand response is financieel minder aantrekkelijk dan in Duitsland, maar heeft wel betrekking op een grotere groep industriële bedrijven dan in Duitsland omdat ook de middelgrote verbruikers in Nederland onder de relatief gunstigere belastingtarieven vallen.

De huidige fiscale bepalingen hebben een neutraal tot licht remmend effect op de positionering van Nederland voor elektrificatie, maar in Duitsland wordt elektrificatie nog heviger geremd. Nederland zou een voorsprong kunnen nemen in elektrificatie, door een meer evenwichtige regulerende energiebelasting in te voeren. De systematiek van tariefopslagen maakt dat de Nederlandse industrie veel breder is gepositioneerd (inclusief de middelgrote verbruikers) voor demand response ten opzichte van Duitsland.

6.2.1.4 Beleid teruglevering en saldering

Er bestaan grote verschillen tussen Nederland en directe buurlanden wat betreft beleid over en tarieven voor teruglevering en saldering. Dit heeft een grote invloed op de aantrekkelijkheid van lokale opslag. Binnen Nederland neemt de salderingsregeling elke prikkel voor opslag bij huishoudens weg. Door de benuttingseis zal Duitsland in Noordwest-Europa een verdere voorsprong nemen in de ontwikkeling van opslag bij eindverbruikers. Hoge stroomtarieven in Zuid-Europa en een zwakke netconfiguratie in Italië zullen ook in deze regio lokale opslag stimuleren.

- Nederland: De huidige salderingsregeling voor decentrale zon-PV bij eindgebruikers geeft incentive voor zon-PV, maar neemt elke incentive voor zelfbenutting of lokale opslag weg.
- Duitsland: Duitsland kent op dit moment een benuttingseis. Wanneer de eindgebruiker niet zelf zijn opgewekte (PV-)stroom gebruikt, dan vervalt het feed-in tarief. Deze maatregel stimuleert lokale opslag in hoge mate.

Het einde van de huidige salderingsregeling in Nederland is voor 2020 aangekondigd. Er is echter geen duidelijkheid omtrent een vervolgregime. Het huidige beleid inzake saldering werkt sterk negatief voor de ontwikkeling van opslag in huishoudens. Zodra de saldering van zon-PV vervalt, kan de situatie verbeteren maar dan hebben andere landen (zoals Duitsland) al een voorsprong genomen in huishoudelijke opslag. De vraag is dan wat Nederland daaraan nog toe te voegen heeft. Dit kan gelegen zijn in de intelligente systemen voor smart grids op wijkniveau (zoals de Powermatcher) of in de combinatie van zon-PV met opladen van elektrische auto's en plug-in hybrides, omdat Nederland daarin wel voorop loopt.

6.2.2 Netwerktarieven

De nettarieven tussen Nederland en directe buurlanden komen redelijk overeen. Zij worden gekenmerkt door een top-down cascade met alle belasting op de verbruikers. Echter is de mate waarin opslag onderhevig is aan deze nettarieven zeer verschillend in veel Europese landen. Voor grootschalige opslag, zoals pumped-storage hydro-electricity (PSH) geldt het vaak nettarief voor verbruikers op het betreffende netniveau voor de invoeding, dit wordt niet in alle landen verrekend bij de productie (of er moet zelfs twee keer worden betaald). Dit schaadt de rentabiliteit en heeft een sterke negatieve invloed op de business case voor deze grootschalige opslag in meerdere Europese landen met een groot PSH potentieel, waaronder Frankrijk, Duitsland en Oostenrijk[32].

- Nederland: In Nederland zijn de nettarieven in slechts geringe mate gekoppeld aan verbruik van elektriciteit of (in het geval van opslag, het gebruik van de aansluiting/het net), maar meer gebaseerd op het vermogen. Dat is in beginsel gunstig voor opslag, omdat hierdoor de heen- en weer stromen minder belast worden. Afhankelijk van de praktische situatie kunnen we wel eventuele meerkosten zijn uit hoofde van een verzwaarde netaansluiting of hogere netkosten door vermogensvraag van de batterij, dan wel een besparing daarin; deze hangen nl. sterk af van de praktische toepassing en locatie, opstelling bij productie, afnemers of anderszins, en de ruimte in een reeds bestaande aansluiting. Opslag achter de meter/voor de aansluiting op het net kan een mogelijk zwaardere en duurdere aansluiting vermijden. Het verdient aanbeveling om hier verder naar te kijken teneinde een eerlijke positie voor opslag te bevorderen

- Duitsland: In Duitsland kent men wel een nettarief met een energiecomponent en bepaalt huidige wetgeving dat opslag zowel eindverbruik als productie is. Echter wordt in Duitsland op dit moment, zij het geïsoleerd, vrijstelling afgegeven voor opslag. Deze discrepantie in regelgeving en belasting van opslag frustreert een level playing field voor opslag in verschillende landen die aangesloten zijn op het Europese elektriciteitsnetwerk. Exemplarisch daarvoor is de concurrentiepositie van Nederlandse opslag op de markt van primaire reserve, die direct concurreert met mogelijk vrijgestelde opslag uit Duitsland.

Inadequate of discriminatoire regels voor de nettarieven leiden in bepaalde landen tot overmatige belasting van grootschalige opslag. Derhalve zullen landen met adequatere regelgeving een productie- en kennisvoorsprong nemen binnen deze methode van opslag. In dit opzicht lijkt Nederland een voorsprong te hebben. Dit zou bijvoorbeeld kunnen gelden voor:

- opslag bij middelgrote verbruikers. Daar kan opslag worden benut om vermogenspieken te vermijden en dus qua tarief geld uit te sparen. Hoewel dit bij de huidige en voorziene prijsniveaus nooit op zichzelf een business case voor opslag geeft, kan dit eventueel wel interessant zijn in combinatie met andere voordelen
- grootschalige opslag bijvoorbeeld door CAES. Het lijkt er op dat de Nederlandse tariefstructuren in dit opzicht een voordeel biedt ten opzicht van bijvoorbeeld de Duitse.

6.2.3 Elektriciteitsmarkten

6.2.3.1 Groothandelsmarkt

De groothandelsmarkt is uitgebreid besproken in de analyse over volatiliteit van de spotmarktprijzen. Dit is de meest liquide markt met de grootste diepgang. Elektriciteitsopslag zal kunnen concurreren op de spotmarkt en de termijnmarkt als een opslagmogelijkheid beschikbaar komt met een prijs rond de 20-30

[3232] Eurelectric, 2012: Europe Needs Hydro Pumped Storage:Five Recommendations

EUR/MWh (prijsverschil op dagbasis) of 50-60 EUR/MWh (prijsverschil op driedaagse basis). Dat gaat uit van de prijsverschillen in de scenario's zonder grote invloed van demand response, waarbij de opslag wordt opgeladen in overschotsituaties met lage elektriciteitsprijs, typisch omstreeks de nul EUR/MWh.

Uit de scenariobeschouwingen blijkt echter ook, in het kader van perceel 4 (Systeemintegratie en de rol van de eindgebruiker), dat demand response opties (vaak met thermische opslag gecombineerd) vaak al eerder in beeld zijn. Het duidelijkste voorbeeld is power-to-heat, waarbij verbruikers een extra elektrische stookspiraal of ketel installeren om te profiteren op de momenten dat de elektriciteitsprijs daalt beneden de gasprijs. Dan daalt de elektriciteitsprijs niet ver beneden dat gasprijsniveau - totdat het power-to-heat potentieel is uitgeput, maar dat zal niet snel gebeuren aangezien de warmtemarkt veel groter is dan de elektriciteitsmarkt.

Op de groothandelsmarkt zijn dus opslag en demand response elkaars concurrenten bij het opnemen van de elektriciteitsoverschotten, waarbij demand response economisch eerder aan de beurt komt. Opslag kan dan een rol gaan spelen als de hoeveelheid duurzaam veel groter gaat worden (na 2030), en/of als er meer behoefte (en vergoeding) komt voor opslag als capaciteitsbron voor elektriciteit.

6.2.3.2 Balancering en intra-day markten

De Nederlandse onbalansmarkt biedt een goede kans voor opslag in het elektriciteitssysteem. Een mogelijke belemmering ligt nog in de regels van de onbalansmarkt. Deze regels bepalen dat een eenmaal ingesprongen balancering als productie door moet blijven draaien, terwijl opslag eindig is.

- Nederland: Nederland heeft een sterk marktgeoriënteerd balanceringssysteem en de toegang tot balanceringsmarkt is goed. De prijsvorming op de Nederlandse balanceringsmarkt is op basis van de echte overschotten en tekorten, waardoor er soms sprake kan zijn van hoge volatiliteit. Dit kan gunstig zijn voor bepaalde opslagmogelijkheden.
- Duitsland: Het Duitse systeem heeft neiging om balanceringsmarkt te dempen, omdat de maximale onbalansprijs eigenlijk al voordien bekend is. Het systeem geeft marktpartijen de mogelijkheid om te arbitreren op basis van de spotprijs. Hierbij leidt een hogere sportprijs tot een incentive voor het creëren van een aanbodtekort op balansmarkt. Dit verkleint de kansen voor opslag.

De intra-day-markt is volatieler dan de spotmarkt. De spread in de prijzen is minder hoog dan bij balancering, maar de prijzen zijn wel meer volatiel. Net zoals bij balancering is de intra-day-markt volatieler dan day-ahead-markt. Dit biedt meer perspectief voor opslag. Vooral in Nederland is er een goed perspectief, omdat, in tegenstelling tot veel andere landen, de prijsvorming markt gedreven is in plaats van gereguleerd.

Capaciteitstarieven

Capaciteitstarieven zouden kunnen worden ingevoerd voor het handhaven van productiecapaciteit, die kan draaien op momenten van lage duurzame productie. Die productiecapaciteit kan bestaan uit klassieke productie door middel van fossiele brandstof, demand response (peak shaving) of opslag.

Aangenomen mag worden dat een eventueel capaciteitstarief vooral voor deze vormen een additionele bijdrage kan leveren aan de respectievelijke financiële haalbaarheid. Dit kan opslag een voorspong geven ten opzichte van sommige andere flexibiliteitsopties zoals power-to-heat. Immers power-to-heat kan nooit elektrisch vermogen leveren; elektrische opslag wel.

Een eerste schatting van een capaciteitstarief kan worden gemaakt door aan te nemen dat het capaciteitstarief een vergoeding moet geven die genoeg is om gasturbines in bedrijf te nemen of te houden voor langere perioden met weinig draaiuren. Het karakter van de gasturbine bepaalt dat deze productiemethode bij uitstek geschikt is om op korte termijn piekvraag op te kunnen vangen en is daarmee de meest voor de hand liggende "traditionele" methode om capaciteit te garanderen. Een dergelijk capaciteitstarief zou een onderdeel kunnen vormen van de business case voor batterij-opslag.

6.2.4 Internationale ervaringen met het gebruik van energieopslag

Wereldwijd zijn er al verschillende TSO's die gebruik maken van opslag. TSO's kunnen van opslag gebruik maken omwille van:

a) Capaciteit, dus leveringszekerheid, bij hoge penetratie van RES
b) Netinfrastructuur redenen, waaronder congestiemanagement en het vermijden van netinvesteringen/verzwaring
c) En ten behoeve van ondersteunende diensten (balancering en reservevermogen).

Terna (Italië): De Italiaanse TSO Terna realiseert, als onderdeel van haar grid ontwikkelingsstrategie, batterijopslag via dochteronderneming Terna Storage. In totaal worden er opslagsystemen gerealiseerd met een totale capaciteit van 74.8 MW. Terna maakt onderscheid in haar opslagsystemen op basis van doeleinde; namelijk energie-intensieve systemen en vermogens-intensieve systemen. Dit komt ruwweg overeen met het eerder genoemde onderscheid tussen infrastructuur-redenen en system operation-redenen. Voor beide doeleinden wordt een ongeveer gelijke capaciteit gepland. Redenen voor het realiseren van opslag liggen deels in hoge penetratie van RES en deels in het onvermogen om adequaat te investeren in netverzwaring. Verzwaring van de netten wordt bemoeilijkt door langdurige administratieve trajecten welke uitvoering met jaren kunnen vertragen. Tevens vindt in Italië in enkele regio's ook curtailment van intermitterende duurzame energie plaats. Beide ontwikkelingen stimuleren verdere implementatie van opslag.

PJM (VS): PJM heeft een scala aan demonstratieprojecten gerealiseerd met o.a.: batterij-opslag, vliegwiel, pumped hydro storage, compressed air en vehicle-to-grid. Alhoewel PJM aangeeft capaciteit bij hoge RES penetratie als voornaamste reden voor opslag te zien, worden veel huidige pilot-projecten voornamelijk gebruikt voor (frequency-) regulering (system operation).

CPUC (VS): De California Public Utilities Commission (CPUC) heeft het "Huge Grid Storage Mandate" verordend. Dit vereist dat de drie grote utilities 1.3 GW aan storage gaan plaatsen op het net. Deze maatregel is specifiek gericht op het managen van de "flanken" 's ochtends en 's avonds, veroorzaakt

door het sterk groeiend aandeel zonne-energie waardoor de vraag overdag sterk kan dalen. CPUC geeft aan dat de verordening is gericht op het optimaliseren van het netwerk en de inpassing van RES. Dit wordt vervolgens door vertaald in specifiekere doelstellingen welke alle drie in de inleiding genoemde redenen omvatten. In Nederland is de penetratie en de productie van RES echter beduidend lager dan in Californië. Ook kent het verbruik in Nederland minder extremen. Deze extremen worden in Californië met name veroorzaakt door het gebruik van airconditioning in woningen.

Binnen Nederland kent men niet de (administratieve) barrières voor netverzwaring. Derhalve is van acute verzadiging van het net geen sprake. Tevens kent Nederland niet RES penetratie en het zonpotentieel van Californië. Gelet op de doeleinden en dus de relevantie van de bevindingen uit huidige opslagprojecten, is het daarom raadzaam om opslagprojecten van PJM te monitoren: dat lijkt vooralsnog het beste ijkpunt omdat de situatie daar het meest vergelijkbaar is met Nederland

Energieopslag elders: Verenigde Staten

Energieopslag technologieën kunnen in meerdere toepassingen in het elektriciteitsnet waarde bieden. Een opslagsysteem zou bijvoorbeeld gebruikt kunnen worden als energievoorziening, voor regulering van de energievraag (zowel in tijd als in piekvolume) maar ook in vermogenstoepassingen (zoals snelle respons, frequentieregeling en spanningsondersteuning).

De regels voor de Amerikaanse energiemarkt beletten echter gelijktijdige deelname van energiesystemen op deze verschillende gevestigde energiemarkten. Dit heeft te maken met de wens om de onafhankelijkheid en neutraliteit van de netbeheerders te handhaven en om marktmanipulatie te voorkomen. Dit onderscheid tussen energie transmissie en opwekking pakt ongunstig uit voor energieopslag technologieën, die diensten kunnen leveren zowel bij het doorgeven en als het genereren van energie. Dit heeft er toe geleid dat de Amerikaanse Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de toepassing van bepaalde opslag systemen op een case-by-case basis moest goedkeuren. Een voorbeeld hiervan is de installatie van een natriumzwavel opslag systeem door de netbeheerder, Electric Transmission Texas, in 2010. De Amerikaanse FERC heeft daarom besloten de marktregels en tariefstructuren voor energieopslag technologieën aanzienlijk te veranderen. In de FERC Orders 890 en 719 is vastgelegd dat de netbeheerders alle niet-genererende middelen toelaten op alle gevestigde energie markten (zoals vraag en respons technologieën en energieopslag technologieën). Vervolgens werd in de FERC order 755 de toegevoegde waarde van 'snelle respons' reacties van onder andere batterijen en vliegwielen geïdentificeerd voor frequentieregeling. In de FERC Order 784 worden nog meer specificaties van energieopslag technologieën onderkend (snelheid, nauwkeurigheid, etc.), waardoor toepassing mogelijk wordt in nog meer neven gebieden.

Doordat deze sturing van de Amerikaanse FERC hebben meerdere organisaties, waaronder de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection, nieuwe energie opslagsystemen geïmplementeerd in hun elektriciteitsnetwerk voor de combinatie van energie en vermogensdiensten.

[1] Technology Roadmap Energy Storage, IEA 2014

6.2.5 Hoofdpunten over de huidige marktinrichting

Afgezien van de inrichting van de elektriciteitsmarkt zijn er veel andere factoren die de markt bepalen; subsidiesystematiek van duurzame energie, fiscale aspecten, tarieven van teruglevering en salderingsregelingen en de inrichting van de nettarieven. Grootschalige opslag in Europa wordt vooral

bemoeilijkt door de negatieve incentives vanuit de nettarieven. De belangrijkste kans in de meeste Europese landen ligt daardoor bij opslag (van zon-PV) bij de kleinverbruiker. Dit doet zich vooral voor in Duitsland en Zuid-Europa. In Duitsland wordt dit al sinds 2013 middels subsidiering en gunstige rentes bij leningen gestimuleerd.

In Nederland is er echter voorlopig geen ontwikkeling van de markt te verwachten door de huidige salderingsregeling voor kleinverbruikers. De nettarieven in Nederland bevorderen wel de wat grotere opslagtoepassingen, zoals bij peak shaving bij middelgrote verbruikers en grootschalige toepassingen zoals compressed air.

De Nederlandse flexibiliteitskansen bij de kleinverbruiker liggen meer bij "demand response" en elektrificatie (warmtepompen en vooral oplaad auto's). Met betrekking tot de laatste kan post-saldering een interessante kans ontstaan voor opslag bij woningen in de combinatie zon-PV en oplaadauto's.

Daarnaast kunnen er wel specifieke kansen zijn voor opslag in de intra-day en vooral de balanceringsmarkt, omdat dit in Nederland, meer dan in ander landen, een beter ontwikkelde markt is met echt marktincentives. Van de buitenlandse TSO's met opslagervaring heeft PJM de meest relevante ervaringen voor de Nederlandse markt. Deze ervaringen zouden tevens een inzicht kunnen verschaffen in de mogelijke meerwaarde van opslag in de "Nodal Pool-systemen", hoewel dit aspect moeilijk uit te filteren is uit alle andere variabalen die een rol spelen in de business case van opslag.

6.3 Toekomstige inrichting elektriciteitsmarkt

In de volgende paragrafen worden mogelijke veranderingen aan de inrichting van de elektriciteitsmarkt behandeld die moeten leiden tot een betere integratie van duurzame energie en de diverse vormen van flexibiliteit die hierbij helpen. De rol van opslag wordt hierbij in het bijzonder belicht.

Hoewel de huidige marktinrichting dus op een aantal vlakken zal moeten worden aangepast, is het ook belangrijk om op te merken dat juist opslag, mits de diverse opslagtechnologieën economisch rendabel worden, naar verwachting de werking van de elektriciteitsmarkten zal verbeteren. Door energie op te slaan wanneer de marktprijs laag is en terug te leveren tijdens prijspieken zal de prijsvolatiliteit afnemen. Dit verlaagt de marktrisico's van zowel consumenten als producenten. Dit effect is duidelijk zichtbaar in landen met de vooralsnog enige rendabele vorm van opslag, namelijk stuwmeren. In die landen variëren de stroomprijzen veel minder dan in landen zoals Nederland waar thermische centrales nodig zijn om de vraag te volgen.

De nieuwe handelsmogelijkheden die door opslag en demand response ontstaan zijn mogelijk wel een reden om de elektriciteitsmarkten enigszins anders te organiseren. Daarnaast blijkt uit onderzoek dat een combinatie van veel wind- en zonne-energie met flexibele vraag (waaronder opslag) zou kunnen leiden tot een verhoging van de piekbelasting van de distributienetten, door een fenomeen wat ook wel bekend staat als *load clustering*. Dit kan (een toename van) congestie in de distributienetten veroorzaken, maar juist de toegenomen flexibiliteit van de vraag die dit veroorzaakt kan ook gebruikt worden om de congestie tegen beperkte kosten op te lossen. De mogelijke rol van opslag bij congestiemanagement verdient bijzondere aandacht. Naast de organisatie van de groothandelsmarkt en de wijze waarop met netwerkcongestie omgegaan wordt, is de regulering van kleinverbruikers het derde aspect van de marktinrichting dat de ontwikkeling van opslag kan beïnvloeden. In de volgende drie paragrafen zullen wij deze drie aspecten analyseren, waarna wij in de laatste paragraaf van dit hoofdstuk uitzoomen en de marktinrichting in zijn geheel beschouwen.

6.3.1 Elektriciteitsmarkten

Op de elektriciteitsbeurs APX wordt elektriciteit per uur verhandeld. Voor ieder uur dienen aanbieders en kopers van elektriciteit hun biedingen in. Op basis daarvan construeert de APX de vraag- en de aanbodcurve voor ieder uur; het snijpunt van die curves bepaalt de elektriciteitsprijs voor dat uur. De deadline voor het bieden (de *gate closure time*) is 12 uur 's middags: dan moeten alle biedingen voor alle 24 uren van het volgende etmaal ingediend zijn.

Opslag en vraagelasticiteit creëren meer afhankelijkheid tussen verschillende tijdstippen dan op dit moment aanwezig is in de Nederlandse elektriciteitsmarkt. De bereidheid om energie op een bepaald tijdstip op te slaan hangt af van de elektriciteitsprijs op het moment dat de opslag gevuld wordt en de verwachte prijzen waarvoor die elektriciteit in de toekomst teruggeleverd zou kunnen worden. Daardoor ontstaat een relatie tussen vraag- en aanbodbiedingen op verschillende tijdstippen.

Wanneer een eigenaar van een opslaginstallatie op een winderige nacht energie wil inkopen en die de volgende middag wil verkopen wil hij, om een goede beslissing te kunnen nemen, beide energieprijzen weten. Doordat in het huidige marktontwerp biedingen voor in- en verkoop binnen dezelfde 24-uursperiode tegelijkertijd behandeld worden, kan de eigenaar van de opslaginstallatie geen goede beslissing nemen. Het is namelijk mogelijk dat zijn inkoopbod niet geaccepteerd wordt en zijn verkoopbod wel, of andersom. Dit zou hem met in het eerste geval opzadelen met een verplichting elektriciteit te verkopen die hij niet heeft. In het tweede geval zou hij een volle opslag hebben zonder de zekerheid dat hij die energie voor een voldoende hoge prijs kan verkopen. De APX biedt overigens wel een mogelijkheid om handelaren gedeeltelijk tegen deze onzekerheid te beschermen met het instrument van *exclusive bids*.

In het verleden heeft APX overwogen om zogenaamde opslag-biedingen in te voeren als onderdeel van een pakket van nieuwe biedmogelijkheden zoals profielbiedingen (nuttig voor op- en afregelen) en "exclusive bids" (voor demand side management). Die laatste twee nieuwe biedformats zijn wel ingevoerd, maar de opslag-biedingen niet. Het zou aanbeveling verdienen, nogmaals goed te onderzoeken of er op termijn behoefte aan zo'n instrument bestaat.

De dagelijkse handel op de *day-ahead* markt is niet altijd optimaal voor opslagfaciliteiten. De onzekerheid over het windaanbod is immers voor het eerste uur aanzienlijk kleiner dan voor het laatste uur. Daarnaast wordt handel over iets langere termijn belemmerd door het feit dat op dag 1 wel elektriciteit gekocht kan worden voor de laatste uren van dag 2, maar dat de prijzen voor dag 3 dan nog niet bekend zijn, zodat het bedrijven van een opslag op die termijn (inkopen aan het eind van dag 2 en verkopen op dag 3) een speculatieve aard krijgt.

Nu kan de eigenaar van de opslaginstallatie ook handelen op de intra-day markt, waarin elektriciteit op kortere termijn (tot vijf minuten voor levering) en wel in een doorlopend systeem verhandeld wordt. Daarmee kan hij zijn posities aanpassen. Het is de vraag in hoeverre de intra-day markt, die minder liquide is dan de day-ahead markt, volstaat om de barrières van handel op de day-ahead markt te ondervangen. Met de groei van het aandeel duurzame energie wordt evenwel een groei van het handelsvolume op de intra-day markt verwacht, omdat deze aan producenten een extra mogelijkheid biedt om zich te beschermen tegen de risico's van hoge onbalanskosten gerelateerd aan inaccurate verwachtingen van wind- en zonproductie. Deze toename in vraag naar flexibiliteit zou dan logischerwijs gepaard gaan met een toename van het aanbod ervan, van bijvoorbeeld opslag en demand response. Het zou dus aanbeveling verdienen om liquiditeit van de intra-day markt sterker te bevorderen. Het al jaren bestaand plan voor een grensoverschrijdende intra-day markt is in dat verband cruciaal. Nog beter zou het zijn, om een stukje grenscapaciteit voor de intra-day markt te reserveren en daarmee de liquiditeit daarvan verder te bevorderen.

De balanceringsmarkt biedt een derde handelsmogelijkheid voor opslag. Zoals ook in de paragrafen over de huidige marktinrichting is opgemerkt, lijkt de inrichting van de Nederlandse balanceringsmarkt in beginsel vrij geschikt voor handel op basis van opslag en demand response. Wel moet er goed nagegaan worden of de eisen die aan regel- en reservevermogen worden gesteld niet onterecht in het voordeel zijn van conventionele producenten.

6.3.2 Netwerkcongestie en netwerktarieven

Wanneer er grote volumes flexibele vraag op distributieniveau ontstaan, bijvoorbeeld door opslagfaciliteiten die aan de distributienetten aangesloten zijn, grote aantallen elektrische voertuigen en/of andere vormen van vraagelasticiteit, kan dit tot congestie in de distributienetten leiden. Anderzijds kan ook een lokaal zeer grote hoeveelheid PV vermogen zorgen voor congestie op het distributienet. In de beginfase zal dit niet snel het geval zijn omdat de beschikbare netwerkcapaciteit vooralsnog ruim voldoende lijkt te zijn, maar wanneer dit optreed zal er iets moeten gebeuren. Door gedifferentieerde tarieven in het distributienet kunnen dit soort problemen mogelijk worden opgelost. Opslag en flexibele vraag kunnen dan zowel reageren op de groothandelsprijs als op vermijden van lokale congestie, naar gelang de zwaarte van het economische signaal. De precieze vormgeving van dergelijke tijds- en plaatsafhankelijke tarieven is echter een complex geheel, waarbij er een zeker spanningsveld bestaat tussen de economische efficiëntie en de eenvoud van het tarief. Hieronder lichten we deze complexiteit verder toe aan de hand van een aantal voorbeeldsituaties.

Op de langere termijn zou congestie ook op kunnen gaan treden juist door meer windenergie, demand response en opslag. Naarmate er meer windenergie geproduceerd wordt zal de correlatie tussen prijs en vraag verzwakken. Het is dan mogelijk dat de elektriciteitsprijs niet hoog is tijdens een piekmoment in de vraag doordat net op dat moment ook veel windenergie beschikbaar is. Als er dan ook veel flexibele vraag is, is het mogelijk dat die consumenten besluiten om juist ook op dat moment te consumeren, bijvoorbeeld door energie op te slaan voor wanneer de wind weer is afgenomen of hun auto dan op te laden. Op langere termijn – want we spreken hier over grote volumes windenergie én flexibele vraag – zou dit ertoe kunnen leiden dat de capaciteit van de distributienetten ontoereikend is en er dus netwerkcongestie optreedt. Omdat de congestie echter door flexibele vraag veroorzaakt wordt het mogelijk hem op te lossen door dit gedeelte van de elektriciteitsvraag te prikkelen naar een ander moment uit te wijken. De kosten hiervan, die bestaan uit het op een iets minder gunstig moment inkopen van een deel van de elektriciteit, zijn waarschijnlijk laag in vergelijking met netwerkverzwaring, zie [1] en [2].

Bij het opheffen van de congestie moet rekening gehouden worden met deze tijdafhankelijkheid. Dat betekent dat een andere, complexere aanpak nodig is dan de huidige wijze van congestiemanagement. Op dit moment wordt congestie op het hoogspanningsnet opgeheven door middel van *redispatching*: wanneer het netwerk overbelast dreigt te worden, wordt de inzet van productie-eenheden aangepast. In het geval van verwachte overbelasting doordat flexibele vraag in de tijd geconcentreerd wordt op momenten van lage prijzen is dat niet mogelijk als er onvoldoende productiecapaciteit dicht bij de vraag aanwezig is. Dan zal vraagsturing gebruikt moeten worden. Er zijn meerdere manieren om deze vraagsturing te bereiken. Daarbij moet er rekening mee gehouden worden dat het ontmoedigen van consumptie op een bepaald moment ertoe leidt dat er op een later moment meer geconsumeerd wordt.

Energieopslag elders: China

China is de grootste energieproducent en -consument ter wereld. In 2013 had China een totaal geïnstalleerd vermogen van 1247 GW waarvan 91 GW aan wind en 18 GW aan zon. Op dit moment wordt het elektriciteitsnet gereguleerd met kolen- en gasgestookte centrales. Daarnaast heeft China bijna 24 GW aan pompcentrales. Maar het China State Grid Energy Research Institute (SGERI) voorspelt een sterke groei aan duurzame energiebronnen, wat een grote uitdaging is voor de betrouwbaarheid van het Chinese elektriciteitsnet. In het scenario van 50% hernieuwbaar zou de capaciteit aan wind en zon toenemen tot 1000 GW in 2050. De SGERI verwacht dat de vraag naar energieopslag zelfs kan oplopen tot 200 GW in 2050. Dit zal voornamelijk opgevuld worden door pompcentrales, maar ook andere opslag technologieën zullen nodig zijn om de netstabiliteit te waarborgen. Daarom zijn verschillende demonstratieprojecten gestart zoals het Zhangbei National Wind and Solar Energy Storage and Transmission Demonstration Project met 14 MW aan Lithium ijzerfosfaat batterijen en 2MW aan Vanadium redox flow batterijen.

[1] Technology Roadmap Energy Storage, IEA 2014

Het is bijvoorbeeld mogelijk de nettarieven tijdelijk te verhogen op tijdstippen wanneer er congestie is, maar dan zullen tarieven voor meerdere periodes dus in samenhang vastgesteld moeten worden. Daarbij kan het moeilijk zijn om de reactie van marktpartijen in te schatten, maar wellicht ontstaat hier voldoende ervaring mee. Een andere optie is marktpartijen direct aan te sturen – in ruil voor financiële prikkels – en bijvoorbeeld het opladen van auto's te vertragen, maar de vraag is wie dit doet. Het druist waarschijnlijk tegen het principe van unbundling in om dit door de DSO te laten doen. Wanneer een marktpartij dit echter in concurrentie doet (een retailer, een aggregator van elektrische laadprogramma's of een ESCO) is het de vraag hoe de beschikbare netwerkcapaciteit over die marktpartijen verdeeld moet worden. Zal de DSO de beschikbare capaciteit onder die marktpartijen verdelen middels een veiling? Een uitgebreidere discussie hieromtrent is te vinden in [1] Duidelijk is in ieder geval dat congestie alleen efficiënt opgelost kan worden als de waarde van elektriciteit aan de twee kanten van de congestie van elkaar kan verschillen. Dat kan door middel van een expliciet prijsverschil of doordat consumenten een tussenpartij bepaalde mogelijkheden geven om hun flexibele consumptie aan te passen in ruil voor een vergoeding.

Opslagfaciliteiten kunnen ook gebruikt worden om congestie op te heffen, maar dat ligt economisch gezien niet voor de hand wanneer die congestie het gevolg is van flexibele vraag die in de tijd geconcentreerd wordt. Neem het voorbeeld dat er een bepaald onderdeel van het distributienet overbelast dreigt te worden doordat veel flexibele consumenten hun vraag concentreren op een tijdstip dat er een hoog aanbod van wind is. Die windenergie wordt op de Noordzee geproduceerd en via het transmissie- en het distributienet naar de consumenten getransporteerd. Indien de congestie opgeheven zou worden door middel van een opslagfaciliteit dicht bij de betreffende consumenten, zou deze opslagfaciliteit dus moeten leveren op het moment dat de prijs laag is, en waarschijnlijk dus weer gevuld moeten worden op een later tijdstip als de prijs weer hoger is. Die lage prijs was immers de aanleiding voor de consumenten om dan stroom af te nemen. Vanuit een systeemoogpunt is dit economisch gezien een onwenselijke situatie. Het verschuiven van een deel van de vraag in de tijd kost precies hetzelfde (namelijk het verschil in elektriciteitsprijs tussen het gewenste moment van consumptie en een later moment als de elektriciteitsprijs hoger is). Daarbij heeft de opslagfaciliteit aanzienlijke kapitaalkosten die afwezig zijn bij vraagsturing. Zolang er voldoende flexibele vraag is, is vraagsturing dus een aantrekkelijkere manier om congestie op te heffen dan investeren in opslagfaciliteiten.

De huidige marktinrichting zou er juist wel toe kunnen leiden dat de congestie in dit voorbeeld, als hij regelmatig optreedt, door middel van een investering in een opslagfaciliteit opgeheven wordt. Het paradigma is immers dat structurele congestie in het binnenlandse netwerk opgeheven dient te worden

door investering in het netwerk, en het is mogelijk dat het voor de DSO goedkoper is om in opslag te investeren dan in een netverzwaring. Om te zorgen dat de meest economische optie gekozen wordt, is het daarom van belang alle opties voor flexibiliteit met elkaar te laten concurreren. Dit betekent dat een situatie voorkomen moet worden waarin een DSO bijvoorbeeld wel in opslag mag investeren maar het potentieel aan vraagflexibiliteit niet ontwikkeld wordt. Daarom adviseren wij om zowel het investeren in en bedrijven van opslagfaciliteiten als het ontwikkelen en managen van vraagsturing aan marktpartijen over te laten. Een DSO die met structurele congestie geconfronteerd wordt kan dan kiezen tussen het verzwaren van zijn net en het inkopen van flexibiliteitsdiensten op de markt.

6.3.3 De regulering van eindgebruikers

Op dit moment kunnen kleinverbruikers hun geproduceerde (duurzame) energie salderen met hun energieconsumptie, ook als die niet gelijktijdig plaatsvinden. Door de elektriciteitsmeter te laten terugdraaien bij overproductie betaalt de kleine consument alleen voor zijn netto geconsumeerde elektriciteit. Dit systeem staat om diverse redenen onder druk. Zo houdt dit systeem geen rekening met de tijdwaarde van elektriciteit: elektriciteit die op een grauwe winterdag geconsumeerd wordt kan snel tweemaal zo veel waard zijn als elektriciteit die op een zonnige zomerdag teruggeleverd wordt. Ook is er geen prikkel om de lokaal opgewekte elektriciteit ook daar te gebruiken, zelfs niet als er sprake zou zijn van lokale overproductie.

De verwachting is daarom dat het salderen op termijn aangepast zal worden. Daarnaast zullen tijdafhankelijke prijzen voor kleine consumenten moeten gaan gelden (net als nu al in de groothandelsmarkt) om de momentane waarde van productie en consumptie te reflecteren. De consument zal dan 'gewoon' voor zijn ingekochte elektriciteit moeten betalen en eventuele overschotten tegen actuele marktprijzen moeten verkopen. Dit zal de aantrekkelijkheid van decentrale opwekking doen afnemen, of, anders geformuleerd, de aantrekkelijkheid van energiemanagement achter de meter doen toenemen. Voor zover de kostprijs niet zodanig gedaald is dat het toch aantrekkelijk is zal er een expliciete subsidie moeten komen om de impliciete subsidie voor duurzaam die door het salderen gecreëerd is te vervangen.

Bij het hervormen van de regulering van eindgebruikers moet bijzondere aandacht aan opslag gegeven worden. Wanneer consumenten over hun ingekochte stroom belasting moeten betalen en die niet terugkrijgen wanneer ze stroom (die bijvoorbeeld met zonnepanelen is opgewekt) verkopen, ontstaat een prikkel om hun overproductie zelf ('achter de meter') op te slaan om daarmee een deel van de dure ingekochte stroom te vervangen.

Nodal pricing: het optimale systeem?

"Nodal pool" systemen, ook wel met *nodal pricing* of *locational marginal pricing* aangeduid, zijn vooral bekend buiten Europa, bijvoorbeeld in de Verenigde Staten en Australië. Deze systemen berekenen geen prijs per gebied, maar per knooppunt, ook rekening houdend met congestie en netverliezen. Doordat elektriciteitsprijzen volledig de fysieke toestand van het systeem reflecteren, is dit wellicht de theoretisch optimale vorm van het bedrijven van een geliberaliseerd elektriciteitssysteem, zoals ook betoogd wordt in [3].

Deze systemen kennen een hogere volatiliteit in prijzen, wat in beginsel opslag van elektriciteit zal stimuleren. In verschillende buitenlandse "nodal pool" systemen wordt reeds geëxperimenteerd met elektriciteitsopslag. Een rechtstreekse vergelijking met Europese elektriciteitssystemen is echter erg lastig te maken, omdat er een veelvoud aan niet-systeem-gerelateerde redenen is om te kijken naar elektriciteitsopslag. In veel nodal pool systemen zijn de gebieden uitgestrekter waardoor de netverliezen hoger zijn. Vaak betreft het landen met een grotere en vooral minder seizoensafhankelijke duurzame productie, zoals bijvoorbeeld in Australië. Het is daarom moeilijk uit te maken of de nodal pool ook in de Nederlandse c.q. Europese situatie zou resulteren in efficiënt systeem en een beter perspectief voor opslag.

Vanuit een technisch-economisch perspectief zou een geïntegreerd Europees elektriciteitssysteem op basis van nodal pricing wellicht beschouwd kunnen worden als het optimale systeem. De politieke obstakels om deze verregaande vorm van integratie te realiseren zouden evenwel te hoog kunnen blijken – een groot verschil tussen bijvoorbeeld PJM en Europa is immers de internationale dimensie. Nodal pricing op Europese schaal zal namelijk hoe dan ook leiden tot een herverdeling van kosten en baten over de lidstaten. Daarnaast zullen bij het doorvoeren van *nodal pricing* tot in het distributienet de kosten van de complexe IT infrastructuur op een bepaald moment niet meer opwegen tegen de baten.

6.4 Marktinrichting voor een op duurzame bronnen gebaseerde energievoorziening

De markinrichting van een vrijwel volledig op duurzame bronnen gebaseerde energievoorziening is een thema dat op het moment een van de belangrijkste onderzoeksvragen binnen dit veld vormt. Het academische debat hierover is dan ook nog in volle gang. Een goed overzicht van dit debat vindt men o.a. in referenties [3], [4], [5] en [6]. De mogelijke aanpassingen die wij hierboven besproken hebben, zijn noodzakelijk, maar niet vanzelfsprekend voldoende om opslag zich te kunnen laten ontwikkelen in een steeds duurzamer wordende elektriciteitsmarkt. In principe zouden marktpartijen bereid moeten zijn om in opslag te investeren, net zoals zij in productiecapaciteit investeren, op basis van hun verwachting van toekomstige elektriciteitsprijzen.

De elektriciteitsmarkt geeft geen prikkel om flexibiliteitsdiensten te leveren op een tijdschaal korter dan de tijdstap van de markt. Zolang marktprijzen per uur bepaald worden kan een opslag in de markt geen geld verdienen door binnen een uur energie op te slaan en terug te leveren. Het onbalansmechanisme kan die prikkel wel leveren. Als de tijdschaal van de markt verkort wordt (er bestaan markten die per half uur of zelfs per 5 minuten de prijs bepalen) zal de inzet van kortetermijnopslag beter door de markt gefaciliteerd worden. Er blijft echter altijd behoefte aan flexibiliteit op nog kortere termijn, tot en met de momentane frequentieregeling. Of er speciale markten voor 'flexibiliteitsproducten' zoals ramping power georganiseerd moeten worden, of dat de huidige markten daar genoeg prikkel voor (kunnen) bieden is nog een vrij controversieel onderwerp. In [6] worden een aantal belangrijke argumenten voor en tegen

de noodzaak voor speciale ramping-producten belicht, terwijl in [7] duidelijk de stelling wordt genomen dat in de huidige Europese marktinrichting de waarde van flexibiliteit niet voldoende tot uiting komt in de marktprijzen.

Aan de andere kant is het de vraag in hoeverre marktpartijen bereid zijn om te investeren in flexibiliteit voor veel langere tijdschalen. Vraagelasticiteit kan niet verwacht worden veel bij te dragen aan tijdschalen langer dan enkele uren of hooguit, voor sommige toepassingen, dagen, want zolang zullen de meeste consumenten hun energieverbruik niet willen uitstellen. Andere oplossingen zullen gevonden moeten worden voor bijvoorbeeld seizoensfluctuaties in het aanbod van duurzame energie, maar ook bijvoorbeeld voor perioden waarin de wind niet waait. Die kunnen oplopen tot enkele weken; wanneer er in Nederland 5000 MW wind opgesteld staat en het waait niet gaat het al om honderden GWh die op een andere wijze geleverd moeten worden. Het buitenland biedt maar beperkt soelaas omdat de kans aanwezig is dat het ook daar niet waait in een periode dat het hier windstil is. De alternatieven zijn opslag en piek-productiecapaciteit. De enige duurzame opties (buiten conventionele centrales met CCS) voor dat laatste zijn biomassa en waterkracht, die beide een beperkt aanbod hebben. Opslag biedt technisch een goede mogelijkheid, maar de vraag is hoe opslagen gefinancierd kunnen worden die slechts enkele keren per jaar of nog minder gebruikt worden. De kapitaalkosten moeten dan in zeer weinig transacties terugverdiend worden, waarbij de moeilijkheid om het aantal keer dat die transacties voorkomen te voorspellen een aanzienlijk investeringsrisico vormt. Mocht dit soort laagfrequente opslag met een grote energie-inhoud nodig blijven dan is het mogelijk dat hier financiële steun voor nodig is. Een soort capaciteitsmarkt, zoals nu in het VK en Frankrijk voor productiecapaciteit ingevoerd worden, is dan wellicht een optie. Maar zoals ook in [7] betoogd wordt, zou zo'n eventueel capaciteitsmechanisme pas na het verbeteren van de day-ahead, intra-day en balancing markten aan de orde moeten zijn.

Uit het voorgaande trekken wij de volgende conclusies:

- Een sterkere Europese integratie van energiemarkten leidt tot enerzijds tot een lagere vraag naar flexibiliteit (over grote afstanden is RES productie zwak gecorreleerd resulterend in een minder variabel profiel) en anderzijds tot een vergroting van de beschikbare hoeveelheid flexibiliteit. Een Europese benadering, variërend van coördinatie tot integratie, van marktinrichting verdient dus de voorkeur boven nationale maatregelen. Zie ook [3], [7] en [8] voor uitgebreidere discussie hierover.
- Inrichting van day-ahead, intra-day en balanceringsmarkten moet zoveel mogelijk coherent zijn, op een manier dat 1) de laatste gate-closure zo dicht mogelijk tegen real-time valt om onzekerheden in RES productie en vraag, en dus de benodigde de reserves, zo klein mogelijk te houden 2) er zoveel mogelijk gebruik gemaakt kan worden van geüpdatete weersverwachtingen van duurzame energie 3) de tijdstap van de markt klein genoeg is om ook de kosten van ramping constraints re reflecteren. In [4] en [7] wordt hier verder op ingegaan.
- Wanneer congestie in de distributienetten optreedt, kan dit alleen efficiënt opgelost worden als de waarde van elektriciteit aan de twee kanten van de congestie van elkaar kan verschillen. Dat kan door middel van een expliciet prijsverschil of doordat consumenten een tussenpartij bepaalde mogelijkheden geven om hun flexibele consumptie aan te passen in ruil voor een vergoeding. Hierover is meer geschreven in [1], [2] en [9].
- Alle consumenten zullen een tijdafhankelijke (variabele) elektriciteitsprijs moeten betalen om de juiste prikkels te ontvangen. Het ontwerp van tijds- en plaatsafhankelijke elektriciteitstarieven is echter een complex geheel, zoals uitvoerig besproken wordt in [9].

- De huidige salderingsregeling en het profieltarief voor kleinverbruikers zijn zeer nadelig voor de introductie van opslag. Als de salderingsregeling voor het invoeden van duurzame energie aangepast zou worden, zou dit alleen moeten gebeuren in samenhang met het introduceren van tijds- en plaatsafhankelijke elektriciteitstarieven. Zie hiervoor ook de referenties bij de vorige punten over elektriciteitstarieven.
- Op de zeer korte tijdschalen kan opslag een bijdrage leveren aan de frequentieregeling en de netstabiliteit. De *business case* voor dit type opslag (hoogfrequent, relatief lage energie-inhoud) moet in het huidige marktmechanisme gebaseerd zijn op het onbalansmechanisme. Waar nodig dienen wel de eisen aan regel- en reservevermogen aangepast te worden zodat deze niet onterecht in het voordeel van conventionele centrales zijn. Er is discussie over de vraag of aparte markten voor flexibiliteitsproducten gecreëerd moeten worden, zie bijvoorbeeld [6].
- Op de tijdschaal van de markt – uren, in Nederland – tot meerdere dagen is het verzorgen van opslag een taak die door marktpartijen op commerciële basis geleverd kan worden. Zij concurreren dat niet alleen met elkaar, maar ook met vraagsturing, wat in veel gevallen economisch aantrekkelijker is maar waarvan het potentieel mogelijk ontoereikend is. In [9] wordt hier verder op ingegaan.
- Op de tijdschaal van weken tot maanden is het de vraag of marktpartijen voldoende in opslag willen investeren (zelfs als er in beginsel een positieve businesscase zou zijn) omdat de onzekerheid over het gebruik van dergelijke laagfrequente faciliteiten die een grote hoeveelheid energie moeten kunnen opslaan groot wordt. Daarmee wordt het investeringsrisico ook groot. Voor het wegnemen van dergelijke risico's zou dit soort opslag mogelijk financieel ondersteund kunnen worden; een soort capaciteitsmarkt zou hiervoor wellicht een marktconforme oplossing kunnen bieden, maar dit moet in samenhang met eventuele aanpassingen aan het marktontwerp van de korte-termijnmarkten gezien worden [7].
- Hoewel het investeren in en bedrijven van opslagfaciliteiten in principe een marktactiviteit en daarom geen taak voor netbeheerders, zouden DSOs de diensten die opslag kan leveren moeten kunnen inkopen van marktpartijen. Verder zouden DSO's gedifferentieerde nettarieven moeten kunnen hanteren bijvoorbeeld ter vermijding van lokale congestie, zie de eerdere referenties hierover.

Literatuuroverzicht

[1] R.A. Verzijlbergh, L.J. De Vries, Z. Lukszo. Renewable energy sources and responsive demand. Do we need congestion management in the distribution grid?, IEEE Transactions on Power Systems 29 (5): 2119-2128, 2014

[2] E. Veldman, R.A. Verzijlbergh, Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives. IEEE Transactions on Smart Grid 6 (1): 333-342, 2014.

[3] K. Neuhoff, B. F. Hobbs, D. Newbery, Congestion management in european power networks: criteria to assess the available options, Discussion Papers, German Institute for Economic Research, DIW Berlin (2011).

[4] F. Borggrefe, K. Neuhoff, Balancing and intraday market design: Options for wind integration, Discussion Papers, German Institute for Economic Research, DIW Berlin (2011).

[5] H. Holttinen, A. Tuohy, M. Milligan, E. Lannoye, V. Silva, S. Muller, L. Soder, The flexibility workout: Managing variable resources and assessing the need for power system modification, IEEE Power and Energy Magazine 11 (6) (2013) 53–62.

[6] M. Milligan, H. Holttinen, L. Soder, C. Clark, Market structures to enable efficient wind and solar power integration, in: IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.

[7] Regulatory Assistance Project (RAP), Power Market Operations and System Reliability: A contribution to the market design debate in the Pentalateral Energy Forum. Study on behalf of Agora Energiewende, 2014.

[8] M. Baritaud, D. Volk (IEA). Seamless Power Markets: Regional Integration of Electricity Markets in IEA Member Countries, 2014.

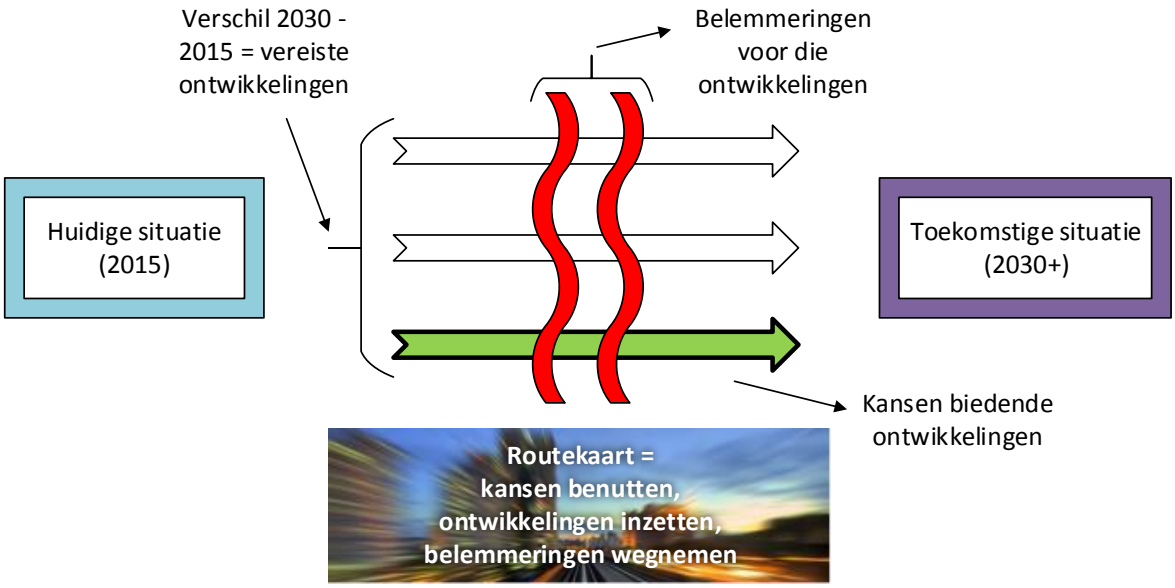
[9] B. Dupont, C.DeJonghe, L.Olmos , R.Belmans. Demand response with locational dynamic pricing to support the integration of renewables. Energy Policy 67 (2014) 344–354 .

Beantwoording onderzoeksvragen

Resultaten hoofdstuk 6:	• Gap analyse waaruit volgt wat de verschillen zijn in de marktinrichting nu en in 2030 (met een outlook naar 2050) afhankelijk van de verschillende scenario's en wat de gewenste ontwikkelingen zijn om de marktinrichting in 2030 te verwezenlijken inclusief een tijdsplaatje • Overzicht van potentiële belemmeringen voor de ontwikkelingen die volgen uit de gap analyse
Antwoord op de onderzoeks vragen:	*3a. Wat zijn de belangrijkste (met name technische en economische) belemmeringen?* *3b. Welke oplossingsrichtingen bestaan hiervoor? 4b. Welke oplossingen zijn vooral voor Nederland interessant?* *5a. Wat is er nog nodig om deze toekomstige situatie te bereiken?* 2 *5b. Zijn er innovaties nodig om deze toekomstige situatie te realiseren?*

7 BELEMMERINGEN EN KANSEN VOOR NEDERLANDSE PARTIJEN (UITKOMSTEN MARKTCONSULTATIE)

7.1 Inleiding



Figuur 7.1 Visuele representatie van belemmeringen en kansen die voortvloeien uit de gap analyse

In de voorgaande hoofdstukken zijn de vereiste ontwikkelingen geïdentificeerd die voortvloeien uit het vergelijken met de verwachte toekomstige scenario's en de huidige situatie met betrekking tot het Nederlandse energiesysteem. Het actief inzetten op die ontwikkelingen is echter niet voldoende om de beoogde toekomstige situatie te bereiken. Op dit moment bestaat er een groot aantal belemmeringen die, los van inherente technische of andersoortige complexiteit, in de weg staan van een of meerdere vereiste ontwikkelingen. Daarnaast bestaan er kansen voor Nederlandse partijen op ontwikkelingen die commerciële of maatschappelijke oplossingen bieden.

Deze belemmeringen en kansen komen voornamelijk voort uit de marktconsultaties. In onderstaande paragrafen zullen de geïdentificeerde belemmeringen per categorie worden besproken.

7.2 Belemmeringen

In deze studie zijn de volgende typen belemmeringen gevonden.

- Marktmodel- en/of regulerings-gerelateerde belemmeringen zijn talrijk en invloedrijk; economische belemmeringen zijn hier rechtstreeks aan gekoppeld.
- De interactie en rollen van partijen laat veel te wensen over; suboptimale samenwerking en tegenstrijdige belangen zorgen dat ontwikkelingen niet van de grond komen.
- Onzekerheid betreffende het bovenstaande en stimuleringsmaatregelen is in feite een type belemmering op zich, omdat partijen lange-termijn afwegingen niet goed kunnen maken en afwachtend blijven.
- Technologie-gerelateerde belemmeringen kunnen spelen, los van opslagtechnologieën zelf.

In onderstaande paragrafen zullen de geïdentificeerde belemmeringen per categorie worden besproken.

7.2.1 Marktmodel en regulering

Het is evident dat de huidige regulering en regelgeving ontwikkelingen in energieopslag sterk remmen of zelfs tot stilstand brengen. Het marktmodel in de energiesector is in feite een specifieke subset van regels die het economische raamwerk specificeert waarbinnen partijen in de energiesector zaken kunnen en mogen doen. Met name dat marktmodel is momenteel op vele manieren ongeschikt voor energieopslag, waardoor energieopslag de mogelijke diensten niet kan leveren om bijvoorbeeld juridische of economische redenen. Specifieke voorbeelden volgen hieronder.

1. *Inadequate regelgeving*. In de huidige wet- en regelgeving is energieopslag niet duidelijk en correct gedefinieerd. In het marktmodel worden energieopslag en bijbehorende regelgeving en toepasselijke economische structuren niet als zodanig beschreven. Dientengevolge zijn diensten, die in voorkomende gevallen gewenst zijn en technisch mogelijk, regeltechnisch of economisch onmogelijk. Een voorbeeld is het feit dat energieopslagsystemen bij gebrek aan expliciete rol en definitie worden aangemerkt als opwekkers in de primaire reserve markt, met de daarbij behorende verplichting 24 uur per dag 7 dagen per week beschikbaar te zijn voor het leveren van energie – een onmogelijkheid voor energieopslagsystemen omdat deze op enig moment ontladen kunnen zijn.

2. *Nivellering prijsverschillen*. Het huidige marktmodel voor consumenten (met saldering) nivelleert prijsverschillen. Wanneer de energieprijs op moment van opslaan gelijk is aan de prijs bij teruglevering cq verbruik, wordt er op dit moment geen geld verdiend aan een opslagsysteem. Er komt dus een paradoxale situatie voor: saldering stimuleert de inpassing van decentrale duurzame opwekking, maar tegelijk belemmert het energieopslag, wat een enabler kan zijn voor een energiesysteem met grootschalige duurzame opwekking. Consensus lijkt te bestaan dat saldering daarom een aantal jaren nodig blijft om duurzame ontwikkeling te blijven stimuleren, maar daarna moet worden aangepast ten behoeve van het creëren van een business case voor energieopslag als noodzakelijk onderdeel van een diezelfde duurzame energievoorziening.

3. *Mismatch kosten en baten*. Deels vanwege bovenstaande punten vallen momenteel de baten van bepaalde energieopslagdiensten soms niet op de plek waar investeringen worden gedaan. Een consument die investeert in een thuisopslagsysteem kan bijvoorbeeld kostenbesparende diensten leveren aan een netbeheerder, terwijl het huidige marktmodel geen voorzieningen biedt hem daarvoor te compenseren.

4. *Belangen conventionele producenten.* De grootste weerstand tegen een marktinrichting die de integratie van duurzame energie en de benodigde flexibiliteit bevordert kan initieel verwacht worden van de huidige conventionele producenten. Ten eerste zal een toename van het aandeel duurzame energie leiden tot een verdere daling van hun inkomsten van de productie en verkoop van elektriciteit. Ten tweede zijn zij de aanbieders van vrijwel alle flexibiliteit in het huidige systeem. In het bijzonder bij dalende inkomsten op day-ahead- en langetermijnmarkten zijn additionele inkomsten van flexibiliteit (zowel op markt voor regel- en reservevermogen als bilateraal met Tennet) meer dan welkom. Er bestaan in het huidige model dan ook weinig prikkels om hoge prijzen op onbalansmarkt ten gevolge van bijvoorbeeld meer windaanbod te reduceren.

5. *Verbod marktactiviteiten DSO's*. DSO's worden in Nederland onderworpen aan maatstafregulering (*yardstick regulation*), waarbij de *ACM* periodiek de tarieven die DSO's mogen hanteren vaststelt middels een vergelijking met de andere DSO's. DSO's hebben dus een

prikkel om hun kosten te minimaliseren, hetgeen ze bijvoorbeeld kunnen bewerkstelligen middels *smart grid* technologieën die investeringen in het netwerk kleiner maken. Aan de andere kant is ook in de elektriciteitswet verankerd dat zij in principe niet mogen interfereren met de marktwerking op elektriciteitsmarkten, wat juist deze investeringen in *smart grid* technologieën (opslag of het aansturen van flexibele vraag) weer moeilijk maakt.

6. *Verbod activiteiten DSO achter de meter*. DSO's mogen momenteel niets 'achter de meter', terwijl zij wel de positie en kennis hebben om een actieve en stimulerende rol te spelen op de thuisopslagmarkt. De netbeheerder cq energiesysteem zouden belang kunnen hebben bij een vrijere rol voor de netbeheerder met betrekking tot energieopslagsystemen achter de meter.

7. *Dubbelrol leveranciers / programmaverantwoordelijken*. Omdat veel leveranciers in feite ook de eigenaren van de conventionele centrales zijn, hebben zij om de redenen hierboven beschreven weinig reden tot het benutten van vraagelasticiteit bij eindgebruikers. Onafhankelijke aggregators die als programmaverantwoordelijke optreden hebben deze prikkel wel. Een maatregel die wel wordt voorgesteld om meer aggregatie van flexibele vraag van elektriciteit te bevorderen is het scheiden van de rollen van leveranciers en programmaverantwoordelijken.

8. *Starre regelgeving*. Regelgeving staat teveel in wetten vastgelegd in plaats van in netcode; in de huidige tijd van veel veranderingen betekent dat teveel traagheid. Nota bene: bij regelgeving die direct de economische haalbaarheid van een bepaald energieopslagsysteem beïnvloedt geldt juist dat continuïteit in regelgeving nodig is (zie onder).

7.2.2 Onzekerheid

Onzekerheid met betrekking tot voorbestaan, wijziging of introductie van bijvoorbeeld bepaalde regelgeving of stimuleringsmaatregelen is een zodanig prominente belemmering dat er in dit overzicht een aparte categorie aan is toegekend. De rol en economie van energieopslag in het toekomstige energiesysteem is sterk afhankelijk van marktmodel en regulering, welke weer afhankelijk zijn van politiek en beleid. Deze blijken in verleden en heden sterk veranderlijk qua timing en inhoud. De ontwikkelingen en investeringen rondom energieopslag hebben echter juist een lange termijn karakter, waardoor een voldoende mate van zekerheid op langere termijn vereist is. Specifieke voorbeelden volgen hieronder.

9. *Onzekere Return on Investment (RoI).* Gezien de afhankelijkheid van het marktmodel en overige regelgeving die aangepast zullen moeten worden, zijn investeringen in energieopslagsystemen (inclusief doorontwikkeling) risicovol. Er is immers grote onzekerheid in de voorwaarden waaronder en de mate waarin geld verdiend kan worden met het systeem gedurende zijn levensduur. De lange terugverdientijd voor veel energieopslagtoepassingen betekent dat zelfs onzekerheid op termijn van 5-10 jaar partijen weerhoudt van investeringen. Grote beursgenoteerde partijen kunnen investeringen niet rechtvaardigen tegenover aandeelhouders, andere partijen lukt het niet om vermogen aan te trekken.

10. *Onzekerheid rol energieopslag versus alternatieven*. Hoewel uiteenlopende voorspellingen beschikbaar zijn, staan de energiemix in het energiesysteem van de toekomst en de rol van die energieopslagdiensten kunnen spelen (als alternatief voor bijvoorbeeld Demand Response) niet vast. Ook dit punt zorgt voor afwachtende houding van marktpartijen en uitblijvende acties.

11. *Onzekerheid in kostprijsontwikkeling*. Bij veel geïdentificeerde combinaties van technologieën en diensten is gebleken dat doorontwikkeling plaats dient te vinden gericht op een lagere prijs per kW en/of kWh voor een opslagsysteem. Het is echter niet duidelijk wat relevante kostendoelstellingen zijn voor elke combinatie, vanwege onzekerheid over het vigerende

marktmodel en daarbij horende verdiensystemen, verdeling van de baten van een opslagsysteem, etc. De aanpak van elke doorontwikkelingscasus (bijvoorbeeld de mate van innovativiteit) kan daardoor niet goed worden bepaald zodat doorontwikkeling niet of minder efficiënt / effectief plaatsvindt.

12. *Onzekerheid stimuleringsmaatregelen*. Stimuleringsmaatregelen gerelateerd aan de energietransitie hebben een slechte continuïteit. Op middellange of lange termijn is het zeer onzeker welke zaken onder welke voorwaarden en in welke mate overheidsondersteuning kunnen (blijven) ontvangen. Zelfs binnen één of twee jaar kunnen om politieke redenen grote veranderingen optreden, waardoor net als bij bovengenoemde punten investeringen achterblijven of uitblijven – in tegenstelling tot bijvoorbeeld feed-in tarieven in Duitsland die voor een periode van 20 jaar vastliggen vanaf installatie van een PV-systeem of andere duurzame opwekkers.

13. *Onzekerheid gedrag consumenten*. Als er een vorm van *real-time pricing* voor eindgebruikers zal komen, is het vooralsnog erg onzeker in hoeverre consumenten bereid zijn om flexibel te zijn met hun elektriciteitsvraag. Per huishouden blijft de financiële prikkel zeer beperkt – waarschijnlijk slechts enkele tientallen Euro's per jaar. Automatisering en aggregatie van deze flexibiliteit zou derhalve cruciaal kunnen zijn om de flexibiliteit van individuele huishoudens te ontsluiten, maar hier dreigen privacy-argumenten een belemmering te vormen. Zijn huishoudens bereid om een derde partij een zekere controle over hun elektriciteitsgebruik te geven? De grote weerstand tegen de slimme meter biedt wat dat betreft nuttige lessen voor de toekomst.

7.2.3 Interactie en rollen van partijen

De technische en economische ontwikkelingen in de energiemarkt waarmee de energietransitie gepaard gaat leiden ook tot grote veranderingen in de aantallen en soorten partijen die er een rol spelen. Kleine decentrale opwekkers, consumenten, pure opslagpartijen maar ook traditionele partijen zoals centrale opwekkers en netbeheerders moeten hun (nieuwe) rol en hun interactie met elkaar een veelal nieuwe invulling geven. Voor energieopslag lijken op dit gebied een aantal belemmeringen te gelden die hieronder worden genoemd.

14. *Gebrekkige samenwerking*. Huidige partijen op de energiemarkt (zoals de overheid, netbeheerders, cooperaties, grote en kleine eindgebruikers, etc.) hebben verschillende belangen met betrekking tot energieopslag en werken daarom moeilijk samen. Men deelt de mening dat voor de energievoorziening in de toekomst een integraal systeem nodig is, maar partijen op zich kunnen of willen niet of onvoldoende samenwerken met elkaar aan onderwerpen zoals energieopslag. Er is in de energiemarkt geen eenduidige probleemeigenaar, er is geen stakeholderproces en er ontbreekt een ‘regisseur’.

15. *Rol DSO’s*. Enerzijds tonen DSO’s een sterke ambitie om de de energie-transitie te faciliteren, en omarmen zij daarbij (tenminste in vele proeftuinen) technologische innovaties die dit mogelijk maken. Anderzijds leidt het tot een forse toename in complexiteit in het operationele proces van DSO’s – iets wat in contrast kan staan met een focus op leveringszekerheid. Voor DSO’s zal vooral ook van belang zijn hoe verschillen in duurzame energie penetratie in hun netten door de reguleerder beoordeeld worden in de *yardstick* regulering.

16. *Ontoereikend realisatieklimaat*. Hoewel het innovatieklimaat in Nederland op technisch en markteconomisch gebied zodanig is dat interessante nieuwe ideeën ontstaan en worden ontwikkeld (ook met betrekking tot energieopslag), blijkt realiseren vaak moeilijk. Partijen op zich en consortia kunnen nieuwe concepten slecht van de grond krijgen. Factoren hierbij zijn

bijvoorbeeld regeldruk, financieringsproblemen en ook het bovengenoemde punt met betrekking tot samenwerking.

17. *Ontoereikende beleidsfocus en coördinatie*. Bij zowel de overheid als marktpartijen ontbreekt de focus op energieopslag als expliciet onderwerp. Energieopslag wordt gezien als een van vele ondersteunende onderdelen van de energietransitie, op zich belangrijk maar niet essentieel of urgent.

7.2.4 Technologie-gerelateerd

In hoofdstuk 5 (Technologie ontwikkeling) zijn bij diverse opslagtechnologieën technologische aspecten (gaps) geïdentificeerd waarop doorontwikkeling vereist is gegeven bepaalde diensten in de toekomstige energiemarkt. Naast deze intrinsieke technische aspecten bestaan er algemene technologie-gerelateerde belemmeringen voor de implementatie en toepassing van energieopslagsystemen, die hieronder worden genoemd. Het gaat hierbij niet om zaken die niet beinvloed kunnen worden zoals limitaties die voortvloeiend uit natuurwetten, maar om belemmeringen die kunnen worden geadresseerd en overkomen.

18. *Gebrek aan standaarden*. Zoals in vele markten zijn normen en standaarden essentieel om energieopslagsystemen aan te sluiten en te laten functioneren. Zaken zoals veiligheidsmaatregelen en -tests, bepaling van bedrijfsvoeringsparameters en validatie van prestaties moeten in overeenstemming met algemeen geaccepteerde afspraken zijn. De standaarden die momenteel bestaan zijn vaak beperkt tot een specifieke technologie, een bepaalde toepassing of bijvoorbeeld alleen op celniveau van een batterij in plaats van op systeemniveau. Het gebrek aan voldoende brede en kwalitatief goede normen en standaarden hindert partijen om energieopslagsystemen te kopen en verkopen.

7.3 Kansen voor Nederlandse partijen

7.3.1 Inleiding

In de voorgaande paragraaf zijn belemmeringen besproken die een rol spelen bij de benodigde ontwikkelingen op energieopslaggebied in Nederland. Die ontwikkelingen bieden echter ook kansen. Met de juiste aanpak en focus is het mogelijk van de nood een deugd te maken, door aan noodzakelijke ontwikkelingen slim additionele doelen te koppelen die leiden tot commerciële of maatschappelijke voordelen. De kansen zijn onder te verdelen in onderstaande deels overlappende categorieën die vervolgens paragraafsgewijs nader worden toegelicht.

- Sterke sectoren NL: gebruik maken van bestaande sterke sectoren in Nederland zodat ontwikkelingen minder tijd, geld en nieuwe kennis vereisen en daarnaast die sectoren ondersteunen.
- Nieuwe NL producten: vereiste ontwikkelingen zodanig uitvoeren dat Nederlandse bedrijven nieuwe producten op de Nederlandse en internationale markt kunnen zetten.
- Nieuwe NL diensten: vereiste ontwikkelingen zodanig uitvoeren dat Nederlandse bedrijven nieuwe diensten aan de Nederlandse en internationale markt kunnen leveren.
- Kansen voor NL algemeen: voordelen voor verschillende Nederlandse partijen tegelijkertijd en/of voor Nederland in het algemeen.

7.3.2 Kansen in sterke sectoren

Een aantal sterke Nederlandse sectoren hebben duidelijke raakvlakken met bepaalde energieopslagtechnologieën of –diensten; hieronder worden er een aantal belangrijke genoemd. Nederland heeft daar per definitie een voorsprong op andere landen bijvoorbeeld qua kennis, productiefaciliteiten en/of infrastructuur, wat een tweeledig voordeel biedt. Vereiste ontwikkelingen zijn beter te realiseren met minder kosten, in minder tijd, met minder nieuw op te bouwen kennis etc, en Nederlandse partijen kunnen een voorsprong opbouwen op het gebied van nieuwe producten en/of diensten gerelateerd aan de sector.

1. *Gasindustrie*. Alhoewel aardgas behoort tot de niet-duurzame fossiele brandstoffen, biedt de uitgebreide Nederlandse gasinfrastructuur en –kennis duidelijke kansen voor verduurzamingsondersteuning middels Power-To-Gas (P2G). In gas omgezette overtollige energie kan in Nederland uitstekend en op grote schaal worden opgeslagen, gedistribueerd en gebruikt voor primaire energievoorziening. Verder beschikt de Nederlandse glastuinbouwsector over een significant opgesteld vermogen aan kleine WKK's, die het gas weer kunnen omzetten naar elektrische energie terwijl omzettingsverliezen beperkt blijven: warmte wordt gebruikt in de kas (eventueel na warmteopslag) waardoor een totaalrendement (energetisch) van 80-90% mogelijk is.

2. *Chemische industrie*. Chemiekennis en -productiefaciliteiten zijn essentieel bij de ontwikkeling en productie van batterijen of onderdelen daarvoor (electroden, oplossingen, separators etc.). Daarnaast is Power-To-Chemicals (P2C) voor deze sector een interessante opslagtoepassing waarbij elektrische energie wordt omgezet in chemische energie oftewel chemicaliën. Hoewel het de vraag is of in dit verband P2C gezien moet worden als energieopslag of juist demand-side management, ondersteunt het in beide gevallen het energiesysteem gebruik makend van de sterke Nederlandse chemische sector.

3. *Offshore- en waterbouwindustrie*. Wind op zee is al een aandachtsgebied voor Nederland en energieopslag bij offshore boorplatforms, windparken en/of individuele windmolens is een interessante optie. Verder is Nederland bij uitstek in staat en in de gelegenheid qua omgeving om te innoveren op het gebied van grote schaal opslag door middel van een energie-eiland.

7.3.3 Nieuwe producten

De vereiste ontwikkelingen op energieopslag gebied bieden tegelijk de mogelijkheid nieuwe markten aan te boren. Wereldwijd zijn de respectievelijke energiesectoren in met name westerse landen sterk in beweging. De vraag naar energieopslagproducten zal sterk, in Nederland maar zeker ook in het buitenland, in verhouding met het aandeel duurzame opwekking in de energiemix van een land. De kans voor Nederland hierbij ligt in het gebruik maken van het Nederlandse innovatievermogen en de complexe elektrotechnische en chemische kennis om nieuwe energieopslag (-gerelateerde) producten op de internationale markt te brengen. Overigens lijkt het hierbij van groot belang om de thuismarkt te stimuleren zelfs als het internationale potentieel groter is, omdat bedrijven anders grote moeite hebben om snel genoeg te groeien voordat men voorbijgestreefd wordt door buitenlandse partijen. Voorbeelden van nieuwe producten:

4. *Nieuwe / verbeterde energieopslagsystemen*, zoals
    - CAES systemen – gebruik makend van ervaring met zowel compressoren als zoutholtes
    - Vliegwielen –bestaande startup
    - Zeezout batterij en de ijzer-nikkel batterij– innovatief Nederlands concept

5. *Energieopslag-gerelateerde software*
    - Battery Management Systemen
    - Software voor benefit stacking
    - Software voor optimalisatie inzet thuisopslagsystemen, bv voor zelfconsumptie, handel, systeemdiensten zoals netcongestie, etc.

7.3.4 Nieuwe diensten

Analoog aan kansen voor nieuwe producten bieden de in te zetten ontwikkelingen op energieopslaggebied ook kansen voor nieuwe diensten. Het marktpotentieel in Nederland en internationaal is ook hier zeer groot. Voorbeelden zijn:

6. *Systeemintegratie*: ontwerpen en realiseren van complexe geïntegreerde energiesystemen inclusief energieopslag.
7. *Modellering / informatiediensten*: ontwikkeling en gebruik van modellen om vraag en aanbod mee te voorspellen en energieopslag economisch efficiënt in te zetten.
8. *Living labs*: inrichten en exploiteren testomgevingen voor smart-grid componenten waaronder energieopslagsystemen.
9. *Marktmodellen*: ontwikkelen en testen van innovatieve marktmodellen plus advisering daarover.
10. *Businessmodellen*: ontwikkelen en adviseren bij opzetten van innovatieve business modellen.

7.3.5 Kans voor Nederland algemeen

Naast kansen voor specifieke partijen, al dan niet in een sterke sector, zijn voordelen te behalen voor Nederland als geheel bij de vereiste ontwikkelingen op het gebied van energieopslag als ondersteunende factor in de energietransitie. Meerdere partijen of de maatschappij als geheel zullen kunnen profiteren op de volgende punten:

11. *Aanbieder opslagcapaciteit*: wanneer Nederland (tijdig) inzet op energieopslag in het algemeen, kan het mogelijk een rol innemen van aanbieder van opslagcapaciteit cq flexibiliteit voor tenminste NW-Europa
12. *Gelegenheid tot systeemrevisie*: de diverse vereiste ontwikkelingen en het wegnemen van belemmeringen rondom energieopslag en in bredere zin de energietransitie bieden een kans bij uitstek om het elektriciteitssysteem en al haar componenten grondig te reviseren en toekomstbestendig te maken. Er valt bijvoorbeeld te denken aan vergaande integratie met ICT, versterking van infrastructuur, gebruik van DC netten en natuurlijk naadloze integratie van energieopslag voor verschillende functies.
13. *Verhoging duurzaamheid*: energieopslag kan het aandeel hernieuwbare energie in het Nederlandse energiesysteem helpen vergroten, zonder nadelen van bepaalde alternatieven zoals afhankelijkheid van het buitenland bij import van groene energie of verlies van opgewekte energie bij curtailment.

7.3.6 Specifieke kansen als uitkomst marktconsultatie

Omdat de routekaart bedoeld is om de grootste kansen van Nederland te realiseren, wordt vooral ingegaan op deze kansen. Hierbij kunnen er kansen liggen voor Nederlandse partijen in één van de geselecteerde diensten, maar ook op technologie ontwikkeling of systeemintegratie. Als uitkomst van de

verschillende marktconsultatie activiteiten zijn meerdere specifieke kansen naar voren gekomen, waarvan de vijf belangrijkste hieronder worden genoemd:

A) Kans = Ontwikkeling van diensten en systeemintegratie-oplossingen voor energieopslag achter de meter
    a. Commercieel beschikbare technologie: Li-ion of eventuele andere batterijen, zoveel mogelijk gebruik makend van batterijtechnologie die in andere landen al in ontwikkeling is
    b. Gebruikmakend van de zomer / winterdynamiek door met thuisopslag meerder diensten te laten leveren: energiemanagement achter de meter voornamelijk in de zomermaanden én systeemdiensten op het net voornamelijk in de wintermaanden
    c. Meerdere opslagsystemen achter de meter gezamenlijk in kunnen zetten als 'geaggregeerde bulk opslag' middels software ontwikkeling en aggregatie, voor inzet in bijvoorbeeld de balanceringsmarkt of voor regel- en reservevermogen
    d. Vooral gebruik maken van Li-ion batterij ontwikkelingen uit andere landen, als Nederland vooral inzetten op de systeemintegratie en aansturing.

    De stimuleringsmaatregelen welke dienen te worden ingezet om deze kans optimaal te kunnen benutten zijn:

        i. Ontwikkeling van nieuwe business modellen en diensten, die deze combinatie van diensten achter de meter voor verschillende stakeholders mogelijk maken
        ii. Software ontwikkeling welke als doelstelling heeft om meerdere diensten te kunnen leveren
        iii. Technologie ontwikkeling om de prijs van opslag verder te verlagen. Nederland zou niet in moeten zetten op Li-ion ontwikkelingen, maar kan mogelijk wel een slag maken met innovatieve nieuwe technologieën. Eén van de mogelijkheden is een gestandaardiseerde opslag voor gebruikers met zowel PV-zonnecellen als oplaadauto's, gebruik makend van de sterke positie van Nederland op elektrisch vervoer
        iv. Marktmodel aanpassen zodat deze systeemdiensten ook gewaardeerd worden (denk aan het aanpassen van de salderingsregeling en variabele tarifering)
        v. Standaardisering bevorderen om veilige en coherente inpassing van de energieopslag systemen op het elektriciteitsnet mogelijk te maken, zowel technisch als qua aansturing (standaarden USEF en Powermatcher/FPAI)
        vi. Demonstraties stimuleren om ervaring te kunnen opdoen met dergelijke opslagsystemen en –diensten

B) Kans = toepassen van compressed air energy storage (CAES) in Nederland
    a. Commercieel beschikbare technologie: CAES
    b. Een technologie welke diensten kan leveren op zowel wholesale als markt voor balancering en reservevermogen
    c. De kansen voor Nederland zijn onder andere de aanwezigheid van zoutholtes waar deze technologie kan worden geimplementeerd en de aanwezigheid van kennis omtrent compressor technologie.

    De stimuleringsmaatregelen welke dienen te worden ingezet om deze kans optimaal te kunnen benutten zijn:

        i. Technologie ontwikkeling voor nieuwe locaties en Nederlandse omstandigheden

ii. Marktmodel aanpassen (mogelijk maken dat alternatieve flex opties zich ook op balancering en reservemarkt kunnen opereren, en daarmee de waarde van flexibiliteit in de markt reflecteren)
iii. Investeringsrisico's beperken
iv. Demonstratie stimuleren

C) Kans = ontwikkelen en toepassen vliegwielen en li-ion systemen voor de balanceringsmarkt
   a. Commercieel beschikbare technologie: vliegwiel en li-ion
   b. Scoren heel goed op markt voor balancering en reservevermogen
   c. Voor vliegwieltechnologie is nog veel innovatie mogelijk, potentieel exportproduct
   d. Een Nederlands bedrijf is al actief in deze ontwikkeling

De stimuleringsmaatregelen welke dienen te worden ingezet om deze kans optimaal te kunnen benutten zijn:

i. Marktmodel aanpassen (mogelijk maken dat alternatieve flex opties zich ook op balancering en reservemarkt kunnen opereren, waarde van flexibiliteit in de markt reflecteren)
ii. Technologie ontwikkeling stimuleren
iii. Investeringsrisico's beperken

D) Kans = ontwikkelen en toepassen van Power2Gas, lange termijn
   a. Veel kansen voor Nederland: kennis omtrent gas, product waterstof voor verschillende toepassingsgebieden relevant, bijvoorbeeld voor vergroening van de petrochemie en de gassector en gasinfrastructuur
   b. Met uitkijk naar 2050 kan het diensten leveren op wholesale markt, balancerings- en reservermarkt, maar ook seizoensopslag, in het traject 2030-2050
   c. Denkend aan de specifieke sterke Nederlandse punten, zijn er mogelijk tussenstappen die al eerder (tot 2030) zouden kunnen worden verkend: bijvoorbeeld het genereren van H2 uit windstroom op de Noordzee (synergie met offshore en gasinfrastructuur[33]) en ten tweede het generen van H2 als "Power to Products" halffabrikaat in de industrie, zie ook Perceel 4. Beide vereisen nadere voorstudie
   d. Meerdere bedrijven al mee bezig

De stimuleringsmaatregelen welke dienen te worden ingezet om deze kans optimaal te kunnen benutten zijn:

i. Technologie ontwikkeling
ii. Demonstraties stimuleren

E) Kans = Innovatieve ondernemers kunnen business halen uit de mogelijkheden die de behoefte aan flexibiliteit bieden
   a. Energieopslag is bij uitstek onderwerp waar creativiteit, ondernemerschap en Nederlandse kennis omtrent chemie / water en energie samenkomen
   b. Er bestaat een behoefte aan goedkope vormen van energieopslag

[33] Zie ook TKI Gas en EDGAR, Januari 2015: De rol van gas in de programmering van energieresearch

c. Voor specifiek de volgende specs a) zeer korte responstijden (onbalansmarkt), b) ontlaadtijden van rond de vier uur (energiemanagement achter de meter) en c) meerdaagse opslagtijden

De stimuleringsmaatregelen welke dienen te worden ingezet om deze kans optimaal te kunnen benutten zijn:

i. Technologie ontwikkeling
ii. Demonstraties stimuleren
iii. Ontwikkelen nieuwe business modellen en diensten

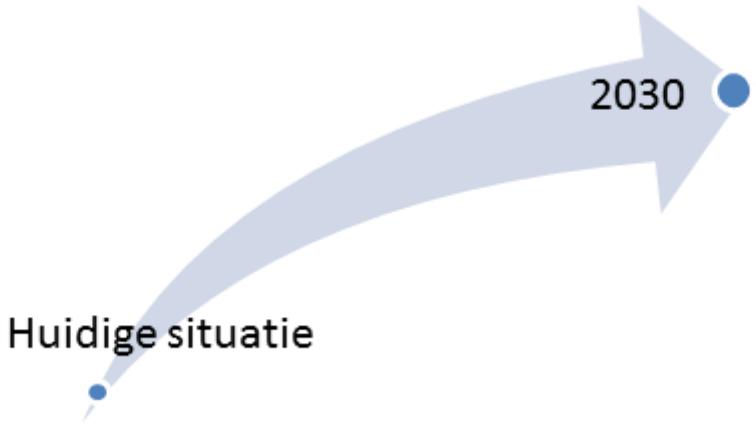
Beantwoording onderzoeksvragen

Resultaten hoofdstuk 7:	• Identificatie van Nederlandse partijen die nodig zijn bij ontwikkelingen die de transitie van de energiemarkt van nu tot 2030 (met een outlook naar 2050) voor de verschillende scenario's • Evaluatie van kansen voor het Nederlandse bedrijfsleven op de energiemarkten die niet direct aan Nederland gekoppeld zijn • Verslag van consultatieronde
Antwoord op de onderzoeks vragen:	*4b. Welke oplossingen zijn vooral voor Nederland interessant?* 1. *In hoeverre moet, vooruitlopend op het ontstaan van die omstandigheden, R&D aan, en/of demonstratie van verschillende opslagsystemen plaatsvinden?* *7b. Welke rol kunnen Nederlandse partijen op dit terrein spelen (R&D, bedrijvigheid) en waar liggen de belangrijkste economische kansen voor Nederlandse partijen?*

8 ROUTEKAART ENERGIEOPSLAG 2030

8.1 Doel actieplan

Door de verdere groei van duurzame energie groeit de behoefte aan flexibiliteit. Deze behoefte kan onder andere door energieopslag vervuld worden. Uit de analyses in dit rapport is naar voren gekomen dat opslag een technologisch voordeel heeft ten opzichte van de alternatieven demand response, back-up centrales en interconnectie, en dan met name voor diensten met een typische tijdschalen van zeer kort en enkele dagen en diensten waarbij het locatieaspect van belang is.Voor het leveren van diensten voor de primaire reserve markt wordt onder huidige omstandigheden reeds een positieve business case verwacht. In een aantal landen om ons heen wordt daarnaast reeds geïnvesteerd in en geëxperimenteerd met opslag. Dit onderzoek laat zien dat opslag in de toekomst een belangrijke bron van flexibiliteit kan zijn om de integratie van duurzame energie te bevorderen, maar dat voor de meeste diensten de kosten van energieopslag in de komende jaren te hoog zijn voor om een positieve business case te behalen.



Figuur 8.1 – Acties uit de routekaart zijn nodig om het doel in 2030 te bereiken

Twee typen activiteiten zijn nodig om de potentiële bijdrage van opslagtechnologieën te realiseren:

- Het stimuleren en ondersteunen van onderzoek en ontwikkeling;
- Het weghalen van belemmeringen in wetgeving, het marktmodel en de regulering.

Uit onze analyse komt naar voren dat opslagtechnologieën economisch het eerst interessant zullen worden voor diensten op korte tijdschalen, van minuten (frequentieregeling) tot meerdere dagen. Door niet specifiek een technologie te ondersteunen, maar bovengenoemde twee acties toe te spitsen op deze meest kansrijke diensten is sprake van een robuust actieplan. Als nieuwe technologieën of diensten worden ontwikkeld die passen binnen deze kaders, kunnen ze goed ondersteund worden door dit actieplan. Ook bestaande systemen die verdere ontwikkeling nodig hebben of juist gedemonstreerd kunnen worden, passen hierbij.

8.2 Acties

Wij adviseren de volgende zeven acties om te helpen om de ontwikkeling de geselecteerde opslagdiensten een stap dichterbij te brengen.

1 *Technologieontwikkeling (R&D) voor opslag technologieën en softwaretools*

Er is nog veel ontwikkeling mogelijk op het gebied van energieopslagtechnieken. Ontwikkelingen die ervoor zorgen dat de kosten van energieopslagsystemen verlaagd worden, zouden daarom moeten worden gestimuleerd. Dit geldt met name voor technologieën die geschikt zijn voor energiemanagement achter de meter en de reservemarkt, omdat hier het eerst commerciële toepassingen van energieopslag kunnen worden verwacht. Uit de analyse blijkt dat vliegwielen, batterijen (met name Li-ion) en CAES interessante opslagtechnieken zijn die reeds commercieel beschikbaar zijn. De overheid zou R&D voor deze technologieën moeten ondersteunen om deze technologieën verder te ontwikkelen en naar het gewenste prijsniveau te krijgen.
Anderzijds kan ook het stimuleren van meer fundamenteel onderzoek aan technologieën die nu nog in een veel eerder stadium van ontwikkeling zijn juist een grote kans bieden. Daarbij zou de focus vooral gericht moeten zijn op die technologieën die de beste technische karakteristieken hebben om met de belangrijkste uitdagingen van duurzame energie om te gaan. De analyses in dit rapport tonen aan dat technologieën met een zeer grote energie-inhoud die energie voor lange tijd op kunnen slaan hierin kansrijk zijn. Dergelijk fundamenteel onderzoek zou zich dan op de volgende aspecten kunnen richten: het verlagen van de kapitaalkosten per energie-inhoud, het beperken van stationaire verliezen en het verhogen van de round-trip efficiëntie. Met deze nieuwe technologieën heeft Nederland de kans een unieke kennispositie op te bouwen.

Omdat er wereldwijd al veel gebeurt op het gebied van onderzoek aan de technische aspecten van energieopslag, zal Nederland zich ook moeten richten op de toepassing ervan in het energiesysteem. Hierbij kan gedacht worden aan de ontwikkeling van energiemanagementsystemen die bijvoorbeeld verschillende diensten voor één opslagsysteem combineren. Dit is een ontwikkeling die veel kansen biedt voor Nederland en waar nog veel R&D voor nodig is. Dergelijke systemen zijn daarnaast ook toepasbaar voor het inzetten van demand reponse, zodat deze kennis ook bij het uitblijven van een grote rol van opslag relevant blijft.

2 *Ontwikkelen nieuwe businessmodellen en -diensten*

Naast technologieontwikkeling is ook R&D nodig naar innovatieve concepten om opslag goed in te zetten. Hierbij kan gedacht worden aan de combinatie van verschillende diensten voor één opslagsysteem en 'second life' toepassingen van EV batterijen. Nederlandse partijen zijn sterk op het gebied van systeemintegratie. Ook als technologieontwikkeling niet binnen Nederland plaatsvindt, kan Nederland een belangrijke rol spelen bij het ontwikkelen van nieuwe businessmodellen en diensten die kunnen worden aangeboden met energieopslagsystemen, mogelijk in combinatie met bijvoorbeeld demand response. Ook het modelleren van deze combinaties is een uitdaging die hieronder valt. Omdat deze ontwikkeling nu nog in de kinderschoenen staat, zal onderzoek zich moeten richten op de ontwikkeling van deze businessmodellen en diensten (denk aan aggregator modellen), de impact hiervan op de business case en ook op de opslagsystemen zelf en de energiemanagementsystemen die hiervoor nodig zijn. De doelstelling van dergelijke businessmodellen moet zijn: het verhogen van de opbrengsten van energieopslagsystemen, het verlagen van de risico's voor investeerders, en het verduidelijken van financieringsstromen die gepaard gaan met investeringen in energieopslagsystemen. De Nederlandse overheid zou initiatieven op dit gebied moeten ondersteunen om hiermee de Nederlandse economie op dit punt te laten groeien. Dit kan zijn in de vorm van stimuleringsregelingen voor dergelijke businessmodellen, participaties (mogelijk in de vorm van Green Deals) en het stimuleren van onderzoek om dergelijke businessmodellen vorm te geven. Dit kan leiden tot een grote toepassing van opslag in Nederland, maar ook van export van deze diensten naar het buitenland.

3 *Evalueren waar flexibiliteit beter ingepast kan worden in Nederlands marktmodel en regulering*
Het Nederlandse marktmodel en de regelgeving zijn mogelijk nog niet voldoende ingericht op het gebruik van nieuwe bronnen van flexibiliteit, zoals demand response of opslag. Door, waar mogelijk en noodzakelijk, het marktmodel en de regulering aan te passen, kan opslag op een aantrekkelijker manier worden toegepast, bijvoorbeeld omdat het dan eenvoudiger mogelijk is om flexibiliteit te verhandelen. Ook prijsprikkels van netbeheerders of opwekkers aan eindgebruikers kunnen helpen om opslag aantrekkelijker te maken. De inrichting van de elektriciteitssector is echter een complex geheel, wat bovendien steeds meer om Europese coördinatie of integratie vraagt. Nader onderzoek over de precieze vormgeving van de veranderingen wordt daarom aanbevolen.

4 *Wegnemen belemmeringen in Nederlandse wetgeving en subsidieregelingen*
De Nederlandse overheid moet evalueren hoe huidige wetten en subsidieregelingen aanpast kunnen worden zodat ze niet langer onnodig belemmerend zijn voor de toepassing van energieopslag. Er zijn verschillende wetten die de mogelijkheden en de voordelen van opslag beperken. Een bekend voorbeeld hiervan is de salderingswet. Het verdient de aanbeveling deze wet aan te passen, zodanig dat het de inpassing van hernieuwbare bronnen op een economisch efficiënte wijze faciliteert. Dit is bijvoorbeeld mogelijk door prijzen in te voeren die zowel tijdsafhankelijk als locatieafhankelijk zijn. Ook de prijs die eindgebruikers krijgen voor elektriciteit die terug geleverd wordt, zou dan tijd- en locatieafhankelijk moeten zijn. Hiermee wordt ervoor gezorgd dat de financiële prikkels voor opslagsystemen bij eindgebruikers beter in lijn komen te liggen met de doelstellingen voor het het totale systeem. Er bestaat echter wel een risico dat verschillen in belasting van ingekochte en teruggeleverde stroom deze prikkels vertekenen.

Ook werd de ontwikkeling van energieopslagtechnologien in de afgelopen jaren vaak uitgesloten van subsidie omdat opslag werd gezien als "import-technologie", waarvoor geen eigen R&D in Nederland nodig is. De overheid zal bij nieuwe wetgeving en subsidieregelingen moeten bedenken wat de impact is van deze verandering op de toepassing van opslag.

5 *Stimuleren van de samenwerking van stakeholders*
Omdat een goede inzet van opslag in Nederland een samenwerking van verschillende partijen vereist, is het belangrijk dat deze partijen ervaring krijgen om met elkaar samen te werken. Zeker als verschillende diensten gecombineerd worden, zal moeten worden afgesproken hoe de kosten en inkomsten worden verdeeld. Het is daarom goed om pilots op te zetten waarbij niet alleen de technologie wordt getest, maar waarbij vooral ook deze nieuwe businessmodellen worden toegepast. Op het moment dat opslag economisch aantrekkelijk lijkt te gaan worden of om andere redenen door marktpartijen ingevoerd gaat worden, raden wij aan dat de overheid het tot stand komen van dergelijke samenwerkingen ondersteunt en test in pilots. Belangrijk hierbij is bijvoorbeeld dat de kosten en baten van opslag bij verschillende stakeholders liggen en dat er wordt afgesproken hoe deze worden verdeeld en verrekend.

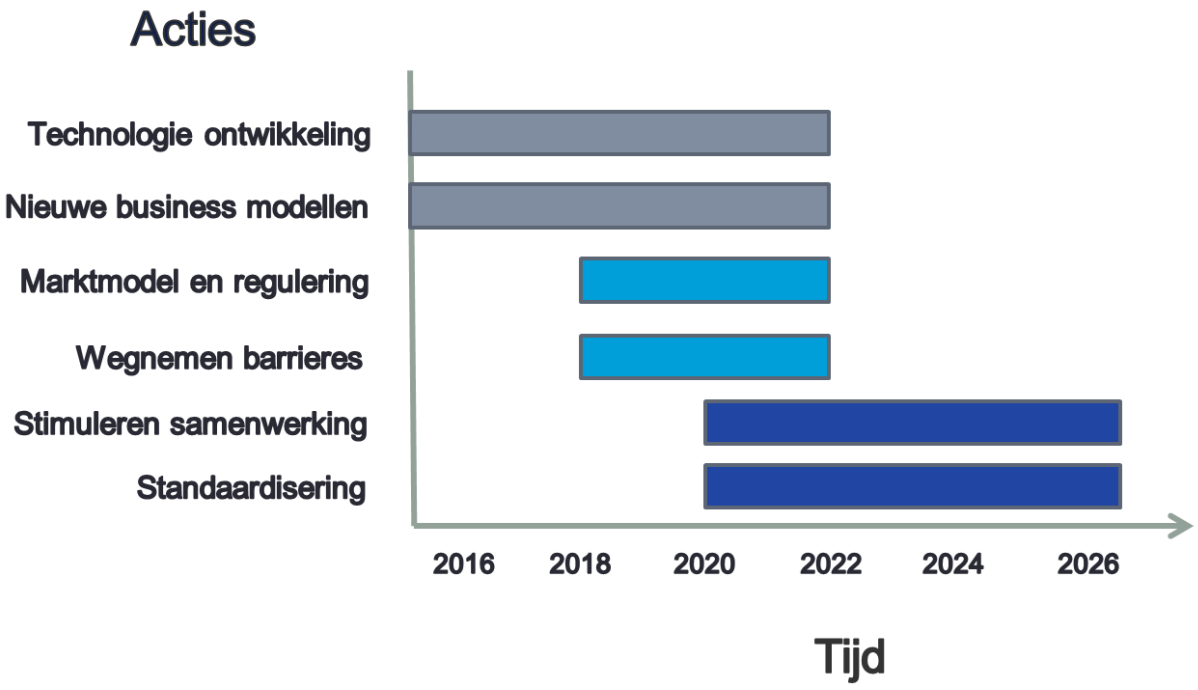
Het wordt aangeraden deze actie over het algemeen pas in te zetten op het moment dat aan de ene kant de kosten van energieopslagtechnologieen voldoende zijn gedaald en anderzijds de baten voldoende zijn gestegen.

6 *Standaardisatie stimuleren*

Tenslotte zal standaardisatie nodig zijn voor de grootschalige toepassing van opslagsystemen. De overheid zal initiatieven daartoe moeten ondersteunen en ook bij alle systemen die zijn ondersteund eisen, dat de systemen die worden toegepast voldoen aan deze standaard.

8.3 Planning van de activiteiten

Onderstaand figuur geeft de timing van de activiteiten schematisch weer. Hierin is te zien dat op de korte termijn vooral moet worden ingezet op R&D om kosten te verlagen en nieuwe business modellen te stimuleren. Dit is nodig om de ontwikkeling in gang te brengen en aan te laten sluiten bij de toepassingen die op de langere termijn worden gezien.
Op de middellange termijn zijn acties nodig om de wetgeving en regulering aan te passen en om barrières weg te nemen. Dit zijn dus de acties die nodig zijn om de juiste randvoorwaarden te scheppen voor energieopslag.
Op de langere termijn zijn vervolgens nog acties nodig die grootschalige toepassing mogelijk maken, dit zijn met name het stimuleren van samenwerking en standaardisatie.



[2]
Figuur 8.2 Acties die grootschalige toepassing mogelijk maken

Beantwoording onderzoeksvragen

Resultaten hoofdstuk 8:	• Overzicht van benodigde acties voor energietransitie tot 2030 met outlook naar 2050 per scenario inclusief overzicht van bijbehorende betrokken partijen en tijdsplaatje • Speciale aandacht voor beleidsmaatregelen die nodig zijn voor deze energietransitie
Antwoord op de onderzoeks vragen:	*6a. Is een (financieel) ondersteuningsmechanisme (zoals SDE+) nodig om deze oplossingen op tijd te kunnen implementeren?* *6b. Hoe zou een mechanisme er uit moeten zien?* *7c. Hoe zit de roadmap eruit voor het realiseren van de gewenste energie opslagsystemen in Nederland?*

9 REFERENTIES

Hoofdstuk 4

Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030, ENTSO-E, 2013)

Energieakkoord voor Duurzame Groei. SER, september 2013

Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030, DNV GL, CE Delft, 2014

Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030, ENTSO-E, 2013)

L.Hirth. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics, Volume 38, July 2013, Pages 218-236

M.Gimeno-Gutiérrez, R. Lacal-Arántegui (JRC). Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage. 2013

Agentschap NL. MJA-Sectorrapport 2011 Koel- en vrieshuizen, 2011

CBS. Energieverbruik land- en tuinbouw, 2014

N. van der Velden en P. Smit. Groei elektriciteitsconsumptie glastuinbouw. Hoe verder? LEI-rapport 2013.

RVO, Warmte en koude en Nederland, 2013

J.A.F. De Ruijter (KEMA), Quickscan potentie van warmtepompen voor energiebesparing bij teelten met een laag energieverbruik, 2012

Agentschap NL. MJA-Sectorrapport 2011 Koel- en vrieshuizen, 2011

C. Hellinga. De energievoorziening van Nederland. Vandaag (en morgen?)

R.A.Verzijlbergh. The Power of Electric Vehicles – Exploring the Value of Flexible Electricity Demand in a Multi-Actor Context

Gerssen-Gondelach, Performance of batteries for electric vehicles on short and longer term, 2012

Zakeri et al, Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, 2015

DNV GL, NERA, Imperial College. Integration of Renewable Energy in Europe. 2014

R. Van Staveren. The Role of Electrical Energy Storage in A Future Sustainable Electricity Grid. MSc Thesis TU Delft, 2014.

Hoofdstuk 5

Zakeri et al, Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, 2015

Technology Roadmap Energy Storage, IEA, 2014

Electricity Storage, Technology Brief, IEA-ETSAP and Irena, 2012

DOE Global Energy Storage Database, www.energystorageexchange.org/projects

European Association for Storage of Energy website, www.ease-storage.eu/technologies

Hoofdstuk 6

Technology Roadmap Energy Storage, IEA 2014

R.A. Verzijlbergh, L.J. De Vries, Z. Lukszo. Renewable energy sources and responsive demand. Do we need congestion management in the distribution grid?, IEEE Transactions on Power Systems 29 (5): 2119-2128, 2014

E. Veldman, R.A. Verzijlbergh, Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives. IEEE Transactions on Smart Grid 6 (1): 333-342, 2014.

K. Neuhoff, B. F. Hobbs, D. Newbery, Congestion management in european power networks: criteria to assess the available options, Discussion Papers, German Institute for Economic Research, DIW Berlin (2011).

F. Borggrefe, K. Neuhoff, Balancing and intraday market design: Options for wind integration, Discussion Papers, German Institute for Economic Research, DIW Berlin (2011).

H. Holttinen, A. Tuohy, M. Milligan, E. Lannoye, V. Silva, S. Muller, L. Soder, The flexibility workout: Managing variable resources and assessing the need for power system modification, IEEE Power and Energy Magazine 11 (6) (2013) 53–62.

M. Milligan, H. Holttinen, L. Soder, C. Clark, Market structures to enable efficient wind and solar power integration, in: IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.

Regulatory Assistance Project (RAP), Power Market Operations and System Reliability: A contribution to the market design debate in the Pentalateral Energy Forum. Study on behalf of Agora Energiewende, 2014.

M. Baritaud, D. Volk (IEA). Seamless Power Markets: Regional Integration of Electricity Markets in IEA Member Countries, 2014.

B. Dupont, C.DeJonghe, L.Olmos , R.Belmans. Demand response with locational dynamic pricing to support the integration of renewables. Energy Policy 67 (2014) 344–354

BIJLAGE A - MARKTCONSULTATIE

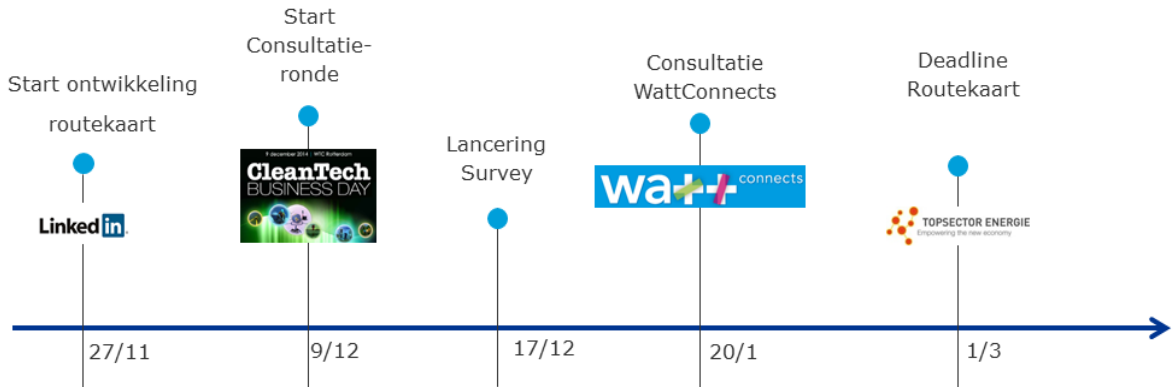
Inleiding

De drie partners die de Routekaart Energieopslag 2030 opgesteld hebben, bezitten aantoonbare gedegen, gespecialiseerde en complementaire kennis en ervaring met betrekking tot het onderwerp. De activiteiten, achtergronden en professionele netwerken van de organisaties en hun medewerkers stellen hen gezamenlijk in staat een kwalitatief hoogwaardige analyse en visie te produceren. Desalniettemin is het uiterst waardevol om inbreng van zo veel mogelijk verschillende (andere) belanghebbenden van energieopslag nu en in de toekomst mee te nemen in het project. Meerwaarde die het raadplegen van deze partijen biedt ligt metname in toetsen, aanvullen en verfijnen van in ontwikkeling zijnde inzichten en projectresultaten, maar indirect ook in het creëren van draagvlak voor een Routekaart.

Gezien diversiteit en aantal van huidige en toekomstige belanghebbenden en gezien hun soms zeer uiteenlopende belangen en perspectieven werd één contactmoment onvoldoende geacht en is er meermaals interactie geweest met de partijen, samengevat onder de noemer Marktconsultatie:

- Consultatie tijdens FME CleanTech Business Day
- Consultatie tijdens Watt Connects bijeenkomst
- Online vragenlijst

Hieronder volgt een korte beschrijving van elk van deze Marktconsultatie-activiteiten.



Marktconsultatie FME CleanTech Business Day

Op 9 december 2014 vond de FME CleanTech Business Day plaats. Dit evenement streeft ernaar om innovatie, markt en financiering bij elkaar te brengen op het gebied van duurzame energietechnologie. Energieopslag-belanghebbenden zijn deel van de doelgroep voor dat evenement, bestaande uit ontwikkelaars, producenten, afnemers en financiers. Met hen heeft een zeer energieke en interactieve brainstormsessie plaatsgevonden met een ervaren facilitator. Er is door de aanwezigen metname gesproken over oplossingen die energieopslag kan bieden, belemmeringen die partijen ervaren en verwachten, en ook kansen voor "BV Nederland" die men waarneemt. De uit de markt afkomstige input van die dag is intern gerapporteerd en samen met de andere markconsultaties verwerkt in de Routekaart Energieopslag 2030.

Marktconsultatie Watt Connects

Watt Connects is een smart grid kennis- en inspiratiecentrum in Arnhem, een samenwerking van TenneT, Alliander, Hogeschool Arnhem-Nijmegen (HAN) en DNV GL. Het netwerk van Watt Connects omvat meer dan 1000 professionals verspreid over de moderne energiesector, die via maandelijkse bijeenkomsten en andere communicatiekanalen op de hoogte blijven en ook actief meepraten / meewerken aan ontwikkelingen in de sector. De tweede marktconsultatie ten behoeve van de Routekaart Energieopslag vond op 20 januari 2015 plaats als dagdeel van een Watt Connects bijeenkomst. De interesse voor de marktconsultatie was zeer groot: er waren meer dan 90 aanmeldingen (normaliter 40-60 deelnemers). Na een korte plenaire introductie vonden vier gescheiden workshops plaats, elk met een ander energieopslag-toepassingsgebied als uitgangspunt voor discussie: Diensten bij de Klant, Distributie, Transmissie en Centrale Opwekking. In elke workshop leverden belanghebbenden interactief en op zeer levendige wijze input met betrekking tot diensten, technologieën, belemmeringen en kansen. Na afloop van elke workshop werd aanwezigen de gelegenheid geboden aanvullingen te geven op de resultaten voor andere toepassingsgebieden.

Online vragenlijst

Op 17 december is een vragenlijst online gezet op de projectwebsite gericht op de belanghebbenden, met als doel om meningen in kaart te brengen met betrekking tot technologieën, toepassingen, kansen en belemmeringen van energieopslag.

Answer Choices	Responses
Machinebouwer/aanbieder van opslagsystemen	5.48%
Ontwikkelaar van opslagsystemen	17.81%
Elektrisch vervoer	6.85%
Leverancier van energie	6.85%
Netbeheerder	27.40%
Installateur van (opslag) systemen	5.48%
Onderzoeker energie en opslag systemen	26.03%
Gebruiker van (opslag) systemen in de industrie	5.48%
Gebruiker van (opslag) systemen uit overheid, kantoren en vastgoed	0.00%
Beleidsmaker	2.74%
Expert/consultant energietransitie	39.73%
Handel in Energie / aanbieder nieuwe diensten	5.48%
Total Respondents: 73	

	gering	redelijk	groot	zeer groot	onbekend	Total	Weighted Average
Thuisopslag	5.97% 4	16.42% 11	23.88% 16	53.73% 36	0.00% 0	67	3.25
Elektrische auto's	4.48% 3	19.40% 13	40.30% 27	35.82% 24	0.00% 0	67	3.07
Flexibel laden van elektrische voertuigen	7.46% 5	17.91% 12	38.81% 26	34.33% 23	1.49% 1	67	3.02
Vehicle to grid	18.18% 12	39.39% 26	22.73% 15	7.58% 5	12.12% 8	66	2.22
Beheer van spanningskwaliteit	9.23% 6	33.85% 22	21.54% 14	13.85% 9	21.54% 14	65	2.51
Spannings-/blindvermogenshuishouding	9.68% 6	33.87% 21	11.29% 7	11.29% 7	33.87% 21	62	2.37
Frequentieregeling	12.70% 8	36.51% 23	17.46% 11	6.35% 4	26.98% 17	63	2.24
Balanshandhaving (<15 min.)	1.52% 1	21.21% 14	31.82% 21	28.79% 19	16.67% 11	66	3.05
Balanshandhaving (>15 min.)	7.94% 5	25.40% 16	30.16% 19	17.46% 11	19.05% 12	63	2.71
Congestiemanagement, transmissie	24.62% 16	29.23% 19	24.62% 16	1.54% 1	20.00% 13	65	2.04
Congestiemanagement, distributie	4.62% 3	29.23% 19	35.38% 23	13.85% 9	16.92% 11	65	2.70
Ramp rate control	4.55% 3	21.21% 14	13.64% 9	10.61% 7	50.00% 33	66	2.61
Economische inzet van centrales	13.85% 9	32.31% 21	32.31% 21	13.85% 9	7.69% 5	65	2.50
Onderhoudsplanning	22.22% 14	36.51% 23	17.46% 11	3.17% 2	20.63% 13	63	2.02

Figuur A.1 Vragenlijsten

Op peildatum 20 januari was het aantal respondenten 73, met een redelijke spreiding over de verschillende betrokken partijen (zie figuur A.1). Consultants en netbeheerders en waren sterk vertegenwoordigd. Metname thuisopslag en elektrische auto's kwamen naar voren als prominente toepassingen, terwijl congestiemanagement op transmissieniveau bijvoorbeeld juist niet waarschijnlijk werd geacht. Power-to-gas, regeltechniek/systeemintegratie en gecombineerde E/G/W

infrastructuurkennis kwamen naar voren als duidelijke kansen. Marktmodel en regulering werden gezien als belangrijkste belemmeringen, samen met een te hoge kostprijs.

Answer Choices	Responses	
Maakindustrie voor ontwikkeling 'warmte-batterij'	29.23%	19
High-tech gaskennis voor power-2-gas	58.46%	38
Regeltechniek en systeemintegratie van opslag technologien	58.46%	38
Chemische industrie en ontwikkeling van batterijen	21.54%	14
Combinatie E, W, G kennis over infrastructuur	53.85%	35
Serious gaming en energie opslag	18.46%	12
Kennisland inrichten van ruimte voor energie opslag bovengronds	23.08%	15
Kennisland inrichten van ruimte voor energie opslag ondergronds	21.54%	14
Ontwikkelen business modellen en belasting constructies	21.54%	14
Dutch design en building-integrated opslag	33.85%	22
Kennis over water -> valmeren	20.00%	13
Kennis omtrent warmtenetten en warmteopslag	46.15%	30
Elektrisch vervoer en laad strategieën	49.23%	32
Batterij management systemen	29.23%	19
Total Respondents: 65		

Answer Choices	Responses	
Marktmodel is niet ingericht voor energie opslag	61.54%	40
Regulering is niet toegespitst op energie opslag	52.31%	34
Er zijn goede alternatieven voor energie opslag	16.92%	11
Prijzen energie opslag zijn te hoog	55.38%	36
Salderingsregeling	41.54%	27
Complexiteit van transactie kosten en IT	7.69%	5
Verdienmodel te complex bij verschillende baten uit een systeem	23.08%	15
Ontbrekende kennis over installatie opslag systemen	15.38%	10
Acceptatie: gebruikers kunnen niet met de tech omgaan	4.62%	3
Vast tarief voor elektriciteit	38.46%	25
Veiligheid (perceptie)	3.08%	2
Business case voor opslag is niet aantrekkelijk genoeg	55.38%	36
Er is nog niet zoveel duurzame energie geïnstalleerd dat er echt een noodzaak is	44.62%	29
Total Respondents: 65		

Verwerking

De resultaten van deze drie marktconsultatie-activiteiten zijn zorgvuldig geanalyseerd en verwerkt in de projectresultaten. Wat opviel is dat de feedback uit de drie activiteiten sterk overeenkwam met elkaar en ook met de projectresultaten van het consortium – een constatering die de Routekaart meer gewicht geeft. Enkele punten, metname met betrekking tot geïdentificeerde belemmeringen, vormen goede toevoegingen terwijl andere bestaande punten met hulp van belanghebbenden beter geformuleerd en/of genuanceerd konden worden.

BIJLAGE B: KOSTENOVERZICHT

	Technologie	Total Capital Costs 2015 [EUR/kW] Min	Total Capital Costs 2015 [EUR/kW] Max	Total Capital Costs 2015 [EUR/kWh] Min	Total Capital Costs 2015 [EUR/kWh] Max	status
elektro mechanische opslag	Pompcentrale (PHS)	1030	1675	96	181	commercieel
	Gecomprimeerde lucht (CAES) - diabatisch	774	914	48	106	commercieel
	Gecomprimeerde lucht (CAES) - adiabatisch	1286	1388	210	278	R&D
	Vliegwiel	590	1446	1850	25049	commercieel voor UPS toepassingen; in ontwikkeling voor net ondersteuning
elektrochemische opslag	Lithium-ion batterij	874	2746	459	560	commercieel voor lap tops; in demonstratiefase voor net ondersteuning
	Loodzuur batterij	1388	3254	346	721	commercieel voor auto accu's, UPS
	Natrium zwavel batterij (NAS)	1863	2361	328	398	demonstratie/commercieel
	Nikkel batterij (NiMH)	1000	1500			commercieel voor kleine consumenten toepassingen
	Redox-Flow batterij (VRB)	1277	1649	257	433	demonstratie
elektrische opslag	Elektrochemische condensator	214	247	691	856	R&D
magnetische opslag	Supergeleidende magnetische energieopslag (SMES)	212	568	5310	6870	R&D
Chemische opslag	Power-to-H2, alkaline electrolyse			227	457	demonstratie
	H2-to-CH4			750*	2000*	demonstratie

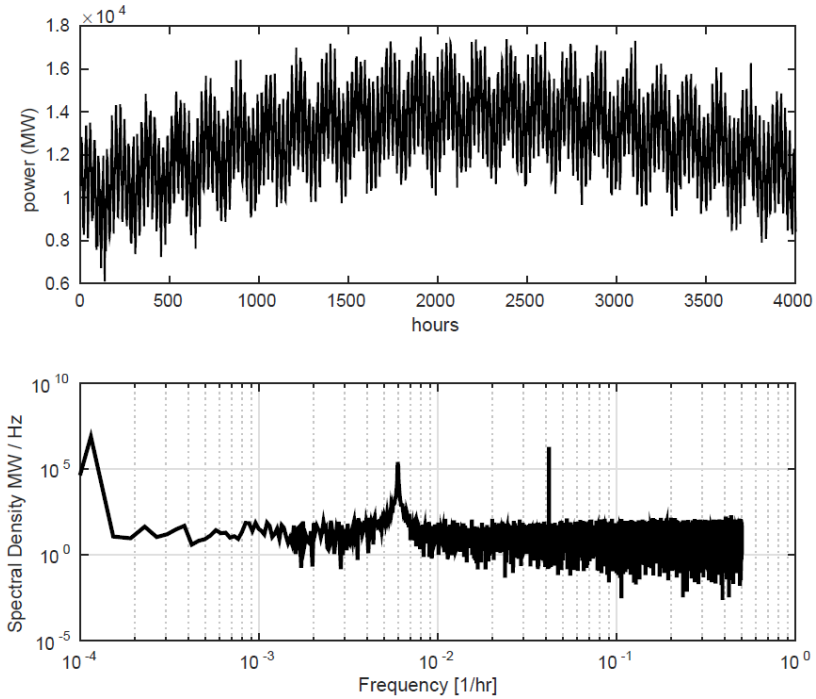
*Exclusief kosten voor het produceren van waterstof

Bron: Zakeri et al, Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, 2015 (voor alle technologieen behalve 'Chemische opslag'
Bron: Systems analyses Power to Gas, ECN en DNV GL, 2013 (voor technologieën onder 'Chemische opslag')

BIJLAGE C: SPECTRALE ANALYSE

Beginselen

In een spectrale analyse kan met behulp van een Fourier-transformatie van de autocorrelatie van een gegeven signaal geanalyseerd worden hoe de variantie van het signaal verdeeld is over verschillende frequentiecomponenten[34]. Deze informatie kan onder andere weergegeven worden in een zgn. *power spectral density* [35] of spectrale dichtheid. Ter illustratie geeft figuur C.1 een kunstmatig gecreëerd signaal bestaande uit drie sinussen weer. De sinussen hebben een periode van een jaar, een week en een dag; het kunstmatige signaal kan dus als een conceptualisatie van de elektriciteitsvraag gezien worden, waarvan verondersteld mag worden dat deze ruwweg dezelfde periodiciteit bevat. Hiernaast is ook een *random noise* term bij het signaal opgeteld. De bovenste grafiek geeft een deel van de tijdserie van het signaal weer, en de onderste grafiek geeft de bijbehorende spectrale dichtheid weer. Men herkent hierin duidelijk de drie pieken van verschillende periodiciteit.



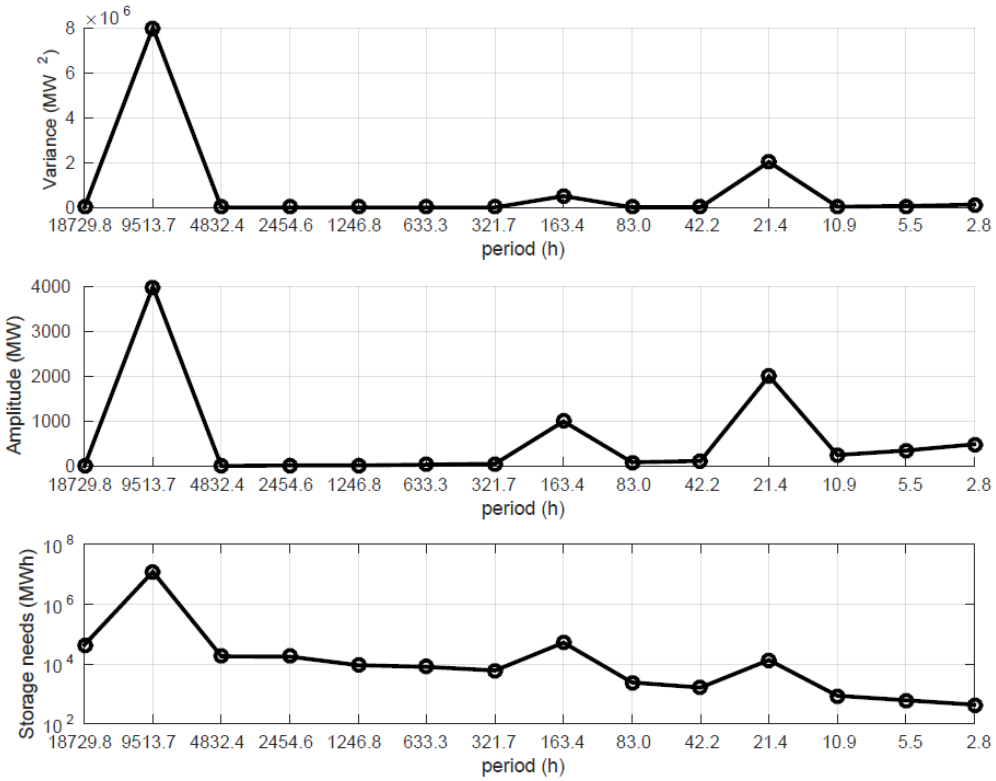
Figuur C.1 Boven: kunstmatig signaal bestaande uit de som van drie sinussen (met periode jaar, week en dag) en een random noise term. Onder: spectrale dichtheid van het signaal

Men ziet dat er door de ruis-term zeer vele frequentiecomponenten (weliswaar met een lage amplitude) in het signaal aanwezig zijn. Voor bepaalde doeleinden is het daarom inzichtelijker om de frequentiecomponenten in een bepaald frequentie bereik bij elkaar op te tellen. Figuur C.2 geeft hiervan het resultaat weer. De waarden op de x-as verwijzen naar de periode T corresponderend met de gemiddelde frequentie (f=1/T) van zo'n frequentieband. In de eerste waarde 2.4 aan de rechterzijde van de x-as, vallen bijvoorbeeld alle frequenties met periodes tussen de 2 en de 3.8. De reden waarom er geen hele getallen op de x-as staan heeft te maken met het feit dat het totale frequentiebereik van het

[34] D.B. Percival and A.T. Walden. Spectral Analysis for Physical Applications. Cambridge University Press, 1993.

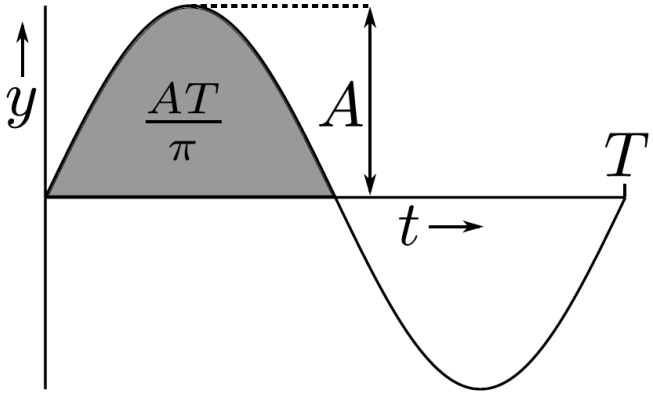
[35] Op Wikipedia vindt men de volgende omschrijving: "The power spectrum of a time-series x(t) describes how the variance of the data x(t) is distributed over the frequency components into which x(t) may be decomposed." http://en.wikipedia.org/wiki/Spectral_density

signaal in een geheel aantal ‘octaven’ is opgedeeld. Daarom vallen de grenzen van de frequentiebanden niet precies op hele getallen. Daarnaast valt vanwege het logaritmische karakter van de octaven de gemiddelde periode van de frequentieband niet precies midden tussen de twee grenzen. Deze twee effecten leiden ertoe dat de waarden op de x-as niet op gehele getallen liggen die bijvoorbeeld een macht van twee zijn. De piek van de frequentiecomponent met periode 24h valt in de grafiek dus op de x-waarde van 21.4



Figuur C.2. Boven: Spectrale dichtheid uitgedrukt in de variantie per frequentieband van het signaal wat in figuur 1 is weergegeven. Midden: Amplitude van de sinussen behorende bij iedere frequentieband. Onder opslagbehoefte om de variatie per frequentieband helemaal op te vangen.

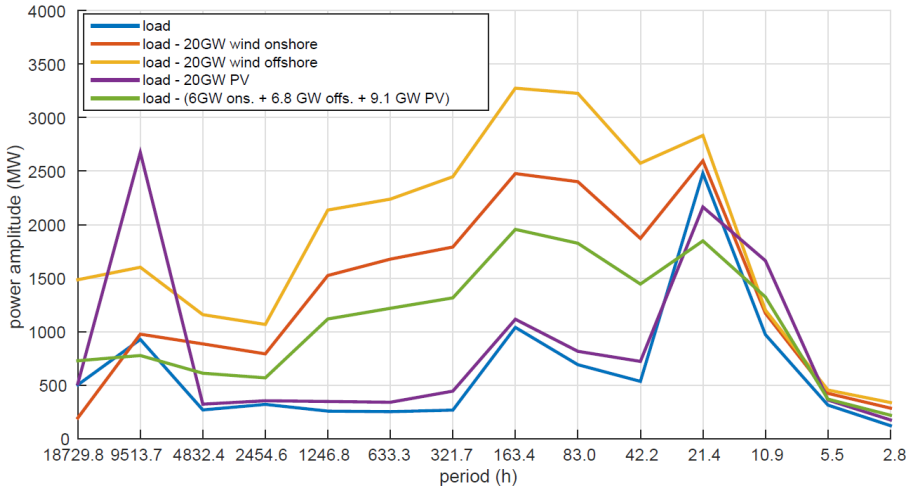
In de bovenste grafiek geeft de y-as de variantie van het signaal weer per frequentieband. Door aan te nemen dat iedere frequentieband wordt gerepresenteerd door een enkele sinus met de bijbehorende frequentie (in werkelijkheid zijn dit meerdere sinussen met alle frequenties binnen deze band) kan ook de amplitude van deze sinussen worden berekend, omdat van een sinusoidaal signaal exact de relatie tussen zijn variantie en de amplitude van de sinus bekend is. Deze zijn weergegeven in de middelste grafiek van figuur 2 en komen zoals verwacht exact overeen met de amplitudes van de sinussen waaruit het signaal is opgebouwd: 4000MW, 1000MW en 2000MW voor de jaarlijkse, wekelijkse en dagelijkse sinus, respectievelijk. De onderste grafiek geeft de energieinhoud van een opslagfaciliteit weer die nodig zou zijn om de sinussen met de verschillende periodes helemaal te doen uitmiddelen. Hoe deze energie-inhoud samenhangt met de amplitude en periode van een gegeven sinus is schematisch weergegeven in figuur C.3.



Figuur C.3. De benodigde hoeveelheid opslag om een sinusvormig signaal met amplitude A en periode T op te vangen is gelijk aan het oppervlak onder het positieve deel van een sinus en bedraagt AT/pi.

Door middel van deze methode kan van een gegeven elektriciteitsvraag dus inzicht verkregen worden in de tijdschalen waarop de variaties van dat signaal plaatsvinden. Met bekende eigenschappen van een sinus kunnen aan de variaties op verschillende tijdschalen tevens de benodigde opslagbehoeften worden bepaald.

Spectrale analyse van residual load.



Figuur C.4 Spectrale dichtheid uitgedrukt in de amplitude van de variaties per frequentieband van de residual load in Nederland met verschillende hoeveelheden geïnstalleerd vermogen aan duurzame energie. Het ENTSO-E V3 scenario wordt gegeven door de groene lijn. Variaties over een week vallen bij x-as waarde 163.4, een maand bij waarde 633.3 en een jaar bij waarde 9513.7.

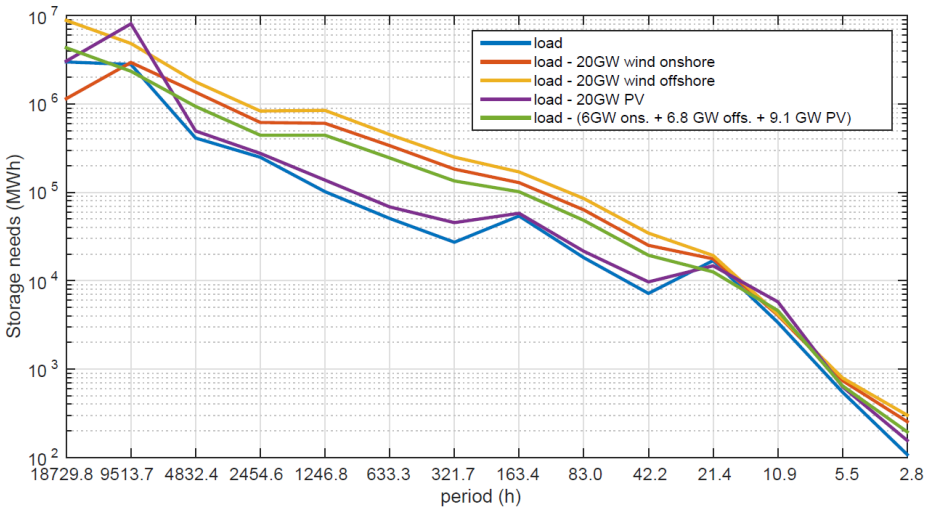
Figuur C.4 laat de amplitude van de variaties van de residual load in Nederland zien, voor verschillende combinaties van geïnstalleerde hoeveelheden duurzame energie. De data in deze grafiek (uurlijkse tijdsreeksen van elektriciteitsvraag, on-shore wind, off-shore wind en zonne-energie over een periode van drie jaar) zijn gedownload als supplementair materiaal bij de paper van Hirth[36].

[36] L.Hirth. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics, Volume 38, July 2013, Pages 218-236

De blauwe lijn laat de spectrale dichtheid[37] van de huidige elektriciteitsvraag zien. Zoals verwacht onderscheiden we hier duidelijk de dagelijkse, wekelijkse en jaarlijkse pieken. De groene lijn geeft het Vision V3 scenario weer. De overige kleuren lijnen geven de spectrale dichtheden van de residual load weer als niet 20GW van een mix van duurzame energie (on-shore, offshore, zon) maar 20GW van een enkele vorm alleen zou zijn geïnstalleerd. Hiermee krijgt men een idee van de effecten van de verschillende vormen duurzaam. Een aantal observaties vallen op:

- Met name de variaties op tijdschalen tussen circa 40 uur (enkele dagen) en circa 1200 uur (meerdere weken) worden groter. Dit wordt met name door windenergie veroorzaakt. De verklaring is de typische tijdsschaal van weersfenomenen. Zogenaamde *wind droughts* (periodes waarbij het dagen tot weken achtereen niet hard waait) zijn bijvoorbeeld te associëren met persistente hogedrukgebieden boven het Europese vasteland. Anderzijds kunnen ook bepaalde drukverdelingen optreden waarbij dagen- tot wekenlang depressies over Nederland trekken, met veel wind als gevolg
- zonne-energie zorgt voor een grotere variabiliteit op de schaal van 10 uur. Dit laatste moet toegeschreven worden aan het reduceren van de residual load in de middaguren, waardoor de ochtend- en avondpiek groter worden. Dit is ook geconstateerd in de scenario-analyse van de prijsreeksen, waar het wegvallen van het 'dag-plateau' werd beschreven
- zonne-energie alleen zorgt voor een grotere variabiliteit met een periode van een jaar (8760 uur) in vergelijking met de elektriciteitsvraag. Interessant genoeg zorgt de combinatie wind-zon voor een lagere variabiliteit op deze schaal. Kennelijk complementeren wind en zon elkaar genoeg om deze seizoensvariatie kleiner te maken.

[37] Zoals in de beschrijving van de spectrale analyse is aangegeven, geeft figuur 4 strikt genomen niet de spectrale dichtheid weer, maar een gediscretiseerde versie ervan. Voor het gemak zullen we toch de term spectrale dichtheid hiervoor gebruiken.



Figuur C.5 Benodigde hoeveelheid opslag per tijdschaal voor verschillende hoeveelheden duurzame energie voor verschillende penetraties duurzame energie. De groene lijn geeft het ENTSO-E V3 scenario weer.

Figuur C.5 laat de benodigde opslagbehoefte per tijdschaal zien om alle variaties in residual load tot een vlak signaal uit te middelen, volgens de methode die hierboven besproken is. Merk op dat de assen in deze figuur logaritmisch zijn. Deze figuur kan als volgt geïnterpreteerd worden: om de schommelingen met variaties van circa 10 uur op te vangen, is in het ENTSO-E V4 scenario (groene lijn) ongeveer 5*10e3 MWh=5GWh aan opslagcapaciteit nodig. Om de jaarlijkse variaties op te vangen (x-as waarde bij 9513 uur) is circa 25*10e6 MWh=25TWh nodig. Om dit getal in perspectief te plaatsen, onder zeer gunstige aannames wordt het maximaal haalbare Europese (incl. Turkije) pumped hydro storage *potentieel* op 29 TWh geschat. [38]

Kostenvergelijking

De opslagbehoefte op de verschillende tijdschalen kan ook gebruikt worden om een indicatie te krijgen welke kosten er verbonden zijn aan het opvangen van de fluctuaties. Hierbij wordt dan een planningsperspectief aangenomen: gegeven een residuele elektriciteitsvraag met een bepaalde spectrale karakteristiek, welke technologie(-portfolio) is het goedkoopst om in deze vraag te kunnen voorzien. Om tot een realistische optimale portfolio te komen is een uitgebreidere analyse nodig die buiten de scope van dit onderzoek valt, maar de spectrale analyse biedt een aantal basale inzichten die niettemin waardevol zijn. De methode om tot die inzichten te komen wordt hieronder kort toegelicht.

Stel, er bestaat een sinusvormige residual load, met een zekere amplitude A, periode T en gemiddelde 0. Neem hiernaast aan dat er twee opties zijn om deze load te voorzien: een opslag die energie opslaat bij lage residual load (veel productie wind/zon) en deze energie levert bij hoge residual load, of een back-up centrale die energie levert wanneer de residual load positief is. We willen van beide opties de totale kosten, bestaande uit de som van variabele en investeringskosten, berekenen.

[38] M.Gimeno-Gutiérrez, R. Lacal-Arántegui (JRC). Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage. 2013

De kapitaalkosten van de opslagtechnologie zijn in principe berekend volgens de methode van Zakeri (2015), en bestaan uit een vermogens-afhankelijke en een energie-afhankelijke component (de term met de *balance of plant* kosten uit Zakeri, vergelijking (2) is niet meegenomen omdat deze niet voor alle technologieën relevant is). Voor de jaarlijkse O&M kosten is alleen de term met de variabele O&M kosten (de term met C_{VOM} in Zakeri, vergelijking (5)) meegenomen, die berekend zijn volgens:

$C_{O\&M,a}=C_{el}*E_{total} / \eta$

Waarbij C_{el} de kosten van de elektriciteit die gebruikt wordt om op te laden, en E_{total} de totale hoeveelheid geleverde energie over een jaar en η de round-trip efficientie van de opslag is. Voor de elektriciteitskosten voor het opladen van de storage is hier een waarde van 10 EUR/MWh gebruikt. In vergelijking met Zakeri (50 EUR/MWh) is dit een zeer lage waarde, die gekozen is vanuit het oogpunt dat deze vergelijking uitgaat van een zeer hoog aandeel duurzame energie waarbij veel curtailment optreedt.

Voor E_{total} kan overigens een uitdrukking worden gevonden in termen van de amplitude A:

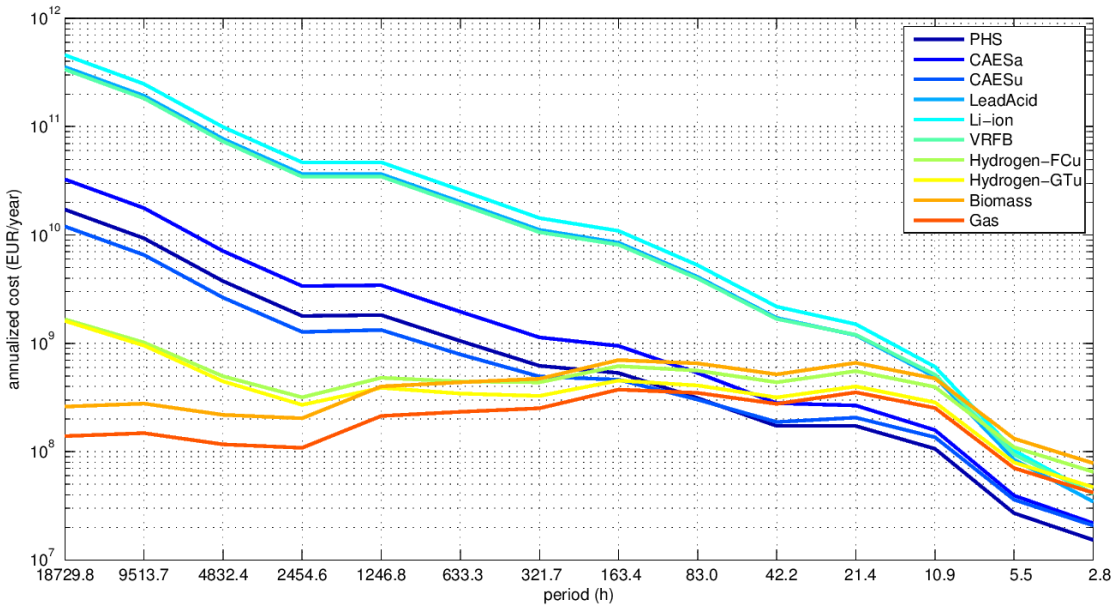
$E_{total}=8760*A/ \pi$

Deze uitdrukking valt gemakkelijk te verifiëren voor een sinus met periode een jaar (8760 uur) door inspectie van figuur C.3. Voor een sinus met een periode van een half jaar (of een maand, dag, etc) vindt men hetzelfde oppervlak, omdat het kleinere oppervlak per cyclus direct wordt gecompenseerd door het grotere aantal cycli.

Optie twee betreft een back-up centrale die de helft van de tijd uitstaat (als de residual load negatief is) en de andere helft het gevraagde vermogen levert. De kosten van dit systeem bestaan uit de kapitaalkosten van de centrale C_{pl}, plus de brandstofkosten tijdens de operatie ervan MC_{pl} EUR/MWh.

De totale kosten van beide opties worden vervolgens volgens de methode van Zakeri uitgedrukt als *annualized life cycle costs*, door ook de levensduur van de verschillende technologieën en de tijdswaarde van kaptitaalkosten mee te nemen. De getallen voor de opslagtechnologieën komen uit Zakeri, terwijl voor de getallen van de centrales de waarden die zijn beschreven in Van Staveren (2014)[39] gebruikt zijn. Figuur 6 laat hiervan het resultaat zien. Wat opvalt, is dat de opslag-technologieën in ruwweg drie clusters met vergelijkbare karakteristieken ingedeeld kunnen worden: 1) batterij-opslag, 2) PHS en CAES en 3) waterstof. De batterij-opslag technieken zijn voor alle behalve de kleinste tijdschalen veruit de duurste technologie. Voor tijdschalen tot ca. een week kunnen PHS en CAES die tegen 10 EUR/MWh kunnen laden concurrerend zijn met nieuw te bouwen gascentrales. Voor tijdschalen van enkele weken tot maanden zijn waterstof-gebaseerde technologieën wel goedkoper dan een nieuwe biomassa centrale, maar niet dan een nieuwe gascentrale. Voor de langste tijdschalen is geen enkele technologie goedkoper dan de alternatieve back-up centrales.

[39] R. Van Staveren. The role of electrical energy storage in a future sustainable electricity grid. MSc thesis, TU Delft. http://repository.tudelft.nl/view/ir/uuid%3A69942211-7216-4c09-b9e5-e5e452240a5b/



Figuur C.6. Kosten van verschillende technologieën om de variaties in residual load op te vangen.

De getallen hierboven kennen vele onzekerheden en moeten daarom ook als ruwe orde-grootte schattingen geïnterpreteerd worden. Een aantal van de belangrijke kanttekeningen zijn de volgende:

-De analyse is gebaseerd op een spectrale ontbinding van residual load in sinussen met verschillende periodes. Dit is uiteraard een conceptualisatie van de werkelijkheid, en de resultaten dienen dan ook zo geïnterpreteerd te worden.

-Er is een betrekkelijk lage prijs (10EUR/MWh) voor het opladen van een opslagfaciliteit gebruikt. Er kan niet verondersteld worden dat deze waarde representatief is voor het gebruikte ENTSO V3 scenario, die daar geen informatie over geeft. In werkelijkheid varieert deze prijs over de tijd, en is dus feitelijk afhankelijk van welke sinus (met welke tijdschaal) men beschouwt. Zelfs als deze informatie bekend was, zou deze bij de spectrale ontbinding verloren zijn gegaan.

-De analyse hierboven is geen systeemoptimalisatie waarbij gekeken wordt wat de beste mix van technologieën is.

-Het beschikbare totale potentieel aan bijvoorbeeld zoutholtes is niet meegenomen.

-Niet alle type kosten die door Zakeri (2015) worden beschreven zijn hier meegenomen, zoals ontmantelingskosten, reparatiekosten en vaste O&M kosten.

-Er is een vrijheid van dimensionering in opslagsystemen verondersteld, d.w.z. dat de vermogens-capaciteit en energie-capaciteit onafhankelijk van elkaar kunnen gedimensioneerd.

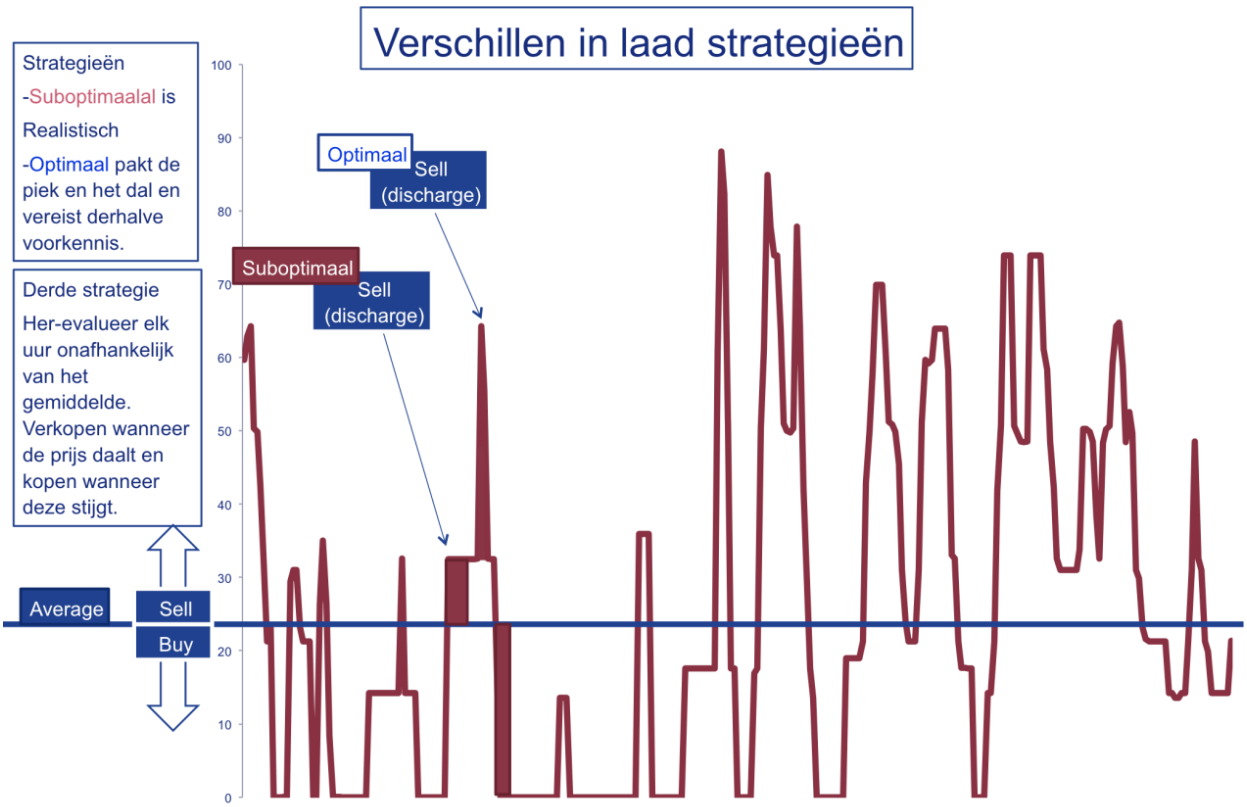
-Getallen over de kosten van opslag en back-up centrales zijn zeer onzeker.

-De kosten van de back-up centrales gaan uit van nieuw te bouwen centrales. Voor bestaande centrales gelden uiteraard veel lagere kosten.

Binnen al bovenstaande (en overige, niet expliciet genoemde) aannames, geeft de analyse echter wel inzicht in welke technologieën geschikter zijn voor welke tijdschaal. Het is moeilijk voor te stellen dat

energieopslag als complement van duurzame energie om periodes met weinig wind en zon te overbruggen kosteneffectief wordt op fluctuaties van tijdschalen groter dan ca. een maand. De energiebehoefte van dergelijke opslagsystemen, en de kapitaalkosten die ermee gemoeid zijn, zijn simpelweg te hoog. De technologieën die hiervoor nog de beste papieren hebben zijn diegene met de laagste investeringskosten per kWh. Uit figuur C.6 valt bijvoorbeeld op te maken dat zelfs als batterij-opslag een factor 10 goedkoper wordt, het nog steeds de duurdere optie is ten opzichte van een back-up centrale voor fluctuaties groter dan circa een week.

BIJLAGE D: TOELICHTING ECONOMISCHE ANALYSE



Figuur D1, Geeft 3 verschillende laad strategieën aan op de wholesalemarkt in het Vision 4+ scenario.

Zoals in bovenstaande figuur D1 zichtbaar is zijn er voor de analyse op de wholesalemarkt Vision 4+ drie laad-strategieën gebruikt, om potentiele winst door middel van speculatie voor verschillende opslagtechnieken in kaart te brengen. Voor de berekeningen in de economische analyse is de laadstrategie met de meest positieve uitkomst gebruik, dit omdat als in een dergelijk geval er geen positieve uitkomst is, minder rendabele laad-strategieën geen beter beeld zullen scheppen. Hiervoor is gekozen, aangezien bij een negatieve uitkomst, i.e. netto contante waarde is kleiner dan 0, de conclusie duidelijk is dat de dienst voor die technologie niet haalbaar is. Echter, bij een netto contante waarde groter dan 0 is de conclusie nog steeds niet dat het haalbaar is, maar dat er verder onderzoek nodig is om de precieze haalbaarheid te toetsen. Te meer omdat in deze economische analyse de huidige kosten voor de technologieen wordt gebruikt (zie Bijlage B), dus niet de verwachte kosten in de toekomst, en er niet gekeken wordt naar het combineren van verschillende diensten.

Voor elke opslagtechniek zijn aannames gebruikt in het model over de snelheid van laden en ontladen, de roundtrip-efficiency, en het verlies per uur (zie Bijlage B). Ook is meegenomen hoeveel cycli een opslag techniek over de technische levensduur heeft en of dit aantal cycli niet overschreden wordt door de frequentie resulterend door de laad strategie.

De eerste laad strategie in figuur D1 genoemd als suboptimaal, koopt energie in wanneer de prijs onder het gemiddelde komt tot dat de accu vol is. Wanneer de accu een bepaald verlies per uur heeft wordt dit het volgende uur weer bijgeladen wat natuurlijk tot in de meeste gevallen voor marginale extra kosten zal zorgen. Wanneer in bij deze strategie de prijs boven het gemiddelde komt zal de accu ontladen en zal er winst worden gemaakt afhankelijk van de prijs, echter hier komt de roundtrip-efficiency terug deze

wordt hier verrekend met de output van de opslagtechniek. Deze laadstrategie zal bij opslagtechnieken die snel laden en ontladen onvoordelig zijn omdat de prijs pieken en dalen worden gemist. Echter voor energieopslag systemen met een lange laad en ontlaad tijd zal dit scenario redelijk optimaal zijn.

De tweede laad strategie in figuur D1 genoemd als Optimaal, koopt en verkoopt alleen energie bij prijs pieken en dalen. Deze prijs pieken en dalen worden genomen vanaf het gemiddelde. Wanneer de prijs onder het gemiddelde komt laad de accu wanneer de prijs het laagste dal heeft bereikt of wanneer de prijs 0 is. Als de prijs boven het gemiddelde uit komt zal de accu pas ontladen bij de hoogste piek voordat de accu weer onder de gemiddelde prijs komt. Zoals bij de andere twee laad strategieën worden roundtrip-efficiency en verliezen op de zelfde manier doorgerekend.

De derde laad strategie in figuur D1 genoemd als derde strategie, evalueert per uur onafhankelijk van een bepaalde drempel waarde zoals het gemiddelde of er verkocht of ingekocht moet worden. Deze strategie gaat dus uit van voorkennis van 1 uur. Bij deze laadstrategie wordt dus rekening gehouden met of de prijs daalt of stijgt en afhankelijk hiervan wordt besloten of het verstandig is te kopen of te verkopen of niets te doen.

Van de drie bovengenoemde laad-strategieën is de eerste strategie de meest simpele en zal de minste kennis vereisen, aangezien je de drempel waarde zou kunnen bepalen aan de hand van een lopen gemiddelde. Voor de andere twee strategieën is enige mate van voorkennis of actieve handeling met ervaring vereist.

De bedoeling van bovenstaande modellen is om snel inzichtelijk te maken of er enige winst te behalen valt uit speculatie op de wholesalemarkt in 2030, gebaseerd op aannames uit het Vision 4+ scenario. Bovenstaande modellen zijn in geen van de gevallen perfect en dienen niet anders dan voor deze verkenning gebruikt te worden.

Betreffende de economische analyse economische analyse op de primaire en secundaire reserve markt. Deze analyses zijn uitgevoerd om een initiële verkenningen over mogelijke potentie voor opslagtechnieken te identificeren. Derhalve bieden ze geen gefundeerde onderbouwing als zijnde kosten baten analyse. Aannames in deze analyses zijn vanwege de beperkte omvang van de markten onvolledig. Vanwege de beperkte omvang van de markt kan de uitrol van een opslagtechniek grote impact hebben op de markt, de aanname dat een opslagtechniek de gehele markt zou bedienen zou de dynamiek van de markt sterk veranderen.

BIJLAGE E: VERKLARENDE WOORDENLIJST

Balancing markt: Op de balanceringsmarkt wordt de balans tussen elektriciteitsvraag en –aanbod geregeld.

Compressed Air Energy Storage (CAES): Bij CAES wordt lucht gecomprimeerd en opgeslagen in ondergrondse locaties. De opgeslagen energie wordt teruggewonnen door de samengeperste lucht via een turbine vrij te laten komen

Curtailment: Met curtailment wordt bedoeld dat duurzame energiebronnen kunnen worden afgeschakeld als het aanbod aan duurzaam te groot wordt.

Day-ahead-markt: Op de day-ahead markt worden contracten afgesloten tussen koper en verkoper voor stroomlevering op de volgende dag tegen een afgesproken prijs.

Demand response: Vraagrespons programma's worden gebruikt door elektrische systeem planners om vraag en aanbod te balanceren. Er worden prikkels (bijvoorbeeld prijsprikkels) afgegeven aan gerbuikers van elektriciteit met als doel om het afnamepatroon van de consumenten te veranderen in de tijd als reactie op een actuele marktsituatie. Een voorbeeld is het aanzetten van de wasmachine op het moment dat zonnepanelen stroom produceren, in plaats van 's avonds als de consument thuis komt.

Energiewende: Met Energiewende wordt de energietransitie in Duitsland bedoeld die tot doel heeft om van fossiele brandstoffen over te gaan op voornamelijk duurzame energie. In 2010 heeft de Duitse regering de Energiewende aangekondigd bestaande uit twee pijlers: een vermindering van de primaire energievraag en een verminderde afhankelijkheid van fossiele brandstoffen in 2050 ten opzichte van 2008.

Energy Service Company (ESCO): Energieconsumenten kunnen hun energievoorziening uitbesteden aan een ESCO, een externe partij, met als doel om energiekosten te besparen en meer kwaliteit te realiseren.

Feed-in tariffs: Met feed-in tarief wordt een terugleververgoeding bedoeld die bij de wet geregeld is en als doel had om het gebruik van duurzame energiebronnen te versnellen. Het verplicht energieleveranciers om duurzaam opgewekte elektriciteit in te kopen tegen opwekkingskosten, die hoger liggen dan de marktprijs voor elektriciteit.

Frequency regulering: Als gevolg van de fysische eigenschappen van elektriciteit moet de frequentie van het Europese net beheerd worden om netstabiliteit te voorkomen.

Gate closure time: De deadline voor het bieden op de APX beurs waarop de biedingen voor alle 24 uren van het volgende etmaal ingediend moeten zijn.

Geretrofit: Omgebouwd

Incentives: Prestatiebeloningen

Intra-day-markt: Op de intra-day markt wordt in elektriciteit gehandeld gedurende één dag. In Nederland is dit de APX markt (Amsterdam Power Exchange).

Level playing field: Een level playing field is een rechtvaardigheidsprincipes waarbij voor alle marktpartijen de zelfde regels gelden, en waarbij er geen externe factoren zijn die de markt beïnvloeden.

Nodal pool: In nodal pool systemen wordt de elektriciteitsprijs (nodal pool price of locational marginal price) berekend per knooppunt in plaats van per gebied, rekening houdend met netwerk congestie en netwerk verliezen.

Peak shaving: Het nivelleren van de elektriciteitsvraag en daarmee de belasting van een opweksysteem

Plug-in hybrids: Hybride voertuigen hebben ten minste twee energieomzetters (een verbrandingsmpotor en een elektrische motor) en twee energieopslasystemen (een brandstoftank en een accu). De elektrische accu kan opgeladen worden door middel van een stekker aansluiting. Dit gebeurt typisch thuis of bij openbare gelegenheden aan een laadpaal.

Powermatcher: De Powermatcher is open software om met vraagsturing het stroomaanbod te volgen. Powermatcher is oorspronkelijk ontwikkeld door ECN en wordt momenteel toegepast in Ypenburg (warmtepompenproject), Powermatching City Hoogkerk en in het EU Ecogrid project in Denemarken.
Power-to-heat (P2H): Bij power-to-heat wordt elektriciteit omgezet in warmte hetzij om ermee te verwarmen, hetzij om later weer elektriciteit op te wekken bijvoorbeeld met een stirlingmotor en gesmolten zout

Pumped-hydro storage (PHS): Waterkracht pompcentrales. Tijdens daluren wordt water opgepompt uit een laag-gelegen reservoir naar een hoog-gelegen reservoir. Tijdens piekuren wordt de waterstroom omgekeerd om elektriciteit op te wekken door het in beweging brengen van een turbine.

PV (photovoltaic): Hiermee wordt een fotovoltaïsch paneel bedoeld dat zonne-energie omzet in elektriciteit.

Ramping power: Als de vraag naar of het aanbod aan elektriciteit abrupt toeneemt of afneemt, treden verstoringen op. Ramping power is nodig om deze verstoringen acuut te compenseren. Ramping constraints zijn de voorwaarden waaraan het niet-verstoorde signaal moet voldoen.

Real-time: De werkelijke tijd

Redispatching: Aanpassing van inzet van productie eenheden als het netwerk overbelast dreigt te worden.

Renewable Energy Sources (RES): Duurzame energiebronnen, dat wil zeggen energiebronnen die nooit op zullen raken zoals zon, wind, water en biomassa.

Smart grids: De term smart grids word gebruikt voor om technologieën mee aan te duiden die een elektriciteitsnet slim kunnen beheren, waarop meerdere apparaten zijn aangesloten die grote hoeveelheden stroom kunnen opwekken dan wel vragen.

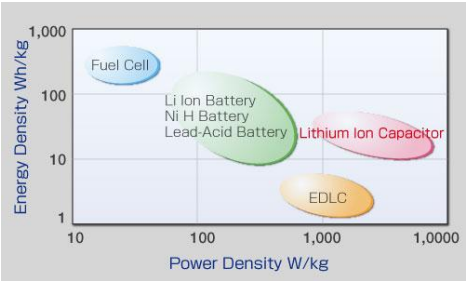
Unbundling: De splitsing van de gereguleerde netactiviteiten en de niet-gereguleerde commerciële activiteiten in de gas- en elektriciteitssector.

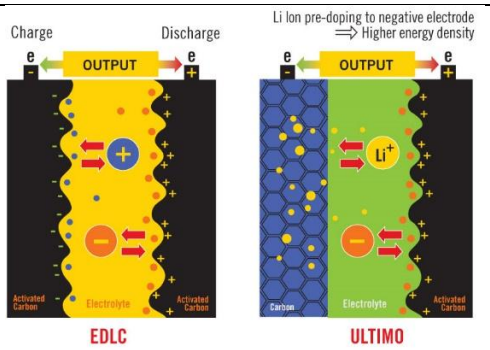
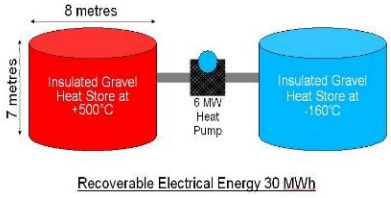
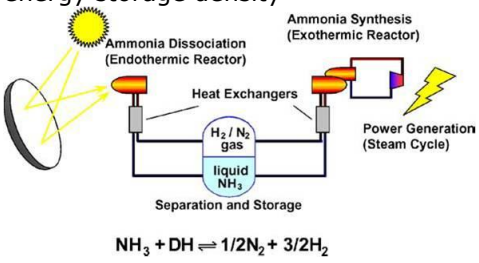
Utilities: Leveranciers die stroom leveren aan de consument

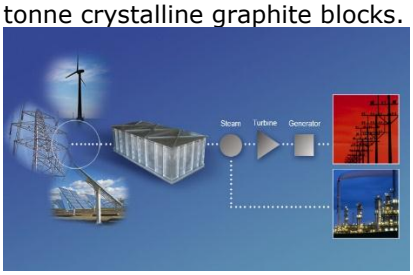
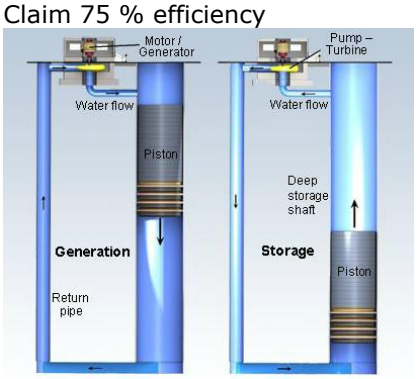
Vehicle-to-grid: Met vehicle to grid wordt een system bedoeld waarbij elektrische voertuigen die zijn aangesloten op het elektriciteitsnet, diensten kunnen aanbieden aan het net door elektriciteit te leveren of door hun laadsnelheid in te perken.

Wholesale: De verkoop van elektriciteit aan niet- eindgebruikers op een groothandelsmarkt, waar wordt gehandeld in uur-prijzen (spotmarkt). Voor elke dag wordt voor elk uur van de dag een aparte prijs vastgesteld.

BIJLAGE F: ALTERNATIEVE ENERGIEOPSLAG TECHNOLOGIEËN

Studies	Extra information	Sources
Cryogenic liquids (liquefied air)	• Surplus electricity is used to make cryogenic liquids, liquefied air. • When energy is needed, the liquid is vaporised in an expansion process which drives a turbine. • In 2013 first demonstration plant for this type of energy in Birmingham. • Process improved significantly by recycling thermal energy released. Analysis of tests is released. • Air will expand 700 times, which can drive turbines. • Cryogenic liquid can additionally be used to improve the efficiency of diesel generators, routinely used as reserve capacity for the National Grid. • Can be used for generating electricity from low-grade waste heat from power stations or industrial processes. 	http://www.birmingham.ac.uk/research/activity/energy/research/centre-energy-storage/cryogenic-energy-storage/index.aspx http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914008009 http://www.crowdfundinsider.com/2014/06/42588-uk-energy-storage-developer-highview-opens-400k-investment-round-syndicateroom/ http://energystorage.org/energy-storage/technologies/liquid-air-energy-storage-laes
Compressed air storage (bottom sea)	• Low cost but experimental • Energy is used to send air down to the bottom of the sea into a bag where most air is stored. When released it can create energy again.	http://www.greentechmedia.com/articles/read/bright-energys-twist-on-caes-use-the-ocean
Lithium Ion Capacitor	• In those systems multiple cells are combined • High energy & power density because the negative electrodes are pre-doped with lithium ions • Does not perform worse after intensive use, 8000 hours. 	http://www.jsrmicro.com/index.php/EnergyAndEnvironment/LithiumIonCapacitor/

		
PHES (pumped heat electrical storage) gravel containing battery	• No chemicals + in future cheaper than pumped hydro right now • Thermal storage • Electrical power compresses or expands argon gas and this is lead through two containers of gravel and gives up its coldness or heat. The temperature difference can be used to run the system as a heat engine. • Claim efficiency 75% • The short-term goal is to deploy a 1.5-megawatt, 6-megawatt-hour storage unit on a U.K. grid-connected primary substation owned by Western Power Distribution, a distribution network operator with 7.7 million customers -- and to get it to demonstration scale. 	http://www.treehugger.com/clean-technology/breakthrough-grid-scale-renewable-energy-storage-battery-made-gravel.html http://www.greentechmedia.com/articles/read/Isentropics-Pumped-Heat-System-Stores-Energy-at-Grid-Scale http://guardianlv.com/2014/03/global-warming-mitigation-gets-help-from-energy-storage-technologies/
Batteries using ammonia	• Planned for south Australia • *Ammonia is dissociated when it absorbs solar energy. This energy is retrieved when hydrogen and nitrogen react in a reactor, releasing a lot of energy.* • No energy loss due to time + high energy storage density 	http://ecogeneration.com.au/news/small_scale_renewable_energy_storage/004260/ http://peakenergy.blogspot.nl/2008/04/were-off-to-see-wizard-storing-energy.html http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergystorage.pdf http://www.pc.gov.au/inquiries/completed/climate-change-adaptation/submissions/sub046-attachment6.pdf

Crystalline graphite	• This graphite can store energy for a long time in the form of heat • Solar beams are focused on crystalline graphite, heating them to 1800 ^{0}C • A 15 MW system that was built in 2007 cost $10 million • Built close to Lake Cargelligo in the US, where the net is not stable. • The project will take 16,000 square meters of heliostats to concentrate solar thermal energy on 16 seven tonne crystalline graphite blocks. 	http://ecogeneration.com.au/news/small_scale_renewable_energy_storage/004260/ http://www.graphiteenergy.com http://peakenergy.blogspot.nl/2008/02/storing-energy-using-graphite.html http://carbonreduction.com.au/wp-content/uploads/2014/10/AEST-Final-Report-Lloyd.pdf - report project
Gravity systems	• Hydraulic system with a shaft underground, moving up and down. • Claim 75 % efficiency 	http://www.powermag.com/let-gravity-store-the-energy/?pagenum=3 https://www.youtube.com/watch?v=vNyyILVkQP0&list=UUGd3kBT9T8_hMCUbQLcd2eg http://www.gravitypower.net/technology-gravity-power-energy-storage/
Sea salt	• Focuses on cheap batteries • They are still quite big	http://www.drten.nl/en/zeezout-batterij/
Hydrogen-bromide flow battery	• Cutting the cost of electricity storage is their mission. Therefore they use low cost and abundant active materials (hydrogen and bromine), a compact cell that is easily manufactured and a (patented) simplified system. • This way the cost is reduced significantly. The battery is said to be robust, has a long lifetime, no self-discharge and delivers power quickly. A 1kW 72 kWhr system is under development. • For one battery only materials worth €10 needed.	http://www.elestor.nl/technology/ http://www.energienext.nl/elestor-ontwikkelt-betaalbare-opslag-powerlab/ http://www.kic-innoenergy.com/venture/elestor/

DNV GL

Vanuit haar streven leven, bezit en het milieu te beschermen stelt DNV GL organisaties in staat de veiligheid en duurzaamheid van hun activiteiten te bevorderen. DNV GL biedt classificering en technische borging, naast software en onafhankelijk, deskundig advies voor de maritieme, de olie- en gas en de energiesector. Daarnaast biedt het bedrijf certificeringsservices voor klanten in uiteenlopende sectoren. DNV GL, opgericht in 1864, is actief in meer dan 100 landen over de hele wereld en telt 16.000 medewerkers, die klanten helpen richting een veiligere, slimmere en groenere wereld.