



## Marktscan elektriciteitsopslag

*In deze marktscan inventariseert de ACM de verschillende vormen van elektriciteitsopslag en hun betekenis voor de flexibiliteitsmarkten. Daarnaast onderzoekt de ACM of er sprake is van belemmeringen voor het aanbieden van elektriciteitsopslagdiensten om te kunnen beoordelen of de ACM een rol heeft om deze weg te nemen. In de transitie naar een duurzamere energievoorziening zal het aandeel van energie die wordt opgewekt uit wind en zon de komende jaren toenemen. Met het toenemende aandeel hernieuwbare energie wordt, gezien het volatiele karakter van hernieuwbare energiebronnen, de behoefte aan flexibiliteit in het energiesysteem ook groter. Opslag van elektriciteit is een van de manieren om in deze behoefte te voorzien. De verwachting is dan ook dat elektriciteitsopslag – vanuit het perspectief van de energietransitie – de komende jaren flink gaat groeien. Om deze verwachting waar te kunnen maken is het belangrijk dat elektriciteitsopslagen op een gelijk speelveld kunnen concurreren met andere aanbieders van flexibiliteitsdiensten.*

*Het algemene beeld dat uit de marktscan van de ACM komt is positief. De markten voor instrumenten voor flexibiliteit voor de elektriciteitsnetten hebben goede mogelijkheden om zich verder te ontwikkelen, en het aantal belemmeringen voor elektriciteitsopslagen is beperkt. Stakeholders noemen met name belemmeringen op het gebied van tarifiering en belastingen als verbeterpunten. De ACM ziet hier ook potentiële belemmeringen.*

*Voor nader onderzoek en het zo nodig wegnemen van belemmeringen ziet de ACM voor zichzelf met name een rol bij de mogelijke tariefgerelateerde belemmeringen. Daar heeft de ACM immers formele bevoegdheden. Uit de marktscan komen twee mogelijke tariefgerelateerde belemmeringen naar voren: (de hoogte van) het afnemerstarief en de piekbelastingscomponent van het transporttarief. Voor beide potentiële belemmeringen geldt dat een mogelijke oplossing is om elektriciteitsopslaginstallaties in sommige situaties (eventueel onder voorwaarden) vrij te stellen van (delen van) het transporttarief. Dit vergt echter nader onderzoek op een aantal punten:*

- *In welke gevallen dit gerechtvaardigd en wenselijk is.*
- *Wat dit vraagt aan nieuwe werkwijzen bij netbeheerders en coördinatie tussen de landelijke netbeheerder en de regionale netbeheerders.*
- *Wat de eventuele implicaties zijn van de voorgestelde oplossing voor de rest van de tariefstructuur.*

*De ACM is gestart met een nader onderzoek naar de tariefgerelateerde belemmeringen en naar de mogelijke oplossingen. Dit onderzoek is naar verwachting dit najaar afgerond. De ACM zal hierbij netbeheerders en netgebruikers betrekken, onder andere via haar deelname aan de werkgroepen herziening tariefstructuren voor kleinverbruikers en grootverbruikers en overleg met netbeheerders. Als de ACM na het vervolgonderzoek een beter beeld heeft van de tariefgerelateerde belemmeringen en mogelijke oplossingen in de tariefstructuur, zal daarna een wijzigingstraject van de Tarievecode elektriciteit moeten worden opgestart. In een dergelijk traject zal overigens in samenhang naar de gehele tariefstructuur moeten worden gekeken, omdat ook andere recente ontwikkelingen (bijvoorbeeld walstroom in zeehavens) wellicht om een wijziging van de tariefstructuur vragen.*

## 1 Inleiding

De energietransitie is een belangrijk thema voor de ACM. In dat kader heeft de ACM elektriciteitsopslag gekozen als een van de onderwerpen om nader te onderzoeken. Deze marktscan geeft een inventarisatie op hoofdlijnen van belemmeringen die de ACM ziet voor partijen die zich bezig (willen) houden met elektriciteitsopslag. De ACM heeft voor haar analyse een literatuurstudie gedaan en gesprekken gevoerd met een vijftal stakeholders, waaronder voornamelijk (organisaties van) marktpartijen die actief zijn op het gebied van elektriciteitsopslag of hier indirect mee te maken krijgen.<sup>1</sup> Voor het doel van deze voorstudie geeft de input van deze stakeholders een voldoende representatief beeld van de mogelijke belemmeringen.

Met het toenemende aandeel hernieuwbare energie wordt de behoefte aan flexibiliteit groter. Opslag van elektriciteit is een van de manieren om in deze behoefte te voorzien. De verwachting is dan ook dat elektriciteitsopslag de komende jaren flink gaat groeien.<sup>2</sup> Om deze verwachting waar te kunnen maken is het belangrijk dat elektriciteitsopslagen op een gelijk speelveld kunnen concurreren met andere aanbieders van flexibiliteitsdiensten. De Europese Commissie heeft hiertoe in de nieuwe Elektriciteitsrichtlijn en –verordening expliciet artikelen opgenomen die een gelijk speelveld voor elektriciteitsopslagen moeten waarborgen.<sup>3</sup> De nieuwe Elektriciteitsverordening heeft directe werking en beoogt non-discriminatoire toegang van onder andere elektriciteitsopslagen tot flexibiliteitsmarkten. De ACM ziet hier reeds op toe. Daarnaast krijgt de ACM na de implementatie van de Elektriciteitsrichtlijn een aantal nieuwe taken die toezien op eventuele activiteiten van netbeheerders op het gebied van elektriciteitsopslag.

Electriciteitsopslag is een vorm van energieopslag. In de Elektriciteitsrichtlijn wordt energieopslag gedefinieerd als “in het elektriciteitssysteem, het uitstellen van het uiteindelijke gebruik van elektriciteit tot een later moment dan het moment waarop de elektriciteit is opgewekt, of het omzetten van elektrische energie in een vorm van energie die kan worden opgeslagen, het opslaan van dergelijke energie, de daaropvolgende omzetting van dergelijke energie in elektrische energie of een andere energiedrager”. In deze notitie hanteert de ACM daarbij nog de volgende afbakening: installaties waarin elektriciteitsopslag plaatsvindt onttrekken elektriciteit aan het net en voeden die op een later moment weer in op het elektriciteitsnet. Dezelfde partij onttrekt dus de elektriciteit en voedt deze weer in. Gevallen waarin bijvoorbeeld een partij elektrische energie omzet in waterstof en deze waterstof verkoopt aan een andere partij (die op zijn beurt van alles kan doen met de waterstof, waaronder deze weer omzetten in elektriciteit) vallen in deze notitie niet onder elektriciteitsopslag.

In de huidige marktordening wordt opslag van elektriciteit overgelaten aan de markt. Marktpartijen concurreren net als andere aanbieders van flexibiliteit op diverse elektriciteitsmarkten. Netbeheerders en hun zusters binnen een netwerkbedrijf mogen dan ook geen elektriciteitsopslagdiensten aanbieden, net zoals bij productie en levering. De nieuwe Elektriciteitsrichtlijn, die nog moet worden geïmplementeerd in de Nederlandse energiewetgeving, biedt wel een ontheffingsmogelijkheid voor netbeheerders als aan

---

<sup>1</sup> De ACM heeft gesproken met Eneco, Energie-Nederland, Energy Storage NL, Netbeheer Nederland en een ondernemer die bezig is met een aantal projecten op het gebied van batterij-opslag.

<sup>2</sup> Zie bijvoorbeeld Europese Commissie, Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, 2020.

<sup>3</sup> Richtlijn (EU) 2019/944, publicatieblad van de Europese Unie L158/125 en Verordening (EU) 2019/943, publicatieblad van de Europese Unie L158/54.

bepaalde voorwaarden wordt voldaan. Ook onder de nieuwe Elektriciteitsrichtlijn blijft niettemin het uitgangspunt dat elektriciteitsopslagdiensten worden aangeboden door de markt. Gegeven het marktmodel kijkt de ACM in deze marktscan met name naar mogelijke belemmeringen die een goede marktwerking kunnen verhinderen.

De opbouw van deze notitie is als volgt: in hoofdstuk 2 beschrijft de ACM de probleemstelling, waarbij de ACM ingaat op de veranderingen op de elektriciteitsmarkt, het inelastische karakter van vraag en aanbod van elektriciteit, de beperkte transportcapaciteit en de gevolgen die deze aspecten hebben voor de behoefte aan flexibiliteit. In hoofdstuk 3 beschrijft de ACM de rol van energieopslag bij het verhogen van flexibiliteit. De ACM gaat hierbij in op de soorten opslag, de toepassingen van opslag, verdienmodellen, casussen en de interactie met andere energiesystemen en energiedragers. In hoofdstuk 4 beschrijft de ACM de (veranderingen in) de regelgeving voor energieopslag, waarna in hoofdstuk 5 wordt gekeken naar de belemmeringen voor partijen die zich bezig (willen) houden met elektriciteitsopslag. De ACM sluit deze notitie af met een beschrijving van de vervolgcacties die de ACM wil uitvoeren.

## 2 Probleemstelling

### 2.1 Veranderingen op de elektriciteitsmarkt

Nederland heeft ter beperking van de CO<sub>2</sub> uitstoot de transitie ingezet van het opwekken van elektriciteit met fossiele brandstoffen zoals gas en kolen naar het opwekken van elektriciteit met gebruikmaking van zon en wind. Deze transitie brengt met zich mee dat de opwekking van elektriciteit van uur tot uur kan verschillen. Momenteel kunnen vraag en aanbod nog in balans worden gehouden door het op- en afregelen van gas- en kolencentrales. In de toekomst zal de opwekking van elektriciteit echter meer en meer afhangen van de hoeveelheid wind en zon op dat moment. Hiermee is niet meer gegarandeerd dat het aanbod voldoet aan de vraag, maar kan het evenzogoed voorkomen dat het aanbod de vraag overstijgt.

Niet alleen verschuift de elektriciteitsopwekking van stabiel naar volatiel, er gaat zich de komende jaren nog een andere ontwikkeling van belang voordoen: door de uitfasering van gas, maar ook door een afnemend gebruik van andere fossiele brandstoffen zoals benzine en diesel, zal er een elektrificatieproces plaatsvinden. Huizen zullen meer en meer verwarmd worden met elektrische warmtepompen, auto's zullen voortgedreven worden door elektromotors en wellicht zullen waterstof en andere gassen die met elektriciteit gegenereerd worden als energiedrager de markt betreden. Dit betekent dus niet alleen dat het aanbod volatieler wordt, maar ook dat de vraag significant zal toenemen en mogelijk ook volatieler zal worden.

### 2.2 Op zoek naar balans

Het elektriciteitssysteem functioneert alleen als vraag en aanbod, of liever gezegd, invoeding en afname gelijk zijn aan elkaar. Als invoeding en afname van elkaar afwijken zal het systeem uit balans raken,

waarbij de marges maar zeer gering zijn. De kunst is dus om aanbod en vraag op ieder moment met elkaar in evenwicht te brengen.

### **2.2.1 Aanbod van elektriciteit**

Zoals hierboven omschreven zal de volatiliteit van het aanbod van elektriciteit in de toekomst toenemen. Dit betekent onder meer dat er omstandigheden zullen zijn waarin het aanbod de vraag sterk zal overstijgen en omstandigheden waarin nauwelijks aan de vraag kan worden voldaan. Ook zullen er zich momenten voordoen dat het aanbod van elektriciteit dermate hoog is dat producenten afgeschakeld moeten worden.

Eén van de grote nadelen van de afhankelijkheden van het weer voor het aanbod van elektriciteit is dat er mogelijk momenten komen waarop in Nederland, maar wellicht ook in de ons omringende landen, het weer gekenmerkt wordt door mist en windstilheid; dit wordt ook wel *Dunkelflaute* genoemd.<sup>4</sup> Onder zulke omstandigheden is de opwekking uit de hernieuwbare bronnen zeer gering en daarmee onvoldoende om aan de elektriciteitsvraag te voldoen.

Daartegenover bestaat de mogelijkheid dat de weersomstandigheden juist heel gunstig zijn voor de opwekking van elektriciteit. Op dit soort momenten kan het voorkomen dat er, in relatie tot de afname, té veel elektriciteit op het net ingevoed wordt. Hierdoor moeten er invoeders van het net afgeschakeld worden en gaat er in zekere zin een grote hoeveelheid (goedkope) energie verloren (zie ook paragraaf 2.2.3).

### **2.2.2 Vraag naar elektriciteit**

Een middel om vraag en aanbod van elektriciteit in balans te brengen is door de vraag naar elektriciteit te beïnvloeden (vraagsturing). Dit betekent dat afnemers op de momenten dat het aanbod hoog is meer energie verbruiken en wanneer het aanbod laag is minder. Hoewel dit principe in wezen simpel is, kan het effect in de praktijk beperkt zijn. Een mogelijkheid om de afnemer te stimuleren zijn vraag aan te passen, is door het te berekenen tarief aan te passen aan het evenwicht tussen vraag en aanbod. Bij een surplus aan elektriciteit zijn de tarieven lager, bij een tekort juist hoger. Voor grote afnemers zal het verschil significant kunnen zijn, maar is de vraag welke kosten het met zich meebrengt indien zij hun productie afstemmen op de elektriciteitsprijs. Voor de gemiddelde consument is het de vraag of deze gevoelig is voor tariefverschillen, zeker nu de kale elektriciteitsprijs maar een zeer beperkt deel van zijn elektriciteitsrekening uitmaakt.

### **2.2.3 Transport van elektriciteit**

Naast het in evenwicht houden van het aanbod en de vraag van elektriciteit, dient het elektriciteitssysteem ook voldoende uitgerust te zijn om vraag en aanbod bij elkaar te brengen. Dit betekent dat het net de capaciteitsvraag moet aankunnen. Bij een gecentraliseerd elektriciteitssysteem zoals dat van oudsher in Nederland aanwezig is, waarbij op de hogere spanningsniveaus ingevoed wordt en de afname verdeeld wordt over de (met name) onderliggende spanningsniveaus, levert dit geen problemen op. Echter, de aanwezige netconfiguratie ontwikkeld op deze top-down systematiek kan problemen opleveren bij gedecentraliseerde invoeding waarbij de invoeding van elektriciteit meer op de

---

<sup>4</sup> Het is niet geheel duidelijk hoe vaak een *dunkelflaute* zich voordoet. Dit komt mede doordat er niet duidelijk gedefinieerd is hoe lang een dergelijke omstandigheid zich moet voordoen om van een *dunkelflaute* te spreken. Een uur mist en windstilheid in de ochtend is natuurlijk van een geheel andere orde dan een aaneengesloten periode van tien dagen onder dergelijke omstandigheden.

onderliggende spanningsniveaus plaatsvindt. Er zijn momenten waarop deze onderliggende netten de vraag, maar actueler, het aanbod van elektriciteit niet kunnen verwerken omdat zij onvoldoende zwaar zijn uitgerust om de gewenste hoeveelheid energie te transporteren (in deze gevallen spreekt men over congestie). Dit betekent dat in die gevallen de netbeheerder het transport van elektriciteit moet beperken door een rem te zetten op het aanbod of de vraag binnen het betreffende netdeel. In de huidige praktijk betekent dit geregeld dat een zonne- of windpark juist op het moment wanneer de meeste energie wordt opgewekt de invoeding op het net dient stop te zetten.

#### 2.2.4 Interconnectiviteit: import en export van elektriciteit

Nederland is geen losstaand land. In het geval er hier sprake is van een *Dunkelflaute*, kan er in Frankrijk juist sprake zijn van bijzonder veel zon en/of wind. Hoewel dit voorbeeld zich niet zo snel zal voordoen, is er in mindere mate natuurlijk wel altijd een verschil in het weer tussen landen. En hoe groter dit aantal landen is, en hoe meer verspreid zij liggen, hoe groter de kans is dat de balans in het gezamenlijke net gehandhaafd kan worden. Hiervoor is het niet alleen nodig dat al deze landen aan elkaar gekoppeld zijn, maar ook dat deze koppelingen voldoende capaciteit hebben om in bijzondere omstandigheden de elektriciteit op de gewenste manier te verspreiden. De gezamenlijke Europese energietoezichthouders en transmissiesysteembeheerders hebben de afgelopen jaren veel inspanningen verricht om de koppeling tussen de landen – en daarmee de Europese marktintegratie – te verbeteren.

### 2.3 Flexibiliteit

Zowel vraagsturing als de import en export van elektriciteit brengen flexibiliteit in het elektriciteitssysteem. Deze flexibiliteit kan er zorg voor dragen dat vraag en aanbod met elkaar in evenwicht blijven, zonder dat hiervoor geforceerde acties richting afnemers of invoeders hoeven te worden genomen. In het elektriciteitssysteem zullen de volgende soorten flexibiliteit moeten worden ingebouwd om het, binnen de omstandigheden en vereisten, optimaal te laten functioneren:

1. Dagelijkse flexibiliteit: De vraag naar dagelijkse flexibiliteit ontstaat door de fluctuaties in aanbod en vraag die zich per dag voordoen en wordt met name veroorzaakt door elektriciteitsproductie door zonnecellen (in het Engels: *photovoltaic cells*, hierna: PV). Immers, overdag zijn de opwekpieken van PV te verwachten, terwijl de verbruikspieken 's morgensvroeg en 's avonds plaatsvinden.
2. Wekelijkse flexibiliteit: De vraag naar wekelijkse flexibiliteit ontstaat voornamelijk doordat de elektriciteitsopwekking door wind gedurende de week zal fluctueren, waardoor er de ene week een surplus aan elektriciteit wordt opgewekt en de andere week een tekort.
3. Seizoensflexibiliteit: De vraag naar flexibiliteit over de seizoenen heen ontstaat doordat de opbrengsten van PV en windmolens seizoensafhankelijk zijn. In de zomer zal PV meer opbrengen dan in de winter, terwijl voor windmolens de piekopbrengsten in de herfst en de winter te verwachten zijn. Overigens zal de vraag naar seizoensflexibiliteit voor elektriciteit ook toenemen door de elektrificatie van de warmtevraag van bedrijven en woningen. Hierdoor zal het profiel van de elektriciteitsvraag meer gaan lijken op dat het profiel van de gasvraag ('badkuiprofiel').

Om deze vormen van flexibiliteit binnen het elektriciteitssysteem te brengen wordt vraagsturing niet als voldoende beschouwd om de toenemende vraag naar flexibiliteit volledig te dekken. En hoewel interconnectiviteit een degelijke en brede basis vormt voor het bieden van flexibiliteit, is er meer nodig, zeker in omstandigheden waarin een groot deel van Noord West Europa in een *Dunkelflaute* verkeert.

Extra flexibiliteit inbouwen in het elektriciteitssysteem is dus noodzakelijk. Hiervoor wordt de opslag van elektriciteit momenteel gezien als een belangrijke optie, zeker voor de wat verdere toekomst. Gegeven het onderwerp van de marktscan gaat de ACM in de rest van deze notitie alleen in op elektriciteitsopslag en niet op andere vormen van flexibiliteit.

### 3 Rol van energieopslag bij verhogen flexibiliteit

#### 3.1 Soorten opslag

Energieopslag is een handeling waarbij energie nadat deze is opgewekt voor een bepaalde tijd wordt vastgehouden alvorens deze verbruikt wordt. Er bestaat een groot aantal verschillende technieken om energie op te slaan. Deze technieken zijn in te delen aan de hand van de energievorm waarin de opslag plaatsvindt. Hieronder staat een overzicht met een kleine selectie van de veelgebruikte technieken voor energieopslag:

Energievorm	Gebruikte technologie
<b>Mechanisch</b>	Pumped Hydro Storage (PHS)
	Compressed Air Energy Storage (CAES)
	Liquid Air Energy Storage (LAES)
	Vliegwielen
<b>Elektrochemisch</b>	Lood-zuur accu's
	Lithium-ion accu's
	Redox flow accu's
<b>Elektrisch</b>	Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)
	Supercondensatoren
<b>Chemisch</b>	Power to Gas (H2)
	Power to ammoniak (NH3)
<b>Thermisch</b>	Sensible Thermal Energy Storage (STES)

Tabel 1: Vormen en technieken van energieopslag<sup>5</sup>

Welke van deze technieken in een bepaalde situatie wordt gebruikt hangt af van verschillende factoren. Enkele van deze factoren zijn:

- De energievorm geleverd door de bron (elektriciteit, gas, warmte etc.)
- De energievorm gevraagd door de afnemer

---

<sup>5</sup> Aangepast vanuit <https://data.europa.eu/euodp/data/dataset/database-of-the-european-energy-storage-technologies-and-facilities>.

- De gewenste capaciteit van de opslag (MWh)
- Het gewenste op- en ontladvermogen van de opslag (MW)
- De gewenste opslagtermijn (seconden, uren, dagen, maanden)
- De kosten van de opslagtechniek, uitgedrukt in de "Levelised Cost Of Storage" (LCOS) in Euro's per MWh opgeslagen energie

Zoals eerder opgemerkt richt de ACM zich in deze notitie enkel op vormen van elektriciteitsopslag. In de volgende paragraaf gaat de ACM in op enkele van deze technieken.

### 3.1.1 Technieken voor elektriciteitsopslag

Van de verschillende technieken voor elektriciteitsopslag zijn er een paar die verantwoordelijk zijn voor het leeuwendeel van de geïnstalleerde capaciteit. Deze technieken zijn populair omdat deze (historisch) het beste pasten binnen het bestaande energiesysteem en/of de laagste opslagkosten hadden. In deze paragraaf bespreekt de ACM kort de meest toegepaste technieken. Daarnaast bespreekt de ACM een aantal technieken die binnen de Nederlandse context potentieel invloedrijk kunnen worden.

#### Pumped Hydro Storage (PHS)

PHS is een vorm van mechanische energieopslag en binnen Europa, met behulp van stuwdammen, veruit de meest toegepaste vorm van elektriciteitsopslag. Gedurende de oplaadfase wordt elektriciteit gebruikt om water naar een hoger gelegen waterbassin te pompen. De elektriciteit wordt daar opgeslagen in de potentiële hoogte-energie van het water, die weer vrijkomt wanneer het water naar beneden stroomt. Het stromende water laat turbines draaien die de energie weer omzetten in elektriciteit.

Meer dan 90% van het in Europa geïnstalleerde opslagvermogen bestaat uit PHS installaties.<sup>6</sup> Deze worden gekenmerkt door hun grote opslagcapaciteit, tot 100 GWh per installatie, en relatief lage kosten per kWh opgeslagen energie. PHS installaties hebben een op/ontlaad tijd van enkele uren. In vergelijking met andere technieken is dit relatief lang. Dit komt echter door de grote opslagcapaciteit en niet door een beperkt op/ontlaad vermogen. Hoewel de ontlaadtijd relatief lang is, worden PHS installaties nog steeds voornamelijk gebruikt voor het leveren van dagelijkse flexibiliteit. PHS installaties kunnen het geleverde vermogen redelijk snel aanpassen en hebben een opslagefficiëntie van 80%.

De grote opslagcapaciteit, hoge vermogens en reactietijd maken PHS geschikt voor een groot aantal toepassingen. De voornaamste belemmering voor PHS, met name in Nederland, is de noodzaak van voldoende hoogteverschil tussen het waterbassin en de turbine. Hierdoor is toepassing buiten berggebieden zeer onpraktisch. Dit belemmert ook buiten Nederland de potentie van PHS om zich verder door te ontwikkelen, omdat het aantal geschikte locaties beperkt is.

#### Lithium-ion accu's

Accu's zijn een vorm van elektrochemische elektriciteitsopslag. Afhankelijk van het reductor-oxidator (redox) paar dat hier gebruikt wordt heeft de accu andere eigenschappen. Het redoxpaar Lithium-ion wordt op dit moment het meest gebruikt in accu's voor elektriciteitsopslagsystemen verbonden aan het elektriciteitsnet. De reden hiervoor is dat Lithium-ion accu's vanwege hun gewicht en formaat veel gebruikt worden in draagbare apparaten en auto's. Deze brede toepassing heeft geleid tot drastische

---

<sup>6</sup> Het totale geïnstalleerde vermogen bedraagt meer dan 48 GW.

kostenverminderingen. Hierdoor zijn deze accu's ook interessant geworden voor andere toepassingen, zoals elektriciteitsopslag binnen het net.

Lithium-ion systemen hebben typisch een opslagcapaciteit tot 10 MWh, maar grotere systemen zijn in opkomst. De op/ontlaadtijd van deze systemen van tussen de 10 minuten en 4 uur maakt ze voornamelijk geschikt voor het leveren van dagelijkse flexibiliteit. Van de in Nederland gebouwde systemen heeft de meerderheid een oplaadtijd van circa één uur. Dit maakt deze installaties voornamelijk geschikt voor ondersteunende diensten zoals 'Frequency Containment Reserve'.<sup>7</sup>

Van alle elektriciteitsopslagsystemen gebouwd en gepland in Nederland is de meerderheid Lithium-ion. Het totale aantal is in vergelijking met omliggende landen echter nog beperkt.

#### Flow batterijen

Deze technologie is nog minder ver ontwikkeld maar heeft wel de potentie om een grote rol te gaan spelen. Het betreft hier elektrochemische opslag, maar in tegenstelling tot normale accu's zijn bij flow batterijen de reductor en/of de oxidator vloeibaar. Hierdoor kan de verhouding tussen het vermogen en de opslagcapaciteit van het systeem gevarieerd worden, waardoor deze beter af te stemmen is op de gewenste toepassing. Dit maakt het mogelijk om elektrochemische opslag ook in te zetten voor lange-termijn opslag. Het is echter niet de verwachting dat deze techniek rendabel zal zijn voor het leveren van wekelijkse of seizoensopslag.

#### Waterstof

Een veelbelovende techniek waar veel belangstelling voor is en waar veel in geïnvesteerd wordt is elektriciteitsopslag in waterstof. Er zijn verschillende technieken om waterstof om te zetten in elektriciteit. In deze paragraaf beschrijft de ACM de techniek waarbij een brandstofcel wordt gebruikt deze om weer terug om te zetten.<sup>8</sup> Hierbij wordt elektriciteit gebruikt om via elektrolyse water (H<sub>2</sub>O) te splitsen in waterstof (H<sub>2</sub>) en zuurstof (O<sub>2</sub>). Deze twee gassen worden vervolgens gescheiden opgeslagen. Op het moment dat de elektriciteit benodigd is wordt met behulp van de twee gassen elektriciteit geproduceerd in een brandstofcel. Bij deze reactie worden de twee gassen weer gecombineerd tot water.

De opslag van de energie vindt plaats in de vorm van chemische energie. De opslagdichtheid van chemische energie is hoog, waardoor het mogelijk is om met behulp van waterstof zeer grote hoeveelheden energie op te slaan in een relatief klein volume. De opslagdichtheid kan nog verder vergroot worden door de waterstof op te slaan in zijn vloeibare vorm. Hiervoor zijn echter wel zeer sterke tanks nodig. Het is ook mogelijk om het waterstof op te slaan in grote geologische formaties zoals lege gas-of zoutwinningsvelden. Dit is vergelijkbaar met de manier waarop nu aardgas wordt opgeslagen en is een goedgekope manier om grote hoeveelheden waterstof op te slaan.

Door de grote opslagcapaciteit die mogelijk gemaakt kan worden met waterstof, tot 100 GWh per installatie, is deze techniek geschikt voor het leveren van seizoensflexibiliteit. Dit maakt het mogelijk om waterstof in te zetten als seizoensopslag. Een nadeel van elektriciteitsopslag door middel van waterstof is de lage efficiëntie waarmee de waterstof geproduceerd wordt en weer omgezet wordt in elektriciteit. Bij het maken van waterstof gaat 30% van de energie verloren en de round-trip<sup>9</sup> efficiëntie is zelfs maar 20 tot 40%.<sup>10</sup> Dit komt door de lage efficiëntie bij het omzetten van waterstof in elektriciteit en de

<sup>7</sup> In paragraaf 3.2 gaat de ACM nader in op de toepassingen van elektriciteitsopslag en andere vormen van flexibiliteit.

<sup>8</sup> De ACM gaat in een [aparte notitie](#) nader in op de ontwikkeling en regulering van waterstofinfrastructuur.

<sup>9</sup> Van elektriciteit naar gas en weer terug.

<sup>10</sup> Uiteraard is voor een goede afweging van de technologische opties een bredere kosten/batenanalyse nodig. Zo hoeven bijvoorbeeld voor windparken op zee die ter plekke elektriciteit omzetten in waterstof geen onderzeese elektriciteitskabels te



bijkomende energievraag van, onder andere, het comprimeren van het gas (dit is nodig voor het transport). Een energiesysteem dat veel gebruik maakt van waterstofopslag zal dus veel meer elektriciteit moeten opwekken dan daadwerkelijk verbruikt wordt.

#### Liquid Air Energy Storage (LAES)

Een techniek die net zoals waterstofopslag en PHS geschikt is voor langere-termijn elektriciteitsopslag is Liquid Air Energy Storage. Bij deze vorm van mechanische elektriciteitsopslag wordt tijdens de oplaadfase lucht gecompriëerd, vloeibaar gemaakt en opgeslagen in geïsoleerde tanks. Gedurende de opslag wordt de lucht in vloeibare vorm opgeslagen. Tijdens de ontladfase wordt de lucht weer omgezet naar een gas en door een gasturbine geleid. De uitzettende lucht drijft hierbij de turbine aan die met behulp van een generator elektriciteit opwekt.

Vloeibare lucht heeft een hoge energiedichtheid. LAES systemen kunnen daardoor capaciteiten tot 10 GWh hebben. Dit maakt ze geschikt om over langere tijd te ontladen, tot 24 uur. Net zoals bij flow batterijen en waterstofopslag staat de opslagcapaciteit van een LAES installatie los van het vermogen. Hierdoor is het mogelijk om installaties te ontwikkelen met nog langere ontladperiodes. Dit maakt LAES geschikt voor het leveren van dagelijkse maar ook wekelijkse flexibiliteit.

De technieken gebruikt voor LAES worden al veel gebruikt voor andere doeleinden en zijn daarom ver doorontwikkeld. Desondanks zijn er nog relatief weinig (geplande) installaties in de EU. De verwachting is dat in 2021 de eerste commerciële LAES opslaginstallatie in bedrijf gaat.

### **3.1.2 Locatie in het net**

Zoals later besproken in deze notitie kan elektriciteitsopslag gebruikt worden voor verschillende toepassingen. In sommige situaties kan de locatie van de opslag binnen het netwerk aanvullende toepassingen mogelijk of aantrekkelijker maken. Hier gaat de ACM kort in op twee voorbeelden waar dit het geval kan zijn.

#### Colocatie met opwek

Met de opkomst van duurzame energie opwekking in Nederland is transportcapaciteit in bepaalde regio's schaars geworden. Dit heeft als gevolg dat niet iedereen die verzoekt om een aansluiting of het transport van elektriciteit, dit ook daadwerkelijk kan ontvangen. Deze partijen worden dan niet aangesloten op het elektriciteitsnet of kunnen geen (volledig) gebruik maken van hun aansluiting. In deze situaties kan het gunstig zijn voor de aangeslotene om de opwekkingsinstallatie te voorzien van elektriciteitsopslag. Deze opslag maakt het mogelijk om de installatie aan te sluiten met een kleinere aansluiting. Dit kan het verschil maken tussen het wel of niet krijgen van een aansluiting. Daarnaast kan de opslag energie die niet getransporteerd kan worden opslaan tot een moment waarop deze wel getransporteerd kan worden.

Hoewel deze toepassing strikt genomen niet onder de in deze notitie gehanteerde definitie van elektriciteitsopslag vallen - de opslag wordt immers niet opgeladen met energie uit het net - kan deze wel als aanvulling dienen op de businesscase van een elektriciteitsopslag-installatie. Enpuls heeft in

---

worden aangelegd en is er bij omzetting in waterstof minder verspilling van energie omdat een windpark bij te veel aanbod anders zou moeten worden stilgelegd.

2020 een proefproject uitgevoerd<sup>11</sup> met een dergelijke installatie. Hieruit bleek dat het technisch mogelijk is maar er nog geen positieve business case is.

#### Achter de meter

Elektriciteitsopslag achter de meter houdt in elektriciteitsopslag bij consumenten thuis. Dit neemt de vorm aan van thuisbatterijen of elektrische auto's. De totale opslagcapaciteit van deze vormen van opslag is in potentie zeer groot. Deze is echter gedecentraliseerd met een beperkt vermogen en capaciteit per installatie. Dit maakt inzet voor bepaalde toepassingen lastiger dan bij grootschalige installaties. Vanwege bijvoorbeeld minimum vermogenseisen voor het doen van biedingen moeten de installaties van verschillende aangeslotenen virtueel gebundeld worden om een bieding uit te mogen brengen. Energie-Nederland geeft aan dat hier experimenten mee worden uitgevoerd om te bieden op Frequency Containment Reserve markten.

Voor toepassingen waar de geografische locatie van de elektriciteitsopslag van belang is, zoals het voorkomen van congestie, mogen alleen opslaginstallaties gebundeld worden die zich op dezelfde locatie in het net bevinden. Dit vraagt om coördinatie tussen verschillende partijen zoals de BRP *balance responsible party* (BRP) en de nieuw gecreëerde *congestion service provider* (CSP). Hoe deze processen moeten worden ingevuld wordt op dit moment uitgewerkt door de ACM en de sector.

## 3.2 Toepassingen

Zoals in hoofdstuk 2 beschreven is er behoefte aan dagelijkse, wekelijkse en seizoensflexibiliteit. Binnen de door opslag te leveren dagelijkse flexibiliteit zijn er verschillende specifieke toepassingen van opslag. Soms kunnen deze verschillende toepassingen ook gecombineerd worden. Deze toepassingen zijn het aanbieden van systeemdiensten, congestiemanagement en marktarbitrage. Wekelijkse flexibiliteit zal waarschijnlijk vooral geleverd worden door de installaties die ook worden gebruikt voor seizoensopslag. Wekelijkse overschotten en tekorten zullen dan zorgen voor fluctuaties rondom de trend van op- en ontladen volgens het normale seizoenspatroon. Hieronder beschrijft de ACM de verschillende toepassingen.

### 3.2.1 Dagelijkse flexibiliteit

#### *Systeemdiensten*

Elektriciteitsopslag kan gebruikt worden om systeemdiensten aan te bieden en zo bij te dragen aan de stabiliteit van het net. Bij de bestaande projecten gaat het voornamelijk om batterijen die primair reservevermogen leveren in de Frequency Containment Reserve (FCR) regeling. Batterijen zijn hier zeer geschikt voor omdat ze snel kunnen reageren en zowel vermogen op- als af- kunnen schakelen (door af- respectievelijk op- te laden). Met de batterijen kan worden geparticipeerd in de tenders van 4-uurs blokken voor FCR van Tennet. Gedurende de 4-uurs blokken die een opslagfaciliteit krijgt toegewezen kan de faciliteit niet worden ingezet voor andere toepassingen; de faciliteiten dienen immers beschikbaar te zijn voor het leveren van reservevermogen. Voor blokken waarop niet is geboden of die niet toegewezen zijn, kan de opslagfaciliteit voor andere toepassingen worden ingezet. Momenteel worden veel van de bestaande faciliteiten tenminste deels ingezet voor FCR. Voordelen van

---

<sup>11</sup> Peakshaving pilot Altweerterheide, zie <https://www.enpuls.nl/media/cjib33nd/eindrapport-peakshaving-pilot-altweerderheide.pdf>.

FCR zijn dat het een relatief goed ontwikkelde markt is (door de tenders van Tennet) en dat de batterij voor vijftig procent opgeladen kan worden gehouden, wat goed is voor de technische levensduur. Een andere systeemdienst die met batterijen geboden kan worden is het leveren van blindvermogen.

#### *Congestiemanagement*

Een andere toepassing van elektriciteitsopslag is inzet bij congestiemanagement.

Congestiemanagement is nodig wanneer in (een deel van) het netwerk de vraag naar transportcapaciteit groter is dan de aanwezige capaciteit. Er is dan sprake van congestie. Congestie kan komen door veel opwek in een deel van het net (bijvoorbeeld op een zonnige dag in een gebied met een hoge concentratie aan zonneparken), of door veel afname in een deel van het net (bijvoorbeeld door het gelijktijdig opladen van veel elektrische auto's of verwarming met warmtepompen in een gasloze wijk op een koude dag). Elektriciteitsopslag kan congestieproblemen verminderen door in een gebied met veel opwek een deel van de opgewekte elektriciteit te absorberen door op te laden. In een gebied met veel verbruik kan de piekvraag verminderd worden door op momenten van veel vraag te ontladen. Deze twee acties kunnen ook tegelijkertijd plaatsvinden, bijvoorbeeld met een batterij aan het begin en een batterij aan het eind van een kabel met beperkte transportcapaciteit. Hiermee wordt door het op- en ontladen van de twee respectievelijke batterijen het transport verplaatst naar een ander moment in de tijd waarin het op- en ontladen van de batterijen tegengesteld plaatsvindt.

Op dit moment zijn de kosten van de inzet van elektriciteitsopslag ten opzichte van de kosten van het verzoeken van het net over de lange termijn bezien relatief hoog. Hierbij speelt ook een rol dat de huidige capaciteit van batterijen in vergelijking met de transportcapaciteit relatief klein is. De inzet van elektriciteitsopslag als permanente oplossing voor congestie lijkt op dit moment weinig kansrijk. Opslag lijkt in het kader van congestiemanagement daarom vooral een tijdelijke oplossing, totdat verzwaring van het net gerealiseerd kan worden. De tijdshorizon voor opslagprojecten is daarmee ongeveer vier of vijf jaar. Dit is doorgaans te kort om de investering in een batterij terug te verdienen. Wel zouden aanbieders van opslagdiensten tijdelijk een batterij kunnen plaatsen voor inzet bij congestie, die na afloop van de projectduur op een andere plek wordt ingezet. Tot dusver komt dit nog niet of zeer beperkt van de grond. Er is mogelijk sprake van een 'hold up' probleem in de markt, waarbij potentiële aanbieders van opslagfaciliteiten meer zekerheid omtrent toekomstige opdrachten nodig hebben om te investeren, maar vragers van opslagfaciliteiten (de netbeheerders) deze zekerheid niet kunnen bieden.

Een variant op de inzet van opslag bij congestiemanagement is de batterij die direct bij een opwekinstallatie wordt geplaatst om pieken uit het opwekprofiel te halen. Hierdoor kan de installatie met een kleinere aansluiting opereren (zie paragraaf 3.1.2). Het doel is het beperken van de aansluitkosten (en niet het verminderen van benodigde (schaarse) transportcapaciteit), maar dit heeft (net als congestiemanagement) tot gevolg dat het net wordt ontlast.

#### *Marktarbitrage*

Elektriciteitsopslag kan ook worden ingezet om gebruik te maken van prijsverschillen in de elektriciteitsmarkt. Door de batterij op te laden bij lage elektriciteitsprijzen en te ontladen bij hoge elektriciteitsprijzen kan op het prijsverschil worden verdiend. Er wordt dan ook wel van marktarbitrage gesproken. De onderliggende oorzaken van prijsverschillen in de markt zijn een relatief kleine vraag (of groot aanbod) bij een lage prijs dan wel een relatief grote vraag (of klein aanbod) bij een hoge prijs. Bij een grote vraag worden relatief kostbare opwektechnieken gebruikt die de elektriciteitsprijs opdrijven. Aan de grote vraag naar elektriciteit kan met behulp van elektriciteitsopslag worden voldaan met relatief goedkope elektriciteit uit een andere periode. Hierdoor verbetert de marktuitkomst; de totale

opwekkosten over meerdere periodes nemen af. Denk bijvoorbeeld aan het opladen van elektriciteitsopslag op momenten van overvloedige hernieuwbare energie bij harde wind.

Veel van de huidige opslagfaciliteiten worden in ieder geval deels ingezet voor marktarbitrage. Soms wordt het gezien als de primaire toepassing, maar bij de meeste projecten geldt het als een additionele verdienstroom. Het opladen van de elektriciteitsopslag wordt gezien als afname uit het net, wat betekent dat er transporttarieven en energiebelasting over moeten worden betaald. Dit vermindert de inzet van opslag voor marktarbitrage; op- en ontladen is hierdoor alleen interessant als er voldoende grote prijsverschillen in de markt zijn.

#### *Samenspel van verschillende toepassingen*

Opslagfaciliteiten kunnen voor verschillende toepassingen worden ingezet, zodat meerdere inkomstenstromen ontstaan. Op basis van de gesprekken met stakeholders wordt dit bij vrijwel alle bestaande projecten gedaan. Dit is ook nodig om de exploitatie van de opslag rendabel te maken. Met een batterij kan per keer worden gekeken of die ingezet wordt voor systeemdiensten (voornamelijk FCR) of voor marktarbitrage. Ook indien bijvoorbeeld geparticipeerd wordt in de tender voor 4-uurs blokken van de FCR maar blokken niet worden toegewezen, kan de batterij alsnog worden ingezet voor intra-day handel op de elektriciteitsmarkt. Bij de inzet voor congestiemanagement zal in principe een langer lopende verbintenis worden aangegaan met de verantwoordelijke netbeheerder. Hierbij zal de inzet voor congestiemanagement voorrang hebben. Op momenten dat de batterij niet beschikbaar hoeft te zijn voor congestiemanagement kan deze worden ingezet voor andere toepassingen. De inzet voor congestiemanagement kan tevens een kans zijn voor marktarbitrage indien de lokale situatie in het net representatief is voor de landelijke, bijvoorbeeld bij overvloedig aanbod van hernieuwbare energie. De batterij kan dan het net ontlasten door goedkoop op te laden, en op een later tijdstip bij hogere prijzen weer ontladen. Dit zal echter niet altijd het geval zijn.

### **3.2.2 Wekelijkse en seizoensflexibiliteit**

#### *Seizoensopslag*

Bij seizoensopslag wordt energie over langere tijd opgeslagen. Zoals reeds opgemerkt kunnen seizoensopslagen ook deels worden gebruikt voor levering van weekflexibiliteit. In dat geval zal een deel van de energie korter worden opgeslagen. Voor zover bekend vindt op dit moment in Nederland geen seizoensopslag van elektriciteit plaats. Voor eventuele verminderde beschikbaarheid van hernieuwbare energie in bepaalde seizoenen wordt bij de huidige generatiemix nog door fossiele brandstoffen in de benodigde flexibiliteit voorzien. Er zijn ook geen grote structurele verschillen in de elektriciteitsprijzen van verschillende seizoenen waarneembaar. Indien in de toekomst de energievoorziening volledig duurzaam wordt, zal er wel een behoefte aan seizoensopslag zijn. Toch valt die behoefte in relatieve zin mee: kijkend naar opwekking en verbruik per maand is de behoefte aan seizoensopslag voor verschillende delen van Europa maximaal 5 procent van het totale verbruik. Met een optimale mix van verschillende hernieuwbare energiebronnen (met name zon en wind) kan dit verder worden teruggebracht.<sup>12</sup> Hoewel in relatieve zin beperkt, gaat het in absolute zin natuurlijk wel om grote hoeveelheden. Daarnaast zal er behalve met het 'standaard' seizoenspatroon ook rekening moeten worden gehouden met andere (kortstondige) fluctuaties of meteorologische omstandigheden waardoor de opwekking achterblijft. Wordt bij het seizoenspatroon ook de warmtevraag en gedeeltelijke

---

<sup>12</sup> CEER, White Paper on Long Term Storage, 2021.

elektrificatie hiervan met warmtepompen betrokken, dan neemt de behoefte aan seizoensopslag verder toe.

Van de huidige technieken is pumped hydro storage de enige die geschikt is voor weekopslag en opslag over seizoenen heen; in de toekomst zal dat wellicht ook waterstof zijn. Voor batterijen, die tot meerdere keren per dag op- en ontladen dienen te worden om de business case rendabel te maken, is enkele keren per jaar op- en ontladen niet interessant.

### **3.3 Interactie met andere energiesystemen en energiedragers**

In het Nederlandse energiesysteem worden verschillende energiedragers gebruikt. Hierbij kan gedacht worden aan elektriciteit en gas die via de desbetreffende netten vervoerd worden, maar ook aan brandstoffen zoals benzine en diesel voor vervoer. Energiedragers met een minder grote maar toch significante rol zijn (rest)warmte voor verwarmingsdoeleinden en gassen zoals waterstof en ammoniak die gebruikt worden als industriële grondstoffen.

Via conversieprocessen kan elektriciteit omgezet worden naar andere energiedragers. Deze processen worden aangeduid met afkortingen zoals:

- P2G (power to gas, elektriciteit naar waterstof)
- P2H (power to heat, elektriciteit naar warmte)
- P2X (algemene uitdrukking voor conversie van elektriciteit naar een andere energiedrager)

Door elektriciteit om te zetten naar een andere energiedrager kan de energie opgeslagen worden of voor andere doeleinden gebruikt worden. De toepassing van opslag in de vorm van waterstof voor elektriciteitsopslag is reeds aan bod gekomen in paragraaf 3.1.1. Waterstof kan echter ook in de industrie gebruikt worden als brandstof of als grondstof voor het produceren van andere brandstoffen zoals methaan of ammoniak. Door de brede toepassing van waterstof zal de markt voor waterstof zich verder ontwikkelen. Hierdoor zullen producenten van waterstof niet uitsluitend waterstof produceren voor elektriciteitsopslag.

Wanneer elektriciteit wordt gebruikt om warmte te produceren kan de energie ook in de vorm van warmte worden opgeslagen. Water is een erg goed medium om warmte in op te slaan; om deze reden is het goedkoop om warmte op te slaan in bijvoorbeeld elektrische boilers of warmte-koudeopslagen. Een nadeel van opslag in de vorm van warmte is dat door de begrensde temperatuur van water (maximum 100 graden Celsius), de conversie terug naar elektriciteit extreem inefficiënt is en daardoor niet wordt toegepast. Voor het verwarmen van woonhuizen is deze temperatuurlimiet echter geen probleem. De opslag van elektriciteit wordt om die reden al wel gebruikt om de stookkosten van huizen te verlagen en de belasting van het elektriciteitsnet door warmtepompen te verminderen.

### **3.4 Potentieel van elektriciteitsopslag**

De rol van elektriciteitsopslag in het toekomstige elektriciteitssysteem is evident, maar de omvang van die rol is nog enigszins onduidelijk. Dit is ook afhankelijk van naar welke tijdshorizon wordt gekeken en hoe andere flexibiliteitsopties zich ontwikkelen.

Op Europese schaal lijkt volgens een studie in opdracht van de Europese Commissie tot 2030 de benodigde flexibiliteit nog vooral geleverd te worden door gascentrales en interconnectoren. Ongeveer een kwart van de flexibiliteit wordt dan geleverd door opslag, met een geschatte capaciteit van respectievelijk 67 GW en 42 GW van PHS en batterijen. Richting 2050 zal de verduurzaming van andere sectoren de vraag naar (duurzame) waterstof en synthetische brandstoffen doen toenemen. De elektrolysecapaciteit die hiervoor nodig is zal ook een groot deel van de benodigde flexibiliteit leveren. De behoefte aan PHS en batterijen neemt volgens modelberekeningen daardoor af naar ongeveer 50 GW in 2050.<sup>13</sup>

Toegesplitst op Nederland wordt in de periode tot 2050 volgens een studie van onder andere ECN de meeste flexibiliteit geleverd door interconnectie. In die periode neemt flexibiliteit geleverd door opwek met gas gestaag af en na 2030 zal *curtailment* van hernieuwbare energie juist toenemen. P2G, andere conversietechnieken en elektrische voertuigen (als vorm van vraagsturing) hebben volgens de studie ook een groot potentieel om bij te dragen aan de benodigde flexibiliteit. 'Pure' elektriciteitsopslag heeft volgens de modelberekeningen een zeer beperkte rol vanwege de hoge relatieve kosten. Voor of in combinatie met specifieke toepassingen zoals systeemdiensten bestaat wel potentieel voor elektriciteitsopslag.<sup>14</sup>

## 4 Regelgeving

### 4.1 Europese regelgeving

De nieuwe Elektricitetsrichtlijn 2019/944 voorziet in een belangrijke rol voor energieopslag om te zorgen voor flexibiliteit in de elektriciteitsvoorziening. Distributiesysteembeheerders moeten in staat worden gesteld en worden voorzien van stimulansen om diensten van gedistribueerde energiebronnen te gebruiken, zoals vraagresponso en energieopslag, op basis van marktprocedures, om hun netwerken efficiënt te beheren en kostbare uitbreiding van hun netwerk te voorkomen. De lidstaten moeten de nodige maatregelen nemen, zoals nationale netcodes en marktregels, en de distributiesysteembeheerders voorzien van stimulansen door middel van nettarieven die de flexibiliteit of de verbetering van de energie-efficiëntie op het net niet in de weg staan. De lidstaten moeten ook netwerkontwikkelingsplannen voor distributiesystemen indienen om de integratie van installaties die elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen produceren, te ondersteunen, de ontwikkeling van energieopslagfaciliteiten en de elektrificatie van de vervoerssector te vergemakkelijken en systeemgebruikers voldoende informatie te verstrekken over de te verwachten uitbreiding of verbeteringen van het netwerk.<sup>15</sup>

Ook stelt de Elektricitetsrichtlijn dat systeembeheerders<sup>16</sup> geen energieopslagfaciliteiten mogen bezitten, ontwikkelen, beheren of exploiteren. Dit geldt zowel voor transmissiesysteembeheerders als voor distributiesysteembeheerders. Energieopslagdiensten moeten marktgebaseerd en concurrerend

---

<sup>13</sup> Europese Commissie, Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, 2020.

<sup>14</sup> ECN, Demand and supply of flexibility in the power system of the Netherlands, 2015-2050, 2017.

<sup>15</sup> Richtlijn (EU) 2019/944, publicatieblad van de Europese Unie L158/125, overweging 61.

<sup>16</sup> De Elektricitetsrichtlijn spreekt van systeembeheerders. In de huidige Elektricitetswet heten deze netbeheerders. In de nieuwe Energiewet zal de terminologie in lijn worden gebracht met de Elektricitetsrichtlijn.

zijn. Daarom moet kruissubsidiëring tussen energieopslag en de geregeerde functies van distributie of transmissie worden vermeden binnen een groep van ondernemingen waarvan een systeembeheerder deel uitmaakt. Dit om concurrentievervalsing te voorkomen en voor alle deelnemers eerlijke toegang tot de markt voor energieopslagdiensten te verzekeren.<sup>17</sup>

De systeembeheerders moeten verder voorzien in transparante en efficiënte procedures voor de niet-discriminerende aansluiting van nieuwe productie-installaties en energieopslagfaciliteiten. Deze moeten worden goedgekeurd door de nationale regulerende instanties.<sup>18</sup>

Onder bepaalde voorwaarden mogen lidstaten wel voorzien in een uitzondering op het verbod voor systeembeheerders om energieopslagfaciliteiten te bezitten, ontwikkelen, beheren of exploiteren. Dit is met name het geval als er geen marktpartij is die in opslag wil voorzien, terwijl dit voor het systeem wel noodzakelijk is. De nationale regulerende instantie kan hiervoor een tijdelijke ontheffing verlenen. Het doel van de Elektriciteitsrichtlijn blijft wel dat uiteindelijk de markt in opslag gaat voorzien. Daarom, als er ontheffing is afgegeven, moeten de nationale regulerende instanties regelmatig (ten minste iedere vijf jaar) het marktpotentieel van opslag evalueren. Als blijkt dat een marktpartij opslaginstallaties op een kosteneffectieve manier kan bezitten, ontwikkelen, exploiteren of beheren, ziet de regulerende instantie erop toe dat de systeembeheerder binnen 18 maanden stopt met de opslagactiviteiten.<sup>19</sup> Hoe om te gaan met deze ontheffing en hoe te bepalen dat opslag in de markt niet op kosteneffectieve manier wordt aangeboden, zal samen met andere Europese toezichthouders in het verband van de Council of European Energy Regulators (CEER) worden uitgewerkt. Hierover zal een paper worden gepubliceerd. Hiermee wordt beoogd een uniforme aanpak en duidelijkheid voor alle betrokken partijen te bereiken.

Tenslotte bevat de Elektriciteitsrichtlijn ook een definitie voor energieopslag, zoals reeds besproken in paragraaf 1.<sup>20</sup>

Naast de Elektriciteitsrichtlijn is er ook een nieuwe Elektriciteitsverordening. In Elektriciteitsverordening 2019/943 wordt de non-discriminatoire deelname van energieopslag aan de energiemarkten geregeld. Zo mogen nettarieven niet discrimineren ten opzichte van energieopslag.<sup>21</sup> Door middel van de netwerktarieven vindt noch op positieve, noch op negatieve wijze discriminatie plaats ten opzichte van energieopslag of aggregatie en worden geen negatieve prikkels tot stand gebracht met betrekking tot zelfproductie, zelfconsumptie of participatie in vraagrespon.<sup>22</sup>

Veilige en duurzame productie, energieopslag en vraagrespon nemen op gelijke voet deel aan de markt, overeenkomstig de in het Unierecht bepaalde eisen. De marktvoorschriften maken efficiënte dispatching van middelen voor elektriciteitsproductie, energieopslag en vraagrespon mogelijk. Bovendien maken de marktvoorschriften toegang en vertrek van elektriciteitsproducenten, energieopslagbedrijven en elektriciteitsleveranciers mogelijk naargelang van hun beoordeling van de economische en financiële levensvatbaarheid van hun activiteiten.<sup>23</sup> Energieopslagen dienen dus net als andere marktdeelnemers op non-discriminatoire wijze toegang te hebben tot de diverse energiemarkten, waaronder de balanceringsmarkt, day-ahead en intradaymarkten, termijnmarkten en

---

<sup>17</sup> [Richtlijn \(EU\) 2019/944](#), publicatieblad van de Europese Unie L158/125, overweging 62.

<sup>18</sup> [Richtlijn \(EU\) 2019/944](#), publicatieblad van de Europese Unie L158/125, artikel 42.

<sup>19</sup> [Richtlijn \(EU\) 2019/944](#), publicatieblad van de Europese Unie L158/125, artikel 36.

<sup>20</sup> [Richtlijn \(EU\) 2019/944](#), publicatieblad van de Europese Unie L158/125, artikel 2.

<sup>21</sup> [Verordening \(EU\) 2019/943](#), publicatieblad van de Europese Unie L158/54, overweging 39.

<sup>22</sup> [Verordening \(EU\) 2019/943](#), publicatieblad van de Europese Unie L158/54, artikel 18, eerste lid.

<sup>23</sup> [Verordening \(EU\) 2019/943](#), publicatieblad van de Europese Unie L158/54, artikel 3 onder j, m en n.

redispatching.<sup>24</sup> Anders dan de Elektriciteitsrichtlijn, die nog moet worden geïmplementeerd in Nederlandse wetgeving (zie de volgende paragraaf), heeft de Elektriciteitsverordening directe werking. De ACM houdt dus reeds toezicht op de non-discriminatoire deelname van energieopslag aan de energiemarkten.

## 4.2 Nederlandse regelgeving

In de huidige Elektriciteitswet is opslag niet gedefinieerd als aparte rol. Hierdoor wordt een opslagfaciliteit afwisselend gezien als invoeder en als afnemer. Zoals in de vorige paragraaf beschreven bevat de Elektriciteitsrichtlijn wel een definitie voor energieopslag en wordt opslag dus gezien als aparte rol. De minister van Economisch Zaken en Klimaat heeft in een kamerbrief van 11 september 2019 zijn beleidsvoornemens voor energieopslag uiteengezet.<sup>25</sup> De minister kondigt in de brief aan dat Richtlijn 2019/944 zal worden geïmplementeerd in de nieuwe Energiewet en merkt op dat Verordening 2019/943 vanaf 1 januari 2019 van toepassing is. Uiteraard is de ACM betrokken bij de implementatie.

Op 17 december 2020 is de internetconsultatie voor het wetsvoorstel Energiewet gestart. In dit wetsvoorstel wordt in artikel 3.3.7 geregeld dat het distributie- of transmissiesysteem voor elektriciteit geen energieopslagfaciliteiten voor elektriciteit omvat, tenzij het (op verzoek van de netbeheerder) door de ACM is erkend als volledig geïntegreerde netwerkopslagcomponent of de ACM ten aanzien van een specifieke opslagfaciliteit een ontheffing heeft verleend. In artikelen 3.3.8 en 3.3.9 worden deze uitzonderingen nader uitgewerkt. In beide gevallen zullen in een AMvB nog nadere regels worden gesteld voor het toetsingskader. De in de vorige paragraaf genoemde richtlijnen die in CEER-verband zullen worden opgesteld kunnen door de ACM gebruikt worden bij de verdere uitwerking van de markttoets en voorwaarden voor ontheffing. De ACM zal een ontheffing intrekken als uit een (periodieke) evaluatie is gebleken dat marktpartijen in staat zijn dergelijke opslaginstallaties op een kosteneffectieve manier te bezitten, te ontwikkelen, te exploiteren of te beheren. De periodieke evaluatie wordt geregeld in artikel 5.1.7; volgens dit artikel moet de ACM tenminste eens in de vijf jaar een openbare raadpleging houden over bestaande energieopslagfaciliteiten met een ontheffing, om de potentiële beschikbaarheid en belangstelling om in dergelijke faciliteiten te investeren, te evalueren. Als uit de evaluatie blijkt dat derden in staat zijn om een dergelijke installatie op een kosteneffectieve manier te bezitten, te ontwikkelen, te exploiteren of te beheren, ziet de ACM erop toe dat de activiteiten van de transmissie- of distributiesysteembeheerders in dit verband binnen 18 maanden worden beëindigd. Dit artikel is een vrijwel letterlijke kopie van artikel 36 van de Elektriciteitsrichtlijn.

## 5 Belemmeringen

In dit hoofdstuk beschrijft de ACM de belemmeringen die in de literatuurstudie en de gesprekken met stakeholders naar voren zijn gekomen. Het algemene beeld is positief. De flexibiliteitsmarkten hebben goede mogelijkheden om zich te ontwikkelen. Stakeholders noemen met name belemmeringen op het gebied van tarifiering en belastingen als verbeterpunten. In deze notitie legt de ACM de nadruk op

---

<sup>24</sup> [Verordening \(EU\) 2019/943](#), publicatieblad van de Europese Unie L158/54, artikel 6, eerste lid, onder c; artikel 7, tweede lid, onder a; artikel 9, tweede lid en artikel 13, eerste lid.

<sup>25</sup> Vergaderjaar 2018-2019, 21 501-33, nummer 776.



mogelijke belemmeringen in de tariefstructuur, aangezien zij daar een formele rol heeft. Voor de volledigheid noemt de ACM daarnaast ook een aantal andere belemmeringen die uit de marktscan naar voren zijn gekomen.

## 5.1 Definitie van opslag in wet- en regelgeving

Op dit moment is er geen definitie van opslag opgenomen in de Nederlandse wet- en regelgeving. Deze belemmering is maar beperkt door marktpartijen genoemd, maar ligt ten grondslag aan sommige van de andere in dit hoofdstuk genoemde belemmeringen. Doordat deze definitie ontbreekt is het namelijk lastiger om in de regulering rekening te houden met de specifieke eigenschappen van opslagsystemen. Zoals genoemd in het vorige hoofdstuk wordt deze belemmering geadresseerd door de implementatie van de Europese richtlijn.<sup>26</sup>

## 5.2 Belastingen

Stakeholders hebben in gesprekken met de ACM gewezen op casussen waarin twee keer in de keten een activiteit plaatsvindt waarover energiebelasting wordt geheven over dezelfde stroom, namelijk eenmaal op het moment dat de stroom wordt opgeslagen in een batterij en eenmaal op het moment dat de stroom gebruikt wordt door de eindafnemer. Dit heeft een negatief effect op de business case van elektriciteitsopslagen.<sup>27</sup> De staatssecretaris van Financiën heeft aangegeven dat deze dubbele heffing in beginsel niet in lijn is met het uitgangspunt van de energiebelasting, namelijk dat de levering aan het einde van de keten belast is.<sup>28</sup> De staatssecretaris kondigt in een kamerbrief van 20 april 2021 daarom aan om de huidige dubbele energiebelasting bij energieopslag achter een zelfstandige grootverbruikersaansluiting weg te nemen per 1 januari 2022. Het onderzoek naar mogelijke dubbele energiebelasting bij bi-directioneel laden (d.w.z. terugleveren van energie door elektrische auto's aan het elektriciteitsnet) is nog gaande.<sup>29</sup> Wellicht ten overvloede merkt de ACM op dat zij geen rol heeft op het gebied van energiebelasting. Wel heeft de ACM een rol op het gebied van de tarieven voor netgebruikers. In de volgende paragraaf gaat de ACM daarom uitgebreider in op mogelijke belemmeringen in de huidige tariefstructuur zoals vastgelegd in de Tarievenscode elektriciteit.

## 5.3 Tarifiering

Bij het toekennen van de kosten van het net aan de aangeslotenen wordt er onderscheid gemaakt tussen producenten (invoerders) en verbruikers (afnemers). Omdat een elektriciteitsopslag kenmerken heeft van zowel een producent als een verbruiker past deze niet goed in de huidige tariefstructuur. In paragraaf 5.3.1 beschrijft de ACM dit probleem van verbruikerstarieven in het algemeen. In paragraaf

---

<sup>26</sup> Overigens is er in CEER-verband discussie of de Richtlijn op dit punt moet worden aangepast. Zie het white paper '[Regulatory treatment of power to gas](#)', hoofdstuk 1, CEER, 11 februari 2021.

<sup>27</sup> Opslag achter de meter is in beginsel wel interessant, omdat consumenten de door hen opgeslagen elektriciteit op een later moment zelf kunnen verbruiken zonder dat zij hierover energiebelasting hoeven te betalen. Op dit moment is de salderingsregeling echter een belemmering voor vraagsturing van consumenten. Pas als deze is afgebouwd krijgen consumenten de marktprijs voor ingevoede elektriciteit, en die kan op sommige momenten heel laag of zelfs negatief zijn. In dat geval kan opslag achter de meter financieel interessanter worden; de consument kan dan immers invoeding uitstellen tot een gunstiger moment. Omdat het demissionaire kabinet een wetsvoorstel heeft ingediend om de salderingsregeling af te bouwen gaat de ACM hier in deze notitie verder niet op in. Overigens is een beslissing over het wetsvoorstel uitgesteld, omdat de Tweede Kamer het controversieel heeft verklaard.

<sup>28</sup> Kamerbrief van 5 juli 2019, zie Kamerstuk 34 552, nr. 89.

<sup>29</sup> Kamerbrief van 20 april 2021, zie Kamerstuk 31 239, nr. 330.

**Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.** kijkt de ACM specifiek naar de piekbelastingscomponent van de verbruikerstarieven.

### **5.3.1 Verbruikerstarieven**

De nettarieven die aangeslotenen betalen voor hun aansluiting zijn opgebouwd uit verschillende componenten. Verbruikers van elektriciteit betalen hierbij transporttarieven voor het ontvangen van energie, producenten betalen deze transporttarieven niet. Tijdens de oplaadfase neemt de opslag energie op uit het net, wordt de opslagfaciliteit gezien als afnemer en betaalt deze het verbruikerstarief.

Tijdens de gesprekken met stakeholders is door verschillende partijen aangekaart dat deze kosten sterke invloed hebben op de businesscase. Daarnaast stellen zij dat deze kosten onterecht bij de opslagfaciliteit terechtkomen. De onderbouwing hiervoor is dat opslaginstallaties niet de eindgebruiker zijn van de energie maar deze slechts tijdelijk opslaan.

Het klopt dat de opslaginstallaties doorgaans niet de eindgebruikers zijn van de door hen opgeslagen energie. Het is wat de ACM betreft echter nog te vroeg om te stellen dat zij daarom (volledig) vrijgesteld zouden moeten zijn van transporttarieven. De Tarieencode elektriciteit is zo ingestoken dat de partij die het netwerk belast het tarief voor het faciliteren van die netbelasting betaalt. In de traditionele context werd de belasting bepaald door de verbruiker en volgde de productie de vraag. De verbruiker was hiermee de veroorzaker van de netbelasting en betaalde dan ook het transporttarief. Afhankelijk van hoe deze wordt ingezet kan een elektriciteitsopslag-installatie het elektriciteitsnet ontlasten of juist zwaarder belasten. Er kan dus niet op voorhand eenduidig en in alle omstandigheden gezegd worden dat deze kosten altijd onterecht bij de elektriciteitsopslag terecht komen. De CEER kaart dit ook aan en suggereert dat de kosten die de opslaginstallatie betaalt uiteindelijk een reflectie zouden moeten zijn van de mate waarin deze het netwerk belast.<sup>30</sup> De ACM concludeert dat de huidige verbruikerstarieven mogelijk een belemmering zijn voor elektriciteitsopslagen, maar nader onderzoek is nodig om vast te stellen in welke situaties dit het geval is en wat het verbruikerstarief voor deze situaties dan wel zou moeten zijn.

### **5.3.2 Piekbelastingscomponent**

De door de ACM geïnterviewde marktpartijen noemden in het bijzonder een specifieke tariefcomponent die voor hoge, in hun optiek onterechte, kosten zorgt: de piekbelastingscomponent. Deze komt voort uit het in artikel 3.7 van de Tarieencode elektriciteit uitgewerkte transportafhankelijke verbruikerstransporttarief (TAVT). Dit tarief brengt kosten in rekening gebaseerd op het gecontracteerde transportvermogen en het hoogst gemeten transportvermogen. Het hoogst gemeten transportvermogen bepaalt de piekbelastingscomponent van het TAVT en wordt maandelijks vastgesteld. Afhankelijk van het spanningsniveau van de aansluiting bedraagt deze component 25%-50% van het TAVT. Door de hoogte van het TAVT te laten bepalen door de mate waarin de aansluiting aanspraak maakt op de capaciteit van het netwerk, vormt dit een prikkel voor aangeslotenen om het net niet meer dan nodig te belasten.

De diensten die geleverd worden door elektriciteitsopslaginstallaties gaan gepaard met kortstondige hoge vermogens. Hierdoor vormt de piekbelastingscomponent een grote kostenpost in verhouding tot de

---

<sup>30</sup> CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, (2020).

inkomsten. Deze kostenpost wordt geschat op 60% van de OPEX uitgaven en kan voor een kleine installatie oplopen tot 2 miljoen euro per jaar.

Ter illustratie volgt hieronder een cijfermatig voorbeeld. Zoals beschreven in artikel 3.7.9 van de Tarieencode elektriciteit wordt het TAVT voor aangeslotenen op een middenspanningsnet opgebouwd uit drie tariefcomponenten. In de onderstaande tabel zijn deze componenten weergegeven en is voor elke component een indicatie van gangbare tarieven voor een aansluiting met een capaciteit van 1 MW gegeven.

Tariefcomponent	Beschrijving	Tarief	Eenheid
Gecontracteerd vermogen <sup>31</sup>	Tarief voor het vermogen dat een aangeslotene redelijkerwijs verwacht maximaal op enig moment in het jaar nodig te hebben op zijn aansluiting	14,00	€/kW/jaar
Piekbelasting <sup>32</sup>	Tarief voor de werkelijk voorgekomen maximale belasting van het net door de aangeslotene op de netaansluiting	1,60	€/kW/maand
kWh	Tarief voor de getransporteerde energie	0,01	€/kWh

Met behulp van deze tarieven kan het TAVT voor het jaarlijkse elektriciteitstransport voor twee verschillende aangeslotenen met elkaar worden vergeleken. Beide aangeslotenen hebben een gecontracteerd vermogen van 1 MW en verbruiken 100.000 kWh per jaar. Aangeslotene 1 neemt de energie gelijkmatig af en maakt slechts twee maanden per jaar gebruik van de volledige transportcapaciteit; de overige 10 maanden maakt deze aangeslotene slechts gebruik van 100 kW van de aansluiting. In de onderstaande tabel staat de berekening van het totale jaarlijkse TAVT voor aangeslotene 1.

TAVT voor Aangeslotene 1		
Gecontracteerd vermogen	$14,00[\text{€/kW}] \cdot 1000[\text{kW}]$	€ 14.000
Piekbelasting	$1,60[\text{€/kW/maand}] \cdot 1000[\text{kW}] \cdot 2[\text{maanden}]$	€ 3.200
	$1,60[\text{€/kW/maand}] \cdot 100[\text{kW}] \cdot 10[\text{maanden}]$	€ 1.600
kWh	$0,01[\text{€/kWh}] \cdot 100,000[\text{kWh}]$	€ 1.000
<b>Totaal</b>		<b>€ 19.800</b>

Aangeslotene 2 heeft een grilliger consumptieprofiel en maakt iedere maand minstens één maal gebruik van de volledige transportcapaciteit. In de onderstaande tabel staat de berekening van het totale jaarlijkse TAVT voor aangeslotene 2.

TAVT voor Aangeslotene 2		
Gecontracteerd vermogen	$14,00[\text{€/kW}] \cdot 1000[\text{kW}]$	€ 14.000
Piekbelasting	$1,60[\text{€/kW/maand}] \cdot 1000[\text{kW}] \cdot 12[\text{maanden}]$	€ 19.200
kWh	$0,01[\text{€/kWh}] \cdot 100,000[\text{kWh}]$	€ 1.000
<b>Totaal</b>		<b>€ 34.200</b>

Het bovenstaande voorbeeld laat zien dat een grilliger afnameprofiel tot een grote toename van de transportkosten kan leiden.

Of het hoge TAVT voor elektriciteitsopslaginstallaties altijd gerechtvaardigd is staat open voor discussie. De hoge vermogens die gevraagd worden door deze installaties belasten het net namelijk niet altijd, maar kunnen ook gebruikt worden om het net te ontlasten. Netbeheerders vragen deze installaties bijvoorbeeld bij het leveren van redispatchdiensten juist om die vermogens af te nemen. Het is de vraag of op die momenten het TAVT verhoogd of in rekening gebracht zou moeten worden.

<sup>31</sup> In de Tariefcode elektriciteit heet deze tariefcomponent  $\text{kW}_{\text{gecontracteerd}}$ .

<sup>32</sup> In de Tariefcode elektriciteit heet deze tariefcomponent  $\text{kW}_{\text{max}}$ .

In andere landen binnen de EU en daarbuiten zijn er voorbeelden van regelingen waarbij de transporttarieven onder bepaalde voorwaarden gedeeltelijk of volledig worden kwijtgescholden. In Duitsland krijgen marktpartijen vrijstelling als de netbeheerder bij hen inkoop om congestie of andere problemen te verhelpen. Dit vraagt echter wel om coördinatie tussen de TSO en DSO, omdat een actie tegengestelde effecten kan hebben op DSO- en TSO-niveau. In België geldt deze vrijstelling alleen voor TSO-aangeslotenen. Een ander voorbeeld is het Australische model, waarbij in het kader van leveringszekerheid netbeheerders 50% van de kosten voor een batterij betalen, in ruil voor prioriteitsrechten als zij hem nodig hebben voor leveringszekerheid. Netbeheerders gebruiken de batterij dan circa 20% van de tijd voor dit doel, en 80% van de tijd is voor andere gebruikers.

De ACM concludeert dat de piekbelastingscomponent van het TAVT mogelijk een belemmering vormt voor elektriciteitsopslag, maar nader onderzoek is nodig om vast te stellen in welke situaties dit het geval is en wat het TAVT voor deze situaties dan wel zou moeten zijn.

## **5.4 Veiligheidsvoorschriften en standaardisering**

In Nederland bestaat, net als in veel andere Europese lidstaten, geen specifieke regelgeving voor elektriciteitsopslag. Projecten op het gebied van elektriciteitsopslag vallen daarom onder de algemene regelgeving op het gebied van ruimtelijke ordening, milieu en – hier met name relevant – (brand)veiligheid. Het ontbreken van specifieke regelgeving vormt op zichzelf geen belemmering voor het realiseren van projecten voor elektriciteitsopslag. Het kan echter wel problemen opleveren wanneer regels niet eenduidig zijn of wanneer regels niet passend zijn voor elektriciteitsopslag.<sup>33</sup>

In Nederland zijn – bij het ontbreken van specifieke (landelijke) regelgeving – decentrale overheden bevoegd om de veiligheidsvoorschriften voor opslagprojecten nader in te vullen. Dit leidt tot verschillende voorschriften voor opslagprojecten op verschillende locaties. Dit bemoeilijkt de uitrol van opslagprojecten. Beperkte ervaring met opslagprojecten maakt de beoordeling van dergelijke projecten ook bewerkelijk voor decentrale overheden. Uniforme regels zouden zowel aan ontwikkelaars als aan decentrale overheden meer duidelijkheid kunnen geven en procedures makkelijker en sneller kunnen laten verlopen. Uniforme regels kunnen ook helpen bij de standaardisatie van opslagfaciliteiten. In de voorschriften zou onderscheid kunnen worden gemaakt tussen verschillende soorten elektriciteitsopslag (op basis van gebruikte techniek en omvang).<sup>34</sup>

In de gesprekken met stakeholders kwam in relatie tot een recent gerealiseerd project naar voren dat de vergunningsprocedure op het gebied van (brand)veiligheid tot vertraging heeft geleid in de realisatie van het project. Hoewel er onder andere met de brandweer goed is samengewerkt om de vergunning te verkrijgen, leidde het gebrek aan ervaring met elektriciteitsopslag en duidelijke regelgeving tot een langdurig proces. Volgens de stakeholder leidde deze vertraging er toe dat projecten in andere landen die later waren opgestart, eerder gerealiseerd konden worden.

---

<sup>33</sup> Europese Commissie, Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, 2020.

<sup>34</sup> Europese Commissie, Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, 2020

## 5.5 Garanties van Oorsprong

Een ander gesignaleerd probleem is de uitgifte van Garanties van oorsprong (GvO) wanneer bij colocatie van opwek en opslag de opgewekte energie eerst wordt opgeslagen voordat die het net op gaat. De ingevoede energie van een batterij wordt in de *Regeling Garanties van oorsprong en Certificaten van Oorsprong* nu beschouwd als grijs, waardoor er geen GvO's kunnen worden verstrekt door CertiQ bij opslag. Dit betekent dat het voor producenten van hernieuwbare energie niet aantrekkelijk is om een opslag te realiseren, omdat ze dan inkomsten vanuit GvO's mislopen.

In de praktijk is dit probleem al opgelost door gebruik te maken van de MLOEA<sup>35</sup> constructie. De groene stroom gaat voor de uitgifte van de GvO virtueel eerst via een primair allocatiepunt op het net en daarna via een tweede allocatiepunt in de batterij. De fysieke werkelijkheid is dat de stroom van bijvoorbeeld een zonnepark eerst in de batterij gaat en daarna op het net. Daarmee wordt een mogelijk congestieprobleem opgelost en er kunnen toch GvO's worden uitgegeven. Nadeel van deze constructie is wel dat er aan een tweede allocatiepunt extra kosten verbonden omdat er een tweede meter nodig is.

## 6 Vervolgstappen

In deze marktscan zijn elektriciteitsopslag en de mogelijke rol hiervan in het toekomstige energiesysteem beschreven. Hiervoor heeft de ACM informatie ingewonnen bij verschillende stakeholders en heeft zij mogelijke belemmeringen voor de verdere ontwikkeling van elektriciteitsopslag in kaart gebracht. De ACM ziet voor zichzelf met name een rol in het wegnemen van mogelijke tariefgerelateerde belemmeringen. In het vorige hoofdstuk heeft de ACM twee mogelijke tariefgerelateerde belemmeringen beschreven die worden gesignaleerd door CEER en marktpartijen: (de hoogte van) het afnemerstarief en de piekbelastingscomponent van het transporttarief. Voor beide potentiële belemmeringen geldt dat een mogelijke oplossing is om elektriciteitsopslaginstallaties in sommige situaties (eventueel onder voorwaarden) vrij te stellen van (delen van) het transporttarief. Dit vergt echter nader onderzoek op een aantal punten:

- In welke gevallen dit gerechtvaardigd en wenselijk is.
- Wat dit vraagt aan nieuwe werkwijzen bij netbeheerders en coördinatie tussen landelijke netbeheerder en de regionale netbeheerders.
- Wat de eventuele implicaties zijn van de voorgestelde oplossing voor de rest van de tariefstructuur.

De ACM is gestart met een nader onderzoek naar de tariefgerelateerde belemmeringen en naar de mogelijke oplossingen. Dit onderzoek is naar verwachting dit najaar afgerond. De ACM zal hierbij netbeheerders en netgebruikers betrekken, onder andere via haar deelname aan de werkgroepen herziening tariefstructuren voor kleinverbruikers en grootverbruikers en overleg met netbeheerders. Als de ACM na het vervolgonderzoek een beter beeld heeft van de tariefgerelateerde belemmeringen en mogelijke oplossingen in de tariefstructuur, zal daarna een wijzigingstraject van de Tarieencode elektriciteit moeten worden opgestart. In een dergelijk traject zal overigens in samenhang naar de gehele tariefstructuur moeten worden gekeken, omdat ook andere recente ontwikkelingen (bijvoorbeeld walstroom in zeehavens) wellicht om een wijziging van de tariefstructuur vragen.

---

<sup>35</sup> MLOEA is een afkorting voor meerdere leveranciers op één aansluiting.