

Earth, Life & Social Sciences

Van Mourik Broekmanweg 6

2628 XE Delft

Postbus 49

2600 AA Delft

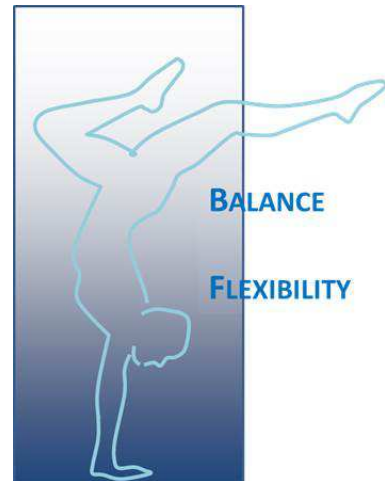
www.tno.nl

T +31 88 866 30 00

F +31 88 866 30 10

TNO-rapport**TNO 2015 R11144 | Eindrapport****Naar een toekomstbestendig energiesysteem:
Flexibiliteit met waarde**

Datum	21 juli 2015
Auteur(s)	Jasper Donker Annelies Huygen Richard Westerga Rob Weterings
Exemplaarnummer	
Oplage	
Aantal pagina's	89 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	2
Opdrachtgever	Mart van Bracht
Projectnaam	Flexibiliteit met waarde
Projectnummer	060.16560



Alle rechten voorbehouden.

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

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

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

© 2015 TNO

Managementuittreksel

Titel : Naar een toekomstbestendig energiesysteem: Flexibiliteit met waarde

Auteur(s): Jasper Donker
Annelies Huygen
Richard Westerga
Rob Weterings

Datum : 21 juli 2015

Opdrachtnr. : 060.16560

Rapportnr. : TNO 2015 R11144

Inhoudsopgave

Managementuittreksel	3
Managementsamenvatting	7
Definities	11
1 Inleiding	15
1.1 Doel van deze studie	16
1.2 Resultaten van deze studie	17
1.3 Aanpak.....	17
1.4 Leeswijzer	18
2 Werking van het huidige energiesysteem in Nederland	19
2.1 Belang van een goed werkend energiesysteem	19
2.2 Programmaverantwoordelijkheid en profielklanten	19
2.3 Energiemarkten: van lange termijn tot onbalans markt.....	21
2.4 Conclusie	25
3 Ontwikkelingen in het Nederlandse energiesysteem	27
3.1 Twee generieke trends	27
3.2 Scenario's voor Nederland	29
3.3 Het Energieakkoord voor duurzame groei (2020/2023)	30
3.4 Toekomstbeelden van de Nederlandse energievoorziening in 2030	31
3.5 Duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar?	33
4 Bronnen van flexibiliteit	37
4.1 Flexibiliteit in het aanbod	37
4.2 Flexibiliteit in de vraag	39
4.3 Flexibiliteit door opslag van energie	44
4.4 Flexibiliseren door interconnectie	52
4.5 Flexibiliseren door systeemintegratie	54
4.6 Functionele eigenschappen van flexibiliteitsbronnen	55
5 Ontwerp van de markten en regulering	59
5.1 Inleiding	59
5.2 Economische uitgangspunten voor vrije mededinging	60
5.3 Marktfalen	67
5.4 Conclusie	71
6 Waardering van flexibiliteit: kansen en condities	73
6.1 Het energiesysteem is in transitie.....	73
6.2 Bronnen van flexibiliteit.....	74
6.3 Waarde van flexibiliteit.....	76
6.4 Flexibiliteit in soorten en maten	77
6.5 Aanbevelingen	78

Managementsamenvatting

In dit rapport staat de vraag centraal welke aanpassingen aan het Nederlandse energiesysteem en aan het functioneren van energiemarkten nodig zijn om het toekomstbestendig te maken, een toekomst waarin hernieuwbare energiebronnen voorzien in een substantieel en groeiend aandeel van onze energiebehoefte en waarin de lokale opwekking van energie door burgers en MKB volwassen wordt.

In de afgelopen decennia heeft Nederland een zeer betrouwbaar elektriciteitssysteem ingericht, met een solide, fijnmazige infrastructuur en helder gedefinieerde en gereguleerde markten en rollen. Echter, de uitgangspunten waarop dit systeem is gebaseerd verliezen in de komende decennia hun geldigheid of moeten op een nieuwe manier worden ingevuld. De transitie naar een toekomstbestendig energiesysteem gaat dan ook over de benodigde aanpassingen aan het totale systeem als gevolg van de gewijzigde en nieuwe uitgangspunten. Omdat het om een systeemverandering gaat is dit is niet alleen, en zelfs niet voornamelijk, een technische kwestie, maar een combinatie van technologische en sociale innovatie, economische bedrijvigheid en maatschappelijke impact.

Behoefte aan flexibiliteit

Met de opkomst van hernieuwbare energie groeit ook het aandeel dat afkomstig uit fluctuerende bronnen, zoals zon of wind. Bij realisatie van de doelen van het Energieakkoord wordt in 2020 circa 20 - 25% van de Nederlandse elektriciteit gewonnen uit deze fluctuerende energiebronnen. Dat is een vervijfvoudiging ten opzichte van het huidige aandeel stroom uit wind en zon. Na 2020 neemt het aandeel van deze bronnen in de elektriciteitsproductie verder toe, met een verdere toename van windvermogen op land en zee en groei van lokale energieopwekking. De Nationale Energieverkenning 2014 schat dat 49- 53% van de in Nederland opgewekte stroom in 2030 afkomstig is van hernieuwbare bronnen. Daarbij kan de productie van elektriciteit uit zon en wind op bepaalde momenten zo groot zijn dat het aanbod, zonder nadere aanpassingen, substantieel groter is dan de momentane vraag naar energie.

Aanpassingen zijn nodig om ook in de toekomst vraag en aanbod van elektriciteit altijd en overal met elkaar in evenwicht te brengen, ook wanneer vraag én aanbod sterk fluctueren. Flexibiliteit is een kernbegrip van de toekomstige stroomvoorziening. Het begrip flexibiliteit staat hier voor het vermogen van marktpartijen om zo snel als nodig in te spelen op fluctuaties in aanbod en/of vraag naar elektriciteit. Het tijdig en effectief voorzien in de groeiende behoefte aan de flexibiliteit van ons energiesysteem wordt wel gezien als een van de grootste uitdagingen in de energietransitie. Hierin zijn uiteraard technische aspecten van belang: fysieke bronnen van flexibiliteit, hun technische karakteristieken en functionele toepassing. Maar niet minder belangrijk zijn de financieel economische aspecten: de economische waarde van flexibiliteit en de inrichting van de energiemarkten, zodat die waarde ook verzilverd kan worden.

Transitiepad

In deze studie start de analyse niet vanuit een min of meer wenselijk beeld van de toekomst, maar bij het huidige functioneren van onze energievoorziening en energiemarkt. Centraal staan de uitdagingen en dilemma's die te verwachten zijn

op het transitie pad vanuit de huidige situatie naar een toekomstbestendig energiesysteem. De focus ligt daarbij op ontwikkelingen in de komende 15 jaar (tot 2030), een periode waarin overheden en bedrijven moeten anticiperen op structurele veranderingen in ons energiesysteem. Welke nieuwe dilemma's op het gebied van betrouwbaarheid en betaalbaarheid zijn met de opschaling en integratie van hernieuwbare bronnen te verwachten? Met welke maatregelen kunnen nieuwe economische kansen worden benut en eventuele risico's beperkt of voorkomen?

Onzekerheid is een belangrijke factor in het transitie pad naar een toekomstbestendig energiesysteem. Zo is niet bekend hoe snel fluctuerende bronnen zich de komende decennia zullen ontwikkelen en ook over de gevolgen daarvan voor de betrouwbaarheid van het Nederlandse energiesysteem is nog veel onbekend. Een groot aantal vragen is met de huidige kennis niet met stelligheid te beantwoorden: (i) bij welk aandeel zon en wind komt de betrouwbaarheid van ons elektriciteitsnet onder te grote druk te staan? (ii) wanneer zal dat aandeel worden bereikt? (iii) welke flexibiliteitsopties zijn dan nodig/toepasbaar? (iv) is de energiemarkt zodanig ingericht dat de benodigde flexibiliteitsopties zich tijdig kunnen ontwikkelen? (v) zo niet, is de overheid in staat om de ontwikkeling van deze opties door marktinterventies gericht te stimuleren? (vi) zorgt dit alles nog wel voor een betaalbaar energiesysteem?

Bronnen van flexibiliteit

Deze studie start met een analyse van de huidige situatie van het energiesysteem, in het bijzonder voor elektriciteit. Nederland heeft een effectief stelsel van energiemarkten en programmaverantwoordelijkheid om het aanbod van stroom te balanceren met de vraag. Alle partijen in dit systeem zijn verantwoordelijk voor het goed functioneren van de stroomvoorziening. Tot dusver voldoet dit systeem uitstekend om vraag en aanbod van stroom in ons land op ieder moment te balanceren. Het Nederlandse net kent mede hierdoor een bijzonder hoge betrouwbaarheid en kan zelfs grote stroomoverschotten uit Duitsland opvangen. Het is echter onwaarschijnlijk dat met het huidige stelsel kan worden volstaan om de balans tussen vraag en aanbod te blijven borgen bij een groeiend aandeel stroom van fluctuerende bronnen. Deze studie draagt hiervoor drie redenen aan. Allereerst is het huidige systeem erop gericht om de levering van elektriciteit bij te sturen wanneer de verwachte energievraag dat noodzakelijk maakt. De stroomvoorziening uit fluctuerende energiebronnen is echter niet goed regelbaar. Ten tweede is het huidige systeem geoptimaliseerd voor handel tussen grote, gespecialiseerde marktpartijen en is in de praktijk niet toegankelijk voor het groeiend aantal kleinverbruikers dat lokaal energie opwekt. Deze gebouwegenaren, woningcorporaties, kleine en middelgrote bedrijven missen in de praktijk de bevoegdheid en de benodigde kennis en informatie om te kunnen handelen, maar worden op de energiemarkt wel een steeds belangrijker partij. En ten derde kunnen nieuwe bronnen (en nieuwe aanbieders) van flexibiliteit tot ontwikkeling komen, die in staat zijn fluctuaties in aanbod en vraag van stroom op te vangen. Het huidige systeem houdt met dergelijke innovaties onvoldoende rekening.

Onderdeel van deze studie is een overzicht van bestaande en innovatieve opties voor energetische flexibiliteit. Immers, er is niet een soort flexibiliteit benodigd in ons huidige en toekomstige energiesysteem. De opties variëren van continu regelbare energieopwekking tot dynamisering van de elektriciteitsvraag en van versterking van de interconnectie tussen energienetwerken tot realisatie van

energieopslag. Deze flexibiliteitsbronnen hebben niet allemaal dezelfde karakteristieken en toepassingsmogelijkheden. Om meer inzicht te geven in waarvoor welke flexibiliteitsbron ingezet kan worden, is een eerste technische karakterisering van de verschillende soorten bronnen gemaakt. Vooral de tijdsdimensie is hierbij belangrijk: hoe ver vooruit kan een bepaalde optie worden ingepland, hoe lang kan een bron worden ingezet, hoe snel kan een ingezette bron worden afgebouwd. Daarnaast speelt ook het te leveren vermogen dat de bron in stabiele toestand per tijdseenheid kan produceren, opslaan of zelfs consumeren (negatieve productie) een rol. Een derde dimensie van karakterisering is het geografische kader van een flexibiliteitsbron. Zo maakt het bijvoorbeeld veel uit of je een bron op het niveau van een gebouw, wijk of nationaal kunt inzetten. Wanneer we rekening houden met deze karakteristieken wordt zichtbaar dat elke flexibiliteitsbron een eigen specifieke functionaliteit en toepassing kent. Een combinatie van deze opties is nodig om flexibiliteit op alle systeemniveaus mogelijk te maken, rekening houdend met kosten, energetisch vermogen, ruimtelijke schaal en dynamiek in de tijd. Een belangrijke constatering is dat er niet slechts één soort flexibiliteitsbehoefte is en daarmee ook vaak niet één toepassing voor flexibiliteitsbronnen.

Nieuwe eisen aan energiemarkten

De opschaling van hernieuwbare energiebronnen stelt ook nieuwe eisen aan energiemarkten. Energiemarkten dienen zo ingericht te zijn dat vraag en aanbod efficiënt op elkaar afgestemd worden. Alleen in dat geval geven de prijzen de verhoudingen tussen vraag en aanbod goed weer. Alleen in dat geval krijgen partijen de juiste prikkels om al dan niet energie te produceren, meer of minder energie af te nemen en al dan niet te investeren in besparing en/of opslag van energie, of in (hernieuwbare) energieopwekking.

Voor een goede werking van de elektriciteitsmarkten is het belangrijk dat alle partijen onder gelijke voorwaarden toegang hebben tot deze markten. Dit geldt voor alle aanbieders, groot en klein, en alle vragers, groot en klein. Op dit moment kunnen kleinverbruikers in de praktijk alleen een contract sluiten met een leverancier en hebben zij geen toegang tot andere markten. Voorts moeten handelaren erop kunnen vertrouwen dat de markten liquide zijn. Dit betekent dat er steeds zoveel partijen transacties willen sluiten dat geen van deze partijen individueel invloed heeft op de prijs. Tenslotte is transparantie een belangrijke voorwaarde voor de goede werking van markten. Transparantie houdt in dat de deelnemers van de markten op de hoogte (kunnen) zijn van prijzen en hoeveelheden. Ze weten hoe de prijzen nu en in het verleden worden gevormd, hoe hoog de prijzen zijn en hoe het aanbod en de vraag zich ontwikkelen. Zo zouden zij beter onderbouwde beslissingen kunnen nemen en zouden analisten betere kennis kunnen ontwikkelen over de werking van deze markten.

Energiemarkten zijn een essentieel onderdeel van de transitie naar een toekomstbestendig energiesysteem. Op de bovengenoemde punten zullen regulering en inrichting van de huidige energiemarkt aangepast moeten worden, opdat marktpartijen flexibel vermogen kunnen aanbieden of kopen op het moment dat dit nodig en rendabel is. In een efficiënt functionerende energiemarkt volgt de waarde van flexibiliteit uit de prijsverschillen van elektriciteit op verschillende tijdstippen. Hoe hoger de prijsverschillen, des te meer waarde heeft flexibiliteit. Bij grote prijsverschillen, en dus een hoge waarde van flexibiliteit, is er veel aan te verdienen. Dit lokt niet alleen investeringen in flexibiliteit uit, maar ook innovaties in

de opwekking, conversie, transport, opslag en gebruik van energie, evenals een vernieuwing van business modellen in de energiesector. Op dit moment zijn de markten nog niet gericht op het inzetten van flexibiliteit. Daarmee blijven belangrijke kansen voor flexibilisering van vraag en aanbod onderbenut.

Systemtransitie

Wat deze studie uiteindelijk laat zien is dat de energietransitie een systeemtransitie is, en ook als zodanig moet worden behandeld. Idealiter ontwikkelt zich de komende decennia een toekomstbestendig energiesysteem dat flexibel kan inspelen op fluctuaties in vraag en aanbod van energie. Daarvoor is technologische innovatie nodig, maar ook een transitie in economie en gedrag. De energiemarkt moet zodanig worden ingericht dat marktpartijen flexibel vermogen kunnen aanbieden of kopen op het moment dat dit nodig is.

Om deze transitie naar een toekomstbestendig energiesysteem te ondersteunen zal vervolgonderzoek zich moeten richten op de volgende vraagstukken:

1. *Een aanpassing van het ontwerp van de energiemarkt* is nodig om een transitie mogelijk te maken van een energiesysteem met *centrale, stabiele levering* naar een systeem waarin *flexibiliteit economische waarde heeft*. In deze studie zijn de hoofdlijnen van een dergelijke toekomstige energiemarkt geschetst, nadere studie is nodig om de economische, technische en maatschappelijke randvoorwaarden aan te scherpen.
2. *Dynamische modellering van flexibiliteit in het energiesysteem* om meer inzicht te krijgen in de invloed op energieprijzen van verschillende bronnen van flexibiliteit (aanbod, vraag, opslag, interconnectie), in combinatie met de markten waarop flexibele capaciteit verhandeld kan worden. Een belangrijk uitgangspunt daarbij is dat flexibiliteit een waarde toegekend wordt en in de vorm van een product of dienst kan worden aangeboden of afgenomen, al dan niet geaggregeerd.
3. *Een portfolio-analyse van flexibiliteitsbronnen* is nodig om desinvesteringen en een lock-in op afzonderlijke bronnen van flexibiliteit te voorkomen en om de samenhang tussen deze bronnen in beeld te krijgen. Deze studie presenteert een eerste overzicht dat laat zien dat de bronnen op meerdere dimensies van elkaar verschillen. Verdere uitdieping en differentiatie van opties is nodig naar functionaliteit en toepassing, rekening houdend met duurzaamheid, kosten, energetisch vermogen, ruimtelijke schaal en dynamiek in de tijd.
4. *Flexibiliteit krijgt een economische waarde* in een energiemarkt waarin elektriciteitsstarieven variabel zijn en externe kosten worden verdisconteerd in de prijs. Wanneer de energiemarkt in dit opzicht wordt aangepast, kunnen marktpartijen producten & diensten met flexibiliteit ontwikkelen. Nader onderzoek is nodig om te bepalen op welk aggregatieniveau en onder welke voorwaarden een sluitende business case te creëren is voor producten & diensten op basis van flexibiliteit
5. *Praktijkexperimenten en living labs* zijn belangrijk om ervaring op te doen met nieuwe concepten en voldoende ruimte te creëren voor innovaties. Partijen die met experimenteren willen bijdragen aan de ontwikkeling van nuttige flexibiliteit in het energiesysteem zouden hiertoe ruime gelegenheid moeten krijgen. Door deze experimenten goed te monitoren en er lering uit te trekken, kunnen nieuwe producten en diensten worden ontwikkeld, maar worden ook eventuele problemen tijdig onderkend.

Definities

#	Term	Definitie
	Aansluiting	Een of meer verbindingen tussen een net en een onroerende zaak (zoals bedoeld in de WOZ) (Artikel 1, lid 1, onder b E-wet)
	Afnemer	Een ieder die beschikt over een <i>aansluiting</i> (dus zowel producenten als verbruikers) (art. 1 onder c E-wet)
	Balanceren	Alle maatregelen en processen die ervoor zorgen dat op elk moment de totale energie invoer en energie afname aan elkaar gelijk zijn en zo zorgen voor een stabiel systeem (netfrequentie). Het begrip <i>balanceren</i> wordt in het kader van dit rapport uitsluitend gebruikt in de context van het huidige elektriciteitssysteem.
	Betaalbaarheid	De mate waarin de verbruikskosten van energie voor de <i>afnemers</i> zijn op te brengen.
	Betrouwbaarheid	De mate waarin het systeem opereert volgens de afspraken en verwachtingen
	Consument	Huishoudelijke <i>kleinverbruiker</i>
	Congestie	Congestie ontstaat als de gevraagde transportcapaciteit in (een onderdeel van) het netwerk groter is dan de beschikbare capaciteit. De netbeheerder moet dan ingrijpen om ervoor te zorgen dat het netwerk niet overbelast raakt
	Conversie van energie	Omzetting van de vorm van energie. Bijvoorbeeld elektriciteit naar gas
	Duurzaamheid	Eigenschap om langdurig vol te houden zonder uitputting van natuurlijke bronnen of grote nadelige gevolgen voor de omgeving
	Eindgebruiker	Zie: <i>groot- en kleinverbruiker</i>
	Energiemarkt	Energiemarkten zijn markten waarin gehandeld wordt in energie. Er zijn verschillende markten, waaronder <i>De lange termijn markten</i> Het handelen in <i>volumes</i> in lange termijn contracten. Voorbeelden zijn de Endex. Verder is er handel via brokers of lange termijncontracten, die direct worden afgesloten tussen vrager en aanbieder. <i>De day-ahead markt</i> De markt voor de handel in <i>volumes</i> 24 tot

#	Term	Definitie
		<p>36 uur van tevoren.</p> <p><i>De intra-day markt</i> De markt voor de handel in volumes op de dag zelf, vanaf het sluiten van de day-ahead markt tot vijf minuten voor levering.</p> <p><i>Onbalansmarkt</i> De markt waarbij elektriciteit kort voor of op het moment zelf wordt verhandeld.</p>
	Energiemarkt lokaal	Volgens de economische theorie is er sprake van een lokale markt als de prijzen zich in een gebied anders gedragen dan in de omliggende gebieden. In de elektriciteitsvoorziening kan congestie zorgen voor het ontstaan van lokale markten. Als er congestie is op de verbindingen tussen Duitsland en Nederland, zullen de prijzen in Nederland anders zijn dan in Duitsland. In Nederland is er dan een nationale (lokale) markt. Ook op lokaal niveau kan dit gebeuren, als er bij congestie prijsverschillen ontstaan tussen twee gebieden.
	Flexibiliteit	<p>Alle mogelijkheden van marktpartijen om snel in te spelen op wisselende omstandigheden, door met hun productie, opslag of afname te reageren op mogelijke overvloed of schaarste van energie</p> <p>Het begrip wordt steeds gebruikt in de context van de transitie naar een energiesysteem waarin fluctuerende energiebronnen zoals zon en wind een steeds groter aandeel in de stroomvoorziening leveren.</p>
	Frequentie (in relatie tot energie)	Het elektriciteitsnet in EU kent een (wisselspanning) frequentie van 50Hz (Hertz).
	Grootverbruiker	Een <i>afnemer</i> met een <i>aansluiting</i> groter dan 3x80A
	Kleinverbruiker	Een <i>afnemer</i> met een <i>aansluiting</i> met een totale maximale doorlaatwaarde van ten hoogste 3x80A. Dit zijn daardoor huishoudelijke verbruikers en zakelijke verbruikers.
	Leveringszekerheid	De mate waarin het mogelijk is energie te blijven leveren volgens afspraken
	Netbeheerder	Een vennootschap die op grond van de Elektriciteitswet, (art. 10, 13 of 14) is aangewezen voor het beheer van een of

#	Term	Definitie
		meer netten (art. 1 onder k). De distributie netwerk operator (DNO is verantwoordelijk voor het transport van energie in het distributienetwerk. In het Europese recht wordt deze aangeduid met DSO, distributiesysteembeheerder. De TSO, transmissie systeem operator (TenneT in Nederland) is een netbeheerder voor het transmissie-net(ten).
	Profielklant	Verbruikers waarbij profielen (in de tijd) bepalend zijn voor de afrekening van het gebruik in de tijd, en niet het daadwerkelijke tijdstip van gebruik. Kleinverbruikers vallen onder deze categorie.
	Programmaverantwoordelijkheid	De verantwoordelijkheid van <i>afnemers</i> , niet zijnde <i>kleinverbruikers</i> , en vergunninghouders (leveranciers met een vergunning) om programma's met betrekking tot de productie, het transport en het verbruik van elektriciteit op te stellen of te doen opstellen ten behoeve van de netbeheerders en zich te gedragen in overeenstemming met die programma's (art. 1 onder o Elektriciteitswet).
	Prosumer	Een consument die zowel energie afneemt als produceert.
	Scenario	Een mogelijk toekomstbeeld, uitgaande van bepaalde vooronderstellingen.
	Vermogen (in relatie tot energie)	De hoeveelheid energie per tijdseenheid, uitgedrukt in Joules/seconde of Watts (W)
	Vermogensbalans	Het totale elektrisch vermogen dat wordt geproduceerd en het totale vermogen dat wordt verbruikt moet altijd aan elkaar gelijk zijn. Deze balans wordt door TenneT op het hoogste niveau geregeld waarmee tevens de <i>frequentie</i> van het systeem binnen een veilige bandbreedte gehouden wordt.
	Volume (in relatie tot energie)	De hoeveelheid energie, uitgedrukt in Joules (J) of meer populair gebruik: kilowatturen (kWh). 1 kWh is gelijk aan 3,6 miljoen Joules

1 Inleiding

Wereldwijd is de energievoorziening ingrijpend aan het veranderen. Terwijl de groei van de energievraag in Europa en de VS afvlakt, gaan opkomende economieën als China, India, Brazilië en Rusland de meest energie-intensieve fase van hun ontwikkeling in. De mondiale energievraag neemt hierdoor in de periode tot 2035 nog met ruim 30% toe. Deze stijgende vraag naar energie vormt voor alle landen een sterke drive om hun importafhankelijkheid van fossiele brandstoffen te verminderen. Ook zorgen over de negatieve effecten van het gebruik van fossiele brandstoffen op het klimaat en het milieu voeden de wens om minder fossiele brandstoffen te gebruiken. In 2007 zijn de leden van de Europese Unie overeengekomen om in 2020 in totaal 20% minder energie te gebruiken, 20% energie uit hernieuwbare energiebronnen te produceren en 20% te reduceren op de uitstoot aan CO₂ ten opzicht van 1990. Voor 2050 is de ambitie de broeikasgasemissies terug te hebben gebracht met 80%.

In de Nederlandse economische structuur spelen aardgas en aardolie sinds de helft van de vorige eeuw een dominante rol. Met een gunstige ligging aan zee en goede havenfaciliteiten vormt Nederland een poort naar Europa voor de grootschalige in- en doorvoer van energie- en grondstofstromen, zoals olie en olieproducten. Daarnaast beschikt ons land over substantiële aardgasvoorraden waaruit gas voor binnenlands gebruik en export wordt gewonnen. Deze omstandigheden hebben geleid tot de ontwikkeling van een omvangrijke raffinage-industrie en van energie-intensieve bedrijfstakken zoals de chemie, het goederenvervoer, de glastuinbouw en de voedingsmiddelenindustrie. Ook voor de rijksbegroting zijn aardolie en aardgas van groot belang. In 2010 komt de totale opbrengst voor de Nederlandse schatkist uit directe aardgasbaten, de energie-accijnzen en de winst- en loonbelasting van de energieleverende bedrijven én de energie-intensieve industrie uit op een bedrag van circa 50 miljard euro. Dit is ongeveer 20% van de jaarlijkse inkomsten van de Nederlandse staat¹.

Transitie van fossiel naar duurzaam

De startpositie van Nederland in de transitie naar een duurzame energievoorziening wijkt wezenlijk af van de positie van veel andere landen. Nederland is in economisch opzicht afhankelijk geworden van de eigen gasvoorraad en de doorvoer van aardolie(producten). Bovendien is de Nederlandse economie relatief kwetsbaar voor veranderingen die de betrouwbaarheid van het energiesysteem en de betaalbaarheid daarvan kunnen aantasten. Een kwart van het binnenlands energiegebruik komt voor immers voor rekening van energie-intensieve bedrijfstakken die voor hun voortbestaan sterk afhankelijk zijn van stabiele en betaalbare energieprijzen en een betrouwbare en hoogwaardige energie infrastructuur. Het gaat om grote bedrijfstakken met een toegevoegde waarde van 9 tot 11 miljard euro per jaar, die internationaal concurrerend zijn en van groot belang voor de Nederlandse exportpositie.

In vergelijking met andere EU-lidstaten is een relatief klein aandeel (minder dan 5%) van de Nederlandse energiemix afkomstig van duurzame energiebronnen. Terwijl de

¹ R. Weterings et al. (2013) Naar een toekomstbestendig energiesysteem voor Nederland. TNO Rapport 2013 R10325.

ons omringende landen een forse groei in duurzame energieproductie laten zien, heeft Nederlands beleid daar in de afgelopen 10 jaar weinig groei kunnen bewerkstelligen. De transitie naar een toekomstbestendige energievoorziening zal het karakter en functioneren van ons energiesysteem ingrijpend veranderen. Zo zal bijvoorbeeld het aandeel van duurzame energiebronnen in de energiemix fors gaan stijgen, waarvan een deel door bedrijven en burgers lokaal wordt opgewekt. Bovendien kunnen de trendbreuken die nodig zijn om klimaatdoelstellingen te realiseren de economische positie van Nederland wezenlijk verzwakken, tenzij ons land tijdig nieuw verdienvermogen ontwikkelt (Weterings et al., 2013).

Wereldwijd wordt de cleantech sector heel snel volwassen. Op basis van een analyse van toepassingen de bouw, voedselvoorziening, auto-industrie en energie komt adviesbureau McKinsey tot de conclusie dat de cleantech sector de afgelopen tien jaar een significante groei heeft doorgemaakt². De meeste cleantech-bedrijven bevinden zich nu het tijdvak na de consolidatie. Zo groeit hernieuwbare energie sneller dan welke andere vorm van energie ook. Door innovatie en verbeterde productieprocessen daalden de prijzen. Windenergie, zonnepanelen en lithium-ion accu's voor elektrische auto's zijn veel sneller goedkoper geworden dan marktanalisten hadden verwacht. En de prijzen dalen nog steeds. De prijs van elektriciteit afkomstig van een windmolenpark op land is in vijftien jaar met de helft gedaald. De laatste vijf jaar gingen de kosten voor de nieuwste generatie LED-verlichting met 85 procent omlaag. LED-verlichting is inmiddels zo populair dat de verkoop ook stijgt in landen waar goedkopere, gewone lampen nog vrijelijk te koop zijn. De spectaculaire groei van zonne-energie laat zien dat overheidsstimulering weliswaar bijdraagt aan het succes, maar niet langer essentieel is. De IEA voorspelt dat 60 procent van alle nieuwe investeringen in 2035 wordt gedaan in duurzame energie.

1.1 Doel van deze studie

Tegen deze achtergrond is in de onderhavige studie getracht een gedegen inzicht te krijgen in gevolgen van de opschaling en integratie van duurzame energiebronnen in een energiesysteem dat op dit moment gebaseerd is op fossiele bronnen. De focus ligt daarbij op ontwikkelingen in de komende 15 jaar (tot 2030), een periode waarin overheden en bedrijven moeten anticiperen op structurele veranderingen in ons energiesysteem.

Kerndefinities

Flexibiliteit

In het kader van dit rapport wordt het begrip *flexibiliteit* gedefinieerd als de mogelijkheden van marktpartijen om snel in te spelen op wisselende omstandigheden, door met hun productie, opslag of afname te reageren op mogelijke overvloed of schaarste van elektriciteit. Het begrip wordt steeds gebruikt in de context van de transitie naar een energiesysteem waarin fluctuerende energiebronnen zoals zon en wind een steeds groter aandeel in de stroomvoorziening leveren.

² Sara Hastings-Simon, Dickon Pinner, Martin Stuchtey, Myths and realities of clean technologies. McKinsey Insights, april 2014.

Balanceren

Alle maatregelen en processen die ervoor zorgen dat op elk moment de totale energie invoer en energie afname aan elkaar gelijk zijn en zo zorgen voor een stabiel systeem (netfrequentie).

Het begrip *balanceren* wordt in het kader van dit rapport uitsluitend gebruikt in de context van het huidige elektriciteitssysteem.

1.2 Resultaten van deze studie

Het resultaat is te gebruiken als de basis voor een maatschappelijke dialoog over de voorwaarden waaronder de energietransitie nieuwe kansen oplevert voor versterking van de economische positie van ons land. Het gaat in het bijzonder om het kunnen voeren van een geïnformeerde dialoog, die gebaseerd is op bovenstaande inzichten en niet op meningsvorming die voortvloeit uit impliciete vooronderstellingen, en ook een dialoog die de technologische én de economische dimensie van een betrouwbaar energiesysteem in beschouwing neemt. De onderwerpen in deze dialoog gaan over (i) verbetering van het functioneren van energiemarkten, (ii) een open innovatiebeleid van overheid en bedrijfsleven dat anticipeert op de (onzekere) transitie in ons energiesysteem door maximale experimenteerruimte te bieden en (iii) de maatschappelijke waarde van kleinschalige energie-initiatieven als kraamkamers van een decentrale energievoorziening.

1.3 Aanpak

In deze studie is gebruik gemaakt van uiteenlopende bronnen en methodieken. Om zicht te krijgen op trends en trendbreuken in de ontwikkeling van ons energiesysteem is een aantal bestaande scenario's voor Nederland geanalyseerd en vergeleken. Daarbij put dit project uit een twintigtal toekomstverkenningen over de ontwikkeling van het Nederlands energiesysteem in internationaal perspectief. In het bijzonder is gebruik gemaakt van drie scenario's:

- De afspraken tot 2023 zoals vastgelegd in het Energieakkoord voor duurzame groei
- Het trendbreukscenario voor de periode tot 2030 dat is ontwikkeld door Urgenda
- De exploratieve scenario's die CE Delft heeft ontwikkeld voor Netbeheer Nederland

Deze vergelijkende scenario-analyse biedt inzicht in wezenlijke veranderingen die zich tot 2030 in het Nederlandse energiesysteem kunnen voltrekken en biedt een helder zicht op de dilemma's, kansen en bedreigingen die zich daarbij aandienen. Duidelijk wordt dat er spanning ontstaat tussen de drie pijlers van ons energiebeleid: het streven naar duurzaamheid, betrouwbaarheid en betaalbaarheid van de energievoorziening. Deze spanning dient zich als eerste in ons elektriciteitssysteem aan.

De gevolgen van de energietransitie zullen zich als eerste aandienen in ons elektriciteitssysteem. Een gedegen analyse van het huidige functioneren van het Nederlandse elektriciteitssysteem is nodig om na te gaan in hoeverre het huidige systeem is toegerust op de opschaling en integratie van duurzame energiebronnen en een groeiend aandeel intermitterende productie. In het bijzonder wordt aandacht besteed aan het systeem van programmaverantwoordelijkheid waarmee ons land vraag en aanbod van elektriciteit voortdurend in balans houdt en een uitzonderlijk

betrouwbare elektriciteitsvoorziening garandeert. De groei van het aandeel uit intermitterende energiebronnen zal steeds hogere eisen gaan stellen aan dit vermogen tot balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Dit deel van de studie is gebaseerd op documentenanalyse en op interviews met sleutelpersonen in de productie, het transport en het gebruik van energie.

Het is zeer aannemelijk dat een groeiend aandeel intermitterende productie op termijn een grotere flexibiliteit vereist dan onder de huidige omstandigheden aanwezig is. Een verkenning van de state-of-the-art is uitgevoerd om in kaart te brengen welke flexibiliteit kan worden gerealiseerd in de productie, conversie en opslag, transport en gebruik van energie. Daarbij is primair gelet op functionaliteit, die direct samenhangt met responstijd, energetisch vermogen en ruimtelijke toepassingschaal. Dit mondt uit in een gestructureerd overzicht van maatregelen die kunnen bijdragen aan vergroting van de flexibiliteit.

Een continu element in deze studie vormt de dialoog met bedrijven, netbeheerders, ngo's, beleidsmakers en onderzoekers, bedoeld om onze inzichten te scherpen aan informatie, inzicht en ervaring uit het werkveld. In het bijzonder moeten twee workshops worden genoemd die in juni 2014 en maart 2015 zijn georganiseerd. Bijlage I noemt de deelnemers van deze workshops. De uitwisseling van kennis en ervaring tijdens deze workshops heeft bijgedragen aan de kwaliteit van deze studie. Deze dialoog heeft bovendien een agenderende functie: de noodzaak én mogelijkheden van een meer flexibel energiesysteem zijn meer nadrukkelijk op de agenda voor onderzoek en beleid gezet.

1.4 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 schetst de werking van het huidige energie (elektriciteit) systeem. Op hoofdlijnen is uiteengezet het belang van een goed werkende energiemarkt en bijbehorende programmaverantwoordelijkheid.

Hoofdstuk 3 schetst op basis van bestaande scenario-studies belangrijke trends die zich in de periode tot 2030 voltrekken in de Nederlandse en Europese energievoorziening. De focus ligt in het bijzonder bij de opkomst van hernieuwbare energieopwekking en de toenemende dynamiek in het aanbod van energie.

Hoofdstuk 4 biedt een gestructureerd overzicht van maatregelen die kunnen bijdragen aan vergroting van de flexibiliteit in de productie, conversie en opslag en het transport en gebruik van energie.

Hoofdstuk 5 beschrijft de aspecten van een efficiënte energie markt en houdt dat tegen de huidige situatie van de markt aan.

Ten slotte formuleert *Hoofdstuk 6* de belangrijkste conclusies en aanbevelingen.

2 Werking van het huidige energiesysteem in Nederland

2.1 Belang van een goed werkend energiesysteem

Betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid zijn altijd pijlers in ons energiesysteem geweest. Energie is tenslotte van groot belang voor een maatschappij. In Nederland is dan ook een zeer betrouwbaar systeem gerealiseerd, met een betrouwbare infrastructuur en doelgerichte energiemarkten.

Voor een betrouwbaar systeem voor elektriciteit zijn twee zaken van groot belang:

1. Vraag en aanbod van elektriciteit dienen op ieder moment op elkaar afgestemd te worden, waarbij ook andere technische eigenschappen zoals frequentie en voltages in de gaten moeten worden gehouden.
2. Er is genoeg transportcapaciteit om de energie te kunnen transporteren.

Voor het in overeenstemming brengen van vraag en aanbod is een stelsel van markten ingericht, waarop partijen elektriciteit kunnen verhandelen. Daarnaast zijn de beheerders van het transmissie- en distributienetwerk verantwoordelijk gemaakt voor de stabiliteit van de infrastructuur. Uitgangspunt daarbij is de gedachte van de zogenaamde koperen plaat: beheerders van infrastructuren moeten altijd voldoende capaciteit hebben om te voldoen aan de vraag. De elektriciteit wordt verhandeld op een aantal verschillende elektriciteitsmarkten. Het verschil tussen deze markten zit vooral in de termijn, waarop gehandeld wordt: zeer kort, kort, middellang, enz. Het stelsel van elektriciteitsmarkten dat werd ingericht bij de liberalisering van de sector, ging uit van de gedachte dat het aanbod de vraag zou volgen. De flexibiliteit kwam traditioneel van grote producenten, die verbonden waren aan het hoogspanningsnet. Daarnaast waren er ook grote afnemers met afschakelbare contracten, die ook handelden op de markten en hun vraag zo nodig konden aanpassen. In beginsel was er een beperkt aantal partijen dat op deze markten handelde. Technisch was het niet goed mogelijk om alle markten toegankelijk te maken voor alle vragers en aanbieders. Kleine partijen handelden met hun leveranciers.

2.2 Programmaverantwoordelijkheid en profielklanten

Bij het afstemmen van vraag en aanbod staat in Nederland – net zoals in de meeste andere Europese landen- het systeem van programmaverantwoordelijkheid centraal. Dit is opgenomen in de wet. Dit systeem houdt in dat programmaverantwoordelijken een dag van tevoren bij TenneT programma's (e-programma) indienen waarin staat hoeveel elektriciteitsvolume zij de dag daarop *per kwartier* zullen leveren dan wel afnemen. Volgens de wet hebben grote producenten, grootverbruikers en leveranciers programmaverantwoordelijkheid. Dit houdt in dat zij de volgende verplichtingen hebben: enerzijds is het de verplichting om programma's op te stellen voor de productie, het transport en het verbruik van elektriciteit, anderzijds is het de verplichting om zich volgens die programma's te gedragen. Om programmaverantwoordelijk te worden, is het noodzakelijk om door TenneT erkend te worden. Hiervoor is het bijvoorbeeld nodig om te beschikken over bepaalde deskundigheden en een bankgarantie te stellen. Niet iedere partij kan dat of wenst het. Partijen die volgens de wet programmaverantwoordelijkheid dragen deze ook laten uitvoeren door andere partijen, die erkend zijn. Daarbij gaat het vooral om de

verantwoordelijkheid voor het indienen van de programma's en de aansprakelijkheid jegens TenneT, als van de programma's wordt afgeweken. Zo kan een grote afnemer of een producent de programmaverantwoordelijkheid overdragen aan zijn leverancier. De leverancier neemt de plannen van die afnemer dan op in zijn programma's. Uiteindelijk zal de partij zelf besluiten hoeveel elektriciteit hij op het moment zelf op het netwerk zet of daarvan afhaalt. Dat is alleen anders als hij de beschikkingsmacht over de installaties aan anderen (de programmaverantwoordelijke) uitbesteedt.

Dit systeem van programmaverantwoordelijkheid zorgt ervoor dat alle partijen in beginsel de verantwoordelijkheid hebben om contracten te sluiten voor de aankoop en de verkoop van elektriciteit, of deze te verhandelen via de beurs. Ze kunnen wel afwijken van hun programma's en zomaar elektriciteit op het net zetten omdat ze dat over hebben, of ervan afnemen omdat ze tekorten hebben, maar als ze dat doen wordt dat achteraf afgerekend via een bepaald verrekensysteem (de onbalansmarkt), waarbij zij niet tevoren weten hoeveel hen dat gaat kosten. Door het systeem van programmaverantwoordelijkheid is de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit ieder kwartier in beginsel gelijk aan de hoeveelheid afgenomen elektriciteit.

Dit systeem van programmaverantwoordelijkheid vormt een belangrijke pijler onder de robuustheid en betrouwbaarheid van ons elektriciteitssysteem. Het maakt dat productie en afname een etmaal van tevoren tot op grote hoogte voorspelbaar zijn.

Kleinverbruikers zijn niet programmaverantwoordelijk. Hun programmaverantwoordelijkheid is belegd bij hun leverancier. Deze leverancier krijgt uiteindelijk voor zijn kleinverbruikers een rekening alsof zij hebben gebruikt volgens vastgestelde gebruiksprofielen. Dit systeem is ontstaan omdat het verbruik van kleinverbruikers tot voor kort slechts een maal per jaar bemeten was. Om die reden was het niet mogelijk om vast te stellen op welk moment zij gebruikt hadden. De gebruiksprofielen zijn een zo goed mogelijke benadering van de tijdstippen, waarop kleinverbruikers hun energie gebruiken. Mocht het verbruik van kleinverbruikers in zijn totaliteit afwijken van de profielen, dan worden de extra kosten of baten daarvan gecollectiviseerd. In de box volgt een meer gedetailleerde uitleg van de werking van de profielmethodiek.

Profielmethodiek

De frequentie van meterstanden opnemen voor kleinverbruikers is zo laag in Nederland dat het niet mogelijk is om op de korte termijnen van een kwartier te bepalen hoeveel het gebruik per aansluiting is geweest. Toch moeten ze in verband gebracht kunnen worden met de e-programma's van de programma-verantwoordelijken en de bijbehorende tijdsperioden van een kwartier. Gelukkig zijn de kleinverbruikers met veel, wat het mogelijk maakt te werken met de wet van de grote getallen, in dit geval de zogenaamde standaard profielen van bepaalde typen kleinverbruikers. Deze profielen zijn verbruikswaarden per kwartier voor een volledige dag die gebaseerd zijn op historische gegevens van bepaalde typen kleinverbruikers.

In het netwerk van een netbeheerder wordt energie in- en uitgevoerd. Dat wordt gemeten op de koppelpunten met de TSO (TenneT). Alliander heeft bijvoorbeeld 125 van die koppelpunten.

De uitgaande energie bestaat uit de energie die wordt geleverd aan de grootverbruikers, aan de kleinverbruikers en uit de netverliezen. Netverliezen vormen daarbij een rest post van ongeveer 4 tot 5%. Netverliezen zijn een som van technische verliezen door warmteontwikkeling in het netwerk, administratieve verliezen en verliezen door fouten en fraude. Als meetfouten niet worden gecorrigeerd, resulteren zij uiteindelijk in een toename of afname van de verliezen.

Werkwijze

- Dag – 1** De e-programma's moeten worden ingediend
- Dag zelf** Uitvoering van e-programma's en correcties door TenneT (balanceren)
- Dag + 1** Allocatie: De dag na de in- en uitvoering: De invoeding is bekend, die wordt gelezen uit de koppelpunten. Van telemetrikanten, waarvan de meter op afstand wordt uitgelezen, is ook bekend hoeveel zij gebruikten. Grootverbruikers die niet op afstand worden bemeten melden hun eigen meetresultaten aan TenneT. Er wordt nu een berekening gemaakt van het geschatte verbruik door de profielkanten. Dit gebeurt aan de hand van de profielen en het geschatte daadwerkelijke gebruik op grond van de invoeding uit de koppelpunten. Verder moet er rekening worden gehouden met de netverliezen. Daarvoor worden correcties aangebracht zoals de meetcorrectiefactor, want uiteindelijk moet de totale som wel kloppen. De netbeheerder stuurt berichten uit met het verbruik zoals berekend naar de programmaverantwoordelijke partijen en TenneT. De pv-partijen hebben de plicht deze te controleren en eventuele fouten te wijzigen.
- Dag +5 en dag +10** De berekening en correctie zoals in Dag+1 gebeurt nog een keer.
- Dag +10** Op dit moment liggen de meetresultaten vast. Programmaverantwoordelijke partijen moeten, op basis van deze metingen, de verschillen tussen E-programma en daadwerkelijk verbruik betalen als aangekocht/verkocht op de onbalansmarkt.
- Dag +17 maanden** Na 17 maanden is ook van de klanten met een jaarmeting bekend wat ze gebruikt hebben. Het daadwerkelijk gebruik van de profielkanten is dus bekend. Nu vindt de reconciliatie plaats aan TenneT en PV-verantwoordelijke. Op grond hiervan kunnen de correcties worden uitgevoerd. Deze correcties zijn niet heel groot, omdat er al een goede schatting was. Het reconciliatieproces gebeurt per maand omdat ook niet elke profielklant op hetzelfde moment wordt bemeten.

Een veelzeggend detail: alles wat fout gaat in dit proces valt onder de noemer 'netverliezen' en wordt dus impliciet door de profielkanten betaald.

2.3 Energiemarkten: van lange termijn tot onbalans markt

Producenten verkopen elektriciteit en verbruikers kopen deze in. Dat gebeurt op de verschillende markten. Hieronder staan deze markten beschreven. Elektriciteit is een bijzonder product omdat het nog niet grootschalig opgeslagen wordt. Daarom moet het geproduceerd worden op het moment van het verbruik. Om deze reden zijn er

verschillende markten met verschillende termijnen waarop gehandeld kan worden. Dat is noodzakelijk omdat elektriciteit op ieder moment een andere waarde kan hebben. Verschillende markten bevorderen de flexibiliteit. Op de markten, die hieronder worden beschreven, handelen alleen programmamaverantwoordelijke partijen. Kleinverbruikers sluiten contracten af met hun leveranciers, die op hun beurt handelen op de markten die hieronder zijn beschreven.

2.3.1 *Indeling naar tijd: real time en termijnmarkten*

Elektriciteit moet geproduceerd worden op het moment dat het wordt verbruikt. Daarom zijn real-time activiteiten en daaraan gekoppelde markten en prijzen essentiële ingrediënten voor een concurrerende en efficiënte elektriciteitsmarkt³. Theoretisch is het mogelijk om alle elektriciteit fysiek real time te verhandelen. Dit zou kunnen door een beurs te maken, waarbij alle partijen op het moment zelf beslissen of ze produceren of gebruiken. Producenten bieden daar productie in (hoeveelheden, prijzen) en afnemers bieden hun vraag in (hoeveelheden, prijzen). Op de real-time markt wordt dit met elkaar in evenwicht gebracht. Het is niet duidelijk of het technisch mogelijk zou zijn om alle elektriciteit (fysiek) real time te verhandelen. Het is de vraag of er dan voldoende transportcapaciteit is en of de leveringszekerheid en betrouwbaarheid dan gegarandeerd kunnen worden. De huidige markten, oplopend in termijn, zorgen op dit moment dat dit gegarandeerd wordt.

Onbalansmarkt (verzorgd door TenneT)

De onbalansmarkt is de markt voor het moment. Deze markt wordt gedreven door de netbeheerder TenneT. Als partijen zich niet houden aan hun programma's, wordt dat via deze markt gecompenseerd. Als TenneT constateert dat er tekorten of overschotten zijn in het systeem, kan hij partijen verzoeken meer dan wel minder stroom te produceren, of afnemers om meer of juist minder af te nemen, zodat het systeem weer in evenwicht is. Partijen die zijn afgeweken van hun programma's krijgen achteraf de rekening: ze betalen de marktprijs. Dit kan hoger of lager zijn dan de prijs op andere markten, zoals de intra-day markt of de day-ahead markt. De prijzen zijn volatiel: op deze markt kan veel geld verdiend of verloren worden.

De onbalansmarkt is een single buyer markt voor regel- en reservevermogen. Marktpartijen bieden aan TenneT regel- of reservevermogen aan: vermogen dat zij ten opzichte van hun E-programma meer of minder kunnen produceren of verbruiken. Het gaat om vermogen met een afroeptijd kleiner dan of gelijk aan 15 minuten⁴. TenneT rangschikt de biedingen in ladders en gebruikt dit vermogen om het momentane evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit te handhaven of te herstellen. Partijen, die waren afgeweken van de programma's, worden geacht het verschil in te kopen op de onbalansmarkt tegen de daar geldende prijzen. TenneT voert deze aan en verkoop uit, waarna de kosten en opbrengsten worden toebedeeld aan de partijen. Omdat E-programma's productie of gebruik in kWh weergeven per kwartier, is het overigens ook mogelijk dat er onbalans komt ook al houdt iedereen zich aan het programma. Dit kan bijvoorbeeld gebeuren als in het begin van het kwartier iedereen tegelijk produceert, om daar halverwege het kwartier mee op te houden. De partijen kunnen dan voldaan hebben aan hun programma, maar het systeem kan dan toch uit balans raken. De kosten daarvan worden gesocialiseerd.

³ Hirst, E., 2001, *Real-time balancing operations and markets: key to competitive wholesale markets*.

⁴ In het geval van reservevermogen mag de maximale afroeptijd 3 uur zijn.

Op de onbalansmarkt kunnen alleen programmaverantwoordelijke partijen handelen. Kleinverbruikers kunnen hier niet op handelen. De werking van de onbalansmarkt zou mogelijk verbeterd kunnen worden door er een tweezijdige markt van te maken. In dat geval handelen vragers en aanbieders rechtstreeks met elkaar op deze markt⁵.

Intra-day markt (verzorgd door de APX)

Op de intra-day markt wordt elektriciteit verhandeld tussen het sluiten van de day-ahead markt (iedere dag om 12.00 uur) en 5 minuten voor het moment van levering, als de onbalansmarkt werkt.

Op de intra-day markt kunnen partijen aanpassingen doen nadat de day-ahead markt is gesloten. Het kan bijvoorbeeld zijn dat het aanbod of de vraag toch groter is dan tevoren gedacht. Partijen kunnen via de intra-day markt hun afspraken aanpassen tot 5 minuten voor daadwerkelijke levering. Ze kunnen daarbij handelen in blokken van een uur, of andere blokken als zij dat wensen. APX is tegenpartij bij deze transacties en zorgt voor clearing en settlement.

Op deze markt kunnen alleen programmaverantwoordelijke partijen handelen. Kleinverbruikers kunnen hier dus niet op handelen.

Day-ahead markt (spotmarkt): markt voor 1 dag tevoren (verzorgd door APX)

Op de spotmarkt wordt elektriciteit een dag tevoren verhandeld, waarbij vraag en aanbod centraal, op de markt, in evenwicht worden gebracht. Biedingen moeten om 12.00 uur zijn ingediend. Partijen kunnen inbieden met uurcontracten of met andere bloktijden. Na de biedingen worden de prijzen bepaald. De day-ahead markt is een aanvulling op de lange termijn contracten, die partijen afsluiten. Partijen zouden ook al hun elektriciteit kunnen verhandelen op de day-ahead markt. In dat geval zijn ze geheel afhankelijk van de fluctuerende spotprijzen. Lange termijn contracten bieden meer zekerheid.

In de lange termijn contracten kan bijvoorbeeld geen rekening worden gehouden met het weer en de weersafhankelijke elektriciteitsproductie, met centrales die zijn uitgevallen en met andere afwijkingen van de lange termijn voorspellingen. Een dag van tevoren is dat in grote lijnen bekend. Partijen kunnen hun vraag en productie via de spotmarkt daarop aanpassen. Daarnaast kan het de wens zijn van partijen om een deel van de vraag via de spotmarkt te dekken. Op deze markt kunnen alleen programmaverantwoordelijke partijen handelen. Kleinverbruikers kunnen hier dus niet op handelen.

Lange termijn markten (verzorgd door Endex, brokers, partijen zelf)

Hier worden afspraken gemaakt voor de handel op de lange termijn. Dit kan direct gebeuren, tussen producenten/leveranciers en afnemers. Daarnaast verloopt de handel vaak via tussenpersonen, brokers, en ook via de centraal georganiseerde markt Endex worden lange termijncontracten afgesloten. Voor partijen is het aantrekkelijk om lange termijn contracten af te sluiten. Dit geeft een basis zekerheid. Investeerders kunnen zo een deel van de opbrengst tevoren zeker stellen. Afnemers hebben ook zekerheid over de prijzen op lange termijn.

Het is niet duidelijk hoe groot de omzet is op de lange termijn markten. Veel lange termijn contracten worden direct gesloten tussen aanbieders en vragers. Daarnaast

⁵ DNV GL (2015) Exciting times for the Dutch grid; creating a healthy electricity market for a new energy landscape.

kunnen lange termijncontracten ook weer verhandeld worden, bijvoorbeeld de futures op de Endex. Deze kunnen verschillende malen van eigenaar wisselen, voordat ze worden ingelost.

Kleinverbruikers, die geen programmaverantwoordelijkheid hebben, sluiten lange termijn contracten met hun leveranciers.

2.3.2 *Indeling naar plaats: nationale en lokale markten*

Handel in elektriciteit kan een nationale en een lokale component hebben. Dit komt omdat de transportcapaciteit beperkt is. Hierin wijken elektriciteitsmarkten af van andere markten, bijvoorbeeld de markt voor spijkerbroeken. Spijkerbroeken hebben in alle landen min of meer dezelfde prijs (afgezien van belastingen en dergelijke). Dit komt door de internationale handel. Als de prijs in een land hoger is, zullen handelaren goedkopere goederen importeren totdat de prijs weer gelijk is. Onbeperkt transport is bij elektriciteit niet mogelijk. Hierdoor ontstaan er nationale en lokale markten. De prijzen van het product elektriciteit worden dan beïnvloed door de (on)mogelijkheid om te transporteren.

Ieder land in Europa heeft een nationale elektriciteitsmarkt, waar prijzen voor dat land worden gevormd. Als er voldoende import- en exportcapaciteit is, zullen de prijzen in naburige landen gelijk zijn. Er is dan een internationale markt met prijzen, die overall min of meer gelijk zijn. Is de grensoverschrijdende transportcapaciteit onvoldoende, dan kunnen de prijzen in verschillende landen ongelijk zijn. Of de markt internationaal is of nationaal, hangt derhalve af van het gebruik van de internationale verbindingen. Op het ene moment kunnen de markten internationaal zijn, als er voldoende transportcapaciteit is en de prijzen in twee of meer landen hetzelfde zijn. Het volgende moment kunnen de markten nationaal zijn, omdat er voldoende transportcapaciteit is en de prijzen aan de ene kant van de grens afwijken van die aan de andere kant van de grens. Nederland heeft relatief veel verbindingen met het buitenland. In totaal kan ongeveer 20% van de vraag geïmporteerd worden. Door gebrek aan transportcapaciteit zijn de prijsverschillen tussen Nederland en Duitsland de afgelopen jaren groter geworden. In Duitsland zijn de overschotten aan duurzaam geproduceerde elektriciteit regelmatig zo groot en de prijzen zo laag dat de transportcapaciteit naar Nederland onvoldoende is om te voldoen aan de vraag. De prijzen in Nederland blijven op die momenten hoger en de markt is dan nationaal.

Ook binnen een land kunnen op termijn lokaal prijsverschillen ontstaan door congestie. Er ontstaan dan lokale markten. Stel dat er in een regio een overschot is aan windenergie, zodat de real time prijzen daar sterk dalen. Afnemers uit andere regio's zullen deze goedkope energie ook graag willen kopen. Dat is echter niet mogelijk als er onvoldoende transportcapaciteit is. Hun prijzen blijven dan hoger. Er zijn dan lokale markten: de ene markt met de windenergie en de lagere prijzen en de andere markt met de hogere prijzen.

Op dit moment worden de prijzen in heel Nederland gelijk gehouden. Als er congestie is, bemiddelt TenneT. De elektriciteitsstromen worden dan verlegd: sommige producenten en/of afnemers worden beloofd om af te wijken van hun programma's. De extra kosten daarvan worden gesocialiseerd.

2.3.3 *Markten voor transportcapaciteit*

Naast de markten voor het product elektriciteit zijn er een of meer aparte markten voor het transport van elektriciteit. Op deze markten handelen de aanbieders van

transportcapaciteit (TenneT, regionale aanbieders) en vragers naar transportcapaciteit, de aangeslotenen. Deze markten zijn gereguleerd: in de wet staat beschreven hoe de procedures zijn en hoe de tarieven worden gevormd.

Hierboven kwam congestie al even aan de orde. Op dit moment is er veel onzekerheid over de toekomst van de netten met betrekking tot congestie. Studies over congestie op netten laten verschillende toekomstbeelden zien. Ontwikkelingen over het aandeel elektrische auto's, warmtepompen en zonnepanelen in wijken spelen een cruciale rol in de onzekerheid op het distributienet. Op het transportnetwerk zijn de ontwikkelingen op het distributienetwerk, interconnectie en grootschalige hernieuwbare opwek van belang. Op dit moment dient het netwerk te worden uitgebreid als er onvoldoende transportcapaciteit is. Maatschappelijk gezien hoeft dat niet optimaal te zijn. Als de extra transportcapaciteit maar af en toe gebruikt wordt, wegen de kosten van de uitbreiding niet op tegen de baten daarvan.

Het is mogelijk dat er in de toekomst meer (lokale) tekorten komen aan transportcapaciteit. De aanwezige transportcapaciteit kan dan bijvoorbeeld per opbod worden verkocht. Op dit moment gebeurt dit met interconnectie capaciteit. Deze wordt geveild als er tekorten zijn. Bij distributienetwerken kan worden gedacht aan variabele prijzen, die prikkels geven aan producenten of afnemers om rekening te houden met de beschikbare capaciteit in het netwerk. Als er bijvoorbeeld overbelasting dreigt door teveel productie met zonnepanelen, kunnen afnemers extra prikkels krijgen om te gebruiken.

2.4 Conclusie

Nederland heeft, met de Elektriciteitswet 1998, een robuust stelsel van markten ingericht, dat heeft geleid tot een betrouwbaar elektriciteitssysteem. Er is een onbalansmarkt, een intra-day-markt en een day-ahead markt, die allemaal centraal georganiseerd zijn. Daarnaast is een centraal georganiseerde markt voor lange termijncontracten, maar deze kunnen ook onderhands worden aangegaan via brokers of rechtstreeks.

Het stelsel is ontworpen in het verleden, toen het aanbod de vraag altijd volgde. Inmiddels verandert de situatie door de opkomst van onstuurbare productie en door de toenemende mogelijkheden met ICT. Het stelsel van markten kan mogelijk verbeterd worden om deze nieuwe toepassingen beter te ondersteunen.

3 Ontwikkelingen in het Nederlandse energiesysteem

De komende 15 jaar neemt het aandeel duurzame energie in de Nederlandse energiemix steeds verder toe. Het tempo waarmee duurzame bronnen opschalen blijkt in recente scenario's echter verschillend te worden geschat. Het NL energieakkoord geeft heldere streefcijfers voor 2020 en 2023, maar hoe dit zich na deze periode verder ontwikkelt, is zeer onzeker. Wel is duidelijk dat de gevolgen eerst te merken zullen zijn in het elektriciteitssysteem. Zon en wind zijn energiebronnen die afhankelijk van de weersomstandigheden wisselende hoeveelheden elektriciteit opwekken. Niet alle conventionele energiecentrales zijn in staat om snel genoeg in te spelen op deze wisselingen in productie vanwege flexibiliteitsbeperkingen. Deze beperkingen omvatten ramping up en downtijd opstartkosten en minimale productie levels.⁶ Zonder aanpassingen ontstaan mogelijk nog voor 2030 problemen met het handhaven van de systeembalans voor elektriciteit en met de handhaving van de spanningskwaliteit. Door het energiesysteem tijdig geschikt maken voor een efficiënte opname van energie uit duurzame, flexibele bronnen is dit te voorkomen.

3.1 Twee generieke trends

Een robuuste trend in alle recente energiescenario's - op mondiaal, Europees en nationaal niveau - is de groei van het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen zoals zon, wind, waterkracht, biomassa en aardwarmte. Ook al blijven aardolie, aardgas en kolen de komende decennia dominant in de energiemix, het portfolio van energietechnologieën verandert wezenlijk. Vrijwel alle scenario's laten een sterke groei zien in windenergie (zowel on-shore als offshore), zon PV en biomassa, naast een meer geleidelijke groei in opties zoals zonnewarmte, waterkracht, elektriciteit uit afval, WKO's, houtkachels en elektrische warmtepompen. Een belangrijk deel van deze hernieuwbare energie wordt opgewekt met fluctuerende energiebronnen, zoals zon en wind. Deze fluctuerende bronnen kunnen het functioneren van ons energiesysteem wezenlijk gaan beïnvloeden. Tot dusver was de vraag naar energie bepalend voor de hoeveelheid geproduceerde energie. Bij pieken in de vraag naar energie werd extra productievermogen op basis van kolen of gas bijgeschakeld. Bij energieopwekking uit zon en wind doen zich echter ook pieken en dalen in het energieaanbod voor. Hoe groter het aandeel fluctuerende energiebronnen, hoe groter de opgave om vraag en aanbod altijd en overal met elkaar te matchen.

Een tweede opvallende trend, in ieder geval binnen Europa, is de snelle groei van het aantal lokale en regionale initiatieven op het gebied van energiebesparing en de opwekking van hernieuwbare energie. Daarbij gaat het om groepen burgers en bedrijven die hun betrokkenheid bij de lokale leefomgeving vertalen in gezamenlijke energieprojecten. En ook veel gemeenten en corporaties, ziekenhuizen, (hoge)scholen, universiteiten, enzovoort gaan om uiteenlopende motieven met hernieuwbare energie aan de slag. Bovendien valt op dat deze initiatieven elkaar steeds meer versterken. Zo ontwikkelt zich een veelkleurig palet van warmtebedrijven, elektrisch vervoerprojecten, windexploitanten, zonnestroomcollectieven, biomassa vergisters en energie neutrale bouwprojecten. We zien de opkomst van wat wel de 'energieke samenleving' wordt genoemd: een samenleving van mondige, autonome burgers en vernieuwende bedrijven met een ongekennde reactiesnelheid,

⁶ ECN (2014) – Quantifying Flexibility Markets

leervermogen en creativiteit⁷. Met deze groei van lokale energie-initiatieven wordt ook het energieaanbod meer decentraal. Tot dusver was een klein aantal grote marktpartijen verantwoordelijk voor een goed gecoördineerde energielevering aan een groot aantal gebruikers. In de toekomst zullen steeds meer gebruikers zelf energie opwekken voor de eigen energiebehoefte, voor levering aan hun directe omgeving en voor levering terug aan het net. Gas en elektriciteit worden steeds meer tweerichting stromen tussen producenten en gebruikers. De opkomst van het begrip 'prosumert' maakt duidelijk dat de rollen van gebruikers en producenten niet meer scherp te scheiden zijn.

Ervaringen in Duitsland

De Duitse en Nederlandse energievoorziening zijn nauw verbonden en we kunnen het nodige van elkaar leren.⁸ De ervaringen met de 'Energiewende' en de 'Atomausstieg' in Duitsland laten zien dat de opkomst van lokale opwekking van hernieuwbare energie ingrijpende consequenties kan hebben voor het gehele energiesysteem. Duitsland verwacht veel van de hernieuwbare-energie-industrie. Naast vermindering van broeikasgasuitstoot, toename van voorzieningszekerheid en verduurzaming, is werkgelegenheid een van de belangrijke drijfveren van het beleid. Hernieuwbare energie wordt bevorderd via een feed-in systeem dat de dichtstbijzijnde netbeheerder verplicht de stroom tegen een vastgesteld tarief af te nemen. Omdat het afnametarief vaststaat, lopen Duitse producenten van hernieuwbare elektriciteit geen risico met betrekking tot de stroomprijs. De tarieven gelden voor een periode van maximaal 20 jaar. Daarmee is dit een belangrijke drijfveer achter de snelle opkomst van hernieuwbare energie in Duitsland die in grote mate eigendom van de burgers zelf is. Dankzij de 'Energiewende' komt inmiddels 25% van de Duitse stroomvoorziening uit zon, wind en biomassa. De doelstelling voor het aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsopwekking bedraagt 35% in 2020, 50% in 2030 en 80% in 2050⁹. De 'Energiewende' is dan ook in eerste instantie een elektriciteitswende. De productie van elektriciteit uit zon en wind is echter op bepaalde momenten zo groot dat het aanbod substantieel groter is dan de vraag naar energie. In Duitsland is de flexibiliteit (nog) niet goed geregeld. Aanbieders van wind en zon krijgen altijd een feed-in tarief, ook al zijn er geen afnemers voor hun elektriciteit. Zij blijven produceren, ook al is er geen vraag. De netbeheerders, die de elektriciteit afnemen, kunnen deze dan niet goed verkopen. Hierdoor kunnen de prijzen dalen tot beneden het nulpunt.

De laatste tijd zijn er veranderingen in de regulering, om ervoor te zorgen dat vraag en aanbod beter in evenwicht raken. Zo worden eigenaren van zonnepanelen verplicht om een deel van de elektriciteit zelf te gebruiken, dalen de feed-in tarieven en wordt opslag gestimuleerd.

Vanaf 2011 speelde naast het gunstige feed in-systeem ook de 'Atomausstieg' een cruciale rol in de ontwikkeling van het Duitse energiesysteem. De kernramp in het Japanse Fukushima en de heftige reacties daarop in Duitsland, brachten kanselier Merkel tot het besluit om kernenergie versneld uit te faseren. Om de afgenomen productiecapaciteit van deze kerncentrales op te vangen worden kolencentrales

⁷ Hajer, M., 2011, *De energieke samenleving. Op zoek naar een sturingsfilosofie voor een schone economie*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving

⁸ Boot, P., en J. Notenboom (2014): De Duitse Energiewende: uitdagingen en lessen voor Nederland, *Internationale Spectator*, Vol. 68 (7/8), pp. 16-20.

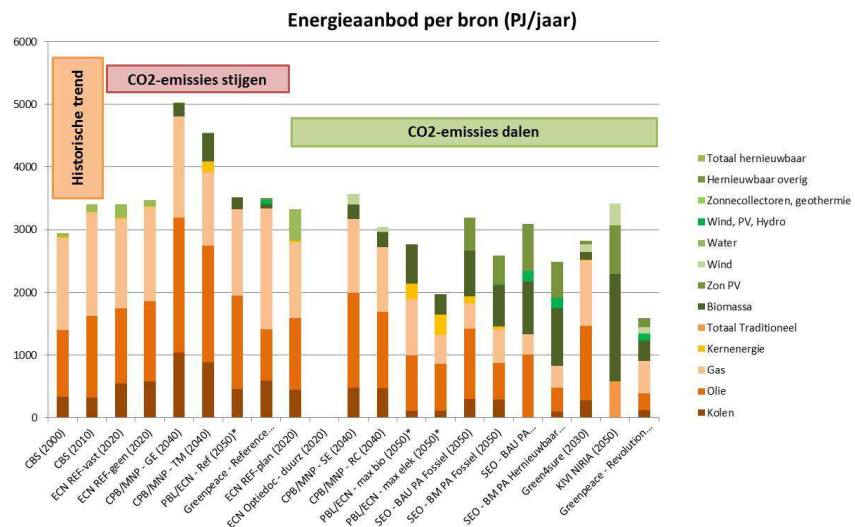
⁹ ECN, PBL, CBS en RVO.nl (2014a): Nationale Energieverkenningen 2014, ECN-0-14-036, Petten/Amsterdam.

ingeschakeld, die relatief goedkope stroom leveren. Hoewel de 'Atomausstieg' en de 'Energiewende' in Duitsland als puur nationaal beleid zijn opgezet, werken de gevolgen ervan door in het functioneren van de Europese stroommarkt. Duitsland is immers verbonden met de andere landen in Noordwest Europa. Zo kunnen gasgestookte elektriciteitscentrales in Nederland niet meer concurreren met het grote aanbod van energie uit zon en wind en goedkope kolenstroom en staan ze stil.

3.2 Scenario's voor Nederland

Over de toekomst van de Nederlandse energievoorziening is veel geschreven. Alleen al in de periode 2006 – 2012 zijn zeker twintig scenario's geschetst voor de ontwikkeling van ons energiesysteem in de komende decennia. Sommige scenario's hebben een tijdshorizon tot 2020 of 2030, andere kijken verder tot 2040 of zelfs 2050. In een eerdere studie¹⁰ hebben we deze scenario's onderling vergeleken en geconstateerd dat deze in toepassing, aanpak en aannames aanzienlijk verschillen, met als gevolg sterk contrasterende verwachtingen van de toekomstige energievraag, van de samenstelling van het energieaanbod en van de uitstoot van broeikasgassen.

Figuur 1 illustreert de contrasten in de aanbodmix van energiebronnen in de beschouwde toekomstscenario's. Als historische referentie dienen de CBS-gegevens van 2000 en 2010, aan de linkerzijde van de grafiek. De figuur laat een grote variatie zien in het aandeel traditionele energiebronnen (fossiel en kernenergie) ten opzichte van het aandeel hernieuwbare energiebronnen. In de trendbreuk-scenario's stijgt het aandeel hernieuwbare energie tot 83% van het energieaanbod in 2050, waarvoor een gemiddelde groei van het duurzame energieaanbod van 8% per jaar nodig zou zijn. In business-as-usual scenario's stabiliseert of stijgt het aanbod van traditionele bronnen. Kernenergie wordt in veel scenario's uit gefaseerd, maar in twee scenario's groeit het aandeel kernenergie flink.



Figuur 1: Energieaanbod naar energiebron (PJ) in Nederlandse toekomstscenario's (bron: voetnoot 10)

¹⁰ R. Weterings et al. (2013) Naar een toekomstbestendig energiesysteem voor Nederland. TNO Rapport 2013 R 10325. In samenwerking met Energieonderzoek Centrum Nederland en Universiteit Utrecht.

De grote variatie in toekomstbeelden maakt het identificeren van robuuste transitiepaden lastig. De spreiding van de scenario's illustreert dat in ons land tot voor kort een consistent en stabiel energiebeleid ontbrak. Doelen en maatregelen varieerden per regeerakkoord en werden soms ook tussentijds gewijzigd onder druk van maatschappelijke of economische ontwikkelingen. Hierin is verandering gekomen met de totstandkoming van het Energieakkoord voor duurzame groei. In dit akkoord hebben ruim 40 partijen uit de Nederlandse samenleving doelen en maatregelen afgesproken op het gebied van energiebesparing en duurzame energieopwekking. Het energieakkoord schetst het beoogde Nederlandse transitie pad in de periode tot 2020 en 2023. De volgende paragraaf geeft hiervan een samenvatting. De daarop volgende paragraaf schetst de hoofdlijnen van twee recente scenario-studies die concreet uitwerking geven aan mogelijke ontwikkelingen in het Nederlandse energiesysteem in de periode tot 2030.

3.3 Het Energieakkoord voor duurzame groei (2020/2023)

Op 6 september 2013 hebben 47 organisaties het Energieakkoord voor duurzame groei ondertekend. Het akkoord biedt een langetermijnperspectief met afspraken tot aan 2020/2023 die erop zijn gericht om de investeringsonzekerheid bij burgers en bedrijven te reduceren, energiebesparing en duurzame energieopwekking te stimuleren en een impuls te geven aan werkgelegenheid.

De belangrijkste doelen van het Energieakkoord zijn:

- een besparing van energieverbruik in ons land met gemiddeld 1,5 procent per jaar;
- 100 petajoule energiebesparing in Nederland per 2020;
- een toename van het aandeel van hernieuwbare energieopwekking van nu 4 procent naar 14 procent in 2020 en verdere stijging van dit aandeel naar 16 procent in 2023;
- ten minste 15.000 voltijdsbanen, voor een belangrijk deel in de eerstkomende jaren.

Het akkoord bestaat uit 159 maatregelen die elkaar onderling versterken en die gericht zijn op alle sectoren van de Nederlandse samenleving: industrie, agrosectoren, gebouwde omgeving, mobiliteit en transport. Het Energieakkoord zet in op een forse groei van energieopwekking uit hernieuwbare bronnen, zoals wind op land (6000 MW operationeel in 2020), wind op zee (4450 MW operationeel in 2023), bijstook van biomassa (tot maximaal 25 PJ) en lokale opwekking met zonne-energie, geo-energie, warmtepompen etc. (oplopend tot 186 PJ in 2023). Uitgangspunt bij de gekozen maatregelen is dat investeringszekerheid nodig is om de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven in deze sector te versterken, nieuwe werkgelegenheid te creëren en innovaties uit te lokken waardoor de kosten worden verlaagd. Die kostenverlaging is vooral van belang bij de realisatie van windparken op zee.

De onderstaande tabel is gebaseerd op gegevens van ECN en geeft een indicatie van de in 2020 en 2023 verwachte energiemix bij realisatie van het energieakkoord. De genoemde energiebronnen worden ingezet voor verwarming, elektriciteitsproductie en transport.

Tabel 1. Huidige en verwachte energiemix in Nederland

Energiebron	Aandeel 2013	Aandeel 2020	Aandeel 2023
Fossiele bronnen	95,1%	86,4%	83,9%
Biomassa	3,4%	6,7%	7,5%
Windenergie	1,1%	4,3%	5,8%
Overig duurzaam (zon, bodem, etc.)	0,4%	2,6%	2,7%

Wanneer de doelen van het Energieakkoord worden gerealiseerd, zal in 2020 ruim 30% van de Nederlandse elektriciteit uit duurzame bronnen worden geproduceerd. Deels is dit stabiele productie in kolencentrales door middel van bijstook van biomassa. Deels is dit fluctuerende productie uit zon en wind. Bij realisatie van de doelen van het Energieakkoord wordt in 2020 naar verwachting 20 tot 25% van de Nederlandse elektriciteit gewonnen uit deze intermitterende energiebronnen. Dat is een verviervoudiging ten opzichte van het huidige aandeel stroom uit wind en zon.

Na 2020 neemt het aandeel van intermitterende bronnen in de elektriciteitsproductie verder toe, met de realisatie van additioneel windvermogen op zee (2400 MW die wordt aanbesteed in 2017, 2018 en 2019) en een verdere groei van windvermogen op land en lokale energieopwekking. De Nationale Energieverkenning 2014¹¹ schat dat 49-53% van de in Nederland opgewekte stroom in 2030 afkomstig is van hernieuwbare bronnen. Daarbij kan de productie van elektriciteit uit zon en wind op bepaalde momenten zo groot zijn dat het aanbod substantieel groter is dan de momentane vraag naar energie, althans als het systeem niet flexibeler wordt gemaakt.

3.4 Toekomstbeelden van de Nederlandse energievoorziening in 2030

Na het verschijnen van het Energieakkoord zijn twee publicaties verschenen met toekomstbeelden voor de Nederlandse energievoorziening in 2030. Urgenda heeft in maart 2014 een visie en actieplan uitgebracht onder de titel *'Nederland 100% duurzame energie in 2030. Het kan als je wilt'*¹². Het gaat om een goed gedocumenteerde visie op de gehele energievoorziening, die is gebaseerd op gegevens van het Internationaal Energie Agentschap en inschattingen van een groep Nederlandse experts. Die informatie is ingevoerd in het Energie Transitie Model van Quintel Intelligence¹³. Doel van de publicatie is te laten zien dat een 100% duurzame energievoorziening in 2030 realiseerbaar is en welke stappen daartoe kunnen leiden. De visie gaat uit van bestaande technologie. Innovatieve technologieën worden wel genoemd, maar zijn in de berekeningen voor 2030 niet meegenomen.

CE Delft en DNV-GL¹⁴ hebben in opdracht van Netbeheer Nederland vijf contrasterende toekomstbeelden opgesteld voor Nederland in 2030 en vergeleken met een zogenaamd Business as Usual-scenario. De studie volgt een macro-economische benadering van de gehele energievoorziening (elektriciteit, warmte, transport) en geeft inzicht in mogelijke transitiepaden en de daarvoor benodigde financiële, economische en technische randvoorwaarden. De transitiepaden zijn

¹¹ ECN, PBL, CBS en RVO.nl (2014a): Nationale Energieverkenningen 2014, ECN-0-14-036, Petten/Amsterdam.

¹² Urgenda (2014) Nederland 100% duurzaam in 2030. Het kan als je wilt. Maart 2014

¹³ Zie: <http://pro.et-model.com/scenarios/155680>

¹⁴ F.J. Rooijers et al. (2014) Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030. Delft: juni 2014

geanalyseerd op betrouwbaarheid van de energievoorziening, duurzaamheid, kosten, barrières en netconsequenties voor het energietransport- en distributienetwerk.

Voor meer informatie over de scenario's wordt verwezen naar de betreffende publicaties. De onderstaande tabel vat de voor onze studie meest relevante kerncijfers samen.

Tabel 2. Energiebesparing en stroomproductie in toekomstscenario's voor Nederland

Scenario 2030	CE/ DNV BAU	CE/ DNV A	CE/ DNV B	CE/ DNV C	CE/ DNV D	CE/ DNV E	Urgenda
Energiebesparing	10%	25%	10%	25%	50%	50%	48%
Stroom uit zon en wind (PJ) ¹⁵	121	115	103	122	70	410	364
Aandeel zon en wind	22%	25%	18%	23%	13%	70%	100%

CE / DNV-GL onderscheiden in hun scenario's een lage (10%), midden (25%) en hoge (50%) variant voor energiebesparing in alle sectoren van de samenleving. De lage variant komt overeen met het Business-as-usual scenario. De hoge variant komt overeen met het Urgenda-scenario en is bijzonder ambitieus. Zo wordt in het Urgenda-scenario uitgegaan van 20% energiebesparing in de land- en tuinbouwsector, gemiddeld 2% besparing per jaar in de industriële sectoren, 35% energiebesparing in woningen en 60% besparing in kantoren. In de periode tussen 2015 en 2030 worden in dit scenario bijvoorbeeld 7 miljoen bestaande woningen gerenoveerd met toepassing van energiebesparende maatregelen, zonnepanelen en warmtepompen. De hiermee gemoeide investering wordt geschat op 6 á 7,5 miljard euro per jaar, gedurende een periode van 15 jaar. Ook in de scenario's van CE/DNV-GL lopen de investeringen in energiebesparing op tot tientallen miljarden euro's.

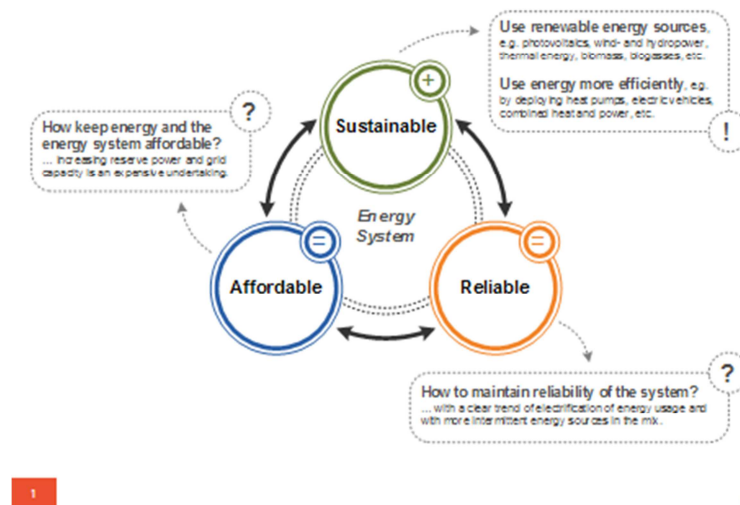
Het aandeel van zon en wind in de totale stroomproductie varieert in de scenario's van ruim 10% tot 100%. In het Urgenda scenario wordt in 2030 bijna 100% van de stroom opgewekt met wind en zon. Daartoe is op land 7.200 MW windvermogen opgesteld en op zee en aan de kust 17.700 MW. Daarnaast is 24.800 MW vermogen opgesteld aan zonne-energie. Dit betekent dat de totale stroomproductie is gebaseerd op fluctuerende bronnen. Wanneer zon en wind onvoldoende energie op zouden leveren dient in dit scenario vergisting, vergassing of verbranding van biomassa als back up, totdat er voldoende opslagmogelijkheden, aardwarmte en smart grids zijn. In de scenario's van CE Delft / DNV-GL is een aandeel stroomproductie uit zon-PV en wind van 70% (scenario E) veruit hoger dan de andere scenario's, die in 2030 allemaal op of onder de 25% uitkomen. Overigens zijn de absolute getallen voor de Nederlandse elektriciteitsproductie anno 2030 van de scenario's niet te vergelijken. Om die reden kan het Urgenda scenario een 100% aandeel stroomproductie uit zon en wind bereiken bij een lagere productie dan scenario E van CE Delft/DNV-GL.

¹⁵ Voor de scenario's van CE Delft/DNV GL zijn deze productiegetallen ontleend aan tabellen 35 en 37 (voetnoot 10). De productie in het Urgenda scenario is vermeld op pagina 82 van het Urgenda rapport (voetnoot 12).

De toekomstbeelden van Urgenda en CE Delft/DNV-GL laten zien dat onze energievoorziening de komende decennia sterk kan veranderen als de opschaling en integratie van hernieuwbare energiebronnen in het Nederlandse energiesysteem doorzet. De scenario's tonen vergaande energiebesparing, groei van de hoeveelheid hernieuwbare energie uit zon, wind en biomassa, meer elektriciteit en verschuivingen tussen centrale en decentrale energieopwekking. Deze veranderingen zijn het eerst merkbaar in het elektriciteitssysteem. Om deze veranderingen op te vangen zijn in de scenario's van CE Delft/DNV-GL een aantal maatregelen meegenomen. Het gaat onder meer om verzwaring van het elektriciteitstransport- en distributienet, installatie van reservevermogen (fossiel en hernieuwbaar) en ontwikkeling van opslagcapaciteit (centraal en decentraal). Zonder aanpassingen ontstaan nog voor 2030 problemen met het handhaven van de systeembalans voor elektriciteit en met de handhaving van de spanningskwaliteit¹⁶.

3.5 Duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar?

Beleed in Nederland en Europa is gericht op realisatie van een duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar energiesysteem. Nederland heeft de afgelopen decennia een betrouwbaar energiesysteem opgebouwd. Er is op dit moment meer dan voldoende productiecapaciteit om op elk moment te kunnen voorzien in een wisselende behoefte aan energie.



Figuur 2: Ambities van energiebeleid: duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar

Figuur 2 schetst de ambities van het Europese en Nederlandse energiebeleid. Deze drie ambities - duurzaamheid, betrouwbaar en betaalbaarheid - versterken elkaar niet vanzelfsprekend. Ze kunnen zelfs strijdig zijn, bijvoorbeeld wanneer het aandeel energie uit zon en wind zo snel groeit, terwijl de flexibiliteit niet meegroeit, dat de betrouwbaarheid van het energiesysteem onder druk komt te staan. Met andere woorden: de opschaling en integratie van duurzame energiebronnen in het energiesysteem zal nieuwe dilemma's opleveren waar energieproducenten,

¹⁶ F.J. Rooijers et al. (2014) Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030. Delft: juni 2014

netbeheerders, afnemers, overheden en de samenleving als geheel op zal moeten anticiperen. De belangrijkste dilemma's zijn:

- *Duurzaamheid versus betaalbaarheid*: het dilemma dat duurzame energie vaak meer kost dan fossiele energie, zolang externe kosten niet in de energieprijs worden verdisconteerd.
- *Duurzaamheid versus betrouwbaarheid*: het dilemma dat fluctuerende duurzame bronnen (zon, wind) vragen om aanpassingen om de betrouwbaarheid van het energiesysteem zoals we dat nu kennen te behouden.
- *Betrouwbaarheid versus betaalbaarheid*: het dilemma dat een betrouwbare levering gebaat is bij over-dimensionering van de capaciteit voor stroomproductie en –transport, maar dat dit ten koste gaat van de betaalbaarheid. Betrouwbaarheid heeft een prijs, maar wat is (maatschappelijk gezien) een goede prijs?
- *Ongelijke verdeling van zeggenschap, kosten en baten*: het dilemma dat een klein aantal grote partijen (programmaverantwoordelijken, overheid) beslist over investeringen in duurzame energieopwekking en een betrouwbaar energiesysteem, terwijl de lasten daarvan worden gesocialiseerd.
- *Handelen in onzekerheid*: hoewel niet bekend is hoe snel fluctuerende bronnen zich de komende decennia zullen ontwikkelen en er veel onzekerheid bestaat over de gevolgen daarvan voor de betrouwbaarheid van het Nederlandse energiesysteem, zullen vooral netbeheerders moeten anticiperen op mogelijke ontwikkelingen ten behoeve van investeringsbeslissingen over eventuele verzwaring van het elektriciteitsnet.

Bij een toename van het aandeel variabele, hernieuwbare energie (wind en zon-PV) zullen alle partijen - netbeheerders, producenten, overheden en gebruikers - maatregelen moeten treffen om een betrouwbaar en stabiel elektriciteitssysteem te blijven borgen. En de tijd dringt: in 2020 wordt circa 20-25% en in 2030 circa 50% van de in Nederland geproduceerde stroom naar verwachting opgewekt met fluctuerende bronnen. Daarmee zou Nederland een aanzienlijk steiler groeipad volgen dan alle landen om ons heen. Echter, het is onzeker in welk tempo hernieuwbare energie zich in Nederland daadwerkelijk ontwikkelt. Dat hangt af van vele factoren en beslissingen. De in dit hoofdstuk besproken scenario's komen tot schattingen waarin het aandeel stroomproductie uit variabele, hernieuwbare bronnen varieert tussen de 13% en 100%. De toekomst staat niet vast. Vast staat wel dat ook Nederland er verstandig aan doet om het energiesysteem tijdig voor te bereiden op grote fluctuaties in het aanbod van elektriciteit uit zon en wind. Zo produceerden Deense windparken in januari 2014 bij pieken voldoende elektriciteit om 63,3% van de Deense elektriciteitsconsumptie¹⁷ kunnen dekken. Bij uitblijven van maatregelen die het Nederlandse energiesysteem op dergelijke fluctuaties voorbereiden, neemt niet alleen de betrouwbaarheid van onze stroomvoorziening af, maar verliezen ook investeringen in conventioneel en hernieuwbaar vermogen hun rentabiliteit.

In de komende decennia ontwikkelt zich een energiesysteem waarvan flexibiliteit het uitgangspunt is. Een systeem waarin elektriciteit, gas en warmte integreren en dat altijd en overal in staat is om een dynamische vraag en een dynamisch aanbod op elkaar af te stemmen. Bij de ontwikkeling van dat toekomstige energiesysteem is naast duurzaamheid en betrouwbaarheid ook betaalbaarheid een randvoorwaarde. Wanneer energieprijzen in Nederland de komende 15 jaar substantieel hoger zouden

¹⁷ In Denemarken was in januari 2014 een totaal windvermogen van 4900 MW en een 580 MW zon-PV opgesteld.

worden - in vergelijking met de omliggende EU-lidstaten en in vergelijking met afzetmarkten in andere werelddelen - prijzen industriële sectoren die doorslaggevend zijn voor onze huidige exportpositie zich de markt uit. Op dit moment ontbreekt een gedegen overzicht van oplossingen die bijdragen aan vergroting van de flexibiliteit van ons energiesysteem waarbij ook de consequenties voor betaalbaarheid van energie in beschouwing worden genomen.

4 Bronnen van flexibiliteit

Met het begrip flexibiliteit doelt dit rapport op alle mogelijkheden van marktpartijen om met hun productie, opslag of afname te reageren op mogelijke overvloed of schaarste van elektriciteit. Dit hoofdstuk beschrijft de verschillende bronnen van flexibiliteit en hun toepassingen in de energiemarkten. Daarbij wordt duidelijk dat niet iedere bron van flexibiliteit geschikt is voor iedere soort behoefte aan flexibiliteit. Zo is er behoefte aan flexibele capaciteit in secondes en minuten als we kijken naar energiekwaliteit (zie ook bijlage II). Er is ook behoefte aan flexibiliteit in uren en dagen door bijvoorbeeld weersinvloeden, helemaal in een toekomst waarbij wind en zon belangrijke bronnen zijn. Weken en maanden vragen om een meer langdurige flexibele capaciteit bijvoorbeeld in het geval van uitval van centrales en seizoensinvloeden. Inzicht in de verwachte groei en omvang van de vraag naar al deze vormen van flexibiliteit bij een stijgend aandeel zon en wind is nog altijd vrij beperkt¹⁸.

4.1 Flexibiliteit in het aanbod

Elke vorm van elektriciteitsproductie heeft eigen karakteristieken. Deze hangen samen met de energiebron (zon, wind, biomassa, olie, gas, kolen), de conversiestappen die nodig zijn om deze bron in elektriciteit om te zetten en met de schaal of het potentieel vermogen van de installatie. De onderstaande tabel geeft een indicatief overzicht van twee belangrijke karakteristieken: de snelheid waarmee de productie kan worden verhoogd of verlaagd en het potentieel elektrisch vermogen.

Tabel 3. Indicatie van flexibel productievermogen

Power generation	Ramp up/down time	Rated power
Nuclear plant	> 8 hr	100 – 1000 MW
Waste-Incineration plant	2 – 8 hr	10 – 100 MW
Coal-fired plant	> 30 min	100 – 1000 MW
Gas-fired turbine (combined cycle)	< 30 min	100 – 1000 MW
Gas-fired turbine (single cycle)	< 15 min	100 – 1000 MW
Combined heat and power plant	< 15 min	1 – 10 MW
Fuel cell	Instantaneous	< 1 MW
Hydro power plant	Instantaneous	1 – 10 MW
Wind turbine	n.a.	1 – 10 MW
Solar panel	n.a.	< 1 MW

¹⁸ ECN, ECOFYS (2015) – Systeemintegratie en flexibiliteit: de veranderde relatie tussen fossiele en hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening.

Door de elektriciteitsproductie snel te verhogen of verlagen kunnen producenten hun aanbod aanpassen bij pieken in vraag of aanbod op het elektriciteitsnet. Het minst flexibel in dit opzicht zijn kerncentrales, afvalverbrandingsinstallaties en oudere kolencentrales. Zij hebben meerdere uren of dagen nodig om de productie substantieel naar boven of beneden bij te stellen. Dit maakt dergelijke installaties vooral geschikt om seizoenfluctuaties op te vangen.

Een gasgestookte elektriciteitscentrale en een gasgestookte warmtekracht centrale is binnen 15 tot 30 minuten op- en af te regelen en daarmee ook geschikt om in te spelen op fluctuaties op termijnen van uren of korter zelfs. De warmtekrachtcentrale onderscheidt zich door zijn kleinere elektrisch vermogen van alle eerder genoemde installaties, wat hem vooral geschikt voor lokale toepassing: m.n. bij energie-intensieve tuinbouw of industrie.

Een waterkrachtcentrale, warmtepomp of brandstofcel is instantaan op- en af te regelen en daarmee bij uitstek geschikt bij snelle fluctuaties. Warmtepompen en brandstofcellen zijn door hun kleine elektrisch vermogen geschikt voor kleinschalige toepassing in woningen of transportmiddelen. Een waterkrachtcentrale wordt ingezet voor de productie of opslag van elektriciteit op middelgrote schaal.

Kenmerkend voor een windturbine en een zonnepaneel is dat het productievermogen direct samenhangt met weersomstandigheden. Dat betekent dat hun productie fluctueert, maar ook dat deze productie niet goed regelbaar is. Natuurlijk kunnen ze wel worden afgeschakeld, zodat een wind- of zonnepark minder of niets aan het net levert, maar dan levert het park ook geen economische waarde: ze worden 'uit' gezet. Als uitzetten van deze centrales goedkoper is dan andere bronnen van flexibiliteit, is dit economisch rationeel.

Overigens is dit 'uit' zetten op dit moment actueel bij gasgestookte centrales en warmtekracht centrales. De elektriciteitsprijs ligt regelmatig op een dusdanig laag niveau dat deze centrales onvoldoende rendabel zijn. Hun variabele kosten zijn hoger dan de marktprijs van elektriciteit. Omdat de kolenprijzen laag zijn, lager dan de prijzen van gas, schakelen gascentrales eerder af. Dat gebeurt bijvoorbeeld op momenten dat in Duitsland de productie uit zon en wind groter is dan de vraag. Naarmate het aandeel wind en zon in de elektriciteitsproductie groter wordt, terwijl de vraag niet flexibeler wordt, kan deze situatie van lage prijzen zich vaker voordoen. Als grote centrales om die reden uit bedrijf zouden worden genomen, daalt de totale productiecapaciteit in Nederland. De vraag wordt gesteld of dan nog voldaan kan worden aan de vraag in de winter, op momenten dat er geen zon is en geen wind is.

Om mogelijke capaciteitstekorten te voorkomen zijn in verschillende landen inmiddels speciale vergoedingen voor capaciteit (*Capacity Remuneration Mechanisms*) ingesteld¹⁹. Het basisidee van een dergelijk mechanisme is dat de prijs wordt gemaximeerd op momenten van schaarste. Tegelijkertijd ontvangt een aantal centrales een vergoeding uit de collectieve middelen om op dergelijke momenten te produceren. Tot dusver is de Europese Commissie van mening dat capaciteitsmechanismen zo veel mogelijk moeten worden voorkomen. De nationale invoering van capaciteitsmechanismen mag er volgens de Commissie niet toe leiden

¹⁹ COWI, 2013, *Capacity Mechanisms in individual markets within the IEM*, DG ENER - DIRECTORATE B, Brussel.

dat inefficiënte centrales kunstmatig in bedrijf worden gehouden of dat onnodig nieuwe productiecapaciteit wordt gebouwd.

4.2 Flexibiliteit in de vraag

Flexibiliteit in de vraag houdt in dat gebruikers van elektriciteit de behoefte aan energie binnen bepaalde grenzen kunnen aanpassen in de hoeveelheid of het tijdstip van verbruik (vraagsturing). Als er te weinig aanbod is in het systeem, kunnen zij het verbruik naar beneden aanpassen en vice-versa. Grootverbruikers doen dit soms al, door afschakelbare contracten aan te bieden of door in te bieden op de onbalansmarkt. De flexibiliteit in de vraag naar energie in Nederland zal in de toekomst zeer waarschijnlijk ook door kleinverbruikers kunnen worden geleverd, dus door midden- en kleinbedrijf en consumenten.

Bij vraagsturing gaat het over het verschuiven van de energievraag naar een ander tijdstip en niet per definitie over het verlagen van het energieverbruik. Er bestaan inmiddels verscheidene technische mogelijkheden om de elektriciteitsvraag te beïnvloeden, zoals bij koelinstallaties, airconditioning, warmtepompen of het opladen van elektrische auto's. Met de ontwikkeling van slimme besturing van apparatuur zal het voor gebruikers steeds gemakkelijker zijn om (eventueel volautomatisch) het energieverbruik in de tijd te verplaatsen.

Vraagsturing kan een belangrijke rol spelen in de stabilisering van het energiesysteem als er een groot aandeel variabele productie in aanwezig is. Een tweede rol van vraagsturing kan zijn het afvlakken van de pieken in de vraag, iets wat niet direct met verduurzaming te maken heeft. Het eerste heeft te maken met de energiebalans: het gebruik van energie moet worden afgestemd op de beschikbare productie. Het afvlakken van de piek betekent dat het fysieke net efficiënter kan worden gebruikt en dat de bijbehorende kosten worden geminimaliseerd.

Hoe dan ook, bij elke vorm van vraagsturing is het nodig dat er actief wordt ingegrepen in het verbruik van energie. Dit kan door complexe, geautomatiseerde regelaars of door handelingen van afnemers zelf.

4.2.1 Technische oplossingen

Vraagsturing zoals gezegd draagt bij aan de verhoging van de flexibiliteit van het systeem. Met vraagsturing kan worden ingegrepen op het moment dat 1) de toestand van het fysieke transport systeem dat vereist (bijvoorbeeld congestie management) of 2) efficiency van energieproductie en netwerk infrastructuur verhoogd kan worden (peak shaving, vlakke verbruikscurve) en 3) er behoefte is aan een aanpassing van de vraag aan het beschikbare aanbod van energie (regelen vraag en aanbod).

Beslissingen over de aanpassing kunnen lokaal of centraal gebeuren en bij voorkeur door de gebruiker zelf, al dan niet automatisch uitgevoerd door een slimme regeling. In situaties waarin de veiligheid van het netwerk in gevaar komt wordt wel gedacht aan het aanpassen van de vraag door de verantwoordelijke partij voor het netwerk, de netbeheerder. Een belangrijk aspect hierbij is autonomie: de gebruiker zal altijd controle willen houden en directe invloed van buiten zal hij niet zonder meer toestaan.

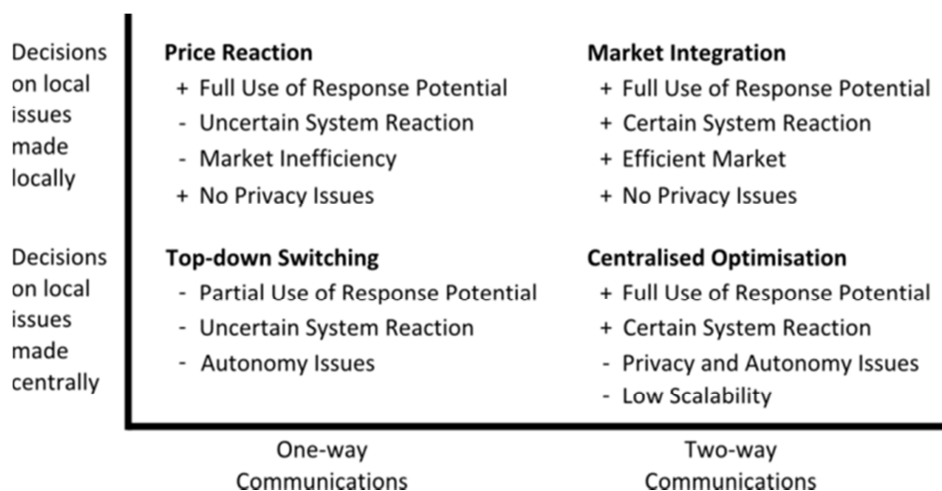
In normale omstandigheden (als in geen kritische toestand van het systeem) kan eigenlijk op basis van veel verschillende soorten informatie de beslissing over

aanpassing van de vraag worden genomen. Belangrijke aspecten die hierbij een rol spelen:

1. Eén- of tweeweg communicatie tussen verbruiker en 'systeem'. Sommige vraagsturing mechanismen sturen een signaal naar de verbruiker om de vraag aan te passen, zonder een tegenbericht te verwachten. Andere mechanismen gaan een interactie aan met de gebruiker om te bepalen wat de mogelijkheden zijn, tegen welke prijs, enz.
2. Zekerheid van de response. De reactie van de gebruiker op een signaal is niet altijd zeker. Soms is het contractueel geregeld, in andere gevallen helemaal niet en is het maar afwachten wat de invloed is van de vraag naar een aanpassing. Als er behoefte is aan meer zekerheid, heeft het invloed op het soort van informatie en is tweewegcommunicatie het meest voor de hand liggend.
3. Direct of Indirect. Directe signalen geven aan hoe de apparatuur ingesteld moeten worden d.m.v. instelwaarden. Indirecte signalen zijn bijvoorbeeld prijs van energie. Wat het achterliggende systeem daar dan mee doet is daarvan een afgeleide.

Op het moment dat er tweeweg communicatie plaatsvindt, is het belangrijk te bepalen welke informatie wordt uitgewisseld vanuit het lokale domein van de gebruiker. Informatie kan worden geabstraheerd zonder gevoelige informatie door te geven (door bijvoorbeeld alleen mogelijkheden van flexibiliteit te communiceren en geen informatie over het systeem of verbruik)

Een visuele weergave van deze aspecten is te zien in Figuur 3, waarbij de verschillende oplossingen in aangegeven kunnen worden, waarbij het onderscheid ligt bij wie de beslissingen neemt en hoe de communicatie verloopt. Zo is bijvoorbeeld de PowerMatcher (zie kader) een mechanisme dat in het kwadrant rechtsboven te plaatsen is.



Figuur 3. Vraagsturingskwadrant met positieve en negatieve kanten

Om een indruk te geven welke vraagsturing technologieën er vaak genoemd zijn geeft Tabel 4 een beknopt en onvolledig overzicht. Zo langzamerhand zijn er tientallen verschillende oplossingen bekend, allen met specifieke plus- en minpunten. De

optimale technologie bestaat dan ook niet. In de praktijk zullen dan ook een aantal van dit soort mechanismen naast elkaar bestaan, die op verschillende manieren toe te passen zijn. De uitdaging ligt erin deze verschillende oplossingen te integreren in het energiesysteem.

Tabel 4. Voorbeelden van vraagsturing

Mechanisme	Bron	Beschrijving
PowerMatcher™	Flexiblepower Alliance (FAN) (opgezet door TNO)	Marktmechanisme voor vraag en aanbod. Zie inzet kader. Open source technologie.
TRIANA	TU Twente	Afstemming vraag en aanbod door voorspellingen en planning gecombineerd met real time control.
DEMS	Siemens	Gecentraliseerd energie management voor gedistribueerde energiesystemen. Meer gericht op marktpartijen (producenten, leveranciers, industriële partijen, regionale initiatieven). Commercieel product.
OpenADR	OpenADR Alliance (ontwikkeld door Berkeley Labs California)	Automated Demand Response voor commercial industries, wordt onderhouden in de OpenADR alliantie; prominente standaard in de Verenigde Staten voor vraagsturing. In eerste instantie gericht op sturing van industriële aansluitingen/bedrijven door netbeheerders.

PowerMatcher als voorbeeld

De PowerMatcher is een mooi voorbeeld van een mechanisme dat de flexibiliteit in het systeem kan benutten. In de basis regelt het een (vermogens) markt waarbij partijen aangeven hoeveel ze willen verbruiken of produceren, en welke flexibiliteit ze daarin hebben en daarbij een maat voor de waardering hiervan aangeven (biedcurves). Het mechanisme zorgt er voor dat per tijdstap de vermogensbalans klopt, en dat iedereen het over de waarde hiervan eens is (prijs).

De toepassingen van deze technologie zijn legio, variërend van een Virtual Power Plant tot het regelen van een lokale markt. Het mechanisme heeft zich bewezen in verschillende proeftuinen in en buiten Nederland en zal in 2014 in een aantal commerciële omgevingen worden ingezet. De uitdagingen liggen echter in het vergroten van het voorspellend vermogen. Ook de PowerMatcher kijkt in het hier en nu. Er is meer mogelijk als ook de nabije ontwikkelingen van vraag en aanbod (vooral gezien de productie door zon en wind) meegenomen kunnen worden in het biedmechanisme.

De grootste uitdaging ligt in het uitrollen van dit soort mechanismen. PowerMatcher is er één, en wellicht de bekendste, maar er zijn er meer. In de VS lijkt OpenADR als demand response mechanisme steeds meer invloed te krijgen. Bedrijven als

Siemens hebben hun eigen vraagsturingsoplossing (DEMS). De wereld zal zeker niet een mechanisme gaan gebruiken. In dat kader heeft TNO samen met Alliander de Flexiblepower Alliance opgericht (www.flexiblepower.org) waarin juist de koppeling van dit soort mechanismen met de echte wereld op een standaard wijze kan plaatsvinden.

Ook is het de vraag waar het meeste flexibiliteit te halen is. Voor nu wordt groot ingezet op kleinverbruikers (consumenten), maar de trend is nu toch meer te kijken naar de grotere verbruikers in het bedrijfsleven. Denk hierbij aan gebouwen, bedrijven, koelhuizen, winkelcentra, etc. De flexibiliteit is groter, de aantallen kleiner en de business case vaak beter.

4.2.2 *Vraagsturing bij groepen afnemers*

De mogelijkheden en voordelen van vraagsturing zijn voor de verschillende afnemers niet hetzelfde, en daarmee ook niet het belang ervan. Hieronder zijn de verschillende aspecten per type afnemer benoemd.

Zakelijke kleinverbruikers

Een interessante groep voor vraagsturing bestaat uit de tot de kleinverbruikers behorende middelgrote en kleine bedrijven die een behoorlijke energieconsumptie hebben. De potentiële flexibiliteit kan per aansluiting (bedrijf) groot zijn en de onderliggende business case is makkelijker te maken als die flexibiliteit ook op waarde geschat kan worden. De acceptatie en investeringsbereidheid bij deze groep zal groter zijn dan bij consumenten, en vormt samen met de potentiële impact de meest voor de hand liggende doelgroep voor vraagsturing.

Consument

Als we naar de huishoudelijke consument kijken gaat het om relatief weinig potentieel verschuifbare energie per aansluiting. Op het moment dat deze verschuiving een waarde krijgt (die het nu nog niet heeft) kan worden bepaald welke kosten er gemaakt kunnen worden voor de technologie die nodig is om vraagsturing mogelijk te maken. Dat het hier waarschijnlijk gaat om relatief kleine bedragen mag duidelijk zijn, dit hangt af van de volatiliteit van de prijzen. Het grote voordeel van consumenten is dat ze met veel zijn. Als vraagsturing bij iedereen aanwezig is kan de invloed op het systeem groot genoeg zijn. Als het voor consumenten loont om elektriciteit af te nemen als deze volop beschikbaar is, of minder af te nemen bij schaarste, zullen zij een bijdrage leveren aan de flexibiliteit van het energiesysteem. Ook kleine bijdragen verbeteren de efficiëntie. Een voorbeeld daarvan is te zien in Frankrijk, waar consumenten al tientallen jaren helpen om het energieverbruik te verlagen als de markt krap is. Dit is het geval in de winter als het koud is en de kerncentrales op volle toeren draaien om te voorzien in de vraag. Men kan kiezen voor contracten met lage prijzen voor energie door het jaar heen, met een uitzondering van enkele dagen, waarop de tarieven torenhoog zijn. Op die dagen schakelen zij het gebruik sterk terug. Veel consumenten kiezen een dergelijk contract en helpen zo bij het handhaven van de balans. In Nederland is de situatie anders en moet nog blijken in hoeverre consumenten bereid zijn om te investeren in technologie die hiervoor nodig is, ook al is de onderliggende business case positief op termijn. Daarin spelen ook de kosten van de technologie een rol. In Frankrijk kan het bijvoorbeeld gaan met sms-jes of via internet.

Grootverbruikers

Als we naar de (grootste) grootverbruikers kijken is daar vaak al sprake van contracten over verbruik en eventuele aanpassingen daarin. Deze groep is wat dat betreft al onderdeel van een vraagsturingmechanisme, zij het vaak voor een specifieke marktvrage.

Veel andere grootverbruikers benutten hun mogelijkheden om de vraag te verschuiven (nog) niet. Zij sluiten contracten af tegen vaste prijzen met hun leverancier. Het is niet helemaal duidelijk waarom zij geen actieve rol nemen op de markt. Veel factoren kunnen meespelen: er kan nog maar weinig verdiend worden met flexibiliteit, ze zijn onbekend met het systeem, er zijn nog geen goede contracten waarbij de risico's overzienbaar zijn, enz.

CASE: Het flexibiliteitspotentieel van Commercieel Vastgoed.

Het potentieel van flexibiliteit in utiliteitsgebouwen (bijvoorbeeld kantoren) is interessant om te gebruiken in het energie systeem. In het gebouw is de energievoorziening meestal door een building management systeem (BMS) geregeld, en deze kan worden uitgebreid met de mogelijkheid flexibiliteit in kaart te brengen en aan te bieden aan een flexibiliteitsmarkt. De koppeling van dit soort gebouwen met de markt vereist nog wel enkele technologische en markt innovaties die nu nog slechts in de startblokken staan.

4.2.3 *Stand van zaken*

Op dit moment zijn er weinig prikkels voor kleinverbruikers om hun vraag aan te passen. Het verschuiven in de tijd van energie levert geen financieel voordeel op zolang die energie toch op een ander moment wordt verbruikt, tegen dezelfde prijs. De randvoorwaarden om dit aantrekkelijk te maken is dat de markt dynamische tarieven mogelijk maakt en de technologische mogelijkheden de bijbehorende registratie en verrekening kan verzorgen. De slimme meter heeft hierin een potentieel belangrijke rol om de registratie per kwartier van verbruik op grote schaal mogelijk te maken²⁰.

Vraagsturing bij kleinverbruikers is nu terug te vinden in proeftuinen en pilots binnen en buiten Nederland die vaak nog een sterk technologisch ingestoken karakter hebben. Gebrek aan mogelijkheden tot opschaling, het ontbreken van de business case zijn debet aan de uitrol van vraagsturingstechnologie, producten en diensten. Internationaal gezien zijn er commerciële voorbeelden uit Amerika (OpenADR gebaseerde oplossingen met demand-response programs voor 'commercial industries', de zakelijke markt) en Frankrijk (zie voorbeeld eerder genoemd). Deze voorbeelden zijn gebaseerd op vraagsturing op het moment van schaarste van capaciteit in het netwerk (Californië), of schaarste in de productie (Frankrijk).

Volgens de Europese Commissie loopt Europa achter op het gebied van aanpassing van de vraag²¹. Zij geeft aan dat 10% van de piekcapaciteit te vermijden is door de vraag te beperken. Dit is volgens haar te vergelijken met de capaciteit van één derde

²⁰ Om bij het ontbreken van mogelijkheden om te meten per kwartier toch iets te kunnen zeggen over gemiddeld verbruik, is in Nederland de profielmethodiek in gebruik. Zie Hoofdstuk 2 voor meer details over de werking hiervan.

²¹ Commission Staff working document (2013) Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity Markets. Brussels 5.11.2013 SWD(2013) 442 final.

van alle Europese gascentrales. De Commissie meent dat aanpassing van de vraag essentieel is voor een energievoorziening in de toekomst met zo min mogelijk transportcapaciteit en productiecapaciteit. De Commissie meent dan ook dat aanpassing van de vraag gestimuleerd moet worden.

4.2.4 *Kansen en Belemmeringen*

Vraagsturing is een belangrijke optie voor de flexibiliteit van het systeem. Nieuwe kansen bij vraagsturing lijken vooral te liggen bij de zakelijke aansluitingen, de kantoorgebouwen (utiliteiten) of bedrijfsgebouwen met grootschalige koeling. Dit zijn niet per se de grootverbruikers, maar de groep tussen de huishoudelijke consument en de grootste grootverbruikers in ('commercial industry'). Technologisch gezien zijn er oplossingen beschikbaar, zij het nog niet op grote schaal toepasbaar door gebrek aan eenduidige standaarden en interoperabiliteit van de toepassing ervan.

Of vraagsturing geschikt is als middel om ingezet te kunnen worden voor de energiemarkten hangt van een aantal factoren af. In de basis is vraagsturing vergelijkbaar met het sturen van productie, wat mogelijkheden biedt het systeem te optimaliseren. Het biedt een extra vrijheidsgraad die er voorheen niet was, waarmee in theorie dezelfde doelen kunnen worden bereikt. Afhankelijk van het gebruikte vraagsturingssysteem biedt het niet altijd de garanties die je nodig hebt voor systeemstabilisering. Gegarandeerde bijstelling van de vraag binnen bepaalde tijd is zeker bij de indirecte manier van aansturing niet vanzelfsprekend. En dat maakt het niet voor elke (flexibiliteit) markt geschikt, zeker niet voor die markten waar gegarandeerde levering onder bepaalde voorwaarden vereist is. Qua vooruitkijken en plannen is vraagsturing vaak beperkt tot orde grootte van één of meerdere dagen, wat het niet geschikt maakt voor de planning op langere termijn.

Een belangrijke belemmering is het op dit moment ontbreken van mogelijkheden voor dynamische tarifiering en afrekening plus de onzekerheid over de potentiële besparingen in kosten bij de consumenten. Zeker als alleen gekeken wordt naar de huidige prijsvorming en prijsopbouw van energie, zullen de besparingen marginaal zijn, waardoor de extra investeringen in vraagsturingstechnologie ook nog eens heel erg laag moeten zijn per aansluiting. Echter, de prijzen en voornamelijk prijsfluctuaties van nu zijn niet de prijzen van de toekomst. Die weten we namelijk niet, waardoor dit beeld kan veranderen. Het is daarom van belang om te zorgen dat er in het systeem ook ruimte is voor deze ontwikkeling.

4.3 **Flexibiliteit door opslag van energie**

Opslag van elektriciteit is een ideale bron van flexibiliteit, en helpt de hernieuwbare energie inpasbaar te maken en te integreren in het energiesysteem. Productie en gebruik van elektriciteit kunnen door opslag worden ontkoppeld in de tijd. Het moment van opwekken hoeft niet meer het moment van verbruik te zijn. Opslag verzwakt de harde eis dat er altijd afstemming moet zijn tussen de vraag en de productie van elektriciteit. Alleen aan een andere belangrijke eis, dat er ook genoeg transportcapaciteit moet zijn, helpt opslag niet vanzelfsprekend mee.

Er ontstaat nu voornamelijk productie van hernieuwbare energie op de middenspanning- en laagspanning netten maar met de komst van grootschalige windmolenparken ook op het hoogspanningsnetwerk. Opslag kan op al deze niveaus toegepast worden. Hierdoor wordt tevens het netwerk minder belast omdat grote

fluctuaties vermeden worden. Daarnaast kan opslag de leveringszekerheid en kwaliteit (o.a. frequentie- en spanningswisselingen) verder waarborgen, wat naast voor het netwerk ook voor een specifieke groep eindgebruikers belangrijk is zoals datacenters en ziekenhuizen.

Opslag heeft daarom ook een aantal mogelijke functies en toepassingen in het systeem, welke in deze paragraaf staan vermeld voor kleinverbruikers, netbeheerders en grootschalige opslag.

4.3.1 *Functie van opslag bij kleinverbruikers*

Opslag geeft de mogelijkheid aan kleinverbruikers om het moment van inkoop en van verbruik los te koppelen. Hierdoor kunnen ze elektriciteit laden in daluren, als de prijs laag is, en ontladen op de momenten dat deze hoog is. Het geeft tevens de mogelijkheid om zelfopgewekte stroom op een later moment ook weer te ontladen en te gebruiken. Op grotere schaal heeft dit tevens als voordeel dat de 'energievraagpieken' zoals we die nu kennen worden gereduceerd wat weer efficiency voordelen heeft voor zowel productie (constantere productie) als voor het netwerk (minder netwerkverliezen en benodigde verzwaringen). De mogelijkheid om deze pieken te reduceren kan tevens voordelen bieden voor de eindgebruiker zelf. De kosten van het netwerk worden aan kleinverbruikers doorberekend op basis van het beschikbaar gestelde vermogen (aansluitingskosten, 'demand charges').

De kleinverbruiker is in aantal de grootste belanghebbende binnen het energiesysteem²². Het begrip kleinverbruiker is echter algemeen en er is een meer gedetailleerde onderverdeling op zijn plaats. Te onderscheiden zijn:

- de zakelijke consument, dit is een grote groep eindgebruikers die een hoger verbruik heeft dan de particuliere consument maar geen grootverbruiker is;
- de particuliere consument die alleen elektriciteit consumeert;
- de particuliere consument die niet alleen consumeert, maar ook produceert, de zogenaamde prosumer;
- de consument als deelnemer aan een lokaal energie initiatief bestaande uit een verzameling van prosumers;
- de autarkische consument die door ontwikkelingen in opslag steeds meer tot de mogelijkheden kan gaan behoren.

Op dit moment worden deze kleinverbruikers, zoals hierboven uiteengezet (nog) niet blootgesteld aan volatiele prijzen, zoals deze gelden op de APX of de onbalansmarkten. De enige keuze die zij hebben is tussen een constant tarief of een dag/nacht tarief. Eigen productie wordt gesaldeerd. Hierdoor zijn er nauwelijks rendabele business cases te maken met opslag. Hieronder wordt ingegaan op verschillende gevallen. Wat analyses over de verschillende gebruikersgroepen bemoeilijkt is dat de data slecht toegankelijk zijn. Kwantitatieve gegevens over aantallen gebruikers in de verschillende groepen en de omvang van hun verbruik zijn niet (zomaar) voorhanden. Zo zijn er geen/nauwelijks gegevens over de vraag wie er precies behoren tot de groep zakelijke kleinverbruikers, welke aansluitingen zij hebben en hoe groot hun (gemiddelde) verbruik is. Om die reden kan het alleen kwalitatief behandeld worden.

²² De profielklanten (98% van het totaal aantal klanten) zijn verantwoordelijk voor ca. 50% van het elektriciteitsvolume. Maar niet elke profielklant is een kleinverbruiker. Het totaal volume voor kleinverbruikers is dan ook minder dan 50%, en wordt voorzichtig geschat op ongeveer 30%.

Voor de particuliere consument die alleen elektriciteit consumeert is de waarde als eigenaar van een energieopslagsysteem op dit moment zeer beperkt. Opslag geeft hen de mogelijkheid om met het verschil in dag- en nachttarieven en door het nemen van een kleinere elektriciteitsaansluiting, waarde te genereren. Door elektriciteit in te kopen en op te slaan tegen het gereduceerde nachttarief en te gebruiken op het moment dat zij anders het dagtarief zouden betalen kan deze waarde genereerd worden. Het verschil tussen dag- en nachttarief is echter zeer gering. De huidige kosten voor investeringen in opslag zijn negen keer hoger dan de baten door in te spelen op het verschil in dag- en nachttarief²³. Als kleinverbruikers toegang zouden hebben tot de day-ahead markt, of op andere wijze volatiele prijzen zouden kunnen ontvangen, zouden ze mogelijk wel een business case hebben.

Voor zakelijke kleinverbruikers, is de waarde als eigenaar van een energieopslagsysteem, bij deze zelfde toepassingen eveneens gering. Het schaalvoordeel door het hogere verbruik bij deze afnemers zorgt niet voor een grote toename van de baten (dag- en nachttarief & eventueel aansluitings- of transportkosten). Het grotere verbruik zorgt wel voor een afname van de kosten omdat een andere, goedkopere opslagtechnologie kan worden ingezet. Voor de zakelijke consument zijn de kosten voor investeringen in opslag ongeveer zeven keer hoger dan de baten door in te spelen op het verschil in dag- en nachttarief en eventueel een kleinere aansluiting¹⁸. Voor hen kan echter de toepassing van opslag om te zorgen voor een nog hogere betrouwbaarheid van waarde zijn. De huidige leveringszekerheid in Nederland is hoog. Het aantal minuten dat consumenten gemiddeld geen elektriciteit krijgen door storingen is rond de 24 minuten per jaar (Alliander 2013). Voor de meeste particuliere consumenten is dit geen groot probleem. Voor zakelijke klein- en grootverbruikers in de ICT zoals datacenters, de bouw en infrastructuur zoals tunnelverlichting, medische- en industriële sector zijn deze storingen niet acceptabel en kan verhoging van de leveringszekerheid door opslag van grote waarde zijn.

Een andere categorie van eindgebruikers is de prosumer. Prosumers hebben naast de toepassingen die al genoemd zijn bij de particuliere consument ook de mogelijkheid om door opslag het moment van eigen elektriciteitsproductie en verbruik los te koppelen. Op dit moment zorgt de salderingsregeling er nog voor dat opslag financieel niet interessant is. In bijvoorbeeld Duitsland zien we niet alleen dat deze terugleververgoedingen sterk worden afgebouwd waardoor zelfconsumptie steeds interessanter wordt, maar dat ook regelgeving wordt ingesteld om zelfconsumptie te verhogen en terug levering te verminderen. Uitgaande van geen salderingsregeling maakt dat het verschil tussen kosten en baten (kale teruglevering tarief en belastingbesparingen) voor prosumers met PV-panelen rond een factor drie komt te liggen¹⁸. Vooralsnog heeft het ministerie van Economische Zaken de salderingsregeling tot 2020 gegarandeerd.

Een van de vormen van lokale energie initiatieven zijn groepen van kleinschalige prosumers. Bij aggregatie van hun productie en afname kunnen zij een omvang bereiken die in combinatie met opslag en een juiste organisatievorm interessant kan zijn voor handels- en netwerktoepassingen. Hierbij kunnen ze een brugfunctie vertolken tussen de toepassingen van opslag die vooral systeem voordelen geven en toepassingen die vooral waarde generen voor de eigenaar van de opslag. Er is nog

²³ J. Donker et al. (2014) Value of Storage. TNO Rapport 2014

veel onduidelijkheid rondom deze groep en veel ontwikkelingen zijn gaande waardoor de huidige werkelijke waarde lastig te definiëren is.

Opslag geeft de mogelijkheid om elektrisch (meer) zelfvoorzienend en zelfstandig te worden, alleen of in groepen. De combinatie van lokale energie initiatieven en autarkie is terug te zien in de behoefte en ideeën waarbij een groep eindgebruikers gezamenlijk zelfvoorzienend is. Een ontwikkeling die vooral op veel eilanden tot de verbeelding spreekt en een opmars doormaakt. Opslag kan hierbij in verschillende toepassingen ondersteunend zijn en bij volledige ontkoppeling van het netwerk wordt dan ook seizoensopslag interessant. Deze meer individuele gevallen zullen ieder hun eigen business case hebben die ook nog eens zeer sterk beïnvloed kan worden door niet economische factoren.

Het grootschalige gebruik en beschikbaar stellen van de opslag bij eindgebruikers kan ook voordelen bieden op andere schaalniveaus 's zoals voor de distributie (minder pieken en daardoor minder netwerkverliezen en benodigde netwerkverzwaringen) en productie (piekvraag en aanbod afvlakken) van elektriciteit. Deze waarde zijn naast lastig kwantificeerbaar ook lastig over te brengen naar de consument, als die de eigenaar van het opslagsysteem is.

4.3.2 *Functie van opslag bij Netbeheerders*

Zoals eerder gezegd kan opslag ook interessant zijn voor het netwerk. Voor transport en netbeheerders is opslag interessant om in te zetten op het vlak van frequentieregulatie en in het ondersteunen van het voltage in het netwerk, waarbij het de mogelijkheid geeft om reactief vermogen te produceren of te absorberen om een bepaald spanningsniveau te houden. Hierin zou opslag de conventionele centrales die nu reactief vermogen "leveren" vervangen.

Opslag kan ondersteuning bieden in de distributie van elektriciteit over het netwerk door het te beschermen en de stabiliteit te versterken tegen resonantie en storingen. Distributie systemen (kabels en transformatoren) kunnen overbelast raken gedurende perioden van piekvraag. Door opslag op specifieke locaties te installeren kan deze overbelasting worden voorkomen en de efficiency van het netwerk behouden blijven.

Door opslag zo toe te passen dat het overbelasting van fysieke componenten in het netwerk voorkomt en/of zorgt voor een lager piekgemiddelde ratio heeft dit tot gevolg dat investeringen om het netwerk te verzwaren opgeschort kunnen worden. Vermogen gaat verloren door elektrische weerstand in de netwerken en dit verlies neemt kwadratisch toe met de hoeveelheid gedistribueerde elektriciteit. Door het piekvermogen te verminderen, kan een deel van deze verliezen worden vermeden. In de literatuur worden deze toepassingen van opslag voor het transmissie- en distributienetwerk veelvuldig beschreven waarbij de waarde die hieraan wordt toegeschreven sterk varieert. De meeste relevante toepassingen voor opslag in het distributienetwerk lijken op het vlak te liggen van het verminderen van pieken en het opschorten van investeringen om het netwerk te verzwaren en het reduceren van netwerkverliezen. Netbeheerders verwachten dat de kosten van het netwerk gaan toenemen in de toekomst. Dit zijn kosten voor investeringen in de verzwaring en uitbreiding van het netwerk door een toename van (decentrale) duurzame elektriciteitsproductie en elektriciteitsvraag door elektrificatie.

De Buurtbatterij als voorbeeld

De regionale netbeheerder Enexis heeft samen met collega- netbeheer Alliander en TNO geëxperimenteerd met elektriciteitsopslag op het distributienetwerk als onderdeel van het project Smart Storage Unit (SSU). Het doel was om te kijken naar de financiële kosten en baten van een opslagsysteem dat tot doel had om de piekbelasting te reduceren, de betrouwbaarheid te verhogen en hernieuwbare energie maximaal te integreren. De zogenoemde Buurtbatterij bestaat uit vier accubatterijen (lithium-ion-accu's, ook wel 'Li-Ion-accu's'). Elke batterij bevat 29 Li-Ion-modules en een Batterij Management Systeem (BMS). Dat zorgt voor de communicatie met alle afzonderlijke modules en met het systeem als geheel. Maximaal kunnen de batterijen laden met 100kW en ontladen met 400kW. De batterijen bevatten voldoende energie om ongeveer 200 woningen in deze wijk ruim 2 uur van elektriciteit te voorzien. Ondanks deze forse capaciteit, is het systeem zeer compact gebouwd. Het past daarom in een zogenaamd "compact-station", waarin Enexis normaliter transformatoren en schakelmateriaal plaatst.

De conclusie die tot op heden is getrokken is dat er sprake kan zijn van een besparing op de totale kosten als de kosten voor de opslagtechnologie tussen de €50-100 per kWh liggen, waarbij ervan is uitgegaan dat de baten alle voortkomen uit het uitstellen van investeringen in transformatoren en middenspanningskabels. Binnen dit experiment lagen de totale kosten omgerekend naar kWh rond de €3.000. De piekbelasting werd gereduceerd met 15,4%, fluctuaties met 10% maar de verliezen namen juist toe door de opslag en efficiency verliezen.

Het inzetten van opslag voor alleen netwerkdoeleinden lijkt voorlopig nog geen kosten besparing op te leveren voor de netbeheerders. Er lijken echter mogelijkheden te liggen in de combinatie met de opslagtoepassingen voor eindgebruikers, zoals eerder beschreven. Hiervoor zal echter beleid gewijzigd moeten worden waardoor het mogelijk wordt voor regionale netbeheerders om ook een aandeel te krijgen in de voordelen die te behalen zijn uit bijvoorbeeld handelen op de elektriciteitsmarkt en het kunnen leveren aan eindgebruikers, iets wat ze nu niet mogen. Eventueel zou de netbeheerder opslag als dienst aan anderen kunnen aanbieden.

4.3.3 *Functies van grootschalige centrale opslag*

Grootschalige centrale energie opslag is om verschillende redenen interessant. Ten eerste vanwege het schaalvoordeel en daaraan gekoppeld de mogelijkheid tot toepassing van andere opslagtechnologieën. Ten tweede biedt het mogelijk om de opslag buiten de gebouwde omgeving te plaatsen op goedkopere en meer afgelegen locaties. Door opslag te optimaliseren ten opzichte van bijvoorbeeld de APX spotmarkt en of onbalansmarkt (prijsspeil 2013) komt een positieve business case eerder tot stand dan in de eerder beschreven toepassingen en is theoretisch gezien een positieve business case mogelijk. Het inzetten van (dezelfde) opslag voor primaire reserve capaciteit zou nog meer waarde kunnen genereren.

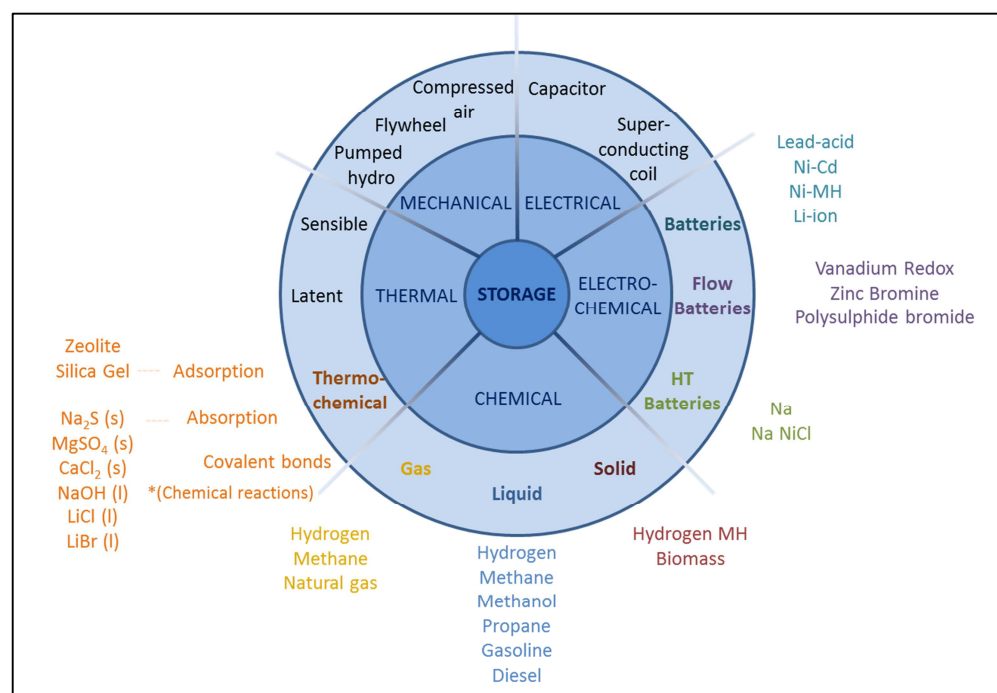
4.3.4 *Technologieën in relatie tot toepassingen*

De hierboven geschetste mogelijkheden voor opslag dienen natuurlijk gekoppeld te zijn aan technologieën die ook daadwerkelijk in staat zijn deze toepassingen te realiseren. Drie elementen zijn hierbij belangrijk:

- De *energiedichtheid*: Is de hoeveelheid benodigde opslagcapaciteit ruimtelijk in te passen in bijvoorbeeld een huis?

- De *responsijd*: Is de opslagtechnologie in staat binnen de vereiste tijd het vereiste vermogen te leveren die benodigd is voor de toepassing?
- De *opslagtijd*: Kan de technologie de energie de vereiste tijd opslaan zonder veel te verliezen?

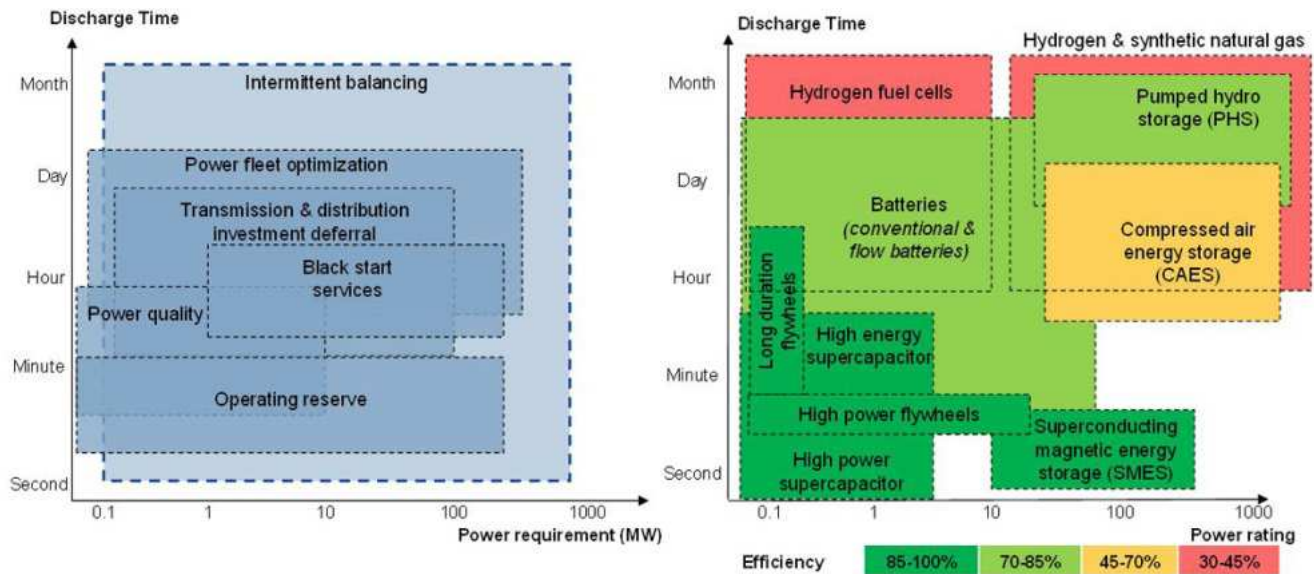
Figuur 4 geeft een overzicht van opslagtechnologieën die momenteel worden toegepast of ontwikkeld, gecategoriseerd in de vorm waarin de energie wordt opgeslagen: mechanisch, elektrisch, elektrochemisch, chemisch en thermisch. Technologieën die een hoge energiedichtheid hebben zijn verder gespecificeerd in dit overzicht. Batterijen zijn een volwaardige en toegepaste technologie waarin nog wel veel ontwikkeling gaande is. De ontwikkeling rondom zonnebrandstoffen bevindt zich echter nog op een fundamenteeler niveau, terwijl waterstofgas in dezelfde categorie een opmars doormaakt door de 'Power-to-Gas' omzetting.



Figuur 4. Overzicht van type opslagtechnologieën²⁴

In Figuur 5 is een overzicht gegeven van een aantal verschillende technologieën en mogelijke toepassingen. Wat opvalt, is het ruime toepassingsgebied dat elektrochemische opslagtechnologieën (batterijen) op dit moment bieden. Zij bieden de mogelijkheid om elektrische energie snel en over langere termijn te laden en ontladen en zijn daarom potentieel geschikt voor zowel vermogens- als volumetoepassingen. Andere technologieën met een ruim potentieel, zoals zonnebrandstoffen en synthetische gassen, zijn nog in ontwikkelingen en hebben nu nog een beperkte efficiency.

²⁴ TNO – Promising technologies for Energy Conversion and Storage. Delft 2013



Figuur 5. Overzicht van technologieën en toepassingsgebieden²⁵

Naast de eerder genoemde verschillende specificaties hebben de technologieën ook ieder verschillende conversiepaden en een daaraan gekoppelde efficiency gedurende deze omzettingen. Om bijvoorbeeld de energie van de zonkracht op te slaan in waterstof wordt deze op dit moment nog eerst omgezet via zonnepanelen in elektriciteit. Vervolgens wordt door elektrolyse deze energie opgeslagen in waterstof. Dit conversie pad leent zich tot op heden nog niet goed voor kleinschalige toepassing waardoor de functionaliteit van zogenaamde Power-to-Gas vooral grootschalig en dus centraal wordt ingezet. Als de energie is opgeslagen in waterstof, geeft waterstof als opslagmiddel wel mogelijkheden, mits veilig, voor decentrale toepassing. Het kijken naar alleen de opslagtechnologie zelf is dus te beperkt om vast te stellen welke toepassing het kan hebben. Het conversie pad om van bron tot opslag en vervolgens gebruik te komen, speelt dus ook een rol bij het kijken naar toepassingen van energieopslag.

4.3.5 De huidige waarde & kosten van opslag

Wat betreft de betaalbaarheid dringt zich de vraag op: Wat is de waarde van opslag en hoe verhoudt zich dat tot de kosten van opslag? Elektriciteitsprijzen zelf laten zich lastig voorspellen. Prijzen lijken bij een toenemend aandeel duurzaam bepaald te gaan worden door overvloed en schaarste en niet langer door de marginale kosten van de laatste centrales. De waarde van opslag voor de elektriciteitsmarkten is een directe afgeleide van de volatiliteit van de prijzen op deze markten. Als de prijsverschillen op de energiemarkten (APX, intra-day markt, onbalansmarkt) groter worden, wordt de waarde van opslag ook groter. Daarbij is het belangrijk dat partijen met opslagfaciliteiten direct op deze markten kunnen bieden, of contracten hebben afgesloten met variabele prijzen die daarmee samenhangen. Naar verwachting worden de kosten van opslag op den duur lager en daarmee de toepassing interessanter. Dit zet op de lange termijn op zijn beurt een rem op de prijsvolatiliteit. Het verschil tussen de hoogste en laagste prijzen zal dan niet meer groter zijn dan de kosten van opslag.

²⁵ US Department Of Energy (2011) – Energy Storage program planning document

Tot op heden is opslag in bijna alle gevallen te duur om slechts voor één toepassing zoals eerder beschreven ingezet te worden^{26,27}. Het is daarom van belang om te kijken welke combinaties van toepassingen er te maken zijn, waardoor de waarde van de opslag verhoogd kan worden. Echter, het combineren van toepassingen en daaraan gekoppelde waardes brengt vragen en complexiteiten met zich mee. Zo kan bijvoorbeeld een opslagsysteem in een huis ook voordelen bieden voor het distributienetwerk en zelfs in beperkte mate voor producenten omdat het een meer gelijkmatige vraag en daarmee productie kan veroorzaken die efficiënter is. Maar het is complex en het is de vraag of en zo ja, in hoeverre deze toegeschreven kunnen worden aan de eigenaar van het opslagsysteem en meegenomen worden in deze business case. Daarnaast moeten bij deze combinaties ook de technische eisen rond bijvoorbeeld de capaciteit en responsetijd in overeenstemming zijn en speelt ook de werkelijke geografische locatie nog een rol.

Stelselwaarde versus waarde voor de eigenaar

Als handelen met opslag op de elektriciteitsmarkten voor de eigenaar de meeste waarde creëert, wordt de potentiële waarde voor het systeem misschien niet behaald omdat dit niet het eerste belang van de eigenaar is. Een goed voorbeeld is dat het vanuit systeemperspectief interessant lijkt om grootschalige centrale opslag in de buurt te plaatsen van grootschalige zon- en windenergie. Hierdoor kunnen fluctuaties die voortkomen uit grootschalige zon- en windenergie gereduceerd worden en kan een meer constante productie worden aangeboden en daarmee kan tevens de piekbelasting in het transport en distributienetwerk beperkt worden. De overwegingen voor de geografische locatie van opslag zijn vanuit systeemperspectief echter geheel anders dan voor de eigenaar. Voor de eigenaar zal immers de kosten van het land waarop de opslag geplaatst wordt een belangrijke locatiekeuzefactor zijn, terwijl het vanuit systeemperspectief en transmissienetwerk van belang is om opslag dichtbij fluctuerende duurzame energiebronnen te plaatsen. Dit is een suboptimale oplossing die voortkomt uit het feit dat de nettarifering afstandsonafhankelijk is waardoor de extra kosten van transport in dat geval niet worden doorberekend aan de veroorzaker en omdat het producententarief voor transportafhankelijke kosten sinds 2004 op nul staat.

Het begrip 'capacity firming' wordt vaak gebruikt in relatie met opslag om aan te geven dat opslag gebruikt kan worden om het aanbod van elektriciteit uit zon en wind constanter en daarmee beter inpasbaar te maken. De opslag zou hierin een bufferfunctie vervullen en zorgen voor een meer constant aanbod. Tevens zou hiermee het netwerk minder belast worden omdat pieken uit deze productie gereduceerd worden. Vanuit financieel perspectief van de eigenaar van opslag is het echter veel interessanter om grootschalige opslag te optimaliseren ten opzichte van de elektriciteitsmarkt door er flexibiliteit mee aan te bieden.

4.3.6 Belemmeringen

Er is theoretisch gezien een positieve business case te behalen met grootschalige opslag, waarom zien we deze toepassingen dan nog niet op de markt? Diverse aspecten spelen hierin een rol.

Ten eerste technische aspecten. Er bestaat geen perfecte opslag.

Efficiëncypercentages en opslagverliezen blijken in de praktijk negatiever uit te

²⁶ Cost effectiveness of Energy Storage in California, EPRI, 2013

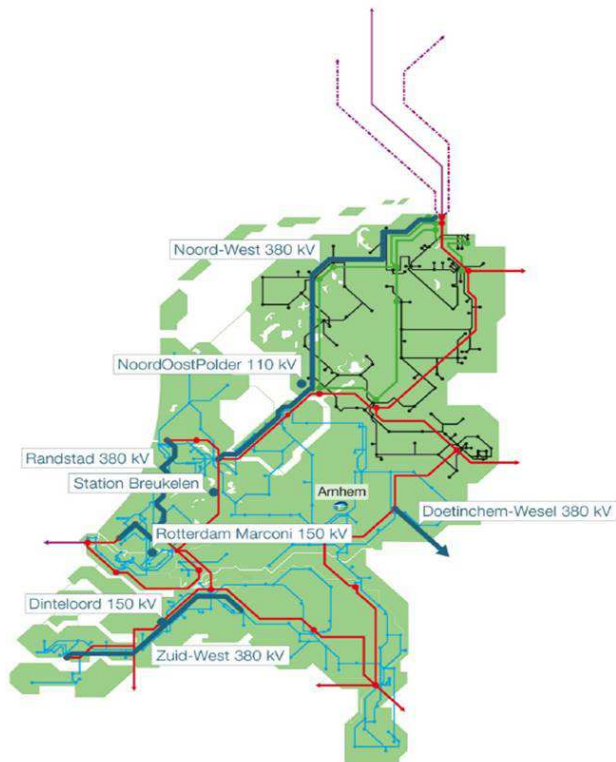
²⁷ Value of Storage, J. Donker (TNO) et al., 2014

pakken, zoals ook bij de Buurtbatterij bleek. Niet alle opslagtechnologieën kunnen voldoen aan de technische eisen die gesteld worden voor bepaalde toepassingen. Naast technische aspecten spelen ook beleids- en marktaspecten een rol. Daarnaast wordt de onzekere toekomst van de energiemarkt die in transitie is en lange termijn investeringen daarom risicovol maakt als belemmering gezien. Tot slot is de toegankelijkheid van markten belangrijk. Het inzetten van opslag voor bijvoorbeeld primaire reserve capaciteit genereert een waarde. Sinds 1 januari 2014 is besloten dat TenneT via wekelijkse veilingen hiervoor vermogen inkoop. Echter, wetgeving maakt het alleen mogelijk voor programmaverantwoordelijke partijen om op deze markt actief te zijn. Dat geldt ook voor de onbalansmarkt. Het is hierdoor voor bijvoorbeeld lokale energie-initiatieven niet mogelijk om deze markten te betreden. Consumenten en dus ook lokale energie-initiatieven kunnen zich alleen laten vertegenwoordigen door hun leverancier die programma verantwoordelijke is op deze markten. Leveranciers hebben geen belang om voor kleinverbruikers op deze markten te handelen, omdat zij dit vanwege de profielsystematiek niet kunnen verrekenen.

4.4 Flexibiliseren door interconnectie

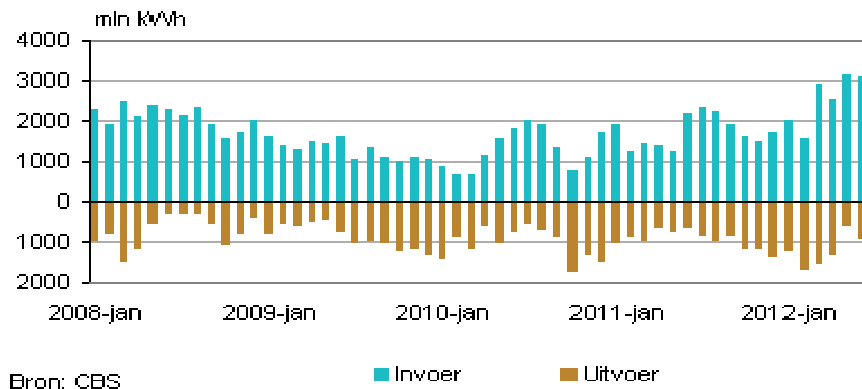
De Noordwest-Europese landen hebben hun energietransportnetwerken met elkaar verbonden. Door interconnectie van de netwerken kunnen elektriciteit en gas vervoerd worden tussen markten die tot dusver nationaal georganiseerd waren. Omdat interconnectie een voorwaarde is voor de vorming van een Europese energiemarkt, wordt de ontwikkeling van trans-Europese gas- en elektriciteitsnetwerken gestimuleerd.

Op het gebied van zowel gas als elektriciteit zijn alle omliggende landen met Nederland verbonden. Over de gasnetten worden grote hoeveelheden gas getransporteerd; Nederland is inmiddels de grootste gashandelsplaats van continentaal Europa geworden. De verbinding van het Nederlandse elektriciteitsnet met Duitsland en België wordt steeds verder geïntensiveerd. Anno 2014 bedraagt de transmissiecapaciteit met Duitsland ongeveer 2500 MW en met België ongeveer 1500 MW. Ook zijn er verbindingen met Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. Zo worden de risico's op voorzieningstekorten in bepaalde delen van Europa verkleind.



Figuur 6. Grensoverschrijdende infrastructuurprojecten 2013 – 2022 (Bron: TenneT)

Het uitbreiden van de interconnectie is op te vatten als een vergroting van de markt. Elektriciteit kan dan worden verkocht in het buitenland, of gekocht uit het buitenland, als de marktomstandigheden daartoe aanleiding geven. De wet van schaalgrootte geldt ook hier. Hoe groter het systeem, hoe beter het kan omgaan met dan relatief kleiner wordende verstoringen. De wind zal niet overal precies tegelijk hard waaien. Bovendien kunnen fluctuaties elkaar uitdempen: de ene verstoring wordt verholpen door een ander deel van het systeem. Tegelijkertijd nemen transportkosten toe als het systeem groter wordt en mogelijk ook de kans op grootschalige verstoringen. Er zal daarom altijd een afweging gemaakt moeten worden bij uitbreiding van de transmissiecapaciteit tussen landen.



Bron: CBS ■ Invoer ■ Uitvoer

Figuur 7. Import en export van elektriciteit door Nederland 2008 – 2012

Volatiliteit van de prijzen wordt gedempt als de markt groter is. Toch hoeft vergroting van de markt niet altijd de beste oplossing te vormen. Om de markt te vergroten moeten extra transportkosten worden gemaakt want de netwerken worden uitgebreid en de elektriciteit wordt getransporteerd over grote afstanden. De baten moeten hoger zijn dan de kosten. Uitbreiding van netwerken heeft alleen zin als de flexibiliteit die daarmee verkregen wordt, minder kost dan andere vormen van flexibiliteit, zoals opslag, flexibele vraag of het aanhouden van extra productiecapaciteit. Ook het systeemintegratie perspectief is hierbij belangrijk, waarbij interconnectie over de verschillende bronnen bekeken moet worden en niet per bron. De kosten voor interconnectie van gas en elektriciteit zijn immers verschillend, deze dienen meegenomen te worden in de afweging om desinvestering te voorkomen.

Voor de ontwikkeling van een Europese energiemarkt is samenwerking op het gebied van energie nodig. Het energiebeleid wordt echter vooralsnog voor een groot deel nationaal vormgegeven. Zo is het energie verduurzamingsbeleid van lidstaten nog niet op elkaar afgestemd. Alle Europese lidstaten hebben eigen nationale instrumenten om de opwekking van hernieuwbare energie te stimuleren en de voorzieningszekerheid te borgen. In een gezamenlijke energiemarkt hebben deze nationale maatregelen echter onvermijdelijk grensoverschrijdende effecten. Grote energieproducenten noemen het ontbreken van een gezamenlijk, Europees energiebeleid een van de belangrijkste oorzaken voor de slechte financiële resultaten van de energiesector. Zonder twijfel leidt een gebrek aan samenhang in het energiebeleid tot desinvesteringen en een hogere kwetsbaarheid van het Europese energiesysteem.

Een samenhangend Europees energiebeleid is noodzakelijk voor aspecten die een grensoverschrijdend karakter hebben. Voor een deel zal de energievoorziening echter ook een nationale component blijven houden, waarvoor Europees beleid niet nodig is. De mogelijkheden om te importeren en te exporteren blijven immers (relatief) beperkt, ook al worden de grensoverschrijdende verbindingen uitgebreid. Hierdoor blijft een deel van de voorziening nationaal. Bovendien heeft de voorziening in ieder land eigen kenmerken, waarvoor specifiek beleid noodzakelijk is. Een toename van lokale voorzieningen kan ook vragen om nationaal beleid.

4.5 Flexibiliseren door systeemintegratie

Het energiesysteem bestaat uit meer dan alleen het elektriciteitsnetwerk. In Nederland beschikken we ook over een uitgebreide infrastructuur voor gas, en lokaal ook voor warmte. Door het elektriciteitsnetwerk slim te combineren met de bestaande infrastructuur voor gas en warmte is de flexibiliteit van het gehele energiesysteem in potentie te vergroten. De uitnutting van de bestaande infrastructuur kan hiermee dan ook worden geoptimaliseerd. Denk bijvoorbeeld aan het converteren van elektriciteit naar gas of warmte (power2gas, power2heat), gecombineerd met opslag. Een overschot aan (duurzaam opgewekte) energie kan zo worden omgezet in een andere drager, voor een andere toepassing, tijdelijk worden opgeslagen of geconverteerd.

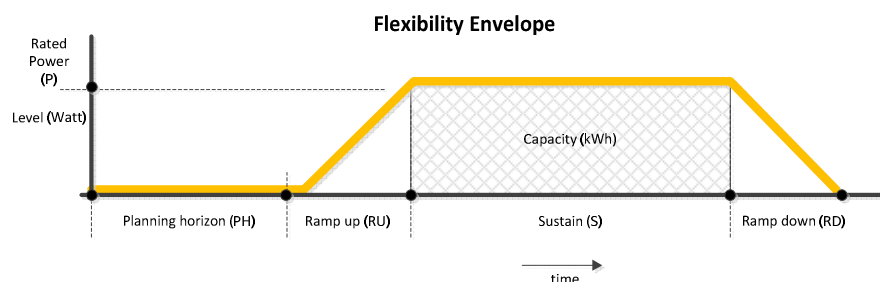
De Nederlandse gas infrastructuur is redelijk uniek te noemen. Niet elk land heeft de beschikking over twee mogelijke dragers van energie voor het merendeel van alle gebruikers. Dat betekent dat er in NL ook een redelijk unieke kans bestaat om die infrastructuren beide uit te nutten, en samen mee te nemen in de ontwikkelingen van het systeem. Dit geldt zeker voor bestaande omgevingen, waar deze infrastructuren

al liggen. Zo is het bijvoorbeeld niet altijd nodig om de capaciteit van een elektriciteitsaansluiting te vergroten voor een elektrische warmtepomp, maar kan ook een gas gestookte warmtepomp geïnstalleerd worden aangezien de benodigde gasinfrastructuur er ook al ligt. Ontwikkelingen op dit gebied bestaan ook uit het ‘dual firing’ concept, waar apparatuur voor bijvoorbeeld verwarming van gebouwen op elektriciteit of op gas werkt, afhankelijk van beschikbaarheid en kosten. Voor nieuwbouw is het interessant om uit te vinden in hoeverre deze twee infrastructuren beide nodig zijn.

4.6 Functionele eigenschappen van flexibiliteitsbronnen

De flexibiliteitsbronnen genoemd in de vorige paragrafen hebben niet allemaal dezelfde karakteristieken en toepassingsmogelijkheden. Om meer inzicht te geven in waarvoor welke flexibiliteitsbron ingezet kan worden, is een technische karakterisering van de verschillende soorten bronnen nodig. De verschillende bronnen kunnen op basis daarvan gerangschikt worden.

In Figuur 6 is een weergave van flexibiliteit te zien in de vorm van een “flexibiliteit enveloppe”. Deze enveloppe bestaat uit een aantal tijdsperiodes (x-as) die samen met het potentiële vermogen (y-as) de flexibiliteit karakteriseert. Voor elk type bron van flexibiliteit kan een dergelijke enveloppe gemaakt worden.



Figuur 6. Flexibiliteit enveloppe

In de enveloppe zijn de volgende eigenschappen van belang:

1. De Planning Horizon (PH). Deze tijd geeft aan hoe ver vooruit een bepaalde optie ingepland kan worden. Denk hierbij vooral aan opslag, die bijvoorbeeld over de seizoenen heen kan gaan. Vooral voor de langere termijn markten kan deze eigenschap van belang zijn.
2. Ramp up (RU). Deze tijd geeft aan hoe snel een bron ingezet kan worden nadat het signaal is gegeven voor de inzet ervan. Hier is dit een combinatie van de responsetijd en de starttijd van de bron.
3. De sustain (S). Deze periode geeft aan hoe lang een bron kan worden ingezet.
4. De ramp down (RD). Deze tijd geeft aan hoe snel een ingezette bron kan worden afgebouwd.
5. Rated Power (P). Dit is het vermogen dat de bron in stabiele toestand kan produceren, opslaan of zelfs consumeren (negatieve productie). In combinatie met de Sustain (S) levert dat een maat op voor de *capaciteit* (kWh) van de bron, in andere woorden de hoeveelheid energie die de bron kan leveren, gebruiken of opslaan in een bepaalde tijd.
6. Geografisch kader (GK): de geografische reikwijdte of scope van een flexibiliteitsbron. Zo is bijvoorbeeld interconnectie niet een bron die je direct op

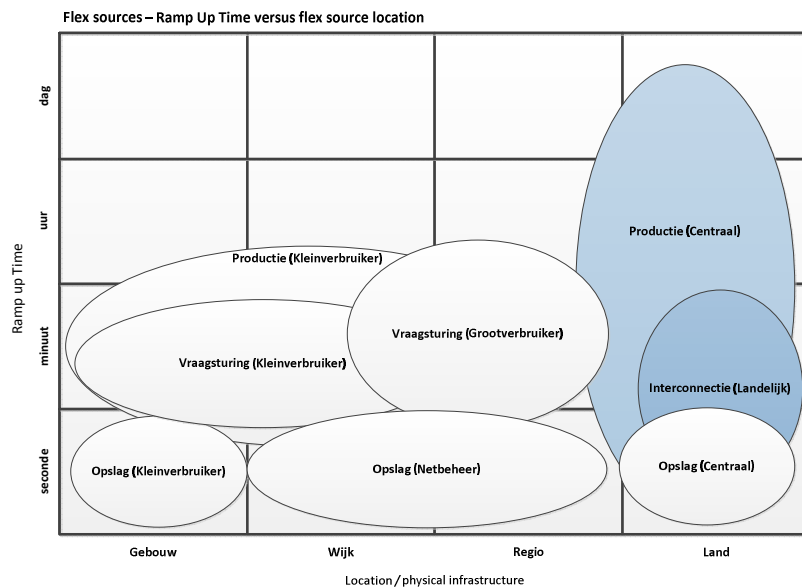
wijkniveau kan inzetten, of beschikbaar hebt. Een zinvolle onderverdeling is te maken naar Gebouw, Wijk, Regio, Land (G,W,R,L).

In onderstaande tabel zijn deze eigenschappen uitgezet tegen de verschillende soorten flexibiliteitsbronnen. Deze gegevens zijn slechts ter indicatie en nog vrij globaal, maar geven wel weer hoe de verschillende bronnen van elkaar in essentie verschillen. De boodschap hier is dat de verschillende soorten bronnen een andere flexibiliteit envelope hebben, wat eigenlijk al betekent dat ze ook verschillende toepassingsmogelijkheden hebben. Uitwisselbaarheid van flexibiliteit is dan ook niet vanzelfsprekend.

Tabel 5. Indication of Flexibility Envelope per flexibility source

Item	Production		Demand		Storage			Conversion	Inter connection
	Central	Decentral	Industry	Residential	Small	Medium	Large	Power2X	...
PH		Min	min	Min	day – month	day	hour		
RU	min-day	min-hr	min-hr	Min	Sec	sec	sec	min-hour	sec
S	hour-∞	Hours	hours	hours	Hours	mins	sec – min	hours	min-hours
RD									
GK	L	G,W,R	G,R	G,W,R	G	W,R	L	R,L	L
P	MW	kW	MW	W	W	kW	MW	kW	MW

De ramp up tijd (RU) bepaalt hoe snel een bron kan worden ingezet. Denk bijvoorbeeld aan het snel inzetten van flexibiliteit bij veranderingen in productie door wegvallende zon en/of wind. In dat geval zal een ramp-up tijd nodig zijn in de orde grootte van minuten of zelfs minder. In Figuur 7 is deze karakteristiek uitgezet tegen het geografisch kader.



Figuur 7. Ramp up tijden en flexibiliteitsbronnen

Wat hierin meteen opvalt, is dat de meeste bronnen een ramp up tijd (response tijd) hebben die varieert van seconden tot minuten. Een responsetijd van uren of nog langer zijn uitzonderingen. Bronnen met langere ramp up tijd vallen eigenlijk niet onder de categorie flexibele bron. Er is een grensgebied tussen bronnen die nog net wel of net niet gerekend mogen worden tot 'flexibel'. Die grens is vrij arbitrair.

Conclusie: De ene flexibiliteit is de andere niet

Er is niet een soort flexibiliteit. Voor de verschillende wensen en eisen aan flexibiliteit zijn verschillende oplossingen beschikbaar. Welke oplossingen geschikt zijn wordt bepaald de technische specificaties van de bron (zoals de ramp-up en down, het vermogen en de periode van inzetbaarheid) en door de waarde die behaald kan worden door inzet op de markt.

In veel studies en ook in deze studie is vanuit de bron, die voor bepaalde functies kan worden ingezet, naar de markten gekeken. Nadere studie is nodig waarbij een omgekeerde analyse uitgevoerd wordt. Een analyse die start vanuit de behoefte op de markten, dit vertaalt naar functies en van daaruit kijkt naar de verschillende bronnen.

Het bepalen van de waarde van een bron is dus afhankelijk van de functie waarvoor hij wordt ingezet en van de markten, waarop de inzet kan plaatsvinden. Iedere functie zal zijn eigen waarde hebben in het systeem, al naar gelang de behoefte van het systeem en de toegankelijkheid van de markten.

5 Ontwerp van de markten en regulering

5.1 Inleiding

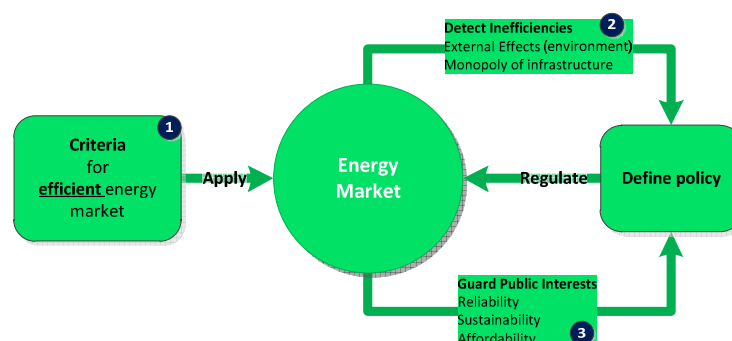
De integratie van duurzaam opgewekte energie en bijbehorende eisen zoals betaalbaarheid en voldoende betrouwbaarheid van het energiesysteem maken dat het huidige systeem mogelijk niet optimaal functioneert en dat veranderingen noodzakelijk worden. Flexibiliteit bij vragers en aanbieders is in de toekomst essentieel om de duurzame energie te kunnen inpassen. De markten dienen deze flexibiliteit te ondersteunen. Dit hoofdstuk gaat in op de vraag of het ontwerp van de markten daartoe aangepast moet worden.

Hiertoe komen eerst de algemene uitgangspunten voor de werking van markten aan de orde en worden de elektriciteitsmarkten daaraan getoetst. Om een goede werking van de markten te garanderen, zijn drie stappen belangrijk.

Het uitgangspunt is concurrentie in de voorziening. Markten leiden tot efficiënte resultaten als ze voldoen aan een aantal criteria, zoals een goede prijsvorming, transparantie en liquiditeit. Maar ook al voldoen markten aan deze criteria, dan kunnen er toch redenen zijn waardoor de resultaten niet optimaal zijn²⁸. Dat is het geval wanneer er sprake is van marktfaalen. Nagaan of er marktfaalen is, is dus een tweede stap bij de beoordeling van de inrichting van markten. In de elektriciteitssector zijn vooral twee vormen van marktfaalen belangrijk: het monopolie (de netwerken) en externe effecten (milieu). De overheid dient deze te corrigeren.

Maar ook als het marktfaalen gecorrigeerd is, kan het nog zo zijn dat de resultaten van de markt niet in het publiek belang zijn. Ook dan is ingrijpen noodzakelijk. Dat is de derde stap. Bij energie gaat het dan vooral om leveringszekerheid en betrouwbaarheid. Dit is grafisch weergegeven in Figuur 8.

In de volgende paragrafen wordt ingegaan op het ontwerp van de elektriciteitsmarkten en de vraag waar er correcties nodig zijn. Eventuele verbeteringen worden voorgesteld.



Figuur 8. Goede werking van markten in drie stappen

²⁸ Zie hiervoor ook: Baarsma B., M.de Nooij, 2006, *Calculus van het publiek belang op de elektriciteitssector*, SEO Economisch Onderzoek, Amsterdam.

5.2 Economische uitgangspunten voor vrije mededinging

Als de energiemarkten goed zijn ingericht, nemen producenten en eindgebruikers beslissingen die maatschappelijk gezien optimaal zijn. Ook de voorziening ontwikkelt zich dan in efficiënte richting. Dat geldt dan bijvoorbeeld voor de verhouding centrale productie en decentrale productie: de lokale voorziening komt op als ze efficiënter is dan een centrale voorziening en anders niet. Als markten inefficiënt zijn ingericht, investeren partijen in ontwikkelingen die niet efficiënt zijn en dat is uiteindelijk schadelijk.

Deze paragraaf beschrijft vijf eisen die belangrijk zijn voor efficiënte energiemarkten en gaat na of de markt in Nederland daaraan voldoet.

1. Prijzen geven de juiste signalen
2. Er zijn voldoende markten
3. De markten zijn voor iedereen toegankelijk
4. De markten zijn liquide
5. De markten zijn transparant, zodat iedereen zich een mening kan vormen en de omstandigheden kan analyseren

5.2.1 *Efficiënte prijzen geven de juiste signalen*

Prijzen vormen de schakel tussen vraag en aanbod. Prijzen bepalen of er geïnvesteerd wordt of niet, of er geproduceerd wordt of niet en of er gebruikt wordt of niet. In het verleden waren de prijzen van elektriciteit redelijk constant: ze waren gebaseerd op de (marginale) kosten van de centrale die het laatste werd ingezet. Voor een flexibele gascentrale waren deze kosten hoger dan voor een kolencentrale met basislast, omdat gas duurder was dan kolen. Weinig volatiele prijzen horen bij een systeem waarin het aanbod de vraag altijd volgt en waarin de productie altijd voldoende is voor de gehele vraag. Er zijn dan geen schaarstes en geen overschotten.

In de toekomst is een steeds groter deel van het aanbod afkomstig van beperkt regelbare bronnen, waarvan de productie afhankelijk is van de weersomstandigheden. Hierdoor is er op sommige momenten veel elektriciteit beschikbaar (zon, wind) en op andere momenten juist weinig. In dat opzicht gaat de elektriciteitsmarkt meer lijken op de markt van seizoen producten, zoals aardappels of aardbeien, of van grondstoffen, zoals olie of metalen. De prijzen worden niet langer alleen bepaald door de marginale productiekosten, maar ook door de verhoudingen tussen vraag en aanbod. Theoretisch kunnen de prijzen zelfs negatief worden, als het aanbod de vraag overtreft. Omgekeerd kunnen de prijzen veel hoger worden dan de marginale kosten van de laatst ingezette centrale, namelijk als de vraag het aanbod overtreft. De prijzen vormen het mechanisme om vraag en aanbod met elkaar in overeenstemming te brengen. Bij overschotten worden de prijzen zeer laag, waardoor gebruikers hun vraag opschroeven. Bij hoge prijzen zullen gebruikers die de elektriciteit minder hard nodig hebben hun vraag verschuiven in de tijd of daar helemaal van afzien. Hierdoor komt de elektriciteit terecht bij de partijen die deze het hardst nodig hebben. Dat is economisch efficiënt. In dit opzicht wijkt elektriciteit niet af van andere producten die niet opgeslagen kunnen worden of waarvan de productie niet regelbaar is, zoals landbouwproducten (koffie, aardappelen, frambozen enz.). De prijsvolatiliteit zorgt ervoor dat partijen hun productie en gebruik aanpassen aan het moment.

Prijzen, die gebaseerd zijn op de vraag- en aanbodverhoudingen, en niet op de kosten van de inzet van de laatste ingezette centrale, zijn op dit moment niet gebruikelijk in de elektriciteitssector. De meeste scenario's zijn optimalisatiescenario's, waarbij – gegeven een bepaald vraag- een aanbod wordt berekend en waarbij de prijzen gelijk zijn aan de kosten van de duurste ingezette centrale en niet worden beïnvloed door schaarste of overvloed. In de toekomst is de vraag niet langer bepalend voor het aanbod, maar worden vraag en aanbod onderling van elkaar afhankelijk: bij minder aanbod worden de prijzen hoger en bij hogere prijzen daalt de vraag. Dit zorgt voor de benodigde flexibiliteit in het systeem. Uitgangspunt daarbij is dat de vraag elastisch kan zijn en dat bedrijven en consumenten ook daadwerkelijk reageren op prijzen. Zij kunnen door hun gedrag de energierekening beperken en hun gebruik verschuiven in de tijd (warmtepompen, opladen elektrische auto's). Hiermee verlagen zij de kosten van het systeem.

Prijzen die worden gevormd door de confrontatie van vraag en aanbod, zullen voorlopig naar verwachting meer fluctueren dan de prijzen die gebaseerd zijn op de marginale kosten van de laatste ingezette centrale, zoals in het verleden. Dat is een gegeven, waarmee de markt rekening moet houden. Het geeft de juiste prikkels om te investeren, bijvoorbeeld in opslag. De verdiensten van opslag worden immers bepaald door het verschil tussen de hoogste prijzen (bij schaarste) en de laagste prijzen (bij overvloed). Als hoge prijzen kunstmatig laag worden gehouden, rendeert opslag niet. Dan wordt er ook niet geïnvesteerd.

Op langere termijn worden de prijsfluctuaties weer kleiner. Op het moment dat opslag tegen lage kosten kan plaatsvinden, zullen de prijsverschillen tussen piek- en dal niet groter worden dan de kosten van opslag. Tekorten of overschotten komen dan minder voor. De elektriciteitsmarkt gaat dan lijken op andere markten, waar opslag mogelijk is.

Energy only markt en capaciteitsmechanismen

Eerder is al geconstateerd dat de elektriciteitsprijs regelmatig op een dusdanig laag niveau ligt dat gasgestookte en warmtekrachtcentrales onvoldoende rendabel zijn. Hun variabele kosten zijn hoger dan de marktprijs van elektriciteit. Omdat de kolenprijzen laag zijn, lager dan de prijzen van gas, schakelen gascentrales eerder af. Naarmate het aandeel wind en zon in de elektriciteitsproductie groter wordt, terwijl de vraag niet flexibeler wordt, kan deze situatie van lage prijzen zich vaker voordoen. Als grote centrales om die reden uit bedrijf zouden worden genomen, daalt de totale productiecapaciteit in Nederland. De vraag wordt gesteld of dan voldaan kan worden aan de vraag in de winter, op momenten dat er geen zon is en geen wind is.

Soms wordt gesteld dat een *energy only* markt, waarin partijen alleen handelen in volumes (kWh), onvoldoende betrouwbaarheid zou leveren. Het zou leiden tot capaciteitstekorten en zelfs tot storingen in de voorziening, tijdens pieken in de vraag. Gepleit wordt voor invoering van een capaciteitsmechanisme (*Capacity Renumeration Mechanism*), om te garanderen dat er voldoende productiecapaciteit beschikbaar blijft. In verschillende landen is zo'n capaciteitsmechanisme inmiddels ingevoerd²⁹. Het basisidee is dat de prijs wordt gemaximeerd op momenten van schaarste. Tegelijkertijd ontvangt een aantal centrales een vergoeding uit de collectieve

²⁹ COWI, 2013, *Capacity Mechanisms in individual markets within the IEM*, DG ENER - DIRECTORATE B, Brussel.

middelen om op dergelijke momenten te produceren. Verschillende doelen zouden daarmee gediend zijn, zoals zorgen dat het systeem niet uitvalt door gebrek aan productiecapaciteit of zorgen dat de prijzen niet te hoog worden in de pieken.

In de literatuur worden twee redenen genoemd waarom het in een *energy only* market onmogelijk zou zijn om vraag en aanbod in balans te brengen bij pieken in de vraag op momenten dat er geen zon en wind is. Als eerste reden wordt genoemd de omstandigheid dat de vraag inelastisch is. De vraag naar elektriciteit blijft constant, zelfs als de prijzen stijgen omdat er weinig elektriciteit is uit wind en zon. Hierdoor zou het onmogelijk zijn om het systeem te balanceren³⁰.

Op dit moment is de vraag naar elektriciteit inderdaad weinig elastisch. Er is op dit moment ook weinig behoefte aan flexibiliteit en de prijzen zijn relatief instabiel. Dit kan in de toekomst echter veranderen. In dit rapport zijn maatregelen opgenomen om de vraag naar elektriciteit beter te laten reageren op de prijzen en de marktomstandigheden. Als deze maatregelen worden doorgevoerd en als de prijsverschillen tussen piek- en dal toenemen, zal de elasticiteit van de vraag ook groter worden. Vraagsturing kan plaatsvinden bij verschillende groepen afnemers, zoals koelhuizen, datacenters, kantoorgebouwen, midden- en kleinbedrijf en bij kleine consumenten. Ook bij grootverbruikers, die nu nog stroomcontracten hebben met vaste prijzen, kan de flexibiliteit verder toenemen. Een inschatting maken van de toekomstige elasticiteit van de vraag is nu niet goed mogelijk.

Een tweede reden waarom een *energy only* market niet in staat zou zijn om vraag en aanbod in balans te brengen bij pieken in de vraag op momenten dat er geen zon en wind is, is het zogenaamde *missing money* probleem³¹. Dit houdt in dat de opbrengsten van regelbare, fossiele centrales steeds lager worden vanwege de lage prijzen ten gevolge van steeds grotere hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit met marginale kosten die de nul benaderen. Gecombineerd met de grote onzekerheden in de markt schrikt dit de exploitanten van gas- en kolencentrales af. Zij bouwen geen nieuwe productiecapaciteit meer en nemen bestaande capaciteit uit de markt, waardoor op de langere termijn capaciteitstekorten ontstaan.

Dat de (gemiddelde) elektriciteitsprijzen alleen maar zullen dalen door de toename van hernieuwbare elektriciteit, zoals de analyse van *missing money* aanneemt, staat niet vast. Het ligt immers in de verwachting dat de prijzen in sommige perioden stijgen, namelijk als er geen of weinig wind en/of zon is. Elektriciteit is dan relatief schaars en de prijzen kunnen dan hoger worden dan op dit moment het geval is. Hierdoor stijgen de inkomsten van flexibele centrales. Mogelijk genereert dit voldoende inkomsten voor bestaande en nieuwe centrales. Hoe de prijsontwikkelingen in de toekomst zijn, valt op dit moment lastig te zeggen. Dat hangt onder meer af van de energieprijzen, zoals die van gas en van kolen, het aandeel hernieuwbaar, de ontwikkeling van vraagsturing, de prijzen van opslag en van CO₂-prijzen.

Tot dusver is de Europese Commissie van mening dat capaciteitsmechanismen zo veel mogelijk moeten worden voorkomen. De nationale invoering van capaciteitsmechanismen mag er volgens de Commissie niet toe leiden dat inefficiënte

³⁰ Cramton P., A.Ockenfels, S.Stoft, 2013, Capacity Market Fundamentals, *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2:2, September 2013

³¹ Henriot, A en J.Glachant, 2013, *Melting-pots and salad bowls : the current debate on electricity market design for RES integration*, European University Institute, Badia Fiesolana.

centrales kunstmatig in bedrijf worden gehouden of dat onnodig nieuwe productiecapaciteit wordt gebouwd. Capaciteitsmechanismen hebben als risico dat ze de concurrentie verstoren en investeringen in nieuwe technieken belemmeren. Ze zouden alleen ingesteld moeten worden als zeker is dat zij noodzakelijk zijn om de leveringszekerheid te garanderen.

Op dit moment is ons land ruim voldoende productiecapaciteit beschikbaar. Hoe lang deze situatie aan zal houden is, gezien de economische problemen waar de energiesector mee kampt, moeilijk te zeggen. Er zijn op dit moment geen studies die aantonen dat er in Nederland in de periode tot 2023 een risico bestaat op black outs als gevolg van tijdelijke tekorten in de productiecapaciteit.

Soms wordt gezegd dat consumenten niet blootgesteld zouden moeten worden aan variabele prijzen. Dit kan echter worden overgelaten aan de vrije keuze van de consument, zoals overigens bij hypotheeklen ook gebeurt. Consumenten kunnen dan kiezen voor contracten met vaste prijzen of voor variabele prijzen. Bij goed functionerende markten zullen partijen, als daar behoefte aan is, producten aanbieden die indekken tegen risico's. Dit zijn onder meer lange termijncontracten tegen een vastgestelde prijs. Deze functioneren als verzekeringen tegen fluctuaties. Dergelijke contracten zijn bijvoorbeeld te zien bij hypotheeklen. De meeste consumenten sluiten een lang termijncontract af met een vaste rente, waardoor zij niet bloot staan aan prijsschommelingen. Op de lange termijn is voor de consument een vaste rente echter duurder dan variabel, omdat de financiers extra premies in rekening brengen voor de risico's. Bij elektriciteit geldt dat des te meer, omdat afnemers - in tegenstelling tot huiseigenaren - wel invloed kunnen uitoefenen op de hoogte van de rekening door het gebruik te verschuiven. Als de consumenten beschermd zouden moeten worden tegen fluctuerende prijzen, dan zouden ze in ieder geval de vrije keuze moeten krijgen. Ze zouden de mogelijkheid moeten krijgen om, als zij dat wensen, contracten af te sluiten tegen fluctuerende prijzen. In dat geval kunnen zij de kosten drukken.

Analyse huidige situatie

Fluctuerende prijzen bestaan op dit moment vooral op de day-ahead markt, de intra-day markt en de markt voor onbalans. Daarnaast is het uiteraard mogelijk dat in bilaterale contracten fluctuerende prijzen worden afgesproken, bijvoorbeeld prijzen die de day-ahead markt volgen. Grootverbruikers kunnen handelen op deze markten. Kleinverbruikers in Nederland kunnen alleen contracten afsluiten met vaste prijzen, of met dag- en nacht tarief. Zij hebben geen toegang tot de day-ahead markt, de intra-day markt of de onbalansmarkt. Hierdoor hebben zij geen gelegenheid om te reageren op prijsverschillen en daar op in te spelen. Dit belemmert de flexibiliteit op de Nederlandse markten. Zo zullen kleinverbruikers veel blijven gebruiken als de elektriciteit schaars is, omdat zij geen signalen krijgen om het verbruik te verschuiven. Het is belangrijk dat kleinverbruikers in de toekomst – naar keuze – wel variabele prijzen kunnen krijgen, zodat zij ook flexibiliteit kunnen leveren. De totale kosten van het systeem zullen hierdoor dalen omdat de vraag af kan nemen op momenten van schaarste, en kan toenemen bij overvloed. Er zijn dan minder centrales nodig voor de gehele voorziening. Als kleinverbruikers ook kunnen meedoen, zullen de prijzen minder sterk stijgen bij tekorten en minder dalen bij overschotten, omdat kleinverbruikers ook een aandeel zullen hebben bij het verschuiven van de vraag. Grootverbruikers, die op dit moment wel kunnen meedoen aan de markten voor flexibiliteit, maken daar maar zelden gebruik van. Vaak sluiten zij contracten af tegen vaste prijzen met hun leveranciers. De functie van aggregator, waarbij een partij

vraag en aanbod van diverse partijen bij elkaar brengt en die daarmee handelt op de verschillende korte termijn markten is in Nederland nauwelijks ontwikkeld, terwijl dat in de ons omringende landen wel het geval is. Hoe dat komt is niet helemaal duidelijk. Het zou kunnen zijn dat de marktpartijen, die in aanmerking komen dat zij kunnen verdienen aan de handel, zich onvoldoende realiseren welke financiële voordelen zij daarmee kunnen behalen. Het kan ook zijn dat er toetredingsbelemmeringen zijn voor aggregatoren, waardoor zij niet gemakkelijk de markt op kunnen. Een derde mogelijkheid is dat er nog te weinig te verdienen valt met flexibiliteit, omdat het aandeel duurzaam in Nederland laag is en er daarom relatief weinig behoefte is aan flexibiliteit.

5.2.2 *Voldoende markten in tijd en in plaats*

In de elektriciteitsmarkt is het voor flexibiliteit belangrijk dat er voldoende markten zijn. De behoefte aan flexibiliteit varieert immers per (korte) tijdseenheid en elektriciteit wordt nog niet grootschalig opgeslagen. Het moet geproduceerd worden zodra de behoefte er is. Het is mogelijk dat gebruikers merken dat ze over een minuut, of over vijf minuten, extra stroom nodig hebben, of juist minder stroom. Hetzelfde kan gebeuren met producenten. Als markten zodanig zijn ingericht dat partijen op het laatste moment hun vraag en aanbod nog kunnen aanpassen, dan krijgt flexibiliteit ook op het laatste moment een juiste waarde.

Analyse huidige situatie

De day-ahead markt, de intra-day markt en de onbalansmarkt zijn geschikt voor het verhandelen van flexibiliteit. De systemen kunnen, met de opkomst van ICT, mogelijk verbeterd worden. Zo is de onbalansmarkt een eenzijdige markt, waar gewerkt wordt met vaststaande biedladders. Mogelijk is het in de verdere toekomst mogelijk om vraag en aanbod op korte termijn (op het moment zelf, of een of meer uren van tevoren) direct met elkaar te confronteren, zoals ook gebeurt op de day-ahead markt. In dat geval ontstaat een daadwerkelijke real-time markt³².

Daarnaast kan er soms behoefte zijn aan lokale markten. De regulering van de energiemarkten gaat er nu van uit dat er altijd voldoende transportcapaciteit moet zijn. Als congestie dreigt, dienen de netwerken uitgebreid te worden. Nu er steeds meer lokale productie bij komt en het steeds beter mogelijk wordt om productie en gebruik te beïnvloeden, is het de vraag of uitbreiding van de netwerken altijd de beste oplossing bij dreigende schaarste is. Misschien is het wel goedkoper als er soms congestie is, bijvoorbeeld op de lokale netwerken.

Een lage penetratiegraad van lokale opwekking van elektriciteit uit zon of wind heeft aanvankelijk enkele positieve netwerkeffecten, zoals kleinere transmissiebehoefte en minder netwerkverliezen³³. Als er steeds meer duurzame elektriciteit in het systeem komt uit flexibele bronnen, kunnen er lokaal de volgende problemen optreden in het distributienetwerk. Er kan lokaal zoveel elektriciteit geproduceerd worden, dat er onvoldoende netwerkcapaciteit is om dit te transporteren naar andere regio's. In dat geval kunnen er prikkels komen om de geproduceerde elektriciteit ook lokaal af te nemen, dan wel de lokale productie af te remmen. Dit kan gebeuren via het

³² DNV GL (2015), *Exciting Times for the Dutch Grid: creating a healthy electricity market for a new energy landscape*. In dit document wordt gepleit voor een open, tweezijdige balanceringsmarkt.

³³ Koudstaal, P., & Sijm, J. (2015) De toekomst van de elektriciteitsvoorziening bij toename van zon en wind, TPEdigitaal 9 (2), 35-51

prijsmechanisme, te weten lage prijzen voor elektriciteit, lager dan op dat moment nationaal gelden, of hoge prijzen voor het transport, of door directe aansturing van productie en/of gebruik. In dat geval is er een lokale markt ontstaan.

Omgekeerd is het mogelijk dat de prijzen op nationaal niveau bijzonder laag zijn, bijvoorbeeld als er veel wind is, en dat er (lokaal) congestie optreedt omdat de transportcapaciteit onvoldoende is om te voldoen aan de lokale vraag naar die goedkope nationale elektriciteit. In dat geval ontstaat ook een lokale markt. Op lokale markten wijken de prijzen af van centrale markten. Als er weinig partijen op een lokale markt aanwezig zijn, kunnen machtsposities optreden. Toezicht daarop is dan noodzakelijk.

Deze situaties kunnen zich af en toe voordoen. Op dit moment geldt de verplichting voor netbeheerders om de transportcapaciteit uit te breiden als er congestie is. Maatschappelijk gezien is dat mogelijk onrendabel. Af en toe congestie kan in totaal goedkoper zijn dan uitbreiding van de netwerken. Voordat de netwerken uitgebreid worden, zou er een kosten/batenanalyse gemaakt moeten worden. Als uitbreiding inderdaad meer kost dan het oplevert, kunnen partijen worden geprikkeld om het netwerk op een minder belastende wijze te gebruiken.

Mogelijke verbeteringen

De day-ahead markt, de intra-day markt en de onbalansmarkt zijn geschikt om flexibiliteit te verhandelen. Studie is noodzakelijk naar de vraag of deze markten verder kunnen worden verbeterd om ervoor te zorgen dat grote hoeveelheden elektriciteit uit fluctuerende bronnen nog gemakkelijker verhandeld kunnen worden. Daarnaast is studie nodig naar eventuele problemen rond congestie en lokale markten. Een afweging tussen de kosten van uitbreiding van transportcapaciteit en de baten daarvan kan noodzakelijk zijn.

5.2.3 Toegang tot de markten

Markten functioneren het beste als alle partijen toegang hebben. Nieuwkomers met nieuwe vindingen dienen onder dezelfde voorwaarden de markten kunnen betreden als gevestigde partijen. Alleen in dat geval zullen nieuwe technieken zich goed kunnen ontwikkelen. Nieuwkomers kunnen zijn bestaande partijen die nieuwe activiteiten ontwikkelen, bijvoorbeeld een ICT-bedrijf dat energie gaat leveren of consumenten, die ook gaan produceren. Het kunnen ook geheel nieuwe partijen zijn, bijvoorbeeld start-ups.

Analyse huidige situatie

Op dit moment hebben alleen programmaverantwoordelijken toegang tot de korte termijnmarkten (APX, intra-day markt, onbalansmarkt). Kleinverbruikers hebben deze toegang niet, want zij hebben geen programmaverantwoordelijkheid en hun gebruik wordt afgerekend volgens profielen.

Kleinverbruikers zijn verantwoordelijk voor ongeveer $\frac{1}{3}$ van het totale verbruik in Nederland. Zij kunnen een bijdrage leveren aan flexibiliteit, bijvoorbeeld door in pieken in de winter het gebruik te verschuiven, of door extra te gebruiken als er veel wind en zon is. Kleinverbruikers kunnen alleen bijdragen aan de flexibiliteit als zij ook per kwartier worden bemeaten. Technisch zouden zij dan uit de profielsystematiek gehaald moeten worden. Vervolgens kunnen zij dan ook flexibiliteit leveren aan het systeem, via hun leveranciers, via aggregatoren of op andere wijze.

Mogelijke Verbeteringen

Duurzame elektriciteit uit fluctuerende bronnen kan beter worden opgenomen in het systeem als alle partijen in flexibiliteit kunnen handelen, ook de kleinverbruikers met slimme meters. Onderzoek is nodig naar de vraag op welke wijze deze verbruikers uit de profielsystematiek gehaald kunnen worden en hoe dat dan wordt geregeld met programmaverantwoordelijkheid. Zodra dat het geval is, zullen (programmaverantwoordelijke) marktpartijen nieuwe diensten kunnen ontwikkelen om de flexibiliteit van deze gebruikers te ontsluiten. Mogelijk is extra regulering nodig om groepen kleinverbruikers (consumenten) te beschermen tegen bepaalde risico's.

5.2.4 *Liquiditeit van markten*

Handelaren moeten erop kunnen vertrouwen dat de markten liquide zijn. Dit betekent dat er steeds zoveel partijen transacties willen sluiten dat geen van deze partijen individueel invloed heeft op de prijs. Liquiditeit van de markt is bijvoorbeeld van belang op momenten dat er een grote vraag is naar elektriciteit terwijl het aanbod beperkt is. In dat geval zouden de (weinig) aanbieders de prijs kunnen opdrijven. Dat zou bijvoorbeeld kunnen gebeuren op een lokale markt. De kans op prijsdrijving is kleiner als er veel partijen op de markt zijn die hun aanbod en hun vraag kunnen aanpassen.

Analyse: Liquiditeit, huidige situatie

Zoals hierboven beschreven hebben kleinverbruikers geen toegang tot de day-ahead markt, de intra-day markt of de onbalansmarkt. Hierdoor zijn deze minder liquide dan ze anders zouden kunnen zijn. Toegang van deze partijen tot de markten maakt deze ook meer liquide. Dat is vooral belangrijk op momenten dat er schaarste is aan elektriciteit. Als er dan meer vragers en aanbieders zijn, kan het een eventuele machtspositie van de aanbieders beperken.

Mogelijke verbetering

Het organiseren van toegang van alle elektriciteitsproducenten en –gebruikers tot de markten verbetert de liquiditeit van deze markten, vooral op momenten van schaarste.

5.2.5 *Transparantie*

Bij transparante markten zijn alle deelnemers, en ook derden, goed op de hoogte van de werking van de markten, van de prijzen en de hoeveelheden die daar worden omgezet. Ze weten hoe de prijzen in het verleden werden gevormd, hoe hoog de prijzen zijn, en hoe het aanbod en de vraag zich ontwikkelt. Als er informatie bekend is over de markten en hun resultaten kunnen vragers en aanbieders beter onderbouwde beslissingen nemen over hun gedrag. Bovendien kunnen derden, zoals analisten, gemakkelijk aan gegevens komen over de markten. Hun analyses dragen bij aan een goede werking van de economie.

Een voorbeeld van een transparante markt is de aandelenmarkt. Aandelenkoersen en de koersen op veel (andere) grondstoffenmarkten zijn voor iedereen beschikbaar, ook de koersen uit het verleden. Ze worden gratis beschikbaar gemaakt. Journalisten hebben inzage hierin en maken analyses, die voor iedereen toegankelijk zijn.

Analyse Transparantie, huidige situatie

Een belemmering voor transparantie is de lastige toegankelijkheid van data over de Nederlandse elektriciteitssector. Het is bijvoorbeeld bijzonder lastig om inzicht te verkrijgen in aantallen gebruikers in verschillende groepen (bijv. kleinverbruiker/

grootverbruiker), de omvang van hun aansluitingen (capaciteit), de omvang van hun (gemiddelde) gebruik en de transporttarieven die zij verschuldigd zijn. Dat is te betreuren, omdat de gegevens wel beschikbaar zijn. Consumenten zijn kleinverbruikers, maar daarnaast zijn er vele andere categorieën, bijvoorbeeld ondernemingen uit het MKB. Inzicht verkrijgen in wat voor soort ondernemingen dit zijn, welke aansluitingen zij hebben, wat het verbruik is en bij welk soort ondernemingen de grens tussen kleinverbruiker en grootverbruiker precies ligt, is lastig. De gegevens zijn er wel. Netbeheerders zullen/kunnen weten hoeveel aansluitingen zij hebben, tot welke categorieën deze behoren en wat de capaciteit is. Deze data zouden publiek gemaakt kunnen worden. Het is eveneens lastig voor derden om data te verkrijgen over prijzen en de hoeveelheden, die per kwartier zijn verhandeld op de APX of de onbalansmarkt (tijdreeksen). De transparantie van de handel op effectenbeurzen lijkt groter dan die van de APX.

Het ter beschikking stellen van informatie betreffende elektriciteitsmarkten kan gezien worden als een algemeen, publiek belang. Als het gaat om informatie over het transport van elektriciteit, het gebruik van de netwerken en de tarieven die gevraagd worden, gaat het om gegevens van openbare diensten. De overheid zou hier een rol kunnen nemen door voor te schrijven welke informatie in ieder geval ter beschikking gesteld moet worden. De privacy dient daarbij wel geborgd te blijven.

Mogelijke verbetering

Het openen van een website waarop de prijzen en hoeveelheden op de verschillende beurzen in heden en verleden vrij toegankelijk zijn voor alle partijen. Voorts zou er een verplichting kunnen zijn voor netbeheerders of hun organisaties om inzicht te geven in de opbouw van de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Daarbij gaat het om inzicht in de verschillende groepen gebruikers, het aantal gebruikers in iedere groep, de karakteristieken van de gebruikers, de soorten aansluitingen die zij hebben en hun gemiddeld gebruik.

5.3 Marktfalen

Bij marktfalen zijn de resultaten van de markt niet efficiënt, als de overheid het marktfalen niet corrigeert. De twee vormen van marktfalen, die bij elektriciteitsmarkten van belang zijn, zijn het (natuurlijk) monopolie en de externe effecten. Deze worden hieronder behandeld.

5.3.1 Monopolie van de fysieke infrastructuur

Bij de infrastructuur van elektriciteit is concurrentie niet (goed) mogelijk. Het is efficiënt als er maar één infrastructuur is, waarvan alle partijen gebruik maken. Als er concurrentie zou zijn tussen infrastructuren, zou dit waarschijnlijk niet werken. Uiteindelijk zou er dan maar één infrastructuur overblijven. De eigenaar van die infrastructuur heeft dan een machtspositie. In de economie wordt dit uitgelegd als marktfalen: concurrentie leidt niet tot een goed resultaat. Overheidsingrijpen is noodzakelijk om ervoor te zorgen dat het netwerk beschikbaar blijft tegen redelijke kosten. Overheden lossen dit op door de infrastructuur zelf aan te leggen en te exploiteren, of door een netwerk, dat door private partijen wordt geëxploiteerd, streng te reguleren.

In Nederland zijn netwerken in eigendom van overheden. Daarnaast zijn ze gereguleerd. De wijze van tariefstelling, die is opgenomen in wet- en regelgeving, zou in de toekomst aangepast kunnen worden om de flexibiliteit in de voorziening te

accommoderen en om ervoor te zorgen dat het netwerk betaalbaar blijft voor iedereen.

Voorbeelden daarvan zijn de volgende: op dit moment worden grote pv-velden aangelegd in afgelegen gebieden, waar de grond goedkoop is. Netbeheerders hebben de plicht om de netwerken te versterken, de kosten daarvan kunnen hoog zijn. Ze worden afgewenteld op het collectief. Als de kosten meer neergelegd zouden worden bij partijen die deze veroorzaken (de aanlegger van het zonnenveld) zouden er meer prikkels komen om de zonnenvelden neer te leggen in de nabijheid van gebruikers, zodat vraag en aanbod dicht bij elkaar komen. Maatschappelijk gezien is dat voordeliger. Eenzelfde punt geldt voor grote hoeveelheden zonnepanelen, die mogelijk in de wijken worden aangelegd. Ook hiervoor zijn veel netversterkingen nodig. In sommige gevallen zijn de kosten van de netwerken hoger dan de baten die daar mee gehaald kunnen worden.

Op dit moment wordt het overgrote deel van de kosten van het netwerk neergelegd bij de kleinverbruikers aan het distributienetwerk. Zij betalen vaste tarieven, die afhankelijk zijn van de capaciteit van hun aansluiting en niet samenhangen met de hoeveelheid gebruikte elektriciteit of het tijdstip van gebruik. In het verleden was dat mogelijk rationeel, omdat het ging over passieve gebruikers die hun eigen gebruik niet konden beïnvloeden. Maar dat is niet langer zo. Kleinverbruikers kunnen actief zijn en invloed uitoefenen op de totale kosten van het netwerk. Zij moeten dan ook beloond kunnen worden voor gedrag dat daaraan bijdraagt. Het is onduidelijk in hoeverre de energievoorziening in de toekomst lokaal/decentraal wordt. Lokaal kan zeer bescheiden blijven, het zou ook een grote vlucht kunnen nemen. Maatschappelijk gezien is het wenselijk dat de efficiënte oplossing tot stand komt. Dit kan alleen gebeuren als lokaal dezelfde kansen krijgt als centraal en ook kan meedoen op de markten. Voorts dienen de kosten van het netwerk redelijk, volgens het beginsel van kostenveroorzaking, verdeeld te worden, waarbij extra kosten worden neergelegd bij partijen die deze veroorzaken.

5.3.2 *Externe effecten*

Milieukosten worden ook wel externe effecten genoemd: als ze niet worden doorberekend in de prijzen van een product wordt er als het ware teveel van het product gebruikt, omdat de gebruikers geen rekening houden met de schadelijke effecten. Deze komen terecht bij derden. Dit is een vorm van marktfalen, waarbij optreden van de overheid wenselijk is.

Een belangrijk negatief extern effect van energie is de uitstoot van broeikasgassen, die kunnen leiden tot de opwarming van de aarde en alle schadelijke gevolgen van dien. Economisch is het efficiënt als degenen, die broeikasgassen uitstoten, ook belast worden met de schade die daardoor veroorzaakt wordt. Een CO₂-heffing of verhandelbare CO₂-rechten, mits deze voldoende duur zijn, vormen een efficiënt instrument. Alle partijen houden dan rekening met de schade van hun handelen. Duurzame energie wordt dan goedkoper, vervuilende energie duurder.

Op dit moment worden de externe kosten gebrekkig doorgerekend. Er zijn wel energiebelastingen en verhandelbare emissierechten, maar de kosten daarvan zijn nauwelijks verbonden aan de daadwerkelijke verontreiniging die wordt veroorzaakt. Hierdoor nemen partijen beslissingen die maatschappelijk gezien suboptimaal zijn. Een voorbeeld daarvan is de verdringing van de gascentrales door de kolencentrales, terwijl gas als brandstof schoner is dan kolen. De verontreiniging wordt hier niet

doorgerekend in de prijzen. Maatschappelijk gezien is dat inefficiënt. Belastingen die gebaseerd zijn op maatschappelijk kosten, zorgen ervoor dat in de merite-order ook rekening wordt gehouden met de extra kosten van verontreiniging.

Een ander voorbeeld is de belasting op het gebruik van de kleinste verbruikers, die vele malen groter is dan de belasting op het gebruik van grotere verbruikers.

Uiteindelijk worden hierdoor niet de juiste beslissingen genomen over energiebesparing. Voor grote verbruikers is besparing niet rendabel, ook al zijn de kosten daarvan laag en zou dat maatschappelijk gezien wel rendabel zijn, gegeven de klimaateffecten van het gebruik van energie.

5.3.3 *Publieke belangen*

Ook als de markten efficiënt georganiseerd zijn, en er reguleringen zijn getroffen om ervoor te zorgen dat externe effecten gecorrigeerd worden, dan nog is het mogelijk dat de uitkomsten maatschappelijk gezien onwenselijk zijn. De overheid kan dan ingrijpen om bepaalde publieke belangen te behartigen. Hieronder worden enkele daarvan besproken.

Leveringszekerheid wordt als een belangrijke pijler in de energievoorziening gezien. Het beleid van de overheid dient er voor te zorgen dat de voorziening gegarandeerd wordt. Nu is dit een lastig begrip. Wanneer zou de leveringszekerheid in gevaar komen?

In het verleden bepaalde de overheid direct of indirect hoeveel productiecapaciteit er was, welke de productiemix was en hoe er werd voldaan aan de behoeften van gebruikers. Nu bepalen marktpartijen dit. De leveringszekerheid wordt dus aan hen overgelaten, de overheid staat op afstand. Normaliter voldoen markten in de behoeften die er zijn. Het is de vraag of het anders is bij elektriciteit.

Toen het elektriciteitssysteem pas geliberaliseerd was, was er een angst dat er onvoldoende geïnvesteerd zou worden in nieuwe centrales. Inmiddels is er een zekere overcapaciteit ontstaan in Nederland. Op dit moment zijn er discussies over de vraag of er in de winter, op momenten dat er geen wind en zon zijn, tekorten kunnen ontstaan. Daarbij is niet duidelijk wat een tekort precies inhoudt. Vanuit economisch oogpunt is dat een bijzondere situatie.

Een tekort zal zich op korte/middellange termijn alleen voordoen als een belangrijk deel van de productiecapaciteit wordt gesloten omdat deze niet rendabel is gezien de vigerende marktomstandigheden en als daar ook geen vervanging voor aanwezig is in de vorm van andere flexibiliteit, zoals vraagsturing of opslag. Vanwege de snelle veranderingen in de energiesector is het niet goed mogelijk om precies te voorzien hoe de prijzen zich zullen ontwikkelen, of de vraagelasticiteit, of de totale productiecapaciteit.

Kortom, het is lastig te bedenken wat de overheid op dit moment, bij de huidige markten, nog aanvullend kan doen om de leveringszekerheid te garanderen. Dit kan anders zijn in extreme, onverwachte omstandigheden, bijvoorbeeld bij een onverwacht tekort aan brandstoffen. Ervoor zorgen dat de markten zodanig zijn ingericht dat flexibiliteit gemakkelijk verhandeld kan worden, draagt uiteraard bij aan de leveringszekerheid.

5.3.4 *Betaalbaarheid*

Iedereen vindt het belangrijk dat de energievoorziening betaalbaar is. Efficiënte markten zorgen in beginsel ervoor dat de beste resultaten worden bereikt. Het is niet goed mogelijk om aan te geven wat de overheid, bij vrije concurrentie, zou kunnen doen om de betaalbaarheid van de voorziening te verbeteren. In dat opzicht wijkt de elektriciteitssector weinig af van andere sectoren. Als er excessen zijn, zou de overheid iets kunnen doen.

De bescherming van consumenten tegen fluctuerende prijzen hoeft, als dat al nodig is, niet juridisch worden afgedwongen, maar kan worden overgelaten aan markten. In een goed werkende markt zouden consumenten zelf onder die omstandigheden contracten kunnen afsluiten tegen vaste prijzen. Aanbieders zullen dat aanbieden, net zoals bij de hypotheek. Consumenten kunnen dan kiezen: volatiele prijzen, die gemiddeld gezien goedkoper zijn, of vaste prijzen, die gemiddeld gezien wat hoger zijn. Als de markt zo goed werkt, is overheidsingrijpen niet nodig.

5.3.5 *Het belang van experimenten met flexibiliteit*

Flexibiliteit kan op allerlei verschillende manieren worden ingepast in het systeem. Op het laagste niveau gaat het om de woning. Een eigenaar kan achter de meter voor flexibiliteit zorgen. Hij kan de wasmachine aanzetten als de zonnepanelen werken, de elektrische auto opladen in de daluren en dergelijke. Een reguleringsysteem met variabele transportprijzen en variabele elektriciteitsprijzen zal hem prikkels daartoe geven, de mogelijkheid om te salderen belemmert dit. Een volgend niveau is een appartementencomplex met bijvoorbeeld laadpalen in de garage. Bewoners kunnen dan samen een flexibele, geïntegreerde voorziening opzetten, waar warmte, elektriciteit en/of gas geïntegreerd zijn. Het delen van een elektriciteitsvoorziening is echter niet toegestaan, de bewoners zijn genoodzaakt om ieder een eigen aansluiting te nemen op het publieke netwerk. Dit zorgt voor complicaties. Direct onderling flexibiliteit uitwisselen tussen bewoners wordt dan een probleem. Ieder moet zijn eigen flexibiliteit invoeden op het publieke netwerk en het zo verkopen aan een leverancier, of het wordt gesaldeerd. Dat geldt ook voor de flexibiliteit uit elektrische auto's of gezamenlijke zonnepanelen. Die zit achter de aansluiting van de coöperatie. Lokale optimalisering op het niveau van de flat is daarom niet mogelijk. Dat geldt ook voor een wijk. In de experimentenregeling wordt mogelijkheid geboden om daarmee te experimenteren. Ieder experiment dient echter een ontheffing te verkrijgen van het Ministerie en daartoe moet het voldoen aan een groot aantal voorwaarden. Bovendien is het aantal experimenten dat per jaar een ontheffing krijgt beperkt. Dat is jammer, want hierdoor kan er maar beperkt ervaring worden opgedaan. Nieuwe producten en nieuwe diensten kunnen zich hierdoor niet ontwikkelen.

De terughoudendheid met experimenteren is te begrijpen vanuit het systeem dat we nu hebben. Als experimenten een grote vlucht nemen, zal blijken dat andere onderdelen van het systeem niet meer goed functioneren. Hoe gaat het met belastingheffing, als een aantal consumenten gezamenlijk achter een aansluiting is? Hoe kan ervoor gezorgd worden, dat deze gegarandeerd blijven? Hoe gaat het met de inkomsten van de netbeheerder? Blijven die op peil? Het huidige systeem zit ingenieus in elkaar: als er een element uit wordt getrokken, heeft dat gevolgen voor alle andere elementen. Het beperken van experimenten is echter geen juiste reactie hierop. Het is beter om experimenten toe te staan en vervolgens bij te sturen, als er problemen zijn. Hiervoor zouden wet- en regelgeving veranderd moeten worden.

5.4 Conclusie

De elektriciteitsvoorziening zal in de nabije toekomst sterk veranderen door de komst van fluctuerende, duurzame energiebronnen op nationaal en lokaal niveau. Flexibiliteit in het aanbod van en in de vraag naar elektriciteit worden steeds belangrijker. ICT maakt het steeds beter mogelijk om deze flexibiliteit te leveren. Dit hoofdstuk onderzocht of het ontwerp van de energiemarkten verbeterd kan worden zodat alle mogelijkheden voor inpassing van duurzame elektriciteit ook daadwerkelijk gebruikt kunnen worden. Als de markten efficiënt werken, zullen de kosten van de transitie het laagst zijn en kunnen onnodige investeringen zoveel mogelijk worden voorkomen. In dit hoofdstuk is eerst onderzocht of voldaan is aan de voorwaarden voor de inrichting van efficiënte markten. De volgende onderwerpen zijn daarbij besproken: de vraag of de prijssignalen de juiste prikkels geven, de vraag of er voldoende markten zijn en of deze voor iedereen toegankelijk zijn, de vraag of ze voldoende liquide zijn en voldoende transparant. Vervolgens kwam het marktfalen aan de orde, vooral het monopolie van de netbeheerder en de externe effecten op het gebied van het milieu, en tenslotte zijn andere publieke belangen besproken. Een aantal verbeteringen is voorgesteld.

6 Waardering van flexibiliteit: kansen en condities

In dit rapport staat de vraag centraal welke aanpassingen in het Nederlandse energiesysteem en het functioneren van energiemarkten nodig zijn bij de opschaling en integratie van hernieuwbare energiebronnen. Daarbij start de analyse niet vanuit een min of meer wenselijk beeld van de toekomst, maar bij het huidige functioneren van onze energievoorziening en energiemarkt. In onderscheid met vele andere studies richt deze studie zich namelijk op het transitie pad naar een toekomstbestendig energiesysteem. Welke nieuwe dilemma's op het gebied van betrouwbaarheid en betaalbaarheid zijn met de opschaling en integratie van hernieuwbare bronnen te verwachten? Met welke maatregelen kunnen nieuwe economische kansen worden benut en eventuele risico's beperkt of voorkomen?

Dit laatste hoofdstuk begint met een samenvatting van de voorgaande hoofdstukken en schetst enerzijds de context van de energietransitie in Nederland en anderzijds een van de belangrijkste uitdagingen op dat transitie pad. Die uitdaging is om tijdig en effectief te voorzien in de groeiende behoefte aan flexibiliteit van het energiesysteem.

6.1 Het energiesysteem is in transitie

De energievoorziening is wereldwijd aan het veranderen en de effecten daarvan zijn zichtbaar in Europa en Nederland. Denk aan de toevloed van goedkope kolen naar Europese kolencentrales, de 'Atomausstieg' in Duitsland na de ramp met de kerncentrale in het Japanse Fukushima en het streven naar importonafhankelijkheid in reactie op geopolitieke spanningen. In al deze dynamiek zijn twee generieke trends herkenbaar. Allereerst groeit wereldwijd het aandeel energie uit hernieuwbare energiebronnen, ook al blijven aardolie, aardgas en kolen de komende decennia dominant in de energiemix. Ten tweede zien we vooral in Europa een snelle groei van het aantal lokale initiatieven op het gebied van energiebesparing en hernieuwbare opwekking. Steeds meer burgers en bedrijven wekken zelf energie op voor eigen gebruik, voor levering aan hun directe omgeving of voor levering aan het net.

Scenario-studies laten zien dat in Europa en in Nederland onder invloed van deze trends het aandeel van fluctuerende bronnen (zon en wind) in de totale energieopwekking de komende decennia snel toeneemt. Met de groei van het aandeel fluctuerende energiebronnen wordt het aanbod van elektriciteit steeds meer afhankelijk van de weersomstandigheden.

Balanceren van vraag en aanbod

Nederland heeft, net zoals de meeste landen in Europa, een systeem van programmaverantwoordelijkheid om het aanbod van stroom te balanceren met de vraag. Tot dusver voldoet dit systeem uitstekend om vraag en aanbod van stroom in ons land te balanceren. Het Nederlandse net kent mede hierdoor een bijzonder hoge betrouwbaarheid en kan zelfs grote stroomoverschotten uit Duitsland opvangen. Binnen het systeem van programmaverantwoordelijkheid dragen alle partijen in beginsel de verantwoordelijkheid om contracten te sluiten voor de aankoop en de verkoop van elektriciteit. Het systeem houdt in dat marktpartijen tot een dag van tevoren programma's indienen waarin staat hoeveel elektriciteit zij de dag daarop per kwartier zullen leveren dan wel afnemen. Grote partijen op de energiemarkt sluiten onderling lange termijn contracten waarmee ze al een groot deel van hun vraag of

aanbod op langere termijn invullen. Hoewel partijen hun programma minimaal een dag tevoren inleveren, kunnen ze tot vijf minuten voor de werkelijke levering onderling nog handelen in stroom om een overschot of tekort te voorkomen. Ze kunnen wel zomaar elektriciteit op het net ‘dumpen’ omdat ze het over hebben of onaangekondigd veel meer elektriciteit afnemen, maar dan wordt het achteraf afgerekend tegen de prijzen van de onbalansmarkt.

Een goed functionerende stroomvoorziening kent maximale betrouwbaarheid en minimale uitval. Vraag en aanbod van elektriciteit zijn overal en op elk moment fysiek met elkaar in evenwicht, ook wanneer aanbod of vraag fluctueren. Als vraag en aanbod niet op elkaar zijn afgestemd ontstaan er problemen in het elektriciteit systeem, want het huidige systeem heeft nauwelijks mogelijkheden voor opslag van energie.

Wanneer komt de betrouwbaarheid onder druk?

Het is niet bekend hoe snel fluctuerende energiebronnen als zon en wind zich de komende decennia zullen ontwikkelen. De toekomstscenario's die in dit rapport zijn opgenomen laten zien dat onze energievoorziening de komende decennia sterk kan veranderen als de opschaling en integratie van hernieuwbare energiebronnen in het Nederlandse energiesysteem doorzet. Deze veranderingen zijn het eerst merkbaar in het elektriciteitssysteem. Zo schat de Nationale Energieverkenning (ECN, PBL, 2014) dat 49- 53% van de in Nederland opgewekte stroom in 2030 afkomstig is van hernieuwbare bronnen, waaronder wind en zon.

Of en bij welk aandeel van deze fluctuerende bronnen problemen ontstaan met het handhaven van de systeembalans voor elektriciteit en met de handhaving van de spanningskwaliteit is echter niet bekend. Het is daarmee ook onzeker op welke termijn en in welke mate Nederland maatregelen moet nemen om de huidige betrouwbaarheid in de levering van elektriciteit te kunnen blijven borgen. Inzichten uit scenario-studies geven de indicatie dat het gaat om een periode van 10 tot 15 jaar. Op dit moment worden echter al beslissingen genomen over investeringen, infrastructuur, innovatieprogramma's en regelgeving die de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van ons toekomstige energiesysteem bepalen. Het gecoördineerd transformeren van het systeem kan zorgen dat bijkomende kosten voor de integratie van fluctuerende bronnen beperkt of zelfs voorkomen kunnen worden³⁴. Door nu al te anticiperen op een flexibel energiesysteem kunnen desinvesteringen worden voorkomen en kan ons land een competitief sterke positie opbouwen ten opzichte van omliggende landen.

6.2 Bronnen van flexibiliteit

Het is onwaarschijnlijk dat met het systeem van programmaverantwoordelijkheid in de huidige uitwerking voldoende is om de balans tussen vraag en aanbod te blijven borgen bij een groeiend aandeel stroom van fluctuerende bronnen. Allereerst is de basis van het huidige systeem dat de levering van elektriciteit wordt bijgestuurd wanneer de verwachte energievraag dat noodzakelijk maakt. De stroomvoorziening uit fluctuerende energiebronnen is echter niet goed regelbaar. Ten tweede is het

³⁴ Sijm, J., 2014, Cost and revenue related impacts of integrating electricity from variable renewable energy into the power system – A review of recent literature, ECN-E-14-022, Petten/Amsterdam

huidige systeem geoptimaliseerd voor handel tussen grote, gespecialiseerde marktpartijen en is in de praktijk niet toegankelijk voor het groeiend aantal kleinverbruikers dat lokaal energie opwekt. Deze gebouweigenaren, woningcorporaties, kleine en middelgrote bedrijven missen in de praktijk de bevoegdheid en de benodigde kennis en informatie om te kunnen handelen, maar worden op de energiemarkt wel een steeds belangrijker partij die, bijvoorbeeld met de hulp van aggregatoren, een bijdrage zou kunnen leveren aan flexibiliteit. En ten derde kunnen nieuwe bronnen van flexibiliteit tot ontwikkeling komen, die in staat zijn fluctuaties in aanbod en vraag van stroom op te vangen. Ook in de toekomst moeten vraag en aanbod van elektriciteit immers overal en op elk moment fysiek met elkaar in evenwicht zijn. Het begrip flexibiliteit staat hier voor het vermogen van marktpartijen om zo snel als nodig in te spelen op fluctuaties in aanbod en/of vraag naar elektriciteit. Flexibiliteit is het kernbegrip van de toekomstige stroomvoorziening.

In dit rapport zijn diverse technologische opties of 'enablers' beschreven die het mogelijk maken om snel in te spelen op fluctuaties in vraag en/of aanbod van stroom. Deze opties variëren van continu reguleerbare energieopwekking tot dynamisering van de elektriciteitsvraag en van versterking van de interconnectie tussen energienetwerken tot realisatie van energieopslag. Deze flexibiliteitsbronnen hebben niet allemaal dezelfde karakteristieken en toepassingsmogelijkheden. Om meer inzicht te geven in hun mogelijke inzet is een eerste technische karakterisering van de verschillende soorten bronnen gemaakt. Vooral de tijdsdimensie is hierbij belangrijk: hoe ver vooruit kan een bepaalde optie ingepland, hoe lang kan een bron worden ingezet, hoe snel kan een ingezette bron worden afgebouwd. Daarnaast speelt ook het vermogen dat de bron in stabiele toestand per tijdseenheid kan produceren, opslaan of zelfs consumeren (negatieve productie) een rol. Een derde dimensie is het geografische kader van een flexibiliteitsbron. Zo maakt het bijvoorbeeld veel uit of een bron op gebouw, wijk of nationaal niveau ingezet kan worden. Deze karakteristieken laten zien dat elke flexibiliteitsbron een eigen specifieke functionaliteit en toepassing kent. Een combinatie van deze opties is nodig om flexibiliteit op alle systeemniveaus mogelijk te maken, rekening houdend met kosten, energetisch vermogen, ruimtelijke schaal en dynamiek in de tijd.

Nieuwe eisen aan energiemarkten

De opschaling van hernieuwbare energiebronnen stelt ook nieuwe eisen aan energiemarkten. Energiemarkten dienen zo ingericht te zijn dat vraag en aanbod efficiënt op elkaar afgestemd worden. Alleen in dat geval geven de prijzen de verhoudingen tussen vraag en aanbod goed weer en krijgen partijen de juiste prikkels om al dan niet energie te produceren, meer of minder energie af te nemen en al dan niet te investeren in besparing en/of opslag van energie, of in hernieuwbare energieopwekking. Zoals ECN ook stelt zal het aanbod van flexibiliteit door huidige en nieuwe partijen niet ontstaan zonder voldoende prikkels. Een goed functionerende markt is hierbij cruciaal om deze prikkels in de vorm van prijssignalen af te geven.³⁵ Voor een goede werking van de elektriciteitsmarkten is het belangrijk dat alle partijen onder gelijke voorwaarden toegang hebben tot deze markten. Dit geldt voor alle aanbieders, groot en klein, en alle vragers, groot en klein. Op dit moment hebben kleinverbruikers in de praktijk geen toegang. Naarmate de mogelijkheden van ICT meer binnen bereik komen kunnen ook kleine afnemers en producenten (al dan niet via tussenpersonen) handelen op de verschillende markten. Hierdoor hebben zij de

³⁵ ECN (2014) – Quantifying Flexibility Markets

kans om mee te doen. Hun deelname bevordert innovatie en verhoogt de efficiëntie van de markten omdat zij een waardevolle bijdrage kunnen leveren aan het afstemmen van vraag en aanbod.

Handelaren moeten erop kunnen vertrouwen dat de markten liquide zijn. Dit betekent dat er steeds zoveel partijen transacties willen sluiten dat geen van deze partijen individueel invloed heeft op de prijs. Liquiditeit van de markt is bijvoorbeeld van belang op momenten dat er een grote vraag is naar elektriciteit terwijl het aanbod beperkt is. In dat geval zouden de (weinig) aanbieders de prijs kunnen opdrijven. De kans op prijsopdrijving is kleiner als er veel partijen op de markt zijn die hun aanbod en hun vraag kunnen aanpassen. Wanneer ook kleinverbruikers – al dan niet direct-toegang krijgen tot de APX markt, de intra-day markt of de onbalansmarkt versterkt dit de liquiditeit van deze markten.

Tenslotte is transparantie een belangrijke voorwaarde voor de goede werking van markten. Transparantie houdt in dat de deelnemers van de markten op de hoogte (kunnen) zijn van prijzen en hoeveelheden. Ze weten hoe de prijzen nu en in het verleden worden gevormd, hoe hoog de prijzen zijn en hoe het aanbod en de vraag zich ontwikkelen. Als er meer informatie beschikbaar zou komen over de elektriciteitsmarkten (APX, intra-day markt, onbalansmarkt) zou het voor vragers en aanbieders mogelijk zijn om bijvoorbeeld gegevens te vinden over het verloop van de prijzen over langere tijden, of over de verhandelde volumes. Zo zouden zij beter onderbouwde beslissingen kunnen nemen en zouden analisten betere kennis kunnen ontwikkelen over de werking van deze markten.

6.3 Waarde van flexibiliteit

De essentie van de transitie naar een toekomstbestendig (duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar) energiesysteem is dat het systeem zich zodanig ontwikkelt dat het flexibel inspeelt op fluctuaties in vraag en aanbod van energie. De transitie is daarmee niet alleen een technologische transitie, maar ook een transitie in economie en gedrag. Technologische innovatie schept de voorwaarden, maar is op zichzelf niet afdoende. Het is ook nodig dat de energiemarkt zodanig wordt ingericht dat alle marktpartijen flexibel vermogen kunnen aanbieden of kopen op het moment dat dit nodig en rendabel is. Zolang dat niet het geval is, blijven belangrijke kansen voor flexibilisering van vraag en aanbod onderbenut.

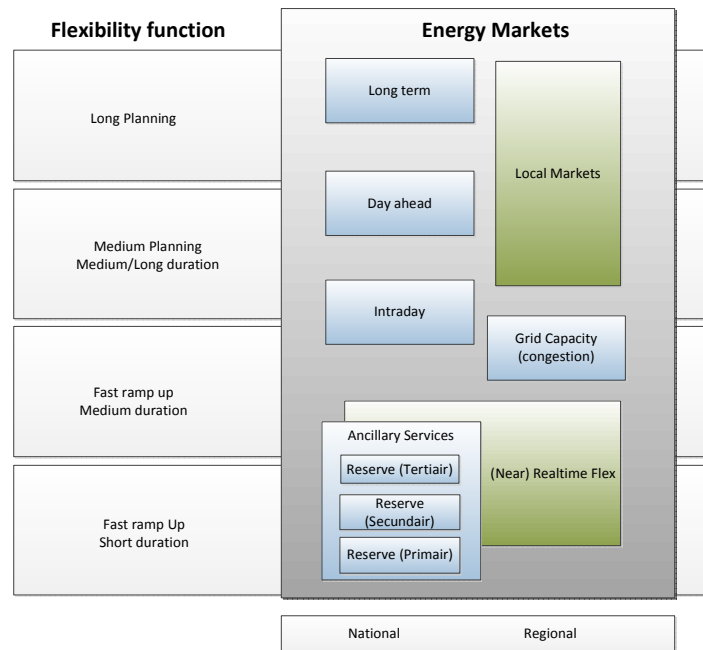
In een flexibel systeem passen vraag en aanbod zich soepel op elkaar aan. De waarde van flexibiliteit kan dan worden afgeleid uit de prijzen. Neem als voorbeeld een zonnige, doch winderige, zondag in de zomer, bijvoorbeeld om 12 uur in de middag, waarbij alle windmolens en zonnepanelen maximaal produceren. Er is dan een overvloed aan elektriciteit: er wordt veel geproduceerd maar weinig afgenomen. De elektriciteitsprijzen dalen dan tot een minimum. Flexibiliteit heeft dan een economische waarde. Stel dat de elektriciteitsprijs om 13 uur nadert tot nul cent per kWh, terwijl deze langzaam oploopt tot 8 ct. per kWh om 17.00 uur. Met het verschuiven van de productie of van de vraag kan dan geld verdiend worden. Dat bedrag is 8 ct. per kWh als het van 13.00 uur naar 17.00 wordt verschoven, maar bij kortere verschuivingstijden gaat het om minder geld. Economisch is het efficiënt als de producenten of afnemers, die op de goedkoopste wijze hun vraag of aanbod kunnen aanpassen, dit ook zullen doen. Zij berekenen ieder of de opbrengsten van het verschuiven van de vraag of het aanbod de kosten daarvan goed maken. "Zullen

we de airconditioning enige tijd uitzetten, of krijgt iedereen het dan te warm?” “Is het zinvol om de temperatuur in de koelhuizen extra laag te maken, om deze later op de dag, als de elektriciteitsprijzen hoger zijn, weer te laten oplopen”?

Flexibiliteit en prijsfluctuaties zijn onlosmakelijk met elkaar verbonden. De waarde van flexibiliteit volgt uit het prijsverschil tussen de productie of afname van elektriciteit op verschillende tijdstippen. Hoe hoger de prijsverschillen, des te meer waarde heeft flexibiliteit. Bij grote prijsverschillen, en dus een hoge waarde van flexibiliteit, is er veel aan te verdienen. Dit lokt niet alleen investeringen in flexibiliteit uit, maar ook innovaties in de opwekking, conversie, transport, opslag en gebruik van energie, evenals een vernieuwing van het business model in de energiesector. Op dit moment zijn de tarieven voor elektriciteit redelijk stabiel en hierdoor kan er maar weinig verdiend worden met flexibiliteit. Bovendien belemmert het reguleringssysteem de inbreng van flexibiliteit door middelgrote en kleine partijen.

6.4 Flexibiliteit in soorten en maten

De ene flexibiliteit is de andere niet, en daarmee zijn de toepassingen ook verschillend. Om dat inzichtelijk te maken is het nuttig de verschillende bronnen met de verschillende markten in verband te brengen, want ook die markten stellen bepaalde eisen aan flexibiliteit. Een eerste overzicht is gemaakt in Figuur 9. De figuur laat zien dat de specifieke eigenschappen van elke flexibiliteitsbron moeten passen bij de onderscheiden energiemarkten. Zo is voor de lange termijn markt een flexibiliteitsbron nodig met een lange planning horizon (seizoensgebonden opslag bijvoorbeeld). Voor kortere termijn markten tot en met de markt voor onbalans zijn steeds kortere ramp up / response tijden noodzakelijk. Lokale opslag en vraagsturing maar ook een dienst als bewuste afschakeling (differentiatie in service level agreements) zijn hier van toepassing. En in een regionaal gebonden markt zijn flexibiliteitsbronnen nodig die geschikt zijn voor volumes die in de regio worden verhandeld. In het overzicht zijn ook nieuwe markten weergegeven (groen), die een mogelijkheid bieden om bepaalde (snelle) flex in te kunnen zetten in een nieuwe flexibiliteitsmarkt.



Figuur 9. Flexibiliteit kenmerken en Markten

Wat deze figuur ons voornamelijk laat zien is dat er horizontale verbanden bestaan tussen flexibiliteitsbronnen, hun kenmerken en de energiemarkten zoals we die kennen. Maar ook verticaal zijn de energiemarkten met elkaar verbonden door de tijd, en hetzelfde zal gelden voor de verschillende flexibiliteitsbronnen. Om hierin goede keuzes te maken en de juiste kansen te vinden en benutten zal een integrale benadering nodig zijn, die zowel naar de markt samenhang kijkt op nationaal en lokaal niveau en de samenhang van flexibiliteit opties en combinaties daarvan aan elkaar verbindt. Deze systeemintegratie aanpak is nodig voor een kosten-optimale inrichting en gebruik van flexibiliteit in het gehele energiesysteem.

6.5 Aanbevelingen

Het is niet met zekerheid te zeggen hoe snel fluctuerende bronnen zich de komende decennia zullen ontwikkelen. En er is nog veel onbekend over de mogelijke gevolgen daarvan voor de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van het Nederlandse energiesysteem. Idealiter ontwikkelt zich de komende decennia een toekomstbestendig energiesysteem dat flexibel kan inspelen op fluctuaties in vraag en aanbod van energie. Daarvoor is technologische innovatie nodig, maar ook een transitie in economie en gedrag. De energiemarkt moet zodanig worden ingericht dat marktpartijen flexibel vermogen kunnen aanbieden of kopen op het moment dat dit nodig en rendabel is.

Om deze transitie naar een toekomstbestendig energiesysteem te ondersteunen zal vervolgonderzoek zich moeten richten op de volgende vraagstukken:

1. **Aanpassingen aan het ontwerp van de energiemarkt.** Energieopwekking uit zon en wind - op grootschalige windparken en op kleinschalige zonnedaken – veroorzaakt een radicale omslag in het functioneren van de energiemarkt. Het ontwerp van de markt moet aangepast worden om dit te ondersteunen: een omslag van *centrale, stabiele levering* naar *flexibiliteit met waarde*. Dit vraagt om

- toelating van nieuwe marktpartijen, een transparante energiemarkt, fluctuerende energieprijzen en business modellen die het mogelijk maken om flexibel vermogen te verhandelen waar en wanneer dit nodig en rendabel is. In deze studie zijn de hoofdlijnen van een dergelijke toekomstige energiemarkt geschetst, nadere studie is nodig om de economische, technische en maatschappelijke randvoorwaarden aan te scherpen.
2. **Dynamische modellering van flexibiliteit in het energiesysteem.** Om de betaalbaarheid van onze energievoorziening te borgen is meer inzicht nodig in de invloed op energieprijzen van verschillende bronnen van flexibiliteit (aanbod, vraag, opslag, interconnectie). Hiertoe dienen dynamische rekenmodellen ontwikkeld te worden die in staat zijn om de invloed van flexibiliteit in het systeem in de tijd te modelleren, in combinatie met de markten waarop flexibele capaciteit verhandeld kan worden. Een belangrijk uitgangspunt daarbij is dat flexibiliteit een waarde toegekend wordt en in de vorm van een product of dienst kan worden aangeboden of afgenomen, al dan niet geaggregeerd.
 3. **Portfolio-analyse van flexibiliteitsbronnen.** Een combinatie van flexibiliteitsbronnen is nodig om aan de verschillende soorten flexibiliteit op de verschillende systeemniveaus te voldoen en mogelijk te maken. Hierbij rekening houdend met kosten, energetisch vermogen, ruimtelijke schaal en dynamiek in de tijd. Dat is een belangrijke conclusie uit deze studie. De ontwikkeling van flexibiliteit is dan ook gebaat bij een aanpak die boven de afzonderlijke bronnen uitstijgt en deze aanstuurt als een samenhangend palet. Om desinvesteringen en een lock-in op afzonderlijke technologische innovaties te voorkomen, is een overzicht nodig van ontwikkelstadia van technologische opties met een analyse over hun (toekomstige/mogelijke) positie in het energiesysteem. Deze studie presenteert een eerste overzicht dat laat zien dat de genoemde opties op meerdere dimensies van elkaar verschillen. Verdere uitdieping en differentiatie van opties is nodig naar functionaliteit en toepassing, rekening houdend met duurzaamheid, kosten, energetisch vermogen, ruimtelijke schaal en dynamiek in de tijd.
 4. **Economische kansen: Waardenmodel voor actoren.** Flexibiliteit kan een economische waarde krijgen in een energiemarkt waarin elektriciteitstarieven variabel zijn en externe kosten worden verdisconteerd in de prijs. Wanneer de energiemarkt in dit opzicht wordt aangepast, is het nog de vraag welke marktpartijen renderende producten & diensten kunnen baseren op flexibiliteitsopties. Op het laagspanningsnet bieden opslag en vraagsturing door eindgebruiker(s) op gebouw- of wijkniveau mogelijk interessante kansen om energiekosten te reduceren. Op het laag- en midden spanning net kunnen wellicht nieuwe marktpartijen (aggregatoren) economische kansen ontwikkelen met producten & diensten die de flexibiliteit van het lokale en regionale energiesysteem versterken. Traditioneel is dit het gebied van de regionale netbeheerders, maar zij zijn gehouden aan taken die niet door marktpartijen zijn uit te voeren. Op het midden- en hoogspanningsnet bieden opslag en vraagsturing door energie-intensieve bedrijven mogelijk interessante kansen om energiekosten te reduceren en onderling energie uit te wisselen in een regionaal bedrijvencluster. Nader onderzoek is nodig om te bepalen op welke aggregatieniveau en onder welke voorwaarden een sluitende business case te creëren is voor producten & diensten op basis van flexibiliteit.

5. **Leren door te doen: Praktijkexperimenten en Livings labs.** Het is niet met zekerheid te zeggen hoe snel fluctuerende bronnen zich de komende decennia zullen ontwikkelen, welke flexibiliteitsopties dan nodig en hoe de energiemarkt ingericht dient te worden zodat de benodigde flexibiliteitsopties zich tijdig kunnen ontwikkelen. Dit soort onzekerheid is inherent aan transitieprocessen die zich immers niet aan een blauwdruk voor de toekomst houden. Experimenten zijn een belangrijk middel om ervaring op te doen met nieuwe concepten en voldoende ruimte te creëren voor innovaties. Partijen die met experimenteren willen bijdragen aan de ontwikkeling van nuttige flexibiliteit in het energiesysteem zouden hiertoe ruime gelegenheid moeten krijgen. Daarbij gaat het bijvoorbeeld om experimenten met het delen van netwerken. Op bedrijventerreinen is dat al mogelijk, maar als er consumenten met het netwerk zijn verbonden, is dat op dit moment nog lastig. Als er volop geëxperimenteerd wordt, kunnen ondernemers nieuwe producten en diensten ontwikkelen. Belangrijk is dat die experimenten ook duidelijk maken welke voorwaarden (in regelgeving, marktordening, etc.) gecreëerd moeten worden om deze nieuwe producten en diensten een kans in de markt te bieden. Experimenten zijn ook nodig om de energieke samenleving de ruimte te bieden. Bijvoorbeeld in appartementen, waar bewoners gezamenlijk een energievoorziening realiseren met integratie van elektriciteit, gas en/of warmte. Of in wijken, die bewoners min of meer energieneutraal willen maken met warmtepompen, elektrisch vervoer, zonnepanelen, opslag, vraagsturing en dergelijke. Door praktijkexperimenten goed te monitoren en er lering uit te trekken, kunnen nieuwe producten en diensten worden ontwikkeld, maar worden ook eventuele problemen tijdig onderkend.

BIJLAGE I: Deelnemers aan workshops

Kennistafel Flexibiliteit: Den Haag, 5 juni 2014

Naam	Organisatie
George Trienekens	Alliander
Paul Giesbertz	Statkraft
Martijn Versteeg	Priogen
Hans Nikkels	APX
Hans Grunfeld	VEMW
Klaas Hommes	TenneT
Erik van der Hoofd	TenneT
Monique van Eijkelenburg	Duurzame Energiekoepel
Else Veldman	Enexis

Workshop Flexibiliteit: Leiden, 18 maart 2015

Naam	Organisatie
Erik van der Hoofd	TenneT
Martijn Versteeg	Priogen
Paul Giesbertz	Statkraft
Hans Nikkels	APX
Monique van Eijkelenburg	Duurzame Energiekoepel
Peter van der Sluijs	Alliander
André Jurjus	Netbeheer Nederland
Erik ten Elshof	Ministerie van Economische Zaken
Peter Aubert	Ministerie van Economische Zaken
Gerrit Rentier	Delta
Charlie Droste	FME
Arnoud Rijnveld	Stedin
Willem Willems	Eneco

BIJLAGE II: Afstemming van energie en vermogen

Belang van afstemmen – fysieke elektriciteitssysteem

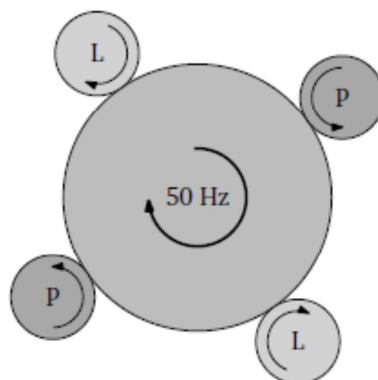
De noodzaak om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen op het elektriciteitsnet komt voort uit de eis dat vraag en aanbod van elektriciteit altijd in evenwicht moeten zijn: energie-in is energie-uit. De belangrijkste oorzaak is dat er nauwelijks opslag van energie in het elektriciteitssysteem mogelijk is. Als vraag en aanbod niet overeenkomen ontstaan er al snel problemen in het systeem, vooral verstoringen in voltages of frequentie, met potentieel desastreuze gevolgen zoals gedeeltelijke uitval van het net.

Afstemmen versus Balanceren

Het gebruiken van “op elkaar afstemmen van vraag en aanbod” verdient de voorkeur boven de term balanceren. De term balanceren wordt veel en divers gebruikt in het elektriciteitsdomein en er worden verschillende activiteiten mee bedoeld, zodat het tot verwarring kan leiden. Soms wordt de werking van de onbalansmarkt ermee aangeduid, in andere gevallen gaat het om het leveren van ondersteunende diensten zoals het leveren van elektrisch vermogen of juist van hoeveelheden energie. Ook wordt gesproken over lokaal balanceren. Verder noemt de Elektriciteitswet de term energiebalans. TenneT krijgt de taak om deze te handhaven op alle netten. Kortom, de term balanceren wordt niet eenduidig gebruikt. Het begrip ‘afstemmen van vraag en aanbod’ of kortweg gezegd ‘afstemmen’ is daarom een geschiktere term. Immers, alle eerder genoemde interpretaties van balanceren hebben gemeenschappelijk dat ze betrekking hebben op het afstemmen van de vraag en het aanbod van elektriciteit op een moment in de tijd of gedurende een periode.

Het Balanceren

Primaire, secondaire en tertiaire regeling Het afstemmen om fysieke problemen te voorkomen heeft hoofdzakelijk betrekking op de vermogensvraag en vermogensaanbod. Het vermogen is de maat voor de hoeveelheid energie (*joule*) per *tijdseenheid* (*seconde*) en wordt uitgedrukt in Watts (W^{36}). Voor het afstemmen in het elektriciteit systeem betekent dit dat er per seconde net zoveel energie (joule) in het systeem moet worden gestopt als er wordt uitgehaald.



Figuur 10 Het fysieke elektriciteitssysteem kan worden weergegeven als een wiel, versneld door generatie (P) en afgeremd door afname (L).

³⁶ Vaker wordt nog kilowatt gebruikt (kW) om de getallen kleiner te houden. 1kW == 1000 W

Deze constante vermogensbalans wordt volgens het European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-e) in drie (opeenvolgende) processen gewaarborgd:

Primaire regeling: Frequentie inperkingsproces - Frequency Containment Reserve (FCR)

Dit proces wordt ook wel primaire reserve of regeling genoemd. De primaire regeling is een volautomatische inrichting die binnen maximaal 30 seconden zorgt voor een constante verhouding tussen frequentieverandering en productie(vermogens)verandering binnen het gehele Europese gekoppelde hoogspanningsnetwerk. Dit betekent dat er bij een verstoring binnen het Europese gekoppelde net, waardoor de frequentie buiten de vooraf gedefinieerde bandbreedte (rond de 50Hz) dreigt te treden, de productie-eenheden die onder de primaire regeling vallen automatisch worden ingeschakeld om het evenwicht tussen het gevraagde en geleverde vermogen direct zoveel mogelijk te herstellen.

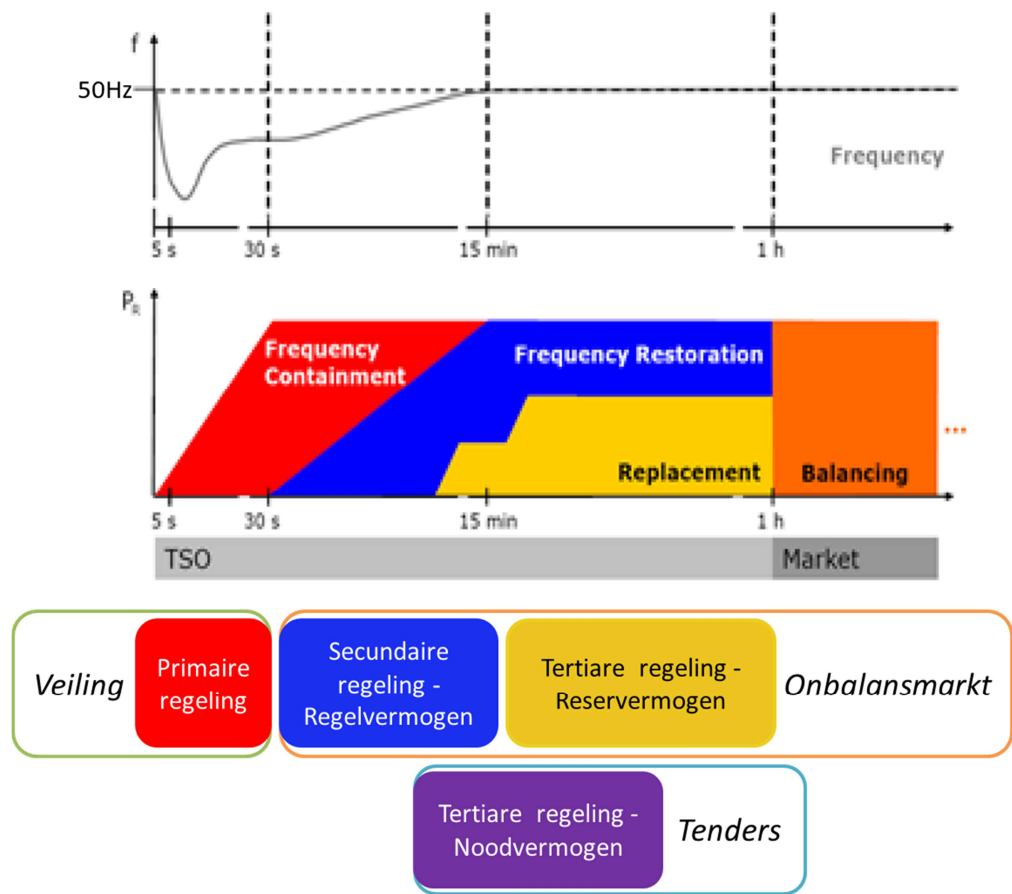
Secundaire regeling: Frequentie herstelproces/ Frequentie Vermogensregeling - Frequency Restoration Reserve (FRR)

Dit proces wordt ook secundaire reserve, regeling en/of regelvermogen genoemd. Het dient als opvolging van de primaire regeling door regelvermogen in te zetten om de vermogensuitwisseling met het buitenland terug te brengen tot het juiste niveau en te zorgen dat vermogen voor de primaire regeling weer beschikbaar komt. Of te wel, mocht er een centrale uitvallen binnen een Europese Lid Staat dan zal in eerste instantie automatisch vermogen uit de internationale primaire regeling ingezet worden. Vervolgens dient dit na 30 seconde (zie Figuur 11) nationaal overgenomen te worden door middel van de nationale secundaire regeling. De TSO (TenneT) kan dit vermogen automatisch afroepen. Tevens wordt deze secundaire regeling ook voortdurend gebruikt voor het reguliere wegregelen van balansverstoringen die ontstaan door afwijkingen tussen de feitelijke invoeding en afnames en de vooraf geplande e-programma's, zoals ingediend door de programmaverantwoordelijke. Dit zijn kleinere langdurige vermogensafwijking. TenneT 2014

Tertiaire regeling: Vervangende reserveproces - Replacement Reserve (RR)

Onder deze derde processtap die ook wel tertiaire reserve, regeling wordt genoemd vallen in Nederland twee type reserves. Ten eerste het reservevermogen dat tot zorgt dat het vermogen voor de secundaire regeling weer na uiterlijk 15 minuten beschikbaar komt of om economische optimalisatie redenen beter overgeschakeld kan worden. In het geval van het uitvallen van een centrale zal dus na de internationale primaire regeling, de nationale secundaire regeling, nationaal reserve vermogen ingezet worden om de productie te garanderen. Ten tweede, noodvermogen dat ingezet wordt indien de beschikbare Frequency Restoration Reserve niet toereikend is.

Name	Bid Bid size	Activation			
		Activation	Ramp rate	Min. step	Duration
Regulation cap.	≥ 5 MW	automatic	≥ 7 %/min	1 MW	≥ 4 sec
Reserve cap.	≥ 5 MW	manual	≥ 100 %/ 15min	full	≥ 15 min
Emergency cap.	≥ 20 MW	manual	≥ 100 %/ 15min	full	≥ 15 min



Figuur 11 Overzicht van processen, regelingen, en markten voor afstemmen voor ten behoeve van fysiek elektriciteitssysteem³⁷

Vermogen of Energie?

Zoals eerder besproken heeft het afstemmen om fysieke problemen te voorkomen hoofdzakelijk betrekking op de vermogensvraag en vermogensaanbod. Het 'wegregelen' van balansverstoringen die ontstaan door afwijkingen tussen de feitelijke invoeding en afname en de vooraf geplande e-programma's maakt onderdeel uit van de secundaire regeling. Maar is hier nu sprake van het afstemmen van vermogen of volume? Bij de primaire regeling is beschikbaarheid van vermogen essentieel. Sinds januari 2014 dient TenneT dit vermogen op marktconforme wijzen te verwerven en is er een wekelijkse veiling opgezet. De vergoeding die een aanbieder van primair vermogensreserve ontvangt is een capaciteitsvergoeding of te wel vermogensvergoeding en geen energievergoeding of te wel volumevergoeding³⁸.

Bij de secundaire regeling is vermogen nog steeds van belang om de frequentie te herstellen maar over een langere periode, daarnaast vind er afstemming in volume plaats. Deze beide aspecten hebben een overlap waarbij de grenzen niet exact zijn

³⁷ K. Kok et al (2014) – Market for Electricity, Petten (2014).

³⁸ FAQ website TenneT 2014

http://www.TenneT.org/bedrijfsvoering/Systeemgegevens_vorbereiding/primaire_reserve.aspx

aan te geven. De markt die is ingericht voor de secundaire regeling wordt vaak de onbalansmarkt genoemd. Hier kunnen marktpartijen volume per tijdseenheid (PTE) aanbieden aan TenneT, die de enige koper op deze markt is, wat zij ten opzichte van hun E-programma meer of minder kunnen produceren of verbruiken (TenneT 2014). De tertiaire regeling is zoals eerder besproken op te delen in reservevermogen en noodvermogen. Reservevermogen wordt samen met de diensten voor de secundaire regeling op de zogenaamde 'onbalansmarkt' verworven door TenneT en verrekend in volume. Noodvermogen regelt TenneT jaarlijks via tender noodvermogen-contracten. De leverancier ontvangt van TenneT een vaste beschikbaarheidsvergoeding per maand die hij in de tender heeft aangeboden en daarnaast een variabele vergoeding voor het geleverde volume per MW/h³⁹.

Verrekening in volume is minder precies dan verrekening in vermogen, iets wat trouwens in ieder geval lastig is. Dit is bijvoorbeeld te zien bij de programmaverantwoordelijkheid, waarbij partijen een volume per kwartier aangeven. Als zij dit volume invoeden, dan wel uitvoeden, handelen zij conform hun opgave. Het is echter mogelijk dat zij het gehele volume in de eerste vijf minuten van het kwartier invoeden of uitvoeden, en daarna niets meer. Voor TenneT kan dat leiden tot onbalans, immers in de eerste vijf minuten wordt er meer op het netwerk gezet en in de laatste tien minuten van het kwartier minder. Mogelijk moet dit vervolgens worden weggeregeld op andere markten. De eventuele extra kosten van dit wegeregelen kunnen niet bij partijen in rekening worden gebracht, omdat zij zich conform hun programma's hebben gedragen. Deze worden gecollectiviseerd.

De 'onbalansmarkt' voor regel en reservevermogen (secundaire en gedeelte tertiaire regeling)

Een bieding voor regel- en reservevermogen is nauw omschreven en geeft per PTE (Programma Tijdseenheid van 15 minuten) aan tegen welke voorwaarden een aangeslotene bereid is om regel- en reservevermogen aan te bieden aan TenneT voor balanceren. Per PTE wordt geboden: omvang van op- of af te regelen vermogen en minder af te nemen vermogen (inclusief starten van stilstaand en stoppen van draaiend vermogen), prijs, netdeel en afroeptijd. In geval van regelvermogen wordt ook de regelsnelheid aangegeven. De biedingen worden geordend naar de prijs per MWh waartegen ze worden aangeboden in de zogenaamde 'biedprijsladder'. Per PTE, dus 15 minuten, wordt een biedprijsladder opgesteld die is opgebouwd uit al het ingeboden regel- en reservevermogen, geselecteerd naar oplopende biedprijs. Op basis van deze prijsladder wordt voor de uiteindelijke bedrijfsvoering (inzet van regel- en reservevermogen) een aparte inzetladder gemaakt voor regelvermogen en een inzetladder voor reservevermogen. Ook deze inzetladders sorteren de biedingen op basis van toenemende prijs. Het vermogen wordt vervolgens ingeschakeld op volgorde van de biedladder, te beginnen bij de goedkoopste leverancier. Overschot van aangeboden regelvermogen (verschil tussen aangeboden hoeveelheid en de behoefte aan regelvermogen vastgesteld door TenneT) wordt doorgeschoven naar de inzetladder voor reservevermogen.

Vraag naar op- en afregel vermogen

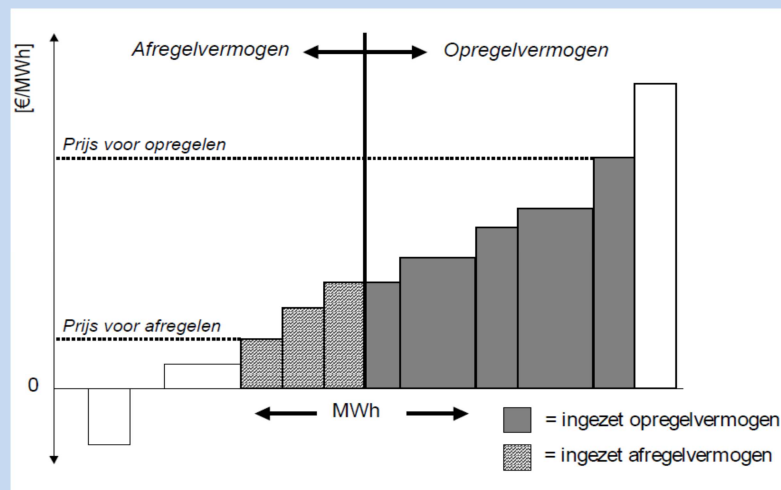
De vraag van TenneT naar op- en afregelvermogen gedurende een PTE wordt bepaald door de systeem onbalans tijdens de PTE. Op elk tijdstip zal er zeer

³⁹ TenneT 2014 – Brochure Noodvermogen

waarschijnlijk gelijktijdig negatieve (teveel vraag) en positieve (teveel productie) onbalans zijn die elkaar gedeeltelijk opheffen. Het saldo is het verschil op de grens. Omdat een PTE uit 15 minuten bestaat kan het voorkomen dat er tijdens een PTE zowel inzet is van op- als afregelvermogen. Er wordt dan gesproken van tweezijdig regelen (in plaats van eenzijdig regelen).

De prijs van onbalans

Op basis van de biedprijssladder en de behoefte aan op- en afregelvermogen gedurende een PTE worden twee onbalansprijzen vastgesteld: een prijs voor opregelen en een prijs voor afregelen. Deze prijzen bepalen onder andere hoeveel TenneT betaalt of ontvangt van de aangeslotenen die regelvermogen leveren aan TenneT. De prijs voor opregelvermogen wordt bepaald door de prijs van de hoogste bieding die, geheel of gedeeltelijk, is ingezet aan de opregelzijde van de prijsladder. Dit is in weergegeven als de "prijs voor opregelen". Het totale regel- en reservevermogen, aangeboden door de aangeslotenen, dat is ingezet om elektriciteit te leveren voor de balanshandhaving in de betreffende PTE ontvangt deze prijs van TenneT. Deze prijs kan overigens ook negatief zijn, in dit geval zijn aangeslotenen bereid om te betalen voor het leveren van regelvermogen. Ook aan de afregelzijde wordt de prijs bepaald door de hoogste bieding die is ingezet voor de balanshandhaving. In Figuur 12 is deze prijs weergegeven als de "prijs voor afregelen". Hier geldt echter dat de aangeslotenen die vermogen afregelen voor het handhaven van de balans deze prijs betalen aan TenneT. Een positieve prijs voor afregelvermogen betekent dus dat de aangeslotenen bereid zijn te betalen om vermogen af te regelen. Dit is ook vanzelfsprekend aangezien de producent bij afregelen ook minder variabele kosten (brandstofkosten) maakt. De afregelprijs kan ook negatief zijn, in dit geval wil een aangeslotene een vergoeding ontvangen voor het afregelen van vermogen.

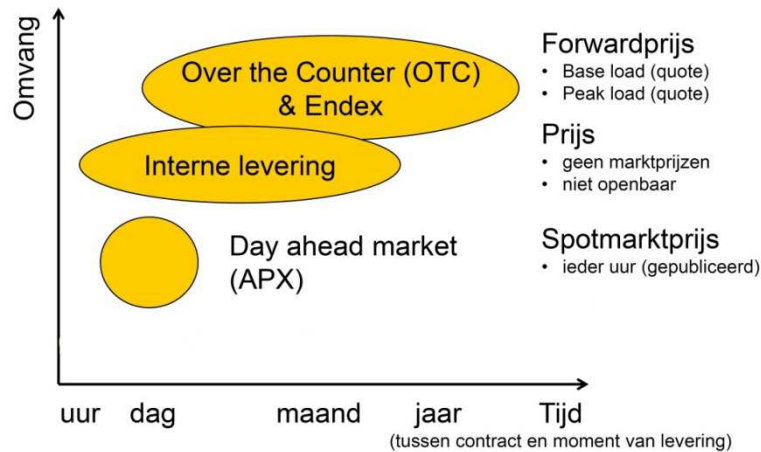


Figuur 12 – Merit order onbalansmarkt

Bron: TenneT Transparantie voor onbalanssystematiek Onderzoek en maatregelen, Den Haag, 2 juni 2004

Belang van afstemmen – Energie

Voor het moment dat het afstemmen van vraag en aanbod fysieke gevolgen heeft voor het net, en de netbeheerder TenneT ingrijpt, sluiten partijen verschillende soorten contracten af op verschillende markten om hun programma verantwoordelijkheid na te komen en hun e-programma in te vullen. De verschillende markten geven de programma verantwoordelijke de mogelijkheid hun (prijs)risico's te minimaliseren.



Figuur 13 – Verschillende elektriciteitsmarkten in omvang en tijd⁴⁰

Meer dan een jaar van tevoren

Grotere partijen op de energiemarkt sluiten onderling lange termijn contracten over de levering van energie. Hiermee vullen zij al een deel van hun vraag en hun aanbod op langere termijn in. Zij kunnen dit doen op de wijze die zij wensen. Zij kunnen partijen rechtstreeks benaderen of via een tussenpersoon, bijvoorbeeld een broker. Deze handel wordt aangeduid als OTC, over the Counter. De prijzen kunnen onderling bepaald worden.

Termijn contracten kunnen ook via de ICE Endex energiebeurs tot stand komen. Dit is een gecombineerde beurs van België en Nederland die zich focust op lange termijn handel van elektriciteit en gas. Lange termijncontracten kunnen ook worden afgesloten op de Endex, de beurs. Op de Endex wordt de elektriciteit in gestandaardiseerde contracten verhandeld (basisvraag- en piekproductieblokken) over tijdsperiode van een maand tot een jaar.

Interne levering

Veel gebruikers binnen Nederland hebben ook productiefaciliteiten binnen Nederland. Dit geeft hen de mogelijkheid om hun voorziening via interne levering zeker te stellen. De verrekening vindt hierdoor ook intern plaats waardoor prijzen niet openbaar zijn.

Een jaar vooruit tot een dag van tevoren

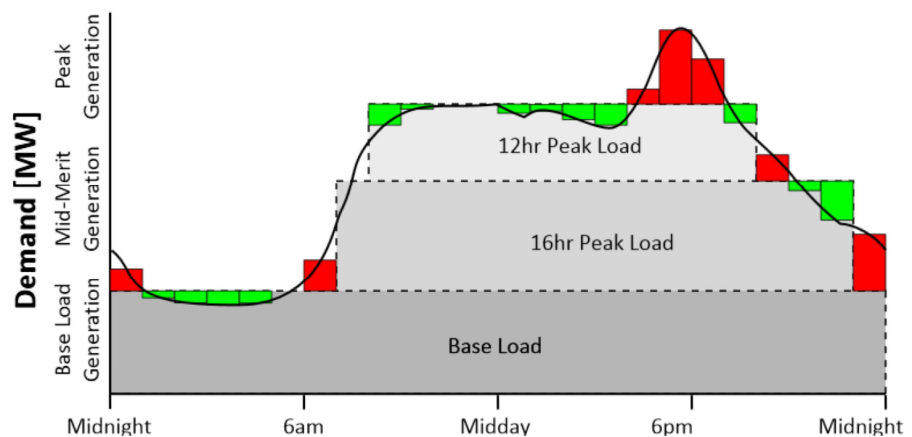
Naarmate de tijd verstrijkt, wordt het steeds minder onzeker hoe het afname- of productieprofiel er van de betreffende dag gaat eruit gaat zien. Zo is er meer zekerheid over de hoeveelheid en type klanten die er bij zijn gekomen of zijn

⁴⁰ K. Kok et al (2014) – Market for Electricity, Petten (2014).

vertrokken. Daarnaast spelen – op de korte termijn- weersinvloeden en dus voorspellingen een grote rol in de vraag naar elektriciteit. De vragers en aanbieders hebben in deze periode de tijd om op maand-, week- en dagbasis aanvullende contracten af te sluiten, onderhands, bij brokers of op de Endex.

Een dag van tevoren

Een dag van tevoren zal redelijk duidelijk zijn hoeveel elektriciteit er geproduceerd wordt, dan wel nodig is. Immers, de onzekerheid rondom de vraaglijn is inmiddels verder afgenomen. Weersvoorspelling zijn accurater en speciale events zoals voetbalfinales bekend. Marktpartijen kunnen 24 uur van tevoren hun orders volledig geautomatiseerd plaatsen op de Day-ahead APX Power Spot markt, om hiermee hun verwachte e-programma nog beter te vullen. Deze markt richt zich op de handel op de dag voor levering. De geplaatste aanbod en vraagorders worden geanalyseerd waarna marktprijzen tot stand komen voor de volgende dag, per uur gedifferentieerd. Op deze day-ahead markt wordt zowel gehandeld in uurcontracten als in flexibele blokcontracten. Dit betekent bijvoorbeeld dat een vraagpartij die eerder voornamelijk grootschalig heeft ingekocht ook weer (kleinere) productieblokken kunnen aanbieden zoals weergegeven is in Figuur 14. De grijzen blokken betreffen hierin de basis- en piekvraag blokken die zijn gekocht via termijncontracten. De groene en rode blokken betreffen het resultaat van inkoop en verkoop op de day-ahead en intra-day markt om de vraaglijn zo goed als mogelijk te benaderen.



Figuur 14 – Verschillende productieblokken⁴¹

Een uur van tevoren

Hoewel het e-programma al een dag tevoren is ingeleverd, kunnen marktpartijen tot 5 minuten voor de werkelijke levering nog handelen via de Intra-day markt APX Power Spot markt of via bilaterale handel met individuele partijen. Deze Intra-day markt biedt de mogelijkheid om op dagbasis energieproducten te verhandelen van vijftien minuten (PTE). Waarbij er PTE blokken van één uur en blokken van twee uur voor levering kunnen worden aangeboden.

⁴¹ K. Kok et al (2014) – Market for Electricity, Petten (2014).