

Notitie

Amsterdam, 15 februari 2016

ECN-N--16-001

Afdeling Policy Studies
Van Adriaan van der Welle
Aan Ministerie van Economische Zaken

Kopie Paul Koutstaal, Ton van Dril

Onderwerp **Ontwerp van elektriciteitsmarkten – benodigde aanpassingen voor een flexibeler energiesysteem op korte termijn**

Executive summary

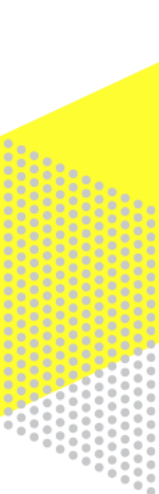
De huidige elektriciteitsmarkten hebben een sterke day-ahead focus; ze zijn namelijk ontworpen voor conventionele gas en kolencentrales, waarvan de beschikbaarheid eenvoudig kan worden voorspeld op day-ahead basis. Met de hogere aandelen weersafhankelijke duurzame energie, die beter voorspelbaar zijn op kortere tijdsschalen dan day-ahead, neemt het belang van elektriciteitsmarkten op kortere termijn toe. Inpassingskosten van weersafhankelijke duurzame energie zoals onbalans en netkosten kunnen worden verminderd door een beter marktontwerp dat marktpartijen beter in staat stelt om posities aan te passen aan veranderende omstandigheden en om beschikbare flexibiliteit van productie-eenheden en vraag in binnen- en buitenland (via interconnecties) beter te benutten.

In dit kader is niet alleen het ontwerp van intraday en balanceringsmarkten van belang maar ook de ruimte die voorafgaande markten zoals de day-ahead markt bieden voor intraday en real-time handel en balancerings. Daarnaast is de toegang tot buitenlandse flexibiliteit essentieel, gegeven de beweging naar een set van Europese markten voor elektriciteit (voor elke tijdshorizon één markt). Een goed marktontwerp houdt rekening met deze tijds- en ruimtelijke dimensies.

Gebaseerd op inzichten over het ontwerp van markten uit de VS, zijn de volgende drie centrale thema's als essentieel voor het marktontwerp geïdentificeerd:

- a) Consistentie tussen elektriciteitsmarkten voor verschillende tijdshorizons
- b) Gelijktijdige afstemming van energie en reservevermogen
- c) Gelijktijdige afstemming van energie en congestiemanagement

Meer consistentie tussen elektriciteitsmarkten voor verschillende tijdshorizons leidt tot een meer gelijkmatige flexibiliteitsvraag van marktpartijen in de tijd en lagere flexibiliteitskosten doordat dure correcties in real-time balanceringsmarkten deels vervangen kunnen worden door goedkopere correcties via intradayhandel. Gelijktijdige afstemming van energiehandel en reservevermogen stelt marktpartijen in staat om op kortere tijdsschalen te arbitreran tussen de levering van energie en reservecapaciteit en vergroot daarmee de benutting van flexibiliteitsaanbod van productie, vraag en opslag. Gelijktijdige afstemming van energiehandel en congestiemanagement voorkomt suboptimale transacties op elektriciteitsmarkten en daarmee de noodzaak voor Transmission System Operators (TSOs) om dergelijke transacties achteraf te corrigeren door flexibiliteit in te zetten om op- en af te regelen. Dit verkleint de flexibiliteitsvraag en vergroot de toegang tot flexibiliteitsaanbod uit het buitenland.



De huidige marktordening van Nederlandse en Europese markten is beoordeeld op deze drie centrale thema's.

Consistentie tussen elektriciteitsmarkten voor verschillende tijdshorizons

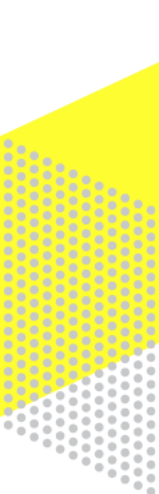
Er zijn mogelijkheden om eerder ingenomen posities op de day-ahead markt op nationaal niveau aan te passen in intraday en balanceringsmarkten. De intradaymarkt wordt langzamerhand meer liquide en daarmee interessanter om eerder ingenomen posities te hedgen. Intradayhandel is net als balancering in Nederland mogelijk op 15 minuten basis en invoering van een gemeenschappelijke grensoverschrijdende intradaymarkt is voorzien voor 2017. Het ontwerp van de Nederlandse balanceringsmarkt geeft marktpartijen prikkels om passief mee te regelen en om de systeemonbalans te verkleinen en geeft marktpartijen daarmee veel gelegenheid om flexibiliteit in te zetten. Tegelijkertijd wordt consistentie tussen achtereenvolgende elektriciteitsmarkten belemmerd door ongelijke granulariteit van producten op de day-ahead markt (DAM), intraday markt (IDM) en real-time balanceringsmarkt (BM) (NL en EU), verschillende prijsregels voor energieproducten in DA, ID en real-time BM'en (met name EU, in mindere mate NL) en de toepassing van proactieve activatiestrategieën door naburige TSOs (waaronder in Duitsland).

Gelijktijdige afstemming van energieproductie en reservecapaciteit

Marktpartijen kunnen hun productieschema's optimaliseren door blokbiedingen te doen waarbij de productie en bijbehorende flexibiliteit voor meerdere achtereenvolgende uren wordt aangeboden en waarbij de bieding alleen wordt uitgevoerd als de gewenste gemiddelde prijs gehaald wordt. Hiermee kunnen zij opstart- en regelkosten adequater meenemen in hun biedingen en risico's op een onuitvoerbaar of oneconomisch productieschema beperken. Daarnaast kunnen marktpartijen door mee te regelen op real-time basis balanceringsenergie leveren aan de TSO. Ze kunnen daarmee hun flexibiliteit te gelde maken, zonder de productiecapaciteit op voorhand vast te hoeven leggen en consequenties te hoeven doen aan primaire bedrijfsprocessen. Een minpunt is dat TSOs een deel van de benodigde capaciteit voor balancering nog op langere termijn contracteren dan energieproducten die in aanvulling op of als substituuat voor reservecapaciteit worden geproduceerd. Hierdoor kunnen marktpartijen geen goede afweging maken tussen levering van energie en levering van reservecapaciteit. Ook zijn marktpartijen in Nederland nog verplicht tot het doen van symmetrische biedingen voor het leveren van reservecapaciteit, waardoor flexibiliteit van RES en vraagresponse niet wordt benut. Deze twee issues spelen sterker in Nederland dan in b.v. Duitsland. Andere issues zoals geen of beperkte intradayhandel in reservevermogen en beperkte mogelijkheden om technische en economische beperkingen zoals opstartkosten mee te nemen in het biedformat spelen in even grote mate in Nederland en Europa.

Gelijktijdige afstemming van energie en congestiemanagement

Nederland neemt deel aan marktkoppeling van day-ahead markten in Europees verband waarbij de *market coupling operator* (MCO) op basis van het *price coupling of the regions* (PCR) algoritme elektriciteitshandel en inzet van transmissiecapaciteit op grensoverschrijdende verbindingen tegelijkertijd optimaliseert. Op de intraday markt zijn er diverse mogelijkheden voor energiehandel met het buitenland, hierbij wordt echter suboptimaal rekening gehouden met congestie (netwerkcapaciteit heeft vaak geen prijs). Bij balancering zijn er diverse proefprojecten om grensoverschrijdende handel tussen Europese landen stap-voor-stap te ontwikkelen. Een probleem hierbij is de beperkte hoeveelheid beschikbare grensoverschrijdende netwerkcapaciteit op intraday en real-time basis waardoor mogelijkheden voor grensoverschrijdende handel in energie en



capaciteitsproducten beperkt zijn. Verder zijn beschikbare netwerkcapaciteiten voor impliciete veilingen ook bij toepassing van een flow-based netrepresentatie nog steeds afhankelijk van de verwachte inzet van productie-eenheden op het moment van capaciteitsberekening, dit beperkt de benutting van buitenlandse flexibiliteit via interconnecties. Tenslotte zijn de moeilijkheden bij het aanpassen van biedzones onderschat, zodat de afbakening van biedzones onvoldoende de structurele netbeperkingen reflecteert en de marktefficiëntie verlaagt.

Er zijn diverse mogelijkheden om de hierboven geschetste issues voor elk van de drie centrale thema's op te lossen. Hierbij is aangenomen dat de mogelijkheden passen in het streven naar één interne elektriciteitsmarkt en dus de overgang van decentrale nationale markten naar meer gecentraliseerde markten op regionaal niveau (Noordwest Europa) en vervolgens naar Europees brede markten. We beperken ons hierbij tot de eerste twee centrale thema's en verwijzen voor een uitgebreide en voortreffelijke discussie van het derde centrale thema naar Smeers (2008). Voor de andere twee thema's zijn de volgende zeven belangrijke beleidsmogelijkheden voor verbetering van het ontwerp van elektriciteitsmarkten geïdentificeerd.

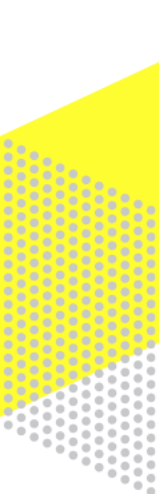
Consistentie tussen elektriciteitsmarkten voor verschillende tijdshorizons

1. Verkorting van de tijdsresolutie van day-ahead marktproducten naar 15 minuten

Om beter te voorzien in de behoefte aan energieproducten met grotere flexibiliteit, moeten naast balancering en intraday producten ook day-ahead producten op 15 minuten basis worden afgerekend. Er lijken geen belemmeringen te zijn voor additionele DA marktproducten met tijdsresolutie van 15 minuten op nationale of regionale elektriciteitsbeurzen. Invoering in EU verband kan waarschijnlijk pas in 2018 plaatsvinden. Een nadeel van DAM producten met 15 minuten tijdsresolutie is dat conventionele centrales vanwege operationele beperkingen zoals ramping vaak onvoldoende flexibel zullen zijn om de hoeveelheid te leveren energie voor zulke korte periodes aan te passen aan de ontwikkeling van de energieprijzen. Om hogere onbalanskosten te voorkomen dienen conventionele centrales hun productie aan te bieden door (op grotere schaal) gebruik te maken van blokbiedingen voor groepen van uren. Een openstaande vraag is of blokbiedingen op grotere schaal kunnen worden gebruikt of dat dit onoverkomelijke problemen oplevert bij de prijsvorming.

2. Stimulering van grensoverschrijdende handel door marginale beprijzing van energieproducten over alle tijdsschalen in (Noordwest) Europa

Bij marginale beprijzing wordt alle energie verhandeld tegen de marginale prijs waarbij er voldoende aanbod is om de vraag te dekken. Gebrek aan harmonisatie tussen landen bij prijsvorming van zowel energie- als capaciteitsproducten is één van de factoren die de toegang tot buitenlandse flexibiliteit voor verschillende tijdsschalen en daarmee frequente aanpassing van (grensoverschrijdende) energieposities belemmert. In de Europese target modellen is marginale beprijzing voorzien voor energieproducten in day-ahead en balanceringsmarkten. Het prijskoppelingsalgoritme van de day-ahead markt gaat uit van marginale beprijzing van energie en netwerkcapaciteit en wordt in een groot deel van Europa al toegepast. Dit algoritme zal in de komende jaren in de resterende Europese regio's worden uitgerold. Marginale beprijzing van energie is voorzien voor de balanceringsmarkt voor energie binnen een jaar na de inwerkingtreding van de verwachte Europese verordening voor elektriciteitsbalancering (vermoedelijk per 2018).



Marginale beprijzing van energie in de intraday markt is niet expliciet voorzien in het target model, maar lijkt onontkoombaar vanwege de keuzes voor beprijzing van netcapaciteit en toepassing van flow-based netcapaciteitsberekening waarbij expliciet rekening wordt gehouden met de effecten van een transactie op de beschikbare netcapaciteit voor andere transacties. Dit vereist gelijktijdige optimalisatie van een set van transacties en daarmee handel op vastgestelde tijdstippen. Het advies aan beleidsmakers is om de capaciteitsallocatie en congestiemanagement (CACM) verordening aan te passen op het punt van continue handel en daarmee marginale beprijzing van op intraday basis verhandelde energie mogelijk te maken.

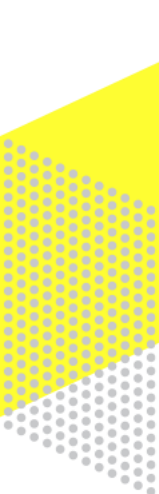
3. Invoering van balanceringsmarkten met reactieve TSO activatiestrategie in (Noordwest) Europa

Toepassing van een reactieve activatiestrategie door TSOs geeft marktpartijen flexibiliteit om energieprogramma's aan te passen tot dichtbij of tijdens real-time. TSOs activeren biedingen daarbij in reactie op de momentane systeemonbalans en niet van te voren op basis van de verwachte systeemonbalans. Individuele productie-eenheden kunnen afwijken van voorgenomen productie of consumptie op voorwaarde dat hun portfolio nog in balans is. Daarnaast kunnen marktpartijen afwijken van hun portfolio op de voorwaarde dat zij de systeemonbalans verminderen ('meeregelen'). Negatieve onbalans (minder productie of grotere consumptie dan gepland) wordt bij toepassing van een reactieve activatiestrategie niet extra beboet ten opzichte van positieve onbalans.

De huidige draft van de Europese netcode voor elektriciteitsbalancing (NC EB) (ACER, 2015a) is op sommige punten hiermee in tegenspraak. Het lijkt waarschijnlijk dat de sluitingstijd van de markt voor balanceringsenergie straks behoorlijk ver voor real-time en dichtbij de sluitingstijd van de intraday markt ligt, zodat marktpartijen niet langer in staat zijn om op real-time basis mee te regelen. Verder is nog onduidelijk of marktpartijen straks de gelegenheid zullen krijgen om bij te dragen aan herstel van de systeembalans, of dat ze enkel mogen streven naar het in balans brengen van hun eigen portfolio. EZ, TenneT en ACM hebben een rol in het overtuigen van buitenlandse en Europese partijen dat marktpartijen ten allen tijd in staat moeten zijn om bij te dragen aan herstel van de systeembalans en tevens in real-time balanceringsenergie moeten kunnen leveren.

4. Stimulering van grensoverschrijdende intraday en balanceringsmarkten met dynamische allocatie van grensoverschrijdende netcapaciteit

Dynamische allocatie van grensoverschrijdende netcapaciteit betekent dat de verwachte waarde van grensoverschrijdende netcapaciteit voor handel in day-ahead, intraday en balanceringsmarkten met elkaar wordt vergeleken. De netcapaciteit wordt vervolgens zodanig gealloceerd over de verschillende deelmarkten dat de maximale maatschappelijke welvaart wordt gerealiseerd. Hierdoor zal er meer netcapaciteit beschikbaar komen voor grensoverschrijdende handel in intraday en balanceringsproducten. Daarmee neemt de IDM en BM liquiditeit toe en kunnen partijen posities die zijn ingenomen op forward en day-ahead markten beter hedgen tegen de grotere variabiliteit en onvoorspelbaarheid van weersafhankelijke elektriciteitsproductie van wind en zon. Dynamische allocatie van grensoverschrijdende netcapaciteit kan plaatsvinden tijdens sluiting van de day-ahead markt of deels op een later moment met behulp van energieopties. Een energieoptie geeft de keuze tussen energiehandel nu of uitoefening op een later tijdstip. Dit biedt marktpartijen meer gelegenheid om te reageren op veranderende



systeemcondities zoals de beschikbaarheid van windenergie. Gegeven gebundelde verkoop van energie en netcapaciteit bij een impliciete veiling, maken transmissierechten ook onderdeel uit van de optie. Dit betekent dat niet langer alle transmissierechten definitief in de day-ahead markt worden toegewezen, maar een deel een optiekarakter krijgt en op een later moment wordt gealloceerd. Dit impliceert wel dat een deel van de day-ahead schema's minder fysiek gefixeerd is en een optiekarakter krijgt. TSOs ervaren hierdoor meer onzekerheid over welke opwekeenheden op welke locaties de volgende dag worden ingezet en daarmee over de resulterende elektriciteitsstromen. Dit vertaalt zich in een grotere behoefte aan flexibiliteit om het systeem en de netten veilig en stabiel te houden bij eventuele tekorten of overschotten aan energie en bij eventuele uitval van netcomponenten. Het beschikbare flexibiliteitsaanbod in markten dichtbij real-time neemt naar verwachting toe met de ontwikkeling van vraagresponse en opslag. Alleen in het geval dat dit aanbod aantoonbaar onvoldoende is om in de flexibiliteitsvraag te voorzien zouden TSOs extra reservecapaciteit moeten contracteren. Verder onderzoek waaronder markt- en systeemsimulaties is nodig om beter inzicht te krijgen in flexibiliteitsvraag en aanbod dichtbij real-time. Voor invoering van energieopties moeten de ontwerpen van intraday- en/of balanceringsmarkten voldoende geconvergeerd zijn tussen landen. Als dit niet het geval is, vormen de intraday of balanceringsprijzen (en daarmee prijsverschillen tussen zones of landen) geen goede indicatie van de behoefte aan flexibiliteit en ontbreken daarmee goede referentieprijzen waartegen marktpartijen kunnen hedgen. Grensoverschrijdende energieopties zouden eerst binnen de NWE regio (bij energieopties die op de intradaymarkt kunnen worden uitgeoefend) of *coordinated balancing areas* kunnen worden ingevoerd, als tussenstap naar pan-Europese invoering.

Gelijktijdige afstemming van energieproductie en reservecapaciteit

5. Invoering van gelijke sluitingstijden voor energie en reservecapaciteitsmarkten om day-ahead en intraday handel in reservecapaciteit te stimuleren

Door gelijke sluitingstijden voor markten voor energie en reservevermogen, kunnen marktpartijen een betere afweging maken tussen levering van energie en levering van reservevermogen. Dit leidt waarschijnlijk tot lagere prijzen voor reservecapaciteit omdat de onzekerheid over de opbrengsten in de alternatieve markt ('opportunity kosten') afneemt en daarmee de risicopremie. Ook krijgen marktpartijen, in het bijzonder nieuwe flexibiliteitsaanbieders zoals opslag en vraagresponse, meer mogelijkheden voor day-ahead en intraday capaciteitsbiedingen. TSOs krijgen meer mogelijkheden voor contractering van reservecapaciteit op kortere termijn tijdsschalen. Dit laatste voorkomt dat TSOs extra reservecapaciteit reserveren die op een later moment niet nodig blijkt te zijn.

6. Evaluatie van blokbiedingen en vergelijkende analyse met meerdelige ('multi-part') biedingen

Met geavanceerde blokbiedingen zoals load gradient, minimum income condition en profielblokbiedingen kunnen onuitvoerbare of oneconomische productieschema's worden voorkomen, ook in een toekomst met minder voorspelbare dagelijkse vraagcurves. Het is echter de vraag of partijen met nieuw flexibiliteitsaanbod, zoals vraagresponse, hun flexibiliteit wel voldoende in deze typen blokbiedingen tot uitdrukking kunnen brengen. Met meerdelige biedingen kunnen diverse economische en technische beperkingen mogelijk nog beter worden meegenomen. Nader onderzoek is nodig naar de beperkingen van blokbiedingen en de voor- en nadelen van invoering van alternatieven zoals meerdelige biedingen.

7. Afschaffing van symmetrische biedingen voor reservecapaciteitsproducten

Capaciteit voor FCR en aFRR wordt in Nederland gecontracteerd op basis van symmetrische biedingen. Dit betekent dat partijen in staat moeten zijn om zowel op- als afregelvermogen te leveren. Dit belemmert de participatie van partijen waarvoor het niet economisch rendabel is om beide soorten reservecapaciteit te leveren zoals RES. Separate prijsvorming voor op- en afregelvermogen wordt al nagestreefd in ENTSO-E verband en is ook onderdeel van de draft verordening EB.

Implementatieplan

Gedurende deze studie bleek dat diverse beleidsmaatregelen de komende 5-7 jaar zullen worden ingevoerd op basis van Europese wet- en regelgeving, in het bijzonder de Europese verordeningen in de vorm van netcodes voor CACM en EB (de laatste is nog een draft).

In aanvulling daarop stellen we de volgende beleidsmaatregelen voor:

- Verkorting van de tijdsresolutie van day-ahead marktproducten naar 15 minuten
- Marginale beprijzing van producten in de intraday markt
- Implementatie van gelijke sluitingstijden voor energie en reservecapaciteitsmarkten om day-ahead en intraday handel in reservecapaciteit te stimuleren
- Stimulering van grensoverschrijdende intraday- en balanceringsmarkten door dynamische allocatie van netcapaciteit en ruimte voor energieopties

Deze maatregelen zijn voorgesteld vanuit de overtuiging dat aanpassingen aan het elektriciteitssysteem incrementeel zullen plaatsvinden met de huidige situatie als uitgangspunt ('brownfield' in plaats van 'greenfield' situatie). Invoering van deze praktische beleidsmaatregelen kan in de komende vijf tot tien jaar plaatsvinden.

Suggesties voor verder onderzoek

Voor implementatie van een deel van bovengenoemde beleidsmaatregelen is verder onderzoek nuttig. Tevens is onderzoek denkbaar naar de noodzaak van additionele beleidsmaatregelen, bovenop bovenstaande maatregelen. Daarbij spelen onder meer de volgende (beleids)vragen:

- Kunnen blokbiedingen op grotere schaal worden gebruikt? Hebben meerdelige biedingen significante voordelen ten opzichte van blokbiedingen?
- Is marginale beprijzing van capaciteitsproducten wenselijk?
- Kunnen energie en reservevermogen adequaat in twee gelijktijdige markten worden geoptimaliseerd of is één geïntegreerde markt vereist?
- Is er voldoende flexibiliteitsaanbod dichtbij real-time om dynamische allocatie van netcapaciteit mogelijk te maken?
- In hoeverre belemmert de marktordening (b.v. prekwalificatie eisen voor levering van reservecapaciteit, vormgeving van blokbiedingen) de toegang tot flexibiliteitsmarkten voor vraagresponse?
- Wat zijn de huidige en verwachte toekomstige verdienmodellen van marktpartijen op verschillende deelmarkten van de groothandelsmarkt voor elektriciteit?
- Wat zijn effecten van een andere marktinrichting voor de toekomstige verdienmodellen van aanbieders van flexibiliteitsopties (producenten, aggregatoren van decentrale productie en vraagresponse, opslageigenaren)?
- Is het mogelijk om deze effecten kwantitatief in kaart te brengen met ECN's Competes model waarmee elektriciteitsmarkten worden gemodelleerd? Zo ja, hoe?

1. Introductie en probleemformulering

De huidige elektriciteitsmarkten zijn ontworpen voor conventionele gas en kolencentrales, waarvan de beschikbaarheid eenvoudig kan worden voorspeld op day-ahead basis. De toekomstige elektriciteitsmarkten zullen ook hogere aandelen van weersafhankelijke duurzame energie bevatten, welke per definitie minder voorspelbaar is. Dit leidt tot toenemende afwijkingen tussen voorspelde en gerealiseerde elektriciteitsproductie, hogere onbalanskosten en daarmee afnemende efficiëntie van day-ahead markten. Verder hebben hogere aandelen van weersafhankelijke elektriciteitsproductie gecombineerd met toenemende elektriciteitshandel als gevolg van Europese marktintegratie ook implicaties voor elektriciteitsnetwerken. Omdat het gebruik van deze netten een afgeleide is van productie, handel en vraag, wordt dit ook minder voorspelbaar op day-ahead basis. Dit resulteert in geleidelijk afnemende beschikbaarheid van interconnectiecapaciteit voor handelsdoeleinden tussen landen en meer out-of-market acties zoals redispatch tussen en binnen landen.

Onbalanskosten en andere soorten integratiekosten van intermitterend RES-E kunnen worden verminderd door een marktontwerp dat partijen in staat stelt om dichterbij fysieke levering (d.w.z. real-time) elektriciteit te kopen en te verkopen. Hierbij gaat het niet enkel om de elektriciteit, maar nog meer over de mate waarin marktpartijen flexibiliteit kunnen benutten om te reageren op minder voorspelbare elektriciteitsproductie. Daarmee is niet alleen het huidige marktontwerp van intraday en balanceringsmarkten van belang, maar ook de ruimte die day-ahead markten bieden voor intraday handel en real-time balancerings. Daarom is de onderzoeksvraag: **Hoe kunnen aanpassingen in het ontwerp van (korte termijn) elektriciteitsmarkten de integratie van weersafhankelijke elektriciteitsproductie beter faciliteren?**

Dit paper probeert deze vraag te beantwoorden met de volgende stappen. Na deze introductie komt eerst de huidige marktordening in Nederland en de EU aan de orde (sectie 2), gevolgd door een analyse van de toenemende behoefte aan flexibiliteit in intraday en balanceringsmarkten (sectie 3). Daarna komen een drietal centrale thema's in het ontwerp van elektriciteitsmarkten aan de orde, geïnspireerd op het marktmodel dat in geliberaliseerde markten in de VS in gebruik is (sectie 4). In sectie 5 geven we voor elk thema aan wat dit betekent voor het marktontwerp en bespreken vervolgens per thema de barrières en mogelijkheden voor verbeteringen in de Nederlandse en Europese context. Sectie 6 vat de beleidsimplicaties samen in een implementatieplan en geeft suggesties voor verder onderzoek.

2. Huidige ordening van Nederlandse en grensoverschrijdende markten

Elektriciteit wordt verhandeld op verschillende markten, variërend van meer dan een jaar vooruit, maand vooruit, dag vooruit markten, tot intraday en balanceringsmarkten.

We onderscheiden de volgende markten om elektriciteit met bijbehorende flexibiliteit te verhandelen; forward en future markten (jaar, maand, en week vooruit), day-ahead markt, intraday markt en balanceringsmarkt.

Forward en future markten

Forward en future markten dienen ervoor om prijsrisico's rond aankoop en verkoop van elektriciteit zoveel mogelijk te beperken. Met een lange termijn contract wil een verkoper van elektriciteit zich beschermen tegen het risico dat prijzen lager zijn bij elektriciteitsverkoop kort voor levering, en een koper tegen het risico dat prijzen hoger zijn bij elektriciteitsinkoop kort voor levering. Via een Over-the-Counter (OTC) markt (d.w.z. via een makelaar) en via de elektriciteitsbeurs kunnen respectievelijk forwards en futures voor één of meerdere jaren vooruit, maandvooruit, en weekvooruit worden gekocht. Als het tijdstip van levering dichtbij komt en de werkelijke marktprijs lager ligt dan de overeengekomen forward of future prijs, dan kan de verkoper de flexibiliteitsoptie uitoefenen om elektriciteit in te kopen in plaats van zelf te produceren.¹

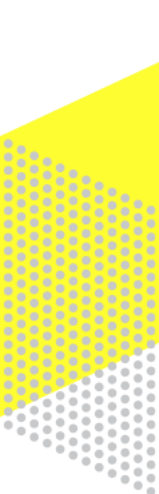
Langetermijn contracten kunnen ook worden aangegaan met buitenlandse partijen. Omdat prijzen in het buitenland door netwerkbependingen frequent verschillen van Nederlandse prijzen lopen marktpartijen prijsrisico. Dit risico kan worden afgedekt door de aankoop van transmissierechten. Transmissierechten vertegenwoordigen een waarde als er door congestie een prijsverschil bestaat tussen twee landen of biedzones. Er bestaan fysieke en in toenemende mate ook financiële transmissierechten, respectievelijk PTRs en FTRs genoemd.

PTRs maken bilaterale levering tussen producent en consument over een verbinding met congestie mogelijk. Voor het recht om elektriciteit over de verbinding te vervoeren dient een fee aan de betrokken TSOs te worden betaald. Zonder PTRs resulteert handel in onbalans in de markten aan beide kanten van de grens. Bij fysieke transmissierechten moet de eigenaar van het recht op day-ahead basis de toegewezen transportcapaciteit nomineren d.w.z. aan de TSO bekend maken of, en zo ja voor welk deel men van de toegewezen transportcapaciteit gebruik wil maken (ACM, 2015b).² Na nominatie moet de houder van het recht de elektriciteit fysiek leveren door zelf te produceren of elektriciteit in te kopen. Genomineerde capaciteit wordt op de beschikbare transportcapaciteit voor de day-ahead veiling in mindering gebracht. Niet genomineerde transportcapaciteit komt in de regel door de 'use-it-or-sell-it' (UIOSI) bepaling beschikbaar voor de day-ahead veiling. De houder van de PTR verliest dan het recht maar ontvangt daarvoor de financiële waarde van de herverkoop van de capaciteit in de day-ahead veiling.

FTRs hoeven door de houder ervan niet genomineerd te worden, maar geven automatisch recht op uitkering van het prijsverschil maal het te transporteren volume tussen de marktgebieden, dit product is gelijk aan de congestie rents in het geval van marktkoppeling door een impliciete veiling. In feite is

¹ Een elektriciteitsverkoper zal zich ook proberen in te dekken aan inkoopkant door de gas- of kolenprijs vast te leggen. Dit staat bekend als een zogenaamde natural hedge vanwege de positieve correlatie tussen een hogere brandstofprijs en een hogere elektriciteitsprijs. De mogelijkheid voor deze hedge ontbreekt bij elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen.

² Artikel 5.6.11.



een FTR dus een claim op de congestie rents. Het maakt een producent indifferent tussen exporteren naar een gebied met een hogere elektriciteitsprijs of de energie verkopen tegen een lagere prijs plus de FTR uitbetaling. En op vergelijkbare wijze maakt het recht een consument indifferent tussen importeren vanuit een gebied met een lagere elektriciteitsprijs en de energie kopen tegen een hogere prijs plus de FTR uitbetaling. FTRs zijn zogenaamde *spread opties* en hebben anders dan PTRs geen fysieke betekenis. De houder van FTRs ontvangt de uitbetaling onafhankelijk van participatie in de elektriciteitsmarkt (o.a. Booz *et al.* 2011).

Day-ahead markt

Bij de liberalisering van de elektriciteitsmarkt is aansluiting gezocht bij de vormgeving van de Scandinavische elektriciteitsmarkt d.w.z. Nordpool. De day-ahead markt heeft daarin een belangrijke plaats gegeven de omvang van waterkracht met bijbehorende opslagmogelijkheden, waardoor de behoefte aan markten met kortere tijdshorizonten minder groot is (Smeers, 2008). Een andere reden voor de belangrijke plaats van de day-ahead markt is de noodzaak van optimalisatie op day-ahead basis van de inzet van productie-eenheden ('unit commitment'); het opstarten en opregelen van een grootschalige elektriciteitscentrale zoals een kolencentrale neemt al snel een dag in beslag.

In Nederland hebben marktpartijen tot 12:00 uur op de dag voorafgaande aan de fysieke levering de mogelijkheid vraag- en aanbodorders van elektriciteit aan de day-ahead markt aan te bieden (ACM, 2015b).³ De Nederlandse day-ahead markt is gekoppeld aan de day-ahead markten van 18 andere EU lidstaten met dezelfde sluitingstijd via het *Price Coupling of the Regions* (PCR) project. Het proces van marktkoppeling is zodanig ingericht dat elektriciteitsbeurzen en TSOs de doelstelling hebben om de maatschappelijke welvaart te maximaliseren⁴ gegeven handelsorders en netwerkrestricties. Aangezien energie en transmissiecapaciteit gezamenlijk worden verhandeld, is er sprake van een impliciete veiling.⁵

Er zijn grosso modo twee mogelijkheden voor marktkoppeling: prijskoppeling en volumekoppeling. Bij *prijskoppeling* wordt informatie van zowel de TSOs (beschikbare interconnectiecapaciteit) als elektriciteitsveilingen (orderboeken) gebruikt om te verhandelen volumes en de marktprijzen te berekenen. Bij prijskoppeling gebeurt dit door één centraal systeem, terwijl bij *volumekoppeling* het verhandelde volume tussen landen wordt bepaald en vervolgens door afzonderlijke energiebeurzen een eigen marktprijs wordt berekend. Het EU target model is prijskoppeling en dit wordt ook binnen het genoemde PCR project toegepast.

Met EC (2015a) is flow-based marktkoppeling (FBMC) voorzien in diverse gebieden met vermaasde netwerken ('meshed grids') zoals in de NWE en CEE regio's, terwijl gecoördineerde NTC based marktkoppeling enkel mag worden toegepast in specifieke gebieden waarbij toepassing van de flow-based methode niet efficiënter is, uitgaand van hetzelfde niveau van operationele netveiligheid (EC,

³ Artikel 5.6.19.1b.

⁴ Omdat marktkoppeling per markt voor één tijdshorizon plaatsvindt (hier: day-ahead markt), vindt de maximalisatie van maatschappelijke welvaart ook per markt plaats. Bij deze maximalisatie wordt dus geen rekening gehouden met effecten op andere prijzen (futures, intraday).

⁵ Bij een expliciete veiling wordt eerst de transmissiecapaciteit geveild en vervolgens de elektriciteit. Door het tijdsverschil tussen beide acties kan het voorkomen dat de gekochte capaciteit niet efficiënt kan worden benut, omdat elektriciteitsprijzen in de tussentijd zijn gewijzigd. Ook kan het voorkomen dat netwerkcapaciteit in de verkeerde richting is gecontracteerd (bijvoorbeeld van land A naar land B, terwijl op basis van het verschil in elektriciteitsprijs tussen beide landen elektriciteit juist van land B naar land A zou plaatsvinden). Een impliciete veiling waarbij netwerkcapaciteit en elektriciteit gelijktijdig verhandeld worden is daarom efficiënter.

2015a).⁶ FBMC heeft diverse voordelen ten opzichte van de available transfer capacity (ATC) methode zoals een efficiënter netwerkgebruik door het tegelijkertijd bepalen van beschikbare netwerkcapaciteit en allocatie ervan over alle grenzen van biedzones, hogere voorzieningszekerheid door het expliciet meenemen van parallel flows⁷ en meer transparantie over netwerkbeperkingen.

Intraday markt

Na sluiting van de day-ahead markt (d.w.z. na gate closure), kunnen marktpartijen elektriciteit verhandelen op de intraday markt. De intraday markt is vooralsnog vooral een correctiemarkt voor fine tuning van eerder ingenomen posities op de day-ahead markt en andere forward markten. Niet alleen standaard uurproducten worden verhandeld, ook producten die meerdere uren afdekken of waarbij opstartkosten worden meegenomen zoals blokbiedingen⁸ zijn mogelijk. Er kan ook intraday worden gehandeld met België, Duitsland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk, hoewel handel met elk van deze landen op verschillende manieren is vormgegeven, in afwachting van realisatie van het Europese target model voor de intraday markt in 2017. De intraday handel verschilt qua beschikbaarheid van verschillende soorten handelsplatformen (OTC versus georganiseerde elektriciteitsbeurzen), sluitingstijden en wijze van veiling (energie en netwerkcapaciteit afzonderlijk of gebundeld).

Elektriciteitshandel vindt zowel via elektriciteitsbeurs APX als in mindere mate via de OTC markten plaats. OTC handel vindt nog plaats voor transacties binnen Nederland en met Duitsland en Verenigd Koninkrijk en biedt marktparticipanten veel vrijheid voor tailor-made transacties. Echter, gegeven de financiële EMIR wetgeving dient er verplichte clearing van transacties plaats te vinden, waardoor OTC handel waarbij dergelijke clearing nog niet plaatsvindt minder aantrekkelijk is dan handel via een elektriciteitsbeurs waarbij clearing houses standaard zijn. De grensoverschrijdende intraday handel met België en Noorwegen verloopt al geheel via een georganiseerde markt (APX).

Handelsfrequenties en sluitingstijden variëren nog meer voor de verschillende geografische markten. Intraday handel binnen Nederland is mogelijk voor zowel uurlijkse als 15 minuten producten, tot 5 minuten voordat daadwerkelijke levering plaatsvindt ('real-time').⁹ Op de dag voorafgaand aan het transport gaat de Nederlandse intraday markt uiterlijk om 21:00 uur open voor de komende 24 uur. De tijd tussen day-ahead sluitingstijd en intraday handel openingstijd is benodigd voor netveiligheidsanalyse (NMA, 2011).¹⁰ Wat betreft grensoverschrijdende handel, met België is er twee uurlijkse handel, deze sluit 1 uur en 30 minuten voor transport op de even uren en 2 uur en 30

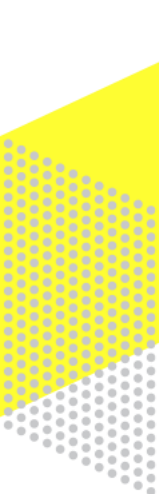
⁶ Zie artikel 20(2) en artikel 20(7). Voor toepassing van gecoördineerde NTC based marktkoppeling is ook toestemming van de betrokken toezichthouders nodig.

⁷ De flow-based methode houdt rekening met de fysieke consequenties van commerciële flows door middel van Power Transfer Distribution Factors (PTDF's) en beschikbare marges in kritieke netwerkelementen. Voor alle kritieke netwerkelementen worden PTDF's bepaald, gegeven commerciële flows tussen biedzones. Er wordt gekeken welke transacties met bijbehorende netto-posities (positief is export, negatief is import) mogelijk zijn, waarbij voor elk kritieke netwerkelement de PTDF vermenigvuldigd met de netto-posities van de verschillende prijszones kleiner moet zijn dan de beschikbare ruimte voor day-ahead flows ('available margin'). In het geval van congestie binnen landen met invloed op grensoverschrijdende verbindingen, werkt dit via de PTDF's door op de grootte van het voorzieningszekerheidsdomein (ook wel beschikbare capaciteitsdomein genoemd). In het geval van congestie op grensoverschrijdende verbindingen resulteert dit in verschillende marktprijzen in biedzones en worden transacties met de laagste bijdrage aan maatschappelijke welvaart geschrapt. Er worden dus alleen prijzen verbonden aan commerciële transacties tussen biedzones. Dit is een gevolg van de kopers plaat benadering waarbij wordt verondersteld dat transmissiecapaciteit *binnen* zones oneindig is en dat alle productie-eenheden *binnen* zones even goed in de vraag kunnen voorzien, ongeacht hun locatie.

⁸ EC (2015a) noemt dit non-standard intraday products.

⁹ Zie <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/continuous-markets-intraday/>

¹⁰ Randnummer 66.



minuten voor transport op de oneven uren (ACM, 2015b).¹¹ Met Duitse en Noorse partijen kunnen Nederlandse marktpartijen elk uur handelen tot respectievelijk 70 minuten (Amprion & TenneT, 2013) en 1 uur voordat transport plaatsvindt (ACM, 2015d). Met het Verenigd Koninkrijk kan twee keer per dag op intraday basis gehandeld worden tot maximaal 4 uur voor real-time, beide veilingen beschikken over drie nominatiemogelijkheden (ACER/CEER, 2015).¹² Handelaren gebruiken voor grensoverschrijdende intradayhandel voornamelijk overgebleven netcapaciteit na de day-ahead markt, er wordt op voorhand geen grensoverschrijdende (cross-zonal) netcapaciteit door TenneT voor gereserveerd. Wel berekent TenneT de netcapaciteit op de grenzen met België en Duitsland na sluiting van day-ahead handel opnieuw; vanwege afgenomen onzekerheid kan dit resulteren in een extra intra-dagelijkse capaciteit van 200 MW op de grens met België en 100 MW op de grens met Duitsland (ACER/CEER, 2015).

Wat betreft de veilingswijze van netcapaciteit, op de grenzen met België en Noorwegen vindt impliciete handel plaats, terwijl op de grenzen met Duitsland en Verenigd Koninkrijk sprake is van expliciete handel. Daarnaast is op de eerstgenoemde grenzen sprake van een *continuous auction* d.w.z. energiehandel en toewijzing van grensoverschrijdende netcapaciteit vindt doorlopend plaats in plaats van matching van koop- en verkooporders op specifieke tijdstippen (E-bridge, 2010). Power exchanges (PX) gebruiken daarvoor een Shared Order Book (SOB) module waarin de koop- en verkooporders van diverse landen worden verzameld. TSOs houden de beschikbare netwerkcapaciteit bij en updaten deze zonodig in de Capacity Management Module (CMM). Grensoverschrijdende orders worden gematched zolang er netcapaciteit beschikbaar is (gegeven doorlopende handel, in feite op first-come first-served basis), daarmee heeft netcapaciteit een prijs van nul. Dit is nagenoeg geheel in lijn met het EU target model dat voorzien is voor de intraday markt, zie figuur 1. Het enige verschil is dat de mogelijkheid wordt opengehouden dat netcapaciteit ook deels expliciet wordt geprijsd om OTC handel mogelijk te laten blijven. Dit moeten de toezichthouders van de betrokken lidstaten dan wel verzoeken aan de betrokken TSOs (EC, 2015a).¹³ Op langere termijn is het de bedoeling dat expliciete capaciteitsallocatie wordt vervangen door niet-standaard intraday producten binnen de impliciete veiling (EC, 2015a).¹⁴

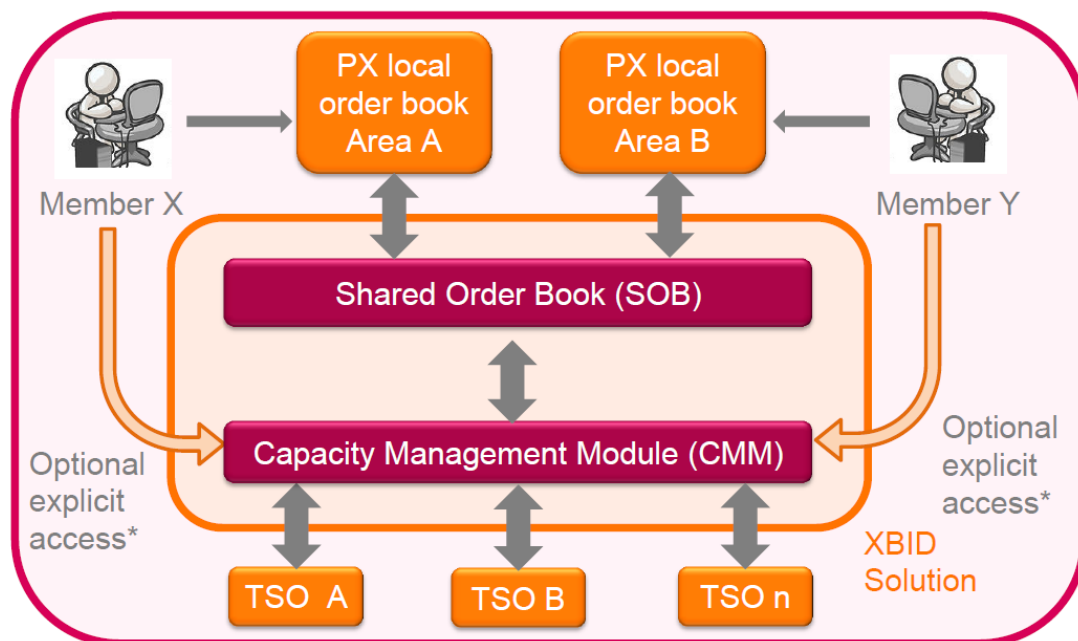
¹¹ Artikel 5.6.26.

¹² Randnummer 532.

¹³ Artikel 64.

¹⁴ Artikel 65.

Figuur 1: EU intraday market model



Bron: ENTSO-E (2015b)

Balanceringsmarkt

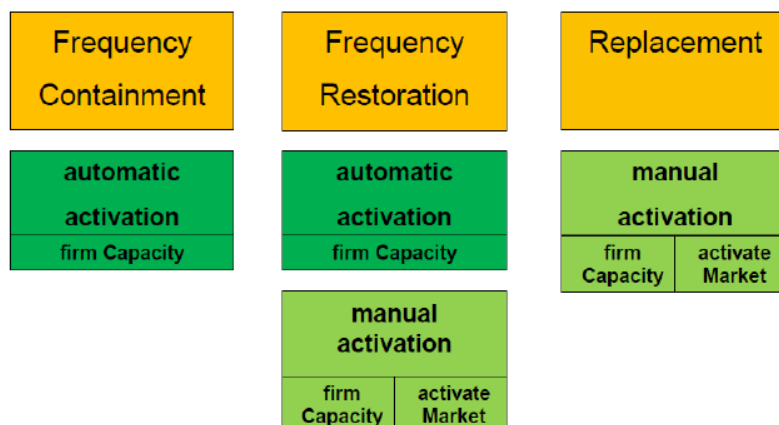
Balancing is gedefinieerd als alle acties en processen waarmee TSOs garanderen dat de totale elektriciteitsafname ononderbroken gelijk is aan de totale invoeding, om daarmee de systeemfrequentie binnen een van tevoren gedefinieerd stabiliteitsbereik te houden. Dit resulteert in een behoefte aan capaciteitsreserves voor balancerings op verschillende tijdschalen d.w.z. frequency containment, frequency restoration en reserve replacement. Deze drie typen reserveproducten zijn als volgt gedefinieerd:

- 'frequency containment reserves or 'FCR' means the spinning and non-spinning reserves activated to contain system frequency after the occurrence of an imbalance;
- 'frequency restoration reserve or 'FRR' means the active power reserves activated to restore system frequency to the nominal frequency and a synchronous area consisting of more than one LFC area power balance to the scheduled value;
- 'replacement reserves or 'RR' means the reserves used to restore or support the required level of FRR to be prepared for additional system imbalances, including operating reserves' (EC, 2015b).¹⁵

Deze reserves worden ingezet door middel van een sequentieel proces; samenvattend zetten TSOs eerst FCR in, waarna FCR wordt overgenomen door FRR, en tenslotte door RR. Figuur 2 laat de samenhang zien tussen de drie typen reserves en of TSOs deze automatisch of handmatig (b.v. met een telefoontje) activeren.

¹⁵ Artikel 3.

Figuur 2: Drie typen reserves en sourcing



Bron: ENTSO-E (2014b)

TSOs gebruiken de balanceringsmarkt om het elektriciteitssysteem in real-time te balanceren. De balanceringsmarkt bestaat uit drie belangrijke onderdelen:

1. Balancerings- of programmaverantwoordelijkheid
2. Levering van balanceringsdiensten
3. Onbalansverrekening ("Imbalance settlement")¹⁶

Balancerings- of programma verantwoordelijkheid

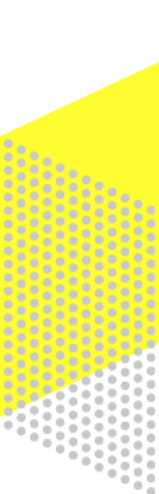
In het geval van balancerings- of programmaverantwoordelijkheid dragen marktpartijen of een gekozen representatieve partij de verantwoordelijkheid voor hun onbalans. Daartoe moeten ze energieprogramma's voor productie en consumptie opstellen, deze dagelijks voor 14.00 uur bij TenneT indienen (importen, exporten en transits voor 9.00 uur), en in overeenstemming met deze energieprogramma's acteren. Programmaverantwoordelijke (PV) partijen hebben in de regel grote portfolio's met een combinatie van opwekking en vraag. Ze hebben de mogelijkheid om eerder ingenomen posities te corrigeren door wijzigingen in te dienen op binnenlandse transacties van goedgekeurde programma's tot 10:00 uur op de dag na levering ('ex-post nominatie') (ACM, 2015a).¹⁷ Daarvoor handelen ze met andere PV partijen of maken gebruik van flexibiliteit binnen hun energieportfolio. Afwijkingen van uiteindelijke programma's zorgen voor verschillen tussen voorspelde en gerealiseerde energieproductie of consumptie en leiden daarmee tot onbalans.

Levering van balanceringsdiensten

Om de onbalans op te heffen contracteren TSOs balanceringsdiensten. Twee groepen balanceringsdiensten of producten worden hier onderscheiden; reservecapaciteit en energie. Reservecapaciteit wordt in de regel geleverd door gecontracteerde partijen, terwijl gekwalificeerde partijen (*balancing services providers* oftewel BSPs) dit zijn zowel gecontracteerde als niet-gecontracteerde partijen op vrijwillige basis biedingen voor opwaartse en neerwaartse balanceringsenergie doen. De behoefte van TSOs aan reservecapaciteit verschilt per product, net als de prekwalficatie eisen en type (en hoogte) van de vergoeding.

¹⁶ Vrij naar MottMacDonald (2013).

¹⁷ Artikel 3.6.19.



De *frequency containment reserve* (ca. 110 MW) wordt wekelijks aangekocht via een Duits veilingplatform (www.regelleisting.net). Hiervan moet minimaal 30% geleverd worden binnen Nederland. De gecontracteerde partij ontvangt een betaling voor zijn ter beschikking gestelde capaciteit op pay-as-bid basis (ACM, 2015a).¹⁸ De minimale biedomvang om op- en af te regelen bedraagt 1 MW en alleen gekwalificeerde partijen met automatische frequentieregeling en 100% beschikbaarheid binnen 30 seconden kunnen deelnemen (TenneT, 2015b).

Wat betreft de *frequency restoration reserve* contracteert TenneT een deel van het regel- en reservevermogen (ca. 300 MW, voor 2016 215 MW, zie TenneT (2015a)) buiten de markt om te voorkomen dat balanceringsvermogen concurreert met elektriciteitshandel en niet beschikbaar is tijdens momenten van piekvraag. Hiervoor worden jaarlijkse en kwartaalveilingen georganiseerd. Marktpartijen die meer dan 60 MW produceren of consumeren zijn verplicht om zowel hun vermogen in te bieden alsook de energie die de volgende dag meer of minder kan worden geproduceerd. De aangeslotene kan zowel de omvang (van minimaal 4 MW) als de prijs van zijn energiebieding aanpassen tot een uur voorafgaand aan de programmatijdseenheid waarop de aanpassing betrekking heeft (ACM, 2015c).¹⁹ Gecontracteerde marktpartijen ontvangen een capaciteitsvergoeding voor het beschikbaar stellen van vermogen. Marktpartijen die minder dan 60 MW produceren of consumeren mogen op vrijwillige basis energie inbieden op de markt voor regel- en reservevermogen.

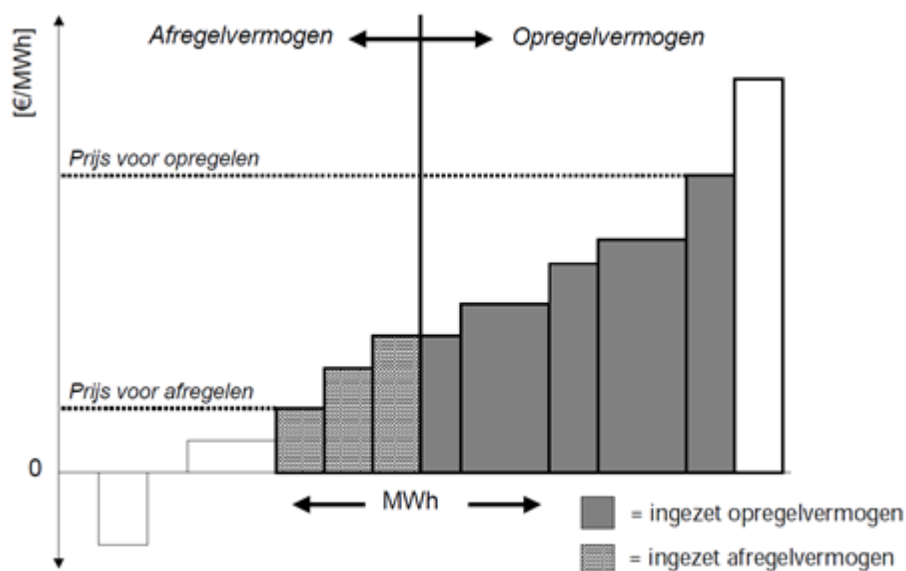
Op basis van de verplichte en vrijwillige energiebiedingen die binnen 15 minuten ingezet kunnen worden wordt een biedladder geconstrueerd (zie Figuur 3). De biedingen worden op basis van de prijs en richting gerangschikt, biedingen om af te regelen staan aan de linkerkant van de biedladder, biedingen voor op te regelen aan de rechterkant. De plaats van het bod op de biedladder (en eventueel aanvullende eisen zoals netwerkllocatie en regelsnelheid) bepaalt of de TSO het bod afroept (MottMacDonald, 2013; Van der Veen, 2012).²⁰ TenneT houdt daarbij geen rekening of het een bieding van een gecontracteerde of niet-gecontracteerde partij voor reservecapaciteit betreft. De opregelbiedingen worden door TenneT ingezet in volgorde van toenemende biedprijs en afregelbiedingen in volgorde van afnemende biedprijs (dit laatste heeft er mee te maken dat de productie-eenheid in de regel betaalt om af te regelen, deze bespaart immers op brandstofkosten). De prijs per richting is de biedprijs van de marginale bieding in die richting. De opregelprijs is dus de prijs van de hoogste bieding die wordt ingezet en de afregelprijs de prijs voor de laagste bieding. Partijen die worden ingezet ontvangen een energievergoeding voor de fysieke, gemeten inzet.

¹⁸ Artikel 2.2.19.

¹⁹ Artikel 5.1.1.1a.1.

²⁰ Gebaseerd op MottMacDonald (2013), glossary.

Figuur 3: Voorbeeld van een biedprijssladder voor bepaling van de onbalans (per PTU)



Bron: DTe & TenneT (2004)

Een ander onderdeel van de FRR is het noodvermogen, dit vermogen wordt alleen gebruikt als het regel- en reservevermogen tekortschiet. TenneT heeft behoefte aan 700 MW noodvermogen, hiervan is 350 MW beschikbaar via onderlinge TSO ondersteuning (Duitsland en België) en wordt 350 MW in Nederland gecontracteerd (TenneT, 2015b).²¹ De minimum biedomvang bedraagt 20 MW (mag ook via aggregatie) en gecontracteerde partijen ontvangen een capaciteitsvergoeding (pay-as-bid). De energievergoeding is in dit geval gelijk aan het maximum van de opregelprijs plus 10% of de APX prijs van de vorige dag plus 200 euro (in geval van een negatieve APX prijs is de minimale vergoeding 200 euro) (TenneT, 2013a).

Tenslotte rekent TenneT op de passieve bijdrage van marktpartijen aan de systeembalans (TenneT, 2013b). Naast het aanbieden van regel, reserve of noodvermogen kunnen marktpartijen namelijk reageren op het real-time onbalanssignaal, de zogenaamde balans-delta, door mee te regelen. Meeregelen heeft als voordeel dat partijen zich niet van tevoren vast hoeven te leggen in contracten en flexibeler zijn in hun inzet gegeven gekoppelde warmte/proces gedreven productie of vraag (DTe & TenneT, 2004). De balans-delta geeft de som weer van de (door de frequentie-vermogensregeling) gevraagde reactie aan leveranciers van regelvermogen (ACM, 2015a)²² en wordt elke minuut gepubliceerd op de website van TenneT. Marktpartijen die geen regel, reserve of noodvermogen aanbieden, worden met de balans-delta gestimuleerd om flexibiliteit te leveren, zodat er meer flexibiliteit beschikbaar komt voor het elektriciteitssysteem. Voor het meeregelen wordt circa 2 GW aan flexibel opwaarts en neerwaarts vermogen gebruikt.²³

²¹ Dit betreft het opregelend noodvermogen, TenneT heeft onlangs toestemming gekregen om ook afregelend noodvermogen te contracteren.

²² Artikel 3.9.1g.

²³ Schatting gebaseerd op Ecofys (2014): gegeven in totaal 2400 MW aan [RR sic] vermogen waarvan 350 MW noodvermogen, wordt er ongeveer 2 GW meegeregeld.

Onbalansverrekening (“Imbalance settlement”)

Het derde onderdeel van de balanceringsmarkt betreft de verrekening van onbalans van PV partijen met de TSO. De balanceringsmarkt is dus in essentie een correctiemarkt. Afwijkingen van het geplande energieprogramma worden verrekend voor een specifieke tijdseenheid. Deze verrekening kan in principe tegen een marginale of ‘pay-as-bid’ prijs plaatsvinden.

In Nederland worden voor FRR energie voor elke programma tijdseenheid (15 minuten) één of twee onbalansprijzen vastgesteld, afhankelijk van de regeltoestand (opregelen en afregelen) en de richting van de onbalans van de PV partij ten opzichte van de systeemonbalans. Meestal leidt dit tot één onbalansprijs, behalve in de specifieke situatie dat de TSO binnen de programmatijdseenheid zowel opwaarts als neerwaarts moet balanceren om de systeembalans te handhaven. In dat geval zijn er twee afzonderlijke onbalansprijzen; één voor invoeding en één voor afname. Beide situaties geven de juiste financiële prikkels aan marktpartijen; in het eerste geval kunnen partijen meeregelen en profiteren van afwijkingen van hun programma zolang dit de systeembalans verbetert, terwijl in het tweede geval marktpartijen gestimuleerd worden om dichtbij hun programma te blijven (TenneT, 2014).

Harmonisatie van balanceringspraktijken in Europa

In Europa wordt gestreefd naar convergentie van nationale balanceringspraktijken en het mogelijk maken van grensoverschrijdende balanceringspraktijken. Balanceringspraktijken zijn één van de Europese target modellen voor de totstandkoming van een interne energiemarkt. Ook is er een Europese verordening voor elektriciteitsbalanceringspraktijken (EB) in ontwikkeling (voor de meest recente versie, zie ACER, 2015).

Hoofdpunten daarbij zijn (TenneT, 2013b):

- Imbalance netting: een proces om gelijktijdige, tegengestelde activatie van FRR te voorkomen door rekening te houden met de betreffende frequency restoration control errors en de geactiveerde FRR en daarmee de input voor het frequency restoration proces te corrigeren.
- TSO-TSO model: een model waarbij de uitwisseling van balanceringsdiensten tussen landen uitsluitend via TSOs verloopt (en daarmee niet via BSPs).
- Coordinated Balancing Areas: samenwerking tussen twee of meer TSOs rond uitwisseling van balanceringsdiensten, het delen van reserves, of het imbalance netting proces.
- Common Merit Order Lists: het opstellen van gezamenlijke biedladders voor een coordinated balancing area d.w.z. voor meerdere landen.

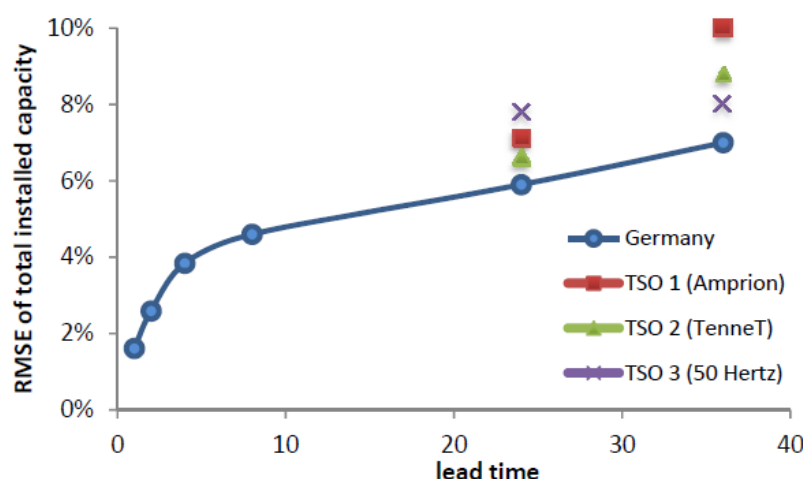
3. Toename van onbalans en afname van interconnectiecapaciteit vraagt om grotere rol voor intraday en balanceringsmarkten

De toename van elektriciteitsproductie van wind turbines en zonnepanelen leidt tot grotere onbalans en lagere beschikbaarheid van interconnecties voor elektriciteitshandel.

Grotere onbalans...

Onbalans resulteert grotendeels uit voorspelfouten door onzekerheid over vraagprofielen, uitval van centrales en onzekerheid over de productie van wind turbines en zonnepanelen. Voor hernieuwbare elektriciteit geldt dat hoe verder de productie verhandeld wordt van real-time (de 'lead time'), hoe groter de gemiddelde voorspelfout en hoe groter de onbalans. Figuur 4 laat zien dat de gemiddelde voorspelfout voor Duitsland, weergegeven als de *root mean square error* (RMSE),²⁴ afneemt van 5,9% 24-uur vooruit tot 3,8% van de geïnstalleerde capaciteit bij 4 uur vooruit. Ook is zichtbaar dat de voorspelfout afneemt als onbalans over een groter geografisch gebied wordt bekeken; de onbalans van deelgebieden valt dan deels tegen elkaar weg, zodat een kleinere geaggregeerde onbalans resulteert. Aangezien de voorspelfout van windvermogen substantieel hoger is dan de voorspelfout van conventionele centrales, neemt met de toename van de hoeveelheid geïnstalleerde weersafhankelijke productiecapaciteit ook de voorspelfout van het systeem als geheel toe. In de limiet convergeert de systeemvoorspelfout naar de voorspelfout van wind en zon bij een bepaalde lead time (Weber, 2010; MottMacDonald, 2013).

Figuur 4: Voorspelfout van elektriciteitsproductie door wind turbines als functie van de tijd voor real-time



Bron: Borggreve en Neuhoof (2011)

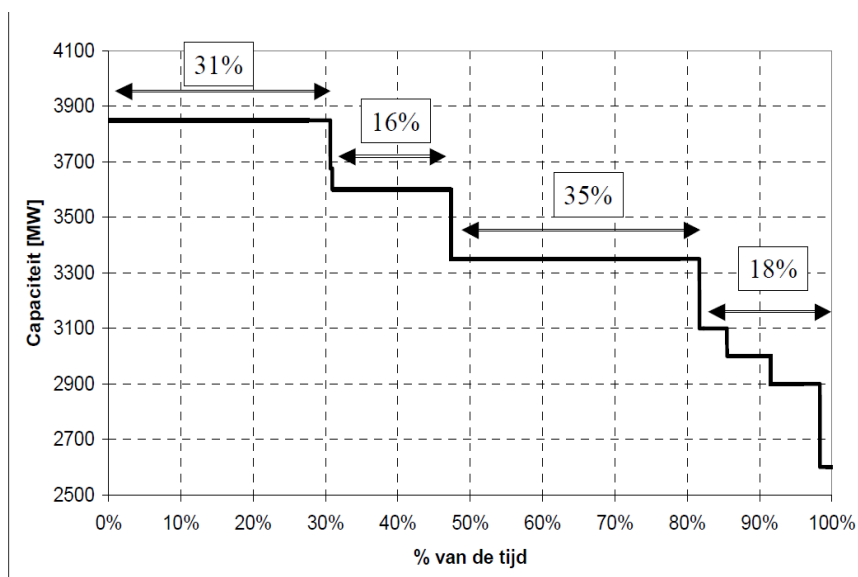
en lagere interconnectiecapaciteit...

Daarnaast betekent de onzekerheid over windvoorspellingen ook dat netwerkcapaciteit gereserveerd moet worden op interconnecties om de geproduceerde elektriciteit adequaat af te kunnen voeren. Voor de bepaling van de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit worden namelijk netberekeningen gemaakt voor diverse scenario's, ook voor situaties met en zonder

²⁴ Deze schattingen zijn echter niet gerelateerd aan de onderliggende variabele. Mott MacDonald (2013) merkt op dat de RMSE alleen betekenis heeft in relatie tot de gemiddelde prijs van de onderliggende variabele.

handhaving van een enkelvoudig storingsreserve ("N-1") en rekening houdend met uitvoering van onderhoud. De transportcapaciteit wordt gelijkgesteld aan de laagste waarden voor respectievelijk import- en exportcapaciteit van de scenario's (ACM, 2015c).²⁵ TenneT (2005) geeft aan dat de toenemende variabiliteit van elektriciteitsstromen de belangrijkste reden is voor de beperkte toename van de day-ahead interconnectiecapaciteit die aan de markt ter beschikking wordt gesteld. Onderstaande figuren laten de beschikbare capaciteit voor import vanuit België en Duitsland zien op piekuren voor respectievelijk 2004 en 2014. Ondanks een toename van de fysieke capaciteit van grensoverschrijdende verbindingen met Duitsland met circa 700 MVA²⁶ en netuitbreidingen binnen België, Duitsland en Nederland die meer grensoverschrijdende transacties mogelijk maken, bedroeg de beschikbare importcapaciteit voor elektriciteitshandel in 2014 in 24% van de gevallen 3100 MW of minder (2004: 18%).

Figuur 5: Beschikbare importcapaciteit voor transporten vanuit België en Duitsland op piekuren van werkdagen in 2004

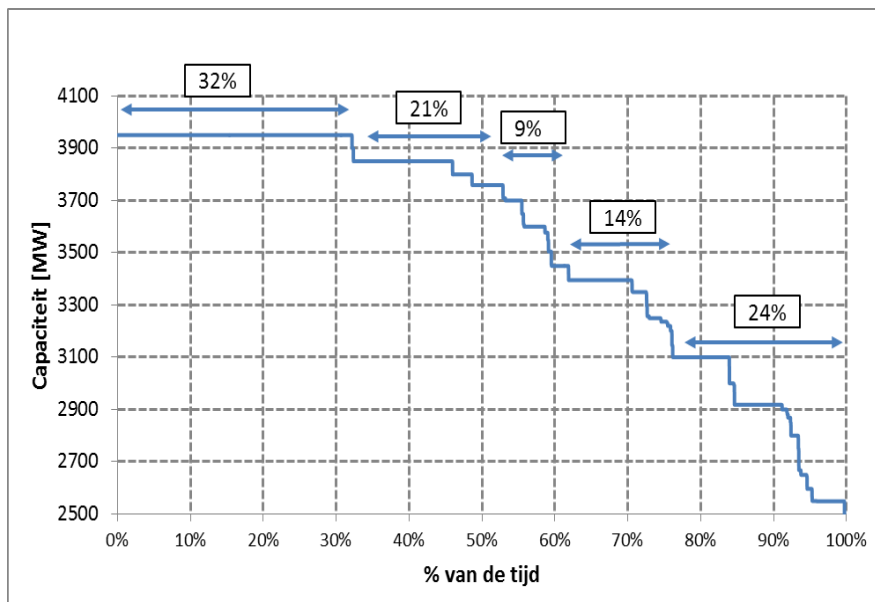


Bron: TenneT (2005)

²⁵ Artikel 5.7.1.

²⁶ De totale fysieke importcapaciteit vanuit België en Duitsland bedroeg in 2004 12.346 MVA en in 2014 13.036 MVA, zie respectievelijk UCTE (2005) en ENTSO-E (2016).

Figuur 6: Importcapaciteit België en Duitsland op piekuren van werkdagen in 2014



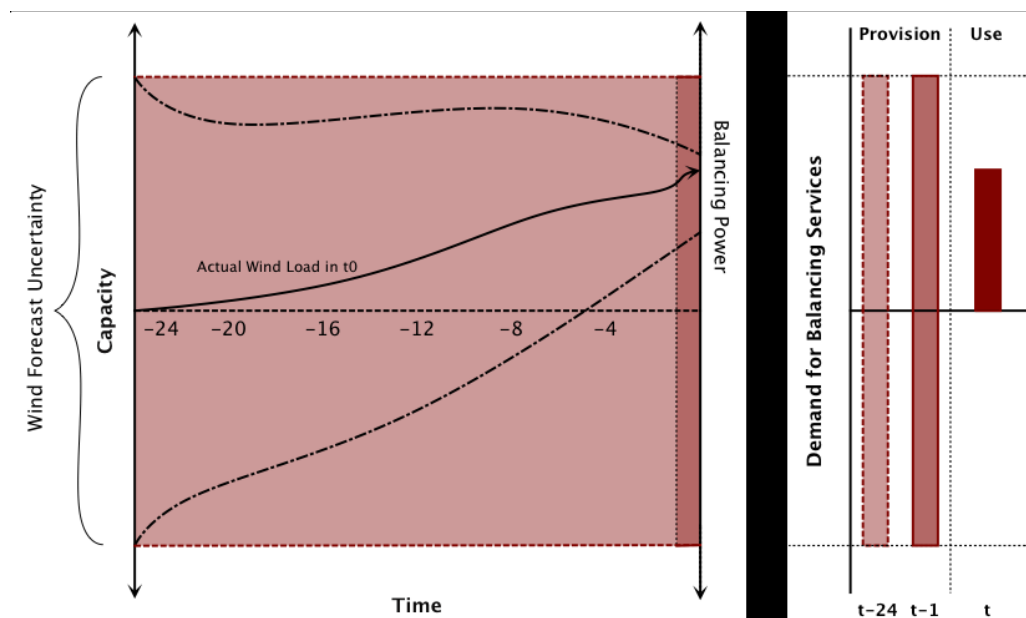
Bron: ECN op basis van data van ENTSO-E Transparency Platform, bezocht op 2 februari 2016

... vragen om grotere rol intraday en balanceringsmarkten

De toename van onbalans en de afname van beschikbare interconnectiecapaciteit voor elektriciteitshandel kunnen (deels) worden tegengaan door elektriciteit dichterbij real-time te verhandelen. Een groter beroep op korte termijn elektriciteitsmarkten (d.w.z. intraday en balanceringsmarkten) vergroot ook de marktliquideit door kleinere bid-ask spreads. Een kortere voorspeltijd resulteert in een kleinere voorspelfout en een kleinere vraag naar balanceringsdiensten.

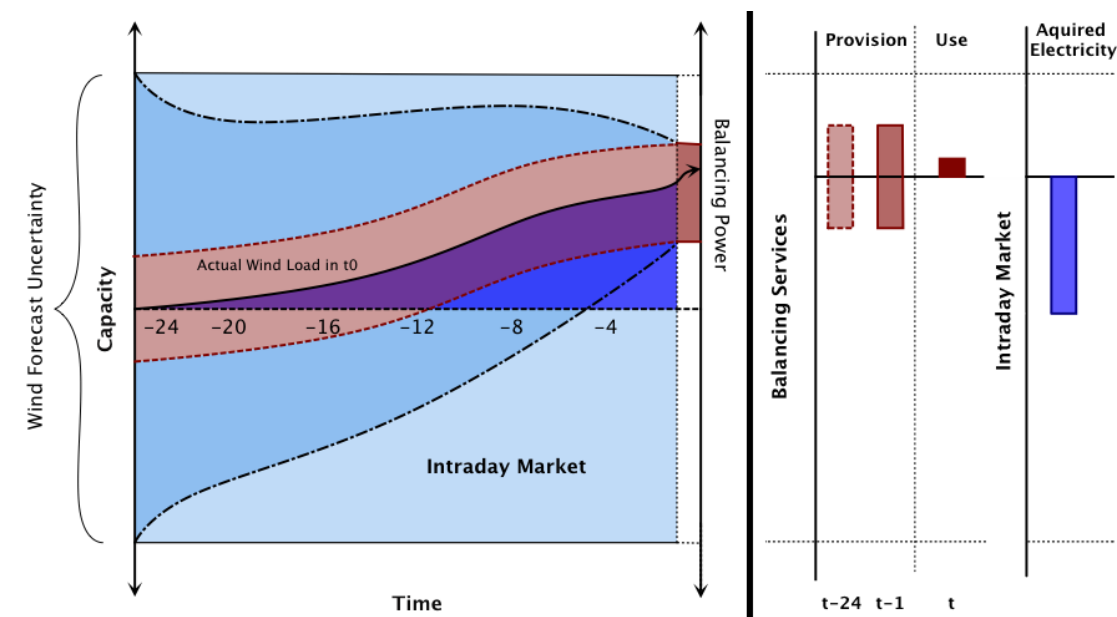
Figuren 7 en 8 illustreren de toegevoegde waarde van een intraday markt. Beide figuren laten de onvoorspelbaarheid van windvoorspellingen zien vanaf 24 uur voor real-time tot het moment van fysieke productie. Er wordt meer geproduceerd dan verwacht, daardoor ontstaat er vraag naar een intraday markt en naar balanceringsdiensten om elektriciteitsoverschotten te beperken. Daartoe dient de TSO balanceringsdiensten te contracteren ('levering door marktpartijen'), hier op day-ahead basis, en in te zetten. In figuur 7 zonder intraday markt moet er duidelijk meer balanceringsvermogen worden gecontracteerd en ingezet dan in de situatie met intraday markt in figuur 8. In de laatste figuur wordt het overschot in de intraday markt al zodanig gereduceerd dat de residuele behoefte aan inzet van balanceringsvermogen aanmerkelijk kleiner is. Zoals eerder aangegeven leidt dit tot kostenbesparing omdat er in een intraday markt verder van fysieke levering meer flexibiliteitsaanbod tegen lagere kosten beschikbaar is dan in een balanceringsmarkt dichtbij fysieke levering. Onder meer Holttinen (2005) heeft dit kwantitatief geïllustreerd. Zij heeft gekeken naar de toename van netto inkomsten van wind turbines in de Scandinavische markt bij handel op een intraday markt 6-12 uur voor levering of 2 uur voor levering in plaats van op de day-ahead markt (12-36 uur vooruit). Door afname van balanceringskosten stijgen netto-inkomsten in het eerste geval met 4% en in het tweede geval met 8%.

Figuur 7: Onvoorspelbaarheid van windvoorspellingen en behoefte aan balancering in een situatie zonder intraday markt



Bron: Borggreve en Neuhoof (2011)

Figuur 8: Onvoorspelbaarheid van windvoorspellingen en behoefte aan balancering in een situatie met intraday markt



Bron: Borggreve en Neuhoof (2011)

Verder betekent afname van onzekerheid over de werkelijke productie dat netberekeningen voor minder diverse scenario's gemaakt hoeven te worden, zodat TSOs minder netcapaciteit hoeven te reserveren.

Huidige rollen van intraday en balanceringsmarkten zijn echter nog beperkt

De beperkte rol van intraday markten blijkt uit het feit dat de verhandelde volume aan elektriciteit op de intraday markt. Zo bedroeg het volume van de intradayhandel in Nederland in 2013 slechts 0,7 TWh tegen 47,2 TWh op de day-ahead markt (APX) en 113,5 TWh op alle georganiseerde markten (ACM, 2014).²⁷ Het volume van intraday handel als fractie van de elektriciteitsvraag bedroeg in Nederland in 2014 slechts 0,2%, tegen 1,0% in België, 4,4% in het Verenigd Koninkrijk en 4,6% in Duitsland (ACER/CEER, 2015).²⁸ Ook de omvang van balanceringsmarkten is beperkt; de omzet van deze markten vertegenwoordigt slechts 2-3% van de totale omzet van groothandelsmarkten (Mott MacDonald, 2013).

De vraag is waarom de omvang van intraday en balanceringsmarkten nog zo beperkt is, niet alleen in Nederland met een beperkt aandeel intermitterend duurzaam, maar ook in andere landen van de Noord-West Europese markt zoals Duitsland met een veel groter aandeel, en waarmee Nederland steeds nauwer verbonden raakt. Hiervoor wordt vaak een reeks aan zeer diverse redenen genoemd zoals gebrek aan marktliquiditeit, de gecompliceerde balanceringsmarkten etcetera. Meer fundamenteel lijkt de oorzaak gezocht te moeten worden in bepaalde marktordeningskeuzes die met de liberalisering van de elektriciteitssector gemaakt zijn. Op deze keuzes wordt in paragraaf 4 ingegaan aan de hand van drie centrale thema's voor het marktontwerp uit de VS, terwijl paragraaf 5 de Europese en nationale invulling van deze thema's bespreekt.

²⁷ Tabel 3.

²⁸ Tabel 16.

4. Lessen uit de Verenigde Staten voor complete elektriciteitsmarkten

Het functioneren van elektriciteitsmarkten is af te meten aan de mate waarin het marktontwerp concurrerende en complete markten benaderd (Wilson, 2002; O'Neill et al. 2006; Helman et al. 2008; Smeers, 2008). Bij het streven naar concurrerende markten wordt vooral gekeken naar maatregelen om uitoefening van marktmacht te beperken om daarmee prikkels voor efficiënte investerings- en operationele beslissingen in stand te houden. Met compleetheid worden systeemoptimalisatieprikkels bedoeld om daarmee in elk achtereenvolgend tijdsbestek marktefficiëntie te bereiken (Wilson, 2002). Marktefficiëntie kan worden bereikt als er een evenwichtsprijs bestaat voor elk activum/product in elke mogelijke situatie. De elektriciteitsmarkt en daarmee elektriciteitsprijs is erg gedifferentieerd naar tijd en ruimte door de enorme hoeveelheid mogelijke situaties en kent daarmee een groot aantal verschillende 'producten'. Dit hangt samen met diverse fysieke eigenschappen van elektriciteitssystemen, waaronder;

- De afwezigheid van significante opslagcapaciteit, waardoor elektriciteitsproductie en consumptie op elk moment in evenwicht moeten zijn ('instantaneously') en het elektriciteitssysteem kwetsbaar is voor instabiliteit.
- De beperkte stuurbaarheid van elektriciteitstransport in wisselstroomnetten ('de wetten van Kirchhoff'), resulterend in verschillende netbeperkingen
- De aanwezigheid van operationele beperkingen aan netwerkinfrastructuur (thermische, stabiliteits- en spanningsbeperkingen) en productie-eenheden (benodigde opstarttijd en beperkingen aan ramping en draaien in deellast).

Deze fysieke eigenschappen hebben twee belangrijke consequenties voor de marktordening. (Smeers, 2008). Ten eerste betekent dit dat de spot markt alleen in real-time kan bestaan. Aangezien elektriciteit niet (significant) kan worden opgeslagen is dat namelijk het enige moment waarop elektriciteit effectief van producenten naar consumenten stroomt. Forward markten zoals day-ahead en intraday markten verhandelen afgeleide producten van de producten die in real-time op de spotmarkt verhandeld worden (Mott MacDonald, 2013). Forward prijzen zijn dan ook verbonden met de spot prijzen ondanks dat de real-time markt in essentie een residuele markt is (Smeers, 2008). Forward markten worden gebruikt om te beslissen welke centrales moeten worden ingezet. Vanwege opstartkosten en ramping beperkingen van centrales zijn daarmee de mogelijke productieniveaus op een later moment beperkt (Wilson, 2002). Er zijn dus intertemporele effecten waarmee beleidsmakers in de marktordening rekening dienen te houden door markten voor verschillende tijdstippen te organiseren.

Ten tweede betekenen netbeperkingen dat de waarde van elektriciteit locatieafhankelijk is, indien één van de beperkingen op een specifiek tijdstip bindend is. Doordat elektriciteit de weg van de minste weerstand volgt (de wetten van Kirchhoff), resulteert elektriciteitshandel tussen twee partijen in stromen langs verschillende paden, waarmee de fysieke ruimte voor andere stromen d.w.z. andere handelstransacties wordt beïnvloed ('netwerkexternaliteiten'). Handelstransacties zijn daarmee wederzijds afhankelijk van elkaar. Om markten te ruimen is een slimme markt voor arbitrage van aanbod, import, vraag en export noodzakelijk, rekening houdend met hun verschillende locaties.

Bij de marktordening in de VS hebben partijen nauwgezet rekening gehouden met deze tijds- en locatiespecifieke dimensies van elektriciteit.²⁹ De twee belangrijkste economische aspecten van het marktontwerp zijn (Wilson, 2002):

a) Optimalisatie van markten voor energie, transmissie en reserves door een ISO,³⁰ rekening houdend met intertemporele kosten en beperkingen zoals start-up, ramping en potentiële energie in waterkrachtreservoirs. De optimalisatie van deze markten vindt gelijktijdig plaats door middel van een geïntegreerd proces. Hiervoor wordt gebruikgemaakt van een zogenaamde smart market. Dit is een markt waarbij een computer wordt gebruikt voor security constrained economic dispatch (SCED) d.w.z. balancering van vraag en aanbod en het vinden van marginale prijzen (Smeers, 2008). Prijsvorming en verrekening zijn gebaseerd op systeembrede opportunity kosten, deze blijken uit de schaduwpreizen voor balancering van vraag en aanbod in real-time en beperkingen aan transmissiecapaciteit. Markten zijn georganiseerd als sealed-bid, multiple-unit veilingen waarbij marktruiming plaatsvindt met uniforme prijzen. Met andere woorden, biedingen van kopers en verkopers zijn niet bekend voor anderen en biedingen bevatten niet alleen prijs en hoeveelheid, maar ook opstartkosten, 'no-load' kosten en een aantal fysieke karakteristieken waaronder de opregelsnelheid. Verder vindt bij uniforme beprijzing marktruiming voor alle productie-eenheden plaats tegen de hoogste marginale bieding.

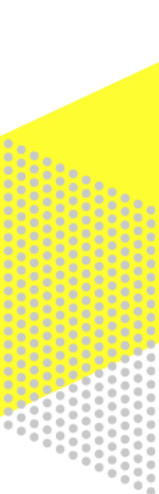
Voor ruimtelijke arbitrage gebruikt de ISO een Optimal Power Flow (OPF) tool waarmee ook locatieafhankelijke marginale prijzen ('locational marginal prices') oftewel LMPs worden gevonden. Producenten ontvangen een gebundelde prijs (LMP) voor de korte termijncosten van energie, congestie en netverliezen.³¹ Daarnaast ontvangen ze een afzonderlijke vergoeding voor aankoop- of verkoopkosten zoals de opstartkosten van een centrale als de LMP onvoldoende is om toereikende inkomsten ('revenue sufficiency') te garanderen. Consumenten betalen de 'load-weighted' gemiddelde LMP voor een zone oftewel een zonale prijs (Helman *et al.* 2008). De SCED waarborgt fysieke haalbaarheid en coördinatie tussen energie en afgeleide producten als transmissie en reserves. Deze optimalisatie vindt in de regel plaats op day-ahead basis en daarna opnieuw intraday ('hours-ahead') en in real-time.

b) De ISO bepaalt op basis van biedingen welke centrales wanneer worden ingezet, met bijbehorend productieniveau en inzetduur ('security constrained unit commitment auction' oftewel 'central unit commitment'). Unit commitment is geïntegreerd in de day-ahead markt, terwijl voor real-time voorafgaand aan de veiling een programma wordt uitgevoerd om te voorspellen welke eenheden in of uit moeten worden geschakeld en op de veiling zelf enkel de productie van ingezette eenheden wordt aangepast op 5-15 minuten basis (Helman *et al.* 2008). Wat betreft unit commitment zijn er veel overeenkomsten met een power pool. Echter, deze power pools pasten geen nodal pricing toe en opereerden in een gereguleerde in plaats van een marktomgeving (Stoft, 2002). De ISO lijkt wel in veel opzichten op een 'single buyer', hoewel partijen centrales ook bilateraal kunnen inzetten. In dat geval ontvangen ze de LMP van de veiling.

²⁹ Er zijn in de VS twee typen markten; markten op basis van bilaterale contracten tussen elektriciteitsbedrijven en producenten en markten waarbij Independent System Operators (ISOs) regionale veilingen organiseren en transmissiecapaciteit toewijzen (Helman *et al.* (2008)). We gaan in het vervolg uit van het laatste type markten.

³⁰ ISOs beheren het netwerk, het eigendom ligt bij de regional transmission owners (RTOs). In Europa zijn eigendom en beheer beiden in handen van de TSOs en zijn deze activiteiten binnen de TSOs in verschillende afdelingen ondergebracht.

³¹ Deze prijs is daarmee exclusief de lange termijn netwerkkosten voor transport van de locatie van een producent naar een referentielocatie.



Uit bovenstaande beschrijving komen de volgende drie centrale thema's naar voren (Wilson, 2002; O'Neill et al. 2006; Smeers, 2008; Borggreve & Neuhoof, 2011):

- a) Consistentie tussen elektriciteitsmarkten voor verschillende tijdshorizons
- b) Gelijktijdige afstemming van energie en reservevermogen
- c) Gelijktijdige afstemming van energie en congestiemanagement

Elk centraal thema heeft belangrijke en universele implicaties voor de omgang met flexibiliteit door elektriciteitsmarkten. Daarmee zijn de thema's niet alleen relevant voor de specifieke VS situatie maar ook voor de Europese context.

a) Consistentie tussen elektriciteitsmarkten voor verschillende tijdshorizons

De verschillende elektriciteitsmarkten voor elektriciteitsproductie (en vraag) dienen consistent met elkaar te zijn in de tijd. Voor elke forward markt zou het mogelijk moeten zijn om de financiële positie van elke koper en verkoper in de volgende markt aan te passen door een deel of de gehele positie terug te kopen of verkopen. De laatste aanpassing vindt plaats op fysieke real-time balanceringsmarkt. Op basis hiervan kunnen prijzen voor de levering van het daadwerkelijke product worden berekend (O'Neill et al. 2006). In marktontwerptermnologie wordt vaak van een "multi-settlement" systeem gesproken, dat wil zeggen een systeem met meerdere verrekeningsmomenten.

... leidt tot een meer gelijkmatige flexibiliteitsvraag in de tijd en lagere flexibiliteitskosten

Een multi-settlement systeem voorkomt dat het day-ahead schema erg verschilt van intraday en real-time schema's en faciliteert geleidelijke aanpassingen richting de real-time/fysieke systeemcondities in plaats van grote en fundamentele correcties op latere tijdstippen. Dit is van groot belang voor een toekomst met meer weersafhankelijke elektriciteitsproductie waarbij weers- en daarmee productievoorspellingen aanzienlijk verbeteren gedurende de dag. Met een dergelijk systeem kunnen marktpartijen correcties maken in hun portfolio om tekorten of overschotten weg te handelen, en neemt de behoefte aan balancering door de TSO (als eindverantwoordelijke voor het systeem) af. Dit resulteert in een grotere vraag naar flexibiliteit voor portfoliomanagement en een kleinere vraag naar flexibiliteit voor balancering. Deze spreiding van de flexibiliteitsvraag over de tijd is efficiënt omdat er op tijdsschalen verder van fysieke levering meer flexibiliteitsaanbod tegen lagere kosten beschikbaar is dan dichtbij fysieke levering. De benodigde reactietijd en de stabiliteit van flexibiliteitslevering zijn in de eerste situatie immers minder kritisch voor het systeem dan in de tweede situatie. Omgekeerd geldt dat hoe dichtbij fysieke levering hoe minder centrales in staat zijn om hun productie aan te passen aan de behoeften van het systeem en hoe hoger de flexibiliteitskosten.

b) Gelijktijdige afstemming van levering van energie en reservevermogen

Diensten van producenten zoals energie, balancering en reserve zijn deels complementair en deels substituten. Enerzijds zijn energie en balancering complementaire diensten, aangezien energielevering een voorwaarde is voor het leveren van afregelvermogen en draaien in deellast een voorwaarde voor het leveren van opregelvermogen. Anderzijds zijn energie en balancering substituten aangezien de levering van balancering (d.w.z. energie) betekent dat dezelfde productie-eenheid minder energie aan forward markten kan leveren. Op dezelfde manier beperkt het leveren van reservecapaciteit door centrales de inzet van productiecapaciteit voor energielevering aan day-ahead en intraday markten (O'Neill et al. 2006). Het is belangrijk dat deze complementaire en substitutiemogelijkheden in gebruik van dezelfde productie-eenheid (en in potentie ook vraag en opslag) tot uitdrukking komen in het marktontwerp.

... vergroot toegang tot flexibiliteitsaanbod van productie, vraag en opslag

Het belang van afstemming van levering van energie en reservevermogen neemt toe in een toekomst met meer weersafhankelijke productie. Als na sluiting van de day-ahead markt de onzekerheid over windvoorspellingen afneemt, kan de behoefte aan balanceringsvermogen afnemen en kan dit reservevermogen worden aangewend voor energielevering op de intraday markt. Omgekeerd, als de behoefte aan energie op de intraday markt afneemt, dienen leveranciers in staat te zijn om hun flexibiliteit aan te bieden op de balanceringsmarkt (Borggreve en Neuhoff, 2011). Om het beschikbare flexibele vermogen zo goed mogelijk te benutten dienen beslissingen rond de inzet van flexibel vermogen (inclusief vraagresponse) voor enerzijds day-ahead en intraday energiehandel en anderzijds reservering van capaciteit voor real-time balancering zo goed mogelijk op elkaar afgestemd te worden. In het verleden was dit minder belangrijk omdat de vraag naar balanceringsvermogen voorspelbaar was op wekelijkse (week versus weekend dagen) en dagelijkse (piek en daluren) basis. Echter in een (nabije) toekomst met veel weersafhankelijke elektriciteit varieert het residuele vraagprofiel (vraag minus windproductie) en daarmee de vraag naar flexibel balanceringsvermogen veel meer op de genoemde tijdsschalen en op uurbasis. Dit maakt een marktontwerp dat gelijktijdige beslissingen over levering van energie en reservevermogen stimuleert noodzakelijk.

c) Gelijktijdige afstemming van energie en congestiemanagement

Naast tijdsbeperkingen zijn locatiespecifieke beperkingen d.w.z. netbeperkingen bij het vervoer van elektriciteit ook van belang voor het marktontwerp. Zoals we eerder zagen beïnvloedt elke handelstransactie de fysieke ruimte voor andere handelstransacties (niet per definitie negatief, een transactie kan ook ruimte vrijmaken voor additionele transacties door het veroorzaken van counterflows). Afstemming tussen energiehandel door marktpartijen en congestiemanagement door TSOs is daarom essentieel.

Als energiehandel door marktpartijen en congestiemanagement door TSOs niet gelijktijdig maar sequentieel plaatsvindt, moeten TSOs markttransacties vanwege fysieke netbeperkingen (thermische, spannings- of stabiliteitsbeperkingen) geregeld achteraf corrigeren met 'out-of-market' acties zoals redispatch. Bij redispatch wordt een transactie die vanuit marktperspectief voordelig is (gedeeltelijk) ongedaan gemaakt door aan de kant van de netbeperking waar een overschot is af te regelen en aan de kant waar een tekort is op te regelen. Op die manier wordt de operationele netveiligheid gewaarborgd.

Energiehandel door marktpartijen en congestiemanagement door TSOs kan ook gelijktijdig plaatsvinden door bij transacties enerzijds te kijken naar de handelsvoordelen en anderzijds naar het beslag op de netcapaciteit. Daarvoor moeten de netbeperkingen terugkomen in de netwerkrepresentatie van de markt en geprijsd worden. Gelijktijdige afstemming van energie en congestiemanagement is belangrijk voor alle markten; day-ahead, intraday en balanceringsmarkten. Het belang ervan is het grootst voor markten met een korte tijdshorizon; er is dan immers de minste tijd beschikbaar voor corrigerende acties door TSOs om markten te laten aansluiten op de fysieke realiteit.

... verkleint flexibiliteitsvraag en vergroot toegang tot flexibiliteitsaanbod uit het buitenland

Indien energietransacties achteraf worden gecorrigeerd met congestiemanagement, moet hiervoor flexibiliteit worden aangewend (centrales, vraagresponse etc.). Door energiehandel en congestiemanagement gelijktijdig te laten plaatsvinden kunnen suboptimale transacties op de



elektriciteitsmarkten worden voorkomen en hoeven deze niet achteraf gecorrigeerd te worden door flexibiliteit in te zetten om op- en af te regelen.

Bij het ter beschikking stellen van (grensoverschrijdende) netcapaciteit voor verschillende tijdshorizonten zou rekening gehouden moeten worden met de opportuniteitskosten van de inzet van netcapaciteit op andere momenten d.w.z. met de misgelopen inkomsten van handel op andere momenten. Als netcapaciteit b.v. geheel wordt gereserveerd voor de day-ahead markt kunnen marktpartijen daarmee op de day-ahead markt handelen en winst behalen maar lopen ze inkomsten uit de intraday en balanceringsmarkten mis. Als er adequaat rekening wordt gehouden met opportuniteitskosten van netcapaciteit zal er betere toegang ontstaan tot buitenlands flexibiliteitsaanbod op korte termijn tijdsschalen ten koste van toegang tot buitenlands flexibiliteitsaanbod op langere termijn tijdsschalen. Voor een toekomst met veel meer weersafhankelijke elektriciteitsproductie is een groter flexibiliteitsaanbod op kortere termijn van eminent belang.

Verder geldt dat nieuwe, accuratere informatie gedurende dag de onzekerheid voor TSOs over de ontwikkeling van elektriciteitsstromen over interconnectoren vermindert, zodat TSOs meer netcapaciteit beschikbaar kunnen maken voor grensoverschrijdende intraday elektriciteitshandel en balanceringsacties. Daarmee wordt de toegang tot beschikbare flexibiliteit uit het buitenland vergroot, dit vergroot de omvang van elektriciteitsmarkten en daarmee de marktefficiëntie, en verkleint de kans op uitoefening van marktmacht.

5. Belangrijke marktontwerpparameters, barrières en beleidsopties voor Nederland en de EU

De vervolgvraag is hoe Nederland en EU landen scoren op de drie thema's die essentieel zijn voor een complete markt. Voor een uitgebreide discussie van gelijktijdige afstemming van energie en congestiemanagement wordt verwezen naar het belangrijke paper van Smeers (2008). Voor de beide andere thema's is het nuttig om in meer detail te kijken naar belangrijke achterliggende factoren of ontwerpparameters voor markten. Hierbij ligt de focus op een beperkt aantal parameters of aspecten waarvoor aanpassing kan bijdragen aan een beter marktontwerp in het kader van de stijgende behoefte aan flexibiliteit. Er zijn veel meer ontwerpparameters denkbaar (zie voor balanceringsmarkten b.v. Van der Veen, 2012) maar sommige parameters hebben meer te maken met de technische vormgeving of zijn minder essentieel voor deze studie en vallen daarmee buiten de scope.

5.1 Consistentie tussen elektriciteitsmarkten voor verschillende tijdshorizons

Zonder consistente prijsvorming ontstaan er artificiële arbitragemogelijkheden die niet corresponderen met de economische en fysieke realiteit en daarmee onwenselijk zijn vanuit systeemperspectief. Consistente markten kunnen op verschillende manieren worden vormgegeven met respectievelijk gelijktijdige en sequentiële optimalisatie van markten door één of meerdere partijen.

In de VS vindt gelijktijdige optimalisatie van markten voor energie, transmissie en reserves plaats met een gecentraliseerd economic dispatch proces door een ISO. De ISO verricht deze optimalisatie in de regel op day-ahead basis en daarna opnieuw intraday ('hours-ahead') en in real-time. De ISO berekent prijzen op basis van systeembrede opportunity kosten met een gebundelde prijs voor energie en korte termijn kosten van net- en reservecapaciteit.

In de EU is sprake van sequentiële optimalisatie; PXs met inputs van TSOs optimaliseren eerst markten voor energie en grensoverschrijdende transmissie door middel van impliciete veilingen, vervolgens lossen TSOs op nationaal niveau eventuele netwerkbeperkingen op. Reservecapaciteit wordt via een separaat proces door TSOs gecontracteerd. Dit resulteert in gebundelde prijzen voor energie en korte termijn kosten van netcapaciteit voor landsgrenzen binnen de EU en verschillende prijzen voor energie en korte termijn kosten van net- en reservecapaciteit op nationaal niveau.

Met het feit dat day-ahead, intraday en real-time markten vanuit economisch oogpunt aan elkaar zijn gerelateerd is dus onvoldoende rekening gehouden bij het opstellen van de EU target modellen (Smeers, 2008). Dit geldt zowel voor energieproducten, als voor de afgeleide producten voor reserve- en netwerkcapaciteit.

Energieproducten voor deze markten worden op verschillend vormgegeven handelsplatforms en door verschillende partijen verhandeld. Day-ahead handel vindt in de regel op vaste tijdstippen (d.w.z. uren) plaats op elektriciteitsbeurzen. Daarentegen gaat het target model voor intraday handel uit van continue handel door elektriciteitsbeurzen waarbij energiehandel doorlopend plaatsvindt. In het

target model voor balancering lijkt maar zeer beperkte ruimte voor aanpassing van posities door marktpartijen te zijn³² en is geen rol voorzien voor elektriciteitsbeurzen maar enkel voor TSOs.

Ook netwerkcapaciteitsproducten zijn verschillend vormgegeven in de opeenvolgende markten. Op de day-ahead markt veilt de elektriciteitsbeurs energie tegelijkertijd met netwerkcapaciteit door middel van een impliciete veiling. Bij schaarste aan grensoverschrijdende netcapaciteit wordt de energieprijs hierop aangepast. Netcapaciteit wordt hierbij tussen zones gealloceerd op basis van de flow-based methode (zie sectie 2). Op de intraday markt wordt de beschikbare grensoverschrijdende netcapaciteit feitelijk gezien op first-come-first-served basis gealloceerd tegen een prijs van nul. Op termijn is het de bedoeling dat de netcapaciteit wordt beprijsd in een impliciete veiling en op basis van een flow-based capaciteitsberekening. Voor zowel de day-ahead als de intraday markt geldt dat congestie binnen biedzones c.q. landen door TSOs achteraf in een separate markt wordt opgelost met redispatching. Op de real-time energiemarkt zullen netbeperkingen direct tot uitdrukking in de prijs komen, aangezien bij balancering de tijd ontbreekt om achteraf in een separate markt een prijs aan netcapaciteit toe te rekenen. Anders dan de zonale netrepresentatie in day-ahead en intraday markten zal de real-time markt dus een nodale netrepresentatie kennen.

Markten voor reservecapaciteitsproducten zijn een geval apart. In de regel contracteert de TSO reservecapaciteit al geruime tijd voor day-ahead handel en moeten gecontracteerde partijen gedurende de gehele gecontracteerde periode beschikbaar zijn. Hoewel de behoefte aan reservecapaciteit kleiner is op day-ahead basis en nog kleiner op intraday basis, ontbreken markten om minder of meer reservecapaciteit te reserveren op day-ahead en intraday basis. Op real-time basis is een markt voor reservecapaciteit overbodig: alle benodigde reservecapaciteit is gecommitteerd, de enige vraag is dan welke flexibele capaciteit door de TSO wordt ingezet.

Bij de vormgeving van consistente energie, netcapaciteits- en reservecapaciteitsmarkten in de tijd spelen de volgende specifieke aspecten een rol:³³

- Granulariteit van producten op DA, ID en real-time markten
- Prijsmechanisme of -regel: marginale of pay-as-bid prijzen
- Activatiestrategie: proactieve versus reactieve balancering door de TSO
- Grensoverschrijdende netwerkcapaciteit voor DA, ID en real-time markten

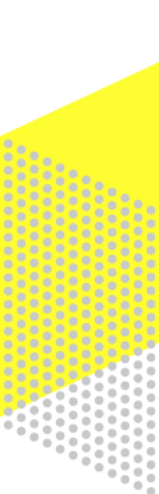
Voor elke parameter of elk aspect wordt eerst de barrière besproken gevolgd door de mogelijke aanpassing(en).

Barrière: Ongelijke granulariteit van producten op DA, ID en real-time markten

De tijdsresolutie van producten verschilt voor energieproducten op de day-ahead markt (1 uur), intraday markten (in de regel 1 uur, in Duitsland en Nederland sinds kort ook producten voor 15 minuten) en balanceringsmarkten (15 minuten in België, Duitsland en Nederland, zie ENTSO-E, 2015). Aangezien de prijsvariabiliteit hoger is voor producten van 15 minuten dan voor producten van een

³² Gegeven statements in ACER (2015a) dat de marktsluitingstijd voor balancering niet voor de marktsluitingstijd van de intraday markt mag liggen en dat marktpartijen mogelijk enkel hun portfolio in balans mogen houden en niet mogen bijdragen aan het herstel van de systeembalans. Zie voor deze punten de sectie over invoering van balanceringsmarkten met reactieve TSO activatiestrategie in (Noordwest) Europa hieronder en de tabelrij over dit onderwerp in sectie 6.

³³ Harmonisatie van sluitingstijden van respectievelijk day-ahead, intraday en balanceringsmarkten is al voorzien en onderdeel van respectievelijk netwerk code CACM (EC, 2015a; DA: artikel 47, ID: artikel 59) en draft netwerk code EB (ACER, 2015a; balancing energy: artikel 35; balancing capacity: artikel 12(4)).



uur, weerspiegelen producten van 15 minuten de waarde van flexibiliteit beter. Dit betekent dat marktpartijen flexibiliteit – ceteris paribus – meer zullen aanbieden in balancerings- en intraday markten dan in de day-ahead markt. Dit is onwenselijk aangezien dit kan leiden tot significante aanpassingen van handelsposities in de laatste uren voor real-time in plaats van meer geleidelijke aanpassingen over de gehele tijdsperiode van voor day-ahead tot real-time.

De grotere behoefte aan flexibiliteit resulteert uit de toename van weersafhankelijke elektriciteitsproductie en daarmee variabiliteit in het elektriciteitssysteem, zodat de hellingshoek van de residuele vraagcurve ook op day-ahead basis al op diverse tijdstippen veel steiler wordt. Dit betekent dat partijen met het uurlijkse aanbod op de day-ahead markt de vraagcurve op die momenten steeds lastiger kunnen volgen, met als gevolg meer onbalans die enkel met duurdere flexibiliteit in intraday-handel of balanceringsmarkt (want dichterbij real-time) opgelost kan worden.

Mogelijke oplossing: Verkorting van de tijdsresolutie voor day-ahead markt producten naar 15 minuten

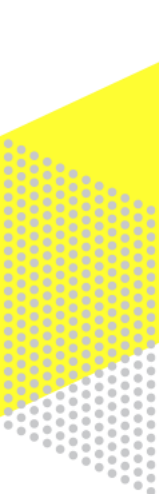
Een oplossing is om niet alleen balancerings en intraday producten op 15 minuten basis af te rekenen, maar ook day-ahead producten (Neuhoff *et al.* 2015). Een nadeel hiervan is dat conventionele centrales vanwege operationele beperkingen zoals ramping vaak onvoldoende flexibel zijn om de hoeveelheid te leveren energie voor zulke korte periodes aan te passen aan de ontwikkeling van de energieprijzen (en daarmee de behoefte aan flexibiliteit). Dit gebrek aan *load following capability* leidt tot onbalanskosten, tenzij de betreffende centrale deel uitmaakt van een portfolio met meer flexibele bronnen die voor de onbalans kunnen compenseren. Overigens zijn aanpassingen binnen een portfolio ook niet zonder kosten, in dat geval worden hogere onbalanskosten vervangen door hogere kosten voor portfoliomanagement (kosten zijn waarschijnlijk wel lager want portfoliomanagement vindt eerder in de tijd plaats dan systeembalancerings). Om hogere onbalanskosten te voorkomen zouden conventionele centrales hun productie kunnen aanbieden door het gebruik van andere biedformats zoals blokbiedingen voor groepen van uren. In paragraaf 5.2 wordt hierop verder ingegaan.

Barrière: Verschillende prijsregels in verschillende energiemarkten belemmeren Europese harmonisatie

Bij marginale beprijzing wordt alle energie verhandeld tegen de marginale prijs waarbij er voldoende aanbod is om de vraag te dekken. Aangezien de marginale prijs voor alle partijen geldt wordt deze ook wel uniforme prijs genoemd. Bij pay-as-bid wordt elk geaccepteerd bod betaald tegen de specifieke biedprijs, daarbij worden de goedkoopste aanbod en duurste vraag biedingen geselecteerd totdat het aanbod gelijk is aan de vraag voor het betreffende product.

De biedstrategie van marktparticipanten verschilt per prijsregel. In het geval van marginale prijsvorming is de beste biedstrategie om de variabele kosten te bieden. Als de marktprijs boven de variabele kosten komt kan de marktparticipant een gedeelte van zijn vaste kosten terugverdienen. In het geval van pay-as-bid beprijzing moet de marktparticipant de vaste kosten terugverdienen door de opslag die hij rekent in zijn biedprijs, tegelijkertijd moet hij zich ook niet uit de markt prijzen door de opslag te hoog vast te stellen.

Vanuit de economische theorie wordt bij energieproducten de voorkeur gegeven aan marginale prijsvorming, voornamelijk omdat bij pay-as-bid prijzen het risico bestaat op inefficiënte productiekeuzes; niet de eenheden met de laagste kosten maar met de laagste biedingen worden



geselecteerd (Cramton en Stoft, 2007; Van der Veen, 2012; Neuhoff et al. 2015).³⁴ Huidige praktijken in Nederland en diverse naburige lidstaten gaan echter niet altijd uit van marginale beprijzing. Zo variëren prijzen bij bilaterale (inclusief OTC) energiehandel per definitie per transactie en zijn daarmee pay-as-bid. Dit geldt ook voor de Nederlandse intraday markt en gezamenlijke intradaymarkten met België en Noorwegen waarop marktpartijen – als opgemerkt in sectie 2 – elektriciteit op continue basis verhandelen. In Duitsland wordt balanceringsenergie ook afgerekend met pay-as-bid prijsregels. Daarentegen wordt energie in day-ahead en balanceringsmarkten (energie voor regel- en reservevermogen) in Nederland afgerekend op basis van marginale prijzen.

In tegenstelling tot energieproducten lijkt voor capaciteitsproducten een duidelijke economische argumentatie voor marginale of pay-as-bid prijzen te ontbreken. Capaciteitsproducten in de reservemarkt (FCR, FRR) worden in Nederland afgerekend op basis van pay-as-bid. Voor FCR geldt dat omliggende landen als Duitsland, België en het Verenigd Koninkrijk ook op basis van pay-as-bid afrekenen, terwijl Denemarken-West en Noorwegen met marginale prijzen werken (ENTSO-E, 2015). Voor FRR geldt dezelfde onderverdeling tussen landen, met uitzondering van Denemarken-West dat in dit geval ook op pay-as-bid basis afrekent (ENTSO-E, 2015). Voor reservecapaciteitsproducten in een meerderheid van landen wordt dus de voorkeur gegeven aan pay-as-bid beprijzing, wat suggereert dat deze vorm van beprijzing leidt tot lagere reservecapaciteitskosten (Van der Veen, 2012).

Netwerkkapaciteit wordt vooral op grensoverschrijdende forward en day-ahead markten verhandeld, nog maar beperkt op grensoverschrijdende intraday markten en nog niet op balanceringsmarkten. Net als bij reservecapaciteit ontbreekt nog een duidelijke richting. Netwerkkapaciteit op grenzen tussen biedzones in day-ahead markten wordt verhandeld op basis van korte termijn marginale prijzen die congestie en netwerkverliezen weerspiegelen, terwijl de handel in intraday netwerkkapaciteit op de grens met Duitsland tegen pay-as-bid prijzen plaatsvindt. In het laatste geval is namelijk een first-come-first-served capaciteitsallocatiemethode van toepassing waarbij verkopers de mogelijkheid hebben om te handelen tegen een prijs boven de marginale kosten en daarmee tegen pay-as-bid.

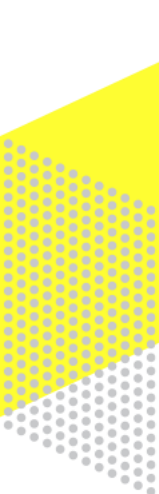
Er is dus een gebrek aan harmonisatie tussen landen wat betreft prijsregels voor zowel energie- als capaciteitsproducten. Dit is één van de belangrijke factoren die de toegang tot buitenlandse flexibiliteit voor verschillende tijdsschalen belemmert.

Mogelijke oplossing: Stimulering van grensoverschrijdende handel door marginale beprijzing van alle energieproducten

Er vinden al ontwikkelingen plaats naar deze oplossingsrichting. Het prijskoppelingsalgoritme van de day-ahead markt gaat uit van marginale beprijzing van energie en netwerkkapaciteit en wordt in een groot deel van Europa al toegepast. Uitbreiding naar de resterende Europese landen in de komende jaren is voorzien. Marginale beprijzing van energie is voorzien voor de balanceringsmarkt voor energie na de inwerkingtreding van de verwachte Europese verordening voor elektriciteitsbalancing (ACER, 2015a).³⁵ Marginale beprijzing van energie in de intraday markt lijkt op indirecte wijze ook onderdeel

³⁴ Daarnaast leidt gebruik van pay-as-bid beprijzing tot verkeerde prikkels aan marktpartijen die zowel BRP als BSP zijn. De beloning voor levering van balanceringsenergie kan bij pay-as-bid beprijzing namelijk verschillen van de prijs uit onbalansverrekening. Omdat de onbalansprijs gewoonlijk het gewogen gemiddelde is van de biedprijzen van geselecteerde biedingen is bij pay-as-bid de helft van de biedingen lager dan de onbalansprijs en de helft van de biedingen hoger. In het geval de onbalansprijs lager is dan de biedprijs hebben marktpartijen die zowel BRP als BSP zijn prikkels om niet de gewenste balanceringsenergie te leveren, terwijl in het tegenovergestelde geval ze een prikkel hebben om flexibiliteit niet in te zetten maar voor zichzelf te houden voor portfoliomanagement (Van der Veen, 2012).

³⁵ Artikel 42.



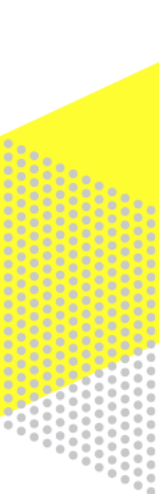
te zijn van het target model. Voor half augustus 2017 dienen TSOs namelijk een voorstel voor intraday beprijzing van netcapaciteit op te stellen en deze capaciteit zullen zij in veel gevallen met de flow-based methode moeten berekenen aangezien flow-based capaciteitsallocatie de standaard benadering is voor zowel de day-ahead als intraday markt (EC, 2015a).³⁶ Bij de flow-based methode beïnvloedt een transactie (expliciet) diverse kritische netelementen en concurreert daarmee met andere transacties voor deze elementen. Daarmee lijkt gelijktijdige optimalisatie van een set van transacties ook onontkoombaar voor de intraday markt (Neuhoff en Boyd, 2011), en daarmee de introductie van niet-continue, impliciete veilingen voor de intraday markt, zoals die ook gebruikt worden voor de day-ahead markt. Daarmee kunnen intraday producten net als op de day-ahead markt op basis van marginale prijzen afgerekend worden. Dit is echter in tegenspraak met het idee om de intraday markt in te richten volgens het financiële model van als continue handel (zie Smeers, 2008) dat ook onderdeel vormt van de CACM verordening (EC, 2015a). De invoering van marginale prijsvorming op intraday markten lijkt dus een significante wijziging van de CACM verordening te vereisen, wat een verandering van de prijsvorming kan tegenhouden. Tegelijkertijd is het aannemelijk dat op afzienbare termijn energieproducten van day-ahead en balanceringsmarkten marginaal beprijsd zullen worden.

Barrière: Kosten voor aanpassingen met proactieve TSO activatiestrategie hoger dan noodzakelijk
Binnen veel (Noordwest) Europese landen zijn de mogelijkheden voor aanpassing van eerder ingenomen energieposities vaak beperkt. Marktpartijen moeten vaak strikt hun programma volgen en mogen niet passief meeregelen.

In dit verband is het onderscheid tussen proactieve en reactieve activatiestrategieën belangrijk (TenneT, 2013b; Ecogrid, 2013). Bij een proactieve activatiestrategie probeert de TSO onbalans zo veel mogelijk te voorkomen ('preventief'), markten sluiten minimaal 1 uur voor levering. Op basis van de verwachte systeemmonbalans activeert de TSO biedingen al voor real-time (Van der Veen, 2012). Daarbij gebruikt deze meestal relatief veel langzame replacement reserves met een langere activatietijd. Onbalans wordt verrekend met duale onbalansprijzen d.w.z. prijzen die afhankelijk zijn van de onbalansrichting, waardoor prijzen voor positieve onbalans lager zijn dan prijzen voor negatieve onbalans en balanceringsverantwoordelijke partijen een groot financieel risico lopen bij een verkeerde actie (Ecogrid, 2013). Hiermee voorkomt de TSO dat netgebruikers een deel van hun onbalans in real-time oplossen en worden marktprikkels geëlimineerd. Voorbeelden van balanceringsmarkten met deze activatiestrategie zijn te vinden in Duitsland, Frankrijk en -in mindere mate- de Scandinavische landen.

Bij een reactieve activatiestrategie activeert de TSO alleen biedingen in reactie op de momentane systeemmonbalans ('curatief'). Daarmee geeft de TSO marktparticipanten veel flexibiliteit om energieprogramma's aan te passen tot dichtbij real-time om op die manier de behoefte aan balancerings door de TSO zoveel mogelijk te beperken. Sommige TSOs publiceren op real-time basis informatie over de systeemmonbalans om marktpartijen een prikkel te geven om ook in real-time te reageren en de systeemmonbalans te verminderen. Individuele productie-eenheden kunnen afwijken van voorgenomen productie of consumptie op voorwaarde dat hun portfolio nog in balans is. Daarnaast kunnen marktpartijen afwijken van hun portfolio op de voorwaarde dat zij de systeemmonbalans verminderen. TSOs met een reactieve activatiestrategie gebruiken relatief veel snelle reserves (voornamelijk automatische FRR) met een kortere activatietijd. Onbalans wordt in de

³⁶ Artikel 20.



regel verrekend met eenzijdige onbalansprijzen die onafhankelijk zijn van de richting van de onbalans. Balanceringsmarkten met deze activatiestrategie zijn te vinden in België en Nederland.

Er zijn dus belangrijke verschillen tussen balanceringsmarkten met een proactieve en reactieve TSO activatiestrategie. Bij een proactieve activatiestrategie wordt een deel van het beschikbare flexibiliteitsaanbod niet meegenomen en zijn mogelijkheden voor aanpassingen van eerdere energieposities beperkter dan bij een reactieve activatiestrategie. Ook worden in het eerste geval aanpassingen vaak ontmoedigd door preventieve TSO acties en (impliciete) boetes voor onbalans door b.v. duale onbalansprijzen, waardoor onbalansprijzen niet kostenreflectief zijn. Anderzijds wordt een proactieve activatiestrategie soms als noodzakelijk gezien, b.v. als de TSO de balanceringsverantwoordelijkheid voor duurzame energie draagt of als er verschillende portfolio's zijn voor respectievelijk productie en consumptie (Van der Veen, 2012). Ook kan gebruikmaking van een proactieve activatiestrategie door TSOs leiden tot meer stabiele activatiepaden (Van der Veen, 2012) en gebruik van minder kostbare reserves.

Mogelijke oplossing: Invoering van balanceringsmarkten met reactieve TSO activatiestrategie in (Noordwest) Europa

Zoals gezegd past TenneT in Nederland een reactieve activatiestrategie toe waardoor marktpartijen eerder ingenomen energieposities binnen Nederland, welke PV partijen rapporteren in energieprogramma's, eenvoudig kunnen updaten via intradayhandel (zowel via PX, OTC, als bilateraal) en door passief mee te regelen in de balanceringsmarkt door te reageren op het delta onbalanssignaal. Programma's kunnen zelfs tot 10.00 uur de volgende dag worden aangepast ('ex-post nominatie'). De Nederlandse balanceringsmarkt is vergeleken met andere EU landen relatief flexibel.

Om de huidige flexibiliteit te behouden bij regionale en Europese balanceringsmarkten is het belangrijk dat Europese regelgeving zoals de NC EB dit mogelijk maakt. De huidige draft inclusief ACER voorstellen streeft ernaar om marktpartijen veel ruimte te geven en suggereert dat TSOs in staat zullen zijn om deels een reactieve activatiestrategie te volgen.

Zo is activatie van biedingen voor de sluitingstijden van markten voor balanceringsenergie door TSOs niet toegestaan, behalve in het geval van alert- of noodsituaties van het systeem, om eerlijke concurrentie tussen BSPs te waarborgen (ACER, 2015a, art. 43). Balanceringsenergie moet zo dicht mogelijk bij real-time worden gecontracteerd en de sluitingstijd voor balanceringsenergie moet in de hoogst mogelijke mate na de intraday markt zijn (ACER, 2015a, art. 35).

Verder mogen niet alleen gecontracteerde leveranciers van reservecapaciteit maar alle BSPs die voldoen aan de prekwificatie-eisen biedingen voor balanceringsenergie doen (ACER 2015a, art. 27 (6)).

Daarnaast moet de onbalansverrekening BRPs ertoe aanzetten om te streven naar een gebalanceerde positie of om het systeem te helpen om de balans te herstellen (ACER 2015a, art. 55 (1c)). Er is een eenzijdige onbalansprijs voorzien die onafhankelijk is van de richting van de onbalans. Ook partijen die profiteren van nieuwe ondersteuningsmaatregelen voor duurzame elektriciteitsproductie zijn per 1 januari 2016 balanceringsverantwoordelijk, tenzij er geen liquide intraday markt bestaat (EC, 2014).

Echter op tenminste twee punten is de voorgestelde vormgeving van regionale en Europese balanceringsmarkten een achteruitgang. Ten eerste is de sluitingstijd van de markt voor balanceringsenergie eerder in de tijd en mogelijk dichtbij de sluitingstijd van de intraday markt. Daardoor zijn marktpartijen niet langer in staat om in real-time balanceringsenergie te leveren. Ook wordt ex-post nominatie door ACER niet als zinvol beschouwd (ACER, 2015a, Annex I), zodat marktpartijen administratieve processen voor de marktsluitingstijd moeten afronden en minder lang kunnen handelen. Ten tweede is het de vraag of marktpartijen nog bij mogen dragen aan herstel van de systeembalans omdat zij in die gevallen geen gebalanceerde portfoliopositie hebben en artikel 55 van ACER (2015a) de keuze voor één van beide doelstellingen nog openlaat. Er is bij de onbalansverrekening dus nog geen keuze gemaakt voor prikkels om een actieve rol van marktpartijen te stimuleren. Er is hier zeker een rol weggelegd voor EZ, TenneT en ACM om buitenlandse en Europese partijen te overtuigen dat in een efficiënte balanceringsmarkt partijen in staat moeten zijn om bij te dragen aan herstel van de systeembalans en tevens in real-time balanceringsenergie moeten kunnen leveren.

Barrière: Gebrek aan grensoverschrijdende netcapaciteit op intraday en real-time basis beperkt mogelijkheden voor grensoverschrijdende hedging

In Europa is alleen de residuele netcapaciteit na day-ahead handel beschikbaar voor grensoverschrijdende intraday handel en balanceringsacties en wordt er van tevoren geen grensoverschrijdende netcapaciteit voor intraday en balanceringsenergie gereserveerd. Netcapaciteit moet dan ook genomineerd worden op day-ahead basis, en wordt na nominatie als definitief ('firm') beschouwd³⁷ d.w.z. het gebruik van de netcapaciteit is gefixeerd na sluiting van day-ahead handel. Daarmee is de beschikbare netcapaciteit voor uitwisseling van energie in dezelfde richting als de day-ahead handel plaatsvindt voor intraday en balanceringsmarkten grotendeels beperkt tot de netcapaciteit die is overgebleven na day-ahead handel.³⁸ Daarnaast kan er netcapaciteit beschikbaar komen door updates van netcapaciteitsberekeningen vanwege de afname van onzekerheid voor TSOs gedurende de tijd. TSOs voeren echter nog maar nauwelijks updates van capaciteitsberekeningen voor hun netwerken na day-ahead berekeningen uit (ACER/CEER, 2015). In veel gevallen is het dus erg onzeker of er wel grensoverschrijdende netcapaciteit voor ID en BM beschikbaar zal zijn, zodat toegang tot korte termijn buitenlandse flexibiliteit erg beperkt is.

Mogelijke oplossing: dynamische allocatiemethode voor grensoverschrijdende netcapaciteit

Bij toepassing van dynamische allocatiemechanismen wordt de verwachte waarde van de grensoverschrijdende netcapaciteit in markten voor verschillende tijdshorizonten (Poyry, 2014; Thema, 2015) met elkaar vergeleken en de netcapaciteit zodanig gealloceerd over de verschillende deelmarkten dat de maximale maatschappelijke welvaart wordt gerealiseerd.³⁹ ENTSO-E (2014b) noemt een dergelijk mechanisme in het kader van de grensoverschrijdende balanceringsmarkt. De marktwaarde voor uitwisseling van een balanceringsproduct zoals reservecapaciteit wordt daarbij vergeleken met de marktwaarde voor uitwisseling van energie op de day-ahead markt. Optimale allocatie van grensoverschrijdende netcapaciteit betekent dat de marginale waarde van uitwisseling

³⁷ M.u.v. force majeure situaties.

³⁸ Overigens kunnen partijen wel probleemloos handelen in de tegenovergestelde richting van de flowrichting die uit de DA handel naar voren komt.

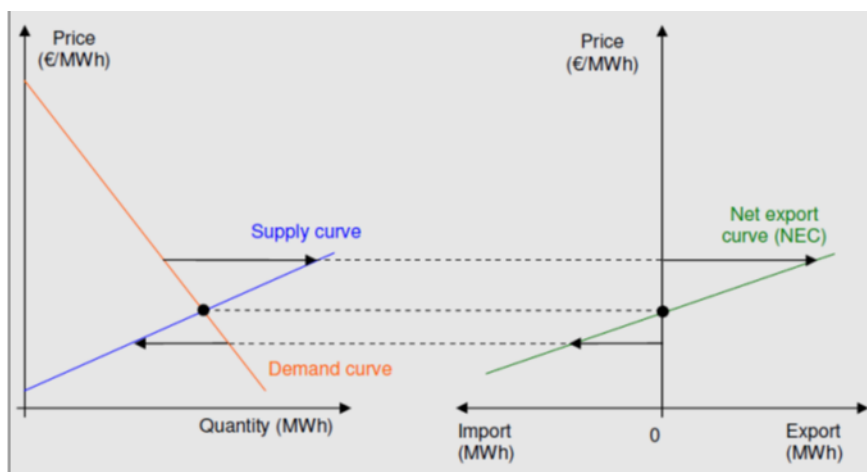
³⁹ Er zijn verschillende modellen mogelijk voor dynamische allocatie van grensoverschrijdende netcapaciteit. ENTSO-E (2014b) stelt drie verschillende modellen voor, die variëren naar de mate waarbij gebruik wordt gemaakt van voorspellingen of van werkelijke balanceringscapaciteiten en day-ahead prijzen. In sommige modellen zijn TSOs verantwoordelijk voor dynamische allocatie van grensoverschrijdende netcapaciteit, in andere modellen zijn dit de elektriciteitsbeurzen en de market coupling operator. Zie Thema (2015) voor een uitgebreide discussie.

van balanceringsdiensten gelijk is aan de marginale waarde van uitwisseling van energie in de day-ahead markt. Toepassing van een dynamisch allocatiemechanisme kan worden uitgebreid naar de intraday markt (Poyry, 2014).

In plaats van een inschatting te maken van de opbrengsten van grensoverschrijdende handel op de intradaymarkt bij sluiting van de day-ahead markt, kunnen energieopties worden gebruikt. Een energieoptie geeft de keuze tussen energiehandel nu of uitoefening op een later tijdstip. Daarmee is er meer gelegenheid voor marktpartijen om te reageren op veranderende systeemcondities zoals de beschikbaarheid van windenergie. Gegeven gebundelde verkoop van energie en netcapaciteit bij een impliciete veiling, maken transmissierechten ook onderdeel uit van de optie. Dit betekent dat niet langer alle transmissierechten definitief in de day-ahead markt worden toegewezen, maar een deel een optiekarakter krijgt en op een later moment wordt gealloceerd.

De werking van energieopties kan worden toegelicht met de netto export curves (NECs) die voor day-ahead marktkoppeling met impliciete veiling worden gebruikt. Een netto export curve is niets anders dan het verschil tussen aanbod en vraag van een land; is het verschil positief dan is er sprake van netto export, is het verschil negatief dan is er netto import (zie Figuur 9).

Figuur 9: Netto export curve

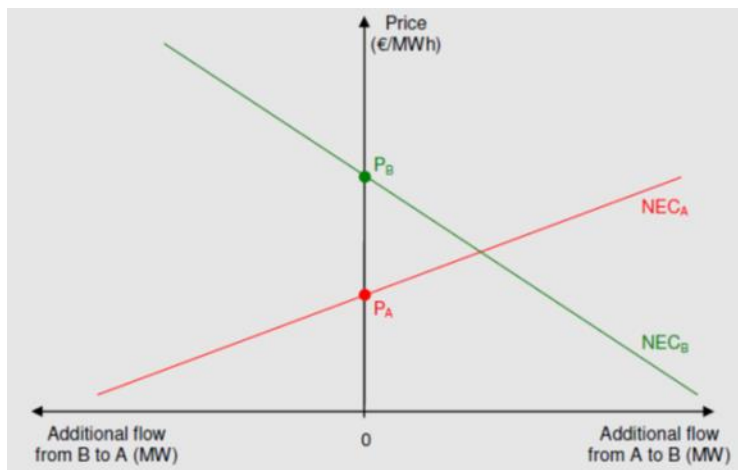


Bron: ERGEG (2009)

Voor elke tijdseenheid, zeg een uur, kan een NEC worden geconstrueerd voor een land. De NEC geeft de marktprijs voor elke additionele MWh die met het buitenland verhandeld wordt. Door het gebruik van NECs kunnen de prijzen die op twee markten totstandkomen gegeven beschikbare grensoverschrijdende netcapaciteit worden getoond alsook de omvang van de resulterende handel (zie Figuur 10). Als in de NECs ook energieopties met bijbehorende prijs zijn opgenomen wordt duidelijk wat de (opportuiniteits)waarde van grensoverschrijdende netcapaciteit in het day-ahead algoritme is.⁴⁰

⁴⁰ Liquide markten voor energieopties zijn hiervoor een randvoorwaarde.

Figuur 10: Netto export curves van twee markten / landen



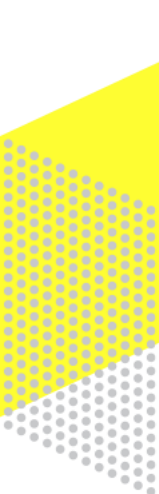
Bron: ERGEG (2009)

In de VS bestaan dergelijke energieopties al; daar spreekt men van *virtual bids and offers* (O'Neill et al. 2006; Helman et al. 2008). Men spreekt van virtuele biedingen omdat deze biedingen niet noodzakelijkerwijs ondersteund worden door fysieke activa of daadwerkelijke vraag. Een verkoper moet (tegen de DA prijs) geaccepteerde virtuele aanbodbiedingen terugkopen tegen de real-time prijs, terwijl een koper (tegen de DA prijs) geaccepteerde virtuele vraag moet terugverkopen tegen de real-time prijs. Hiermee kunnen marktpartijen prijsarbitrage toepassen tussen de DA en RT markten, waardoor prijsconvergentie tussen beide markten ontstaat. Ook neemt de liquiditeit van DA markten hiermee toe. Bovendien kan de verrekening van FTRs worden verschoven van de day-ahead markt naar de real-time markt door op de day-ahead markt een tegengestelde positie in te nemen en deze positie terug te kopen op de real-time markt.

Additionele flexibiliteit voor marktpartijen om hun posities aan te passen brengt echter wel meer onzekerheid met zich mee voor SOs⁴¹ over de fysieke realisatie van het day-ahead programma in real-time. Allereerst betekenen virtuele biedingen meer onzekerheid over de mate waarin aanbod en vraag die verrekend zijn in de day-ahead markt fysiek toereikend zijn om vraag en aanbod in real-time te dekken. Verder leidt dit tot meer onzekerheid over welke opwekeenheden op welke locaties de volgende dag zullen worden ingezet en daarmee over de resulterende elektriciteitsstromen. Om deze onzekerheid te beperken passen ISOs in de VS na sluiting van de day-ahead markt additionele reliability unit commitment toe. Dat wil zeggen dat een ISO geaccepteerde virtuele aanbodbiedingen verwijdert uit het resultaat van de day-ahead veiling en zijn eigen voorspelling van de belasting voor de volgende dag vergelijkt met de vraag zoals verrekend in de day-ahead markt. Indien de voorspelling van de belasting groter is dan de vraag, dan reserveert de ISO extra centrales.

Bij implementatie van grensoverschrijdende energieopties in de Europese context zullen TSOs waarschijnlijk ook meer balancerings- en grensoverschrijdende netcapaciteit willen reserveren om het systeem en de netten veilig en stabiel te houden. In Europa leiden afwijkingen tussen verwachte elektriciteitsstromen ten tijde van capaciteitsberekeningen (op D-2 basis) en gerealiseerde

⁴¹ Een ander risico is marktmanipulatie op bepaalde locaties. Hiertegen kunnen ISOs maatregelen nemen (zie O'Neill et al. 2006), deze maatregelen zouden in EU context echter als discriminerend worden beschouwd omdat ze bepaalde marktpartijen uitsluiten van deelname aan grensoverschrijdende energieoptiehandel.



elektriciteitsstromen in real-time via een kansverdeling tot een hogere betrouwbaarheidsmarge ('reliability margin') voor TSOs en daarmee lagere grensoverschrijdende netcapaciteit voor marktpartijen (EC, 2015a).⁴² De noodzaak voor het reserveren van balancerings- en grensoverschrijdende netcapaciteit hangt uiteraard af van de flexibiliteitsvraag en het beschikbare flexibiliteitsaanbod in markten dichtbij real-time; als het flexibiliteitsaanbod in markten dichtbij real-time de flexibiliteitsvraag dekt, b.v. doordat de vraagkant sterker reageert op de prijs dan nu het geval is, dan lijken dergelijke reserveringen overbodig.

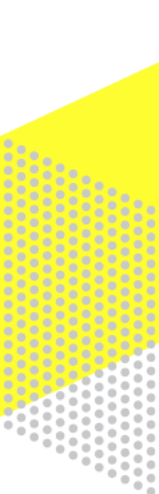
Al met al hebben grensoverschrijdende energieopties in de day-ahead markt duidelijke voordelen vanuit het oogpunt van het creëren van een meer complete en flexibele markt met meer consistentie tussen de verschillende tijdshorizonten. Marktpartijen kunnen hiermee meer flexibiliteit inkopen om in intraday en balanceringsmarkten te hedgen tegen volumerisico's. Verkopers van flexibiliteitsopties ruilen onzekerheid en een volatiel inkomen in voor een stabiel inkomen. Tegelijkertijd brengen opties ook potentiële kosten met zich mee in de vorm van een afname van grensoverschrijdende netcapaciteit voor marktpartijen op day-ahead basis en potentieel grotere reserveringen van reservecapaciteit. Verder onderzoek waaronder markt- en systeemsimulaties is nodig om beter inzicht te krijgen in de netto effecten en operationele implicaties. Ook zijn balanceringsmarkten nog onvoldoende geconvergeerd tussen landen om uitoefening van energieopties tegen real-time balanceringsprijzen mogelijk te maken. Ditzelfde geldt voor intraday markten, maar hiervoor zijn de vooruitzichten wel gunstiger; regionale intraday markten zullen naar verwachting in 2017 een feit zijn. Dan zouden grensoverschrijdende energieopties met afloop in de intraday markt binnen de CWE regio kunnen worden ingevoerd, als tussenstap tot pan-Europese invoering. Een volgende stap is invoering van grensoverschrijdende energieopties met afloop in de balanceringsmarkt, eerst op de schaal van *coordinated balancing areas* en later in grotere gebieden.

5.2 Gelijktijdige afstemming van de levering van energie en reservevermogen

Om de levering van energie en reservevermogen op elkaar af te stemmen is sequentiële of simultane optimalisatie van energie en reservevermogen mogelijk. In het geval van sequentiële optimalisatie worden markten voor reservevermogen en energie na elkaar beprijsd. In het geval van simultane optimalisatie worden biedingen voor zowel energie als reservevermogen op hetzelfde moment gedaan en wordt over de inzet van productie-eenheden voor energie en reservevermogen op hetzelfde moment besloten. Bij beide vormen van optimalisatie is het belangrijk dat er rekening wordt gehouden met substitutiemogelijkheden om marktmacht issues en omgekeerde prijsvorming te voorkomen. Omgekeerde prijsvorming treedt op als b.v. centrales met de hoogste flexibiliteit een lagere vergoeding krijgen dan centrales met een lagere flexibiliteit.

Een andere belangrijke keuze is welke partij beslist over de centrales die beschikbaar worden gesteld voor inzet in markten. In een power pool achtig systeem met central unit commitment en dispatch zoals in de VS optimaliseert een ISO de inzet van centrales voor het leveren van energie en het leveren van reservevermogen. In eerste instantie werd daarbij gebruikgemaakt van sequentiële optimalisatie, echter vrijwel alle ISOs die gebruikmaken van veilingen gebruiken tegenwoordig gelijktijdige optimalisatie. Daarbij worden substitutiemogelijkheden uitgedrukt in optimalisatierestricties en bepaalt de ISO de totale inkoopkosten in één optimalisatieslag. Deze optimalisatierestricties zijn hiërarchisch om een efficiënt gebruik van beschikbare flexibiliteit van producenten en consumenten

⁴² Artikel 22.



te garanderen (Helman et al. 2008). Dit betekent dat de flexibiliteit het meeste waard is in de markt waarbij de snelste reactie gevraagd wordt (e.g. FCR in de Europese context) en minder waard in markten waarvoor een minder snelle reactie voldoende is en door een groter aantal partijen geleverd kan worden (e.g. day-ahead). Dit voorkomt de eerdergenoemde omgekeerde prijsvorming.

In een systeem met self commitment en dispatch, zoals dat in de meeste EU landen wordt toegepast,⁴³ dienen marktpartijen zelf te beslissen welke centrales worden gereserveerd voor het leveren van energie en welke voor het leveren van reservevermogen. Hiervoor moeten ze de kosten van levering in één van beide markten afwegen tegen de misgelopen kosten ('opportuïteitskosten') van levering in de andere markt. Producenten worden hierin gestuurd door marktprikkels, zoals sluitingstijden van deelmarkten en potentiële opbrengsten op de verschillende deelmarkten waarop handel bilateraal of via elektriciteitsbeurzen plaatsvindt en TSOs actief zijn. Hiërarchische beperkingen om de inzet van flexibiliteit te optimaliseren over verschillende markten voor energie en reserves zijn ook in een systeem met self commitment en dispatch mogelijk; in de Nederlandse markt voor noodvermogen zijn de opbrengsten b.v. additioneel ten opzichte van opbrengsten die op de day-ahead markt kunnen worden behaald, zie paragraaf 2). In principe zouden markten met self-dispatch alle aspecten van unit commitment en scheduling kunnen bevatten (Wilson, 2002).

Echter, vanwege de onvoorspelbaarheid van de residuele vraag en het non-convexe karakter van unit commitment keuzes waardoor meerdere marktevenwichten kunnen bestaan, betwijfelen anderen of met self-dispatch wel een optimale afstemming van de levering van energie en reservevermogen kan worden bereikt (Green, 2008; Borggreve en Neuhoff, 2011). Voor marktparticipanten wordt het steeds complexer om te beslissen of zij energie en/of capaciteitsdiensten zullen leveren via bilaterale (inclusief OTC) transacties, via day-ahead en intraday markten van elektriciteitsbeurzen, of via reserve en balanceringsmarkten die georganiseerd worden door TSOs. Bovendien brengt portfolio bidding onzekerheid met zich mee over de inzet van centrales voor TSOs. Daardoor zijn TSOs genoodzaakt om bij congestiemanagement veiligheidsmarges ('reliability margins') aan te houden om afwijkingen tussen voorspelde en gerealiseerde inzet van centrales op verschillende locaties te ondervangen. Deze veiligheidsmarges beperken de beschikbare interconnectiecapaciteit voor marktpartijen en daarmee de toegang tot buitenlandse flexibiliteit. Portfolio bidding leidt dus tot inefficiënties bij de gelijktijdige afstemming van energie en congestiemanagement. Vanwege beide redenen is het de vraag of self-dispatch en portfolio bidding (welke afkomstig zijn uit een bilaterale marktordening) wel te handhaven zijn in een meer gecentraliseerde en in toenemende mate Europese marktordening.

Green (2008) en Borggreve en Neuhoff (2011) beschouwen geïntegreerde aankoop van energie en reserves door de TSO als onvermijdelijk om de beschikbare flexibiliteit van productie-eenheden zo efficiënt mogelijk in te zetten in de context van de toenemende vraag naar reservecapaciteit in een meer duurzaam energiesysteem. Daarmee bepleiten ze de invoering van power pools in Europa, hoewel zij ook de transactiekosten noemen die met een dergelijke fundamentele marktaanpassing zijn gemoeid. Omdat dit in strijd is met het huidige Europese target model dat uitgaat van self-dispatch en congestiemanagement gebaseerd op zones (ACER, 2015a)⁴⁴ is implementatie van een dergelijke aanpassing op korte termijn onwaarschijnlijk. Daarom gaan we in het vervolg uit van de huidige Nederlandse (en Europese) context met self-dispatch.

⁴³ Italië, Griekenland, Polen, Roemenië, Slowakije (zie ENTSO-E, 2015a) en Ierland zijn uitzonderingen.

⁴⁴ Annex I, p. 8.

Gegeven self-dispatch belemmeren de volgende parameters een optimale afstemming van de levering van energie en reservevermogen:

- Ongelijke marktsluitingstijden voor energie en reservevermogen
- (Te?) beperkte mogelijkheden om technische en economische beperkingen zoals opstartkosten mee te nemen in het biedformat
- Verplichting tot het doen van symmetrische biedingen beperkt flexaanbod van RES

Voor elke parameter of elk aspect wordt eerst de barrière besproken gevolgd door de mogelijke beleidsmaatregel(en).

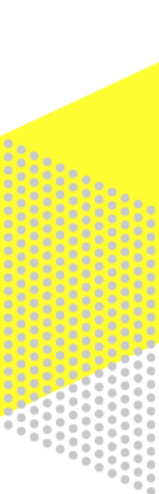
Barrière: Ongelijke marktsluitingstijden voor energie en reservevermogen

Sluitingstijden van markten voor FCR capaciteit (wekelijks) en aFRR (jaarlijks, per kwartaal) capaciteit in Nederland verschillen van de sluitingstijden van de day-ahead en intraday markten. Producenten moeten zich daardoor langdurig vastleggen voor de levering van met name aFRR en hebben niet de mogelijkheid om voor een deel van het jaar aFRR capaciteit aan te bieden of om een eerdere keuze voor levering van capaciteit en/of energie aan een andere markt te herzien. Deze sequentiële marktopzet is suboptimaal en beperkt ook het aantal aanbieders van potentiële aanbieders van aFRR. ACER/CEER (2015) laat zien dat het cumulatieve marktaandeel van de drie belangrijkste aanbieders van aFRR in Nederland in 2014 100% bedroeg. Verder is het waarschijnlijk dat vroegtijdige vastlegging van reservecapaciteit leidt tot hogere capaciteitsprijzen, aangezien biedingen gebaseerd zullen zijn op opportunity kosten en de onzekerheid over brandstofkosten en resulterende day-ahead en intraday prijzen hoog is. Deze onzekerheid wordt waarschijnlijk ingeprijsd in de opportunity kosten en daarmee in de capaciteitsbiedingen (ACER/CEER, 2015).

Mogelijke beleidsmaatregelen: invoering van gelijke marktsluitingstijden voor energie en reservecapaciteitsmarkten om day-ahead en intraday handel in reservecapaciteit te stimuleren

Door gelijke marktsluitingstijden ('gate closure times') voor energie en reservevermogen kunnen marktpartijen een betere afweging maken tussen levering van energie aan de day-ahead markt of levering van reservevermogen aan FCR of aFRR markten. Ook verkleint dit de onzekerheid over prijzen in day-ahead en intradaymarkten en daarmee de risicopremie voor onzekere opportunity kosten in de capaciteitsbiedingen. Wel is het de vraag of dit voldoende aanbod van reservevermogen uitlokt, het is mogelijk dat prekwalificatie eisen zoals een reactiesnelheid van 30 seconden, een op- en afregelsnelheid van minimaal 7% per minuut en het beschikken over een automatische vermogensregeling door weinig marktparticipanten gehaald kunnen worden. In dat geval wordt meer frequente marktruiming belemmerd door een gebrek aan marktliquiditeit. Daarnaast betwijfelt Green (2008) of afzonderlijke, gelijktijdige day-ahead veilingen voor energie en reservevermogen wel succesvol samen kunnen bestaan.

Indien er voldoende aanbod van (buitenlands) reservevermogen is op intraday tijdsschalen, kunnen TSOs (een deel van) het reservevermogen op intraday basis contracteren. Vanuit het perspectief van operationele netveiligheid zullen TSOs er zeker van willen zijn dat op deze tijdschalen nog voldoende capaciteit beschikbaar is voor het voorzien in de behoefte aan reservevermogen, en daarmee conventionele centrales voldoende opstarttijd willen bieden door een deel van het vermogen op day-ahead basis te blijven contracteren. Anderzijds is op kortere termijn de onzekerheid over afwijkingen van programma's en daarmee de behoefte aan reservecapaciteit waarschijnlijk kleiner, zodat TSOs minder additioneel vermogen op intraday basis hoeven te contracteren. TSOs moeten dan ook verplicht worden om hun berekeningen over de benodigde hoeveelheid reservecapaciteit op intraday



basis te updaten en om een deel van de benodigde reservecapaciteit op intradaybasis te verwerven indien economisch efficiënt en mogelijk vanuit operationele netveiligheidsberekeningen. Het is ook denkbaar dat als de potentiële flexibiliteit van opslag en vraagresponse toeneemt, deze nieuwe flexibiliteits-aanbieders kunnen voorzien in de behoefte aan reservecapaciteit van de TSO. TSOs dienen in hun prekwalificatie eisen voldoende ruimte te bieden aan deze nieuwe aanbieders. Deze maatregelen zullen resulteren in lagere kosten van balanshandhaving.

Barrière: mogelijkheden om technische en economische beperkingen zoals opstartkosten mee te nemen in het biedformat zijn mogelijk te beperkt

Bij bilaterale handel kunnen partijen elk gewenst biedformat gebruiken. In georganiseerde markten bestonden eerst alleen simpele biedingen: marktparticipanten internaliseerden vaste productiekosten en technische beperkingen in hun biedingen. Als een verkoop echter 'at the money' is (d.w.z. het aanbod tegen de evenwichtsprijs is groter dan het benodigde volume om de vraag te dekken) wordt op het betreffende tijdstip maar een deel van een simpele bieding uitgevoerd. Omdat producenten vaak een reeks van simpele biedingen voor achtereenvolgende uren doen, lopen zij met gedeeltelijke uitvoering van een bieding risico op een technisch onuitvoerbaar (vanwege gevraagde ramping vanaf voorgaande of tot volgende uur) of oneconomisch productieschema. Vandaar dat blokbiedingen mogelijk zijn gemaakt. Met een blokbieding kan een eigenaar van een conventionele centrale zijn productie voor meerdere achtereenvolgende uren aanbieden, waarbij de bieding alleen wordt uitgevoerd als de gewenste gemiddelde prijs gehaald wordt. Een standaard blokbieding biedt echter geen mogelijkheden om technische en economische beperkingen zoals opstartkosten expliciet mee te nemen in de bieding.⁴⁵

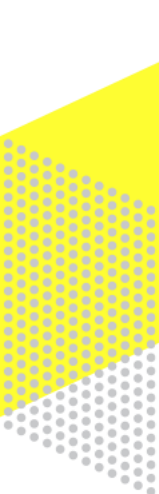
Mogelijke oplossing: geavanceerde blokbiedingen of meerdelige biedingen

Met de toename van het aandeel weersafhankelijk duurzaam in het elektriciteitssysteem zijn dagelijkse vraagcurves minder voorspelbaar geworden, daarom zijn nieuwe typen blokbiedingen ontwikkeld. Bij tenminste twee type blokbiedingen kunnen opstartcondities expliciet worden meegenomen: load gradient en minimum income condition (MIC) blokbiedingen (PCR, 2013; PCR, 2014). Bij een load gradient blokbieding gelden beperkingen aan de maximale toe- of afname tussen het geaccepteerde volume in een periode en het geaccepteerde volume in aangrenzende periodes. Bij een MIC blokbieding is de uitvoering afhankelijk van het voldoen aan een MIC voor een verkoper of maximum betalingsvoorwaarde voor een koper. De beperking of voorwaarde bestaat uit een component voor vaste kosten en een component voor variabele kosten per MWh, beiden voor de totale hoeveelheid energie van de order. Verder kunnen technische en economische beperkingen als opstartkosten ook worden meegenomen in profielblokbiedingen waarbij de uitvoering afhankelijk is van de uitvoering van een andere blokbieding. Volgens de APX website kan er onder meer gehandeld worden in MIC en profielblokbiedingen.⁴⁶

Volgens Neuhoff et al. (2015) hebben blokbiedingen echter drie nadelen. Ten eerste zorgen standaardformaten voor beperkingen qua weergave van flexibiliteit, met name wat betreft vraagresponse. Ten tweede worden verschillen typen blokbiedingen in verschillende lidstaten gebruikt. Ten derde, in veel typen blokbiedingen kunnen opstartkosten niet expliciet worden meegenomen, in dat geval moet een deel van de intertemporele kosten geïnternaliseerd worden door

⁴⁵ Daarnaast resulteren blokbiedingen in niet-lineaire prijzen en maken marktruiming daarmee lastiger dan bij een simpele bieding met lineaire prijsvorming.

⁴⁶ <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/day-ahead-auction/>



marktpartijen. Het derde nadeel lijkt minder belangrijk zolang tenminste een load gradient, MIC of profielblokbieding mogelijk is voor marktpartijen.

Met meerdelige ('multi-part') biedingen kunnen onderdelen van de korte termijn marginale kosten van verkoopbiedingen zoals opstartkosten en technische productiebeperkingen waaronder opregelsnelheid en minimale en maximale productielimieten expliciet worden weergegeven. Neuhoff et al. (2015) zien dit als een manier om harmonisatie tussen EU lidstaten te bewerkstelligen die met verdere verfijning van blokbiedingen mogelijk niet bereikt kan worden. Multi-part biedingen zijn in gebruik in de VS, Ierland en Spanje (en in Italië en Spanje voor systeemdiensten). Of het noodzakelijk is om blokbiedingen te vervangen door multi-part biedingen is nog onduidelijk en vereist nader onderzoek, dat buiten de scope van dit onderzoek valt.

Barrière: Verplichting tot het doen van symmetrische biedingen beperkt flexaanbod van RES

In de capaciteitsmarkten voor PCR (Nederland en Duitsland) en aFRR (Nederland) dienen marktpartijen zowel positieve als negatieve reservecapaciteit te leveren. Daarmee is levering van reservecapaciteit voor RES minder interessant; indien RES in staat moet zijn om opregelvermogen te leveren kan RES minder produceren dan mogelijk en loopt daarmee inkomsten uit verkoop van elektriciteit inclusief productiesubsidies mis. Vanuit maatschappelijk perspectief kan dit ook leiden tot verspilling van duurzame energie.

Mogelijke oplossing: symmetrische biedingen voor reservecapaciteitsproducten afschaffen

Volgens Ecofys (2014) overweegt TenneT al om niet-symmetrische biedingen voor reservecapaciteitsproducten mogelijk te maken. TenneT (2015b) geeft aan dat in ENTSO-E verband wordt gestreefd naar separate contracten voor respectievelijk op- en afregelen. Levering van niet-symmetrische producten is ook onderdeel van de draft verordening voor elektriciteitsbalancerings (ACER, 2015a). Implementatie van deze oplossing lijkt daarmee slechts een kwestie van tijd.

6. Beleidsimplicaties en onderzoekssuggesties

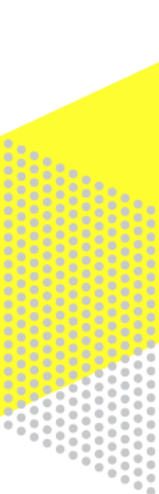
Onderstaande tabel gaat in op de implementatie van de diverse voorgestelde maatregelen in de komende 5-10 jaar en de verantwoordelijke partijen inclusief hun rollen.

Nr	Maatregel	Implementatie	Verantwoordelijke partij(en)
1	Verkorting van de tijdsresolutie van day-ahead marktproducten naar 15 minuten	Er lijken geen belemmeringen te zijn voor additionele DA marktproducten met tijdsresolutie van 15 minuten door nationale of regionale elektriciteitsbeurzen. In EU verband is na eind juli 2017 consultatie voorzien van marktpartijen, TSOs en toezichthouders over aanpassing van DA producten (EC 2015a, art. 40). In lijn hiermee kunnen DAM producten met kortere tijdsresolutie mogelijk in 2018 op EU niveau worden ingevoerd.	APX & andere NEMOs (voorstel), TenneT / TSOs (implicaties voor energieprogramma's en transportprognoses), ACM/NRAs (goedkeuring) NEMOs (implementatie)
2	Stimulering van grensoverschrijdende handel door marginale beprijzing van energieproducten over alle tijdsschalen in (Noordwest) Europa	Marginale beprijzing DA markt al een feit in groot deel van EU en uitgangspunt PCR algoritme (EC 2015a, art. 38). Marginale beprijzing ID markt lijkt logische consequentie van invoering van flow-based methode (voorzien voor 2017, EC 2015a, art. 55), maar is in tegenspraak met het voornemen tot continue handel. Marginale beprijzing balanceringsenergie binnen 1 jaar na inwerkingtreding EB verordening, ca. 2018 (ACER 2015a, art. 42).	TSOs (voorstel en implementatie BM), NRAs (goedkeuring), NEMOs (implementatie DA en ID). EC/ ACER/ ENTSO-E: aanpassing van EC (2015a) op het punt van continue handel om marginale beprijzing ID markt mogelijk te maken.

Nr	Maatregel	Implementatie	Verantwoordelijke partij(en)
3	Invoering van balanceringsmarkten met reactieve TSO activatiestrategie in (Noordwest) Europa	Activatie van biedingen voor de sluitingstijden van balanceringsenergiemarkten door TSOs is niet toegestaan, behalve bij alert of noodsituaties van het systeem, om eerlijke concurrentie tussen BSPs te waarborgen (ACER, 2015a, art. 43). Balanceringsenergie moet zo dicht mogelijk bij real-time worden gecontracteerd, en de sluitingstijd voor balanceringsenergie moet in de hoogst mogelijke mate na de intraday markt zijn (ACER, 2015a, art. 35). Ex-post nominatie wordt door ACER niet als zinvol beschouwd. Naast gecontracteerde leveranciers van reservecapaciteit mogen ook alle BSPs die voldoen aan de prekwalificatie-eisen biedingen voor balanceringsenergie doen (ACER 2015a, art. 27 (6)). De onbalansafrekening moet BRPs ertoe aanzetten om te streven naar een gebalanceerde positie of om het systeem te helpen om de balans te herstellen (ACER 2015a, art. 55 (1c)). Voorstel voor eenzijdige onbalansprijs is voorzien binnen 1 jaar na inwerkingtreding EB verordening, ca. 2018. Implementatie voor 1 juli 2019 (ACER 2015a, art. 24). Balanceringsverantwoordelijkheid voor RES is voorzien per 1 januari 2016 voor alle nieuwe steunmechanismen (EC, 2014).	TSOs (voorstel en implementatie), NRAs (goedkeuring), overige stakeholders waaronder ENTSO-E, ACER en NEMOs (consultatie), zie artikel 5 en 6 van ACER (2015a). ACER en EC hebben back-up rollen. EZ, TenneT, ACM hebben een rol in het overtuigen van buitenlandse en Europese partijen dat marktpartijen in staat moeten worden gesteld om in real-time balanceringsenergie te leveren. Idem dat marktpartijen altijd in staat moeten worden gesteld om bij te dragen aan herstel van de systeembalans.

Nr	Maatregel	Implementatie	Verantwoordelijke partij(en)
4a	Stimulering van grensoverschrijdende intraday markten met dynamische allocatie van netcapaciteit	Invoering van single ID markt is gepland voor zomer 2017 (16 maanden na eind juli 2015, daarna 1 maand consultatie, minimaal 6 maanden voor goedkeuring). Invoering energieopties kan daarna plaatsvinden als voorbereidingen dit jaar beginnen (mogelijk kan invoering eerder plaatsvinden op regionaal niveau).	TSOs (voorstel en implementatie allocatie netcapaciteit), NRAs (goedkeuring), NEMOs (implementatie energieopties). Consultatie van ENTSO-E, ACER en marktpartijen (artikel 12 van EC, 2015a).
4b	Stimulering van grensoverschrijdende balanceringsmarkten met dynamische allocatie van netcapaciteit	Implementatie van dynamische allocatie van netcapaciteit is voorzien binnen twee jaar na inwerkingtreding Verordening EB, mogelijk in 2019. In eerste instantie wordt dit alleen gebruikt voor RR, gegeven invoering van multilateraal TSO-TSO model met CMOL lijst per 1 juli 2018 op regionaal niveau (art. 15 van ACER (2015a)). Na 1 juli 2020 gegeven invoering van multilateraal TSO-TSO model met CMOL lijst ook voor mFRR op regionaal niveau (art. 17). Per 1 juli 2022 ook voor RR en mFRR op EU niveau (respectievelijk art. 16 en 18). Na 1 juli 2020 gegeven invoering van multilateraal TSO-TSO model met uitwisseling en optimalisatie van activatie van alle balancerings energie biedingen ook voor aFRR op regionaal niveau en per 1 juli 2022 voor aFRR op EU niveau (resp. art 19 en 20).	TSOs (voorstellen en implementatie), NRAs (goedkeuring voorstellen), overige stakeholders waaronder ENTSO-E, ACER en NEMOs (consultatie), zie artikel 5 en 6 van ACER (2015a). ACER en EC hebben back-up rollen.

Nr	Maatregel	Implementatie	Verantwoordelijke partij(en)
5	Invoering van gelijke sluitingstijden voor energie en reservecapaciteitsmarkten om day-ahead en intraday handel in reservecapaciteit te stimuleren	Gelijke GCTs voor reservecapaciteitsmarkten zijn voorzien in ACER (2015a), art. 12. Implementatie in regionaal verband binnen 6 maanden na inwerkingtreding verordening, mogelijk eind 2017, art. 23. Reservecapaciteit moet zo dicht mogelijk bij real-time worden gecontracteerd, max 1 maand van te voren, voor een maximum periode van een maand (ACER, 2015a, art. 37 (2)). Invoering van gelijke GCTs voor energie en reservecapaciteitsmarkten kan daarna plaatsvinden door de sluitingstijd voor contractering van reservecapaciteit te vervroegen tot GCT van day-ahead markt en vervolgens de reservecapaciteitsmarkt opnieuw te openen voor intraday contractering. Eerst op regionaal niveau, daarna op EU niveau.	TSOs (voorstel en implementatie), NRAs (goedkeuring), overige stakeholders waaronder ENTSO-E, ACER en NEMOs (consultatie), zie artikel 5 en 6 van ACER (2015a). ACER en EC hebben back-up rollen.
6	Evaluatie van blokbiedingen en vergelijkende analyse met meerdelige ('multi-part') biedingen	Uitkomsten van evaluatie en vergelijkende analyse kunnen dienen als input voor consultatie van marktpartijen, TSOs en toezichthouders over DA en ID producten die voorzien is voor na eind juli 2017 (EC 2015a, resp. art. 40 en 53).	NEMOs (consultatie en implementatie)
7	Afschaffing van symmetrische biedingen voor reservecapaciteitsproducten	Afzonderlijke verwerving van op- en afregelvermogen voor FRR en RR (ACER, 2015a, art. 37 (5)). Binnen 18 maanden na inwerkingtreding van verordening (ACER, 2015a, art. 13), ca eind 2018.	TSOs (implementatie)



Gedurende deze studie bleek dat diverse van bovenstaande beleidsmaatregelen de komende 5-7 jaar zullen worden ingevoerd op basis van Europese wet- en regelgeving, in het bijzonder de Europese verordeningen in de vorm van netcodes voor capaciteitsallocatie en congestiemanagement (CACM) en de draft elektriciteitsbalancerings (EB).

In aanvulling daarop stellen we de volgende beleidsmaatregelen voor:

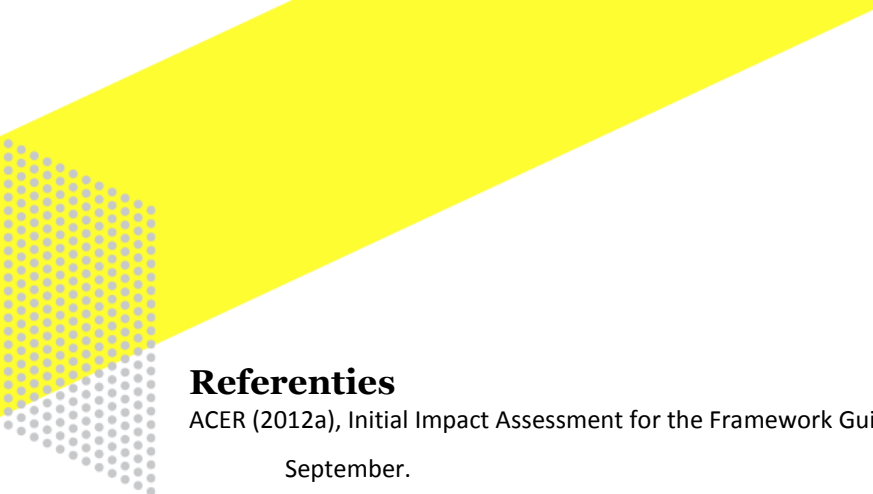
- Verkorting van de tijdsresolutie van day-ahead marktproducten naar 15 minuten
- Marginale beprijzing van producten in de intraday markt
- Implementatie van gelijke sluitingstijden voor energie en reservecapaciteitsmarkten om day-ahead en intraday handel in reservecapaciteit te stimuleren
- Dynamische allocatie van netcapaciteit op intraday basis en grensoverschrijdende energieopties.

Deze maatregelen zijn voorgesteld vanuit de overtuiging dat aanpassingen aan het elektriciteitssysteem incrementeel zullen plaatsvinden met de huidige situatie als uitgangspunt ('brownfield' in plaats van 'greenfield' situatie). Invoering van deze praktische beleidsmaatregelen kan in de komende 5-10 jaar plaatsvinden.

Suggesties voor verder onderzoek

Voor implementatie van een deel van bovengenoemde beleidsmaatregelen is verder onderzoek nuttig. Tevens is onderzoek denkbaar naar de noodzaak van additionele beleidsmaatregelen bovenop de hierboven voorgestelde maatregelen. Daarbij spelen onder meer de volgende (beleids)vragen:

- Kunnen blokbiedingen op grotere schaal worden gebruikt? Hebben meerdelige biedingen significante voordelen ten opzichte van blokbiedingen?
- Is marginale beprijzing van capaciteitsproducten wenselijk?
- Kunnen energie en reservevermogen adequaat in twee gelijktijdige markten worden geoptimaliseerd of is één geïntegreerde markt vereist?
- Is er voldoende flexibiliteitsaanbod dichtbij real-time om dynamische allocatie van netcapaciteit mogelijk te maken?
- In hoeverre belemmert de marktordening (b.v. prekwificatie eisen voor levering van reservecapaciteit, vormgeving van blokbiedingen) de toegang tot flexibiliteitsmarkten voor vraagresponse?
- Wat zijn de huidige en verwachte toekomstige verdienmodellen van marktpartijen op verschillende deelmarkten van de groothandelsmarkt voor elektriciteit?
- Wat zijn effecten van een andere marktinrichting voor de toekomstige verdienmodellen van aanbieders van flexibiliteitsopties (producenten, aggregatoren van decentrale productie en vraagresponse, opslageigenaren)?
- Is het mogelijk om deze effecten kwantitatief in kaart te brengen met ECN's Competes model waarmee elektriciteitsmarkten worden gemodelleerd? Zo ja, hoe?



Referenties

- ACER (2012a), Initial Impact Assessment for the Framework Guidelines on Electricity Balancing, 18 September.
- ACER (2012b), Framework Guidelines on Electricity Balancing, FG-2012-E-009, 18 September.
- ACER (2014), Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 07/2014 on ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing, 21 March.
- ACER (2015a), Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 03/2015 of 20 July 2015 on the Network Code on Electricity Balancing including Annex I: Explanation of the proposed amendments to the Network Code and Annex II: Proposed amendments to the Network Code (latest version of network code publicly available).
- ACER (2015b), ACER opinion No 09/2015 of 23 September 2015.
- ACER/CEER (2015), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014, November.
- ACM (2014), Liquiditeitsrapport 2014 – groothandelsmarkten gas en elektriciteit, 28 oktober.
- ACM (2015a), Systeemcode elektriciteit, 1 januari.
- ACM (2015b), Besluit flow-based marktkoppeling, zaaknummer 13.0852.52, 21 mei.
- ACM (2015c), Netcode elektriciteit, 25 augustus.
- ACM (2015d), Besluit betreffende de verkorting van de sluitingstijd van NorNed naar 1 uur voor uitvoering, zaaknummer 15.0731.52, 29 oktober.
- Amprion & TenneT (2013), Intraday Capacity Allocation Rules, Rules for the Intraday Capacity Allocation for the Netherlands-Germany Interconnections.
- Booz et al. (2011), Physical and financial capacity rights for cross-border trade, Final report for DG ENER, 30 September.
- Borggreve, F. and K. Neuhoff (2011), Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration, Smart Power Market Project, Climate Policy Initiative, Berlin.
- Cramton, P. and Stoft, S. (2007). Why We Need to Stick with Uniform-Price Auctions in Electricity Markets, *The Electricity Journal* 20(1): 26–37.
- CWE (2011), CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report, version 1.0, 15 maart.
- DTe & TenneT (2004), Transparantie voor onbalanssystematiek – Onderzoek en maatregelen, Den Haag, 2 juni.
- E-bridge (2010), Capacity allocation in cross-border intraday electricity trading: Should future intraday trading arrangements make cross-border capacity available for over-the-counter (OTC) transactions or not?, Report for NMa Energiekamer.
- Ecofys (2014), Market Interaction, WP2.2 van FLOW Dynamic Power Management, in opdracht van TenneT & Eneco.
- Ecogrid (2013), Task Force EcoGrid EU Market model – final report, May.

EC (2014), Communication from the Commission – Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014–2020, OJ EU C 200/1-55, 28 June.

EC (2015a), Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, OJ EU L 197/24-72.

EC (2015b), Commission Regulation of XXX establishing a Guideline on Transmission System Operation, draft of 27 November.

ENTSO-E (2013), Supporting document for the Network Code on Electricity Balancing, 23 December.

ENTSO-E (2014a), Network Code on Electricity Balancing, Version 3.0, 6 August.

ENTSO-E (2014b), Network Code on Electricity Balancing, Supporting document, 6 August.

ENTSO-E (2015a), Survey on Ancillary services procurement, Balancing market design 2014, WGAS, 27 January.

ENTSO-E (2015b), XBID 2nd user group meeting, presentative, Brussels, 28 April.

ENTSO-E (2016), Yearly Statistics & Adequacy Retrospect 2014 – European Electricity System Data, 5 February.

ERGEG (2009), Incentive Schemes to promote Cross-Border Trade in electricity, E08-ENM-07-04.

Green, R. (2008), Electricity Wholesale Markets: Designs Now and in a Low-carbon Future, Energy Journal, pp. 95-124.

Helman, U., B.F. Hobbs, and R.P. O'Neill (2008), The Design of US Wholesale Energy and Ancillary Service Auction Markets: Theory and Practice, Chapter 5 in F.P. Sioshansi (ed.), Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance, Elsevier. (pp. 181-246)

Holttinen, H. (2005), Optimal electricity market for wind power, Energy Policy 33 (16): 2052-2063.

Mott McDonald (2013), Impact Assessment on European Electricity Balancing Market, Final report, contract EC DG ENER/B2/524/2011, March.

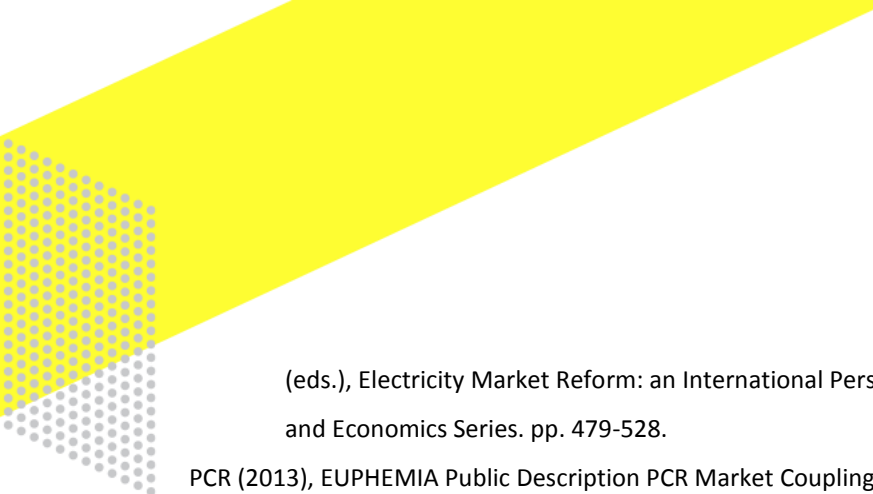
Neuhoff, K., R. Boyd, T. Grau, B. Hobbs, D. Newbery, F. Borggrefe, J. Barquin, F. Echavarren, J. Bialek, C. Dent, C. von Hirschhausen, F. Kunz, H. Weigt, C. Nabe, G. Papaefthymiou, and C. Weber (2011), Consistency with other EU policies, System and Market integration - A Smart Power Market at the Centre of a Smart Grid, D20 report of IEE RE-Shaping project, Karlsruhe.

Neuhoff, K. (2011), WP6 – RES Policy Consistency with other EU Policies, System and Market Integration, presentation final conference IEE Re-Shaping project, Brussel, 7 december.

Neuhoff, K. et al. (2015), Flexible Short-Term Power Trading: Gathering Experience in EU Countries, Discussion Paper No 1494, DIW Berlin.

NMa (2011), Besluit Codewijziging inzake intra-dagelijkse handel op Nederlandse-Belgische grens, 103532 / 31.

O'Neill, R., U. Helman, B.F. Hobbs, and R. Baldick (2006), Independent System Operators in The USA: History, Lessons Learned, and Prospects, Chapter 14 in F.P. Sioshansi and W. Pfaffengerger



(eds.), Electricity Market Reform: an International Perspective, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series. pp. 479-528.

PCR (2013), EUPHEMIA Public Description PCR Market Coupling Algorithm, version 0.6.

PCR (2014), EUPHEMIA: Description and functioning, presentation.

Pöyry (2014), Revealing the value of flexibility – How can flexible capability be rewarded in the electricity markets of the future? A public report, February.

Smeers, Y. (2008), Study on the general design of electricity market mechanisms close to real time, commissioned by CREG, June.

Stoft (2002), Power System Economics – Designing Markets for Electricity, IEEE / Wiley.

TenneT (2005), Toelichting op de uitgangspunten t.a.v. beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor importen vanuit België en Duitsland, Bijlage bij Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2004-2012, MR 05-173.

TenneT (2013a), Productinformatie Noodvermogen.

TenneT (2013b), Electricity Balancing, presentatie Frank Nobel, PRP meeting 26 juni.

TenneT (2014), Market Review H1.

TenneT (2015a), Oproep voor de levering van Regelvermogen en Noodvermogen in 2016, nieuwsbericht, 13 mei.

TenneT (2015b), Energie & Vermogen - Kansen voor aangeslotenen, presentatie Martijn Ophuis, 26 mei.

THEMA (2015), Reservation of crosszonal capacity for balancing services, report commissioned by NVE, rapport 19/2015.

UCTE (2005), Statistical Yearbook 2004.

Van der Veen, R.A.C. (2012), Designing Multinational Electricity Balancing Markets, proefschrift, TU Delft.

Weber, C. (2010), Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems, Energy Policy 38: 3155-3163.

Wilson, R. (2002), Architecture of power markets, Econometrica 70 (4): 1299-1340.