



Het PowerFlex-Model

Modellering van flexibiliteit op
spot- en onbalansmarkt



CE Delft

Committed to the Environment

Het PowerFlex-Model

Modellering van flexibiliteit op spot- en onbalansmarkt

Dit rapport is geschreven door:

Sebastiaan Hers (CE Delft)

Thijs Scholten (CE Delft)

Maarten Afman (CE Delft)

Cyriel de Jong (KYOS Energy Consulting)

Yu Xiang (KYOS Energy Consulting)

Alexandra Bundalova (KYOS Energy Consulting)

Delft, CE Delft, april 2016

Publicatienummer: 16.3F00.44

Energievoorziening / Capaciteit / Windenergie / Zonne-energie / Vraag en aanbod / Markt
VT: Flexibiliteit / Simulatiemodel

Opdrachtgever: RVO

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Sebastiaan Hers.

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	3
1	Inleiding	5
2	Doelstelling	6
2.1	Doelstelling	6
2.2	Resultaat	7
3	Werkwijze	8
3.1	Werkpakket 1: Concepten	8
3.2	Werkpakket 2: Dataverzameling	8
3.3	Werkpakket 3: Modelontwikkeling	9
3.4	Werkpakket 4: Implementatie in webbased GUI	9
3.5	Werkpakket 5: Validatietesten	9
3.6	Werkpakket 6: Scenariostudies 2020/2023	9
3.7	Werkpakket 7: Kennisoverdracht en disseminatie	9
4	Modelontwikkeling	10
4.1	Modelstructuur op hoofdlijnen	11
4.2	Verdieping bestaande modelstructuur	13
4.3	Verbreiding toepassingsterrein	17
4.4	Versnelling algoritme	18
5	Implementatie in webbased GUI	19
6	Kalibratie en Validatie	23
6.1	Land-specifieke backtest DAM	23
6.2	Regionale backtest DAM	36
6.3	Land-specifieke backtest BM	40
6.4	Conclusie	41
7	Enkele scenario's voor 2023	42
Bijlage A	Uurlijkse prijscurven	44



Samenvatting

Het SER Energieakkoord voor Duurzame Groei zet een groeipad uit voor ontwikkeling van duurzame energie tot 2023. Het akkoord richt zich onder andere op verdere realisatie van windenergie tot 10,45 GW. Daarnaast wordt ingezet op het faciliteren van de groei van zonne-energie waarbij buitenlandse ervaring leert dat realisatie van geïnstalleerd vermogen aan zon-PV zich in snel tempo kan ontwikkelen; in Nederland is de groei nu al een flink aantal jaar ongeveer 40% per jaar.

Productie van wind- en zonne-energie wordt gekenmerkt door een fluctuerend karakter en de productie zal variëren met de weersomstandigheden. Omdat deze productie los staat van de fluctuaties in de vraag, kan zich bij grootschalige integratie van wind en zon-PV de situatie voordoen dat er veel energie uit duurzame bronnen beschikbaar is, terwijl de vraag juist laag is. Omgekeerd is het mogelijk dat er juist weinig duurzame energie geproduceerd zal worden op momenten dat de vraag juist hoog is. Ook kan deze productie sterke wisselingen met korte intervallen vertonen met beperkte voorspelbaarheid.

Door deze ontwikkelingen mag verwacht worden dat er in toenemende mate behoefte zal ontstaan naar stuurbare flexibele middelen voor aanpassing van aanbod of afname van elektriciteit. De behoefte aan flexibiliteit manifesteert zich op de kortetermijnmarkten, de day-aheadmarkt (DAM), de intradaymarkt (IDM) en de onbalansmarkt (BM). De wijze waarop deze flexibiliteits-behoefte zich manifesteert en kan worden bediend door bestaande en nieuwe flexibiliteitsopties is nu nog echter niet bekend, en tevens is het zeer moeilijk om dit met de huidige tools goed te verkennen (in kaart brengen, typeren en kwantificeren).

Het vergt geavanceerde simulatiemethoden en -technieken om optimale inzet van flexibiliteitsopties aan zowel de vraagzijde als de aanbodzijde in beeld te brengen, en alle bestaande modellen zijn nu niet in staat dit te doen. Dat is een probleem dat kan leiden tot het onderwaarden van flexibiliteitsopties in bijvoorbeeld investeringsbeslissingen, waarbij kosteneffectieve kansen mogelijk worden gemist.

Dit rapport vormt de verslaglegging van de ontwikkeling validatie en toepassing van een simulatiemodel, specifiek voor de flexibiliteitsbehoefte en -voorziening op de kortetermijnmarkten voor elektriciteit. Hierbij wordt uitgegaan van de Nederlandse situatie, maar ook de modellering van en interconnectie en omringende landen opgenomen. Het model is achtereenvolgens ontwikkeld, gevalideerd en toegepast in een samenwerkingsverband tussen CE Delft en KYOS Energy Consulting.

CE Delft is al lang actief op het terrein van integratie van hernieuwbare energie en heeft het afgelopen jaar verscheidene projecten uitgevoerd met betrekking tot de analyse van toekomstige flexibiliteitsbehoefte en -voorziening op de Nederlandse elektriciteitsmarkten. KYOS Energy Consulting is onder andere gespecialiseerd in modelontwikkeling voor risicomanagement en waarderingsvraagstukken in de energiemarkten.



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

Het project is mede gefinancierd door CE Delft en KYOS Energy Consulting.



1 Inleiding

De ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkten laten grote veranderingen zien. De groeiende bijdrage van zon en wind, de vooruitzichten voor elektrisch vervoer maar ook toepassing van elektriciteit in bijvoorbeeld ruimteverwarming zoals warmtepompen. Om deze nieuwe ontwikkelingen te accommoderen zal de behoefte aan flexibele middelen om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen toenemen. Flexibiliteit kan vanuit dit perspectief worden beschouwd als het vermogen van het elektriciteitssysteem om met stuurbare, flexibel inzetbare middelen op korte termijn de balans tussen vraag naar - en het aanbod van elektriciteit te handhaven binnen de grenzen van het distributie- en transmissiesysteem.

Voor de analyse van flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteit is er een groeiende behoefte aan modellering van de verschillende kortetermijnmarkten voor elektriciteit. Dit rapport vormt de verslaglegging van een gezamenlijk project van CE Delft en KYOS Energy Consulting met als doel de ontwikkeling van een gedetailleerd model, *het PowerFlex-model*, van de Nederlandse elektriciteitsmarkten en de markten in omliggende landen. De verslaglegging omvat ook de validatie van het model waaruit een helder beeld naar voren komt van de mogelijkheden die het model biedt om flexibiliteit de kortetermijnmarkten voor elektriciteit in beeld te brengen en nader te analyseren.



2 Doelstelling

Het projectdoel is de ontwikkeling, validatie en toepassing van een simulatiemodel van de day-aheadmarkt en de onbalansmarkt voor elektriciteit in Nederland dat de flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsvoorziening in detail-niveau kan simuleren. Flexibiliteit betreft alle oplossingen (extra/minder vraag, vraagverschuiving, opslag, extra/minder productie) om de korte-termijnbalans tussen vraag en aanbod te handhaven.

Het voorstel voorziet in de ontwikkeling van het flexibiliteitsmodel in zeven fasen. In de eerste fase wordt het simulatiemodel in concept ontwikkeld op basis van bestaande literatuur in het domein van planning en aansturing van elektriciteitsproductiemiddelen. De tweede fase betreft dataverzameling met betrekking tot de technische karakteristieken van het productiepark, productie (planning en realisatie) van intermitterende bronnen zoals wind en zon-PV en tot slot de vraagontwikkeling op uurbasis. De derde en vierde fase omvatten de ontwikkeling van het simulatiemodel en een webbased interface. De vijfde fase betreft validatie op basis van backtesting (simulatie van historische inzet en prijsontwikkeling in Nederland). In de zesde fase zal het model worden toegepast om de flexibiliteitsbehoefte en -voorziening op de Nederlandse elektriciteitsmarkten in 2020 en 2023 in beeld te brengen. Het project zal worden afgerond met presentaties van resultaten in de sector, zoals bij de denktank 'structurele veranderingen energiemarkt', en in-house presentaties bij relevante stakeholders in productie en netbeheer en energie-intensieve industrie.

Resultaat is een model van de Nederlandse DAM en BM in Noordwest-Europese context dat de flexibiliteitsbehoefte en -voorziening in detail kan simuleren. Ter demonstratie zal het model worden ingezet voor een simulatieanalyse van de Nederlandse elektriciteitsmarkten in 2020 en 2023.

2.1 Doelstelling

De hoofddoelstelling is het (door)ontwikkelen van een model waarmee de flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsvoorziening op de Europese elektriciteitsmarkten in beeld gebracht kan worden, inclusief interacties tussen de landen. Dit behelst de ontwikkeling, validatie en toepassing van een simulatiemodel van de day-aheadmarkt en de onbalansmarkt voor elektriciteit in Nederland met interconnectie.

Het model rekent de optimale inzet van conventioneel vermogen uit alsmede de optimale inzet van flexibiliteitsopties, energieopslag, warmtekrachtkoppeling ('power-to-heat'), tijdelijke beperking ('curtailment') van hernieuwbare productie en aanpassingen van de elektriciteitsvraag ('demand side management').

Specifieke eisen aan het model:

- meenemen van toekomstscenario's voor hernieuwbare energievoorziening en veranderingen in het productiepark;
- multinationale focus: interacties met alle omringende landen;
- de dynamische karakteristieken van centrales meenemen: startkosten, minimale productie, efficiency-curve, warmteleveringsverplichtingen;
- de mogelijkheid om met scenario's te rekenen van solar- en wind-productie, brandstofkosten, emissieprijzen en elektriciteitsvraag;
- het model moet hiervoor verder versneld worden en de mogelijkheid bieden van parallel computing over meerdere computerprocessors;
- transportbeperkingen tussen landen en (eventueel) marktgebieden binnen landen;
- simulatie van onbalansvolume en inzet van balansvermogen.

Het tweede doel van het project is het concreet toepassen van het model om een aantal toekomstscenario's/toekomstjaren door te rekenen gericht op de Nederlandse energiemarkt. De resultaten hiervan zullen toegelicht en verspreid worden en bediscussieert met een aantal relevante partijen in de energiesector (inclusief beleidsmakers).

Parallel aan beide bovenstaande doelstellingen zal KYOS werken aan het integreren van het model in haar KYOS Analytical Platform, en zullen beide partijen gezamenlijk werken aan het verzamelen van benodigde inputdata. Bij het verzamelen van inputdata zal actief gezocht worden naar samenwerking met of inkoop bij een derde partij.

2.2 Resultaat

Het project resulteert in een sterk verbeterd fundamenteel model voor de Europese energiemarkt. Het zal geïntegreerd worden in het KYOS Analytical Platform, waardoor het via gebruiksvriendelijke schermen (webbased) en een onderliggende database praktisch te gebruiken is door een groot aantal mensen.

Daarnaast zal het project resulteren in een studie naar de toekomstscenario's voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt op basis van bestaande scenario's en een verkennende analyse van de verwachtingen voor 2023.

Als vervolg op deze studie zullen ondernemingen in de Nederlandse energiesector gedurende een periode van 1-3 maanden vrij toegang worden geboden tot de vernieuwde software. Ondernemingen kunnen via de web-gebaseerde simulatieomgeving prijsscenario's doorrekenen op een gebruiksvriendelijke manier, gebruik makend van makkelijk aan te passen input-gegevens, wat het daadwerkelijke gebruik van scenariodenken bij de relevante beslissingsmakers zal stimuleren.

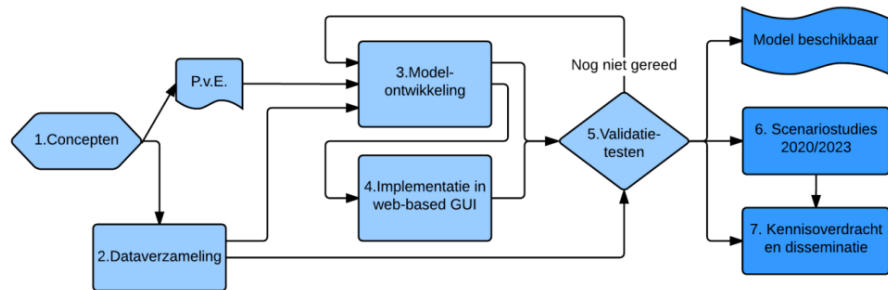
Het belang van scenariodenken voor langetermijninvesteringen wordt groter naarmate de energietransitie (Nederlandse) ondernemingen in toenemende mate confronteert met onverwachte omstandigheden. Doordat in dit project businesscases kunnen worden doorgerekend met sterk verbeterde toekomstige (prijs-)scenario's, kunnen beslissingen genomen worden die in hogere mate fact-based zijn. Dit versterkt de toekomstbestendigheid van Nederlandse ondernemingen in hoge mate.



3 Werkwijze

Het project kan middels zeven werkpakketten aangepakt worden. Figuur 1 geeft weer hoe de werkpakketten onderling verband houden, en welke werkpakketten op elkaar volgen.

Figuur 1 Overzicht en samenhang beoogde werkpakketten



3.1 Werkpakket 1: Concepten

In het eerste werkpakket is gestart met de precieze scoping, welke aspecten moeten opgenomen worden in het model. Het goed uitdenken hiervan leidt tot een programma van eisen, en leidt tot een helder inzicht welke data verkregen moet worden, zowel voor de modelontwikkeling als voor de validatietesten. Hierbij zijn gericht marktpartijen (beoogde gebruikers van de modelleer-/simulatieomgeving) benaderd om mee te denken.

3.2 Werkpakket 2: Dataverzameling

Dataverzameling heeft betrekking op de technische karakteristieken van elektriciteitsproductiemiddelen en het elektriciteitsnetwerk in Nederland en omliggende landen, uurlijkse historische productieprofielen van wind en zon-PV en tot slot vraagprofielen. Data zijn beschikbaar in het publieke domein zoals op websites van ENTSO-E, TSO's en NRA's en verschillende publicaties met betrekking tot de ontwikkelingen op de Nederlandse en Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten.

3.3 Werkpakket 3: Modelontwikkeling

Vertaling van concepten naar wiskundige algoritmen en implementatie in MATLAB-code. Hierbij kan een aantal ontwikkelingsstappen/ambities onderscheiden worden als uitbreiding op het huidige model:

- Opzetten van een internationale structuur binnen het model zodat meerdere landen gelijktijdig geanalyseerd kunnen worden, inclusief de optimale transportstromen tussen de landen.
- Modelleren van energieopslag en de optimale inzet daarvan.
- Modelleren van (pump-)hydro faciliteiten.
- Mogelijkheid om gelijktijdig meerdere scenario's van onder andere brandstofprijzen door te rekenen. Dit zal gecombineerd worden met een versnelling van de berekeningen, onder andere door gebruik te maken van parallel computing.

De modelontwikkeling zal primair door KYOS worden uitgevoerd, ondersteund door CE Delft. Het model zal zelfstandig (standalone) toe te passen zijn binnen de Matlab-omgeving.

3.4 Werkpakket 4: Implementatie in webbased GUI

KYOS heeft het model in een gebruiksvriendelijk softwarepakket (webbased GUI (graphical user interface)) verpakt. Dit is een bestaande gebruikers-omgeving die zal worden uitgebreid met de gebruikersschermen, datastromen en andere functies die nodig zijn om het Matlab-model gebruiksvriendelijk in te zetten. Een 'beta'-versie is met de betrokken stakeholders uit de markt getest.

3.5 Werkpakket 5: Validatietesten

CE Delft toetst het model aan de werkelijkheid (onder andere backtesten op verschillende markten).

3.6 Werkpakket 6: Scenariostudies 2020/2023

CE Delft voert een aantal studies uit voor 2020, 2023. We passen het model toe om flexibiliteitsbehoefte, flexibiliteitsvoorziening en beprijzing uit te rekenen die behoren bij de verschillende scenario's voor hernieuwbaar (zon-PV, wind op land, wind op zee) hier in omringende landen van Noordwest-Europa. CE Delft heeft een goed beeld van de scenario's die in ieder geval doorgerekend moeten worden, maar de scenario's worden getoetst aan de marktpartijen die ook bij WP1 (Concepten) en WP4 (Implementatie in webbased GUI; testen) zijn betrokken.

3.7 Werkpakket 7: Kennisoverdracht en disseminatie

CE Delft organiseert een tweetal workshops waarbij resultaten van het model worden gedemonstreerd aan experts van betrokkenen Denktank Energie. KYOS organiseert in-house trainingen met experts bij modelleerafdelingen, huidige klanten, internationale klanten. Daaronder zitten in ieder geval de partijen die in WP1 betrokken zijn bij de concepten en in WP4 bij het testen van de beta-versie, maar ook partijen die nog niet hebben meegedaan (breder verspreiden).

4 Modelontwikkeling

Dit project is gericht op verdere ontwikkeling van een bestaand elementair model voor de planning van productie van productiefaciliteiten, om hiermee de ontwikkeling van flexibiliteitsbehoefte in de planning van vraag naar en aanbod van elektriciteit in detail te kunnen analyseren. Vanuit het perspectief van de behoeften in de analyse van elektriciteitsmarkten in de periode tot 2030 valt te voorzien dat er in een drietal domeinen behoefte is aan verdere aanpassing van dit startpunt.

In de eerste plaats valt te denken aan structurele aanpassingen van het model om realistische simulatie van de Nederlandse en/of Noordwest-Europese markten te kunnen accommoderen voor analyse. Daarnaast kan gedacht worden aan verbreding van het toepassingsdomein. Waar dit type modellen in het verleden primair werd toegepast voor de analyse van de day-aheadmarkt (DAM), is er met de introductie van minder stuurbare en voorspelbare productiemiddelen zon en wind sprake van een toenemende behoefte aan een perspectief op de onbalansmarkt (BM). Tot slot, brengt de toenemende onzekerheid van de toekomstige ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkten door nieuwe impact factoren zoals grootschalige introductie van zon en wind, maar ook nieuwe technologieën zoals elektrisch vervoer en bijvoorbeeld grootschalige installatie van warmtepompen. In het proces van scenarioanalyse in een dergelijke omgeving neemt de wenselijkheid van een hanteerbaar model, met relatief korte rekentijd, bij voorkeur zodanig dat een iteratief proces van scenario-ontwerp en -simulatie mogelijk wordt.

Verdieping: In dit hoofdstuk worden de aanpassingen en structurele uitbreidingen van het model die binnen dit project zijn ontwikkeld verder toegelicht. Daartoe wordt in de eerste plaats de structuur van het model op hoofdlijnen toegelicht in paragraaf Modelstructuur op hoofdlijnen, Paragraaf 4.1. Het oorspronkelijke model kende een beperkte representatie van het Nederlandse productiepark, en in het bijzonder de representatie van de warmtekrachtkoppeling. Daarnaast was het model in oorsprong slechts voor de Nederlandse context ontwikkeld. Het spreekt voor zich dat de Nederlandse markt, met een relatief grote hoeveelheid interconnectiecapaciteit in verhouding tot de vraag en het nationale productiepark, niet onafhankelijk van het buitenland beschouwd kan worden voor toepassing van scenarioanalyses. In de derde plaats mag voor de toekomstige ontwikkeling van flexibiliteitsbehoefte en flexibiliteitsvoorziening in de Nederlandse elektriciteitsmarkt verwacht worden dat er verschillende nieuwe technieken zullen worden toegepast.

Verbreding: Het model betreft in de basis een planningsmodel dat gericht is beslissondersteuning met betrekking tot het al of niet tijdig inzetten of juist afschakelen van eenheden om in te kunnen spelen op de vraag naar elektriciteit, met een onderliggende beslissingstermijn van een week tot een dag. Dit sluit juist aan bij de bijbehorende biedingen op de day-aheadmarkt (DAM) dat tot voor kort ook het primaire aandachtsgebied is geweest in de modellering van elektriciteitsmarkten. Met de toenemende activiteit op het terrein van flexibiliteitsanalyse licht toenemende aandacht voor de analyse van de BM in het verschiet. Aangezien de operationele planning op week tot dag vooruit-basis beperkingen oplegt aan de beschikbare flexibiliteit van dag vooruit tot realisatie, kan overwogen worden om dit type modellen toe te

passen voor verkenning van de operationele kosten van flexibiliteit in het tijdsdomein van de BM. In dit hoofdstuk wordt een methodiek voorgesteld om de beschikbare flexibiliteit en bijbehorende operationele kosten in beeld te brengen.

Versnelling: Aanvullend op deze structurele wijzigingen is het model verder tegen het licht gehouden om te komen tot een rekentijd die hanteerbaar is voor scenarioanalyse, zodat er ruimte is om scenario's iteratief te ontwerpen en/of te herzien zonder dat daarmee veel tijd verloren gaat. De aanpassingen die hiertoe geïmplementeerd zijn worden toegelicht in het laatste deel van dit hoofdstuk.

4.1 Modelstructuur op hoofdlijnen

De probleemstelling betreft het plannen van productie van een gekoppeld systeem van productie-eenheden zo dat aan de verwachte vraag wordt voldaan tegen minimale kosten, binnen de technische beperkingen van het systeem. Dit zogenaamde gecombineerde *unit commitment* en *economic dispatch*-probleem is een klassiek optimalisatieprobleem in het domein van het operationele beheer van elektriciteitssystemen. Hierbij wordt gewoonlijk onderscheidt gemaakt in vaststelling van de optimale productie (i.e. *economic dispatch*) van de productiefaciliteiten en de vaststelling van optimale inzet (i.e. *unit commitment*) van productiefaciliteiten.

Voor de vaststelling van de optimale productieniveaus wordt gebruik gemaakt van de marginale kosten van productie, i.e. de productiekosten van een additionele eenheid product in €/MWh. Deze marginale kosten van productie lopen gewoonlijk lineair op bij toenemende productie. De marginale kosten van productie worden in hoge mate bepaald door brandstofkosten, aangevuld met de variabele kosten van beheer en onderhoud. De optimale productie van individuele eenheden hangt dan ook nauw samen met de productie door andere eenheden. De optimale inzet van een productiepark bij een gegeven vraagniveau wordt dan bepaald door de gezamenlijke marginale kosten van productie, ook wel de *systeem marginale kosten van productie* $\lambda(t)$. De elektriciteitsprijs in de *day-aheadmarkt* (DAM) dient overeen te komen of hoger te liggen dan deze systeem marginale kosten om rendabele exploitatie te garanderen. Dit gegeven vormt de basis voor het gebruik van dit type modellen als simulatiemodel van elektriciteitsmarkten, en met name de DAM, waar de dag voor levering elektriciteit verhandeld wordt. Deze termijn sluit nauw aan bij de laatste fase van de planning van inzet en productie.

Gegeven de systeem marginale kosten $\lambda(t)$ over de beschouwde plannings-termijn wordt vervolgens geëvalueerd of de verschillende eenheden over de planningstermijn ingezet moeten worden, of juist (al of niet tussentijds) afgeschakeld. Indien de marginale kosten van de betreffende eenheid lager liggen dan de systeem marginale kosten wordt de eenheid ingezet. Daarbij gelden wel enkele beperkende voorwaarden. Zo moeten de startkosten door het verschil tot aan de volgende afschakeling worden gedekt. Daarnaast dient op grond van technische voorwaarden voor duurzame exploitatie een eenheid gewoonlijk slechts ingezet te worden als er een aantal uren achtereen (rendabel) geproduceerd kan worden. Een kolengestookte eenheid bijvoorbeeld, werd tot op heden meestal pas ingezet als er minimaal twaalf uur achtereen rendabel geproduceerd kon worden. Ook wordt een eenheid pas afgeschakeld als er anders langere tijd tegen kosten boven de systeem marginale kosten en dus marktprijs geproduceerd zou worden. Daarbij dient



wel rekening gehouden te worden met het feit dat afschakeling per definitie ook startkosten in de toekomst impliceert.

Het algoritme dat voor deze optimalisatie in het oorspronkelijke model was geïmplementeerd wordt binnen de gemeenschap die zich met deze materie bezighoudt wel de *lambda iteratie methode* genoemd¹. De procedure bestaat uit een iteratieve benadering van de optimale oplossing, waarbij in elke iteratie een tweetal deelproblemen wordt geadresseerd:

- **Optimale productie:** minimalisatie van de systeem marginale kosten, gegeven de inzet, door stapsgewijze aanpassing van de systeem marginale kosten $\lambda(t)$ op basis van het verschil tussen landelijke productie $\sum p_n(t)$ en de landelijke vraag $l(t)$ ².
- **Optimale inzet:** minimalisatie van de totale inzetkosten per eenheid, gegeven de (vermeden) systeem marginale kosten ofwel elektriciteitsprijs. Hierbij wordt de beslissingsvraagstuk samengevat als een serie aan/uit beslissingen over de planningshorizon. Elk van deze beslissingen impliceert al of geen brandstofkosten, als of geen vermeden systeemkosten (of dus elektriciteitsopbrengsten) en tot slot al of geen startkosten. Het aan/uit-pad met de laagste kosten, binnen de technische beperkingen van de faciliteit is het optimale pad. Dit probleem wordt in de context van de lambda iteratieve methode geadresseerd door een procedure die bekend staat als dynamisch programmeren.

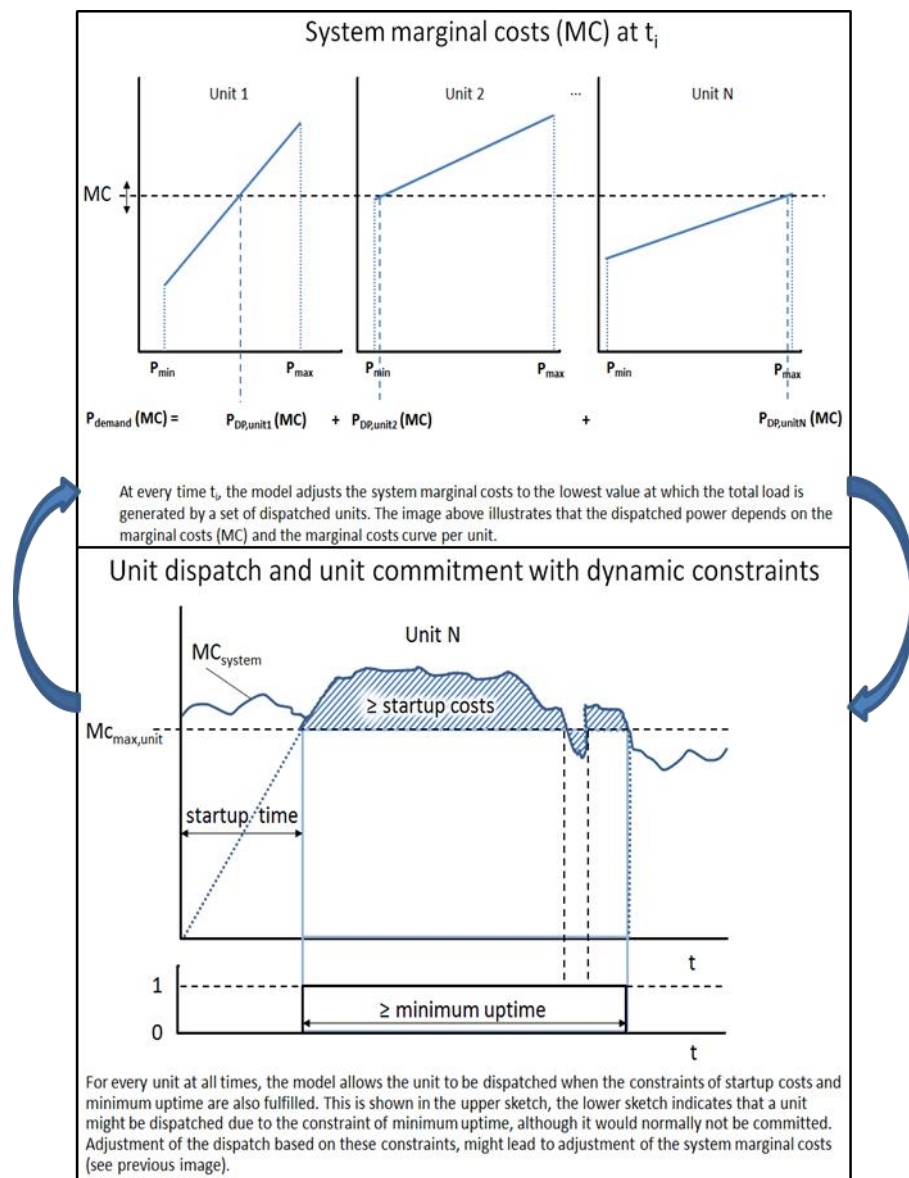
In Figuur 2 worden beide stappen geïllustreerd, met boven de optimalisatie van productie van de eenheden in het systeem, en onder de optimalisatie van de inzet van een eenheid.

¹ Binnen de besliskunde wordt de methode wel de *primale/duale iteratieve methode* genoemd naar de iteratieve sequentiële stappen die in de primale en duale ruimte worden gezet. Zie bijvoorbeeld (Bertsekas, 2001).

² Aan de vraag op tijdstip t wordt in de veelal Engelstalige literatuur gewoonlijk gerefereerd als de *load* $l(t)$.



Figuur 2 Illustratie van de optimale beslissing over productie door verschillende productie eenheden op tijdstip t_i , gegeven de inzet (aan/uit-beslissing) van de verschillende eenheden en resulterend in de optimale systeem marginale kosten $MC(t_i)$ (boven) en de optimale beslissing over de inzet van elk van de eenheden gegeven de systeem marginale kostencurve $MC(t)$ (onder)



4.2 Verdieping bestaande modelstructuur

4.2.1 Representatie Nederlandse productiepark

Het Nederlandse productiepark werd in het oorspronkelijke model gerepresenteerd door afvalverbranding, kolengestookte faciliteiten en gasgestookte faciliteiten, waarbij in de laatste categorie onderscheid werd gemaakt naar technologie zoals de gasturbine, de stoom- en gascentrale (STEG, een centrale waarbij de warme restgassen uit de gasturbine gebruikt worden voor stoomproductie waarmee een stoomturbine wordt aangedreven om de elektriciteitsproductie en dus het rendement te verhogen), de conventionele gascentrale met directe ondervuring van een stoomcyclus met stoomturbine en de conventionele gascentrale met een voorgeschakelde gasturbine, de zogenaamde combi-ketel.

Daarmee waren alle relevante segmenten van het Nederlandse productiepark in kaart gebracht, afgezien van de warmtekrachtkoppeling (WKK), i.e. productiefaciliteiten waarvan de restwarmte wordt ingezet voor overige processen. Alhoewel WKK-installaties in de basis gasgestookte installaties zijn en als zodanig gerepresenteerd kunnen worden, geldt voor dit type installaties een belangrijke additionele beperking, te weten de vereiste of gewenste warmteproductie.

In de Nederlandse markt is er sinds de jaren negentig een grote hoeveelheid WKK-vermogen geïnstalleerd, mede door het destijds gunstige ondersteuningsklimaat. In Nederland stond per 2014 ongeveer 9 GW aan WKK-productievermogen opgesteld (zie ook CE Delft, 2014), terwijl de Nederlandse vraag, waarmee al bijna de helft van de Nederlandse piekvraag kan worden bediend. Bij de inzet van WKK-installaties is het van belang of er vervangende middelen beschikbaar zijn om aan de lokale warmtevraag te kunnen voldoen. Het deel van de installaties waarbij dit niet het geval is, is verminderd flexibel inzetbaar en de inzet zal in belangrijke mate afhangen van de lokale warmtevraag. Dergelijke *warmte gedreven*-installaties kunnen dan ook niet reageren op lagere marktprijzen voor elektriciteit die veroorzaakt kunnen worden door een overvloedig aanbod van wind- en zonne-energie. Zo zullen dergelijke installaties ook op dergelijke momenten elektriciteit en warmte produceren en de elektriciteit aanbieden tegen prijzen die lager liggen dan hun marginale kosten van productie, om zo de kosten die gemoeid zijn met afschakeling van de warmteproductie te vermijden.

Dit gebrek aan flexibiliteit in productie kan in combinatie met een hoog aanbod van wind- en zonne-energie leiden tot negatieve prijzen op de DAM. Op dergelijke momenten ontstaat er een behoefte aan flexibele respons in het systeem om de balans tussen vraag en aanbod te handhaven. Deze behoefte aan opschakelbare vraag is een relatief nieuw fenomeen in het operationele beheer van elektriciteitssystemen, en is dus een direct gevolg van niet- of verminderd stuurbare invoeding van wind- en zonne-energie gecombineerd met lage vraagniveaus en/of gebrek aan flexibel afschakelbaar productievermogen in het conventionele park.

Voor de periode tot 2030 zal het voor waardevolle simulaties van het elektriciteitssysteem en de DAM dus van belang zijn om deze flexibiliteitsbehoefte scherp in beeld te krijgen. Daarom is in dit project nadrukkelijk gekozen voor de ontwikkeling van een gedetailleerde representatie van het Nederlandse WKK-park. Hiertoe zijn in de eerste plaats WKK-installaties gerepresenteerd aan de hand van zowel de elektriciteits- als de warmte-karakteristiek aan de hand van de zogenaamde warmtekrachtdiagrammen (veelal bekend als *PQ-diagrammen*). Daarnaast is voor verschillende categorieën van WKK-eenheden een uurlijks profiel opgesteld van de warmtevraag. Tot slot wordt er in de modellering de aanwezigheid van een gasgestookte boiler meegenomen. Indien in de inputdata wordt meegegeven dat er bij een WKK-installatie ook een gasgestookte boiler geïnstalleerd is, wordt de kosten optimale afweging gemaakt om juist de WKK-installatie of juist de gasgestookte boiler in te zetten. In dit geval wordt de WKK-installatie gemodelleerd als een elektriciteitsgedreven installatie. Als niet wordt aangegeven dat er een gasgestookte boiler aanwezig is, wordt de WKK-installatie ingezet zodra er sprake is van warmtevraag die bediend moet worden.

In geval van inzet (ofwel gedreven door de elektriciteitsvraag, of de warmtevraag) worden minimale en maximale productieniveaus voor elektriciteit afgeleid van het PQ-diagram voor de gegeven warmtevraag en de marginale kostencurve geschaald op basis van de marginale kosten van productie zonder warmtevraag.

4.2.2 Representatie omliggende elektriciteitsmarkten

In de vorige paragrafen is uitgelegd hoe het model een evenwichtsooplossing vindt voor één land. Tussen de Europese landen bestaan echter de nodige transportverbindingen die ervoor zorgen dat stroom zich beweegt van gebieden met teveel productie naar gebieden met te weinig productie (ten opzichte van de vraag in het betreffende land). Zo lopen er vanuit Nederland transportverbindingen met Duitsland, België, Noorwegen en Engeland. Als de transportstromen op deze verbindingen op een stabiele manier voorspeld kunnen worden, kan het optimalisatie-algoritme voor ieder land afzonderlijk toegepast worden.

Dat principe passen we toe in de backtesting over afgelopen jaren, waarin de daadwerkelijke stromen bekend zijn. We werken daarin met de ‘single-country’ versie van het PowerFlex-model. Voor toekomstanalyses is dit echter niet goed toepasbaar: afhankelijk van productiekosten, beschikbaarheid van centrales, variaties in vraag en van de productie uit hernieuwbare bronnen (zonn, wind) zal er in het ene uur veel stroom gaan van land A naar land B en in een ander uur in omgekeerde richting. Nederland is netto bijvoorbeeld een grote importeur van Duitse stroom, maar er zijn ook uren waarin Nederland exporteert naar Duitsland.

Om de transportcapaciteiten mee te nemen, is er binnen het project een ‘multi-country’ versie ontwikkeld van het PowerFlex-model. Dit betekent allereerst dat de gebruiker alle input gegevens moet aanleveren voor alle landen afzonderlijk, waaronder verwachte brandstofkosten, CO₂-prijs, karakteristieken van de centrales, en voorspellingen van de uurlijkse vraag naar elektriciteit alsmede productie uit hernieuwbare bronnen. Daarnaast moet de gebruiker specificeren hoe groot de transportcapaciteiten zijn tussen alle onderzochte landen. Het algoritme gaat vervolgens als volgt te werk:

1. Per land worden de iteraties uitgevoerd zoals in de single-country versie. Voor ieder land i wordt dus voor ieder uur een stroomprijs geschat: $\lambda(t,i)$.
2. Aan het eind van iedere iteratie vindt er voor alle landen een gezamenlijke berekening plaats van de optimale transportstromen tussen de landen. Deze transportstroom van landen i naar j in uur t duiden we aan met $f(t,i,j)$ en de maximale capaciteit $c(t,i,j)$. In feite wordt voor ieder uur een netwerkprobleem opgelost, analoog aan problemen in de logistiek. Uitgangspunt is dat er elektriciteit stroomt tussen twee landen i en j , van het laaggeprijsde land naar het hooggeprijsde land totdat ofwel:
 - a De prijs tussen beide landen gelijk is: $\lambda(t,i) = \lambda(t,j)$; of
 - b De transportcapaciteit maximaal benut wordt: $f(t,i,j) = c(t,i,j)$ of $f(t,j,i) = c(t,j,i)$.

De transportoptimalisatie kan geïnterpreteerd worden vanuit een markt-benadering als: zolang elektriciteitshandelaren geld kunnen verdienen door stroom te kopen in land i en duurder te verkopen in land j , zullen ze dit doen. In Europa werken de nationale netwerkbeheerders (TSO's) nauw met elkaar samen en passen ze geavanceerde algoritmes toe om de prijzen op de day-aheadmarkten zo goed mogelijk op elkaar te laten sluiten, voor de komende 24 uur. Dit heet marktkoppeling. De geïmplementeerde methode in het PowerFlex-model is een variant (price-based market coupling) van de door TSO's gebruikte algoritmen die merendeels flow-based zijn. Het zorgt voor



sterk vergelijkbare marktuitskomsten en is geschikt om een evenwichtssituatie te berekenen voor een groot aantal uren tegelijk en voor een groot aantal landen gezamenlijk.

Door het grote aantal uren waarover de transportoptimalisatie na iedere iteratie moet worden uitgevoerd, is een krachtige oplossingsmethode vereist. Het heeft een grote investering in ontwikkel- en testtijd gekost om tot een dergelijk algoritme te komen. Aanvankelijk is gezocht in de richting van snelle LP-oplossingen: het probleem is echter niet lineair en zelfs in vereenvoudigde vorm is het niet gelukt om het als een lineair programma (LP) te definiëren. Ook onderzochte methoden uit de literatuur bleken onvoldoende geschikt doordat ze teveel rekentijd in beslag namen. Daarom is gekozen voor een uiterst snelle heuristische en zeer nauwkeurige methode die minder dan 10% van de totale rekentijd benodigd.

Het succesvol ontwikkelen van deze methode was een van de belangrijkste doorbraken in het project. Het maakt het mogelijk om de multi-country versie van het PowerFlex-model in te zetten voor grootschalige optimalisaties van verschillende landen, rekening houdend met de invloed van alle transport-capaciteiten.

4.2.3 Nieuwe technieken

Power-to-Heat (P2H)

Power-to-Heat (P2H) is een veelbelovende optie om flexibiliteit te leveren in geval van overvloedige invoeding van wind- en/of zonne-energie. Het gaat hierbij om de conventionele technologie van warmte- en/of stoomproductie met een elektrische boiler. De technologie is technisch volgroeid, kent lage investerings- en onderhoudskosten, beschikbaar tot op industriële schaal-grootten van 50 MW tot 70 MW en zeer flexibel inzetbaar (zie ook CE Delft, 2015). In verschillende Noordwest-Europese landen is er de laatste jaren sprake van een toenemend geïnstalleerd vermogen aan P2H, mede gedreven door de verbeterende businesscase ten gevolge van de grootschalige introductie van wind en zon-PV. Deze technische optie om warmteproductie op gasbasis te substitueren door warmteproductie op basis van elektriciteit biedt goede mogelijkheden om juist de flexibiliteitsbehoefte aan opschakelbaar vermogen, bij hoge invoedingsniveaus van wind- en zonne-energie bij lage vraag of in aanwezigheid van inflexibel conventioneel vermogen zoals nucleaire eenheden, te exploiteren.

De implementatie van P2H in het PowerFlex-model is geïmplementeerd door voor elke WKK-eenheid de optie van P2H-installatie mee te geven in de input-data. Toepassing van P2H als alternatief voor de warmteproductie met een WKK-installatie biedt een relatief gunstige businesscase omdat in dit geval de aansluitkosten vermeden kunnen worden (zie ook CE Delft, 2015); de aansluiting is ten slotte al beschikbaar. Het technische potentieel voor deze situatie loopt op tot 2,8 GW in Nederland.

In de inputdata bestanden kan, naast P2H, ook wordt aangegeven dat er bij een WKK-installatie een gasgestookte boiler is geplaatst. Optimale inzet van de drie installaties, gegeven de lokale warmtebehoefte en de elektriciteits-prijs, wordt bepaald op basis van kosten minimalisatie. De elektrische boiler wordt hoofdzakelijk ingezet als elektriciteitsprijzen lager liggen dan de kosten van inzet van zowel de WKK-installatie als de gasgestookte boiler. Het typische inzetpatroon dat hierbij optreedt is inzet van de elektrische boiler bij elektriciteitsprijzen die lager liggen dan de vermeden gaskosten van de

gasgestookte boiler. Rendabele inzet van de WKK-installatie vergt voor de meeste installaties significant hogere elektriciteitsprijzen.

Overigens biedt de representatie van P2H en bijbehorende berekeningsmethodiek van de inzet aanknopingspunten voor representatie van vraagsturing door afschakeling. Echter, informatie met betrekking tot het technische potentieel in Nederland en de vereiste vergoeding die de onderliggende opportuniteitskosten zou moeten reflecteren is echter beperkt.

Elektrisch vervoer en warmtepompen

Voor elektrisch vervoer en warmtepompen zijn vooralsnog enkel data bijeen gebracht voor het opstellen van schaalbare profielen. Daarnaast zijn er enkele prototypen opgezet voor slim laden en vraagsturen. In een later stadium zal tot implementatie worden overgegaan.

4.3 Verbreding toepassingsterrein

Voor de verbreding van het toepassingsterrein van het model van de DAM tot de BM, kan worden uitgegaan van de oplossing van het planningsprobleem op dag vooruit basis. Op deze termijn wordt flexibiliteit aangeboden op de DAM, door impliciete beschikbaarstelling van capaciteit, expliciete handel in energie en impliciet beschikbaarstelling van vermogensregeling op uurbasis tegen operationele meerkosten.

Na sluiting van de DAM is inzet van productie en afname in real time in principe vastgelegd, en kan gewoonlijk slechts tegen hogere kosten weer aangepast worden omdat de beschikbare flexibiliteit in het systeem afneemt doordat minder en minder faciliteiten nog de technische mogelijkheden hebben voor aanpassing (zonder schade en/of kosten). Zo ligt de inzet van eenheden met langere starttijden, minimum inzettermijnen of afschakeltermijnen bijvoorbeeld goeddeels vast door dergelijke technische beperkingen. In het laatste uur voor levering is deze toenemende inflexibiliteit uitgebreid tot relatief snel startende eenheden zoals STEGs (in geval van een koude start) en kunnen nog slechts zeer snel schakelende faciliteiten vanuit stilstand, zoals gasmotoren of gasturbines. Deze technologieën en de draaiende reserve, i.e. faciliteiten die ingezet zijn en dus al produceren maar nog wel responsief kunnen op- en af kunnen regelen, zijn nog beschikbaar voor korte termijn respons op nieuwe flexibiliteitsbehoefte. Voor inzet op de BM worden bovendien eisen gesteld aan snel regelen vermogen (het zogenaamde regelvermogen), waaronder een impliciete eis aan de regelsnelheid van 7%/min. uitgedrukt in procenten van het geïnstalleerd vermogen.

Een mogelijkheid om besluitvorming op deze planningstermijn in beeld te brengen met behulp van inzet- en productiemodellen wordt geboden door na de sluiting van de DAM, i.e. de oorspronkelijke simulatie op basis van de voorspellingen voor de dag van morgen, verdere mogelijkheden tot aanpassing te simuleren. In eerste benadering kan bijvoorbeeld de geplande inzet van het park gefixeerd worden, wellicht afgezien van snelschakelend vermogen zoals gasmotoren en gasturbines. Vervolgens kan het model opnieuw worden toegepast om veranderde omstandigheden zoals vraag-, wind- en zonverwachtingen of uitval, waarbij wederom het doel is om de operationele kosten te minimaliseren. Daarbij kunnen ook eenheden uitgesloten worden van het vermogen om productie aan te passen, om te simuleren dat verschillende eenheden niet aan de eisen die gesteld worden aan regelvermogen kunnen voldoen. Resultaat zal aanpassing van productie van snel schakelend en snel regelen vermogen zijn, tegen de marginale kosten van deze eenheden. Omdat

dit nog maar een smaldeel is van het gehele park, met een steilere aanbod-curve als gevolg, zullen de prijsvariaties in dit marktsegment hoger liggen dan in de DAM zoals ook het geval is in de intradaymarkt (IDM) en de onbalans-markt (BM).

4.4 Versnelling algoritme

Om het model geschikt te maken voor toepassing in scenarioanalyses is het wenselijk dat scenario's snel kunnen worden doorerekend. Er zijn verscheidene analyses uitgevoerd om te komen tot identificatie van relatief tijdrovende procedures.

In de eerste plaats is versnelling bereikt door toepassing van een zogenaamde *warm start*. Doel hierbij is te komen tot een snelle eerste redelijke schatting van het prijsprofiel, om van daaruit de iteratieve procedure te starten. Klassiek wordt vaak een warm start ingezet door in eerste instantie volledige inzet te veronderstellen en vervolgens via een relatief veel snellere iteratieve procedure te komen tot optimale productieniveaus met bijbehorende marginale kosten van productie. Omdat hierbij de inzetbeslissing achterwege blijft en veel dynamische koppelingen worden losgelaten verloopt dit proces relatief snel. Bij nadere analyse bleek echter dat ook directe berekening van optimale productieniveaus mogelijk is zodat dit proces nog verder werd versneld.

Daarnaast bleek bij analyse van de rekensnelheid de DP-procedure relatief tijdrovend. Aangezien deze berekening in iedere iteratie voor elke eenheid wordt uitgevoerd is het voor de rekensnelheid van groot belang deze procedure zo efficiënt mogelijk te doorlopen. Daartoe zijn enkele stappen gezet die het berekeningsproces vereenvoudigen zodat het aantal berekeningsstappen kon worden teruggebracht.

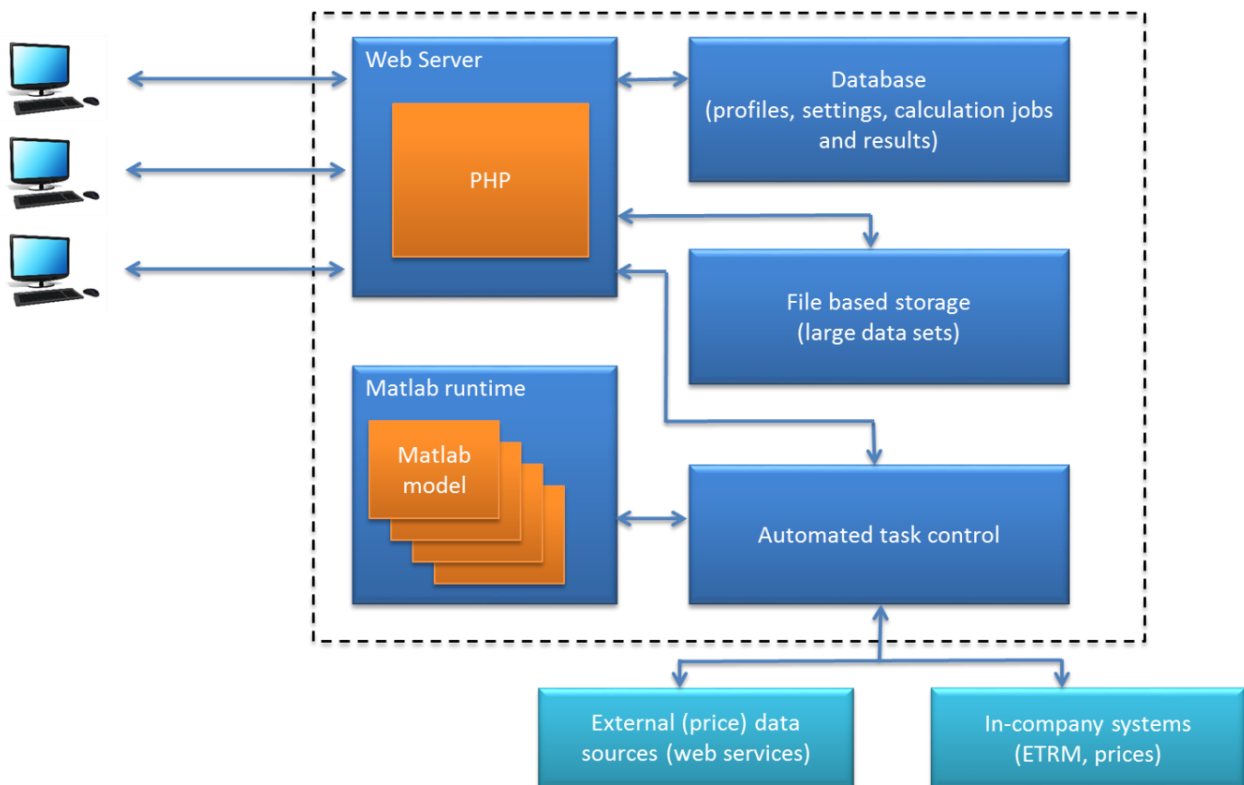
Tot slot is onderzocht of er winst kon worden behaald met de mogelijkheden van *parallel computing*, i.e. het parallel uitvoeren van veelvuldig herhaalde eenvoudige berekeningsstappen die worden uitgevoerd op de grafische kaart. Met name de DP-procedure is daarom in theorie geschikt om te paralleliseren. In de praktijk bleek echter dat deze procedure slechts ten dele te paralleliseren was, omdat de berekening verschilt voor eenheden met verschillende minimale inzet- en afschakeltijd. Bovendien bleek de communicatie met de grafische kaart relatief tijdrovend. Na deze verkenning is aan deze ontwikkeling binnen dit project geen verdere prioriteit gegeven. In de uiteindelijke implementatie van het model is deze optie dan ook niet geïmplementeerd.

5 Implementatie in webbased GUI

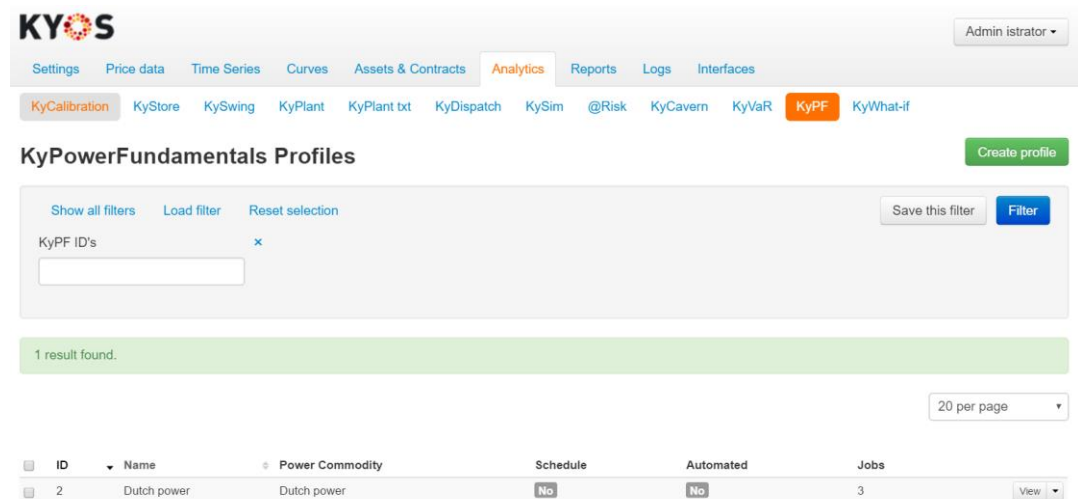
KYOS ontwikkelt de wiskundige algoritmen van haar modellen in Matlab. Ze worden echter via een web-gebaseerde interface toegankelijk gemaakt voor de gebruiker in het KYOS Analytical Platform. Het KYOS Analytical Platform (kortweg: Platform) is de combinatie van deze web-interface, samen met de onderliggende database, de (gecompileerd) Matlab modellen en software voor de interne data-afhandeling. Dit wordt in Figuur 3 vereenvoudigd weergegeven.

Voor aanvang van het project was het PowerFlex-model nog niet geïntegreerd in het Platform. In plaats daarvan waren er meerdere Excel-files waarin de gebruiker de invoerdata moest opslaan, waarna Matlab het inlas.

Figuur 3 Overzicht van het KYOS Analytical Platform



Figuur 4 Voorbeeld van een gebruikersscherm op het KYOS Analytical Platform



Voor de integratie in het Platform waren de volgende ontwikkelingen nodig:

1. Aanpassing van het datamodel. Het Matlab-model leest nu:
 - a. Allerlei parameters uit een XML-bestand. Het gebruik van XML maakt het mogelijk om parameters meer flexibel en toch zeer eenduidig te definiëren.
 - b. Allerlei grote datasets, zoals tijdreeksen, vanuit CSV-bestanden
2. Ontwikkeling van gebruikersschermen (zie Figuur 5). Merk op dat het model in het platform wordt aangeduid als KyPF of KyPowerFundamentals.
3. Allerlei zogenaamde 'back-end'-functies, niet zichtbaar voor de gebruiker. Deze zorgen bijvoorbeeld voor het correct functioneren van de schermen, het opslaan van invoerdata in de database, het starten van berekeningen, het verwerken van modeluitkomsten, enzovoorts.
4. Ontwikkelen van rapporten en grafieken die de resultaten inzichtelijk maken. Zo biedt het Platform in een grafische interface om de uurlijkse prijsprofielen te analyseren (zie Figuur 6), kan er worden ingezoomd en uitgezoomd, kunnen prijzen per maand worden bekeken (apart voor base, peak, offpeak) en kunnen de prijzen in andere (bestaande) Platform-functies verder worden gebruikt en geanalyseerd (vergeleken met andere prijzen bijvoorbeeld). Resultaten kunnen ook altijd worden geëxporteerd naar een Excel-bestand.

In het huidige project is vooral gezorgd voor mooie rapporten rond de stroomprijzen; in toekomstige ontwikkelingen zal meer tijd besteed worden aan het inzichtelijk maken van resultaten betreffende de centrales, zoals het totale gas- en kolenverbruik, of CO₂-uitstoot per land. Maar ook het gemakkelijk analyseren van resultaten per centrale zullen dan via mooie rapporten en grafieken getoond worden, met een scala aan filter- en aggregatiemogelijkheden. Binnen het huidige project was daar nog onvoldoende tijd voor.

Vermeldenswaard is verder dat KYOS in de eerste fase van het project modellen en functies in het Platform geïmplementeerd heeft voor het voorspellen van relevante tijdreeksen, zoals de elektriciteitsvraag ('load') en de productie uit hernieuwbare energiebronnen ('renewable production'). Dit was een gezamenlijke ontwikkeling van zowel Matlab als Platform.

Figuur 5 Voorbeeld van een gebruikersscherm op het KYOS Analytical Platform

General

Name	Dutch power		
Power Commodity	Dutch power EUR ⓘ		
Iterations	15		
Curve Length	1 years	<input type="range" value="1"/>	2017-12-31
Apply random variation in efficiencies	☐ Yes ☒ No		

Store power prices

Store hourly electricity curve in	NL Power KyPF ▼	KyCurve profiles for the selected power commodity, defined as direct upload.
Store baseload tradable products in	NL Power Base KyPF ▼	Baseload sources for the selected power commodity.
Store peakload tradable products in	NL Power Peak KyPF ▼	Peakload sources for the selected power commodity.
Store offpeak tradable products in	No sources ▼	Off-peak sources for the selected power commodity.

Commodities: Fuel and CO2

Commodity 1	Commodity 2	Commodity 3
API2 Coal ARA - USD x	TTF - EUR x	EUA Carbon - EUR x
Forward curve profile	Forward curve profile	Forward curve profile
API Coal ▼	TTF ▼	EUA Carbon ▼
Commodity ID: 20	Commodity ID: 4	Commodity ID: 25
Curve ID: 9	Curve ID: 2	Curve ID: 8

Load Forecasts

Figuur 6 Grafische interface om de uurlijkse prijsprofielen te analyseren

Graph view of NL Power KyPF (Dutch power) - 2016-02-15

[Back to curves](#)



6 Kalibratie en Validatie

De validatietesten van de beta-versie van het model zijn opgezet in de vorm van *backtesting*, i.e. de simulaties zijn opgezet om de optimale inzet in een periode in het verleden te bepalen. Gegeven de bestaande inrichting van het productiepark, de brandstofprijzen, het vraagprofiel import/exportprofiel en wind- en zonproductie zou de optimale inzet moeten leiden tot een systeem marginale kosten prijsprofiel dat overeenkomt met het gerealiseerde prijsprofiel op de DAM en inzetgegevens die overeenkomen met inzetdata over de betreffende periode.

De backtests zijn opgezet voor een drietal uitgangssituaties;

- land-specifieke backtest DAM;
- regionale backtest DAM;
- land-specifieke backtest DAM & BM.

De land-specifieke backtest van de DAM, uitgevoerd voor de Nederlandse markt, is opgezet door uit te gaan van het Nederlandse productiepark, in te zetten om de nationale vraag te bedienen, gecorrigeerd voor import en export. Omdat inputgegevens in verschillende mate van nauwkeurigheid beschikbaar zijn, laat dit enige ruimte voor aanpassing van de inputgegevens om te komen tot een backtest die historische prijzen en inzet goed reproduceert. De procedure voor validatie wordt daarom voorafgegaan door een kalibratieslag. Om te voorkomen dat kalibratie de validatie ondermijnd wordt gekalibreerd op een ijkjaar en gevalideerd op een navolgend jaar.

In de regionale backtest van de DAM wordt de land-specifieke oplossing losgelaten en het optimalisatieprobleem uitgebreid tot een regionale optimalisatie. Evenals in geval van de land-specifieke backtest dient hiertoe een kalibratie van de land-specifieke inputdata te worden uitgevoerd voor elk van de landen die in de regionale optimalisatie wordt meegenomen. Hierbij kan de regio land voor land worden uitgebreid, door de correctie van import en export zoals toegepast in de land-specifieke backtest aan te passen voor historische uitwisseling met het betreffende land.

Tot slot is er een land-specifieke backtest voor zowel de DAM als de BM opgezet. De BM betreft de aanpassingen van het productie- en afnameschema in real-time en is tot op heden goeddeels onafhankelijk van uitwisselingen met het buitenland. De achterliggende uitgangssituatie voor de DAM dient daarbij een realistische weergave van inzet te geven, waarbij geldt dat de land-specifieke backtest nauwkeuriger te kalibreren is dat het uitgebreidere optimalisatieprobleem van de regionale inzet.

6.1 Land-specifieke backtest DAM

De backtest is er op gericht om in beeld te brengen in hoeverre PowerFlex in staat is marktprijzen en inzet te reproduceren voor de recente markthistorie. Het is daarbij van belang te onderkennen dat de inputgegevens niet in alle gevallen bekend zijn, waarvan enkele invloedrijke inputvariabelen of parameters.



Zo hebben onderhoud en uitval van productiefaciliteiten in de praktijk significante invloed op de prijsvorming op de APX DAM. De beschikbaarheid van informatie of onderhoud en uitval zoals gerapporteerd aan de landelijke netbeheerder TenneT is echter beperkt en niet vrij van onjuistheden. Daarnaast bleek bij de opzet van de backtest dat de veronderstelde warmte-profielen voor WKK-toepassing een significante invloed hebben op de gesimuleerde prijzen, terwijl ook hierover slechts beperkte en veelal indirecte informatie beschikbaar is.

Voor deze inputgegevens worden dus in feite veronderstellingen gepleegd, deels op basis van beschikbare informatie maar ook logische redenering en simulatieresultaten. Risico hierbij is natuurlijk dat deze veronderstelde inputgegevens zodanig worden vastgesteld dat dit de resultaten (te veel) ten goede komt. Om dit risico te beperken is de backtest en bijbehorende inputparameterisering opgesteld voor één specifiek ijkjaar, en vervolgens zonder verdere aanpassing toegepast op een volgend ijkjaar.

In het geval van deze backtest is gekozen voor de ijkjaren 2013 en 2014, de meest recente jaren waarvoor zowel APX DAM-data beschikbaar waren, als inzetgegevens van productiefaciliteiten in Nederland van het CBS.

Daarbij gaat het in de eerste plaats om reconstructie van gemiddelde elektriciteitsprijzen en inzet op hoofdlijnen, zoals jaargemiddelde elektriciteitsprijzen en inzet in één of meer historische jaren. Omdat de flexibiliteitsbehoefte in de DAM zich met name manifesteert in de vorm van relatief lage en hoge residuele vraag, dient echter ook de variabiliteit van de elektriciteitsprijzen en inzet beschouwd te worden. Hierbij kan gedacht worden aan prijsextremen maar ook variabiliteit in termen van correlatie. Gedetailleerde inzetgegevens van productiefaciliteiten ter validatie van de backtest zijn niet beschikbaar in het publieke domein, maar kan wel geëvalueerd worden door analyse van de inzet op basis van 'first principles'. Daarbij kan gedacht worden aan evaluatie van modelresultaat als het gaat om consistentie van prijs, marginale kosten van productie en inzet.

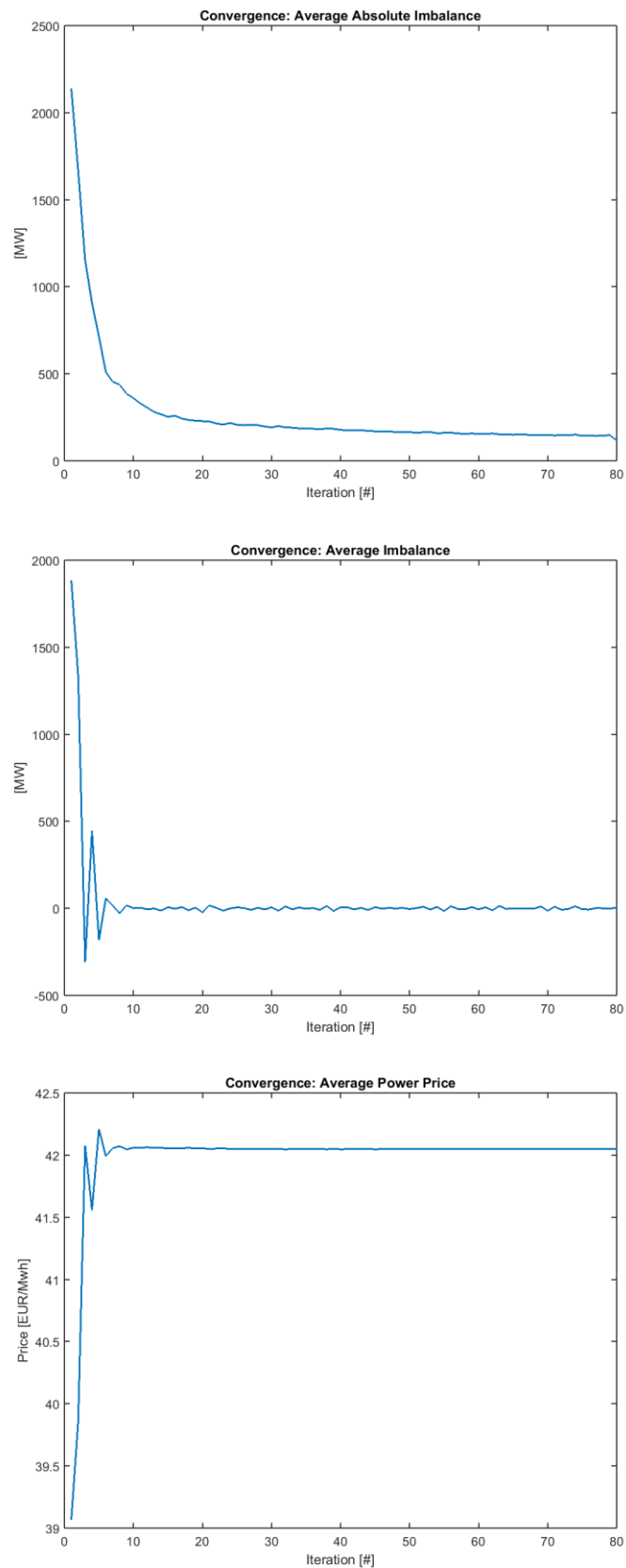
Convergentie

De zogenaamde primal-dual iteratieve procedure voor oplossing van het optimalisatieprobleem bestaat uit het om-en-om oplossen van de systeem-optimalisatie via een stapsgewijze aanpassing van het systeem marginale kostenprofiel, gevolgd door de eenheid-specifieke oplossing van het binaire inzetvraagstuk middels dynamisch programmeren. In dit proces wordt stap voor stap de optimale oplossing van het unit commitment-probleem benaderd, waarbij de vraag en aanbod met elkaar in balans worden gebracht. In dit proces wordt dus de 'resterende onbalans' stap voor stap teruggebracht tot uiteindelijk vrijwel nul. Tegelijkertijd benaderd het systeem marginale kostenprofiel over de tijd het optimale profiel stap voor stap. De oplossingsprocedure dient tijdens dit iteratieve proces dan ook een stapsgewijze verlaging van de resterende gemiddelde absolute onbalans naar 0 GW te laten zien, terwijl gemiddelde resterende onbalans met afnemende amplitude rond nul zou moeten variëren en de gemiddelde systeem marginale kosten dienen toe te nemen vanaf de 'warm start'-oplossing om vervolgens rond het optimale niveau te gaan variëren.

Convergentie tot de optimale oplossing wordt in dit proces dan ook geëvalueerd door de resterende onbalans in de tussentijdse oplossing te hanteren als criterium. In Figuur 7 wordt de ontwikkeling van deze maatstaf gedurende de loop van een simulatie na de *warm start* geïllustreerd.



Figuur 7 Illustratie van de ontwikkeling van resterende gemiddelde absolute onbalans (boven), resterende gemiddelde onbalans (midden) en gemiddelde marginale kosten van productie (onder) gedurende de loop van de optimalisatie procedure



Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting.

De eerste grafiek laat zien hoe de resterende gemiddelde absolute onbalans na de *warm start* in de eerste 20 iteraties sterk afneemt van gemiddeld 2 GW per uur tot vrijwel nul. De gemiddelde resterende onbalans, in de middelste grafiek, laten een ander patroon zien, met een sterke terugval in de eerste iteraties, waarna de resterende gemiddelde onbalans rond nul op en neer beweegt omdat de stapgrootte in de aanpassing van het systeem marginale kostenprofiel voor verschillende uren van het profiel het juiste niveau voorbij schiet, maar vervolgens weer in de andere richting wordt aangepast met kleinere stapgrootte. De gemiddelde marginale kosten van productie, in de derde grafiek, lopen in dit proces licht op van ongeveer 39 €/MWh tot ongeveer 42 €/MWh.

Het convergentiegedrag dat wordt geïllustreerd in Figuur 7 is representatief voor het convergentiegedrag dat is geobserveerd in een 50-tal verschillende simulaties en in die zin zijn er geen afwijkingen aan de orde geweest.

Prijsvergelijking - prijsduurkrommen

De resultaten van de prijsvergelijking voor de backtest van kalenderjaar 2013 en 2014 worden weergegeven in Figuur 8. De gesimuleerde prijzen en daadwerkelijke realisaties op de Nederlandse DAM-prijzen zijn hier weergegeven als prijsduurkrommen. Op hoofdlijnen laten beide curven elk een patroon zien dat een tamelijk goede overeenkomst laat zien met de prijsduurkrommen voor de APX DAM. Zo is de steilheid van de beide gesimuleerde prijsduurkrommen in het middensegment vergelijkbaar met die van de APX DAM-curven. Verder volgen de beide gesimuleerde prijsduurkrommen ook de opwaartse kromming voor de hoogste 1.000 piekkuren en de neerwaartse kromming voor de laagste 500 à 1.000 daluren.

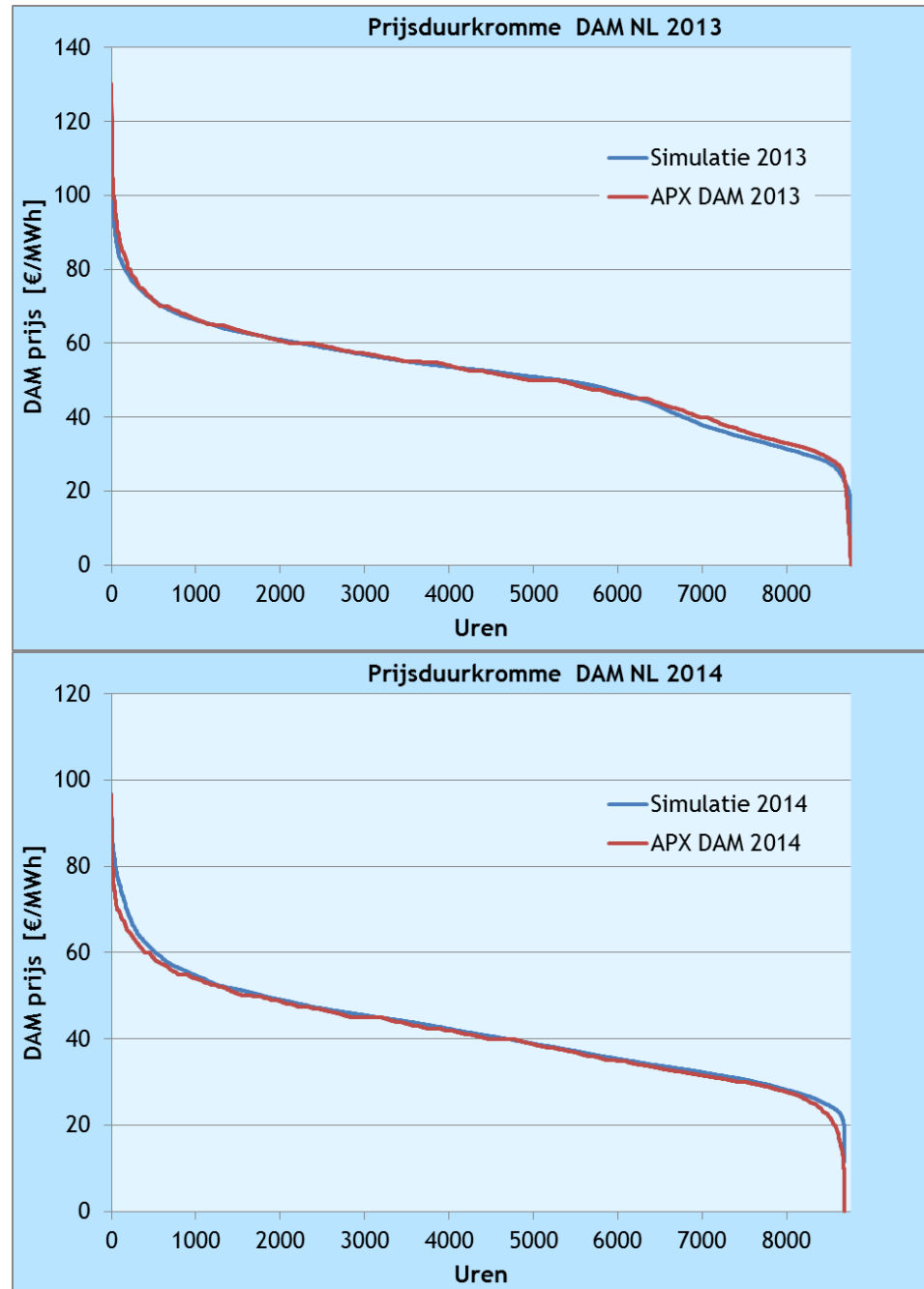
In Tabel 1 zijn enkele statistische kenmerken van de prijscurven op een rij gezet. Kijkende naar de gemiddelde waarde, de standaard deviatie geldt voor beide jaren dat de simulatie dicht bij de werkelijk gerealiseerde waarden ligt. Als het gaat om de minimale en maximale prijzen wordt echter wel duidelijk dat de prijsextremen zoals die op de APX DAM gerealiseerd zijn niet altijd gehaald worden.

Opwaartse prijsextremen ontstaan gewoonlijk bij prijsvorming op momenten dat de beschikbare capaciteit lager uitvalt dan verwacht door onverwachte uitval van productiefaciliteiten, met name als er relatief weinig capaciteit beschikbaar is om deze uitval op te vangen. Evenals in het geval van onderhoud, is de beschikbaarheid en betrouwbaarheid van dergelijke data beperkt. In het huidige model wordt daarom ook geen rekening gehouden met uitval. Overigens is in 2014 een significante hoeveelheid nieuw kolengestookt vermogen beschikbaar gekomen, zodat de geschetste situatie zich naar verwachting minder snel heeft kunnen voordoen in het tweede ijkjaar.

Neerwaartse prijsextremen ontstaan op momenten dat de residuele vraag zeer laag is terwijl aanbod van productie niet verder afgeregeld kan worden zonder significant hogere kosten. Daarbij kan het gaan om zogenaamde *must-run*-productie, i.e. productie waarvan afschakeling dermate hoge kosten met zich meebrengt dat dit onder normale omstandigheden ook niet te verwachten valt. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan WKK-toepassing voor warmtelevering binnen een industrieel proces zonder verdere back-upopties. De inputgegevens met betrekking tot deze karakteristiek zijn ontleend aan informatie op basis van een inschatting geleverd door EnergyMatters (zie ook CE Delft, 2014). De informatie kan dus afwijken van de praktijk. Overigens is volgens deze informatie een deel van het WKK *must-run* vermogen uitgefaseerd in 2013, zodat dit in 2014 significant vermogen lager lag.

Daarnaast wordt er voor de inschatting van de warmtevraag gebruik gemaakt van generieke uurlijkse warmtecurven, die mogelijk onvoldoende gedetailleerd zijn. Een te hoge warmtevraag leidt tot inzet en dus ook elektriciteitsproductie, onafhankelijk van de elektriciteitsvraag. Deze veronderstellingen zijn op vergelijkbare basis opgesteld voor 2013 en 2014, maar kunnen tot verschillen leiden in gelijktijdigheid.

Figuur 8 Prijsduurkromme simulatie 2013 en APX DAM Nederland 2013 (boven) en simulatie 2014 en APX DAM Nederland 2014 (onder) in €/MWh



Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting.

Tabel 1 Statistische vergelijking prijzen simulatie en APX DAM Nederland in €/MWh voor zowel 2013 als 2014

	Simulatie 2013	APX DAM 2013	Simulatie 2014	APX DAM 2014
Gemiddelde prijs & st. dev.	51.48 ± 13.46	51.94 ± 13.36	42.05 ± 10.99	41.18 ± 10.72
Minimum waarde	7.49	0.00	11.52	0.12
Maximum waarde	125.78	130.27	96.76	96.69

Bron: CE Delft, APX.

Neerwaartse prijsextremen kunnen echter ook ontstaan door productie met nucleaire en, in mindere mate, kolengestookte faciliteiten. Dergelijke installaties zijn minder geschikt om af te schakelen bij lage prijsniveaus. Afschakeling van deze eenheden omvatten langdurige processen van afschakeling waarbij grote zorgvuldigheid betracht dient te worden, zowel in verband met veiligheid als met eventuele schade aan de installatie (zie ook TU Delft, 2009).

Afschakeling betekent dus langdurige niet-beschikbaarheid en brengt mogelijk opportuniteitskosten met zich mee, als afschakeling slechts kortstondig nodig is. Bovendien zijn de startkosten voor dergelijke eenheden relatief hoog. In het huidige model wordt deze dynamiek goed gerepresenteerd maar benodigde inputdata zijn gebaseerd op generieke data in het publieke domein en kan in de praktijk afwijken.

Uit de vergelijking blijkt dat de prijsduurkrommen voor zowel het simulatiejaar 2013 als het simulatiejaar 2014 een realistische weergave van de realisatie van de prijsvorming op de APX DAM representeren.

Prijsvergelijking - patronen op jaarbasis

De hiervoor besproken prijsduurkrommen geven geen informatie over de patronen zoals die zich in het gesimuleerde prijsprofiel voordoen. Om de patronen op jaarbasis in beeld te brengen is in Figuur 9 het seizoenspatroon weergegeven aan de hand van daggemiddelde elektriciteitsprijzen zoals die volgen uit de simulatie en zich hebben voorgedaan op de APX DAM in Nederland. Deze patronen worden beïnvloed door seizoenseffecten in de vraag naar elektriciteit, met in Nederland gewoonlijk een lagere vraag in de zomer en een hogere vraag in de winter, een relatief lage vraag in vakantieperiodes zoals de kerstperiode. Daarnaast speelt ook het onderhoud van centrales een rol, aangezien dat gewoonlijk juist wordt gepland op momenten van verminderde vraag.

De zomer/wintereffecten zijn goed zichtbaar in de daggemiddelde prijspatronen in Figuur 9, evenals de invloed van de vakantieperiode. Deze patronen worden in de simulatie goed gevolgd. Verder is in Figuur 9 ook een werkdag/weekendpatroon te onderscheiden, met lagere prijzen in het weekend dan op werkdagen. Ook deze patronen zijn goed terug te zien in de simulatie. Wel tendeert de simulatie licht lager dan de gerealiseerde prijzen, met name in de zomer. Oorzaak ligt hier mogelijk wederom in de veronderstelde warmtevraag, zij het dat het in dit geval om een te hoge inschatting van de warmtevraag in de weekenden zou moeten gaan. Het effect lijkt op te treden in beide ijkjaren.

Figuur 9 Daggemiddelde elektriciteitsprijzen in de simulatie en APX DAM Nederland in €/MWh, voor 2013 (boven) en 2014 (onder)



Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting.

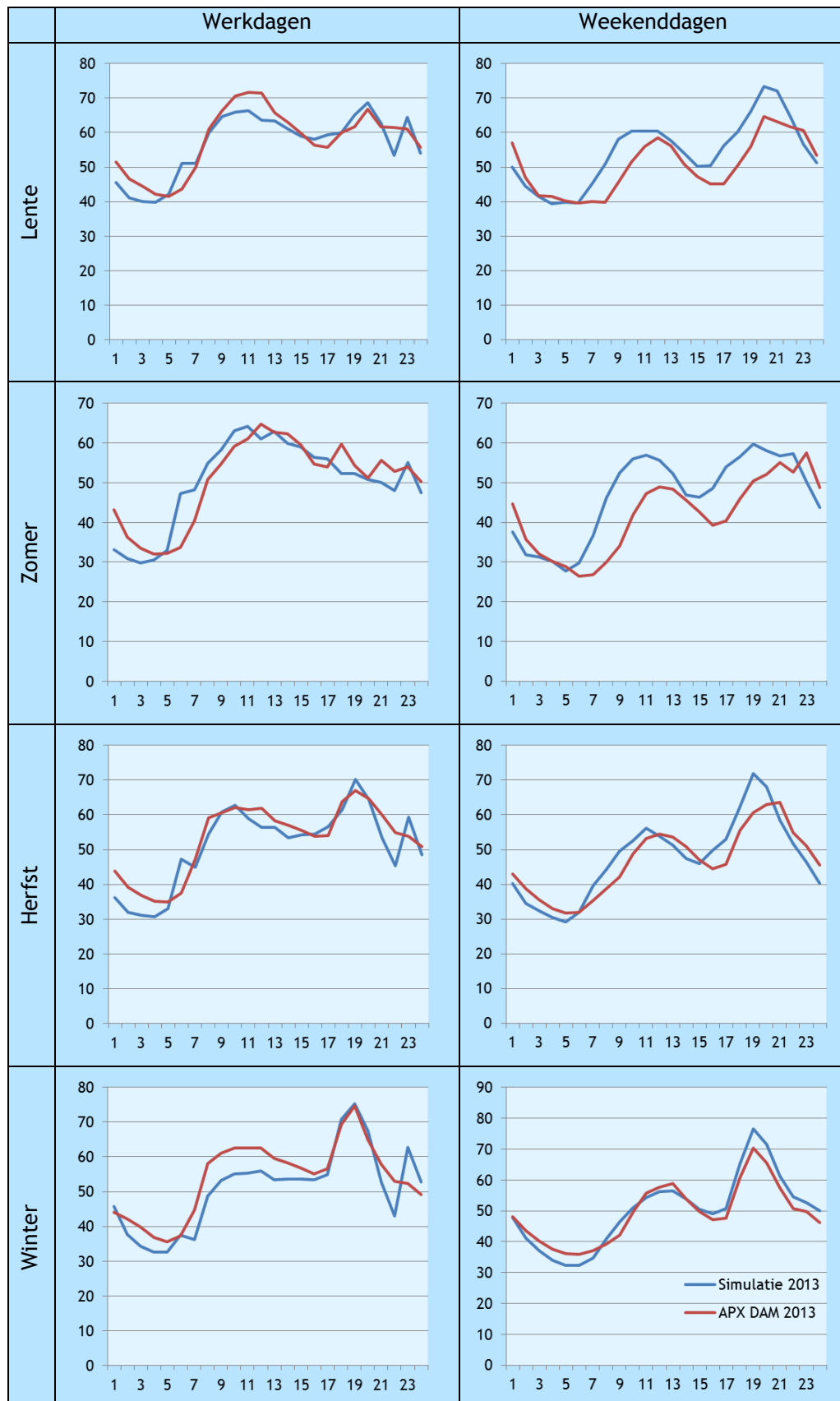
Tot slot kan opgemerkt worden dat er zich in het voorjaar van 2013, in de maanden maart en april, wat hogere prijzen voordeden. Deze prijstoenamen worden ook goed gevolgd in de simulatie, met name tijdens werkdagen. De prijstoenamen zijn in de simulatie terug te voeren op een tijdelijke prijsstijging in de onderliggende gasprijzen. Het feit dat de weekendprijzen op de APX DAM in deze periode niet al te sterk toenemen suggereert dat gas in deze periode niet prijszettend is op APX DAM. De relatieve stabiliteit van de weekendprijzen lijkt echter niet te worden gevolgd in de simulatie.

Samenvattend kan dus gesteld worden dat de simulaties de prijspatronen op de APX DAM goed volgen, zij het dat de prijssimulaties voor de weekenden licht afwijken. De minder accurate veronderstellingen die deze prijzen relatief sterk beïnvloeden liggen met name in de warmtevraagprofielen. Voor verbetering ontbreken de gegevens in het publieke domein en verdere 'kalibratie' van deze inputgegevens op basis van de resultaten is op voorhand niet gerechtvaardigd binnen de context van dit project. Wel dient de observatie in het achterhoofd gehouden te worden bij interpretatie van de resultaten.

Prijsvergelijking - patronen op dagbasis

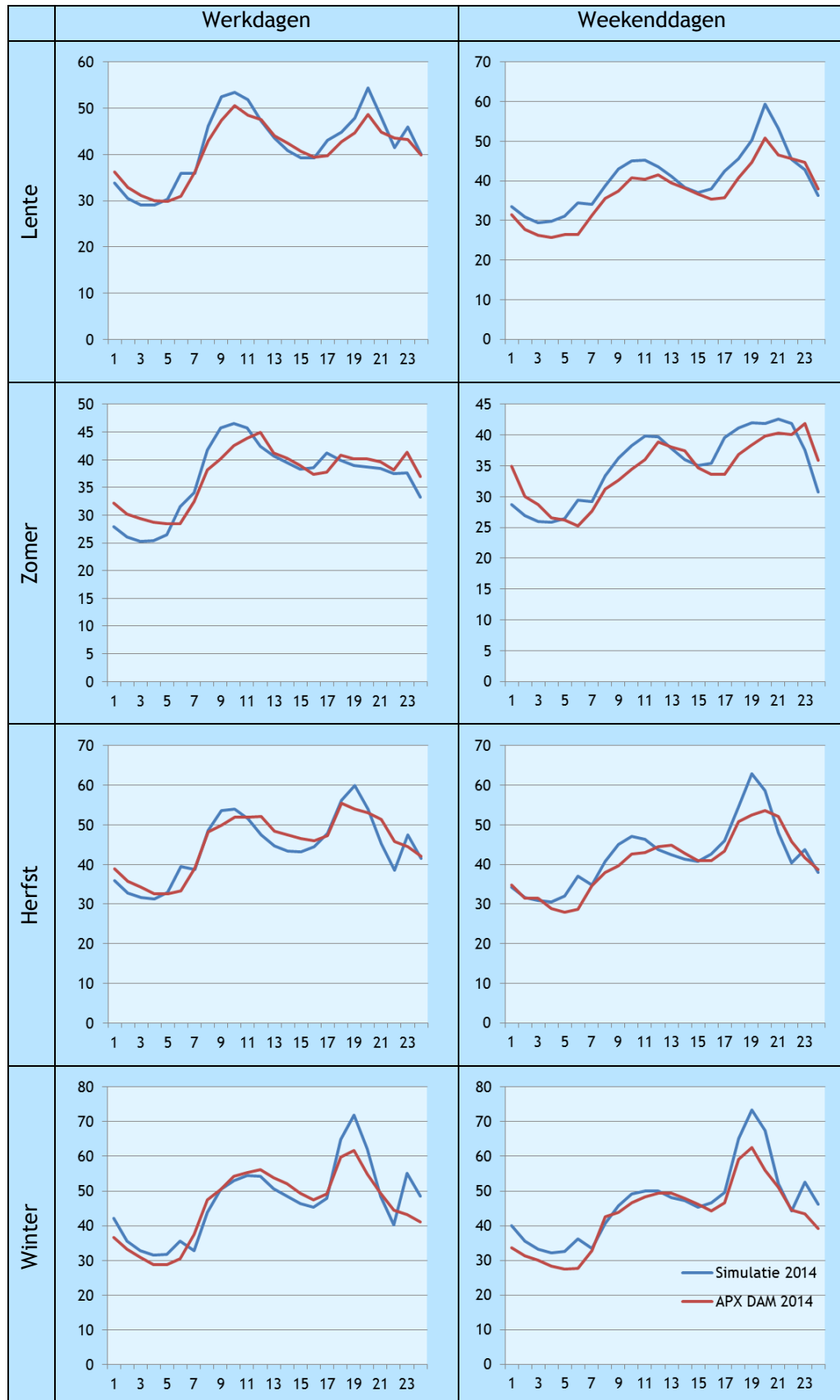
De prijspatronen op jaarbasis laten een tamelijk goede overeenkomst met de gerealiseerde APX DAM-prijzen zien. Naarmate het gesimuleerde prijsprofiel in meer detail beschouwd wordt echter, neemt de prijsvolatiliteit op de APX DAM toe en zullen ook de prijsverschillen toenemen. Dagpatronen kunnen nader vergeleken worden door te middelen over verschillende dagen om te komen tot representatieve dagpatronen waarbij de uurlijkse volatiliteit wordt gedempt. Wel moet daarbij onderscheid gemaakt worden tussen representatieve dagen voor de verschillende langeretermijnpatronen, i.e. de weekpatronen en de seizoenspatronen.

Figuur 10 Gemiddelde uurlijkse prijs [€/MWh] simulatie 2013 en APX DAM 2013 onderscheiden naar seizoen en werkdagen/weekenddagen



Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting.

Figuur 11 Gemiddelde uurlijkse prijs [€/MWh] simulatie 2014 en APX DAM 2014 onderscheiden naar seizoen en werkdagen/weekenddagen



Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting.

In Figuur 10 en Figuur 11 zijn daartoe de gemiddelde prijspatronen voor werk- en weekenddag weergegeven voor de vier seizoenen. In het geval van de prijspatronen op werkdagen valt daarin duidelijk het dagpatroon van de vraag te herkennen, met lage vraag tot een uur of vijf à zes, de sterke vraagtoename in de daaropvolgende uren tot het hogere vraagplateau vanaf een uur of negen. Ook de seizoensafhankelijkheid van de vraagontwikkeling in de namiddag valt duidelijk te herkennen, met lagere zomerse vraag in de namiddag en avonduren en een hogere winterse vraag in de namiddag en avonduren mede ten gevolge van de vroegere zonsondergang. In het weekend treedt de piek in de ochtend duidelijk wat later op, rond een uur of elf, in plaats van om negen uur.

Daarnaast is er in de zomerse weekenden ook sprake van wat hogere prijzen in de avonduren. De dagpatronen in de gesimuleerde prijzen gelijken de patronen zoals die zich op de APX DAM voordoen in de beide jaren tamelijk goed, zij het dat prijsspieken rond de overgangsuren in de ochtend en avond wat minder geprononceerd zijn, dan op de APX DAM. Mogelijk is dit een gevolg van het ontbreken van de ramprestricties in het model, die in de praktijk leiden tot ondersteuning van de grote vraagvariaties door flexibele maar duurdere eenheden.

Prijsvergelijking - patronen op uurbasis

De laatste stap in resolutie van prijsvergelijking is een vergelijking op uurniveau. Prijzen op uurniveau (zie ook Bijlage A) laten de sterkste volatiliteit zien en afwijkingen tussen simulatie en APX DAM in Nederland laten dan ook de grootste uitslagen zien in dit domein.

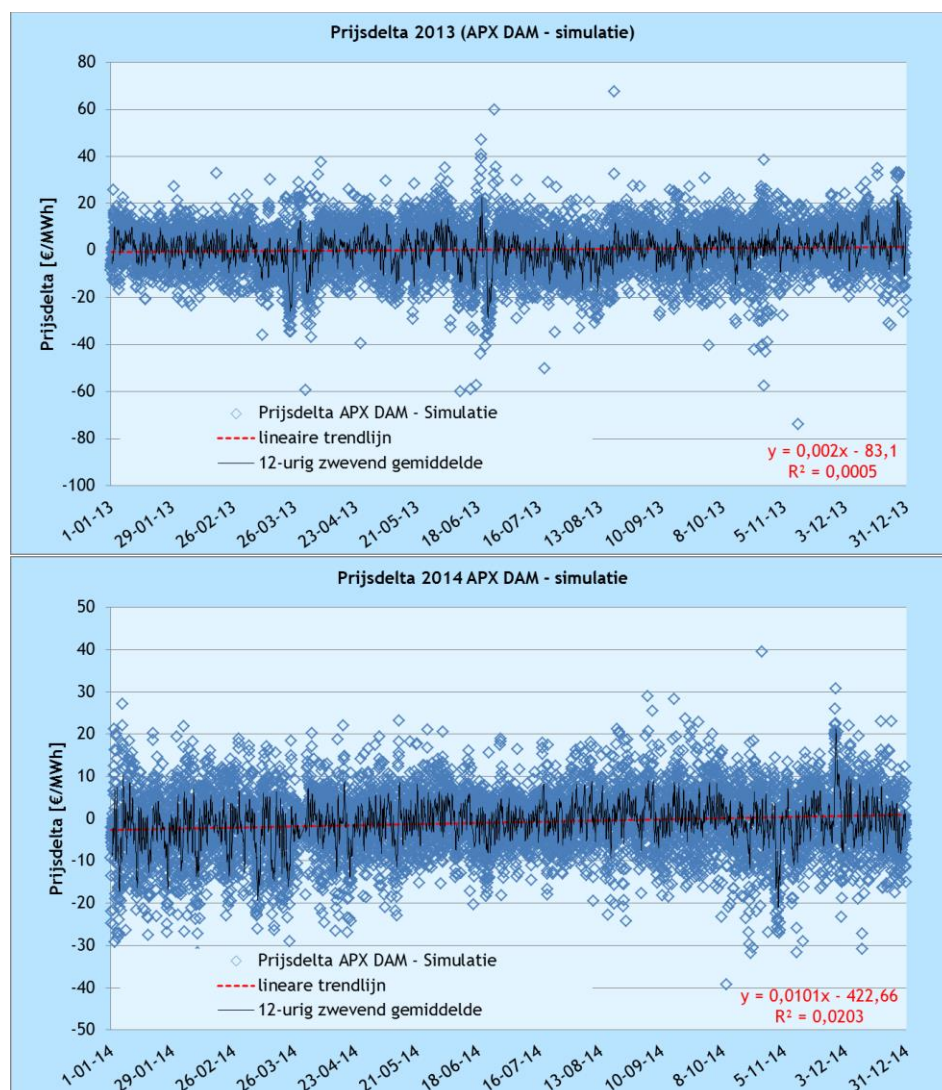
In Figuur 12 zijn de prijsdelta's tussen simulatie en realisatie weergegeven voor respectievelijk 2013 (boven) en 2014 (onder). Hieruit valt op te maken dat prijsverschillen op uurbasis sporadisch, in extreme gevallen, kunnen oplopen tot 40 €/MWh of hoger.

Dergelijke prijzen kunnen optreden als gevolg van bijvoorbeeld uitval van een installatie en vervangende capaciteit wordt gekenmerkt door relatief hoge marginale kosten van productie, zeker als dit optreedt op momenten dat de beschikbaarheid van vervangende capaciteit beperkt is door bijvoorbeeld door onderhoud. Uitval van installaties wordt in deze evaluatie niet meegenomen, mede omdat de data beschikbaarheid van uitval beperkt is en bovendien niet goed toetsbaar.

Daarnaast in beide grafieken in Figuur 12 een lineaire trendlijn (rood) toegevoegd. Zowel voor de 2013 als voor de 2014 simulatie ligt de trendlijn vrijwel horizontaal op nul, zodat er wat dat betreft geen systematische afwijking in de simulatie lijkt te liggen. Ook kan uit de tamelijk gelijkmatige verdeling over de loop van beide jaren opgemaakt worden dat er geen seizoensmatige afwijkingen aan de orde lijken te zijn.

Tot slot is ook een 12-urig zwevend gemiddelde (zwart) in de grafieken ingevoegd, overeenkomend met de duur van de piek- en dalperiode. Deze curven laten uitslagen zien tot zo'n 10 €/MWh en in enkele gevallen groter dan dat. Er is echter geen sprake van systematische patronen in deze curven.

Figuur 12 Prijsdelta tussen APX DAM en de simulatie in [€/MWh] voor 2013 (boven) en 2014 (onder)



Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting (Data: APX).

Concluderend kan uit voorgaande opgemaakt worden dat de verschillen tussen de simulatie en APX op uurbasis geen systematische patronen lijken te vertonen. Prijsverschillen op uurbasis laten echter wel een tamelijk volatiel patroon zien met relatief wat forsere uitslagen dan in voorgaande vergelijkingen, zoals ook verwacht mag worden bij toenemende resolutie.

Tabel 2 Prijsverschillen tussen simulatie en APX DAM Nederland in €/MWh voor zowel 2013 als 2014

	Simulatie - APX DAM 2013	Simulatie - APX DAM 2014
Gemid. Afwijking & st. dev.	0.47 ± 9.68	-0.87 ± 7.47
Gem. Abs. Afwijking & st. dev.	7.36 ± 6.31	5.65 ± 4.92

Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting (Data: APX).

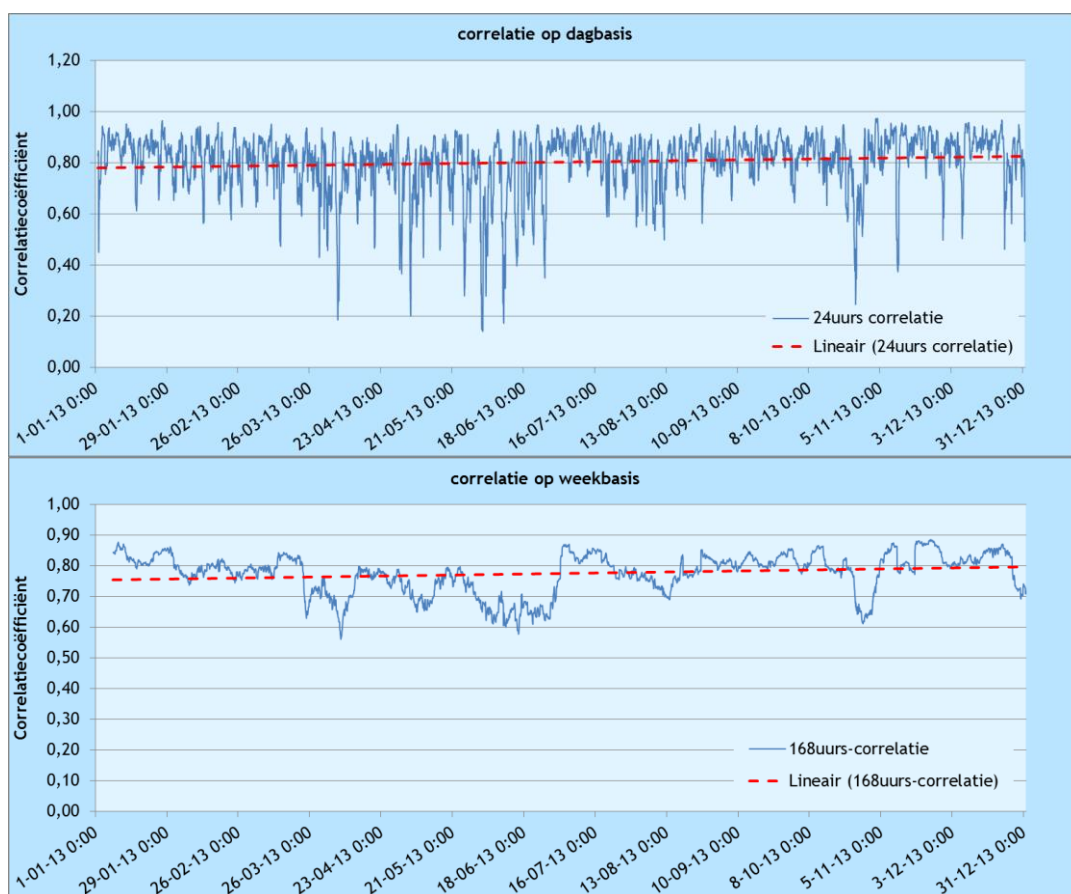
Prijsvergelijking - Correlatie Simulatie - APX DAM

Vergelijking van de absolute prijzen van de backtest met gerealiseerde prijzen zoals weergegeven in voorgaande paragrafen geeft inzicht in de mate waarin het model in staat is de werkelijke absolute prijzen te simuleren. Daarnaast kan ook gebruik gemaakt worden van correlatieanalyse om de relatieve prijsontwikkeling van de simulaties met de gerealiseerde APX DAM-prijzen te vergelijken. In Figuur 13 is de correlatie tussen beide weergegeven op dagbasis, i.e. de 24-uurs correlatie, (boven) en op weekbasis, i.e. de 168-uurs correlatie (onder).

Zoals blijkt uit de lineaire trendlijn laat de correlatie op dagbasis een tamelijk hoog niveau van correlatie zien van rond de 0,8. Alhoewel het correlatieprofiel een tamelijk evenwichtige verdeling over het jaar laat zien, is er met name in de lente en in de laatste maanden van 2013 sprake van neerwaartse uitschieters.

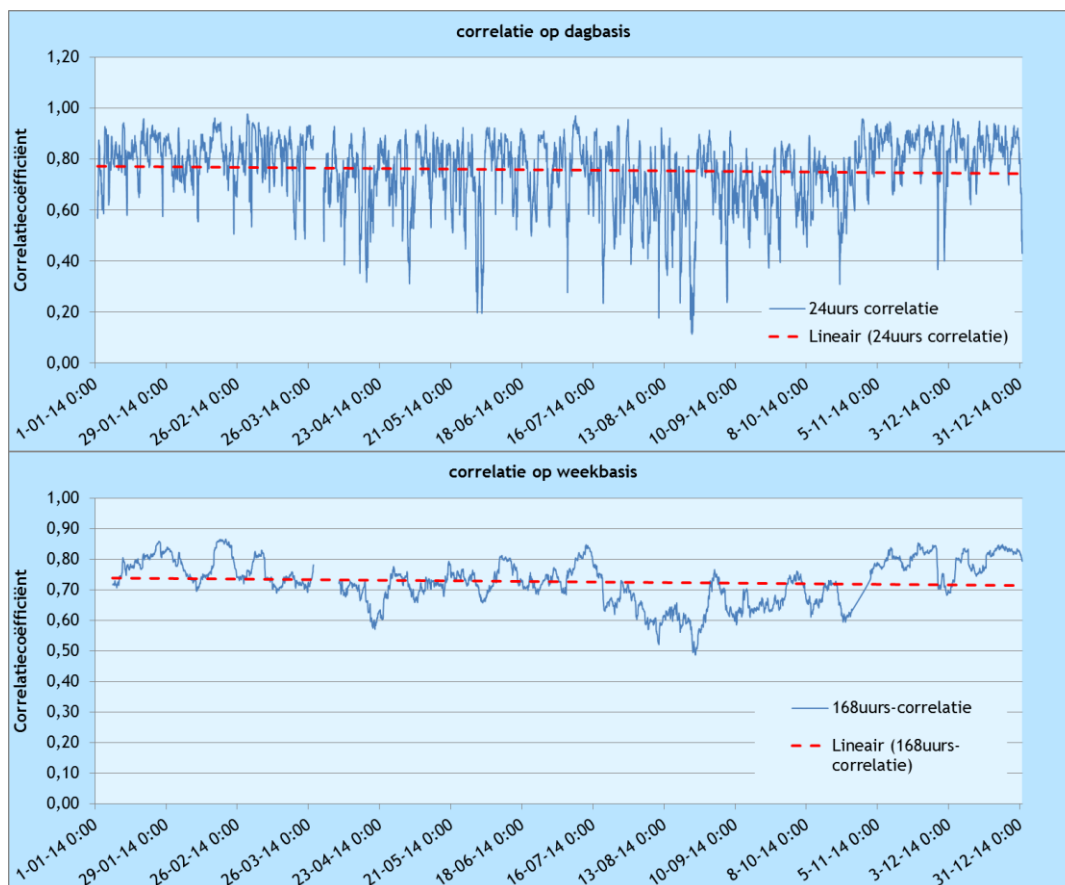
De correlatie op weekbasis laat een vergelijkbaar niveau zien van ongeveer 0,8. Wel is de correlatie in dit geval minder stabiel loopt licht op in de loop van het jaar. In dit geval blijken wederom de lentemaanden een verminderde correlatie te laten zien, en daarnaast met name november.

Figuur 13 Correlatie van de simulatie 2013 en APX DAM 2013 op dagbasis (boven), i.e. het 24-uurs zwevend gemiddelde, en op weekbasis, i.e. het 168-uurs zwevend gemiddelde (onder)



Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting.

Figuur 14 Correlatie van de simulatie 2014 en APX DAM 2014 op dagbasis (boven), i.e. het 24-uurs zwevend gemiddelde, en op weekbasis, i.e. het 168-uurs zwevend gemiddelde (onder)



Bron: CE Delft & Kyos Energy Consulting.

De correlatie op dagbasis en weekbasis voor 2014 laten vergelijkbare trendmatige niveaus zien als de correlaties voor 2013. In dit geval laten de correlaties met name in de zomermaanden neerwaartse uitschieters zien. Er lijkt daarom geen sprake van systematische effecten in de afwijkingen van de correlaties.

Tabel 3 Elektriciteitsproductie naar brandstof (en WKK-technologie) op basis van simulatie 2013 en CBS-data 2013

	2013		1014	
	Simulatie [TWh]	CBS-data [TWh]	Simulatie [TWh]	CBS-data [TWh]
Kolen & biomassa	29.3	29.4	33.6	32.9
Gas (totaal, incl. BFG)	57.5	58.0	54.3	55.5
waarvan:				
- WKK STEG	17.9	20.2	18.7	18.7
- WKK ST	4.7	4.0	4.7	3.7
- WKK GT	1.8	5.0	0.8	4.7
- WKK GM	11.5	12.2	12.2	11.3
Nucleair	2.9	2.9	4.2	4.1
Afval	4.7	4.2	4.7	3.9
Stookolie	-	0.1	-	0.3
Totaal (excl. hernieuwbaar)	94.3	94.6	96.7	96.7

Inzetvergelijking - jaarlijkse inzetgegevens CBS

Naast vergelijking van prijzen tussen simulatie en realisatie kan ook de inzet van eenheden op het niveau van brandstoffen en, in geval van gas, op het niveau van technologieën vergeleken worden. In Tabel 3 worden de jaarlijkse productievolumes voor respectievelijk 2013 en 2014 weergegeven, terwijl voor het gasgestookte volume nog onderscheid wordt gemaakt naar de verschillende WKK-technologieën. Uit de tabellen blijkt dat zowel voor 2013 en 2014 de gesimuleerde jaarvolumes voor de verschillende brandstoffen een realistische representatie vormen van de gerealiseerde volumes. In geval van de WKK-inzet is er in 2013 sprake van een onderschatting van het volume dat met WKK STEG-vermogen wordt geproduceerd. In geval van de jaarvolumes voor de WKK-gasturbine is dit het geval voor beide jaren. In beide gevallen wordt het tekort aan gasgestookte productie gecompenseerd door productie met centraal STEG-vermogen. Dit wordt vermoedelijk veroorzaakt door onderschatting van het elektrisch rendement van de betreffende WKK-eenheden, onderschatting van de warmtevraag die met deze eenheden wordt bediend of onderschatting van het must-run vermogen in de oorspronkelijke dataset zoals die ontleend is aan Energy Matters. Verdere kalibratie kan dit verschil mogelijk terugbrengen.

Conclusie

De land-specifieke backtest zoals de is uitgevoerd voor Nederland in 2013 en 2014 laat zien dat het modelsimulaties een goede representatie op kunnen leveren van de realisaties, zowel als het gaat om de prijsrealisaties op de DAM als om de jaarlijkse productiedata per brandstof en verschillende onderliggende technologieën.

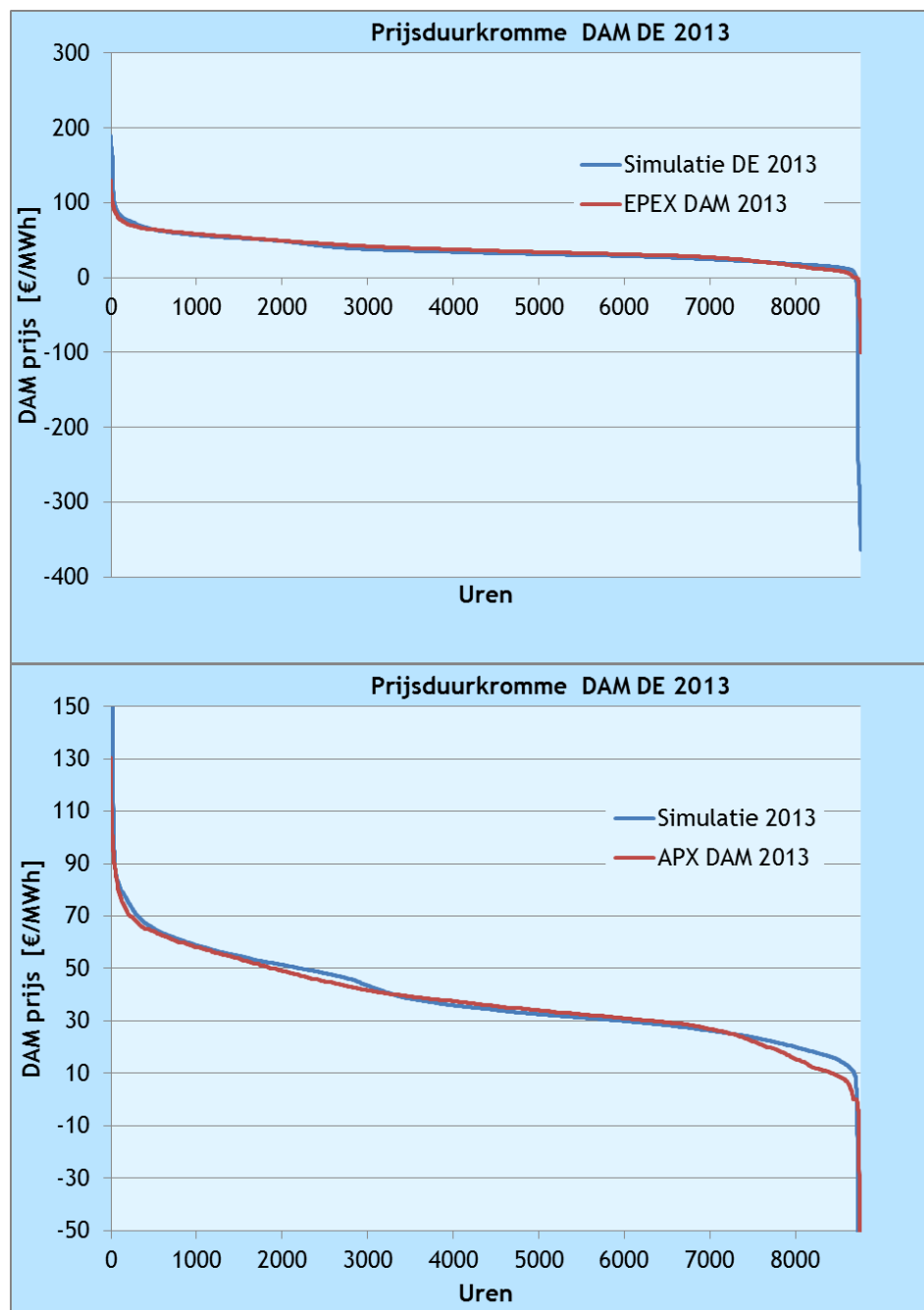
De simulaties vertonen een hoge mate van overeenstemming als het gaat om prijzen op verschillende schaalniveaus, i.e. seizoenspatronen, weekpatronen en dagpatronen. Naarmate het detailniveau toeneemt, neemt ook de volatiliteit van prijsverschillen tussen simulatie en realisatie toe, zodat bij uurlijkse basis de afwijkingen relatief groot worden.

6.2 Regionale backtest DAM

Voor de regionale backtest van de DAM zal voor elk land dat in de regio betrokken wordt een vergelijkbare nauwkeurigheid van kalibratie nodig zijn om tot vergelijkbare resultaten te komen. Een mogelijke benadering hiervoor is om aan land-specifieke kalibratie op te zetten die vergelijkbaar is met de procedure zoals gevolgd voor de Nederlandse markt. Op het moment dat de land-specifieke case voor het betreffende jaar gevalideerd is kan het betreffende land gekoppeld worden aan de regionale elektriciteitsmarkt voor de regionale markt analyse. In dat geval moet de correctie voor de netto transportbalans met het betreffende land die toegepast is op de vraag in de regionale markt weer worden op nul gezet worden, omdat transport het resultaat zal zijn van de koppeling van de regionale markten.

Om de methodiek te illustreren is in dit rapport gekozen voor de opzet van de land-specifieke case van Duitsland voor 2013, een elektriciteitsmarkt die relatief veel invloed heeft op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. In Figuur 15 wordt de prijsduurkromme weergegeven voor de simulatie van de Duitse EPEX DAM in 2013 in een tweetal grafieken, een overzichtsgrafiek (boven) en een gedetailleerder figuur (onder) door aanpassing van de schaal. Op het eerste gezicht lijkt dat de overzichtsgrafiek van de prijsduurkromme van de simulatie een redelijke representatie geeft van de realisaties op EPEX DAM in 2013. Belangrijk verschil is afwijking in de uiterste waarden, zowel als het gaat om opwaartse als om neerwaartse prijsexcursies.

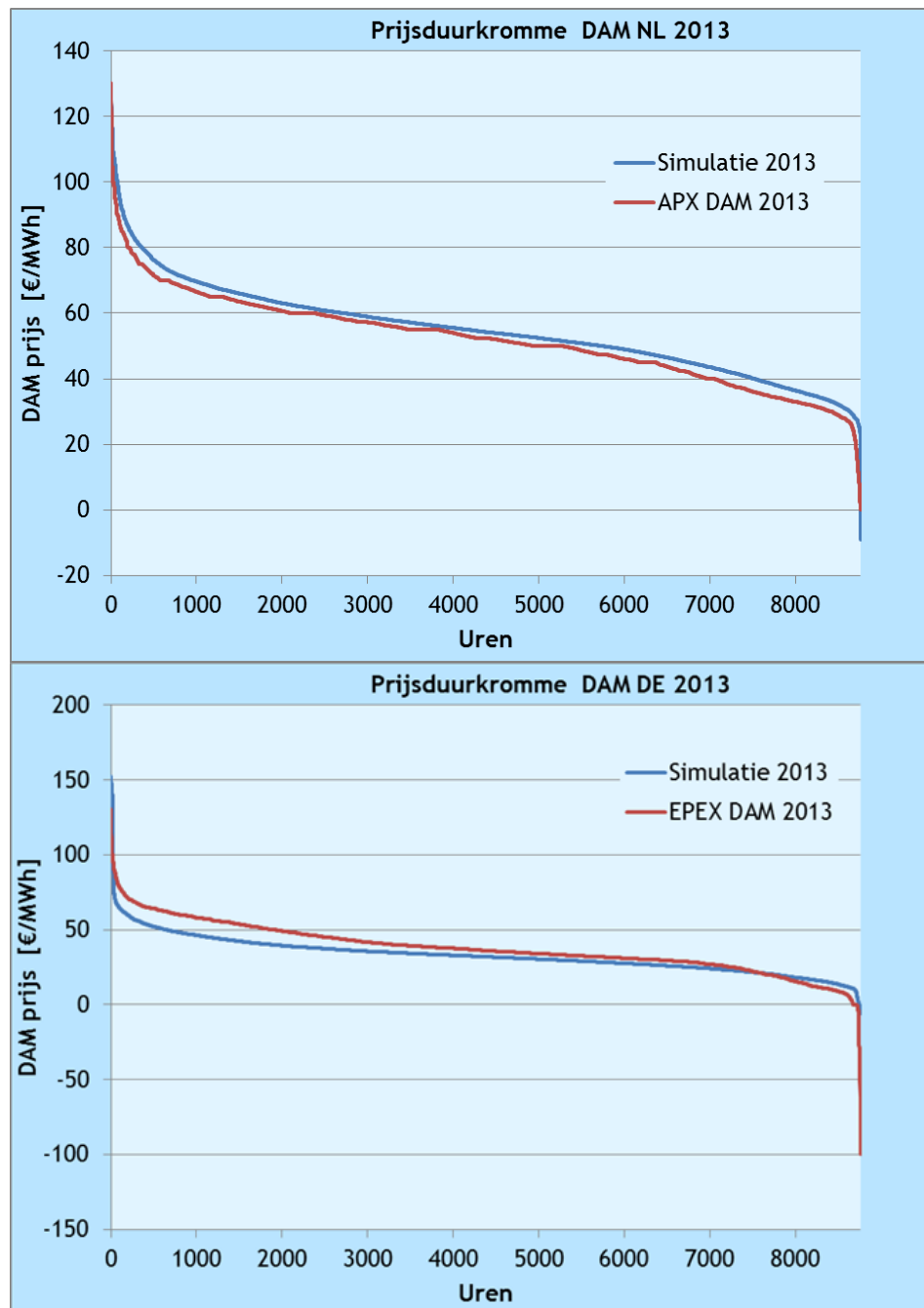
Figuur 15 De gesimuleerde en gerealiseerde prijsduurkromme voor de Duitse EPEX DAM in 2013 (boven). In de tweede figuur (onder) een gedetailleerder beeld door aanpassing van de schaal



De gehanteerde representatie leidt dus tot een onderschatting van de beschikbare flexibiliteit om extreme volumes te kunnen accommoderen in de Duitse markt. Wordt de prijsduurkromme in meer detail beschouwd (onder) dan blijkt ook op deze schaal de simulatie redelijk overeen te komen met de realisatie, zij het dat in de lagere prijsregio's afwijkingen optreden.

Mogelijk wordt dit veroorzaakt door de doorberekening van bruinkool prijzen of kosten, een commodity waarvoor prijsvorming minder transparant is dan bijvoorbeeld kolen en aardgas. Anderzijds kan de afwijking ook het gevolg zijn van de invloed must-run WKK-vermogen in industrie en stadsverwarming, eveneens een input gegeven waarover minder direct toegankelijke informatie beschikbaar is in het publieke domein.

Figuur 16 De gesimuleerde en gerealiseerde prijsduurkromme voor de Duitse EPEX DAM in 2013 (boven) en de Nederlandse APX DAM in 2013 (onder) op basis van een regionale optimalisatie



Ondanks de genoemde afwijkingen oogt de simulatie overwegend als een redelijke representatie van de Duitse EPEX DAM. Deze simulatie is gekoppeld aan de Nederlandse simulatie voor 2013 zoals die in het voorgaande hoofdstuk is opgezet en gevalideerd.

De regionale prijssimulatie die uit deze procedure resulteert is gepresenteerd aan de hand van de prijsduurkrommen voor de Nederlandse en de Duitse markt in Figuur 16. Hieruit blijken de Nederlandse gesimuleerde prijzen licht hoger te tenderen dan de realisaties op de APX DAM, terwijl de simulaties voor Duitsland licht lager tenderen. Dit lijkt tegen intuïtief aangezien de Duitse prijzen lager liggen dan de Nederlandse prijzen; koppeling van de beide

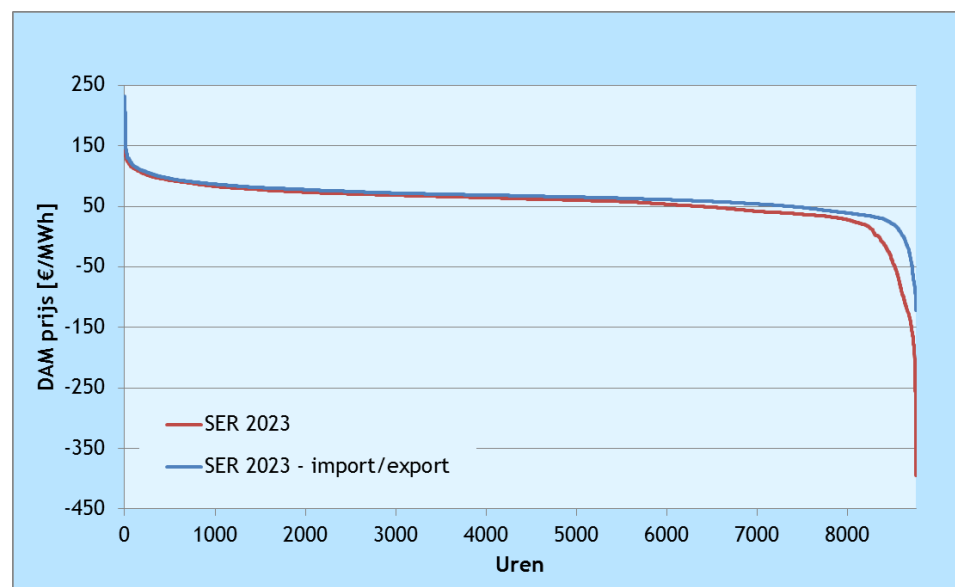
markten zou intuïtief moeten leiden tot convergentie van de prijsprofielen, terwijl hier juist divergentie lijkt op te treden. Echter, de facto zouden de curven naar de realisaties moeten tenderen. In de land-specifieke backtest werd reeds rekening gehouden met de uitwisselingen over de grens.

Naast de directe koppeling tussen verschillende markten die grote invloed hebben op de markt die geanalyseerd wordt, kan voor evaluatie van bijvoorbeeld achterliggende gebieden eventueel nog gekozen worden voor een representatie die verder gaat dan eenvoudigweg de toekomstige scenario's te evalueren met het bijbehorende een historisch import profiel. Indien bijvoorbeeld een toekomstscenario wordt opgebouwd door een historisch wind- en zon-jaar te schalen aan de hand van het geprojecteerde geïnstalleerde vermogen voor deze technologieën, kan de netto uitwisseling met het betreffende land eveneens geschaald worden. Zeker in geval van historische jaren waar de invloed van zon en wind en correlaties tussen productie van wind- en zonne-energie in naburige markten zal het historische profiel de weerslag van deze correlaties laten zien en als zodanig ook als flexibiliteitsvoorziening functioneren. Een dergelijk profiel kan eventueel geschaald worden voor aan de hand van projecties voor geïnstalleerd vermogen in de naburige markt met een plafond op basis van de eveneens op projectie gebaseerde transportcapaciteit.

Het resultaat van een dergelijke benadering wordt geïllustreerd in Figuur 17, voor de casus van het SER 2023-scenario (geïnstalleerd vermogen voor wind op basis van SER Energieakkoord en zon-PV op basis van de NEV 2015). Het SER 2023-scenario betreft een evaluatie van de Nederlandse markt zonder verdere verrekening van eventuele netto import over de Duitse grens, terwijl het tweede scenario is gebaseerd op evaluatie van de Nederlandse markt inclusief verrekening van de geschaalde netto import vanuit Duitsland.

De invloed van deze verrekening werkt in feite als een flexibiliteitsoptie, zoals bij grensoverschrijdende transportcapaciteit met name voor wind inderdaad het geval is. Resultaat is een significante afname van het aantal uren met lage of negatieve prijzen en de diepte van de prijsval.

Figuur 17 Illustratie van de invloed van de geschaalde netto import voor 2023 op de evaluatie van het SER 2023-scenario, als alternatief van expliciete representatie van de betreffende naburige markt



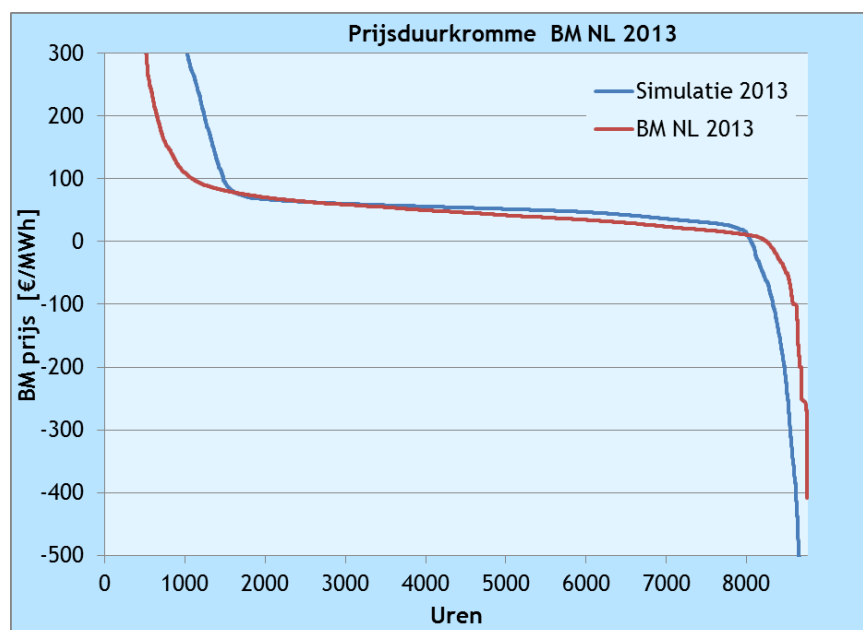
6.3 Land-specifieke backtest BM

Voor de backtest van de BM is in deze analyse uitgegaan van de DAM inzet en beprijzing zoals in beeld gebracht in het eerste deel van dit hoofdstuk. Om te komen tot een simulatie van de BM wordt dit gehanteerd als uitgangssituatie en vervolgens wordt de het te bedienen vraagprofiel gecorrigeerd voor de feitelijke onbalans in 2013. Nu volgt de iteratieve procedure zoals is toegelicht in Paragraaf 4.1, behalve dat slechts de snel schakelbare eenheden worden meegenomen in de procedure voor de optimale inzetbepaling. Voor wat betreft de optimalisatie van de productie worden slechts de flexibele eenheden meegenomen, i.e. de eenheden met een hoge mate van regelbaarheid. Kolengestookte eenheden en WKK-eenheden worden in deze procedure dus niet meegenomen.

De procedure als toegelicht in Paragraaf 4.1 wordt nu dus toegepast om met een zeer beperkte set aan snel schakelbare en regelbare eenheden relatief bescheiden aanpassingen van de verwachte vraag (en/of niet-stuurbare productie van wind- en zonne-energie of uitval van draaiende productie eenheden) te bedienen. Resultaat is een relatief klein volume aan afregelen/of opregelvermogen dat wordt ingezet tegen relatief volatiele operationele kosten. De aanbodcurve wordt nu samengesteld door een kleine set aan snel schakelbare eenheden en is vrijwel onvermijdelijk steiler dan de aanbodcurve in de DAM. Kleine volumes hebben dus grote prijseffecten.

Wat volgt is een uurlijkse aanpassing van de bediende vraag, i.e. onbalans, tegen volatiele kosten. In Figuur 18 wordt de prijsduurkromme van de resultaten weergegeven voor zowel de simulatie als de prijsrealisaties in de Nederlandse BM in 2013. Gegeven het feit dat de BM bediend wordt door een bescheiden set aan productie-eenheden met een hoge prijsgevoeligheid voor volumevariaties laten de gesimuleerde duurkromme en de realisaties in de BM een opmerkelijke gelijkvormigheid zien met scherpe prijsspieken en prijsvallen elk gedurende zo'n 1.000 uur.

Figuur 18 Prijsduurkromme voor de BM zoals die volgt uit evaluatie deze markt door inzet te fixeren en slechts het snel schakelende en snel regelende vermogen toe te staan om op veranderende voorspelling van vraag en aanbod van wind- en zonne-energie te reageren



Voor het overige laten simulatie en realisatie vrij vergelijkbare prijsniveaus zien die ook vergelijkbaar zijn met prijsniveaus in de DAM. Gezien het feit dat het hier gaat om simulatie van een marktsegment dat tot op heden niet of nauwelijks in beeld gebracht wordt in elektriciteitsmarktmodellering en ons verder geen vergelijkbare toepassing van deze methodiek bekend is, sterkt het tot de aanbeveling deze methodiek aan uitgebreidere analyse te onderwerpen.

6.4 Conclusie

PowerFlex laat op alle drie de geëvalueerde kernpunten een goede performance zien. Voor de land-specifieke evaluatie van de DAM laat het model op vrijwel alle fronten een gedetailleerd en waarheidsgetrouw beeld van de elektriciteitsmarkt zien. Ook de uitbreiding tot een regionaal multi-country-model laat goede resultaten zien, al zij daarbij opgemerkt dat kalibratie complexer wordt naarmate het model complexer wordt. Het model geeft tot slot een relatief goede gedetailleerde representatie van de elektriciteitsmarkt, zowel als het gaat om de DAM als om de BM. Wel vraagt de analyse van de BM om verdere validatie gegeven het feit dat hier relatief onontgonnen terrein mee in kaart wordt gebracht.

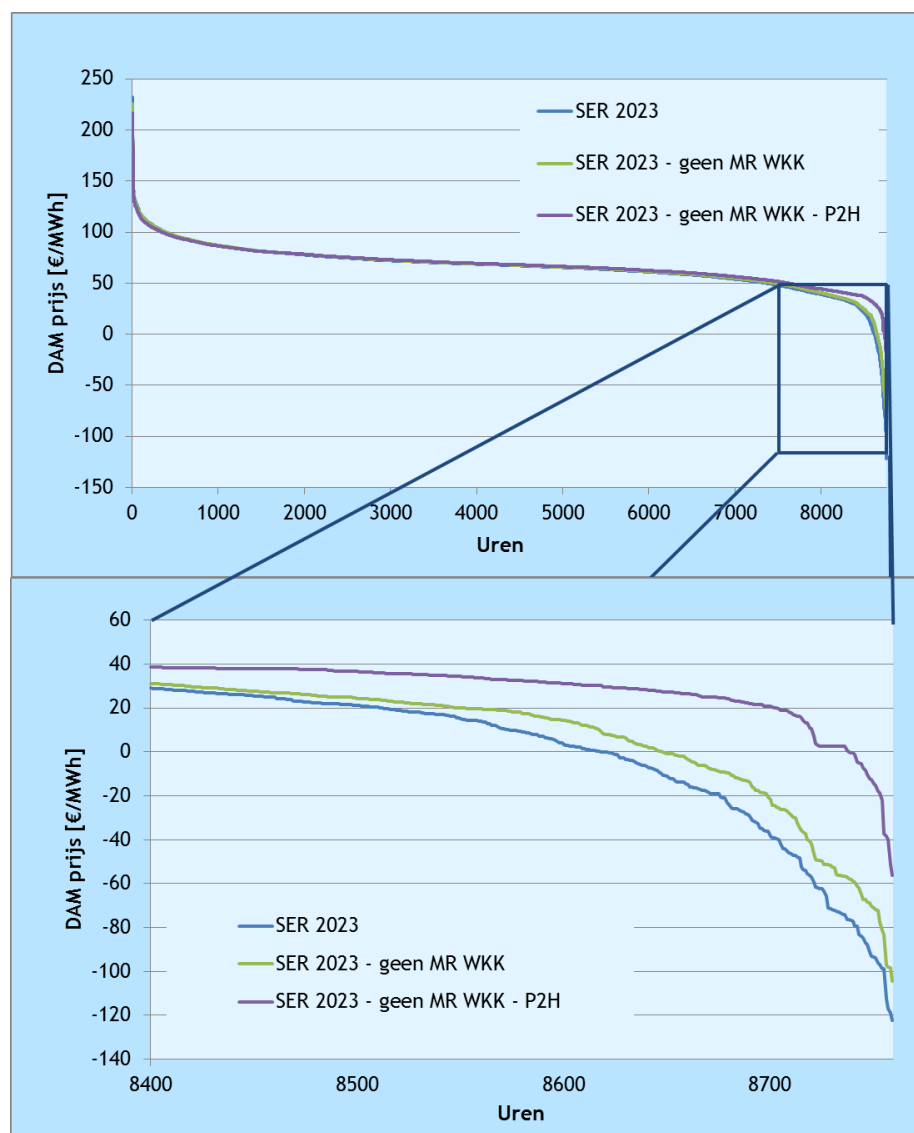
7 Enkele scenario's voor 2023

Te behoeve van verschillende projecten zijn verscheidene analyses met PowerFlex uitgevoerd. In dit overzicht wordt kort ingegaan op een aantal aspecten in het kader van de flexibiliteitsvoorziening die nog niet in de voorgaande hoofdstukken aan de orde zijn geweest.

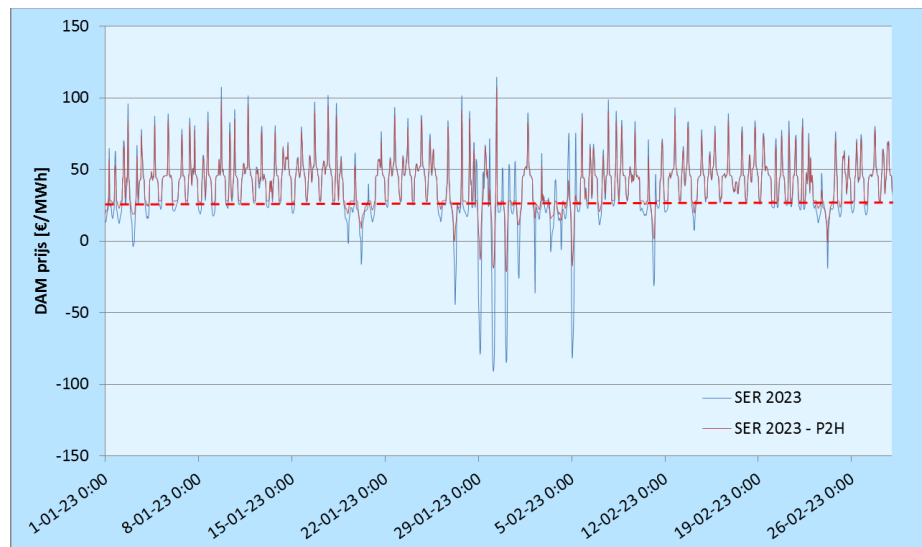
Hiertoe wordt gebruik gemaakt van een drietal scenario's voor de Nederlandse markt in 2023 (zie Figuur 19);

- het SER 2023-scenario, i.e. een scenario waarin de SER-doelstellingen behaald worden;
- het SER 2023-scenario zonder must-run WKK;
- het SER 2023-scenario zonder must-run WKK en een groeiden aandeel van 2,8 GW P2H.

Figuur 19 Prijsduurkrommen voor een drietal scenario's (boven), met een detailoverzicht van de onderscheidende uren (onder)



Figuur 20 Vergelijking prijscurven voor het SER 2023-scenario zonder en met P2H



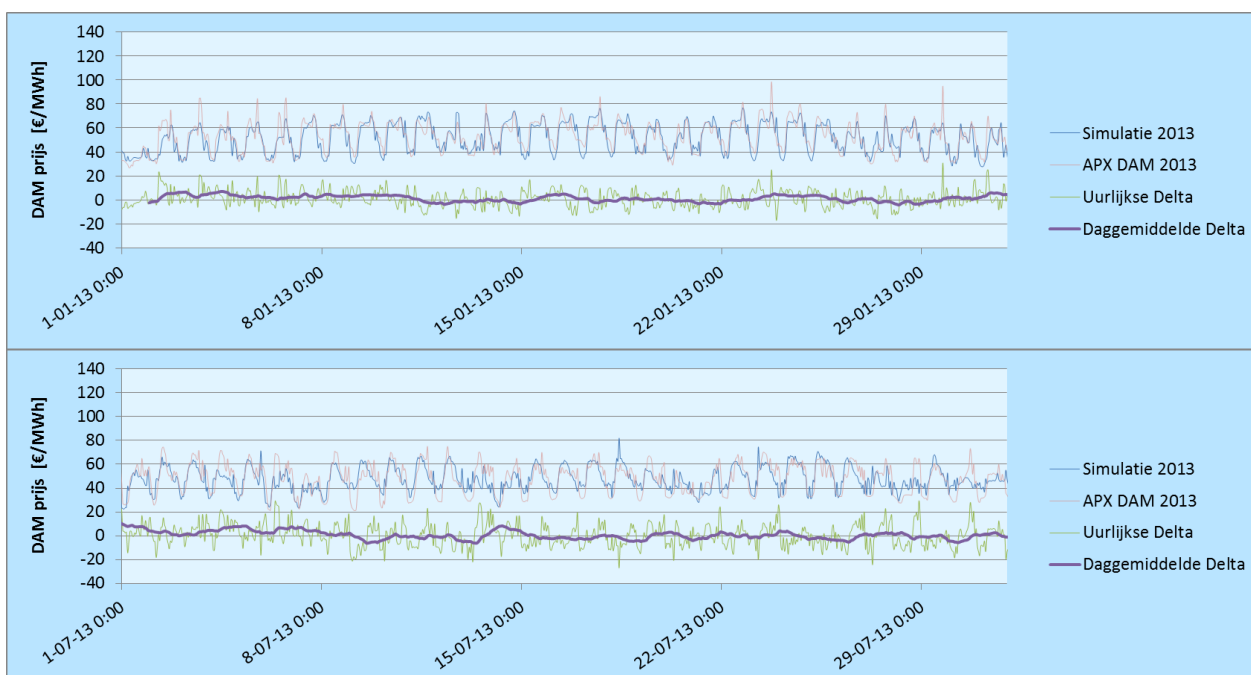
De scenario's onderscheiden zich in een toenemende mate van flexibiliteit. In het eerste scenario is duidelijk de additionele behoefte aan flexibiliteit te zien die volgt uit de toenemende bijdragen van wind- en zonne-energie. In geval van toenemende flexibiliteit door afnemende bijdragen van must-run faciliteiten neemt deze behoefte af doordat niet langer de situatie ontstaat dat must-run faciliteiten blijven produceren, bij hoge invoeding van zon- en windenergie en lage vraag. Als derde scenario wordt P2H op grote schaal toegepast.

In dit scenario neemt het aantal uren met zeer lage prijzen sterk af. Daarnaast lijkt P2H een weerstand in de markt te leggen. Dit valt onder meer op te maken uit Figuur 20. In dit figuur worden de prijscurven voor het SER 2023 weergegeven voor het geval waarin P2H niet voorkomt, en het geval waarin P2H grootschalig wordt toegepast. Uit de vergelijking blijkt dat in het laatste geval, bij toepassing van P2H een prijswaarstand wordt bereikt rond de 30 €/MWh. Desondanks, treed bij zeer hoge overschotten toch een doorbraak op naar lagere prijsniveaus omdat in die gevallen de P2H-capaciteit eenvoudigweg tekort schiet om de overvloedige productie te absorberen.

Hiermee wordt duidelijk hoe de dynamiek van de elektriciteitsprijzen in de nabije toekomst nieuwe dynamiek kan gaan laten zien. Voor de analyse van dergelijke nieuwe fenomenen zal PowerFlex van grote waarde blijken.

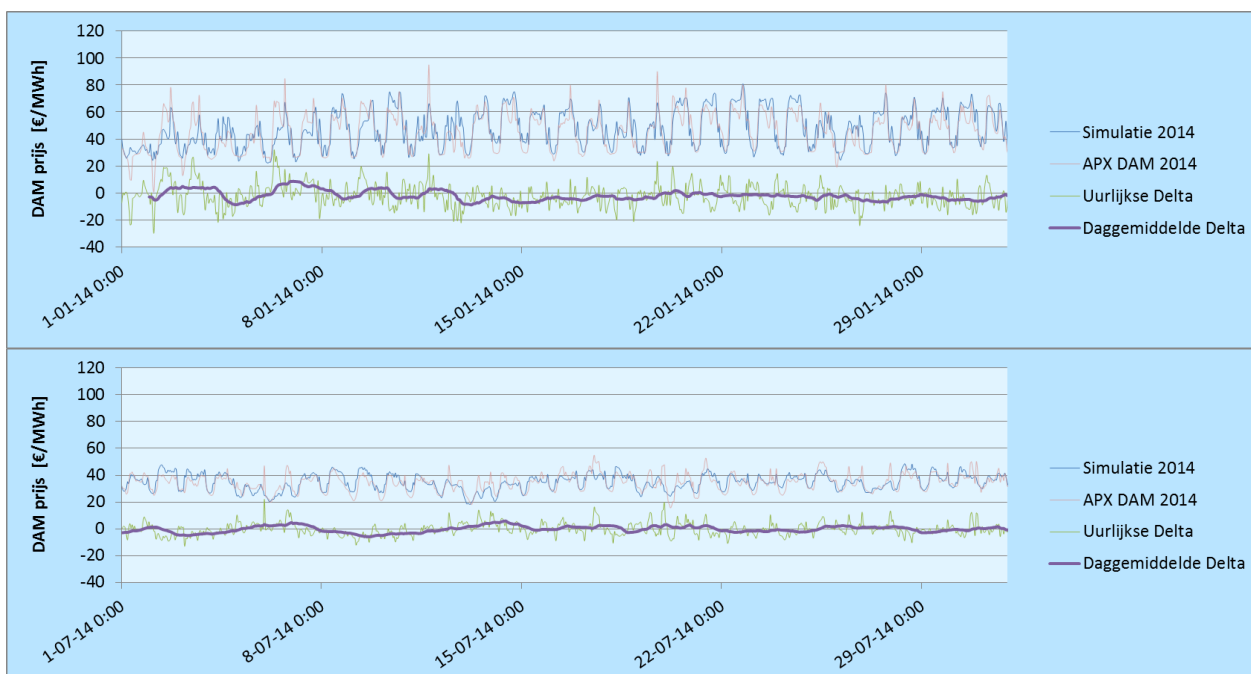
Bijlage A Uurlijkse prijscurven

Figuur 21 Uurlijkse prijzen [€/MWh] simulatie 2013 en APX DAM Nederland 2013 voor januari (boven) en juli (onder)



Bron: CE Delft, APX.

Figuur 22 Uurlijkse prijzen [€/MWh] simulatie 2014 en APX DAM Nederland 2014 voor januari (boven) en juli (onder)



Bron: CE Delft, APX.