



De Doorbraak van Duurzaam van niche naar mainstream

Bezinningsgroep Energie

*Essaybundel ter gelegenheid van het 40-
jarig jubileum*

Elektriciteitsmarkt en infrastructuur bij sterke toename van hernieuwbare energie

Pieter Boot, Planbureau voor de Leefomgeving

In deze bundel staat de vraag centraal hoe snel we 100% hernieuwbare energie in Nederland kunnen krijgen en wat daarvoor nodig is. Honderd % hernieuwbare energie is niet echt nodig. De Energy Technology Perspectives 2014 van het IEA laat zien dat, om binnen 2 graden temperatuurstijging te blijven, er tot 2050 een sterke toename van hernieuwbare energie nodig is, tot ongeveer 75% van het beschikbare vermogen wereldwijd - van 25% nu. Van een mondiaal aandeel van 65% fossiel vermogen nu, gaan we naar 20% in 2050 (voorzien van opvang en opslag van koolstof). Nederland heeft geen groot comparatief voordeel in hernieuwbare energie, dus het aandeel daarvan zal hier lager blijven dan elders in de wereld. We hebben immers geen waterkracht of lege vlaktes waar je windturbines of zonnepanelen kunt plaatsen. Nederland is een dichtbevolkt land, waar je sterk zult letten op de beschikbare ruimte. Maar het maakt op dit moment niet zoveel uit of we afkoersen op 100% hernieuwbaar of een wat lager getal dat past in een koolstafarme brandstofmix: het aandeel hernieuwbaar moet langdurig en sterk omhoog. In 2023 hebben we bij uitvoering van het Energieakkoord ongeveer 30% hernieuwbaar opgewekte elektriciteit, daarna kan vooral het aandeel windenergie verder toenemen. Deze bijdrage gaat erover wat je daarbij tegenkomt en reikt gedachten aan om de problemen die we zullen tegenkomen op te lossen.

Eerst schets ik, nadenkend over de elektriciteitsmarkt, drie grote problemen waarmee we geconfronteerd zullen worden. Daarna suggereer ik enkele oplossingsrichtingen. Het gaat dan niet om belangrijke zaken als het draagvlak in de samenleving, ik concentreer me op de elektriciteitsmarkt. Ik baseer me hierbij op een recente studie van PBL en CIEP, waar de ontwikkelde gedachten verder zijn uitgewerkt¹ (PBL/CIEP 2014).

Drie problemen

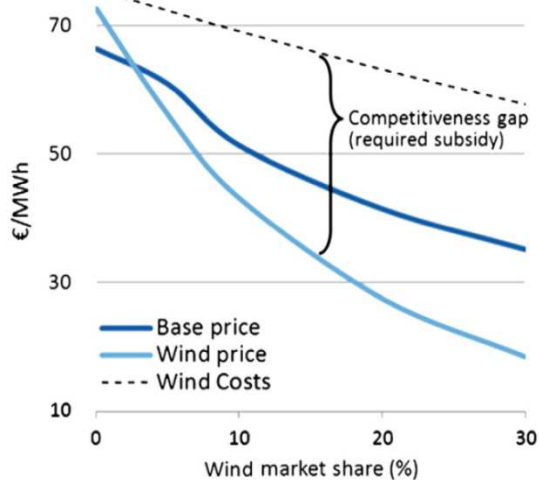
Ik veronderstel dat de toename van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit in Nederland vooral uit windenergie zal bestaan. Momenteel is dat vooral biomassa en afvalverwerking, maar de duurzame biomassa zal schaars zijn en kan beter ingezet worden waar er weinig alternatieven zijn. Bij een meer circulair ingerichte

economie is er niet meer afval te verwachten. We moeten het dus vooral van de wind hebben, waarbij wellicht ook het aandeel zonne-energie kan toenemen. Zowel wind- als zonne-energie worden geproduceerd als de wind waait of de zon schijnt, wat niet hetzelfde moment hoeft te zijn waarop elektriciteit wordt gevraagd. Op weg naar een fors groter aandeel hernieuwbaar opgewekte elektriciteit komen we drie problemen tegen: (a) de groothandelsprijs zal vooralsnog dalen, (b) de betrouwbaarheid is niet gegarandeerd, (c) het elektriciteitssysteem wordt duurder.

Meer wind- en zonne-energie hebben een drukkend effect op de groothandelsprijs, omdat ze immers met lage operationele kosten worden geproduceerd. Daarmee komen ze vooraan in de merit-order en is minder capaciteit met hoge operationele kosten nodig. Gascentrales staan stil als het waait of de zon schijnt. Dit is het merit-order effect. In Duitsland is de groothandelsprijs gedaald van 60 € per MWh begin 2011 naar 50 € medio 2012 en iets meer dan 35 € medio 2013. De termijnrijzen voorzien een verdere, lichte daling. Maar de windproducent ontvangt nog minder, want als het waait draaien alle turbines op hetzelfde moment, waarbij het moment dat er veel wind wordt geproduceerd niet altijd hetzelfde is als dat van een hoge vraag. We zien zo een strijd tussen dalende kosten van windenergie door innovatie en vooralsnog eveneens dalende opbrengsten door de genoemde effecten. De verwachting dat “er in de toekomst geen subsidie meer nodig is” hoeft helemaal niet uit te komen. Figuur 1 illustreert een somber scenario. Hierbij is een leercurve van 5 % verondersteld. Bij een toenemend aandeel windenergie worden de kosten van windenergie door het volgen van deze leercurve goedkoper, maar de groothandelsprijs daalt eveneens en de windenergie zelf levert steeds minder op. De benodigde subsidie wordt niet minder, maar meer.

Ten tweede komt de betrouwbaarheid van het systeem in gevaar. Tennet moest in Nederland in 2011 al duizendmaal ingrijpen, waar het in 2003 tweemaal was. Marktpartijen hebben wel programmaverantwoordelijkheid, maar de betrouwbaarheid van het systeem is een publiek goed en wordt dus niet vanzelfsprekend gegarandeerd.

Figuur 1. Mogelijk gevolg van toenemend aandeel windenergie²



Ten derde wordt het hele systeem duurder, zonder dat dat zichtbaar is. Heel globaal zijn de extra systeemkosten per MWh tot 15% wind in de brandstofmix 10 €, bij een aandeel van 15-25% 20-30 € en bij meer dan 25% wellicht meer dan 45 € - te vergelijken met mogelijke productiekosten van windenergie op land in de ordegrootte van 60 €. Er komt dus al snel de helft bij. Het grootste deel van die kosten zit in de netten of netverzwaring die nodig zijn, een ander deel in de back-up capaciteit die aanwezig moet zijn als het niet waait of de zon niet schijnt. Back-up capaciteit is er in Nederland voorlopig nog volop, maar deze wordt wel minder omdat het hebben van een back-up centrale verlieslatend is en steeds meer van deze centrales verdwijnen of in de mottenballen gezet worden. De kosten van het netwerk zijn met name hoog omdat de netbeheerders iedereen moeten aansluiten die daarom vraagt zonder invloed op de locatie daarvan.

Gelukkig zien we dit allemaal aankomen en zijn oplossingen voorstelbaar. Maar ze zijn soms ingrijpend en vereisen onderlinge afstemming van landen. Als Nederland en de landen om ons heen elk hun eigen aanpak bedenken, is vooral te verwachten dat ze elkaar in de wielen rijden en dat de kosten hoger zijn dan nodig. Er zijn drie

oplossingsrichtingen denkbaar. We zullen waarschijnlijk een nieuwe verhouding tussen overheid en markt moeten accepteren; de wisselwerking tussen productie en netten kan anders worden georganiseerd en investeringen moeten daadwerkelijk beloond worden. Tenslotte zal ik aangeven waarover een dialoog tussen Nederland en omringende landen zou kunnen gaan.

Overheid en markt

‘The state is back - with all the inefficiencies that this may bring’, concludeerde Dieter Helm in een recent essay. De formele ideologie is dat we streven naar een ‘voltooiing van de Europese elektriciteitsmarkt’, terwijl in de praktijk elke overheid op andere wijze vérgaand interenieert en de markt geen kans krijgt waar dat wel kan. Misschien moeten we accepteren dat overheden tijdelijk investeringsbeslissingen sturen op weg naar een koolstofarme economie. De markt bepaalt niet in zijn eentje of er windenergie of kernenergie komt. In Engeland is dat het meest zichtbaar, waarin zowel hernieuwbare energie als kernenergie meerjarig wordt ondersteund, gascentrales een capaciteitsvergoeding krijgen en een nationale minimum koolstofprijs is ingevoerd. Kolencentrales zijn op dat pad ongewenst. Als we deze werkelijkheid ook in Nederland accepteren, heeft dat plotseling voordelen. Je kunt dan in ketens denken en toeleveranciers aanmoedigen, de innovatiekracht kan beter aan de investeringen worden gekoppeld - dingen die we nu een beetje doen, maar die je kunt versterken.

Maar hiermee schaffen we de markt niet af, geenszins. We brengen een onderscheid aan tussen markt als vehikel om investeringen te bevorderen en de markt als vehikel om operationele beslissingen te beïnvloeden. We stellen dan dat de huidige elektriciteitsmarkt in het eerste opzicht niet goed in staat is de transitie te ondersteunen, maar dat deze het in het tweede opzicht juist meer kan doen dan nu het geval is. Een markt met veel wind- en zonne-energie vereist immers meer flexibiliteit dan de huidige. De huidige elektriciteitsmarkt is sterk gericht op het beïnvloeden van operationele beslissingen in een volgende dag. De zekerheid van de inzet van met name windenergie is dan nog beperkt.

Maar met nauwkeuriger weersvoorspellingen kan die inzet beter voorspeld worden en als de markt meer liquide wordt op de dag van productie zelf, versterkt dat de mogelijkheid van inzet van windenergie verder. Handel kan dan plaatsvinden tot enkele minuten voor daadwerkelijk produceren. Gascentrales zijn degene die het meest flexibel kunnen reageren op veranderingen in de productie van windturbines. Als de regulering van het gasnet door aanpassing van de netcodes flexibeler wordt, kunnen ze dat nog beter. Zo zijn er allerlei mogelijkheden om de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem te vergroten door invoeren van meer marktelementen in de feitelijke operaties. Dat wordt nog effectiever wanneer de vraag en opslag beter kunnen reageren op wijzigingen van het aanbod. Dan zijn ook aanpassingen van het net nodig.

Nieuwe verhouding tussen netten en productie

De huidige elektriciteitsmarkt wordt gekenmerkt door het paradigma dat het net de productie volgt. Elke producent of gebruiker heeft het wettelijke recht aangesloten te worden op het net. De producent of gebruiker betaalt daarbij aansluitkosten; als het net verzwakt moet worden voor de extra productie of het toegenomen gebruik, is dat voor de gemeenschap. Dat is een rationeel principe als de productiekosten veel hoger zijn dan die van het net, of als het meer tijd kost of moeilijker is een centrale te bouwen dan een net aan te leggen. Het is de vraag of dat nu nog het geval is. De aanleg van hoogspanningsleidingen is vaak nog tijdrovender dan het bouwen van een centrale of windpark. En distributienetten worden duurder. Een Duitse studie van Agora indiceert hoeveel goedkoper het zou zijn om meer windenergie dichtbij de gebruikers op land te zetten - zelfs als het daar minder waait - dan op zee. Naarmate er meer wind- en zonne-energie komt en deze vaak ver van het gebruik wordt geplaatst, wordt het steeds zinnvoller een integrale kostenafweging te maken waarin de kosten van productie en netten samen worden gezien. Naarmate dat netverzwaring uitspaart, zou dat door een integrale kostenafweging beloond kunnen worden. Heroverwogen kunnen worden of het wel zo verstandig is dat de producent of gebruiker niet voor kosten van netverzwaring hoeft te betalen. Als we hier opnieuw naar zouden kijken, zou het bestaande onderscheid tussen gereguleerd

monopolie voor de netten en markt voor productie vervagen. De kosten van het net zouden meer plaatsafhankelijke elementen kunnen krijgen - men betaalt dan meer als er veel transport nodig is, de huidige 'koperen plaat' wordt heroverwogen.

Tezelfdertijd vraagt meer decentraal opgewekte elektriciteit om intelligenter netten. Door demonstratieprojecten wordt daar al ervaring mee opgedaan. Stapsgewijs gaan we toe naar een situatie waarin ook in laagspanningsnetten meer gekeken gaat worden naar de verantwoordelijkheid van de elektriciteitsproducent voor stabiliteit van het net, zoals nu voor het hoogspanningsnet al het geval is. Verbruikers zullen stap voor stap meer gebruik kunnen maken van prijsverschillen over de dag, afhankelijk van vraag en aanbod - zoals nu de grootverbruikers van prijsverschillen kunnen profiteren. Naast een 'system operator' op het hoogspanningsnet, zullen we deze ook op de distributienetten krijgen.

Stimulering van investeringen

De laatste jaren vinden alleen nog door de overheid gestimuleerde investeringen plaats. De prijzen op de termijnmarkt laten de komende jaren geen stijging zien. Hoe krijgen we dan die schone elektriciteitsvoorziening? Waarschijnlijk zit er weinig anders op dan te bezien welk beleid dit kan stimuleren. Dat kan op vier manieren: (a) een beter werkende emissiehandel, (b) aanvaarden dat we blijven subsidiëren door marktpremies voor hernieuwbare energie, (c) accepteren dat capaciteit van elektriciteit apart beloofd moet worden of - in het verlengde daarvan - accepteren dat het beter is die zoals netten te reguleren. Dit alles kan ondersteund worden door (d) regulering om de meest vervuilende centrales van de markt te halen.

Het huidige systeem van *emissiehandel* (Emissions Trading System, ETS) geeft geen goed prijssignaal voor schone investeringen. Omdat de 'cap' van toegestane uitstoot jaarlijks daalt, zal de prijs uiteindelijk stijgen. In het Referentiescenario dat PBL hanteert, gaat de prijs omhoog van 5 € nu naar 10 in 2020 en 17,8 € in 2030. Als de voorstellen die de Commissie in januari 2014 heeft gedaan (versterking van de jaarlijkse reductie van 1,74% naar 2,2% en invoering van een 'automatische set-aside' waardoor fluctuaties in

jaarlijks toegestane emissies verminderen) worden uitgevoerd, dan zou de prijs licht stijgen tot 12 € in 2020 en 22 in 2030. Bij huidige brandstofprijzen is dit onvoldoende om investeerders ertoe te brengen geen kolen-, maar gascentrales te bouwen. De feitelijke inzet van kolencentrales wordt er al helemaal niet door ontmoedigd. Het lijkt aanbevelenswaardig om een minimumprijs in het leven te roepen (een zgn. 'auction reserve price'). Door zo'n minimumprijs (en eventueel ook maximum) zou het huidige op hoeveelheden gerichte ETS veranderen in een combinatie van op hoeveelheid en prijs gericht instrument. Onzekerheid over prijzen zou verminderen, terwijl het voordeel van een handelssysteem behouden blijft. PBL analyseerde bijvoorbeeld het effect van een prijsvloer die toeneemt naar 25 € in 2020 en 50 € in 20340, met een prijsmaximum dat hier 15 € boven ligt. Neveneffect van zo'n 'prijsstunel' is dat de subsidies voor hernieuwbare energie fors zouden kunnen afnemen. Het is echter niet te verwachten dat zo'n aanpassing snel tot stand zal komen. We moeten daarom verder zoeken naar aanvullende beleidsinstrumenten.

Het ligt dan voor de hand te accepteren dat financiële ondersteuning van hernieuwbare energie *niet tijdelijk, maar langdurig* is. Laten we maar toegeven dat nieuwe investeringen in hernieuwbare energie nog minimaal 15 jaar en misschien wel langer gesubsidieerd moeten worden.

Nederland heeft daar met de SDE+ een bruikbaar instrument voor, dat de noodzaak van meer flexibiliteit in het elektriciteitssysteem goed ondersteunt, omdat producenten van hernieuwbare energie zelf programmaverantwoordelijkheid hebben. Door het veilingssysteem dat bij wind op zee wordt geïntroduceerd, is het ook goed mogelijk innovatie te bevorderen, aangezien de in het vooruitzicht gestelde prijzen dalen.

Er is in ons omringende landen veel zorg over de hoeveelheid betrouwbaar elektriciteitsvermogen (de zgn. adequacy). Wetenschappelijke analyse geeft geen uitsluitsel of aanvullende beloningen voor de *toereikendheid* van het systeem nodig zijn. Als een investeerder maar zeker weet dat de prijs in tijden van schaarste kan oplopen en als anderszins het systeem meer flexibel

is, zal een econoom snel vermoeden dat geen aanvullende beloning voor capaciteit nodig is, gegeven de onvermijdelijke kosten die het aanvullend mechanisme met zich mee zal brengen. Een politicus, die afgestraft wordt als niet al het mogelijke is gedaan om te voorkomen dat het licht uitvalt, zal daar wellicht anders over oordelen. Er is echter een bijkomend probleem. We zagen dat bij meer zonne- en windenergie de groothandelsprijs daalt. De vaste kosten van een koolstofarm elektriciteitssysteem zijn echter hoog. Een aparte beloning voor capaciteit zou dit probleem van hoge vaste en lage marginale kosten op elegante wijze kunnen oplossen. In Latijns Amerika en het oosten van de Verenigde Staten is ervaring met een dergelijke aanpak opgedaan. Een variant zou zijn dit te combineren met de suggestie van Dieter Helm, om lering te trekken uit de wijze waarop netwerken worden beloond: de overheid of een toezichthouder moet toestemming geven voor een nieuwe investering, die vervolgens in de 'regulated asset base' wordt opgenomen en daarmee beloond. Het marktmechanisme voor investeringen zou daarmee vervangen worden door regulering, maar de risico's voor investeerders zouden dalen en daarmee de risico-opslag.

Wat daarbij kan helpen, is de introductie van *regelgeving* die het bouwen van de meest vervuilende centrales tegengaat, of ervoor zorgt dat deze van het net worden gehaald. Emissions Performance Standards (EPS) zijn zulke regels. In Groot-Brittannië worden deze voor nieuwe kolencentrales ingevoerd: het is dan niet meer mogelijk een centrale te bouwen die meer dan 450g CO₂/kWh uitstoot in basislast. Dit impliceert dat zo'n centrale tot 40-50% biomassa zou moeten verstoffen, of minimaal 40% van de CO₂ emissie ondergronds zou moeten opslaan. Een eenmaal verstrekte permissie wordt later niet teruggedraaid. Voor nieuwe centrales wordt de EPS elke drie jaar opnieuw bezien. Een variant van deze EPS zou zijn, om oude centrales aan CO₂ regelgeving te onderwerpen. Aangezien deze al vergunningen hebben, kan zoiets alleen voor een verdere toekomst worden aangekondigd. Voordeel van een EPS is dat het denkbaar is deze verschillend in te vullen per regio: Noordwest Europa zou bijvoorbeeld iets strenger kunnen zijn dan Polen dat sterk op kolenstook leunt. Een aandachtspunt bij introductie van een EPS is uiteraard de verhouding met emissiehandel.

Om een daling van de CO₂-prijs te voorkomen, is het nodig het effect van de EPS te verwerken in de jaarlijkse reductiefactor van het ETS systeem.

Noordwest Europa

Gegeven onze geïntegreerde markt, is het zinloos dit soort voorstellen uit te werken voor alleen Nederland. In bilateraal verband, of in een grotere samenwerking, zou dat beter samen met anderen kunnen plaatsvinden. Een denkbaar platform is het Pentalaterale Forum, van de Beneluxlanden, Duitsland, Frankrijk en sinds kort Oostenrijk. Een extra argument om hierin samen te werken is de suggestie van de Europese Commissie om te zoeken naar een 'new energy governance' voor de afstemming van doel en aanpak van hernieuwbare energie gericht op 2030. Mogelijke thema's om bilateraal of in Penta-verband te bespreken zijn hoe om te gaan met de toereikendheid van de voorziening, de manier waarop balancering uitgebreid kan worden over de grens, de afstemming van de (blijvende) financiële ondersteuning van hernieuwbare energie, samenwerking tussen de 'system operators' en de rol van gas om flexibiliteit van het elektriciteitssysteem verder te bevorderen.

Eindnoten

¹ PBL/CIEP (2014), Reflections on coordinating mechanisms to accommodate increasing amounts of wind and solar power (draft). Hier worden ook literatuurverwijzingen gegeven.

² L. Hirth, The market value of variable renewables, Energy Economics, vol 38, 2013