

Nationale energietransities in Europese energiemarkten

Energietransitie gebeurt vooral op nationale en regionale schaal, terwijl energiemarkten steeds meer binnen Europa worden geïntegreerd. Wanneer overheden meer rekening houden met deze Europese integratie, kunnen de kosten van de energietransitie worden verlaagd.

MACHIEL MULDER
Hoogleraar aan de
Rijksuniversiteit
Groningen

Het beleid voor de energiesector in Europa kent verschillende ruimtelijke dimensies die elkaar soms versterken, maar soms ook tegenwerken. Veel nationale en lokale overheden hebben als doel om in de komende decennia het aandeel duurzame energie in het eigen land of de eigen regio sterk te doen toenemen. Sommige van hen, zoals de Waddeneilanden, ambiëren zelfs om in honderd procent van de eigen energiebehoefte te voorzien middels in de eigen regio geproduceerde duurzame energie. Tegelijkertijd werken overheden in Europa al jarenlang aan het integreren van de nationale energiemarkten tot Europese markten, waarbij alle netwerken aan elkaar zijn gekoppeld en er vrijwel geen prijsverschillen meer bestaan. De twee tendensen – enerzijds een transitie naar lokale duurzame-energiesystemen en anderzijds naar Europese integratie – lijken op gespannen voet met elkaar te staan omdat ze uitgaan van verschillende visies op de rol van markt en overheid. Zo is de energietransitie erop

gericht om bedrijven en consumenten andere keuzes te laten maken: minder energie; meer duurzame energie, al dan niet uit de eigen regio; geen kolenstroom. Het beleid voor marktwerking in de elektriciteitssector is daarentegen gericht op het bewerkstelligen van zo veel mogelijk keuzevrijheid voor producenten en consumenten, waardoor de energievoorziening zo efficiënt mogelijk kan worden. In hoeverre passen de nationale en lokale energietransities in het Europese beleid om de stroommarkten te integreren?

INTEGRATIE ENERGIEMARKTEN

In de afgelopen twintig jaar is er in Europa gewerkt aan het creëren en integreren van nationale en regionale energiemarkten, een proces dat nog steeds niet helemaal voltooid is. Tot die tijd werden de elektriciteits- en gassector per land of regio centraal aangestuurd. Investerings- en inzet van conventionele centrales werden op nationaal niveau gecoördineerd, en de stroomprijzen werden gezamenlijk bepaald op basis van de kosten van het gehele systeem van productie, transport en distributie (Mulder, 2017). Er werden verbindingen met buurlanden gebouwd om tot een doelmatiger inzet van vooral kolen- en waterkrachtcentrales in de verschillende Europese landen te komen, en om elkaar te ondersteunen bij het bewaken van de frequentie in het net (UCTE, 2010). Het bijzondere aan de creatie van energiemarkten is dat de beslissingen over investeringen voor bijvoorbeeld nieuwe centrales zijn

gelegd bij decentrale organisaties (zoals elektriciteitsbedrijven), terwijl de energieprijzen op markten tot stand komen. Tegelijkertijd met de introductie van marktwerking begonnen EU-landen met de integratie van hun elektriciteitsmarkten.

Hoewel de transitie voortkomt uit gezamenlijke Europese doelstellingen, zijn de lidstaten verantwoordelijk voor de uitvoering ervan

Dit gebeurde ook bij de gasmarkt, maar in een ander tempo. De gasmarkt verschilt van de stroommarkt doordat de landen hier sterk uiteenlopende posities innemen. Naast netto-productielanden (zoals Nederland) en netto-consumptielanden (zoals Italië, Duitsland en Frankrijk), bestaan er landen die nauwelijks gas produceren of consumeren (zoals Denemarken), terwijl de EU als geheel in toenemende mate gas moet importeren uit vooral Rusland. Deze verschillende posities zorgen ervoor dat landen ook verschillende belangen hebben bij marktintegratie, terwijl er veel meer dan bij elektriciteit een geopolitieke dimensie aan zit die het belang van marktwerking minder groot maakt. Mede hierdoor is marktintegratie bij de gasmarkt veel later en minder succesvol op gang gekomen dan bij elektriciteit. Omdat ook de energietransitie zich tot dusverre vooral richt op de elektriciteitsvoorziening, is het vervolg van dit artikel gefocust op de stroommarkt. Op vooral deze markt doet zich de tegengestelde ontwikkeling voor van enerzijds Europese marktintegratie en anderzijds het streven van lokale overheden en burgers naar verduurzaming van hun eigen energievoorziening. Wat zijn eigenlijk de voordelen van de integratie van stroommarkten, en hoe werkt regionale en lokale energietransitie in een geïntegreerde markt?

POSITIEVE WELVAARTSEFFECTEN

Integratie van stroommarkten kan leiden tot lagere productiekosten, meer concurrentie, grotere voorzieningszekerheid en minder prijsverschillen. De lagere productiekosten ontstaan doordat de inzet van centrales

op een grotere geografische schaal kan worden geoptimaliseerd, waardoor de minder efficiënte centrales – die in een systeem van nationale markten nog wel nodig zijn – worden vervangen door efficiëntere centrales in andere, gekoppelde markten. Als de stuwmeren in Noorwegen bijvoorbeeld goed gevuld zijn, kan het goedkoper zijn om stroom daar vandaan te importeren dan om gascentrales dit te laten produceren in eigen land. Marktintegratie kan eveneens een positief effect hebben op concurrentie vanwege het grotere aantal marktpartijen in een meer omvangrijke markt, waardoor afzonderlijke aanbieders minder snel onmisbaar zijn en het tevens moeilijker wordt om samen te spannen. Ongeveer tien jaar terug werd de Nederlandse markt, net als in veel andere Europese landen, gekenmerkt door een oligopolie met slechts enkele aanbieders (Van Damme, 2005), maar mede door de versterkte koppeling met buurlanden zijn de marktaandeelen van deze spelers sterk afgenomen, waardoor ze minder of geen invloed meer kunnen uitoefenen op de stroomprijzen (Mulder, 2015).

Integratie draagt eveneens bij aan een grotere leveringszekerheid doordat in een uitgebreider systeem de kans kleiner is dat er zich in een aanzienlijk deel van de markt tegelijkertijd aanbod- of vraagshokken voordoen, terwijl er bovendien meer opties voor flexibiliteit bestaan. Toen in Nederland in de zomer van 2006 diverse centrales hun productie moesten verminderen omdat het rivierwater te warm dreigde te worden en dus niet meer voor koeling kon worden gebruikt, had dat vrij sterke prijseffecten. Nu zou zo'n gebeurtenis tot minder sterke prijseffecten leiden, omdat deze aanbodshok gemakkelijker in een grotere markt kan worden opgevangen. Marktintegratie leidt ook tot minder prijsverschillen tussen landen, wat vooral voor energie-intensieve bedrijven die op de Europese schaal opereren van groot belang is.

MAATREGELEN VOOR INTEGRATIE

De integratie van stroommarkten gebeurt door het vergroten en het efficiënter benutten van de grensoverschrijdende transportcapaciteit en het voor marktpartijen eenvoudiger maken om in meerdere landen actief te zijn. De Nederlandse stroommarkt is zo meer gekoppeld geraakt aan de stroommarkt in de buurlanden door nieuwe verbindingen met Noorwegen (NorNed, 700 MW) en het Verenigd Koninkrijk (BritNed, 1100 MW). Even belangrijk voor de marktintegratie is de sterk verbeterde benutting van de bestaande transportcapaciteit. Door de introductie van de zogenaam-



de *flow-based* marktkoppeling in Noordwest-Europa wordt het netwerk zo optimaal mogelijk benut, zodat er zo min mogelijk onbenutte transportcapaciteit is in het geval dat er wel vraag is naar import of export (Van den Bergh et al., 2016). In het verleden kwam het vaak voor dat de transportcapaciteit tussen landen niet volledig werd benut, terwijl de stroomprijzen tussen die landen verschilden. Wat de marktintegratie ook sterk heeft bevorderd, is de koppeling van beurzen waar stroom wordt verhandeld. De aanvankelijk Nederlandse stroombeurs APX maakt nu onderdeel uit van een Europese beurs, EPEX-SPOT, met Parijs als hoofdstad. Hier wordt er stroom uit een groot aantal Europese landen (waaronder Benelux, Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk) verhandeld. Als resultante van al deze ontwikkelingen is de handel binnen Europa sterk toegenomen en zijn de stroomprijzen dichter bij elkaar komen te liggen (ACER, 2015).

ENERGIETRANSITIE

Naast deze toenemende integratie van stroommarkten in Europa voeren nationale en regionale overheden beleid voor energietransitie. Hoewel dit beleid voort-

komt uit gemeenschappelijke Europese doelstellingen, zijn de lidstaten verantwoordelijk voor de uitvoering ervan. Op grond van de EU-richtlijn Hernieuwbare energie zijn er sinds 2009 bindende doelstellingen voor het aandeel duurzame energie op zowel EU-niveau als per lidstaat (EU, 2009). In de EU als geheel moet het aandeel van duurzame energie in de totale energieconsumptie in 2020 twintig procent zijn, met voor de afzonderlijke lidstaten verschillende afzonderlijke doelstellingen. Voor Nederland is er de verplichting om in 2020 minimaal veertien procent met duurzame energie op te wekken, maar voor de Scandinavische landen bijvoorbeeld ligt dit percentage tussen de 30 en 49 procent. Deze verschillen in verplichtingen per lidstaat hangen samen met verschillen in uitgangspositie en in de mogelijkheden om duurzame energie te bevorderen. De lidstaten zijn verder vrij in de uitwerking van deze verplichtingen, zowel wat betreft de aanscherping van doelstellingen als de keuze van beleidsinstrumenten. Nederland heeft met het Energieakkoord zijn EU-verplichting voor 2020 zelf aangescherpt tot een verdere verhoging van het aandeel duurzame energie tot zestien procent in 2023. Om deze doelen te

halen zijn er tal van maatregelen voorzien, zoals bevordering van de uitrol van grootschalige windparken, bevordering van decentrale duurzame opwekking en sluiting van een aantal kolencentrales. Andere lidstaten nemen vergelijkbare maatregelen, met Duitsland als in dit opzicht meest ambitieuze EU-land. Hier heeft men reeds doelen geformuleerd voor het jaar 2050: in dat jaar moet zestig procent van het totale energieverbruik en tachtig procent van het totale elektriciteitsverbruik uit duurzame bronnen komen.

GRENDOERSCHRIJDENDE EFFECTEN

De nationale maatregelen om de samenstelling van de elektriciteitsproductie te beïnvloeden, hebben grensoverschrijdende effecten vanwege de integratie van elektriciteitsmarkten. Door de nauwe koppeling van de Nederlandse met de Duitse stroommarkt bijvoorbeeld, zijn door de Duitse energietransitie niet alleen de stroomprijzen in de groothandelsmarkt in Duitsland gedaald, maar ook die in Nederland (Mulder en Scholtens, 2016). Deze daling van de Nederlandse stroomprijs als gevolg van de Duitse energietransitie maakt dat het subsidiëren van duurzame energie in Nederland duurder is geworden, omdat de subsidies het verschil dekken tussen de kosten van duurzame energie en de stroomprijs. De daling van de stroomprijs heeft ook tot gevolg dat de salderingsregeling voor particulieren onaantrekkelijker wordt, omdat de (impliciete) vergoeding voor investeringen in zonnepanelen omlaag gaat. Overigens, wanneer de grenscapaciteit beperkt van omvang is, kan beleid om in het ene land duurzame energie te stimuleren, leiden tot grotere prijsverschillen tussen dat land met zijn buurlanden – zoals zich ook heeft voorgedaan tussen Duitsland en Frankrijk. Door nationale energietransities worden dus de effecten van marktintegratie deels tenietgedaan.

Behalve dit grensoverschrijdende prijseffect, is er ook een grensoverschrijdend effect op de inzet van centrales. Wanneer Duitse windturbines meer elektriciteit produceren, vervangen zij in Duitsland conventionele productie, maar in Nederland kan dit juist leiden tot meer conventionele productie. Dit paradoxale resultaat komt doordat het stroomaanbod van windturbines in Noord-Duitsland zich een weg moet banen door het net naar de afnemers in vooral het westen en zuiden van het land, en zo, vanwege natuurkundige wetten, ook het elektriciteitsnetwerk in Nederland belasten. Hierdoor heeft een hoge windenergieproductie in Duitsland een negatief effect op de voor handelsdoeleinden beschikba-

re transportcapaciteit, waardoor er in Nederland minder geïmporteerd kan worden (Mulder en Pangan, 2017).

Nationale maatregelen om de productie door kolencentrales duurder te maken (bijvoorbeeld via een kolenheffing) of zelfs onmogelijk (via geforceerde sluiting), kunnen de productie door kolencentrales in de buurlanden juist stimuleren. Zo'n nationale maatregel doet de aanbodcurve van de binnenlandse productie omhoog (bij kolenheffing) of naar links (bij sluiting) schuiven, waardoor andere (binnen- en buitenlandse) centrales competitiever worden. Een sluiting in Nederland van kolencentrales leidt er dus toe dat in de buurlanden meer met kolencentrales zal worden opgewekt waardoor aldaar de CO₂-emissies toenemen. Dit betekent niet alleen dat het binnenlandse milieueffect

Als Duitse windturbines meer produceren, kan dit in Nederland leiden tot meer conventionele productie

deels teniet wordt gedaan, maar ook dat de buurlanden meer kosten moeten maken om hun doelstellingen voor energietransitie te realiseren. Wanneer overheden bij de energietransitie rekening houden met de grensoverschrijdende effecten, kunnen de totale kosten in de EU daarvan worden gedrukt. Ingrepen in de nationale energiesector – zoals sluiting van kolencentrales – die door reacties in andere landen weer worden geneutraliseerd, hebben weinig effect op de verduurzaming van de Europese energiesector, maar zijn wel duur. De geïntegreerde Europese stroommarkt kan daarentegen bijdragen aan het zo laag mogelijk houden van de kosten voor het permanent op elkaar afstemmen van vraag en aanbod, wat in een kleine regionale markt veel duurder is dan in een grote markt met meer bronnen voor flexibiliteit.

EUROPESE EMISSIEHANDEL

Energietransitie is geen doel op zichzelf, maar komt voort uit de wens om het risico van verdere klimaatverandering te verminderen. Uiteindelijk gaat het om het verminderen van de emissies van broeikasgassen.

Naast de duurzame-energiedoelen bestaan er op EU-niveau dus ook doelen voor de vermindering van CO₂-emissies: –20 procent in 2020 en –40 procent in 2030 ten opzichte van het niveau in 1990. Deze doelen zijn toegerekend zowel aan de sectoren die onder het Europese emissiehandelssysteem (ETS-sectoren) vallen, als aan de overige sectoren (de zogenaamde non-ETS-sectoren). De doelen voor beide groepen zijn vervolgens toegerekend aan lidstaten. De nationale doelen voor emissiereductie in de ETS-sectoren vormen de basis voor de uitdeling van emissierechten. De elektriciteitssector behoort tot de ETS-sectoren, wat wil zeggen dat alle elektriciteitsopwekking in centrales boven een bepaalde ondergrens verplicht meedoet aan het ETS. De verplichte deelname van de elektriciteitssector aan het ETS heeft grote consequenties voor de effecten van energietransitie in de elektriciteitssector op de uitstoot van CO₂. Vergroting van het aandeel duurzame energie of sluiting van kolencentrales heeft weliswaar effecten op de samenstelling van de elektriciteitsproductie, maar niet op de totale uitstoot van CO₂ in Europa. Dit is het zogenaamde ‘waterbedeffect’ van het ETS (Mouse en Mulder, 2017). Maatregelen om nationaal de prijs voor emissies van CO₂ te verhogen – door bijvoorbeeld het opleggen van een CO₂-belasting, of door het introduceren van een vloer in de prijs – hebben daarom geen milieueffect. Zulke maatregelen mogen nationaal leiden tot een vermindering van de CO₂-uitstoot, maar door de werking van het ETS zal dit leiden tot een lagere emissierechtenprijs, waardoor elders in het systeem meer zal worden uitgestoten.

CONCLUSIES

Om de kosten van energietransitie zo laag mogelijk te houden, is internationale inbedding noodzakelijk. Ook al zijn lokale initiatieven betreffende duurzame energie aantrekkelijk voor sommigen, lokale oplossingen zijn per definitie duurder dan oplossingen die in

een internationaal systeem naar voren komen. Daarnaast is internationale coördinatie van energietransitie wenselijk omdat elektriciteitsmarkten internationale markten zijn, waardoor nationale interventies in het elektriciteitssysteem grensoverschrijdende effecten hebben. Wanneer nationale en lokale overheden met deze effecten rekening houden, kunnen de kosten van energietransitie in Europa worden gedrukt.

LITERATUUR

- ACER (2015) *Market monitoring report: annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2014*. Ljubljana/Brussel: ACER/CEER. Rapport te vinden op www.acer.europa.eu.
- Bergh, K. van den, J. Boury en E. Delarue (2016) The flow-based market coupling in Central Western Europe: concepts and definitions. *The Electricity Journal*, 29(1), 24–29.
- Damme, E. van (2005) Liberalizing the Dutch electricity market. *The Energy Journal*, 26: 155-179.
- EU (2009) *Richtlijn 2009/28/EG van het Europese Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG*. Brussel: Europese Unie.
- Mouse, S. en M. Mulder (2017) *Schonere energiesector leidt tot meer vervuiling industrie, ESB*, 102(4574), te verschijnen.
- Mulder, M. (2015) Competition in the Dutch electricity market: an empirical analysis over 2006–2011. *The Energy Journal*, 36(2), 1–28.
- Mulder, M. (2017) *Energietransitie en elektriciteitsmarkt: verkenning van een gespannen relatie*. Rijksuniversiteit Groningen. Centre for Energy Economics Research Policy Paper, 1.
- Mulder, M. en M. Pangan (2017) Influence of climate policy and market forces on coal-fired power plants: evidence on the Dutch market over 2006–2014. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 6(2), 1–24.
- Mulder, M. en B. Scholtens (2016) A plant-level analysis of the spill-over effects of the German Energiewende. *Applied Energy*, 183, 1259–1271.
- UCTE (2010) *The 50 year success story – evolution of a European interconnected grid*. Brussel: UCTE. Publicatie te vinden op www.entsoe.eu.

In het kort

- ▶ De markt voor stroom is in toenemende mate een geïntegreerde Europese markt.
- ▶ Effecten van nationale en regionale energietransities lekken deels weg in de Europese markt.
- ▶ De kosten van de energietransitie worden lager als de transitie meer in Europees verband gebeurt.