

De invloed van wind en zon op stroomprijzen

Met de opkomst van hernieuwbare energiebronnen ligt het voor de hand dat weersomstandigheden een grotere invloed krijgen op de prijs van elektriciteit. Zon en wind verlagen de stroomprijs, maar hun effect in Nederland is vooralsnog beperkt. De aardgasprijs is nog steeds dominant voor de hoogte van de stroomprijs.

MACHIEL MULDER

Hoogleraar aan de Rijksuniversiteit Groningen en specialist reguleringseconomie bij de Autoriteit Consument & Markt

BERT SCHOLTENS

Hoogleraar aan de Rijksuniversiteit Groningen en aan de University of Saint Andrews

Op de elektriciteitsmarkt doen zich grote veranderingen voor. Bedrijven en huishoudens installeren steeds meer windmolens, zonnepanelen en installaties voor warmtekrachtkoppeling. Dit geldt vooral in Duitsland waar de afgelopen vijf jaar meer wind- en zonvermogen is geïnstalleerd dan er in Nederland aan totale opwekkingscapaciteit staat. Dit is voor de Nederlandse markt van belang vanwege de koppeling met de Duitse stroommarkt (kader 1). Een gevolg hiervan is dat als het in Duitsland waait of de zon schijnt, de aanbodcurve van elektriciteit niet alleen in Duitsland, maar ook in Nederland naar rechts verschuift, omdat deze duurzame energiebronnen gekenmerkt worden door minieme marginale kosten: het *merit-order*-effect. Het met de weersomstandigheden heen-en-weer schuiven van de aanbodcurve kan zodoende leiden tot sterker fluctuerende stroomprijzen. Een gevolg daarvan kan zijn dat investeringen in nieuwe conventionele centrales minder aantrekkelijk worden, terwijl deze nog wel nodig zijn om voor het stroomaanbod te zorgen op de momenten dat het niet waait en de zon niet schijnt. In welke mate hebben wind en zon de stroomprijs in de afgelopen jaren beïnvloed en zijn er maatregelen nodig om te zorgen dat bedrijven in flexibele conventionele opwekkingscapaciteit investeren?

De auteur heeft verklaard dit artikel alleen te publiceren in ESB en niet elders te publiceren in wat voor medium dan ook. Het is wel toegestaan om het artikel voor eigen gebruik en voor publicatie op een intranet van de werkgever van de auteur aan te wenden.

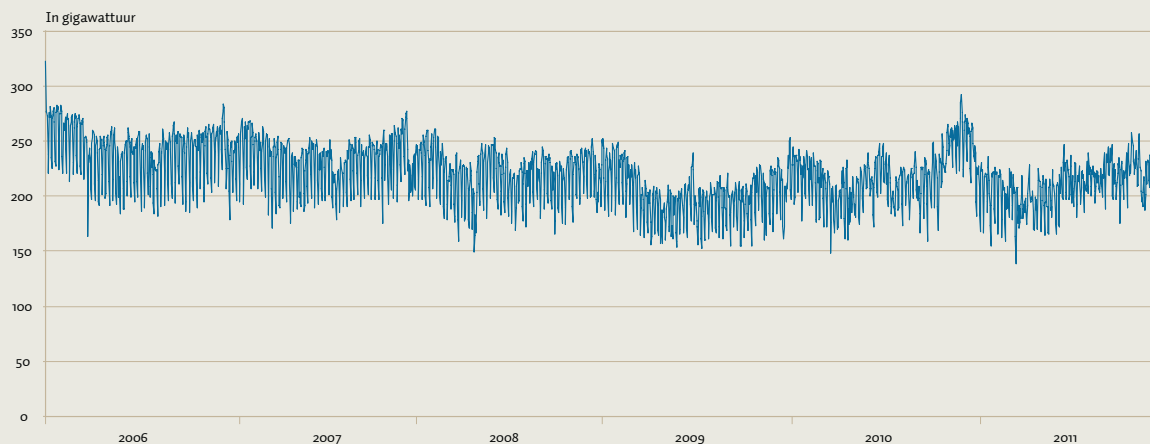
MODEL

Om de invloed van wind en zon op de stroomprijs te verklaren moet gecontroleerd worden voor alle factoren die van invloed zijn op de vraag- en aanbodcurve van elektriciteit. Daarom is een herleide-vormvergelijking geschat met de belangrijkste mogelijke determinanten van de elektriciteitsprijs. Hierbij zijn economische en klimaatvariabelen onderscheiden. Economische factoren zijn de (residuele) vraag, de mate van concurrentie en de marginale productiekosten. De weersfactoren zijn windkracht in Nederland en Duitsland, daglicht, intensiteit van zonlicht en overschrijding van de norm voor rivierwatertemperatuur.

Economische factoren

Meer vraag naar elektriciteit betekent dat de vraagcurve naar rechts verschuift, wat bij een oplopende aanbodcurve een hogere stroomprijs betekent. Bovendien kan een toenemende vraag betekenen dat er minder mogelijkheden zijn om met de bestaande capaciteit aan de additionele vraag te voldoen. Dit wordt gemeten met behulp van de residuele vraag voor de grote opwekkers: dit is de vraag die niet wordt geleverd door decentrale opwekking. Die residuele vraag vertoont een duidelijk seizoenspatroon, maar laat ook over de afgelopen jaren een dalende trend zien, die samenhangt met twee factoren: de economische crisis die heeft geleid tot een lagere vraag naar elektriciteit en het toegenomen aanbod van decentrale opwekking (figuur 1).

Een andere factor die de prijs kan beïnvloeden is de mate van concurrentie. De concurrentie in de stroommarkt hangt af van de gevraagde hoeveelheid en de aanbodflexibiliteit. Dit wordt vaak gemeten met de Residual Supply Index (RSI). De RSI van bedrijf *i* meet de totale capaciteit die in de markt bestaat onder aftrek van de capaciteit van dat bedrijf ten opzichte van de totale vraag. Als RSI_i lager is dan 1, dan is bedrijf *i* onontbeerlijk om in de vraag te voorzien. Hoe lager de RSI, hoe meer marktmacht een onderneming heeft. In de afgelopen jaren is de marktmacht van de grote bedrijven geleidelijk

Binnenlandse residuele vraag naar elektriciteit in Nederland, 2006-2011, per dag**FIGUUR 1**

Bron: Autoriteit Consument & Markt

verminderd door verbeterde integratie van de Nederlandse markt met de omliggende markten, afgenomen volumevraag en groei van decentrale opwekking (Mulder en Schoonbeek, 2013).

Voor de marginale productiekosten zijn twee maatstaven gebruikt, namelijk de gasprijs en de kolenprijs. De Nederlandse centrales hebben immers gas of kolen als primaire brandstof. Een stijging van de gas- of kolenprijs betekent dat de aanbodcurve naar boven verschuift, wat een opwaarts effect op de stroomprijs heeft. Figuur 2 toont de ontwikkeling van de gasprijs voor de Nederlandse markt en die voor de mondiale kolenprijs, en hoe deze zich verhoudt tot de (dag-vooruit-) elektriciteitsprijs. Hieruit blijkt dat de elektriciteitsprijs volgend is ten opzichte van de gas- en kolenprijzen. Het lijkt dat er een steeds groter verschil overblijft, wat mogelijk wordt veroorzaakt door wind en zelflevering.

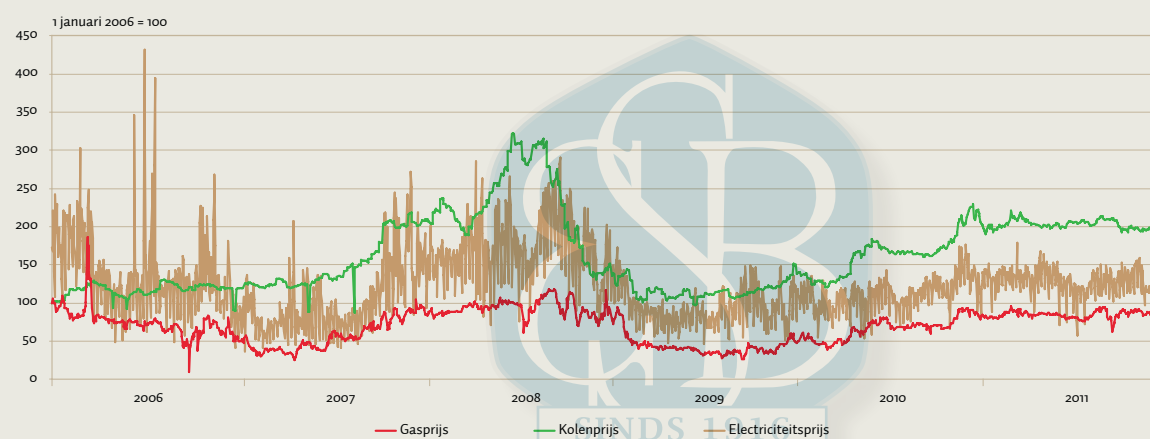
Klimaatfactoren

Figuur 3 toont de ontwikkeling van het opgestelde wind- en

zonvermogen in Nederland en Duitsland, waaruit blijkt dat vooral in Duitsland de capaciteit de afgelopen jaren sterk uitgebreid is. De verwachting is dat door deze uitbreiding wind een toenemend drukkend effect heeft op de elektriciteitsprijs. De schattingen zijn gebaseerd op de windkracht in beide landen.

De hoeveelheid daglicht beïnvloedt zowel de vraag als het aanbod. In de zomer is de elektriciteitsvraag geringer omdat er minder behoefte is aan verlichting. De productie van zonnenergie is dan juist relatief hoog. Beide mechanismen hebben een drukkend prijseffect. Daglicht is opgenomen in het model via het aantal minuten licht per dag. Daarnaast is rekening gehouden met de intensiteit van de zon door het aantal uren zon per dag te relateren aan het aantal uren daglicht.

De laatste klimaatfactor is de temperatuur van het rivierwater. Als deze temperatuur in Nederland boven de 23 graden Celsius komt zijn de conventionele elektriciteitscentrales – die dit water gebruiken voor koeling – gebonden aan productiebeperkingen. Een hogere temperatuur van het rivierwater leidt dan tot een verschuiving naar links van de aanbodcurve.

Ontwikkeling van de gas- en kolenprijs en voor de elektriciteitsprijs, indexcijfers**FIGUUR 2**

Bron: APX; Bloomberg

De auteur heeft verklaard dit artikel alleen te publiceren in ESB en niet elders te publiceren in wat voor medium dan ook. Het is wel toegestaan om het artikel voor eigen gebruik en voor publicatie op een intranet van de werkgever van de auteur aan te wenden.

Beschrijvende statistiek van de variabelen in het regressiemodel

TABEL 1

	Gemiddelde	Standaard-deviatie	Minimum	Maximum
Log(APX)	3,86	0,34	2,69	5,17
Log(vraag)	5,29	0,13	4,93	6,17
Log(RSI)	0,22	0,19	-0,24	1,04
Log(Gasprijs)	2,87	0,35	1,50	3,90
Log (Kolenprijs)	2,26	0,29	1,68	2,99
RTO	0,04	0,23	0	2,80
Log(Wind-Ned)	4,58	1,32	-3,77	7,91
Log(Wind-Dui)	3,70	1,17	0,42	7,22
Daglicht	737	184	463	1006
Zonintensiteit Ned	0,38	0,27	0	0,93
Zonintensiteit Dui	0,35	0,25	0	0,95

Effect van de verklarende variabelen op de log van de gemiddelde dagelijkse APX prijs

TABEL 2

Verklarende variabelen	2006 – 2007	2008 – 2009	2010 – 2011
Constante	2,16**	0,42	2,82***
Log(vraag(-1))	0,17	0,36***	-0,03
Log(RSI)	-0,67***	-0,16***	-0,18***
Log(gasprijs(-1))	0,57***	0,38***	0,47***
Log (kolenprijs)	-0,16*	0,35**	0,03
Rivierwatertemperatuur overschrijding	-0,07*	0,09	0,03
Log(wind NL)	-0,002	-0,01**	-0,007**
Log(wind DU)	-0,04***	-0,03***	-0,03***
Daglicht	-0,0004	-0,0003	-0,0002
Zonintensiteit NL	0,008	-0,03*	-0,003
Zonintensiteit DU	0,03	0,03	-0,001
AR(1)	0,61***	0,68***	0,54***
AR(2)	0,10***	0,05	0,08**
Variatie vergelijking			
Constante	0,02***	0,009***	0,003***
Restfactor(-1)2	0,47***	0,32***	0,42***
Adj. R ²	0,83	0,91	0,83
F stat. ARCH LM	0,62	0,93	0,94
Aantal observaties	715	730	730

*/**/*** Significant op respectievelijk tien-, vijf- en eenprocentniveau.

Vergelijking

Tot slot zijn er in het model dummy's opgenomen om te controleren voor weekpatronen. Het model wordt geschat in logaritmen omdat de invloed van de verklarende variabelen (behalve van de RTO) waarschijnlijk niet lineair is (Mulder en Scholtens, 2013). Het model laat zich zodoende samenvatten in vergelijking (1), waarbij P = elektriciteitsprijs; D = (residuele) vraag; RSI = mate van concurrentie; MC_i = marginale productiekosten, waarbij i = gas of kolen; RTO = overschrijding van de norm voor rivierwatertemperatuur; W = windkracht; DL = daglicht; Z = intensiteit van zonlicht.

$$\text{Log}(P) = \beta_0 + \beta_1 \log(D) + \beta_2 \log(RSI) + \beta_3 \log(MC_i) + \beta_4 RTO + \beta_5 \log(W^{NL}) + \beta_6 \log(W^{DU}) + \beta_7 \log(DL) + \beta_8 \log(Z^{NL}) + \beta_9 \log(Z^{DU}) + \beta_{10} \text{Dummy zondag} + \dots + \beta_{15} \text{Dummy vrijdag} + \varepsilon \quad (1)$$

RESULTATEN

De Nederlandse stroomprijs is geschat op grond van dagelijkse data voor de periode 2006–2011. Om rekening te houden met eventuele endogeniteit in het model zijn vertraagde waarden opgenomen voor residuele vraag, gasprijs en kolenprijs. Tabel 1 geeft de beschrijvende statistiek van de data. Er is gecontroleerd voor stationariteit, autocorrelatie en ARCH-effecten. Uit *unit root*-testen blijkt dat de data stationair zijn en daarom kan het model in niveaus geschat worden. Er zijn twee autoregressieve verklarende variabelen toegevoegd vanwege autocorrelatie en er is een variantievergelijking opgeno-

Het Nederlandse elektriciteitsnetwerk

KADER 1

Het Nederlandse elektriciteitsnetwerk is fysiek gekoppeld aan de netwerken in Duitsland, België, het Verenigd Koninkrijk en de Scandinavische landen. De Nederlandse markt vormt daarmee een onderdeel van de Noordwest-Europese markt. In 2011 bedroeg de Nederlandse elektriciteitsvraag 118 terrawattuur (TWh) ofwel 118.000 GWh (TenneT, 2012). Voor de middellange termijn wordt een gestage groei verwacht van zo'n 1,5 procent per jaar waardoor de vraag in 2020 uitkomt op circa 130 TWh. Ruim een derde van deze vraag komt van kleinverbruikers. Huishoudens zijn de afgelopen jaren steeds efficiëntere apparaten gaan gebruiken, maar het aantal apparaten is sterk toegenomen. De vraag van bedrijven wordt voornamelijk bepaald door de economische ontwikkeling. De productiecapaciteit wordt in Nederland sterk uitgebreid met het oog op de export. In 2011 was het geïnstalleerd vermogen circa 24 gigawatt (GW), in 2020 is het naar verwachting 36 GW. Als deze centrales elk uur volledig benut zouden worden, dan kunnen ze op jaarbasis dus $36 \text{ GW} \times 8760 \text{ uur} = 315.360 \text{ GWh}$ aan stroom leveren, wat ongeveer 2,5 maal zoveel is als de totale vraag in 2011. Deze geplande groei bestaat vooral uit gascentrales (2/3) en kolencentrales (1/3). Het kabinet-Rutte II wil dat in 2020 zestien procent van de elektriciteit duurzaam geproduceerd wordt.

men om rekening te houden met geclusterde volatiliteit. Om na te gaan of de invloed van de variabelen zich wijzigt in de loop der tijd zijn drie deelperioden onderzocht (tabel 2). Omdat het model in logaritmen is geschat, kunnen de coëfficiënten geïnterpreteerd worden als elasticiteiten.

De residuele vraag heeft een prijsverhogend effect tot 2010, maar wijkt daarna niet af van nul. Dat komt doordat de marginale kosten van de verschillende centrales op een vergelijkbaar niveau zijn gekomen, waardoor de aanbodcurve horizontaal verloopt en een verschuiving van de vraagcurve geen significante prijseffecten meer heeft. Verder is te zien dat meer concurrentie een dempende prijsinvloed heeft. De invloed van de RSI vermindert, wat impliceert dat de belangrijkste producenten minder gemakkelijk de markt kunnen beïnvloeden. Dit duidt erop dat de residuele prijselasticiteit toegenomen is vanwege onder meer de toegenomen decentrale opwekking. De kolenprijs is in de onderzochte periode alleen in 2008–2009 van wezenlijke invloed op de elektriciteitsprijs. De gasprijs heeft juist een zeer dominante invloed: globaal genomen stijgt de elektriciteitsprijs met een half procent als de gasprijs met één procent toeneemt.

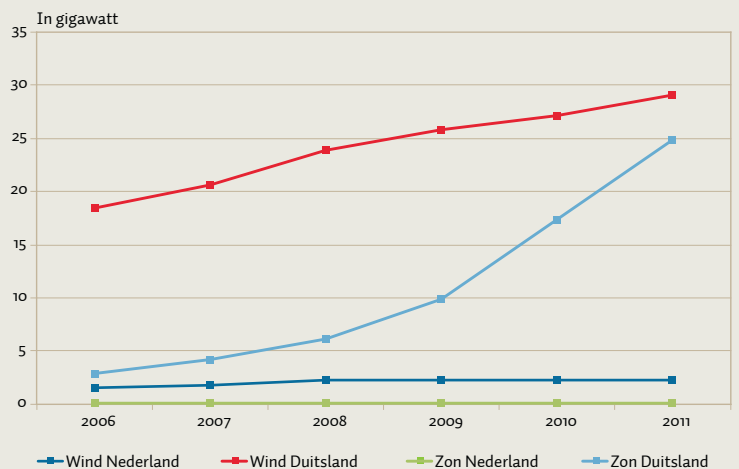
Voor de weersfactoren geldt dat vooral de wind in Duitsland van invloed is op de Nederlandse elektriciteitsprijs. De prijselasticiteit bedraagt ongeveer $-0,03$. Deze invloed is dus beduidend geringer dan de invloed van de gasprijs. De Nederlandse windkracht is nauwelijks van invloed, wat geen verbazing wekt gezien de geringe opwekkingscapaciteit. Daglicht heeft een geringe dempende invloed op de stroomprijs, maar de invloed van zonintensiteit blijkt niet significant. De overschrijding van de rivierwatertemperatuur heeft het verwachte positieve teken, maar is niet significant. Opmerkelijk is dat de weersfactoren nauwelijks in belang zijn toegenomen in de periode 2006–2011, terwijl de opwekkingscapaciteit van wind en zon flink in omvang is gegroeid.

CONCLUSIE

Zon en wind drukken de Nederlandse stroomprijs, dit geldt vooral voor de Duitse windsnelheid, maar dit effect is met een elasticiteit van $-0,03$ vooralsnog beperkt. Het blijkt dat de gasprijs nog steeds in hoge mate de Nederlandse stroomprijs bepaalt. Bij de verwachte verdere groei van de opwekkingscapaciteit voor wind en zon is op termijn een nog sterker drukkend effect op de elektriciteitsprijzen te verwachten. Dit geldt vooral buiten de piekuren als in een toenemend deel van de energievraag voorzien kan worden met hernieuwbare bronnen. Dan zal de elektriciteitsprijs naar de marginale kosten van zon en wind tenderen en die liggen dicht bij nul. Dit zal dan een drukkend effect hebben op investeringen in zowel traditionele elektriciteitsproductie als duurzame capaciteit, wat er weer toe kan leiden dat tijdens piekuren (wanneer de vraag naar elektriciteit hoog is) de prijs sterk stijgt vanwege een gebrek aan opwekkingscapaciteit. Deze terugkoppeling kan verstoord worden door belasting- en subsidiemaatregelen.

Een prangende vervolgvraag is in welke mate de hogere prijzen gedurende uren met weinig wind en zon zullen zorgen voor voldoende aanpassingsreacties bij zowel elektriciteitsgebruikers als -producenten. De ervaring leert dat de grote elektriciteitsgebruikers in de industrie flexibel kunnen inspringen op prijsveranderingen. Het is van belang dat ook particuliere huishoudens en kleine bedrijven in staat gesteld worden te re-

Geïnstalleerde wind- en zonne-energicapaciteit in Nederland en Duitsland, 2006–2011 FIGUUR 3



Bron: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012; CBS, 2013; EWEA, 2012

ageren op prijsveranderingen, bijvoorbeeld door hen de mogelijkheid te bieden om hun elektriciteitsproductie en -verbruik af te stemmen op de actuele prijzen. Verdere intensivering van de koppeling van het Nederlandse elektriciteitsnetwerk met die in de omliggende landen kan eveneens zorgen voor grotere flexibiliteit. Deze maatregelen zijn economisch efficiënter dan stimulatie van reservecapaciteit, zoals in diverse EU-landen momenteel overwogen wordt (Eurelectric, 2011). Het risico van die maatregelen is namelijk dat het vooral leidt tot overwinsten bij de zittende producenten die een vergoeding krijgen voor capaciteit die er al is, zonder dat het leidt tot investeringen in flexibele capaciteit (Cramton en Ockenfels, 2011). Vooralsnog is er dus geen economische reden tot maatregelen ter compensatie van de effecten op de stroomprijs uit hoofde van de groei in de opwekkingscapaciteit van wind- en zonne-energie.

LITERATUUR

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012) *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Tijdsreeksen op www.erneuerbare-energien.de, 8 maart.
- CBS (2013) *Hernieuwbare elektriciteit; bruto en netto productie, import en export*. Bericht op statline.cbs.nl, 25 februari.
- Cramton, P. en A. Ockenfels (2011) *Economics and design of capacity markets for the powersector*. Maryland/Cologne: University of Maryland/University of Cologne.
- Eurelectric (2011) *RES integration and market design: are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy?* Brussel: Eurelectric.
- EWEA (2012) *Wind in Power*. Statistieken op www.ewea.org, februari.
- Mulder, M. en B. Scholtens (2013) The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands. *Renewable Energy*, 57(september), 94–100.
- Mulder, M. en L. Schoonbeek (2013) Decomposing changes in competition in the Dutch electricity market through the residual supply index. *Energy Economics*, 39, 100–107.
- TenneT (2012) *Rapport monitoring leveringszekerheid 2011–2027*. Groningen: TenneT.