

8 juli 2019

Elektriciteitsbedrijven staan voor uitdagingen

Farah Abi Morshed

Energie-econoom

Tel: +31 6 1095 2889

farah.abi.morshed@nl.abnamro.com

Inleiding

Na het herstel van de grondstoffenprijzen in 2016 en de geslaagde hervorming van het Europese emissiehandelssysteem (*European Emission Trading System* – EU ETS) vertoonde de basislast-elektriciteitsprijs (groothandelsprijs eerste maandcontract) in Nederland een stijgende lijn. Door de lage kolen- en gasprijzen in 2019 staan de elektriciteitsprijs nu onder druk. Het risico van een verdere prijsdaling lijkt echter beperkt. Een mogelijk herstel van de grondstoffenprijzen biedt immers bescherming, onder meer via de hogere EU ETS-prijs.

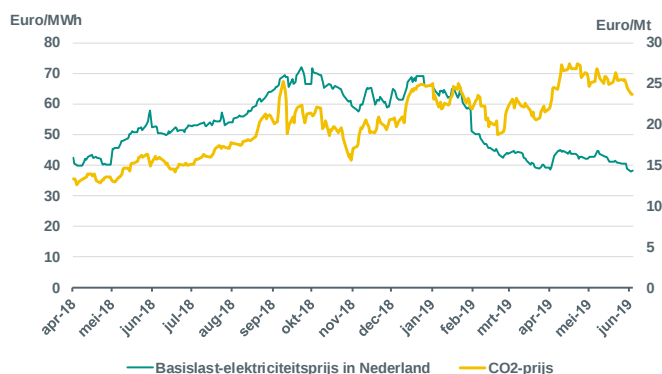
Tegen deze achtergrond (lage grondstoffenprijzen, hoge EU ETS-prijs en uitfasering van basislastcapaciteit) zien elektriciteitsbedrijven zich geplaagd voor nieuwe uitdagingen. Enerzijds profiteren deze bedrijven van de lagere prijzen van fossiele brandstoffen. Dit heeft immers lagere inputkosten tot gevolg. Anderzijds kampen zij met het verlies door duurdere CO₂-rechten. Hogere uitstoot door het gebruik van fossiele brandstoffen leidt in dit geval tot meer kosten. Een tweede uitdaging is de meer frequentere overstap van kolen naar gas en duurzame energie, gedreven door een hogere CO₂-prijs; maar, naast de prijzen van fossiele brandstoffen en CO₂-rechten spelen echter nog andere factoren een rol.

Maakt een hogere of lagere CO₂-intensiteit van installaties van elektriciteitsbedrijven het verschil?

De EU ETS-prijs loopt sinds begin 2018 op. De relatie tussen de CO₂-prijs en de elektriciteitsprijzen is sindsdien ook sterker geworden. Met andere woorden: de hogere CO₂-prijs drijft de elektriciteitsprijs op (zie figuur 1). Er zijn echter nog andere factoren in het spel, zoals de prijzen van fossiele brandstoffen en hun aandeel in de elektriciteitsprijs. De CO₂-prijs compenseerde de prijsdaling van fossiele brandstoffen (zoals tussen maart en mei 2019), of versterkte de prijsstijging (zoals tussen april en september 2018) juist. De grafiek hieronder (zie figuur 2) laat een sterk rollende correlatie tussen de elektriciteitsprijs en de CO₂-prijs zien¹: wanneer de CO₂-prijs stijgt, gaan de elektriciteitsprijzen ook omhoog.

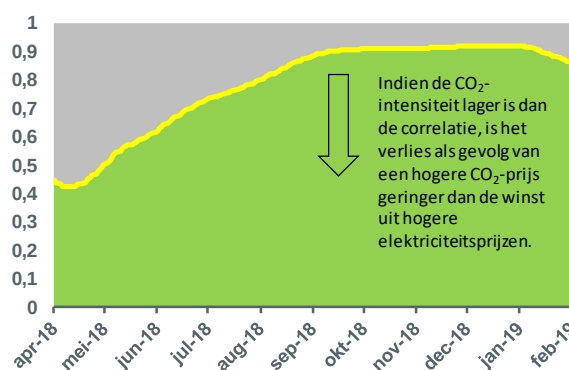
1 De bivariate correlatie tussen de elektriciteitsprijs en de CO₂-prijs wordt, als onderdeel van een rollende regressieanalyse, over een periode van 400 dagen berekend.

1. EU ETS-prijs versus elektriciteitsprijs in Nederland



Bron: Thomson Reuters, ABN AMRO Economisch Bureau

2. Rollende correlatie tussen CO₂- en elektriciteitsprijs



Bron: Thomson Reuters, Morningstar, ABN AMRO Economisch Bureau

Een hogere of lagere CO₂-intensiteit maakt weldegelijk het verschil voor elektriciteitsbedrijven. De CO₂-intensiteit van installaties van een elektriciteitsbedrijf hangt af van de mix van conventionele en/of duurzame energiebronnen. Een CO₂-intensiteit onder de correlatiecurve (zie figuur 2) is financieel gunstig. Op dat moment is het voordeel van een hogere elektriciteitsprijs (als gevolg van een hogere CO₂-prijs) groter dan het nadeel van die hogere CO₂-prijs. Door de hogere elektriciteitsprijs stijgen de inkomsten sterker dan de kosten voor de aankoop van CO₂-rechten². Dit werkt ook vice versa: ligt de CO₂-intensiteit boven de correlatiecurve, dan is het nadeel van een hogere CO₂-prijs groter dan het voordeel van een hogere elektriciteitsprijs. Elektriciteitsbedrijven streven ernaar om onder de correlatiecurve te blijven. Dit doen zij door hun energiebronnen te diversifiëren en naar minder vervuilende bronnen om te schakelen. Daardoor kunnen ze vermoedelijk blijven profiteren van een hogere elektriciteitsprijs die uit een stijging van de CO₂-prijs voortvloeien. Dit is het geval indien ze bij de vroegtijdige sluiting van kolencentrales compensatie ontvangen. Dan is hun positie waarde neutraal.

Is het financieel haalbaar om nieuwe elektriciteitscentrales te bouwen?

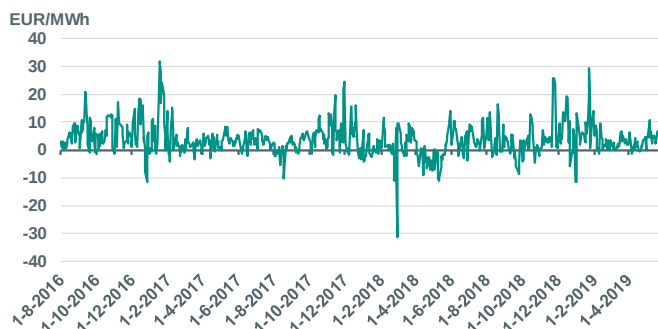
De financiële prestaties van elektriciteitsbedrijven worden op twee manieren gemeten: de clean dark spread en de clean spark spread. Dit is de brutomarge, inclusief ingekochte emissierechten, op verkochte elektriciteit die wordt geproduceerd met steenkool (clean dark spread) dan wel met gas (clean spark spread). Indien de kolenprijs laag is en/of sneller daalt dan de gasprijs, dan zijn kolengestookte centrales winstgevender dan gasgestookte. Als de gasprijs lager is en/of de prijs van emissierechten snel stijgt, zijn kolengestookte centrales in het nadeel.

Deze thermische spreads van elektriciteitsbedrijven blijven onder druk staan. Dit komt boven op de andere uitdagingen waarvoor elektriciteitsbedrijven zich geplaatst zien, zoals de CO₂-intensiteit, de diversificatie van installaties en de winstdrempels. In 2018 waren de clean dark spreads hoger dan clean spark spreads. Dit kwam doordat de

² Bij een correlatie van circa 0,7 (figuur 2) stijgt de elektriciteitsprijs met EUR 0,70/MWh per euro dat de CO₂-prijs stijgt. Indien bijvoorbeeld de CO₂-intensiteit van de productie-installaties (elektriciteitscentrales) 0,5 is, dan bedraagt de marginale kasstroom EUR 0,35/MWh.

kolenprijs sterker daalde dan de gasprijs (zie figuur 3 en 4). Sinds begin dit jaar staat zowel de gas- als de kolenprijs echter onder druk. Door de hoge CO₂-prijs werd de clean dark spread negatief; de clean spark spread bleef laag maar wel positief.

3. Nederland: clean spark spread (50% efficiëntie)



Bron: Thomson Reuters, ABN AMRO Economisch Bureau

4. Nederland: clean dark spread (36% efficiëntie)



Bron: Thomson Reuters, ABN AMRO Economisch Bureau

Ondanks de positieve clean spark spread, blijft het een uitdaging om de stilgelegde STEG-centrales³ weer in gebruik te nemen. Laat staan om nieuwe STEG-centrales te bouwen. De Amerikaanse Energy Information Administration (EIA) heeft het break-evenpunt voor hernieuwde ingebruikneming van stilgelegde STEG-centrales berekend. Op basis van exploitatie- en onderhoudskosten ligt dit break-evenpunt rond de EUR 5/MWh. Voor nieuwbouw ligt dit rond de EUR 19/MWh. Omdat de clean spark spread nu tussen de EUR 3/MWh en EUR 7/MWh schommelt, is het opstarten van bestaande STEG-centrales, laat staan de bouw van nieuwe centrales, nauwelijks haalbaar.

De omschakeling van kolen naar gas wordt in de discussie in Nederland vaak genoemd als een oplossing om tot een sterk klimaatbeleid binnen het kader van het klimaatakkoord te komen. De discussie over deze oplossing wordt echter vooral vanuit politiek perspectief gevoerd. Over fundamentele factoren, zoals het prijsniveau waarop fossiele brandstoffen deze omschakeling faciliteren of blokkeren, wordt niet veel gesproken. Het gebruik van kolengestookte centrales zal pas afnemen wanneer de winstvooruitzichten verslechteren of deze wordt gestuurd door wetgeving.

Wordt omschakeling van kolen naar gas het nieuwe normaal?

Bij een lage gasprijs wordt de omschakeling van kolen naar gas voor de opwekking van elektriciteit als het nieuwe normaal beschouwd, vooral nu in juni de gasprijs (maandcontract) onder EUR 10/MWh dook. Bij de omschakeling van kolen naar gas spelen echter meer factoren een rol dan alleen de prijs van fossiele brandstoffen en emissierechten (EU ETS). Met de volgende vier factoren moet nadrukkelijk rekening gehouden worden:

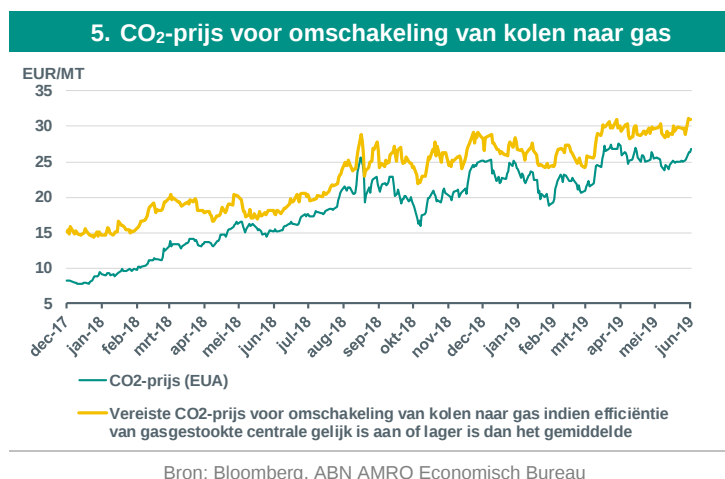
³ STEG-centrale: een elektriciteitscentrale die uit een combinatie van een gasturbine en een stoomturbine bestaat, waarbij de tweede turbine door de eerste wordt aangedreven.

(1) Het verschil tussen intradagvraag en seizoengebonden vraag

De curve van de intradagvraag is anders dan die van de seizoengebonden vraag. De vraag naar elektriciteit kan gedurende de dag heel laag zijn. Omschakeling van kolen naar gas zal dan ook niet bij elke prijs plaatsvinden. Daarbij komt dat in periodes waarin de vraag groot is, de reeds beschikbare gasgestookte elektriciteitscentrales al op volle toeren draaien. Het kost tijd om stilstaande capaciteit van andere gascentrales op te voeren.

(2) De hoogte van de CO₂-prijs

Bij de huidige CO₂-prijs is omschakeling van kolen naar gas haalbaar, vooral wanneer kolengestookte centrales met een lage efficiëntie worden vervangen door gasgestookte centrales met een hoge efficiëntie. Volgens berekeningen van Bloomberg wordt het, gezien de huidige brandstof- en elektriciteitsprijzen, pas bij een hogere CO₂-prijs (circa EUR 30/MT) rendabel om ook kolengestookte centrales te vervangen door gasgestookte centrales waarvan de efficiëntie vervolgens onder het gemiddelde ligt (dus < 48%, zie figuur 5).



(3) De zogenoemde 'merit order'

Door de hoge productie van wind- en zonne-energie gedurende de dag worden centrales die fossiele brandstoffen gebruiken, mogelijk uit de 'merit order' (de rangorde waarin productiecapaciteit wordt benut) verdrongen, ongeacht de prijs van de fossiele brandstoffen.

(4) Bestaande afspraken over warmte- en stroomverplichtingen

De verhoging of verlaging van de capaciteit van elektriciteitscentrales en de overstap naar andere brandstofsoorten is niet van de ene op de andere dag gerealiseerd, vooral niet wanneer voor gecombineerde warmtekrachtcentrales al verplichtingen zijn aangegaan.

DISCLAIMER

Dit document is samengesteld door ABN AMRO. Het heeft uitsluitend als doel om financiële en algemene informatie te verstrekken over de economie. ABN AMRO behoudt zich alle rechten voor met betrekking tot de informatie in het document en het document wordt uitsluitend aan u verstrekt voor uw informatie. Het is niet toegestaan dit document (geheel of deels) te kopiëren, distribueren, door te geven aan een derde of om het voor enig ander doel te gebruiken dan hier boven bedoeld. Dit document is informatief bedoeld en vormt geen aanbieding van effecten aan het publiek, of een uitnodiging om een aanbod te doen.

U mag niet om welke reden dan ook vertrouwen op de informatie, meningen, beramingen, en aannames in dit document noch dat het compleet, accuraat of juist is. Er wordt geen garantie gegeven, uitdrukkelijk of stilzwijgend, door of uit naam van ABN AMRO, haar directeurs, functionarissen, vertegenwoordigers, gelieerde partijen, groepsmaatschappijen of werknemers met betrekking tot de juistheid of volledigheid van de informatie in dit document, en geen enkele aansprakelijkheid wordt geaccepteerd voor enig verlies als direct of indirect gevolg van het gebruik van deze informatie. De opvattingen en meningen opgenomen hierin kunnen op enig moment aan verandering onderhevig zijn en ABN AMRO heeft geen enkele verplichting om de informatie in dit document na de datum hiervan te herzien.

Voordat u in enig product van ABN AMRO investeert, dient u zich te informeren over de verschillende financiële en andere risico's, alsmede mogelijke beperkingen voor u en uw investeringen als gevolg van toepasselijke wetgeving en regels. Indien u, na lezing van dit document, overweegt een investering te doen in een product, raadt ABN AMRO aan om een dergelijke investering met uw relatie manager of persoonlijke adviseur te bespreken om nader te bezien of het relevante product – met inachtneming van alle mogelijke risico's – past bij uw investeringen. De waarde van beleggingen kan fluctueren. In het verleden behaalde resultaten bieden geen garanties voor de toekomst. ABN AMRO behoudt zich het recht voor wijzigingen in dit materiaal aan te brengen.

© Copyright 2019 ABN AMRO Bank N.V. and affiliated companies ("ABN AMRO").

Alle rechten voorbehouden