

Regulering van energienetwerken op zee

Vanwege de ambitie van de overheid om binnen tien jaar ongeveer 4500 MW aan opwekkingscapaciteit uit windenergie op de Noordzee te realiseren, zijn omvangrijke investeringen in de aanleg van een elektriciteitsnetwerk op zee nodig. De wijze waarop de tarieven van dit netwerk worden gereguleerd is van invloed op zowel de beschikbaarheid van financieringsmiddelen als de financieringsbehoefte. Wanneer de netbeheerder geprikkeld wordt het netwerk zo efficiënt mogelijk aan te leggen, leidt dat niet alleen tot lagere tarieven voor de energieverbruikers, maar wordt ook de financierbaarheid van de investeringen bevorderd.

MACHIEL MULDER

Hoogleraar aan de Rijksuniversiteit Groningen en werkzaam bij het Economisch Bureau van de Autoriteit Consument & Markt

De elektriciteitsmarkt in Europa maakt momenteel grote veranderingen door. Decennialang is elektriciteit opgewekt met grote conventionele centrales die fossiele energie (vooral kolen en gas) of kernenergie omzetten in elektriciteit, die vervolgens via landelijke hoogspanningsnetten en regionale distributienetten naar de gebruikers werd getransporteerd. Meer en meer wordt het aanbod uit deze centrales vervangen door elektriciteit die op duurzame wijze, dat wil zeggen uit wind- en zonne-energie, wordt opgewekt. Dit geldt in het bijzonder voor Duitsland waar op sommige dagen duurzame energie al meer dan de helft van de elektriciteitsproductie voor haar rekening neemt (Fraunhofer Instituut, 2014). In Nederland is dat aandeel vooralsnog beduidend lager. De opwekking van duurzame elektriciteit vindt overigens voor een groot deel decentraal op het land plaats, dat wil zeggen met relatief kleine installaties die op het distributienetwerk zijn aangesloten.

In Nederland zijn de ruimtelijke mogelijkheden voor windmolens op land echter beperkt. De totale opwekkingscapaciteit hiervan bedraagt nu ongeveer 2400 MW (CBS). Ter vergelijking: een conventionele kolen- of gascentrale heeft doorgaans een capaciteit van ongeveer 400 tot 600 MW, maar de nieuwste kolencentrales, bijvoorbeeld die van E.ON op de Maasvlakte, hebben een capaciteit van meer dan 1000 MW. Daarbij komt dat de effectieve capaciteit van een windmolen beduidend lager is dan de maximale capaciteit, vanwege de afhankelijkheid van windsnelheden. De mate waarin windcapaciteit effectief kan worden gebruikt, wordt uitgedrukt met de capaciteitsfactor. De capaciteitsfactor van wind op land is ongeveer 1/4, wat wil zeggen dat het totale opgestelde windvermogen van 2400 MW (gemiddeld genomen over een jaar) ongeveer even veel stroom produceert als één conventionele centrale van 600 MW. Op dit moment voorzien wind- en zonne-energie in ongeveer drie procent van het totale elektriciteitsverbruik in Nederland (CBS). Inclusief elektriciteitsopwekking uit biomassa is het aandeel van duurzame energie ongeveer tien procent. Om tot de beoogde transitie in de elektriciteitssector te komen is dus nog een aanzienlijke uitbreiding van het opgestelde vermogen voor onder andere windenergie nodig.

Omdat de mogelijkheden daarvoor op land beperkt zijn, wil de Nederlandse overheid deze transitie vooral realiseren door het bevorderen van de aanleg van windmolenparken op de Noordzee. Het plan is om in 2023 4450 MW aan opwekkingscapaciteit op zee te hebben, waarvan ongeveer 1000 MW al gerealiseerd is of in de pijplijn zit (SER, 2013). De effectieve benutting van windvermogen op zee is hoger dan op land: de capaciteitsfactor is hier ongeveer 1/3. Dit betekent dat in 2023 de gezamenlijke windparken op zee op jaarbasis ongeveer evenveel produceren als 1500 MW aan conventionele centrales. Maar zelfs op momenten waarop alle windmolens stroom produceren, zullen er nog conventionele centrales nodig zijn om in onze elektriciteitsbehoefte (ongeveer 120 miljoen MWh per jaar) te voorzien. Dit is uiteraard helemaal

het geval op die momenten wanneer de windsnelheid laag is. Voor 2020 wordt verwacht dat conventionele centrales nog ongeveer driekwart zullen uitmaken van het totale opgestelde productievermogen (TenneT, 2013).

Voor de aanleg van de windmolenparken op zee zijn omvangrijke investeringen nodig. De investeringen in de parken zelf worden bekostigd uit de SDE+-subsidies die het Ministerie van Economische Zaken speciaal in het leven heeft geroepen voor de bevordering van duurzame energie. Deze subsidies bevatten ook een vergoeding voor de kosten van het leggen van kabels tussen de windparken en het elektriciteitsnetwerk. Tot dusverre is dit netwerk nog tot op land beperkt, maar het plan is om het netwerk uit te breiden met zogenaamde stopcontacten op zee. Deze stopcontacten bestaan uit uitlopers van het bestaande hoogspanningsnetwerk tot op de Noordzee plus een netwerk op zee waar afzonderlijke windparken mee kunnen worden verbonden. De vraag is nu hoe deze investeringen in het elektriciteitsnetwerk op zee tot stand kunnen worden gebracht: via openbaar aanbesteden of onderhands gunnen? Als het onderhands gegund wordt, is het de vraag hoe de tarieven van het netwerk worden gereguleerd. Tariefregulering is met name bedoeld om de energiegebruikers te beschermen tegen te hoge tarieven, dat wil zeggen tegen tarieven die hoger zijn dan de kosten van de energienetwerken (Mulder, 2014). De tarieven moeten uiteraard wel voldoende hoog zijn om de vermogensverschaffers een adequate (marktconforme) vergoeding te geven. De precieze invulling van de tariefregulering is daarom van invloed op zowel de financierbaarheid van de investeringen als de betaalbaarheid van de energievoorziening. Omdat voor de aanleg van de energienetwerken op zee in korte tijd veel kapitaal nodig is, kan via de tariefregulering een bijdrage geleverd worden aan de financiering van de benodigde investeringen, maar de vraag is of dat verstandig is vanuit het oogpunt van de betaalbaarheid van de energievoorziening.

ONDERHANDS GUNNEN

Hoewel het in principe mogelijk is om de aanleg en het beheer van het netwerk openbaar aan te besteden, in de hoop daarmee concurrerende aanbieders te krijgen, ligt aanbesteding hier minder voor de hand. Het gaat immers om de aanleg van een infrastructuur die specifiek bestemd is voor het transport van elektriciteit die door de windmolenparken op de Noordzee wordt geproduceerd. Dit zijn verzonken kosten. Het rendement van deze investeringen is daarom geheel afhankelijk van de opbrengsten uit het toekomstige gebruik, waarbij de investeerder na aanleg van het netwerk in belangrijke mate afhankelijk is van beslissingen van de overheid (en haar toezichthouder) over die opbrengsten. Onzekerheid over de toekomstige opbrengsten zal maken dat de biedende partijen een hogere prijs zullen vragen dan de verwachte kosten, ter compensatie van dat risico (Braeutigam, 1988). Wanneer de aanleg echter aan één partij (onderhands) wordt gegund, dan kan via tariefregulering ervoor gezorgd worden dat de elektriciteitsgebruiker een prijs betaalt die de (efficiënte) kosten niet te boven gaat.

Deze partij hoeft niet per se TenneT, de huidige eigenaar en beheerder van het hoogspanningsnetwerk op het vaste land, of een van de huidige distributienetbeheerders te zijn. Er kan ook met een speciaal voor dit doel opgerichte netbeheer-

der (mini-TSO) worden gewerkt, zoals in Duitsland gebeurt, waar bovendien private partijen meedoen als aandeelhouder. Met die laatste constructie zijn er meer potentiële financiers beschikbaar, wat het financieringsvraagstuk eenvoudiger oplosbaar zou kunnen maken. Van belang bij de keuze van de investeerder in het netwerk op zee en de beheerder van dat netwerk is dat deze partijen (of deze ene partij) mogelijke schaal- en scopevoordelen kunnen realiseren en bovendien uiteraard, al dan niet met behulp van andere vermogensverschaffers, voldoende financieringsmiddelen kunnen genereren om de investeringen in het netwerk te financieren. Welke partij of partijen ook worden gekozen, in alle gevallen is de invulling van de tariefregulering een belangrijke factor achter zowel de financierbaarheid van de investeringen als een efficiënte aanleg en efficiënt beheer van het netwerk.

FINANCIEREN VIA TARIEVEN?

Als aan een partij de aanleg en het beheer van de energienetwerken onderhands wordt gegund, dan is de vraag in hoeverre het huidige regime van tariefregulering dat geldt voor het elektriciteitsnetwerk op het land, ook kan worden toegepast voor het netwerk op de Noordzee. Via de huidige tariefregulering worden de inkomsten van de netbeheerders gemaximeerd op het niveau van de efficiënte kosten, zodat energiegebruikers niet meer betalen dan nodig is voor een doelmatig beheer van de netwerken. De tariefregulering is niet alleen van invloed op de vergoeding die vermogensverschaffers kunnen krijgen, maar ook op de prikkels die netbeheerders hebben om doelmatig te werken. Wat maakt een energienetwerk op zee anders dan een netwerk op land, waardoor de tariefregulering er anders zou moeten uitzien?

Een in het oog springend aspect van de investeringen voor een energienetwerk op zee is dat deze in relatief korte tijd en in een grote omvang moeten plaatsvinden. Door de ambitieuze doelstellingen van het kabinet om in 2023 ongeveer 4500 MW aan windvermogen op zee in bedrijf te hebben, is er snel veel kapitaal nodig voor de financiering van de energienetwerken. In de afgelopen jaren heeft TenneT ook op land veel geïnvesteerd (zoals Randstad 380, een extra verbinding in het hoogspanningsnetwerk in het westen van het land). In de afgelopen jaren investeerde TenneT enkele honderden miljoenen euro per jaar in het Nederlandse netwerk en de komende jaren zal dat niet anders zijn, zoals in Zuid-West 380, een nieuwe hoogspanningsverbinding tussen Vlissingen en Tilburg (TenneT, 2014). Bovenop de investeringen in het netwerk op land komen dus eventueel nog investeringen voor een netwerk op zee. Om een netwerk van ongeveer 4500 MW aan windparken te ontsluiten, worden de totale investeringen op 2,5 tot 3 miljard euro geschat (EZ, 2009). Een deel van deze investeringen is, onder andere door TenneT, al gerealiseerd om de bestaande parken aan te koppelen, maar een groot deel zal in de komende jaren moeten plaatsvinden. Het bijzondere van wind op zee is dus dat er een grote financieringsopgave ligt: in korte tijd is er veel kapitaal benodigd.

De financieringsmiddelen voor de investeringen kunnen in principe uit drie verschillende bronnen komen: de eigen middelen van de investeerder (netbeheerder), vreemd vermogen van bijvoorbeeld banken en risicodragend vermogen van de aandeelhouders. De beschikbaarheid van elk van deze drie bronnen wordt beïnvloed door de tariefregulering.

De eigen middelen van de gereguleerde netbeheerder hangen uiteraard direct af van de gereguleerde inkomsten. Hoe hoger deze inkomsten ten opzichte van de kosten van de netbeheerder, hoe minder de netbeheerder bij banken of de aandeelhouder hoeft aan te kloppen. Tariefregulering is echter niet bedoeld als financieringsinstrument, dat wil zeggen om middelen te verschaffen die de vergoeding van kosten te boven gaan. Wanneer tarieven wel voor dat doel worden gebruikt, dan zouden de stroomgebruikers (economisch gezien) mede-eigenaar worden van de netten, waar uiteraard een vergoeding tegenover zou moeten staan. Een dergelijke constructie zou de tariefregulering niet alleen ingewikkeld maken, maar het zou ook het karakter van deze regulering doen veranderen, omdat dan de band tussen tarieven die gebruikers betalen en kosten van het netbeheer wordt doorgesneden. Om goed te begrijpen wat zo'n maatregel zou betekenen, kan een vergelijking met de woningmarkt helpen. De huur van een woning vormt een vergoeding voor de kosten van de verhuurder, waaronder de kosten van het vermogensbeslag. Stel dat een verhuurder de huur wil verhogen om daarmee de aankoop van nieuwe woningen te financieren. De band tussen de huur en de kosten van de woningverhuur wordt dan doorgeknipt en de huurders nemen de rol van vermogensverschaffer over. In een goed werkende woningmarkt zal zo iets niet gebeuren, omdat concurrentie ervoor zorgt dat de hoogte van de huur aan de kosten van de verhuur gekoppeld blijft. In markten waar geen concurrentie kan bestaan, zoals bij energienetten op zee, is het de functie van tariefregulering om deze band te bewaken.

TIMING VAN VERGOEDING

De keuze voor het moment waarop investeringsuitgaven kunnen worden doorberekend in de tarieven (vanaf de aanvang van een investering of na afronding ervan) is van invloed op de directe beschikbaarheid van financiële middelen voor de netbeheerder. Voor het energienetwerk op land is het gebruikelijk om investeringen pas een effect te laten hebben op de tarieven wanneer de investeringen zijn afgerond. Alle tot dan gedane uitgaven worden geactiveerd en toegevoegd aan de gereguleerde activawaarde die de basis vormt voor de bepaling van de vergoeding voor vermogenskosten en afschrijvingen. Voor investeringsprojecten die meerdere jaren duren, betekent dit dat gedurende die bouwperiode geen opbrengsten worden ontvangen. De netbeheerder moet dus alle uitgaven van die periode voorfinancieren. De financieringsuitgaven daarvan komen in de vorm van geactiveerde bouwrente wel weer terug in gereguleerde activawaarde.

Het voordeel van deze methode is dat elektriciteitsverbruikers pas gaan betalen voor een investeringsproject wanneer dit is gerealiseerd en de transportdienst wordt geleverd, net zoals afnemers in normale (ongereguleerde) markten ook pas betalen voor een product als het op de markt is.

Een alternatieve benadering is dat investeringen direct bij aanvang worden doorberekend in tarieven. De financieringsopgave van een netwerk op zee wordt vanzelfsprekend kleiner wanneer de investeerder de bouwrente direct kan doorberekenen in de tarieven (de zogenaamde t-0-benadering). Bij een omvang van onderhanden werk van bijvoorbeeld twee miljard euro en een bouwrente van vijf procent gaat het hier om honderd miljoen extra opbrengsten en geringere finan-

ciëringsopgave. Een ander onderdeel van de t-0-benadering is dat de tarieven mede worden gebaseerd op voorgenomen investeringen, in plaats van op gerealiseerde investeringen, zoals tot op heden in de tariefregulering gebruikelijk is. Ook dit kan leiden tot een geringere financieringsopgave. Tegenover deze voordelen staat echter het nadeel dat huidige elektriciteitsgebruikers al gaan betalen voor een dienst die nog niet wordt geleverd en waarvan het niet zeker is of en wanneer die geleverd zal worden.

HOOGTE VAN DE VERMOGENSKOSTENVERGOEDING

De bereidheid om de aanleg van de netwerken op zee te financieren hangt af van de geboden vergoeding voor het feit dat het geïnvesteerde kapitaal geen andere aanwending heeft gekregen. Deze vergoeding voor eigen en vreemd vermogen is de vermogenskostenvergoeding ofwel de WACC (*weighted costs of capital*). De WACC moet dus minimaal gelijk zijn aan opportuunitetskosten van kapitaal. Om de juiste hoogte van deze vergoeding te bepalen is het de vraag of de vergoeding voor de investeringen aan land als referentie kan dienen.

Tegenover deze voordelen staat echter
het nadeel dat huidige elektriciteitsgebruikers al
gaan betalen voor een dienst die nog niet
wordt geleverd en waarvan het niet zeker is of
en wanneer die geleverd zal worden

Met andere woorden, is voor de netten op zee nu een andere WACC nodig dan die voor bijvoorbeeld TenneT als geheel is vastgesteld? Om deze vraag te kunnen beantwoorden moet er een onderscheid worden gemaakt tussen systematische (niet-diversifieerbare) risico's en projectspecifieke risico's. Projectspectifieke risico's komen niet tot uiting in hogere rendementseisen van vermogensverschaffers, omdat deze risico's worden opgevangen door het aanhouden van een mix aan gespreide beleggingen, waarbij de projectspecifieke risico's tegen elkaar wegvallen. Het systematische risico is het risico dat niet kan worden weggediversifieerd. Dit risico wordt bepaald door de relatie van de winstgevendheid van een project met de algemeen economische conjunctuur. We mogen aannemen dat deze relatie niet anders zal worden wanneer TenneT zijn netwerk uitbreidt met een netwerk op zee. De kernactiviteit blijft in wezen hetzelfde: transport van elektriciteit en beheer van het netwerk. Voor de investeringen in een netwerk op zee is dus geen andere WACC nodig dan die voor TenneT als geheel geldt, althans voor zover het type regulering hetzelfde is. Voor TenneT als geheel geldt een systeem van prijsplafondregulering waarbij de tarieven worden gebaseerd op efficiënte

kosten van vergelijkbare bedrijven. Dit leidt tot een hoger systematisch risico dan wanneer een systeem zou gelden van kost-plusregulering, waarbij de tarieven alleen gebaseerd worden op de eigen kosten.

DRUKKEN VAN KOSTEN

De tariefregulering heeft niet alleen invloed op het aanbod van financieringsmiddelen, maar ook op de financieringsbehoefte. Deze financieringsbehoefte hangt uiteraard af van de omvang het project (zoals het aantal aan te sluiten windparken en de afstand tot de kust), maar daarnaast is het van belang hoe dat project wordt uitgevoerd. Ervaringen met grote infrastructurele projecten leren dat overschrijdingen van het budget eerder regel dan uitzondering zijn (Flyvbjerg *et al.*, 2004). De mate waarin investeringsuitgaven worden beheerst, staat in nauwe relatie tot wie de risico's van een project draagt. Het is een bekend gegeven uit de reguleringsliteratuur dat bij kost-plusregulering bedrijven geen prikkel hebben de kosten in de hand te houden. Het risico van kostenoverschrijdingen ligt dan immers geheel bij de elektriciteitsverbruikers. Bij prijsplafondregulering daarentegen ligt het risico geheel bij de netbeheerder, die daardoor een sterke prikkel heeft de kosten van het project zo goed mogelijk in de hand te houden.

Dit leidt tot de paradoxale conclusie dat kost-plusregulering aantrekkelijk mag lijken voor de vermogensverschaffers omdat zekerheid over volledige vergoeding van alle kosten bestaat, maar tegelijkertijd bestaat hier het risico dat de totale vermogensbehoefte groot is omdat de kosten mogelijk niet in de hand worden gehouden. Dit zal vooral een probleem zijn wanneer de vermogensverschaffer tegen budgetrestricties aanloopt, zoals bij de (enige) aandeelhouder van TenneT (de Nederlandse Staat) het geval is. Bij prijsplafondregulering daarentegen loopt de vermogensverschaffer het risico dat de kosten niet volledig worden vergoed, maar tegelijkertijd is er meer zekerheid dat de kosten zo veel mogelijk worden betaald. Niet alleen voor de betaalbaarheid, maar ook voor de financierbaarheid van de investeringen voor een netwerk op de Noordzee is het daarom van belang dat de netbeheerder wordt geprikkeld om het netwerk zo efficiënt mogelijk aan te leggen.

Deze efficiëntieprikkels kunnen gegeven worden binnen het huidige systeem van prijsplafondregulering, waarbij de ta-

rieven van de netbeheerder afhangen van de kosten van de efficiënte vergelijkbare netbeheerders in Europa. Indien de vergelijking van deze netbeheerders met TenneT in de toekomst minder goed te maken zou zijn vanwege de uitbreiding van het Nederlandse netwerk met een netwerk op zee, kan de betrouwbaarheidsmarge rondom de resultaten van de internationale vergelijking (de zogenaamde benchmarkanalyse) iets worden verruimd of kan een deel van het netwerk dat op zee ligt tijdelijk efficiënt worden verklaard. TenneT kan dan iets meer het voordeel van de twijfel krijgen, wat meer inkomsten oplevert zonder dat dit de prikkel om zo efficiënt mogelijk te werken vermindert. Aangezien buitenlandse TSO's eveneens bezig zijn netwerken op zee aan te leggen, hoeft de vergelijkbaarheid bij de benchmarking overigens niet in het geding te komen.

CONCLUSIE

Voor de aanleg van een elektriciteitsnetwerk op zee is veel kapitaal benodigd, in de orde van grootte van enkele miljarden euro's. De tariefregulering is van invloed op zowel de beschikbaarheid van financieringsmiddelen als de omvang van de benodigde middelen. Het verhogen van de tarieven puur en alleen om meer financiële middelen beschikbaar te maken, zou de financieringsbehoefte uiteraard verlagen, maar dat zou het karakter van de tariefregulering wezenlijk veranderen omdat dan de band tussen tarieven en kosten wordt doorsneden. Het doorsnijden van die band zou bijvoorbeeld gebeuren wanneer nog niet afgeronde investeringen worden meegenomen bij de bepaling van de toegestane tarieven (de zogenaamde t-0-benadering). Tegenover het voordeel van een verminderde financieringsbehoefte staat het nadeel dat huidige elektriciteitsverbruikers gaan betalen voor een dienst die nog niet geleverd wordt. Alleen wanneer het belang van een verminderde financieringsbehoefte bijzonder groot is, zou zo'n bijzondere stap in de tariefregulering gezet kunnen worden. Zodra die bijzondere situatie voorbij is, zou de band tussen tarieven en kosten dan weer kunnen worden hersteld.

Een ander effect van de tariefregulering op de financierbaarheid van investeringen in de netten op zee loopt via de hoogte van de vergoeding voor vermogenskosten. Er zijn geen redenen waarom deze vergoeding hoger zou moeten zijn voor een netwerk op zee dan voor een netwerk op land. Beide netwerken verrichten immers dezelfde dienst, waardoor het zogenaamde systematische risico hetzelfde is, zij het dat de projectspecifieke omstandigheden heel verschillend zijn.

Tariefregulering levert wellicht de grootste bijdrage aan de financierbaarheid van investeringen in energienetwerken door de netbeheerder te prikkelen de kosten zo laag mogelijk te houden. Lagere kosten betekenen niet alleen lagere tarieven voor de elektriciteitsverbruikers, maar ook een lagere vermogensbehoefte en dus een geringere financieringsopgave. Via het aanbrengen van doelmatigheidsprikkels in de tariefregulering kan dus gezorgd worden dat de aanleg van een energienetwerk op zee bijdraagt aan de beoogde energietransitie, zonder dat de betaalbaarheid van de energievoorziening uit het oog wordt verloren.

LITERATUUR

- Braeutigam, R.R. (1988) Optimal policies for natural monopolies. In: *Handbook of Industrial Organization, deel II, hoofdstuk 23*. Elsevier Science Publishers B.V.
- EZ (2009) *Net op zee: hoofdrapport*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken.
- Fraunhofer Institut ISE (2014) *Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013*. Freiburg: Fraunhofer Institut.
- Mulder, M. (2014) *Balanceren in onzekerheid: zoektocht naar de optimale regulering*. Rijksuniversiteit Groningen, oratie, 11 maart.
- SER (2013) *Energieakkoord*. Den Haag: Sociaal-Economische Raad.
- TenneT (2013) *Rapport monitoring leveringszekerheid 2012–2028*. Arnhem: TenneT.
- TenneT (2014) *Jaarverslag 2013*. Arnhem: TenneT.
- Flyvbjerg, B., M.K. Skamris Holm en S.L. Buhl (2004) What causes cost overrun in transport infrastructure projects? *Transport Reviews*, 24(1), 3–18.