

University of Groningen

Elektriciteitsnetwerken op zee onder STROOM

Gazendam, J.C.W.; Müller, H.K.; Roggenkamp, M.M.

Published in:
 Nederlands Tijdschrift voor Energierecht

IMPORTANT NOTE: You are advised to consult the publisher's version (publisher's PDF) if you wish to cite from it. Please check the document version below.

Document Version
 Publisher's PDF, also known as Version of record

Publication date:
 2015

[Link to publication in University of Groningen/UMCG research database](#)

Citation for published version (APA):

Gazendam, J. C. W., Müller, H. K., & Roggenkamp, M. M. (2015). Elektriciteitsnetwerken op zee onder STROOM. *Nederlands Tijdschrift voor Energierecht*, 14(3/4), 136-148. [NTE 2015/0304].

Copyright

Other than for strictly personal use, it is not permitted to download or to forward/distribute the text or part of it without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license (like Creative Commons).

The publication may also be distributed here under the terms of Article 25fa of the Dutch Copyright Act, indicated by the "Taverne" license. More information can be found on the University of Groningen website: <https://www.rug.nl/library/open-access/self-archiving-pure/taverne-amendment>.

Take-down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Downloaded from the University of Groningen/UMCG research database (Pure): <http://www.rug.nl/research/portal>. For technical reasons the number of authors shown on this cover page is limited to 10 maximum.

Elektriciteitsnetwerken op zee onder STROOM

mr. J.C.W. Gazendam, H.K. Müller LL.M en prof. mr. dr. M.M. Roggenkamp¹

1. Inleiding

Nederland bevindt zich in een energietransitie. Het doel is om tegen 2050 een volledig duurzame energiehuishouding te hebben.² Om deze energietransitie te kunnen laten slagen is het noodzakelijk om gebruik te maken van alle beschikbare methoden om elektriciteit op te wekken uit duurzame bronnen. Een van die methoden is windenergie op zee. Hoewel Nederland reeds in 1997 is begonnen met een onderzoek naar windenergie op zee³ is een grootschalige aanleg van windparken op zee nog altijd niet gestart. In Europees verband loopt Nederland zelfs achter op andere lidstaten.⁴ Het in 2013 gesloten Energieakkoord beoogt een nieuwe impuls te geven aan de ontwikkeling van windenergie op zee.⁵ Het doel is om de komende jaren 3.450 MW aan nieuwe opwekcapaciteit op zee aan te besteden.⁶

Het aanbesteden en ontwikkelen van windparken op zee is slechts een deel van het verhaal. De windparken moeten ook op het landelijke elektriciteitsnet worden aangesloten. De vraag wie er verantwoordelijk is voor het aanleggen van deze kabel en hoe deze kabel gekwalificeerd dient te worden, kan op verschillende manieren beantwoord worden zoals hierna nog zal blijken. In Nederland is tot op heden de windparkontwikkelaar tevens verantwoordelijk voor het aanleggen van deze kabel. Reden is dat alleen de bepaling in de Elektriciteitswet 1998 die betrekking hebben op de elektriciteitsproductie in 2003 van toepassing zijn verklaard op de exclusieve economische zone.⁷ Met de invoering

van een nieuw wettelijk regime voor het aanwijzen van gebieden en het vergunnen van windparken op zee⁸, is de wetgever ook voornemens om TenneT, als beheerder van het landelijk hoogspanningsnet, verantwoordelijk te maken voor het aanleggen van de kabel die het windpark op zee zal verbinden met het landelijk hoogspanningsnet. Hiertoe is op 8 mei 2015 een wetsvoorstel (hierna: het Wetsvoorstel) naar de Tweede Kamer gezonden⁹ en hiermee wordt tegemoet gekomen aan een belofte uit 2010 dat een wetsvoorstel zou worden uitgewerkt om TenneT de elektrische aansluiting van windparken op zee te laten uitvoeren.¹⁰ Dit wetsvoorstel zal in deze bijdrage nader onderzocht worden waarbij gekeken zal worden naar de mogelijke gevolgen van dit wetsvoorstel voor de ontwikkeling van offshore windenergie.

Ter beantwoording van deze vraag zal eerst de problematiek en het bestaande juridische kader voor het aansluiten van windparken op zee met het landelijke hoogspanningsnet op hoofdlijnen worden besproken (§ 2). Vervolgens behandelen wij de redenen waarom TenneT verantwoordelijk gemaakt zal worden voor het aansluiten van windparken op zee (§ 3). Daarna beschouwen wij de relevante bepalingen uit het wetsvoorstel (§ 4). Daarbij zullen wij ingaan op de wijze waarop het investeringsplan, op grond waarvan de kabel van het windpark naar het land zal worden aangelegd, tot stand komt. Er bestaan meerdere manieren om de verbinding tussen een offshore windpark en het net op land te reguleren. In Duitsland, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk is er ook al ervaring opgedaan met het aansluiten van windparken. Daarom zullen wij ook kijken naar de regimes die aldaar van kracht zijn (§ 5). Tot slot zullen wij enige kritische kanttekeningen plaatsen bij het voorgestelde regime (§ 6).

1. Joris Gazendam is promovendus en Hannah Müller is onderzoeker aan de RUG en beiden zijn ze verbonden aan het Groningen Centre of Energy Law (GCEL). Martha Roggenkamp is hoogleraar energierecht aan de RUG en directeur van het GCEL. Ontwikkelingen tot 1 juni 2015 zijn in dit artikel verwerkt.

2. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 2.

3. Preadvies Nederlandse Vereniging voor Energierecht, *Regulering van Offshore Windenergie*, Intersentia, 2008, p. 7.

4. In 2014 stond Nederland op een vijfde plek voor wat betreft het geïnstalleerde vermogen aan offshore windturbines. Zie EWEA, 'The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014', (2015), p. 10.

5. Het volledige Energieakkoord is te raadplegen op: <www.energieakkoordser.nl>.

6. *Kamerstukken II* 2012/13, 30 196, nr. 202, p. 2.

7. Zie art. 1 lid 4 Elektriciteitswet 1998.

8. Zie voor een bespreking hiervan J.C.W. Gazendam, 'Weer een frisse bries voor windenergie op zee', *NTE* 2014, nr. 5/6, p. 192-198.

9. Voorstel van wet houdende regels met betrekking tot de productie, het transport, de handel en de levering van elektriciteit en gas (Elektriciteits- en gaswet) *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 2.

10. *Kamerstukken II* 2010/11, 31 239, nr. 121, p. 2.

2. Het huidige regime rondom het aansluiten van windparken op zee

Windenergie op zee verschilt wezenlijk van windenergie op land. Enerzijds zijn er voordelen met betrekking tot het aanleggen van windparken op zee. Zo kunnen er grotere turbines worden geplaatst, zijn de windcondities beter omdat het op zee harder waait en zijn er geen omwonenden die bezwaar kunnen hebben. Overigens dient wel opgemerkt te worden dat hoewel er geen omwonenden zijn, er wel andere gebruikers van de zee zijn die hinder kunnen ondervinden van windparken op zee. Anderzijds zijn er ook nadelen. Het aanleggen van een windpark op zee maakt het noodzakelijk om gebruik te maken van duurere technieken ten opzichte van het aanleggen van een windpark op land. Daarbij kan gedacht worden aan speciale funderingstechnieken en het gebruik van speciale materialen opdat de turbines bestand zijn tegen de omstandigheden op zee. Maar nog veel belangrijker is het gebruik van speciale apparatuur en kabels om het windpark op zee te kunnen aansluiten op het net. Vanwege het ontbreken van een elektriciteitsnet op zee, dient elk offshore windpark via een afzonderlijke kabel verbonden te worden met het landelijk elektriciteitsnet. Daarbij speelt afstand een cruciale rol. Hoe verder het windpark verwijderd is van de kust, des te langer de kabel en des te duurder het project. Daarbij dient ook bedacht te worden dat indien een windpark op zee verder van de kust ligt dan 100 km, het noodzakelijk zal zijn om gebruik te maken van een gelijkstroomkabel in verband met netverliezen waarbij de mogelijkheid bestaat om meerdere windparken te clusteren.¹¹ Clusteren houdt in dat meerdere windparken die door verschillende partijen ontwikkeld gaan worden, kunnen worden aangesloten worden via één offshore omvormstation van de transmissiesysteembeheerder op zee.

De kwestie of er een offshore net diende te komen waardoor er een soort 'stopcontact op zee' zou ontstaan is reeds in 2007 in de Tweede Kamer besproken. De Minister van Economische Zaken vond het destijds niet opportuun om, gezien de toenmalige stand van de techniek en de hoge kosten, een dergelijk net te gaan ontwikkelen.¹² Deze situatie werd door de politiek als onwenselijk beschouwd en daarom is de regering al in 2008 aangespoord om TenneT verantwoordelijk te maken voor het aanleggen van een 'stopcontact op zee'.¹³ De discussie of en hoe TenneT verantwoordelijk gemaakt kon worden voor het aanleggen van het offshore net verloor relevantie door het moratorium dat eveneens in 2008 werd ingesteld met betrekking tot de aanleg van nieuwe windparken.¹⁴

Inmiddels lijkt de situatie op technisch, financieel en ruimtelijk gebied ingrijpend gewijzigd. In het Energieakkoord van 2013 is afgesproken dat er een nieuw tenderregime zou komen voor het vergunnen van windparken op zee en dat TenneT verantwoordelijk zou worden gemaakt voor het realiseren van het 'stopcontact op zee'.¹⁵ Een belangrijke overweging om TenneT de verplichting te geven om windparken op zee aan te sluiten, zijn kostenbesparingen. De aanneming op dit moment is dat TenneT in staat zal zijn om de aansluiting goedkoper te realiseren dan de individuele windparkontwikkelaars. Daarbij wordt uitgegaan van een totale kostenbesparing van EUR drie miljard als TenneT alle verbindingen realiseert.¹⁶ Wat betreft het ruimtelijk perspectief is het van belang dat de Wet windenergie op zee inmiddels is aangenomen.¹⁷ Door de uitgifte van geschikte locaties voor het ontwikkelen van windenergie op zee wordt de clustering van windparken bevorderd, alsmede de behoefte voor een stopcontact op zee. In de Wet windenergie op zee is een voorschot genomen op het Wetsvoorstel STROOM waarin TenneT als netbeheerder op zee wordt aangewezen. TenneT heeft een inspanningsverbintenis gekregen om de aanleg van het net op zee voor te bereiden en kosten die daarbij worden gemaakt mogen worden verwerkt in de tarieven. Verder werd in een kamerbrief al vastgelegd dat de komende windparken op zee worden aangesloten doormiddel van clustering. TenneT gaat tot 2023 vijf platforms van 700 MW in de Noordzee plaatsen, waarop elk twee windparken kunnen worden aangesloten.¹⁸

3. Het Wetsvoorstel

3.1. Achtergronden bij STROOM

De achtergronden bij het wetsvoorstel zijn elders in dit tijdschrift geschetst en worden hier achterwege gelaten. Een belangrijke verandering betreft de wijziging van de gehanteerde terminologie. Zo verdwijnt het begrip 'net' en wordt vervangen door het begrip 'systeem'. Netbeheerders worden systeembeheerders en het landelijk hoogspanningsnet zal in de toekomst door het leven gaan als het transmissiesysteem voor elektriciteit. De reden voor deze naamsveranderingen is de keuze om aan te sluiten bij de begrippen die in het Europese recht worden gehanteerd.¹⁹ In deze bijdrage zullen wij zoveel mogelijk deze nieuwe begrippen hanteren, opdat zij dan maar snel ingeburgerd raken.

11. P.A. Lynn, *Onshore and offshore wind energy*, Wiley, 2012, p. 173-175.

12. *Kamerstukken II 2007/08*, 31 209, nr. 7, p. 49-50.

13. *Kamerstukken II 2007/08*, 31 239, nr. 17.

14. M.M. Roggenkamp & H.K. Müller, 'De regulering van offshore windenergie sinds 2008 – Een offshore proces van Echternach', *NTE* 2013, nr. 2, p. 87.

15. SER Energieakkoord, p. 71.

16. *Kamerstukken II 2013/14*, 31 510, nr. 49, p. 14.

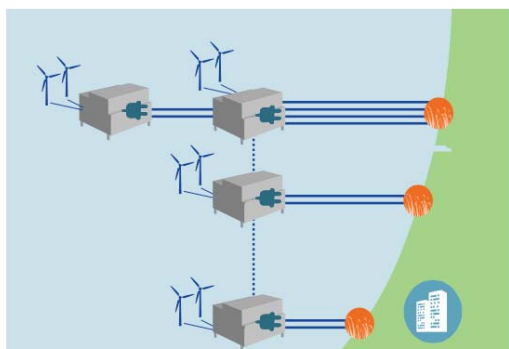
17. *Stb.* 2015, 261.

18. *Kamerstukken II 2014/15*, 33 561, nr. 11, p. 3-4.

19. *Kamerstukken II 2014/15*, 34 199, nr. 3, p. 11.

3.2. Het transmissiesysteem op zee: 'een nieuw beest'

Het Wetsvoorstel bevat een eigen definitie van het transmissiesysteem op zee (art. 1.1 lid 1 Wetsvoorstel). Dit wordt gedefinieerd als 'transmissiesysteem voor elektriciteit, bestaande uit de leidingen die een windpark op zee verbinden met het transmissiesysteem op land inclusief de aansluiting op het transmissiesysteem op land'. De wetgever heeft ervoor gekozen om een onderscheid te maken tussen het transmissiesysteem voor elektriciteit dat op het vasteland door TenneT wordt beheerd en de aan te leggen transmissiesystemen op zee. Een transmissiesysteem op zee heeft een specifieke functie, want het dient voor het aansluiten van offshore windparken op het transmissiesysteem voor elektriciteit. Dit zal betekenen dat een windpark met een voor dat windpark ontworpen en aangelegd transmissiesysteem op zee zal worden verbonden met het transmissiesysteem voor elektriciteit op land. Het is ook mogelijk dat meerdere windparken op zee tegelijk door middel van een transmissiesysteem op zee worden aangesloten op het transmissiesysteem op land. In het laatste geval spreekt met van een geclusterde aansluiting (zie schematische weergave hieronder).



Schematische weergave van een net op zee²⁰

Het feit dat de wettelijke definitie voor het transmissiesysteem op zee specifiek is toegespitst op het aansluiten van windparken op zee werpt de vraag op hoe eventuele andere installaties die elektriciteit kunnen opwekken, zoals bijvoorbeeld getijdenenergie, moeten worden aangesloten.

Naast het feit dat er een splitsing wordt aangebracht tussen de transmissiesystemen op land en op zee, moet de eigenaar van een transmissiesysteem op zee apart gecertificeerd worden (art. 4.3 lid 1 Wetsvoorstel) en aangewezen worden door de minister als beheerder van het transmissiesysteem op zee (art. 4.2 lid 1 sub g Wetsvoorstel). Voor wat betreft bestaande verbindingen tussen windparken op zee en het hoogspanningsnet op land zal er op grond van overgangsrecht niets veranderen (art. 12.15 Wetsvoorstel). Bepaald is dat alle verbindin-

gen tussen windparken en het transmissiesysteem op land die in werking zijn op 1 januari 2016 niet onder het nieuwe regime vallen. Het lijkt er op dat de windparken Gemini, die in 2016 operationeel worden, tussen wal en schip vallen. Zij zullen onder het nieuwe regime vallen en de wetgever zwijgt over de consequenties hiervan.

Ook in technische zin zal het transmissiesysteem op zee verschillen van het transmissiesysteem op land. Het transmissiesysteem voor elektriciteit zal, net zoals dat thans het geval is voor het landelijk hoogspanningsnet (art. 10 lid 1 Elektriciteitswet 1998), gebruikt worden voor het transporteren van elektriciteit op een spanningsniveau van 110 kV (art. 1.1 lid 1 Wetsvoorstel). De wetgever is zich ervan bewust dat een transmissiesysteem op zee niet altijd geschikt hoeft te zijn voor het transporteren op een spanningsniveau van minimaal 110 kV. Daarom bevat de definitie voor het transmissiesysteem op zee bewust geen minimaal spanningsniveau.²¹ Het is al bekend dat de eerste windparken die onder het nieuwe regime aanbesteed worden, zullen worden aangesloten door middel van een verbinding die geschikt is voor transport op 66 kV.²²

Tot slot dient nog de vraag beantwoord te worden waar het transmissiesysteem op zee begint en waar het eindigt. De wetgever laat vooralsnog in het midden hoe transmissiesysteem op zee er precies uit gaat zien. Pas bij het vaststellen van het scenario op basis waarvan het investeringsplan voor het transmissiesysteem op zee wordt ontworpen, zal duidelijk worden hoe het systeem eruit zal gaan zien.²³ Daarin schuilt een zekere logica, omdat voor windparken dichtbij de kust een offshore sub-station met een transformator niet altijd noodzakelijk zal zijn en voor windparken diep in de EEZ een offshore sub-station met een omvormer en een omvormer op land noodzakelijk zullen zijn.

3.3. Van structuurvisie naar offshore investeringsplan

3.3.1. Planning van windenergie op zee

De wetgever is voornemens om de minister van Economische Zaken de regie te geven bij de uitrol van windenergie op zee. Dat betekent dat de minister de windenergiegebieden en kavels zal aanwijzen waarbinnen de windparken gebouwd mogen worden. De minister zal ook de tender organiseren waarmee de exclusieve vergunning voor het bouwen en beheren van het windpark verleend zal worden. Daarnaast geeft minister richting aan de wijze waarop het windpark zal worden aangesloten op het transmissiesysteem. Het traject waarmee een transmissiesysteem op zee wordt gerealiseerd bestaat uit meerdere besluiten. Dit zijn het Natio-

20. Kamerstukken II 2014/15, 33 561, nr. 11, p. 4.

21. Kamerstukken II 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 73.

22. Kamerstukken II 2014/15, 33 561, nr. 19, p. 3.

23. Kamerstukken II 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 27.

naal Waterplan, het kavelbesluit, het scenario en het (offshore) investeringsplan.

De eerste stap is het vaststellen van een structuurvisie (art. 2.3 Wet ruimtelijke ordening) waarin de minister de gewenste ontwikkelingen voor windenergie op de Noordzee beschrijft. Voor windenergie op de Noordzee is er het Nationaal Waterplan 2009-2015.²⁴ In het Nationaal Waterplan zijn windenergiegebieden aangewezen waarbinnen gezocht gaat worden naar geschikte locaties voor windparken. In 2009 zijn de winenergiegebieden Borssele (233 km²) en IJmuiden (1.170 km²) aangewezen. Het Nationaal Waterplan is in 2014 gewijzigd door middel van de Rijksstructuurvisie Windenergie op Zee, waarbij Hollandse Kust (1.210 km²) en Ten Noorden van de Waddeneilanden (200 km²) als aanvullende windenergiegebieden zijn aangewezen.²⁵ Het Nationaal Waterplan is een structuurvisie in de zin van de Wet ruimtelijke ordening (Art. 2.3 Wro) en dat betekent dat in beginsel alleen het bestuursorgaan dat de structuurvisie opstelt rekening dient te houden met de inhoud van de structuurvisie.²⁶ Deze regel gaat op voor de structuurvisies die betrekking hebben op windenergie op zee. Het Wetsvoorstel maakt hierop wel een uitzondering. De systeembeheerder die een transmissiesysteem of een distributiesysteem voor elektriciteit beheert moet in het investeringsplan rekening houden met de ontsluiting van windparken die zijn opgenomen in de structuurvisie Windenergie op Land (art. 5.5 lid 8 Wetsvoorstel).²⁷ Met betrekking tot de structuurvisies voor wind op land en wind op zee maakt het wetsvoorstel dus een onderscheid, al blijkt dit niet letterlijk uit de tekst van het Wetsvoorstel.

3.3.2. Van kavelbesluit naar scenario

Nadat de windenergiegebieden zijn geïdentificeerd kan de minister een kavelbesluit vaststellen. Het wettelijk kader voor het kavelbesluit is de Wet windenergie op zee die per 1 juli 2015 in werking is getreden. Het kavelbesluit beschrijft de buitencontouren van een op te richten windpark, waaronder het maximaal opgesteld vermogen aan MW. Op basis van het kavelbesluit zal de minister het scenario vaststellen (art. 5.6 Wetsvoorstel).

Het scenario is het instrument waarmee de minister invloed kan uitoefenen op de investeringen van de transmissiesysteembeheerder. In het scenario moet in ieder geval worden opgenomen: (a) de locatie van één of meerdere windparken, (b) het verwachte tijdstip van ingebruikname van ieder windpark, (c) de verwachte levensduur van windparken, (d) het maximale vermogen van ieder windpark,

(e) de wijze van elektrische ontsluiting van ieder windpark, (f) de beoogde opleveringsdatum van onderdelen van het transmissiesysteem op zee, (g) de toekomstige ontwikkelingen inzake windenergie op zee waarmee bij de elektrische ontsluiting rekening wordt gehouden (art. 5.6 lid 1 Wetsvoorstel). Een scenario kan door de minister aangevuld of gewijzigd worden (art. 5.6 lid 2 Wetsvoorstel). Omwille van een doelmatige planning en uitvoering van de uitrol van windenergie op de Noordzee zullen het kavelbesluit en het bijbehorende scenario op elkaar aansluiten.²⁸ Deze opzet is mede mogelijk gemaakt door in de Wet windenergie op zee te bepalen dat de minister van Economische Zaken in de toekomst verantwoordelijk zal zijn voor het aanwijzen en vergunnen van gebieden voor windparken. Daarnaast zal de minister van Economische Zaken gelijktijdig met het toekennen van de vergunning een besluit nemen over de subsidiëring van het windpark.

3.3.3. Van scenario naar investeringsplan

Het scenario moet worden uitgewerkt in een investeringsplan (art. 5.6 lid 3 Wetsvoorstel). In dit investeringsplan moet de systeembeheer alle uitbreidingsinvesteringen opnemen die noodzakelijk zijn om het transmissiesysteem op zee aan te leggen (art. 5.5 lid 1 Wetsvoorstel). Het investeringsplan is één van de nieuwe instrumenten die het Wetsvoorstel introduceert. De reden hiervoor zijn de aanzienlijke wijzigingen in het takenpakket van de verschillende systeembeheerders. Door de verduurzaming van de energiehuishouding zullen er aanzienlijke investeringen in de elektriciteits- en gassystemen moeten plaats vinden. Het totale bedrag dat benodigd zal zijn voor alle noodzakelijke vervangings- en uitbreidingsinvesteringen die gedaan zullen worden in de periode tot 2050 wordt begroot op EUR 71 miljard.²⁹ Daarom wordt de huidige systematiek, die is gebaseerd op het kwaliteit- en capaciteitsdocument (KCD) en de regeling voor uitbreidingsinvesteringen, op basis waarvan investeringen worden gepland en getoetst vervangen door een systeem dat is gebaseerd op het investeringsplan.³⁰ Iedere systeembeheerder dient een investeringsplan op te stellen waarin alle uitbreidings- en vervangingsinvesteringen worden beschreven. Daarbij dient de systeembeheerder te beschrijven welke ontwikkelingen hij signaleert, hoe er met deze ontwikkelingen omgegaan dient te worden en tot welke investeringen dit zal leiden.³¹ Niet voor elke investering zal een uitgebreide beschrijving van alle ontwikkelingen noodzakelijk zijn, maar voor grote investeringen zal dit wel gewenst zijn. Naar alle waarschijnlijkheid zal

24. Kamerstukken II 2009/10, 31 710, nr. 12.

25. Kamerstukken II 2012/13, 33 561, nr. 1 (Rijksstructuurvisie Windenergie op Zee).

26. P.J.J. van Buuren, A.A.J. de Gier, A.G.A. Nijmeijer en J. Robbe, *Hoofdlijnen ruimtelijk bestuursrecht*, Kluwer, 2014, p. 315.

27. Kamerstukken II 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 89.

28. Kamerstukken II 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 27.

29. Kamerstukken II 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 22; zie ook Netbeheer Nederland, 'Net voor de toekomst', p. 37-39.

30. Kamerstukken II 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 22.

31. Kamerstukken II 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 23.

dit het geval zijn bij het ontwerpen van het transmissiesysteem op zee. Bij algemene maatregel van bestuur zullen nadere regels worden gesteld over de inhoud van het investeringsplan (art. 5.5 lid 9 Wetsvoorstel). De systeembeheerder zal een ontwerp investeringsplan opstellen en dit ter consultatie voorleggen aan de belanghebbenden (art. 5.5 lid 2 sub a Wetsvoorstel). De reacties die verzameld worden gedurende de consultatie dienen te worden verwerkt in het ontwerp investeringsplan, waarbij de systeembeheerder moet aangeven hoe er is omgegaan met de ontvangen reacties. Vervolgens dient het ontwerp investeringsplan opgestuurd te worden naar de ACM (art. 5.5 lid 2 sub b Wetsvoorstel). De ACM toetst of de systeembeheerder in redelijkheid tot het ontwerp investeringsplan heeft kunnen komen (art. 5.5 lid 3 Wetsvoorstel). Daarbij zal worden gekeken of het plan consistent is en of, wanneer er sprake is van onzekere scenario's, op een verstandige manier rekening is gehouden met verschillende scenario's. Als het investeringsplan betrekking heeft op de aanleg van een transmissiesysteem op zee, dan zal er getoetst worden of het investeringsplan op een juiste manier invulling geeft aan het scenario dat is opgesteld door de minister op grond van art. 5.6 van het Wetsvoorstel.³² Omdat het ontwerp investeringsplan is opgesteld om een transmissiesysteem op zee aan te leggen, moet ook de minister van Economische Zaken een oordeel geven (art. 5.5 lid 2 sub c Wetsvoorstel). De minister voert een specifieke toets uit waarbij hij kijkt of de transmissiesysteembeheerder voldoende rekening heeft gehouden met de ontwikkelingen op de energiemarkt. De minister moet de Tweede Kamer informeren over het ontwerp investeringsplan van de transmissiesysteembeheerder.³³ Mochten de ACM en/of de minister tot het oordeel komen dat de systeembeheerder in redelijkheid niet tot het investeringsplan heeft kunnen komen of dat de systeembeheerder onvoldoende oog heeft gehad voor de ontwikkelingen op de energiemarkt, dan kunnen de toezichthouders handhavend optreden door het geven van een bindende gedragslijn (art. 10.5 Wetsvoorstel). Een bindende gedragslijn is een zelfstandige last die opgelegd kan worden zonder dat er sprake moet zijn van een overtreding (art. 1.1 lid 1 Wetsvoorstel).

Het wetsvoorstel brengt een splitsing aan wat betreft het toezicht, de ACM en de minister van Economische Zaken dienen ieder een oordeel te vormen over het ontwerp investeringsplan. De systeembeheerder dient het investeringsplan vast te stellen met inachtneming van de resultaten van de toetsing van de ACM en de minister (Art. 5.5 lid 5 Wetsvoorstel). Het is onduidelijk wat rechtens is als de ACM en de minister van Economische Zaken tot een andersluidend oordeel komen. Daarbij is ook van belang om op te merken dat de ACM een onafhankelijke toezichthouder in de zin van Richt-

lijn 2009/72/EG en een zelfstandig bestuursorgaan naar Nederlands recht is. De ACM moet daarom ook zelfstandig tot een oordeel kunnen komen over het investeringsplan zonder beïnvloeding van de minister. De vraag is dus wie het laatste woord heeft in een eventuele discussie over het ontwerp investeringsplan. Daarnaast verdient de intensiteit waarmee er toezicht wordt gehouden aandacht. Als wij het goed zien is hier sprake van een marginale toetsing door de ACM. Dit is een opmerkelijke keuze van de wetgever nu recentelijk nog door de Algemene Rekenkamer kritisch geoordeeld is over de wijze van toezicht van de ACM en de minister van Economische Zaken op investeringsbeslissingen van TenneT.³⁴

Als het investeringsplan is vastgesteld dan dienen de daarin opgenomen investeringen uitgevoerd te worden (art. 5.5 lid 6 Wetsvoorstel). Een investeringsplan kan gewijzigd worden, maar daarvoor is toestemming van de ACM vereist. Als de transmissiesysteembeheerder significante wijzigingen wil aanbrengen, dan dient er opnieuw een consultatie te worden georganiseerd en dienen beide toezichthouders het gewijzigde plan opnieuw te toetsen.

3.4. De bekostiging van het transmissiesysteem op zee

Nu het transmissiesysteem op zee een species is van het genus transmissiesysteem, behoeft dit aparte transmissiesysteem ook een eigen regeling voor wat betreft de financiering. Daarom zal TenneT straks een aparte boekhouding bijhouden voor het transmissiesysteem op zee (Art. 5.12 lid 1 sub a Wetsvoorstel).³⁵ Ondanks het feit dat het transmissiesysteem op zee een aparte status heeft, zouden de investeringen eerst gefinancierd worden door middel van de transporttarieven die bij alle op het landelijke transmissiesysteem aangesloten gebruikers in rekening gebracht worden.³⁶ De wetgever heeft dit echter gedurende het proces van opstellen van het Wetsvoorstel gewijzigd. Nu zal het transmissiesysteem op zee (gedeeltelijk) gefinancierd worden door een SDE+ subsidie.

De reden hiervoor is dat, indien het transmissiesysteem op zee volledig zou worden bekostigd door middel van de gereguleerde tarieven, dit zou leiden tot aanzienlijke extra kosten voor partijen die op het extrahoogspanning (220 en 380 kV) en het hoogspanningsnet (110 en 150 kV) zijn aangesloten. Dit zou voor de energie-intensieve industrie, die op dit moment al in een moeilijke concurrentiepositie verkeert, bijzonder nadelig zijn.³⁷ Daarom is er besloten dat de minister een SDE+ subsidie kan verstrekken voor het aanleggen, beheren en onderhouden van het transmissiesysteem op zee (art. 11.6 lid 1 Wetsvoorstel). De SDE+ subsidie wordt door

32. *Kamerstukken II 2014/15*, 34 199, nr. 3, p. 28.

33. *Kamerstukken II 2014/15*, 34 199, nr. 3, p. 23.

34. Algemene Rekenkamer, 'Investeringen TenneT in Nederlands hoogspanningsnet', 2015, p. 46-47.

35. *Kamerstukken II 2014/15*, 34 199, nr. 3, p. 38.

36. *Kamerstukken II 2013/14*, 31 510, nr. 49, p. 14.

37. *Kamerstukken II 2014/15*, 34 199, nr. 3, p. 37.

een bijdrage 'Opslag duurzame energie' op de energierekening gefinancierd, wat voordeliger is voor de energie-intensieve industrie.³⁸ De ACM dient bij het vaststellen van de tarieven rekening te houden met deze SDE+ subsidieverstrekking (art. 6.18 lid 1 Wetsvoorstel). Bij algemene maatregel van bestuur zullen nadere regels worden vastgesteld over het verstrekken van de subsidie (art. 11.6 lid 3 Wetsvoorstel).

3.5. De schadevergoedingsregeling

De wetgever heeft voor het ontwerpen van het juridisch kader voor het aansluiten van windparken op zee inspiratie opgedaan in Duitsland.³⁹ Niet alleen is er voor gekozen om de beheerder van het landelijk transmissiesysteem verantwoordelijk te maken voor het aansluiten van windparken op zee, ook de schadevergoedingsregeling uit de Duitse *Energiewirtschaftsgesetz* zal gedeeltelijk worden overgenomen.⁴⁰ Op zichzelf is het niet vreemd dat er een regeling wordt getroffen voor de situatie dat een elektriciteitsproducent schade lijdt doordat hij niet goed of te laat wordt aangesloten. Het is wel bijzonder dat deze schadevergoedingsregeling specifiek van toepassing is voor ontwikkelaars van windparken op zee.

Een windparkontwikkelaar heeft in twee situaties recht op schadevergoeding van de transmissiesysteembeheerder op zee. Ten eerste heeft de windparkontwikkelaar recht op schadevergoeding als het windpark niet is aangesloten op de datum waarop het transmissiesysteem op zee gereed zou moeten zijn zoals is bepaald in het scenario dat op grond van art. 5.6 lid 1 sub f door de minister is vastgesteld (art. 5.27 lid 1 sub a Wetsvoorstel). Ten tweede heeft de windparkontwikkelaar recht op schadevergoeding als hij wel is aangesloten maar de geproduceerde elektriciteit niet getransporteerd kan worden, bijvoorbeeld vanwege een storing in een onderstation van het transmissiesysteem op zee (art. 5.27 lid 1 sub b Wetsvoorstel). Daarbij moet wel worden opgemerkt dat de windparkontwikkelaar geen schade kan vorderen voor de periode dat het transmissiesysteem op zee redelijkerwijs niet beschikbaar is voor noodzakelijk onderhoud. Deze gronden voor schadevergoeding zijn voldoende helder omschreven.

De wijze waarop de omvang van de schadevergoeding wordt vastgesteld is op voorhand niet meteen duidelijk. Want in tegenstelling tot het principe van schadevergoedingsrecht waarin de gelaedeer-

de recht heeft op een volledige vergoeding van de schade,⁴¹ kiest de wetgever ervoor om de omvang van de schadevergoeding bij voorbaat te beperken. De voor vergoeding in aanmerking komende schade bestaat uit gevolgschade en schade ten gevolge van gederfde en uitgestelde inkomsten (art. 5.27 lid 2 Wetsvoorstel). De wijze waarop de omvang van de schade wordt bepaald zal worden uitgewerkt in een algemene maatregel van bestuur (art. 5.27 lid 4 Wetsvoorstel). Op het moment van schrijven is enkel de algemene maatregel van bestuur beschikbaar die in het voorjaar van 2015 ter consultatie is gepubliceerd.⁴² Daarin lijkt de wetgever te willen uitdrukken dat misgelopen elektriciteitsverkoop voor vergoeding in aanmerking komen (art. 5.29 lid 2 Ontwerp Besluit Elektriciteit en Gas). De memorie van toelichting bij het wetsvoorstel stelt evenwel dat alleen de tijdwaarde van geld in relatie tot het later genieten van inkomsten vergoed zal worden.⁴³ Het lijkt er op dat misgelopen elektriciteitsverkoop en de tijdwaarde van geld twee verschillende zaken zijn. Onder gevolgschade wordt verstaan het totaal van de financiële gevolgen die in causaal verband staan met de schade veroorzakende gebeurtenis, waaronder in ieder geval zijn begrepen de kosten die de windparkontwikkelaar maakt ter beperking van de schade en extra kosten voor materiaal, personeel, opslag en zaakschade aan het windpark (art. 5.29 lid 2 Ontwerp Besluit Elektriciteit en Gas). Uiteraard rust op de windparkontwikkelaar de plicht om de schade zo veel mogelijk te beperken (art. 5.27 Wetsvoorstel). Als wij het goed zien probeert de wetgever het risico van de transmissiesysteembeheer op zee te beperken door gebruik te maken van het begrip uitgestelde inkomsten.

Indien de transmissiesysteembeheerder op zee een schadevergoeding heeft betaald, dan dient dit bedrag te worden betrokken bij de vaststelling van tarieven door de ACM (art. 6.19 lid 1 Wetsvoorstel). Hiermee wordt voorkomen dat de transmissiesysteembeheerder die ook een transmissiesysteem op zee beheert blootgesteld zal worden aan aanzienlijke financiële risico's. Betaalde schadevergoedingen kunnen gedeeltelijk worden verrekend in de tarieven (zie § 6.3 hierna). Hierop wil de wetgever wel een begrenzing aanbrengen om onachtzaamheid aan de zijde van de systeembeheerder te voorkomen. Indien er sprake is van grove nalatigheid bij de transmissiesysteembeheerder, zal deze maximaal EUR tien miljoen niet mogen doorbereken in de tarieven (art. 6.19 lid 2 Wetsvoorstel).

38. Voor zakelijke grootverbruikers geldt dan namelijk een laag tarief, Art. 3 Wet van 20 december 2012, houdende regels voor de opslag duurzame energie (Wet opslag duurzame energie), *Stb.* 2013, 565.

39. Zie M.J.M. Linssen-van Dellen, 'De aansluiting van offshore windparken op het net - Actuele ontwikkelingen in Duitsland', *NTE* 2013, nr. 2, p. 74-83.

40. *Energiewirtschaftsgesetz* 7 juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zoals gewijzigd door Art. 15 van een wet van 28 juli 2015 (BGBl. I S. 1400).

41. Asser/Hartkamp & Sieburgh 6-II, nr. 31.

42. Ontwerp Besluit Elektriciteit en Gas met toelichting zijn te vinden op: www.internetconsultatie.nl/besluit_elektriciteit_en_gas.

43. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 101.

4. Redenen waarom TenneT als netbeheerder aangewezen moet worden

4.1. Waarom TenneT?

In het Wetsvoorstel is ervoor gekozen om een systeembeheerder voor het transmissiesysteem op zee aan te wijzen. Deze transmissiesysteembeheerder zal apart worden gecertificeerd, maar is onderdeel van dezelfde infrastructuurgroep als transmissiesysteembeheerder voor elektriciteit op land (Art. 4.2. lid 1 sub g Wetsvoorstel). TenneT heeft een wettelijk monopolie over het transmissiesysteem op land. De vraag is waarom er voor gekozen wordt om dit monopolie uit te breiden en het transmissiesysteem op zee door TenneT te laten aanleggen en beheren.

De twee belangrijkste argumenten die in de relevante beleidsbrieven en de memorie van toelichting worden genoemd zijn dat het aanleggen van netwerken door verschillende partijen op zee naast elkaar niet efficiënt zijn en dat het benoemen van TenneT als exclusieve netbeheerder op zee kostenbesparingen oplevert. Daarom wordt overheidsinterventie nodig geacht om de betaalbaarheid en betrouwbaarheid van het net op zee te waarborgen. Deze argumenten worden in het vervolg nader besproken.

4.2. Eén net op zee en één verantwoordelijke netbeheerder

In het Energieakkoord is al vastgelegd dat, waar dit efficiënter is dan een directe radiale aansluiting, een net op zee zal komen. De redenen voor het aanwijzen van een netbeheerder op zee worden in de beleidsbrief van 18 juni 2014 nader uitgewerkt.⁴⁴ Benadrukt wordt dat de overwegingen om het publieke belang van een betrouwbare, betaalbare en schone energievoorziening te borgen door TenneT aan te wijzen als netbeheerder op land, ook gelden voor het net op zee.⁴⁵ Terecht wordt gesteld dat het niet kostenefficiënt is om meerdere netwerken naast elkaar aan te leggen. Daarom ziet de wetgever zich genoodzaakt om te interveniëren. De aanwijzing van een transmissiesysteembeheerder voor het net op zee wordt verder gerechtvaardigd omdat met deze aanwijzing integraal netbeheer door de transmissiesysteembeheerder mogelijk is. Op land beheert TenneT de netten met een spanningsniveau van 110 kV en hoger. De minister stelt in zijn brief van 18 juni 2014 dat daarom ook het net op zee binnen het huidige werkgebied van TenneT valt aangezien het op een spanningsniveau van ten minste 150 kV gerealiseerd zal worden.⁴⁶ Zoals eerder gezegd in dit artikel, worden de eerste windparken echter aangesloten op een spanningsniveau van

66 kV.⁴⁷ De minister benadrukt voorts dat er ook verschillen zijn tussen land en zee, bijvoorbeeld dat de kabels op zee ondergronds en puur voor productie worden aangelegd. Niettemin ziet de minister bij het bedrijven van de netten 'vooral veel overeenkomsten'. Een integraal netbeheer door TenneT brengt daarom kennisbundeling en een overzichtelijke verdeling van taken en verantwoordelijkheden. Verder heeft TenneT in Duitsland al ervaring opgedaan met het aanleggen van een net op zee. Net als in Duitsland zijn de beheerders van de transmissiesystemen in de meeste andere Noordzeelanden ook verantwoordelijk voor het net op zee. Alleen het Verenigd Koninkrijk reguleert dit anders.⁴⁸ Omdat het te verwachten is dat het Nederlandse net op zee in de toekomst zal integreren met buitenlandse netten, is samenwerking tussen de systeembeheerders zeer belangrijk. Dit ziet de minister als reden om TenneT ook in Nederland verantwoordelijk te maken voor het net op zee, samen met de overweging dat het belangrijk is dat netten in publieke handen zijn, wat ook voor het net op zee geldt.

In de memorie van toelichting van de nieuwe Elektriciteits- en Gaswet wordt herhaald dat, gezien het feit dat ook bij het net op zee het publieke belang van een betrouwbare, betaalbare en schone energievoorziening nadrukkelijk in het geding is, ook de aanleg en het beheer van het net op zee als een dienst van algemeen economisch belang moet worden aangemerkt.⁴⁹ De realisatie van een dergelijk net op zee is enerzijds van groot belang om te kunnen voldoen aan doelstellingen op het gebied van duurzame energie en stelt anderzijds hoge eisen aan de kwaliteit van het systeem om de stabiliteit van het net en daarmee de leveringszekerheid te kunnen garanderen. Met inachtneming van deze overwegingen is gekozen voor een systeem waarbij het aanleggen en beheren van het transmissiesysteem op zee wordt toegekend aan TenneT. De aanwijzing van TenneT doet volgens de memorie van toelichting verder op geen enkele wijze afbreuk aan de vrije toegang tot het systeem, de onafhankelijkheid van de systeembeheerder en het stelsel van tariefregulering onder toezicht van de ACM.⁵⁰ Daarom, en door de wenselijkheid van publiek aandeelhouderschap, ligt het voor de hand TenneT als transmissiesysteembeheerder voor elektriciteit ook aan te wijzen als transmissiesysteembeheerder op zee gelet op de samenhang tussen beide systemen.⁵¹

4.3. Kostenbesparing

Het tweede argument voor de aanwijzing van TenneT is de mogelijke kostenbesparing. Volgens het beleidsbrief van 18 juni 2014 wordt deze kostenbe-

44. Beleidsbrief Energierapport, 18 juni 2014, 11, *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49.

45. *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49, p. 12.

46. *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49, p. 12.

47. Zie hierboven, § 3.2.

48. *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49, p. 13.

49. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 14.

50. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 14.

51. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 26.

sparing door enkele studies bevestigd.⁵² Een studie van RoyalHaskoningDHV heeft aangetoond dat het op de lange termijn voordelen heeft om TenneT verantwoordelijk te maken voor de aanleg en het beheer van een net op zee.⁵³ De voordelen zijn vooral netstabiliteit, leveringszekerheid, planologische coördinatie, financieringslasten, standaardisatie en hiermee gepaard gaande kostenreductie. TenneT heeft ook een studie gedaan naar de kosten van het aanleggen van infrastructuur op zee.⁵⁴ Het is weinig verbazend dat aangetoond wordt dat substantiële besparingen mogelijk zijn als TenneT verantwoordelijk wordt voor alle infrastructuur op zee. De kostenbesparing is vooral het resultaat van centralisatie: schaalvoordelen bij inkoop en onderhoud, kennisopbouw en leereffecten.⁵⁵ ECN heeft ook bevestigd dat gecoördineerde aansluiting van windparken op zee door TenneT naar alle waarschijnlijkheid leidt tot lagere maatschappelijke kosten dan individuele aansluitingen. Volgens TenneT is er een aanzienlijk aanvullend kostenvoordeel te behalen als windparken rechtstreeks aangesloten kunnen worden op het platform van TenneT in plaats van met tussenkomst van een platform van de windparkontwikkelaar. DNV-GL heeft dit niet kunnen bevestigen.⁵⁶ Wel wordt in de beleidsbrief van 26 september 2014 benadrukt dat het aanwijzen van TenneT als netbeheerder op zee kostenbesparingen van EUR drie miljard zou kunnen realiseren.⁵⁷ Er wordt dus gesteld dat een gecoördineerde netaansluiting van windparken op zee tot lagere maatschappelijke kosten leidt.

In de memorie van toelichting van de Wet windenergie op zee werd gesteld dat een net op zee in sommige situaties wel en in andere situaties niet efficiënter zal zijn dan radiale aansluitingen van de windparken.⁵⁸ Omdat de gebieden die in de structuurvisie zijn aangewezen voor wind op zee tamelijk verspreid over de Noordzee liggen, is het goed mogelijk dat geen kostenefficiëntie behaald kan worden met het realiseren van een integraal en vermaasd net dat al deze gebieden met elkaar verbindt.⁵⁹ In de memorie van toelichting van de nieuwe Elektriciteits- en Gaswet wordt echter gesteld dat dat een transmissiesysteem op zee significante voordelen oplevert ten opzichte van een directe verbinding van windparken op het transmissiesysteem op land. Verder worden de ervaringen in Duitsland weer genoemd evenals als de lagere maatschappelijke kosten van een gecoördineerde

aansluiting van windparken op zee.⁶⁰ Uiteindelijk zullen door de keuze voor een transmissiesysteem op zee en de aanwijzing van TenneT als transmissiesysteembeheerder kostenbesparingen mogelijk zijn.⁶¹

4.4. Bespreking van de redenen om TenneT aan te wijzen

Het blijft twijfelachtig of het enige kostenefficiënte alternatief is om TenneT aan te wijzen. In de volgende sectie zullen we naar mogelijke alternatieven kijken die in andere rechtsstelsels bestaan. Eerst bespreken wij of het aanwijzen van TenneT als netbeheerder van het net op zee – wat een feitelijke uitbreiding van een monopolie is – überhaupt conform (Europees) mededingingsrecht is.

Art. 106 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (VWEU) legt vast dat het verlenen van exclusieve rechten aan ondernemingen niet in strijd mag zijn met de regels van de Verdragen. Ook ondernemingen belast met het beheer van diensten van algemeen economisch belang vallen onder de (mededingings)regels zo ver de toepassing de vervulling van hun taak niet verhindert.⁶² Dit betekent dat er een objectieve rechtvaardiging moet zijn voor het aanwijzen van TenneT en dat de uitwerkingen op te markt meegenomen moeten worden. In deze context heeft ook de Raad van State bekritiseerd dat in de toelichting van het nieuwe Elektriciteits- en Gaswet niet nader uiteengezet wordt waarom er is gekozen voor een systeem waarbij het aanleggen en beheren van het transmissiesysteem op zee wordt toegekend aan TenneT.⁶³ Zoals boven besproken worden vooral in de beleidsbrief STROOM redenen genoemd waarom TenneT wordt aangewezen. Echter eist de Raad van State hier meer onderbouwing in het licht van art. 106 VWEU.⁶⁴

Ook wij zijn nog niet volledig overtuigd. De twee belangrijkste redenen om TenneT aan te wijzen zijn het integrale beheer, samen met het belang om netten in publieke handen te laten, en de mogelijke kostenbesparingen. Het laatste is nog niet zonder meer aangetoond. De Nederlandse Wind Energie Associatie benadrukt in hun reactie op de consultatie van STROOM dat het aansluiten van 3.450 MW wind op zee – de geplande doelstelling tot 2023 – kosten veroorzaakt van minder dan EUR 2 miljard. Het is haar dus niet duidelijk hoe er EUR drie miljard kunnen worden bespaard. Ook wordt opgemerkt dat de onderbouwing en validatie van de cijfers in de onderliggende rapporten onvolledig en niet navolgbaar zijn.⁶⁵

52. RoyalHaskoningDHV, 'Verbinding windenergie op zee'. Te raadplegen op www.rijksoverheid.nl.

53. *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49, p. 13. De studie is te vinden als bijlage van de brief.

54. *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49, p. 13-14.

55. *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49, p. 13-14.

56. *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49, p. 13.

57. De aanwijzing van TenneT levert circa 10% kostenreductie op, zie Beleidsbrief Windenergie op zee, *Kamerstukken II* 2013/14 33 561, nr. 11, p. 4.

58. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 058, nr. 3, p. 8.

59. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 058, nr. 3, p. 20.

60. Geconcludeerd door ECN. Zie ook de studie DNV-GL, *Kamerstukken II* 2013/14, 31 510, nr. 49.

61. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 37.

62. Art. 106 lid 2 VWEU.

63. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 4, p. 14.

64. *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 4, p. 14.

65. Reactie Reactie Nederlandse Wind Energie Associatie (NWEA) internetconsultatie op STROOM, 8 september 2014, p. 7-8.

Verder is het argument weinig overtuigend dat TenneT de verantwoordelijkheid moet krijgen voor het net op zee omdat ze al verantwoordelijk is voor het net op land. Dit is net zo overtuigend als de exploitatie van de hoge snelheidsspoorlijnen aan te besteden aan de Nederlandse Spoorwegen omdat ze het hoofdspoornet al beheren. We vragen ons af of er geen alternatieven zijn om de voordelen en de besparingen te bereiken zonder het monopolie van de netbeheerder uit te bouwen.

5. De regimes in Duitsland en het Verenigd Koninkrijk

5.1. Duitsland

In Duitsland bestaat een systeem dat als inspiratie heeft gediend voor de Nederlandse wetgever. Maar alvorens dat systeem te bespreken dient te worden opgemerkt dat de (geografische) situatie in Duitsland niet te vergelijken is met Nederland. De Duitse Noordzeekust bestaat uit het Duitse gedeelte van de Waddenzee en is daarmee een natuurgebied. In de Duitse Waddenzee is het uitgesloten om windparken op te richten en daarom moest de Duitse overheid kiezen voor windenergie locaties ver van het Duitse vasteland. Vanwege de grote afstand werd het noodzakelijk om gebruik te maken van gelijkstroomverbindingen en clustering waarbij meerdere windparken op dezelfde gelijkstroomverbinding worden aangesloten. Daar is de verantwoordelijkheid van de transmissiesysteembeheerders uitgebreid om de windparken op zee, die binnen hun gebied liggen, aan te sluiten.⁶⁶ Deze moeten worden aangelegd als vastgelegd in het 'Offshore-Netzentwicklungsplan'.⁶⁷ Het regime is vergelijkbaar met de nieuwe benadering in Nederland. Echter heeft Duitsland in de wet vastgelegd dat alle transmissieleidingen op zee, zodra ze voltooid zijn, deel van het landelijke transmissienet uitmaken.⁶⁸

Tijdens de consultatie van STROOM was nog onduidelijk of het net op zee deel ging uitmaken van het net op land. Hierop heeft TenneT ook in haar reactie op de consultatie STROOM gewezen.⁶⁹ In de aan-

gepaste memorie van toelichting werd vervolgens bevestigd dat er voor het transmissiesysteem op zee sprake is van een aparte aanwijzing als transmissiesysteembeheerder op zee.⁷⁰ Het lijkt ons overtuigend dat een transmissienetbeheerder de verantwoordelijkheid krijgt voor onderzeese kabels als deze als deel van het landelijke transmissienet worden gezien. Nu het net op zee toch een aparte status heeft, is de vraag of er niet andere alternatieven waren geweest, zo als bijvoorbeeld het aanwijzen van derde partijen.

5.2. Verenigd Koninkrijk

In het Verenigd Koninkrijk moet men beschikken over een *transmission license* om een transmissiesysteem te mogen beheren (S. 6(1) Electricity Act 1989). Indien het transmissiesysteem een windpark op zee verbindt met een transmissiesysteem op het vaste land, dan spreekt men van een *offshore transmission license* (S. 6C(5)(6) Electricity Act 1989). Men heeft dus een speciale vergunning nodig om een transmissiesysteem op zee in eigendom te hebben en te mogen beheren. Daarmee wijkt het Engelse systeem af van het Duitse systeem waarbij het landelijk transmissiesysteem wordt uitgebreid naar het windpark op zee. Ook verschilt het Engelse systeem ten opzichte van het bestaande regime in Nederland waar het transmissiesysteem dat het windpark verbindt met het net op land wordt beschouwd als onderdeel van het windpark. Het Engelse systeem vertoont daarentegen wel overeenkomsten met het voorgestelde regime onder STROOM. Want ook naar Engels recht is het transmissiesysteem op zee een separaat transmissiesysteem dat bestaat uit een offshore sub-station en de transmissiekabel die loopt tot aan het aansluitpunt van National Grid Ltd., de Britse transmissiesysteembeheerder voor elektriciteit.⁷¹

De Engelse wetgever heeft wel een andere keuze gemaakt met betrekking tot het toekennen van de vergunning om een transmissiesysteem op zee te mogen aanleggen en beheren. Waar de Nederlandse wetgever ervoor kiest om de aandelen in de transmissiesysteembeheerder in handen van de overheid te houden, kiest de Engelse wetgever voor privaat eigendom en het toewijzen van de *offshore transmission license* aan de partij die het transmissiesysteem op zee het goedkoopst kan aanleggen. Daarvoor organiseert Ofgem⁷² een tender (S. 6C Electricity Act 1989). De partij die de tender wint krijgt het recht om de offshore infrastructuur aan te leggen en te beheren. Toen het OFTO regime in

66. Dit werd ingevoerd door het Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben, 09.12.2006, BGBl. I S. 2833, Nr. 59, 2007 I S. 691. Door de geografische verdeling moeten alleen TenneT (Noordzee) en 50 Hertz (Oostzee) windparken op zee aansluiten. Voor een overzicht over het Duitse aansluitingsregime, zie M.J.M. Linssen-van Dellen, 'De aansluiting van offshore windparken op het net: Actuele ontwikkelingen in Duitsland', *NTE* 2013, nr. 2, p. 74-83.

67. § 17d Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz- EnWG).

68. § 17d(1) EnWG.

69. Het was TenneT niet duidelijk of ze één aanwijzing zal krijgen voor zowel het beheer van het transmissiesysteem op land als op zee, of een aparte aanwijzing voor het beheer van beide transmissiesystemen. Zie

Zienswijze TenneT internetconsultatie wetsvoorstel STROOM, 8 september 2014, p. 17.

70. Daarom moet TenneT ook een aparte boekhouding bijhouden voor het net op zee, zie *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 3, p. 38.

71. The Crown Estate, 'Transmission infrastructure associated with connecting offshore generation', p. 67-68.

72. Ofgem is als energie-toezichthouder de Britse equivalent van de ACM.

2009 werd geïntroduceerd waren een drietal doelstellingen geformuleerd: (i) er moesten voldoende verbindingen gerealiseerd worden om alle offshore windparken in de Britse territoriale zee en EEZ te kunnen aansluiten; (ii) deze verbindingen moesten zo efficiënt mogelijk aangelegd worden zodat de Britse consument niet onnodig veel moest betalen voor windenergie op zee; en (iii) het regime moest het aantrekkelijk maken voor nieuwe investeerders die willen investeren in transmissiesystemen op zee.⁷³ Een OFTO is daarmee meer dan een systeembeheerder alleen, het kan ook een belegger zijn. De OFTO kan rekenen op een gereguleerd inkomen; de OFTO is niet blootgesteld aan de risico's die zijn verbonden aan het aanleggen en beheren van het windpark; en OFTO ontvangt de inkomsten van de NETSO⁷⁴ en weet zich daarmee verzekerd van een kredietwaardige wederpartij.⁷⁵

In tegenstelling tot het Duitse en het voorgestelde Nederlandse regime, kent het Engelse OFTO regime geen aansprakelijkheidsregeling. Voor windparkontwikkelaars is dit ongewenst, want op grond van ontvlechtingseisen mag een windparkontwikkelaar niet ook een OFTO zijn (S. 10F Electricity Act 1989) en daarmee is de windparkontwikkelaar blootgesteld aan het gevaar dat hij een windpark op zee bouwt en niet aangesloten wordt omdat er geen OFTO blijkt te zijn. Daarom bevat het OFTO regime twee mogelijkheden: *OFTO build* en *Generator build*.⁷⁶ Wanneer het *OFTO build* model wordt toegepast zal de partij die de OFTO tender wint de infrastructuur ontwerpen, aanleggen en beheren. Het *Generator build* model biedt de windparkontwikkelaar de mogelijkheid om zelf de infrastructuur te ontwerpen en aan te leggen. Daarna zal deze infrastructuur worden overgedragen aan de partij die de OFTO tender heeft gewonnen. Op deze manier heeft de Engelse wetgever twee belangen met elkaar weten te verenigen: het is aantrekkelijk gemaakt voor partijen om te investeren in transmissiesystemen op zee en de Britse consumenten worden zoveel mogelijk beschermd tegen exorbitante kosten voor het aansluiten van windparken op zee.

5.3. Denemarken

In Denemarken kunnen windparken door middel van twee verschillende procedures worden ontwikkeld. De eerste mogelijkheid is de 'open-deur procedure'. Hier worden windparken op initiatief van de windparkontwikkelaar aangelegd. Bij deze windparken is dan ook de ontwikkelaar zelf verantwoordelijk om de kabels tussen het windpark op zee en de landelijke aansluitingspunt aan te leg-

gen.⁷⁷ Om deze reden is de open-deur procedure tot nu toe alleen gebruikt voor kleine windparken die dicht bij de kust zijn gelegen.⁷⁸ De windparkontwikkelaar mag in dit geval geen gebruik maken van gebieden die al gereserveerd zijn als windenergielocatie. Deze gebieden worden alleen via een tender procedure toebedeeld.⁷⁹

De tender procedure wordt door de Deense Energieautoriteit (Energistyrelsen) georganiseerd en betreft een tender voor één bepaald windpark met een bepaalde capaciteit en binnen een bepaalde locatie.⁸⁰ Windparken die binnen deze tender procedure worden gebouwd moeten door de Deense transmissiesysteembeheerder worden aangesloten. De Deense TSO is dus verantwoordelijke voor de kabels tussen de transformator op zee en de landelijke aansluitingspunt.⁸¹ Deze kabels vormen deel van het Deense transmissiesysteem.

In het Deense Energieakkoord uit 2012 werd tevens vastgelegd dat ook windparken die in het kader van de tender procedure worden ontwikkeld, maar dicht bij de kust liggen, op dezelfde manier worden aangesloten als projecten binnen de open-deur procedure, d.w.z. dat de windparkontwikkelaar de kabels tussen het windpark en het landelijke transmissiesysteem zelf gaat aanleggen.⁸²

Ook in het Nederlandse Energieakkoord uit 2013 werd nog gesteld dat er alleen een net op zee komt waar dit efficiënter is. Zo ver we het kunnen overzien is in het Wetsvoorstel geen mogelijkheid dat windparkontwikkelaars hun eigen kabels kunnen aanleggen indien het windpark dicht bij de kust ligt. Aangezien in Nederland toekomstig alsnog windparken dichtbij de kust kunnen worden ontwikkeld, zou een dergelijk systeem wel interessant kunnen zijn. Ons inziens zou het daarom wenselijk zijn om ook windparkontwikkelaars in Nederland een dergelijke keuze te geven.

73. Ofgem, 'Offshore electricity transmission', 2012, p. 3.

74. NETSO is een dochteronderneming van National Grid Ltd. die gereguleerd wordt door Ofgem en beschikt over een eigen afgeschermd vermogen.

75. KPMG, 'Offshore Transmission: An Investor Perspective', 2012, p. 16.

76. Ofgem, 'Offshore electricity transmission', 2012, p. 6.

77. § 6(1) Bekendtgørelse om nettilslutning af vindmøller og pristillæg for vindmølleproduceret elektricitet m.m. nr. 1063 af 7. september 2010.

78. Tot nu toe zijn de windparken Middelgrunden (gebouwd in 2000, 40 MW), Samsø (gebouwd in 2003, 23 MW), Rønland (gebouwd in 2003, 17 MW) en Avedøre/Hvidovre (gebouwd in 2009, 7.2 MW) in het kader van de open-deur procedure ontwikkeld.

79. Danish Energy Agency, 'Stor-skala havmølleparker i Danmark: Opdatering af fremtidens havmølleplaceringer' (April 2011).

80. § 23 Lov om fremme af vedvarende energi.

81. § 32(1) Lov om fremme af vedvarende energi. Zie ook Danish Energy Agency, 'New Offshore Wind Tenders in Denmark: 1,450 MW before 2020' (February 2013).

82. Zie ook DEA, 'Memo: Grid connection of nearshore wind turbines established by tendering procedure' (maart 2015).

6. Enkele kritische kanttekeningen

6.1. De koppeling tussen Wet windenergie op zee en STROOM

Onder het toekomstige regime zal de bouw en het aansluiten van een windpark op zee gereguleerd worden door twee juridische kaders. In deze bijdrage hebben wij enkel aandacht besteed aan het Wetsvoorstel waarmee de beheerder van het transmissiesysteem op zee kan worden aangewezen. Op deze plaats willen wij nog kort stil staan bij mogelijke knelpunten die zich voor kunnen doen.

Een mogelijk eerste knelpunt dat wij signaleren is de planning. De uitrol van windenergie op zee moet plaatsvinden volgens een strak schema. Tegen 2019 moeten alle kavels aangewezen zijn en moet de tenderprocedure voor alle vergunningen doorlopen zijn. Nu er tegelijk met het aanwijzen van een kavel ook een scenario wordt opgesteld voor de systeembeheerder, zal er volgens een strak schema gewerkt moet worden door de transmissiesysteembeheerder op zee. Het is de verantwoordelijkheid van de transmissiesysteembeheerder om te zorgen dat alle apparatuur en kabels op tijd besteld en afgeleverd worden. Daarnaast moet deze apparatuur geïnstalleerd worden en de kabels moeten gelegd worden. Gezien het beperkte aantal schepen dat geschikt is voor deze taak zal dit een zeer hoge mate van planning en coördinatie van de transmissiesysteembeheerder vragen.

Een tweede potentieel knelpunt is de koppeling tussen de procedure op grond van de Wet windenergie op zee en de procedures uit het Wetsvoorstel STROOM. Daarbij denken wij vooral aan de koppeling tussen het kavelbesluit op basis waarvan een gebied voor de ontwikkeling van een windpark wordt aangewezen en het scenario op basis waarvan de transmissiesysteembeheerder op zee een investeringsplan moet opstellen. Omdat er tegen een kavelbesluit beroep mogelijk is bij de Afdeling bestuursrechtspraak van de Raad van State kan het betekenen dat een kavelbesluit vernietigd wordt. De vraag is dan welk lot het scenario treft. Het is onaannemelijk dat het scenario zelfstandig kan blijven bestaan zonder het daaraan gekoppelde kavelbesluit. Er kan dus een situatie ontstaan waarin TenneT een investeringsplan opstelt op basis van een kavelbesluit dat later wordt vernietigd. De vraag is dan wat TenneT moet doen: het plan opstellen en beginnen met de uitvoering van dat investeringsplan of afwachten en het risico lopen dat het transmissiesysteem op zee niet tijdig opgeleverd wordt. Daarnaast regelt het Wetsvoorstel niets omtrent de rechtsbescherming rondom het scenario. Als wij het goed zien moet TenneT dan in bezwaar gaan tegen het scenario omdat het een besluit is in de zin van de Algemene wet bestuursrecht waartegen beroep tegen openstaat en tegelijkertijd een verzoekschrift indienen voor een voorlopige voorziening waarmee het scenario wordt geschorst tot duidelijk is wat het definitieve lot is van het kavelbesluit.

Een mogelijk derde knelpunt kan ontstaan als een vergunninghouder die voornemens was om een windpark aan te leggen hier, om wat voor reden dan ook, vanaf ziet. De vergunninghouder kan er dan voor kiezen om de vergunning over te dragen aan een andere partij,⁸³ maar het kan er ook toe leiden dat de vergunning wordt ingetrokken. Er zal dan mogelijk een nieuw kavelbesluit worden vastgesteld en een nieuwe tender worden georganiseerd. Dit kan betekenen dat de contouren, d.w.z. het opgestelde vermogen in MW, misschien veranderen. De minister zal dan het scenario moeten aanpassen aan de nieuwe situatie. De vraag is dan wat er dient te gebeuren met de reeds gemaakte kosten die de systeembeheerder heeft gemaakt op basis van het oude scenario.

6.2. Een vestzak-broekzak-transactie

De beslissing om de aanleg van een transmissiesysteem op zee te financieren door middel van een SDE+ subsidie is een politieke keuze. In het verleden zijn Nederlandse ondernemingen al in de problemen gekomen doordat zij meer moesten betalen voor elektriciteit dan vergelijkbare ondernemingen in het buitenland. De situatie rondom de aluminiumsmelter Aldel in Delfzijl is daarvan een goed voorbeeld.⁸⁴ Wel kunnen er vraagtekens gezet worden bij deze beslissing.

Ten eerste zien wij niet goed hoe door het verschuiven van de subsidieverstreking, van windparkontwikkelaar naar systeembeheerder, de aanleg van het transmissiesysteem efficiënter wordt. Zou bijvoorbeeld het transmissiesysteem onderdeel gebleven zijn van het windpark zoals thans het geval is dan zou de windparkontwikkelaar er alle baat bij hebben om te kiezen voor meest efficiënte en kostenbewuste wijze van aansluiten. Onder het nieuwe regime van STROOM waarbij TenneT een SDE+ subsidie krijgt voor het aanleggen van het transmissiesysteem op zee, is er niet sprake van een prikkel om te kiezen voor de meest kostenbewuste wijze van aansluiten. De Algemene Rekenkamer heeft immers vastgesteld dat het bestaande toezicht wat dat betreft tekort schiet.⁸⁵ Wij zien ook niet in hoe het toezicht op de investeringen onder het nieuwe regime anders dan wel beter zal zijn. Daarbij kan worden opgemerkt dat de minister al heeft aangegeven dat TenneT een kapitaalstorting nodig zal hebben vanwege een grotere kapitaalbehoefte om de nieuwe taken op zee te kunnen uitvoeren.⁸⁶ Het risico is dus reëel dat het aansluiten van windparken op zee niet veel goedkoper zal plaatsvinden dan nu het geval is.

83. Art. 16 Wet windenergie op zee.

84. D.M. Hanema, 'Kink in de (Aldel-)kabel? - De juridische kwalificatie van een grensoverschrijdende elektriciteitsverbinding', *NTE* 2015, nr. 2, p. 57.

85. Algemene Rekenkamer, 'Investerings TenneT in Nederlands hoogspanningsnet', 2015, p. 46-47.

86. *Kamerstukken II* 2014/15, 33 561, nr. 19, p. 9.

Ten tweede betwijfelen wij of het verstandig is om de kosten van transmissiesysteem vooral naar de consumenten die de SDE+ middelen moeten opbrengen en de grote elektriciteitsverbruikers grotendeels te ontzien. De bouw van 3.450 MW aan nieuwe windturbines op zee zal een groot project zijn. Het is niet uitgesloten dat dit grote project, zoals andere grote projecten, duurder uit zal vallen. Dat betekent dat er meer SDE+ middelen nodig zullen zijn. Als de kosten volledig neergelegd worden bij het publiek bestaat het risico dat de onvrede daarover zal leiden tot een afname van het draagvlak om door te gaan met windenergie op zee. Ten derde vragen wij ons af hoe de omvang van de SDE+ subsidie voor TenneT berekend zal worden. De SDE+ regeling is opgezet om de productie van energie uit hernieuwbare bronnen te subsidiëren. De aanleg van een transmissiesysteem op zee is allereerst natuurlijk geen productie van energie en daarmee kan men zich afvragen of de SDE+ regeling niet wordt aangewend voor een ander doel dan waar de regeling voor was opgezet. Daarnaast wordt de omvang van de SDE+ subsidie die de subsidieontvanger krijgt bepaald door de elektriciteitsprijs. Maar de transmissiesysteembeheerder krijgt zijn inkomsten niet uit de verkoop van elektriciteit, maar uit de gereguleerde nettarieven.

6.3. Schadevergoeding

Nu de windparkontwikkelaar niet meer verantwoordelijk is voor het aanleggen van de kabels naar land, moet er wel zekerheid worden geboden dat deze op tijd klaar zijn. Volgens art. 5.27 wetsvoorstel heeft een producent recht op vergoeding van schade door een transmissiesysteembeheerder voor elektriciteit die een transmissiesysteem op zee beheert. Hiervoor moet aan een van twee voorwaarden worden verdaan. We richten ons op de eerste mogelijkheid, die ziet op de situatie dat een (deel van het) net op zee te laat afgerond wordt. Hiervoor is het dus bepalend hoeveel tijd het scenario toestaat voor het bouwen van transmissiekabels op zee. We willen graag wijzen op de desbetreffende ervaringen die zijn gemaakt in Duitsland. In het begin moest TenneT in Duitsland de windparken op zee binnen 30 maanden op het landelijke transmissiesysteem aansluiten. In de praktijk bleek dit echter gemiddeld 50 maanden te duren.⁸⁷ TenneT werd verder in 2011 verplicht om windparken te clusteren. Aangezien dit vereist dat grote offshore platforms worden gebouwd, werd uit de praktijk naar een regime-change gevraagd.⁸⁸ Uit deze ervaring

werden vervolgens drie consequenties getrokken. De verantwoordelijke netbeheerder legt nu de kabels aan op basis van een Offshore-Netontwikkelingsplan. Hierin worden alle toekomstige kabels en windparken ingepland. Ten tweede mag TenneT alvast beginnen met het bouwen van de kabels, ook al is met de bouw van het windpark nog niet begonnen. Ten derde worden de tijdstippen die zijn vastgelegd binnen het netontwikkelingsplan pas 30 maanden vóór de voltooiing bindend.

Hieruit laten zich mogelijke aandachtspunten afleiden voor het nieuwe Nederlandse regime. Ons is nog niet duidelijk wanneer TenneT met de aanleg van de kabels en de platforms mag beginnen. Wordt er een precies tijdstip vastgelegd in het scenario of wordt het begin gekoppeld aan het bouwen van het windpark? De overheid heeft er belang bij om de uitrol van windenergie op zee snel te laten gebeuren. Eén van de voorwaarden voor een vergunning voor windparken is dat ze binnen vier jaar operationeel zijn. Ook is het belangrijk om de ervaringen van andere Noordzeelanden mee te nemen, als is de situatie in Nederland anders dan die in Duitsland. In Nederland worden de windparken dichter bij de kust gebouwd. Verder wordt in Nederland de wisselstroom-technologie gebruikt, in plaats van de nieuwere en complexere gelijkstroomtechnologie. Desondanks, het aansluiten van windparken is op zee uitdagender en langduriger dan op land. Verder zijn onverwachte obstakels zoals de aanwezigheid van oorlogsmaterieel op zeebodem mogelijk.

Verder is het de vraag of het mogelijk en wenselijk is dat de schadevergoeding doorgegeven wordt aan de consumenten. De Raad van State merkt in dit verband op dat een uitleg van het voorgestelde art. 6.19 die erop neer zou komen dat de desbetreffende schadevergoedingen integraal in de tarieven moeten worden verwerkt, waarbij de ACM geen efficiëntietoets uitvoert, in strijd zou komen met art. 14 van Verordening (EG) 714/2009 en de onafhankelijkheid van de ACM aantast.⁸⁹

Tijdens de consultatie werd vanuit de praktijk ook bekritiseerd dat de schadevergoeding die TenneT moet betalen in de tarieven wordt opgenomen. Het zou een betere prikkel zijn als TenneT dit uit de winst- en verliesrekening zou moeten betalen.⁹⁰

7. Slotopmerkingen

Met het toebedelen van de verantwoordelijkheid voor het net op zee aan TenneT is een nieuwe stap gezet in het proces om de grootschalige aanleg van

87. Zie bijvoorbeeld M.J.M. Linssen-van Dellen, 'De aansluiting van offshore windparken op het net - Actuele ontwikkelingen in Duitsland', *NTE* 2013, nr. 2, p. 74-83, op p. 78; en Stiftung Offshore Windenergie, 'Lösungsvorschläge für die Netzanbindung von Offshore-Windparks der AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung' (22 maart 2012) p. 11.

88. Stiftung Offshore Windenergie, 'Lösungsvorschläge für die Netzanbindung von Offshore-Windparks der

AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung' (22 maart 2012) pp. 8-12, 20.

89. Er is derhalve 'geen sprake van een verplichting om de desbetreffende schadevergoedingen integraal in de tarieven te verwerken', *Kamerstukken II* 2014/15, 34 199, nr. 4, p. 13.

90. Reactie Nederlandse Wind Energie Associatie (NWEA) internetconsultatie op STROOM, 8 september 2014, p. 4.

windparken op zee te realiseren en de hernieuwbare energiedoelstellingen te halen. Het langverwachte 'stopcontact op zee' lijkt er aan te komen. Maar er kunnen nog wel de nodige kanttekeningen worden gezet bij het Wetsvoorstel. Feit is dat de wetgever een ambitieuze planning heeft gemaakt voor het aanbesteden van windparken op zee en de vraag is of de transmissiesysteembeheer op zee dit tempo kan bijbenen. Mocht de transmissiesysteembeheerder er niet in slagen om windparken tijdig aan te sluiten, dan moet de schade van de windparkontwikkelaar vergoed worden. Maar hoeveel schade er vergoed wordt is nog niet helemaal helder en de vraag is dan ook of een te laag niveau van schadeloosstelling niet een afschrikwekkende werking zal hebben op de windparkontwikkelaars. Tot slot kunnen vraagtekens gezet worden bij het besluit om het transmissiesysteem op zee te financieren met SDE+ subsidie. Ontstaat zo niet het gevaar dat de kosten voor de SDE+ regeling uit de pan zullen rijzen als het transmissiesysteem op zee duurder blijkt dan verwacht?

Verder zijn we niet helemaal overtuigd dat het de meest verstandige keuze was om het Duitse systeem als voorbeeld te gebruiken en de transmissiesysteembeheerder verantwoordelijk te maken voor alle kabels op zee. Zoals boven beschreven, waren er andere mogelijkheden geweest, bijvoorbeeld het aanwijzen van een derde partij of een tweesparten-benadering waarbij windparken dichtbij de kust door de windparkontwikkelaar zelf worden aangesloten.

In conclusie kan worden gezegd dat dit langverwachte wetsvoorstel in elk geval betekent dat er voor het eerst sinds 2009 eindelijk weer locaties voor windparken zullen worden gegund. Nu de 2020-doelstellingen dichterbij komen, moeten in de komende jaren veel windparken worden gebouwd. Het is dus begrijpelijk dat de wetgever in plaats van een experiment met een andere partij de verantwoordelijkheid voor de kabels op zee aan een ervaren partij heeft willen overlaten. Desondanks blijven er wat knelpunten en onduidelikheden over die we in dit artikel hebben besproken en die mogelijk in de toekomst voor andere problemen kunnen zorgen.