

Netbeheer Nederland

Anna van Buerenplein 43
2595 DA Den Haag

Postbus 90608
2509 LP Den Haag
070 205 50 00
secretariaat@netbeheernederland.nl
netbeheernederland.nl

Autoriteit Consument & Markt
T.a.v. mevr. drs. M.R. Leijten
Postbus 16326
2500 BH DEN HAAG

Kenmerk

BR-2024-2121

Datum

5 december 2024

Behandeld door

[REDACTED]

E-mail

[REDACTED]@netbeheernederland.nl

Doorkiesnummer

[REDACTED]

Onderwerp

Codewijzigingsvoorstel voorwaardelijk transportrecht net op zee

Geachte mevrouw Leijten,

Hierbij ontvangt u een voorstel van de gezamenlijke netbeheerders tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 (de Netcode elektriciteit; hierna: Netcode). Dit voorstel betreft toevoeging van een artikel aan paragraaf 7.1 van de Netcode betreffende het voorwaardelijk transportrecht voor aansluitingen op het net op zee.

Aanleiding tot het voorstel

De uitbreiding van de wind op zee doelstellingen naar ca. 21GW rond 2030, grotendeels aangesloten met het net op land via gelijkstroomverbindingen vanaf zee, resulteert in meer transportbehoefte op het landelijk hoogspanningsnet dan op middellange termijn beschikbaar is. Deze constatering leidde tot de vraag naar de toepassing van alternatieve transportrechten voor aangesloten op het net op zee.

Doel van het voorstel

Door middel van dit voorstel wordt het tijdsduurgebonden transportrecht onder een aantal aanvullende voorwaarden ook toepasbaar op aansluitingen op het net op zee.

Inhoud van het voorstel

Bijlage 1 bevat de codetekst die door het onderhavige voorstel gewijzigd dienen te worden. Daarin is zwart weergegeven tekst bestaande, thans geldende codetekst. **Groen weergegeven tekst** betreft wijzigingen uit het onderhavige voorstel. Toe te voegen tekst is onderstreept en te verwijderen tekst is doorgehaald.

Toelichting op het voorstel

Alternatieve transportrechten kunnen bijdragen aan het effectiever en doelmatiger inpassen van de additionele opgave voor wind op zee en het mitigeren van tijdelijke knelpunten in het hoogspanningsnet. In het navolgende gaan we achtereenvolgens dieper in op de reden voor alternatieve transportrechten voor wind op zee, de beschrijving van de alternatieve transportrechten voor wind op zee, en de

IBAN NL51 ABNA 0613001036

BTW-nummer NL8185.25.101.B01

KvK-nummer 09175117

voorwaarden voor de alternatieve transportrechten op zee.

Waarom alternatieve transportrechten voor wind op zee?

In december 2021 heeft het toenmalige kabinet de ambitie voor de opgave voor wind op zee rond 2030 (bijna) verdubbeld naar 21 gigawatt (GW) en heeft daarnaast aangekondigd die groei door te zetten naar 2040 (richtdoel: 50 GW) en 2050 (richtdoel: 70 GW). Een deel van deze 21GW is reeds operationeel, voor een deel is de realisatie van de netaansluitingen in uitvoering en voor een deel worden de ruimtelijke procedures momenteel doorlopen via de Rijkscoördinatieregeling ('RCR').

In juni 2022 is de 'Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030' gepubliceerd, waarin de verdubbelde opgave voor windenergie op zee is geformaliseerd naar 'circa 21 gigawatt (GW) rond 2030'. In de bijgaande kamerbrief is aangegeven dat de uitrol van de windparken op zee uit de 'Aanvullende routekaart' mogelijk als gevolg van een (tijdelijk) tekort aan transportcapaciteit op het landelijk hoogspanningsnet, kan leiden tot knelpunten in het net.

De Kamerbrief van 21 juni 2022 verwoordt dit als volgt:

*'De aanvullende circa 10,7 GW **kan niet zonder meer** op het landelijke hoogspanningsnet worden ingevoerd en getransporteerd, maar zal zoveel mogelijk nabij de aanlandingslocaties verbruikt moeten worden. Daarom bevinden deze locaties van het net op zee zich in of nabij de grote industriële clusters aan de kust. De aangevoerde elektriciteit kan daar ter plekke worden benut voor elektrificatie van industriële processen en/of de productie van groene waterstof. **Daarvoor is het wel het noodzakelijk dat er voldoende elektriciteitsvraag ontwikkelt met het juiste vraagprofiel om het extra aanbod windenergie op zee te benutten.***

*Het kan voorkomen dat het tempo van de transitie van de (industriële) energievraag **niet gelijk op gaat** met dat van het aanbod van windenergie van zee. Dit uit zich in een risico dat een verbinding van het net op zee wel op tijd is aangelegd, maar vervolgens (enige tijd) onderbenut blijft doordat de stijging van de vraag naar de elektriciteit uit windenergie vanuit het industriecluster nabij de aanlandlocatie **achterblijft**.*

*De verwachting is daarbij dat de industriële vraag er uiteindelijk wel komt, maar dat de timing ervan uit de pas kan lopen met de ontwikkeling van het aanbod aan windenergie van zee. **Daardoor ontstaat een (tijdelijke) mismatch.** Naast (tijdelijke) onderbenutting van [hernieuwbare productiecapaciteit en] het net op zee kan deze situatie ook **leiden tot congestie** op het hoogspanningsnet op land doordat te grote hoeveelheden van op zee aangevoerde elektriciteit via het hoogspanningsnet verder het land in getransporteerd moeten worden voor consumptie aldaar of export naar het buitenland.'*

[...]

*Om congestie te bestrijden kan het nodig zijn dat TenneT maatregelen neemt waaraan kosten zijn verbonden of die gevolgen hebben voor (deelname aan) de elektriciteitsmarkt. Het gaat dan in eerste instantie om **congestiemanagement**. Bij het uitblijven van voldoende ontwikkeling van flexibele elektriciteitsvraag, is het waarschijnlijk dat congesties substantieel en structureel van aard zijn. In dat geval is het congestiemanagement vanuit maatschappelijk oogpunt waarschijnlijk **niet de meest effectieve en doelmatige oplossing**.*

*Om die reden zal ook gekeken worden naar andere maatregelen, waarbij het kan zijn dat windenergie op zee niet zonder meer op het net ingevoed kan worden. Dan valt te denken aan stimulering van de ontwikkeling van elektriciteitsvraag in combinatie met **conditionele transportovereenkomsten** en eventuele gecombineerde tenders voor windenergie op zee met elektriciteitsvraag. **Aanvullende maatregelen** kunnen zijn een herziening van de Nederlandse biedzone, latere opleveringdata van windparken, et cetera.'*

Het doel van alternatieve transportrechten voor wind op zee is allereerst om bij te dragen aan de inpassing van de additionele opgave wind op zee. De kosten van knelpunten die daardoor optreden in het landelijk hoogspanningsnet worden deels herverdeeld van verbruikers van het net op land naar windparkontwikkelaars, op een manier die windparkontwikkelaars handeling perspectief biedt om hiermee om te gaan. Een tweede doel is om te stimuleren dat additionele vraag gerealiseerd wordt gelijktijdig met de uitrol van wind op zee, rekening houdend met de beschikbare netcapaciteit waardoor knelpunten deels verminderd worden. Dit vindt plaats door windparkontwikkelaars een financiële prikkel te geven om deze vraagontwikkeling mede te stimuleren op de juiste locaties (t.o.v. knelpunten in het landelijk hoogspanningsnet). Een derde doel is om de impact van knelpunten in het net door KGG te kunnen laten verdelen over de additionele opgave voor wind op zee, en te voorkomen dat de volledige impact van verwachte knelpunten in het net ten laste komt van latere windparken.

Reguliere congestiemanagementdiensten (redispatch en capaciteitsbeperking) bereiken deze doelen niet omdat daarmee de kosten voor het oplossen van knelpunten grotendeels worden opgenomen in de tarieven van verbruikers, terwijl windparken volledig financieel gecompenseerd worden. In dat geval zijn reguliere congestiemanagementdiensten vanuit maatschappelijk oogpunt waarschijnlijk niet de meest effectieve oplossing. In lijn met de bepaling in de eerder genoemde Kamerbrief, is het niet doelmatig om bij het uitblijven van voldoende vraagontwikkeling de wind op zee onbeperkt van vast transportrecht te voorzien en de volledige financiële compensatie via de transporttarieven bij gebruikers neer te leggen. Alhoewel deze diensten wel een locatie-afhankelijke financiële prikkel voor verbruikers geven om deel te nemen aan congestiemanagementdiensten, is de investeringsprikkel die daarvan uitgaat voor de ontwikkeling van additionele vraag beperkt, omdat de kostenbesparing onzeker is en deze daarnaast afneemt bij het oplossen van het knelpunten. Deze reguliere diensten geven daarmee ook geen prikkel voor windparken om vraag mede te ontwikkelen. Flexenders kunnen wel investeringsprikkel geven voor vraagontwikkeling op de juiste locaties, maar de kosten daarvan worden eveneens gedragen door de verbruikers op land en geven bovendien geen prikkel aan wind op zee parken om bij te dragen aan deze vraagontwikkeling. Flexenders kunnen hoe dan ook toegepast worden in aanvulling op een alternatief transport recht voor wind op zee.

Vormgeving en voorwaarden alternatief transportrecht wind op zee

Het reguliere transportrecht voor het net op zee heeft als uitgangspunt dat de aangeslotene in beginsel te allen tijde volledig recht heeft op het gecontracteerd transportvermogen, een zogenaamd vast transportrecht. Met dit codewijzigingsvoorstel wordt in aanvulling op het vaste transportrecht voor het net op zee ook een tijdsduurgebonden transportrecht mogelijk gemaakt, overeenkomstig artikel 7.1c, eerste lid van de Netcode elektriciteit. Een aangeslotene op het net op zee ontvangt een combinatie van vast transportrecht en tijdsduurgebonden transportrecht.

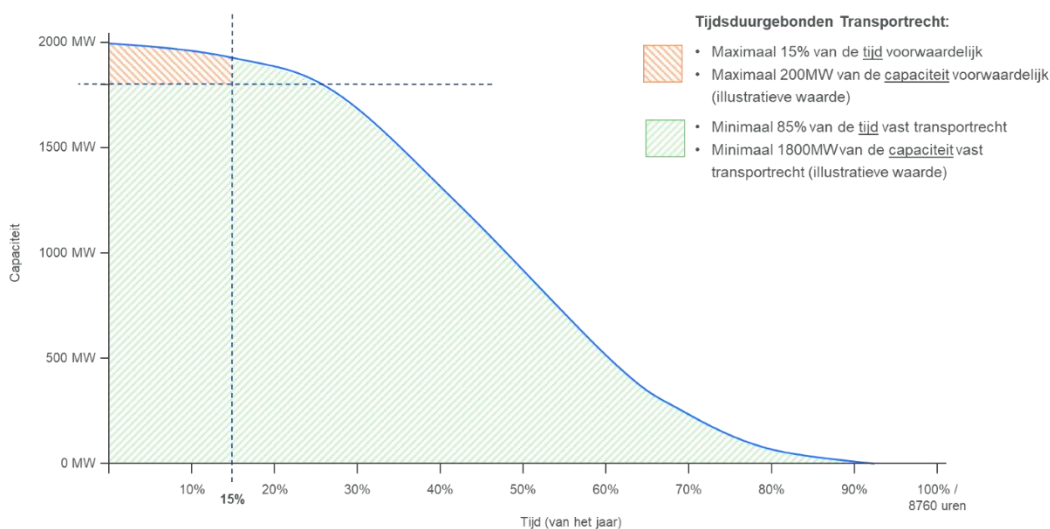
De verhouding tussen het als volledig vast recht op transport te contracteren transportvermogen en het als tijdsduurgebonden recht op transport te contracteren transportvermogen wordt bepaald in de tenderprocedure voor wind op zee, die door de overheid wordt georganiseerd. Indien in een tender geen

optie voor een tijdsduurgebonden transportrecht is opgenomen biedt de netbeheerder van het net op zee de houder van de vergunning 100% van het gevraagde transportvermogen als een volledig vast recht op transport.

Of en op welke wijze het tijdsduurgebonden transportrecht in een tender wordt opgenomen, is onderdeel van de tenderprocedure. Daarmee kan ook rekening gehouden worden met geactualiseerde knelpuntenanalyses.

Net als bij het reguliere tijdsduurgebonden transportrecht, heeft een aangeslotene op het net op zee voor het deel van de transportcapaciteit dat tijdsduurgebonden is, minimaal 85% van de tijd volledig recht op transport. De netbeheerder kan het deel van de transportcapaciteit dat tijdsduurgebonden is tot maximaal 15% van de tijd niet vrijgeven. De vrijgave van het voorwaardelijke transport recht wordt gedaan voorafgaand aan het sluiten van de day ahead en aFRR markt. Als een aangeslotenen op het net op zee bijvoorbeeld een combinatie heeft gecontracteerd van 1800 MW vast transportrecht en 200 MW tijdsduurgebonden transportrecht, kan de netbeheerder tot maximaal 15% van de tijd tot 200 MW transport capaciteit niet vrij geven. Als de netbeheerder 200 MW niet vrijgeeft, heeft het wind op zee park voor de periode die niet vrijgegeven is slechts 1800 MW transportcapaciteit beschikbaar. Indien de verwachte productie voor die periode meer is dan 1800 MW moet deze terug gebracht worden naar 1800 MW, indien de verwachte productie minder is dan 1800 MW zou dit geen effect hebben. Illustratief ziet de worst-case er voor dit voorbeeld als volgt uit:

Illustratieve production-duration curve offshore wind



Het alternatieve transportrecht voor wind op zee is tijdelijk en dient ter mitigatie van het risico dat een verbinding van het net op zee wel op tijd is aangelegd, maar de vraag naar de elektriciteit uit windenergie nabij de aanlandlocatie achterblijft en er wind op zee gedreven knelpunten optreden in het hoogspanningsnet. Daarom wordt in dit codewijzigingsvoorstel de looptijd van het tijdsduurgebonden transportrecht beperkt tot maximaal tien jaar vanaf het moment van inbedrijfname van het windpark op zee. Na tien jaar wordt het tijdsduurgebonden transportrecht omgezet in een vast transportrecht. Deze termijn wijkt af van de termijn van het bestaande tijdsduurgebonden transportrecht voor aansluitingen op land.

Het realiseren van additionele vraag nabij de aanlandlocatie van wind op zee kan in belangrijke mate bijdragen aan het (deels) mitigeren van knelpunten die mede optreden door wind op zee. Daarom wordt in dit codewijzigingsvoorstel de mogelijkheid opgenomen voor wind op zee om het tijdsduurgebonden transportrecht om te zetten in vast transportrecht door bij te dragen aan de realisatie van vraag nabij de aanlandlocatie van wind op zee. Dit geeft wind op zee handelingsperspectief om de impact van tijdsduurgebonden transportrecht te mitigeren door bij te dragen aan het structureel verminderen van knelpunten in het hoogspanningsnet op land. De specifieke voorwaarden voor het kunnen omzetten van tijdsduurgebonden transportrecht naar vast transportrecht zijn onderdeel van de tender voor wind op zee.

De functionaliteit van een alternatief transportrecht kan in theorie ook gerealiseerd worden door middel van een volledig vast transportrecht in combinatie met een CBC in omgekeerde richting. Alternatieve transportrechten hebben echter een toegevoegde waarde, omdat CBC bedoeld zijn voor marktgebaseerde vergoedingen terwijl in dit geval geen vergoeding wordt verleend, bovendien geeft een CBC minder rechtzekerheid dan een aanpassing in de ATO.

Bij de inzet van CBC's en de mogelijkheid van het tijdsduurgebonden transportrecht zal de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de volgorde dienen te toetsen aan doelmatigheid. Voor de inzet van CBC's zal de netbeheerder aanvullend moeten betalen. Normaliter ligt het dus in de rede dat een netbeheerder in voorkomende gevallen eerst de mogelijkheid van de tijdsduurgebonden transportrechten inzet en pas daarna CBC's. In specifieke gevallen kan het nodig zijn om van deze volgorde af te wijken om per saldo een situatie van laagste maatschappelijke kosten – voor zover dat in de invloedssfeer van de netbeheerders ligt – te bereiken.

Samenhang met andere codewijzigingsdossiers

Er is geen samenhang met andere, lopende codewijzigingsdossier. Omdat de in dit voorstel voorgestelde looptijd van het tijdsduurgebonden transportrecht voor aansluitingen op het net op zee afwijkt van de looptijd van de regeling van met het tijdsduurgebonden transportrecht voor aansluitingen op het landelijk hoogspanningsnet, zal bij de in het kader van het besluit omtrent het tijdsduurgebonden transportrecht overeengekomen evaluatie ook moeten worden gekeken naar de eventuele samenloop van het einde van beide regelingen.

Toetsing aan artikel 36, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998

Dit voorstel draagt bij aan het belang van het doelmatig functioneren van de elektriciteitsvoorziening (onderdeel b), aan het belang van het bevorderen van het doelmatig handelen van afnemers (onderdeel d) en aan het belang van een goede kwaliteit van dienstverlening van netbeheerders (onderdeel e).

Gevolgd procedure

Het voorstel is vastgesteld als voorstel van de gezamenlijke netbeheerders, als bedoeld in artikel 32 van de Elektriciteitswet 1998, door de Taakgroep Regulering van de vereniging Netbeheer Nederland op 10 oktober 2024.

Het overleg met representatieve organisaties van partijen op de elektriciteitsmarkt, als bedoeld in artikel 33 van de Elektriciteitswet 1998, heeft plaatsgevonden in de bijeenkomst van het Gebruikersplatform elektriciteits- en gasnetten (GEN), gehouden op 14 november 2024. Het op dit voorstel betrekking hebbende deel van het verslag van deze bijeenkomst is als bijlage 2 bijgevoegd. Voorafgaand aan de vergadering hadden Energie Nederland, NedZero en Hydrogen-NL hun visie op het voorstel middels een

notitie gedeeld met de deelnemers aan het GEN. Deze notitie is opgenomen in Bijlage 3. Aangezien deze notitie tijdens de vergadering van het GEN uitgebreid is besproken, voegen we de notitie ter informatie toe, maar voorzien die niet nog eens van een reactie.

Naar aanleiding van de bespreking in het GEN overleg zijn een tweetal wijzigingen in het voorstel aangebracht:

- De toelichting is uitgebreid met de opmerking dat in de tenderprocedure bepaald wordt of en in welke mate het tijdsduurgebonden transportrecht toegepast wordt.
- De formulering van het voorgestelde vijfde lid is aangepast, om uit te drukken dat het tijdsduurgebonden transportrecht maximaal 10 jaar wordt toegepast en dat de duur van de toepassing bepaald wordt door de Minister en niet door TenneT.

Besluitvorming en inwerkingtreding

Gelet op de uitrol van de 'Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030' en de noodzaak om al in de concept tender regeling duidelijkheid te hebben over de voorwaarden, pleiten wij voor een zo spoedige mogelijke besluitvorming en inwerkingtreding van het onderhavige voorstel.

Uiteraard zijn wij desgewenst graag bereid tot een nadere toelichting op het voorstel. U kunt daartoe contact opnemen met de heer [REDACTED] van ons bureau (gegevens zie briefhoofd).

Met vriendelijke groet

[REDACTED]

[REDACTED]

directeur Netbeheer Nederland

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 7 van 22

[15-11-1999] 99-005
[17-02-2009] 102466/23
[12-05-2016] 202151

[14-09-2024] conditioneel
transportrecht net op zee

Netcode elektriciteit

(.....)

Artikel 7.1i

1. De netbeheerder van het net op zee biedt, ter uitvoering van artikel 24Aa, tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998, de houder van een vergunning als bedoeld in artikel 16, eerste lid, van de Wet windenergie op zee, een combinatie aan van een volledig vast recht op transport als bedoeld in artikel 7.1a, eerste lid, en een tijdsduurgebonden recht op transport als bedoeld in artikel 7.1c, eerste lid.
2. De verhouding tussen het als volledig vast recht op transport te contracteren transportvermogen en het als tijdsduurgebonden recht op transport te contracteren transportvermogen wordt bepaald als onderdeel van de procedures die overeenkomstig artikel 14a, eerste lid, van de Wet windenergie op zee van toepassing zijn op de vergunningverlening.
3. Indien als onderdeel van de procedures die overeenkomstig artikel 14a, eerste lid, van de Wet windenergie op zee van toepassing zijn op de vergunningverlening de in het tweede lid bedoelde verhouding niet is bepaald, biedt de netbeheerder van het net op zee de houder van de vergunning 100% van het gevraagde transportvermogen als een volledig vast recht op transport als bedoeld in artikel 7.1a, eerste lid, aan.
4. Op het in het eerste lid bedoelde tijdsduurgebonden transportrecht is artikel 7.1c, met uitzondering van het derde lid, onderdelen b en c, van overeenkomstige toepassing.
5. Het met een houder van een vergunning als bedoeld in artikel 16, eerste lid, van de Wet windenergie op zee af te sluiten tijdsduurgebonden transportrecht heeft een looptijd van maximaal tien jaar, met inachtneming van het zesde lid. Na afloop van het tijdsduurgebonden transportrecht wordt het daar bijbehorende gecontracteerde transportvermogen toegevoegd aan het ten behoeve van dezelfde aansluiting door middel van een volledig vast recht op transport gecontracteerde transportvermogen.
6. De in het tweede lid bedoelde verhouding kan per 1 januari van enig jaar op verzoek van de houder van de vergunning door de netbeheerder van het net op zee met een bepaald percentage worden verhoogd ten gunste van het volledig vast transportrecht tot ten hoogste 100%, ter beoordeling door Onze Minister in het kader van de aan de vergunning te verbinden voorwaarden en voorschriften als bedoeld in artikel 15, derde lid, van de Wet windenergie op zee.

(.....)

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 8 van 22

Van Gebruikersplatform Elektriciteits- en Gastransportnetten (GEN)
Datum 14 november 2024
Locatie Netbeheer Nederland, Den Haag // MS Teams

Voorzitter	
Secretaris	
	<i>Namens de representatieve organisaties:</i> Energie-Nederland VEMW NLHydrogen (tot 15.00 uur) <i>Namens de gezamenlijke netbeheerders:</i> NBNL TenneT Verslag: (Notuleerservice Nederland) *Vertegenwoordigt tijdens deze vergadering tevens NedZero.

[....]

3. BR2024-2121 Codewijzigingsvoorstel voorwaardelijk transportrecht net op zee

TenneT licht het codewijzigingsvoorstel toe. De uitgangspunten zijn al in een iGEN toege-
licht. De additionele opgave van wind op zee past niet zonder meer in het systeem. Cruciaal
daarbij is de ontwikkeling van de vraag in met name de kustregio. Er is sprake van een mis-
match en die lijkt in de toekomst te gaan toenemen. Daarom is het zaak tijdig te werken aan
oplossingen, zodat de impact kan worden verdeeld over verschillende tenders. Met het Mi-
nisterie van KGG is gesproken over hoe met de genoemde mismatch omgegaan zou kun-
nen worden. Het ministerie heeft per e-mail aan de verschillende brancheverenigingen toe-
gelicht dat het alternatief transportrecht op basis van dit codevoorstel nog niet opgenomen
wordt in de eerstvolgende tender. Als we deze optie bij volgende tenders wel in de toolbox
willen hebben, dan is het nodig het codewijzigingsvoorstel nu al in te dienen. TenneT heeft
de gezamenlijke zienswijze van de brancheverenigingen gezien waarin verzocht werd om
dit voorstel op een later moment te behandelen. Om de zojuist genoemde reden wil TenneT
het voorstel dus toch nu al indienen, anders is het niet mogelijk deze optie in de tender
hierna beschikbaar te hebben. Het Ministerie van KGG wil alvast kijken naar wat er in de
eerstvolgende tender al wel, op vrijwillige basis, gedaan kan worden om invulling te geven
aan het systeemintegratiecriterium. Dat zal dus niet op basis van dit codevoorstel zijn.

De **voorzitter** bedankt TenneT voor deze toelichting. Ze hecht eraan omwille van de transparantie te melden dat zij als voorzitter een e-mail heeft ontvangen van de heer [REDACTED], namens Energie Samen en NedZero. In die e-mail werd gevraagd of het codevoorstel opgehouden kan worden. Daar is op gereageerd per e-mail. Ze vindt het fijn dat deze toelichting zojuist ook mondeling is gedaan door TenneT. Ze vraagt TenneT het betoog te vervolgen.

TenneT benoemt het inhoudelijke kernpunt van het voorstel. Dat is om voor alternatief transport voor wind op zee ook de TDTR-vorm te gebruiken, zoals die ook op land bestaat, maar met een paar kleine wijzigingen (TDTR = tijdsduurgebonden transportrecht). In essentie betreft het dus TDTR, met een beperking tot maximaal 15 procent van de tijd. Die TDTR kan dan aangegaan worden voor een deel van de transportcapaciteit van wind op zee. Hij licht dit toe aan de hand van een voorbeeld. Als een 2 gigawatt-windpark voor 200 megawatt TDTR heeft, en voor 1800 megawatt firm-transportrecht dan kan de 200 megawatt tot maximaal 15 procent van de tijd beperkt worden. Voorgesteld wordt om hierbij als maximum 10 jaar aan te houden, waarna het TDTR-gedeelte ook firm wordt. Dat is mede gedaan op basis van de feedback die bij het iGEN werd gegeven.

TenneT benadrukt: met dit codevoorstel wordt alleen maar een optie gecreëerd, alleen het product wordt gedefinieerd in de code. Of het ook toegepast wordt, en op welke wijze, zal volledig worden bepaald in de tenderprocedure voor wind op zee.

Ten tijde van de bespreking in het iGEN speelde ook nog het idee om een minimum aan te houden in de code. Ook daarop is veel feedback ontvangen, verzocht werd om dat niet te doen. Daarom is ervoor gekozen om geen minimum in de code op te nemen. Dit codevoorstel geeft TenneT dus niet de mogelijkheid om dit eenzijdig op te leggen. Hoe het ingezet wordt, wordt dus echt in de tenderprocedure bepaald.

Het Ministerie van KGG heeft mondeling aangegeven dat het met marktpartijen en met TenneT in gesprek wil gaan over hoe het ingezet kan gaan worden. Dit voorstel creëert daartoe dus die optie.

De **voorzitter** bedankt TenneT voor deze toelichting.

De **secretaris** wijst erop dat Energie-Nederland zijn position paper van tevoren al gedeeld heeft.

VEMW arriveert.

Energie-Nederland geeft aan dat samen met NedZero is verzocht om het codewijzigingsvoorstel van de agenda te halen. Het Ministerie van KGG heeft aangegeven graag het gesprek te willen aangaan. Energie-Nederland en NedZero verwachten dat daar nieuwe inzichten uit kunnen komen die vervolgens meegenomen kunnen worden in het codewijzigingsvoorstel. Het gesprek staat gepland voor begin 2025. De vertraging zou dus beperkt blijven. Aangegeven werd dat het op het 'kritieke pad' zit richting de tender die volgt na de eerstvolgende tender. Daar spelen echter nog wel meer onafgeronde discussies. Energie-Nederland begrijpt op zich dat het handig is als het in de toolbox zit, maar vreest het risico dat het vervolgens ook toegepast gaat worden.

De **voorzitter** vraagt of er al een datum is gepland voor het gesprek met het Ministerie van KGG.

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 10 van 22

Energie-Nederland antwoordt dat dat nog niet geval is, maar dat 'begin 2025' is aangegeven.

TenneT heeft de mail van het Ministerie van KGG ook gezien. TenneT denkt dat het heel goed is dat het gesprek wordt aangegaan. Het codevoorstel betreft, volgens TenneT, een van de tools voor in de toolbox. Het laat heel veel ruimte over voor hoe het al dan niet in de tenderprocedure kan worden toegepast. Dat het codewijzigingsvoorstel nu wordt ingediend, is afgestemd met het Ministerie van KGG.

NLHydrogen vraagt wat die afstemming precies betekent.

TenneT licht toe dat over de mismatch contact heeft plaatsgevonden met verschillende afdelingen van het Ministerie van KGG: de wind-op-zee-tendergroep, maar ook de marktgroep en de waterstofgroep.

NLHydrogen checkt of het voorstel dus breed gedragen wordt door verschillende afdelingen van het Ministerie.

TenneT antwoordt dat het Ministerie duidelijk gecommuniceerd heeft dat voor de aankomende tender dit specifieke codevoorstel niet gebruikt gaat worden. Samen met netbeheerders en met marktpartijen willen ze bespreken hoe dan wel invulling gegeven kan worden aan het systeemintegratiecriterium.

Energie-Nederland wijst erop dat de volgende tender (II en III) pas zal plaatsvinden tussen Q2 en Q4 in 2026. Is het dan toch niet mogelijkheid om te kiezen voor 'drie maanden pauze'? Dan kan meegenomen worden wat uit de sessie met het Ministerie van KGG komt.

TenneT licht toe dat de concepttenderregeling al veel eerder zal spelen, mogelijk al in de loop van 2025. Daarmee kom je dus op het kritieke pad.

De **voorzitter** vraagt of iemand weet of ACM ook uitgenodigd is voor het gesprek met het Ministerie van KGG. Dat is niet het geval.

De **secretaris** wijst erop dat het feit dat het voorstel eraan komt en de discussies die erover spelen geen verrassing zullen zijn voor ACM, vanwege hun aanwezigheid bij het desbetreffende iGEN.

De **voorzitter** vraagt of Energie-Nederland kan aangeven hoeveel tijd er naar verwachting nodig zal zijn tussen het gesprek met het Ministerie van KGG en het moment van doorsturen naar ACM.

Energie-Nederland licht toe wat de insteek van het gesprek is. Besproken zal worden hoe ervoor gezorgd kan worden dat de wind-op-zee-tender goed ingezet wordt en dat de vraagstimulans op hetzelfde moment plaatsvindt. Daartoe liggen er volgens Energie-Nederland meerdere opties op tafel. Aangegeven is dat het gesprek 'begin 2025' zal plaatsvinden. Er is nog geen concrete datum. Wat Energie-Nederland betreft zou het in januari kunnen. Afgesproken zou kunnen worden om vervolgens eind Q1 2025 helderheid te hebben en uiterlijk dan het codewijzigingsvoorstel te versturen.

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 11 van 22

TenneT geeft aan dat het ook mogelijk is om nu het codewijzigingsvoorstel te behandelen én begin 2025 het gesprek te hebben met het Ministerie. Dat hoeft elkaar niet te bijten.

Energie-Nederland geeft aan dat het de vraag is of je allemaal haakjes moet hebben in de code die je mogelijk ooit zult gebruiken. De code zou vooral zaken moeten behelzen die ook echt toegepast gaan worden.

TenneT wijst erop dat je niet hoeft te wachten met het indienen van het codewijzigingsvoorstel tot al deze vragen van tafel zijn. Je moet een keer de procedure in. Als het nu wordt ingediend bij ACM dan ligt er niet meteen in februari al een ontwerpbesluit.

Energie-Nederland geeft aan dat bij dit voorstel de markt vrij laat betrokken is en had liever gezien dat eenzelfde proces zou zijn gevolgd als bij de offshore biedzones, uiteindelijk resulterend in een codewijzigingsvoorstel. Nu is de volgorde eigenlijk omgedraaid. Energie-Nederland blijft van mening dat eerst het gesprek met het Ministerie zou moeten plaatsvinden en pas daarna het codewijzigingsvoorstel ingediend zou moeten worden.

De **voorzitter** concludeert dat deze zienswijze per mail is toegezonden, zojuist mondeling is toegelicht en is genotuleerd.

TenneT vraagt of Energie-Nederland eigenlijk vooral de oproep doet aan het Ministerie van KGG om het gesprek zo snel mogelijk te plannen, zodat de uitkomsten daarvan betrokken kunnen worden in het codedossier. Het zou daarom goed zijn om de documentatie niet alleen naar ACM te sturen, maar ook in te brengen in het gesprek met het Ministerie van KGG. KGG is formeel natuurlijk geen partij bij codewijzigingsvoorstellen, terwijl ACM formeel geen partij is bij de tender.

Energie-Nederland geeft aan het daarmee eens te zijn. Uiteindelijk draait het er inderdaad om hoe het in de tenders verwerkt wordt.

De **gezamenlijke netbeheerders** geven aan dat de documentatie in elk geval naar ACM wordt verstuurd. Dat de partijen die hier aan tafel zitten ook betrokken zijn bij het gesprek met het Ministerie van KGG en het daar graag willen inbrengen, kan prima. Het is echter niet aan het GEN om dat te beslissen.

De **voorzitter** vraagt wie zich geroepen voelt om terug te koppelen aan het Ministerie van KGG.

Energie-Nederland geeft aan dat graag te willen doen.

TenneT denkt dat het goed is als de uitkomst, zoals die naar ACM zal worden verstuurd, ook – namens TenneT – doorgegeven wordt aan hun gesprekspartners bij het Ministerie van KGG.

ACM zou ervoor kunnen kiezen te zorgen eveneens om tafel te gaan met het Ministerie van KGG. En omgekeerd kan richting het Ministerie van KGG aangegeven worden: betrek ACM hierbij, want ACM zal de codewijziging behandelen.

De **gezamenlijke netbeheerders** geven, desgevraagd door de voorzitter, aan de verzending van het codewijzigingsvoorstel naar ACM niet uit te willen stellen.

De **voorzitter** vat samen wat is afgesproken. De gezamenlijke netbeheerders sturen het voorstel, inclusief de position paper van Energie-Nederland en NedZero en het verslag naar ACM. TenneT communiceert richting haar gesprekspartners bij het Ministerie wat doorgestuurd wordt naar ACM. Energie-Nederland, NedZero en NLHydrogen zullen ook zelf contact opnemen met het Ministerie van KGG. Bij het opsturen naar ACM zullen de gezamenlijke netbeheerders de informele suggestie geven om eveneens om tafel te gaan met het Ministerie van KGG. Ze stelt voor om over te gaan naar de inhoud en geeft daartoe allereerst het woord aan Energie-Nederland.

Energie-Nederland geeft aan dat de meest doelmatige en efficiënte manier om congestie op het net op te lossen volgens hen congestiemanagement is. De netbeheerders hebben immers het meest inzicht in wat de risico's zijn die er ten aanzien van het net spelen. Als je dat deels bij de windontwikkelaar neerlegt dan moet die daar allemaal aannames over doen, met de bijbehorende risico-opslagen en -inrijzingen. Energie-Nederland verwacht dat die vervolgens afgewenteld worden op de afnemers van de elektriciteit van de windontwikkelaar, en dat je daarmee onder aan de streep duurder uit bent.

Energie-Nederland las in het codewijzigingsbesluit over de alternatieve transportrechten een aantal zaken waarvan het zich afvroeg of het hier van toepassing is. Bijvoorbeeld: "Het gaat niet om het verlagen van de verwachte piek, maar het opvullen van een verwacht dal." Er staat ook: "Alternatieve transportrechten zijn naar verwachting met name interessant voor aangeslotenen met een flexibel netgebruik." Een wind-op-zee-park is dat naar de mening van Energie-Nederland niet. Er staat ook: "Een aangeslotene kan op enig moment zijn bestaande transportrecht omzetten in een ander transportrecht." Dat betekent dat iemand die een alternatief transportrecht heeft dat om zou kunnen zetten naar een firm. Als dat beschikbaar is, krijgt hij dat. Als dat niet beschikbaar is, zou hij in een wachtrij komen. Dat staat volgens Energie-Nederland haaks op de in het voorstel geformuleerde periode van 10 jaar. Ook staat er: "Het gaat niet om een dienst van de aangeslotene aan de netbeheerder in aanvulling op een normale transportdienst, maar het gaat echt om een gewijzigde dienst van de netbeheerder richting de aangeslotene." In hoeverre zijn deze zaken meegenomen toen ATR als een van de opties voor wind op zee is bekeken?

TenneT antwoordt dat er inderdaad naar is gekeken. Er is gekozen voor dezelfde vorm, zodat het transparant en eenduidig is voor marktpartijen, zodat het met het oog op hun bedrijfsvoering zo simpel mogelijk gehouden wordt. Er geldt een andere duur. Bij het TDTR-onshore is het 15 jaar voor de regeling. Hier is gekozen voor 10 jaar. Er zijn inderdaad enkele subtiele verschillen. Wat TenneT betreft zijn wind- en zonneparken ook flexibel. Die kunnen ook gewoon afschakelen en regelen.

Energie-Nederland geeft aan dat een batterij kan opladen wanneer het wil en een windpark kan alleen produceren als het waait en kijkt dus wat anders naar het begrip flexibiliteit.

TenneT antwoordt dat het uiteindelijk gewoon gaat om een product waarbij je niet op alle momenten recht hebt op transport.

Energie-Nederland vraagt waarom dan niet gewoon congestiemanagement kan worden toegepast.

TenneT licht toe dat er geen sprake is van of of. Het grootste deel van de knelpunten zal gewoon opgelost worden met regulier congestiemanagement en alle kosten die daaraan hangen. Middels TDTR kun je de kosten die gemoeid gaan met een knelpunt herverdelen en een klein deel ervan laten dragen door de wind-op-zee-ontwikkelaars. Een nadeel van regulier congestiemanagement is dat er geen prikkel is, ook niet voor de ontwikkelaars van de windparken, om mee te werken aan de ontwikkeling van de vraag aan de kust. Die prikkel wordt met dit voorstel wel geïntroduceerd.

Energie-Nederland geeft aan dat in de toelichting staat: “Normaliter ligt het dus in de rede dat de netbeheerder in voorkomende gevallen eerst de mogelijkheid van een tijdsduurbonden transportrecht inzet en pas daarna CBC’s.” Hoe verhoudt zich dat tot de uitspraak dat er eerst regulier congestiemanagement ingezet wordt?

TenneT antwoordt te hebben aangegeven dat het gros van de knelpunten opgelost zal worden met regulier congestiemanagement.

Energie-Nederland geeft aan dat een belangrijke vraag is: moet je de vraagontwikkeling zo sterk bij de windontwikkelaar neerleggen? Of zou er een andere methodiek ontwikkeld moeten worden om de vraag van de grond te krijgen?

TenneT antwoordt het ermee eens te zijn dat het vraagstuk van de vraagontwikkeling veel breder is. De vraagontwikkeling aan de kust is wel echt een cruciaal element. Dit is een puzzelstukje waardoor je een klein beetje kunt sturen. Het is niet zo dat alles bij de windontwikkelaar wordt gelegd. Dit wordt niet voorgesteld als hét instrument om aan vraagontwikkeling te doen. Andere instrumenten en regelingen dragen daar een veel grotere bijdrage aan. Maar dit is wel een stukje en juist een waar je heel goed de colocatie met de windontwikkeling kunt borgen.

NLHydrogen wil hier graag op reageren. Het perspectief van de colocatie is iets wat we waarschijnlijk allemaal als de gedroomde eindoplossing zien. CE Delft schrijft momenteel een rapport voor NLHydrogen over de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet. Dat geeft duidelijk aan dat elektrolyzers een netto positieve belasting hebben op de belasting van het elektriciteitsnet, mits die bij de locaties op zee worden geplaatst. De vraag is nu: moet er op dit moment een extra risico neergelegd gaan worden bij de windwaterstofketen om dat te gaan ontwikkelen? De businesscases voor alles wat met groene waterstof te maken heeft, zijn op het moment namelijk best penibel, terwijl groene waterstof tegelijk wel bijzonder van belang is.

TenneT wijst erop dat het codevoorstel niet enkel gaat over waterstof. Er zit een element in van het ‘op-firmen met vraag’. Dat hoeft niet per se waterstof te zijn. Dat kunnen bijvoorbeeld ook e-boilers zijn of andere additionele elektrificatie.

NLHydrogen wijst erop dat als het gaat om reële plannen om bij een aanlanding een heel groot deel van de pieken van wind op zee op te vangen we de facto voor een heel groot deel spreken over elektrolyse.

TenneT antwoordt dat dat niet aan Tennet is en wijst erop dat e-boilers daar ook best een rol in kunnen spelen. Daarnaast zijn er nog mogelijke andere oplossingen, juist in de industriële clusters. In het codevoorstel is juist geprobeerd om het handelingsperspectief te

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 14 van 22

geven aan de windparkontwikkelaars. De netbeheerders kunnen ook niet beoordelen wat het meest opportuun is.

Energie-Nederland checkt of beoogd is om aan de ene kant de vraag te stimuleren en aan de andere kant de kosten voor congestiemanagement binnen de perken te houden en daarmee de stijging van de nettarieven?

TenneT antwoordt dat inderdaad beide zaken beoogd zijn.

Energie-Nederland vraagt of er gekeken is naar de zorgen die Energie-Nederland geuit heeft over de extra kosten waar de windontwikkelaar mee geconfronteerd wordt en hoe dat eigenlijk afgewenteld wordt op de afnemers van de elektriciteit.

TenneT legt uit dat dat een van de redenen is geweest om dit bij de tenderprocedure neer te leggen. Er spelen ook allerlei andere risico's die de overheid wel of niet weg gaat nemen. Hiermee kan het Ministerie van KGG het goed bij elkaar brengen en op een goede manier afwegen in de tenderprocedure.

Energie-Nederland wijst erop dat aangegeven staat dat het niet de meest kosteneffectieve oplossing is en geeft aan dat Energie-Nederland echt graag zou willen dat nader bekeken wordt wat de tweede-orde-effecten gaan zijn en wat onder aan de streep de meest kosteneffectieve optie is en dat daarbij echt gekeken wordt naar de maatschappelijke kosten en niet zozeer naar de kosten van het net alleen.

TenneT geeft aan dat je dat hier juist mee bereikt door het in de tenderprocedure op te nemen. TenneT herkent de passage over dat het niet de meest kosteneffectieve oplossing zou zijn niet.

Energie-Nederland geeft aan dat dit op pagina 3 van de toelichting staat.

De betreffende passage wordt opgezocht en op het scherm gedeeld.

Energie-Nederland leest voor: *"In dat geval zijn reguliere congestiemanagementdiensten vanuit maatschappelijk oogpunt waarschijnlijk niet de meest effectieve oplossing. In lijn met de bepaling in de eerdergenoemde Kamerbrief, is het niet doelmatig om bij het uitblijven van voldoende vraagontwikkeling de wind op zee onbeperkt van vast transportrecht te voorzien en de volledige financiële compensatie via de transporttarieven bij gebruikers neer te leggen."*

TenneT antwoordt dat dit er juist om gaat dat de reguliere congestiemanagementdiensten in de ogen van TenneT niet effectief zijn, omdat de vraagontwikkelprikkel er niet is en omdat alle kosten dan bij de consument of de tariefbetaler neergelegd worden.

Energie-Nederland geeft nogmaals aan: als je de kosten bij de wind-op-zee-ontwikkelaar neerlegt dan gaat die risico-opslagen toevoegen aan zijn businesscase en die zullen uiteindelijk ook worden afgewenteld op de eindgebruiker. Energie-Nederland zou dus graag een integrale kosten-batenanalyse willen zien om te kijken wat nu echt de meest effectieve oplossing is. Het zou het mooist zijn om op basis van zo'n studie te beslissen wat het meest wenselijk is.

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 15 van 22

De **gezamenlijke netbeheerders** wijzen erop dat die ruimte er gewoon is. Het codewijzigingsbesluit zegt daar namelijk helemaal niets over. De beslissing of het wordt toegekend en de mate waarin en de reden waarom zit helemaal in de tenderdiscussie.

TenneT benadrukt dat ten aanzien van de vraagontwikkeling ook helemaal niet is voorgescreven hoe dat er dan uit moet zien. Er is wel een haakje gecreëerd, dat je in de tenderprocedure kunt opnemen dat je het non-firm transportrecht om kunt zetten in firm op basis van nog in de tender te creëren voorwaarden. Het is dus heel erg opengelaten. Voor TenneT is het codevoorstel zelfs enigszins ongemakkelijk, want TenneT ziet echt een aantal transportknelpunten, en legt tegelijk veel ruimte neer bij de tenderprocedure.

Energie-Nederland vraagt of, als het TDTR afgeroepen wordt, er enige indicatie kan worden gegeven onder welke voorwaarden of condities dat kan gebeuren. Vanaf welke windsnelheid bijvoorbeeld.

TenneT geeft aan dat dat hen lastig leek om in de code op te nemen.

Energie-Nederland vraagt of het dan wellicht mogelijk is er in elk geval een haakje voor op te nemen.

TenneT geeft aan daar graag even over na te willen denken en heeft hier nu niet direct een antwoord op. Aan wat voor haakje denkt Energie-Nederland hier?

Energie-Nederland geeft aan dat ook niet precies te weten, maar er worden meerdere haakjes gecreëerd, dus misschien kan er nog eentje bij.

TenneT kan zich voorstellen dat TenneT haar beeld deelt van hoeveel congestie er verwacht wordt en wat de knelpunten zullen zijn. Hier zal TenneT over nadenken, of het mogelijk is om een dergelijke inspanningsverplichting op te nemen. TenneT houdt het net veilig en opereert vanuit de control room gewoon op basis van de netsituatie. Het is niet wenselijk om aan contracten allerlei voorwaarden te hangen, zoals een windsnelheid X of marktprijs Y.

Energie-Nederland geeft aan dat met een CBC soms wel tijdsafspraken worden gemaakt. Hoe meer zekerheid er is, hoe beter partijen kunnen inrijzen.

TenneT hoort heel duidelijk dat er behoefte is aan zekerheid. Dat is iets wat ook in de tenderprocedure gestopt kan worden. Dat is ook in het belang van het Ministerie van KGG en in het belang van goede biedingen. TenneT heeft uitgebreid nagedacht over een 'operationeel haakje' naar aanleiding van de ontvangen feedback, maar die mogelijkheid ziet TenneT niet.

De **voorzitter** vraagt of het haakje waar TenneT wel over na wil denken nog opgenomen zal worden in het stuk dat naar ACM gestuurd wordt.

De **gezamenlijke netbeheerders** geven aan het vreemd te vinden om in de code op te nemen hoe TenneT zich opstelt in de tendergesprekken. Ze zijn niet tegen het initiatief, maar

het hoort alleen niet binnen het codedomein. Het zou bijvoorbeeld meegenomen kunnen worden in het gesprek met het Ministerie van KGG.

Energie-Nederland is benieuwd waar de looptijd van 10 jaar op is gebaseerd.

TenneT heeft 10 jaar voorgesteld, omdat dat een redelijke termijn is waarop verwacht mag worden dat de knelpunten opgelost worden en dat alles wat dan nog niet opgelost is bij TenneT ligt.

Energie-Nederland geeft aan dat die termijn TenneT eigenlijk van elke verplichting ontslaat om bij dat deel van de knelpunten regulier congestiemanagement toe te passen. Het TDTR kan gewoon 15 procent van de tijd uitgenut worden voor 10 jaar.

TenneT legt uit dat dat niet het geval is, want aangegeven staat ook dat er in de investeringsplannen gewoon uitgegaan wordt van het volledige transportrecht van wind op zee. Dat staat er echt expliciet in. Er worden dus geen investeringen uitgesteld, omwille van het TDTR. Het is echt een overbruggingsmaatregel en geen structurele oplossing als alternatief voor investeringen.

De **gezamenlijke netbeheerders** lichten toe dat het vijfde lid eigenlijk is bedoeld als opdracht aan TenneT: zorg dat je binnen 10 jaar klaar bent en anders wordt het je eigen probleem. Het zesde lid biedt de mogelijkheid om het te verkorten, maar daar is het vijfde lid nu eigenlijk mee in tegenspraak. Is het te overwegen om bij het vijfde lid het woordje 'maximaal' toe te voegen?

Energie-Nederland stelt voor om ervan te maken: totdat de beperking is opgelost, tot maximaal tien jaar.

TenneT antwoordt dat dat codetechnisch niet noodzakelijk is, maar kan hier toch mee instemmen als het de leesbaarheid vergroot.

De **gezamenlijke netbeheerders** antwoorden dat je over dat eerste nog wel een boom zou kunnen opzetten en lichten dit kort toe.

TenneT stelt voor ervan te maken: maximaal, met een doorverwijzing naar het zesde lid.

Energie-Nederland vat samen hoe het over het voorstel denkt. Het is een kostenverdelingsvraagstuk. De risico's kunnen het best bij de netbeheerder gelegd worden. Daar kunnen ze op de meeste kosteneffectieve manier aangepakt worden. Op het moment dat die kosten worden verschoven naar een windontwikkelaar komen daar allemaal inefficiënties bij kijken. Energie-Nederland onderschrijft dat het achterblijven van de vraag een groot probleem is, maar roept op om daarbij naar alternatieve oplossingen te kijken. Dat zal ook richting het Ministerie van KGG uitgedragen worden.

NLHydrogen heeft nog een vraag richting TenneT: op het moment dat er een alternatieve constructie bedacht wordt om een prikkel te genereren voor een goede ruimtelijke plaatsing van de vraag naar groene elektronen, kan het dan zijn dat dit stuk gereedschap voor altijd in de gereedschapskist blijft zitten?

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 17 van 22

TenneT antwoordt dat dat inderdaad het geval zou kunnen zijn als het lukt om een enorme vraagontwikkeling aan de kust gerealiseerd te krijgen.

NLHydrogen hoopt dat het lukt iets te bedenken waardoor het uiteindelijk niet nodig blijkt en een soort win-winsituatie kan worden gecreëerd. NLHydrogen kan zich verder goed aansluiten bij de standpunten zoals die door Energie-Nederland zijn verwoord.

(NLHydrogen verlaat de vergadering.)

VEMW staat op zich redelijk positief tegenover de invoering van een voorwaardelijk transportrecht op het net op zee en kan zich in grote lijnen aansluiten bij de argumenten die TenneT verwoord heeft. Wel vraagt VEMW zich af waarom gekozen is voor 10 jaar. Waarom moet dat afwijken van het net op land? Bij ATR's op land krijg je niet automatisch na 10 jaar een vast transportrecht. Waarom zou dat bij net op zee wel zo moeten zijn? Op dit moment is er geen indicatie dat de vraag er na 10 jaar wel is en of er dan wel of geen knelpunten zijn.

TenneT antwoordt dat de 10 jaar is gekozen om duidelijkheid te geven aan marktpartijen, zodat zij weten wat de maximale impact zal zijn voor hen. Het lijkt een redelijke termijn waarbinnen de knelpunten opgelost moeten zijn. In het TDTR op land zit ook een termijn, maar die was offshore niet heel goed toepasbaar. In het TDTR op land zit een termijn van 15 jaar voor de regeling, maar aangezien het hier gaat om windparken waarvan het best lang duurt voor ze ontwikkeld zijn, leek dat niet handig om hier te gebruiken. Daarom is er gekozen voor 10 jaar voor de individuele overeenkomsten.

VEMW snapt die overweging, maar wijst erop dat er na 10 jaar natuurlijk nog steeds knelpunten kunnen zijn.

TenneT geeft aan dat bij het TDTR op land niet vermeld staat wat er na de 15 jaar gebeurt. Van ACM is de opdracht ontvangen om uiterlijk over 5 jaar met een aanvullend voorstel te komen waarin staat aangegeven wat er na de 15 jaar zal worden gedaan.

VEMW merkt op dat als je nu een ATR op land afsluit je niet weet of je over 15 jaar wel een vast transportrecht krijgt. Bij de situatie op zee weet je heel zeker dat je na 10 jaar een vast recht krijgt.

TenneT geeft aan dat in dit voorstel zekerheid wordt ingebouwd die er vorig jaar nog niet was. Eigenlijk is het meer een commentaar op de regeling van vorig jaar. De 15 jaar geldt vanaf de inwerkingtreding van de regeling en deze 10 jaar geldt vanaf de inwerkingtreding van de overeenkomst. Het is echt bedoeld als overbruggingsinstrument, waar de TDTR op land meer bedoeld is als een instrument om structureel het netgebruik te veranderen en daarmee ook de hoeveelheid netwerkcapaciteit die moet worden gerealiseerd.

VEMW heeft een vraag over het omzetten van een tijdsduurgebonden transportrecht naar een vast transportrecht door bij te dragen aan de realisatie van vraag nabij de aanlandlocatie van wind op zee. Waarom zou dat moeten? Als de ontwikkelaar namelijk bijdraagt aan de ontwikkeling van vraag nabij wind op zee dan is er überhaupt geen knelpunt.

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 18 van 22

TenneT antwoordt dat dat precies de achtergrond is. De windontwikkelaar op zee kan eigenlijk kiezen tussen 'een stukje TDTR' in zijn contract of het voorkomen dat hij dat nodig heeft door vraag aan de kust te ontwikkelen. Als alle windparken op zee gebouwd worden en ze allemaal full swing gerealiseerd zijn dan levert dat – extreem geformuleerd – te veel elektriciteit op om dat het hele land door te transporteren naar Duitsland. Dus of de invoeding kan worden beperkt door de TDTR, of de invoeding kan worden gefaciliteerd door vraag vlak bij de aanlandplekken te creëren.

VEMW checkt: dus als je het tijdsduurgebonden transportrecht hebt, wordt het niet automatisch omgezet naar een vast transportrecht op het moment dat je toevallig zorgt dat de vraag daar komt?

TenneT antwoordt dat dat inderdaad zo is. Als je in je tender bijvoorbeeld kunt aangeven dat je een gigantisch verbruik hebt in Wijk aan Zee dan zou dat er misschien wel voor kunnen zorgen dat jij dan die tender krijgt omdat jij de tender kan exploiteren, zonder dat er ATR nodig is.

VEMW geeft aan dat dit nu duidelijk is.

Op pagina 5 staat het in specifieke gevallen nodig kan zijn om van de volgorde af te wijken om per saldo een situatie van laagste maatschappelijke kosten – voor zover dat in de invloedssfeer van de netbeheerders ligt – te bereiken. Kan daar een voorbeeld van gegeven worden? In welke gevallen zou je eerder een CBC inzetten dan een tijdsduurgebonden transportrecht?

TenneT geeft aan dat bekeken moet worden wat uiteindelijk de meest kosteneffectieve manier is om knelpunten op te lossen. In de regel zal een TDTR waar geen vergoeding voor betaald wordt goedkoper zijn dan een CBC. Uiteindelijk zal gekeken worden naar wat de laagste verwachte kosten zijn. En als bekend is dat in het redispatchtijdsframe ook oplossingen kunnen worden gekozen die goedkoper zijn dan kan het zijn dat toch daarvoor wordt gekozen, ook al is de TDTR nog niet uitgenut.

De **gezamenlijke netbeheerders** wijzen erop dat een TDTR gratis is. In welke situatie kan er iets goedkoper zijn dan gratis?

TenneT antwoordt: als bijvoorbeeld redispatch iets oplevert in plaats van iets kost.

Energie-Nederland wil graag een opmerking maken over de toegevoegde waarden die hier worden toebedeeld aan de alternatieve transportrechten. Dat wijkt heel erg af van de toegevoegde waarden die in het codebesluit Alternatieve Transportrechten staan, namelijk het efficiënter gebruiken van het net. Hier wordt echt ingestoken op het voorkomen van een marktgebaseerde vergoeding en de rechtszekerheid. Bij alternatieve transportrechten wordt gezegd: je gaat het net efficiënter gebruiken. Dat is hier niet het geval, want dat zou je bij een CBC ook kunnen, wordt er letterlijk gezegd.

VEMW geeft aan dat dat met een gewoon alternatief transportrecht op land in de meeste gevallen ook kan.

Kenmerk
BR-2024-2121

Datum
5 december 2024

Pagina 19 van 22

Energie-Nederland geeft aan dat het alternatief transportrecht wat hen betreft bedoeld is om mensen een mogelijkheid te bieden die een soort korting willen op hun nettatarief en daar ook gebruik van willen blijven maken op het moment dat de congestie is opgelost.

TenneT licht toe dat de situatie ook echt gewoon anders is. De TDTR op land is structureel en een alternatief voor de investering. Je hebt ook gewoon te maken met de aangeslotenen die autonoom een afweging kunnen maken: wat is nu eigenlijk mijn impact, mijn bijdrage aan de kosten van het netwerk en wat is me dat waard? Dat is het geval omdat ze een tarief betalen. Hier hebben we echter te maken met opwekkers die geen tarief betalen en die in die zin dus ook niet betalen voor het netwerk. Daar zal aan de kant van de ontwikkelaar dus nooit de afweging plaatsvinden over wat de waarde is van het gebruiken van het net, wat de kosten daarvan zijn en hoe die tegen elkaar moeten worden afgewogen. Bij tariefbetalers kun je die afweging in de producten opnemen en bij niet-tariefbetalers niet.

VEMW geeft aan dat dit de punten waren.

De **voorzitter** concludeert dat met inachtneming van alle opmerkingen en de gemaakte procedurele afspraak het codewijzigingsvoorstel zal worden aangeboden aan ACM, met een kleine amendering van het vijfde lid: "maximaal 10 jaar, met inachtneming van het 6^e lid".

Energie-Nederland vraagt of het mogelijk is de inspanningsverplichting op te nemen in de toelichting.

De **gezamenlijke netbeheerders** geven aan: "dat onderdeel van het tendergesprek een inspanningsverplichting zou kunnen zijn".

TenneT zegt toe dat dat in de toelichting kan worden opgenomen.

De **voorzitter** concludeert dat er dus twee tekstuele wijzigingen zijn: een in de codetekst en een in de toelichting. De gemaakte opmerkingen worden bijgevoegd.

Ze dankt iedereen hartelijk voor de gegeven input en de heren [REDACTED] en [REDACTED] [REDACTED] voor de beantwoording van alle vragen.



ENERGIE
NEDERLAND



NedZero
Branchevereniging voor windenergie



Betreft: Urgente oproep tot het heroverwegen van toepassing tijdsduurgebonden transportrechten voor komende wind op zee tenders.

Samenvatting

TenneT heeft een conceptvoorstel gepresenteerd waarbij het de mogelijkheid wil hebben om vanwege netcongestie windparken deels af te schakelen, zonder hiervoor compensatie te hoeven bieden. Dit concept draagt de naam “tijdsduurgebonden transportrecht” (TDTR). Het opnemen van dit concept als verplicht criterium in de komende wind op zee tenders zal een sterk negatieve impact hebben op de, nu al lastige, business case van windontwikkelaars. Ontwikkelaars hebben namelijk geen inzicht in de omstandigheden waaronder deze afschakeling afgeroepen zal worden waardoor ze hier hoge risicotoeslagen tegenover moeten stellen. Energie-Nederland, NedZero en NLHydrogen roepen op om een integrale discussie te voeren over de vraag hoe de uitdagingen bij het aanlanden van wind op zee het best en het eerlijkst het hoofd kunnen worden geboden. En dit te doen voordat de criteria voor de komende tenders vastgesteld worden.

Achtergrond tijdsduurgebonden transportrechten

Nederland heeft grote ambities voor het realiseren van windparken op zee, met een geplande geïnstalleerde capaciteit van ten minste 50 GW eind 2040. Wind op zee vormt een essentieel onderdeel van de energietransitie, met het potentieel om een significant deel van de toekomstige energievoorziening van ons land en omliggende landen te dekken. Het recente conceptvoorstel van TenneT om TDTR mogelijk te maken voor wind op zee, waarbij windparken op onbekende momenten deels afgeschakeld kunnen worden zonder compensatie, zet deze gezamenlijke ontwikkeling sterk onder druk. In dit position paper leggen we uit waarom dit voorstel averechts kan werken en geven we alternatieven waarbij de prikkel tot uitbreiding van het net en het toevoegen van additionele vraag wel op de juiste plek ligt.

Negatieve gevolgen voor wind op zee

TenneT heeft op dit moment al de mogelijkheid om windparken bij congestie af te schakelen¹ maar nu wordt het windpark daarvoor gecompenseerd. Doordat de netbeheerder betaalt voor het afschakelen, is er een prikkel om het net zo snel mogelijk uit te breiden, zodat deze groene energie (op termijn) wel nuttig ingezet kan worden. Bij het toepassen van TDTR zoals in het conceptvoorstel van TenneT ontbreekt deze investeringsprikkel volledig.

Door capaciteit te beperken zonder compensatie worden de inkomsten van windparkontwikkelaars gereduceerd. Dit vergroot de onzekerheid voor investeerders, waardoor de aantrekkelijkheid van toekomstige investeringen in wind op zee ernstig wordt aangetast. In het voorstel is dit weliswaar afgebakend tot 15% van de tijd maar dit is een zeer forse reductie. Bovendien hebben ontwikkelaars geen enkel inzicht in de frequentie of omstandigheden waaronder de capaciteitsbeperking afgeroepen zal worden. Hierdoor stijgt het risicoprofiel van deze projecten significant, terwijl de opbrengsten dalen, wat ertoe leidt dat de financierbaarheid van deze op dit moment al precarie projecten nog meer onder druk komt te staan.

Het risico is groot dat hierdoor windtenders mislukken. Beschikbaarheid van voldoende duurzame elektronen is echter essentieel voor de groene waterstofproductie en de transitie in zijn geheel. Het voorstel is dus niet alleen schadelijk voor wind op zee, maar ook voor de ontwikkeling van groene waterstof.

¹ Dat is een beproeft concept dat al vele jaren door TenneT wordt uitgevoerd via het afroepen van een capaciteitsbeperkend contract (CBC) of “redispatch”

Geen prikkel voor vraag

De redenering dat een TDTR-aansluiting windontwikkelaars stimuleert om elektriciteitsvraag te realiseren vóór het knelpunt in het TenneT-netwerk gaat alleen op wanneer de business case hiervan positief is. Dit betekent dat het ontwikkelen van extra vraag (bijvoorbeeld elektrolyzers voor groene waterstofproductie) aantrekkelijker moet zijn dan het verrekenen van de inkomstenderving die door de afschakeling wordt veroorzaakt in de prijs van de overige opgewekte MWh. Gezien de hoge vaste kosten van flexibele vraag zal deze asset veel draaiuren moeten maken. Dus niet alleen draaien wanneer de relatief goedkope stroom tijdens de congestie-uren beschikbaar is, maar ook tijdens de uren dat het windpark deze inkomstenderving in probeert te halen. Verder wordt een Final Investment Decision voor dergelijke vraagprojecten niet zoals bij wind op zee 6 jaar voor realisatie genomen, waardoor de ontwikkelaar bij het bepalen van het bod op de tender hier geen rekening mee kan houden.

Negatieve gevolgen voor de totale systeem kosten

Marktpartijen zijn niet in staat om momenten van congestie in te schatten en fatsoenlijk in te prijzen, met als gevolg hoge risico opslagen. Netbeheerders zijn de geëigende partij om net(congestie) risico's op zich te nemen aangezien zij als enige inzicht hebben in het net. Ze zijn daarmee niet alleen in staat deze congestie effecten het best te bepalen, maar kunnen deze ook het meest efficiënt financieren aangezien congestiekosten tegen kostprijs in de tarieven verwerkt worden. Bij congestiemanagement wordt de aangeslotene gecompenseerd, bij TDTR niet. Dit maakt het voor een netbeheerder aantrekkelijk om de TDTR af te roepen in plaats van congestiemanagement toe te passen, terwijl congestiemanagement de goedkopere optie op maatschappelijk niveau is als je het inrijzen van risico's door ontwikkelaar meeneemt.

Ruimte in financiële bod of doorrekenen in elektriciteitsprijs onzeker

Het voorstel voor TDTR-aansluitingen lijkt gebaseerd te zijn op een tijd waarin een ruim financieel bod gedaan kon worden en er genoeg vraag was naar nieuwe duurzame elektronen. Als dat het geval zou zijn dan kunnen prijsopdrijvende criteria inderdaad opgevangen worden door een lager financieel bod of een hogere verkoopprijs van elektronen. Vanuit de windontwikkelaar is het echter al een dubbeltje op z'n kant of nieuwe windtenders zonder subsidie kunnen. Het bewijs van de verslechterde markt is in praktijk al zichtbaar, in de vorm van mislukte tenders (Verenigd Koninkrijk), ingetrokken projecten (Verenigde Staten) of een minimaal aantal bidders (Nederland en Duitsland). Een ruim financieel bod waarop ingeteerd kan worden is er in ieder geval niet. Ook is het al heel moeilijk om de kosten voor wind op zee door te rekenen in de elektriciteitsprijs, omdat de betalingsbereidheid vanuit de industrie mogelijk lager is dan de daadwerkelijke kostprijs van wind op zee. Kortom, de extra kosten/risico's als gevolg van TDTR kunnen door windontwikkelaars onder de huidige markt-omstandigheden niet of moeilijk terugverdiend worden. Dit zet de uitrol van wind op zee onder druk, terwijl het doel is om de komende jaren juist verder uit te bouwen.

Voorkom toepassing TDTR in komende windtenders

Wij onderkennen dat het doorberekenen van de stijgende kosten van congestiemanagement leiden tot hogere nettatarieven. Dat is maatschappelijk niet wenselijk maar de nu voorgestelde oplossing van het afwentelen van de risico's naar wind op zee is naar onze mening onverstandig gezien de genoemde risico's. Het codewijzigingsvoorstel zoals dat nu voorbereid wordt, biedt geen structurele oplossing. Daarom vragen wij om ter voorbereiding op de komende wind op zee tenders een brede, integrale discussie te voeren met alle relevante stakeholders, iets wat tot op heden niet heeft plaatsgevonden. Er moet worden gestreefd naar een oplossing die zowel het congestieprobleem verhelpt als de investeringszekerheid in wind op zee behoudt en flexibele elektrificatietechnieken stimuleert.

Alternatieve oplossingen

Energie-Nederland, NedZero en NLHydrogen gaan graag het gesprek aangaan om alle alternatieven integraal te wegen. Hierbij moet regulier congestiemanagement het uitgangspunt zijn aangezien dit volgens ons de juiste

Kenmerk

BR-2024-2121

Datum

5 december 2024

Pagina 22 van 22

prikkels geeft om verzwaring en uitbreiding van de elektriciteitsnetten te realiseren. Uiteindelijk is het oplossen van de voorziene congestie een kostenverdelingsvraagstuk. Bij het invoeren van alternatieve transportrechten wordt een onevenredig deel van deze kosten bij de ontwikkelaars neergelegd, terwijl ze geen enkele invloed hebben op de beschikbaarheid van het net. Dit is extra wrang omdat bij de investeringsplannen van 2020 (6 GW) en 2022 (10 GW) al duidelijk was dat extra wind op zee capaciteit zou worden ingepland. Toch is ondanks ons uitdrukkelijk verzoek deze uitbreiding onvoldoende meegenomen in de investeringsplannen voor net op land.

Mogelijkheden waarnaar gekeken kan worden zijn bijvoorbeeld de kosten voor congestiemanagement niet of gedeeltelijk laten terugkomen in de nettarieven. Ook het organiseren van een Flextender voor het ontwikkelen van nieuwe lokale vraag of een vorm waarbij op vrijwillige basis aan het ontzien van knelpunten in het net kan worden meegewerkt is een optie. Los van specifieke voorstellen zit de fundamentele oplossing uiteindelijk bij het creëren van meer vraag naar groene stroom voor verschillende doeleinden. Daarmee sluit de vraag beter aan bij het verwachte aanbod. Vraagbeleid, middels implementeren van bestaande regelgeving zoals de REDIII voor groene waterstof en aanvullende maatregelen die elektrificatie stimuleren is hiervoor een vereiste.

Graag werken we samen met KGG, ACM en TenneT aan een constructieve oplossing voor de congestieproblematiek bij aanlanding van wind op zee.

Energie-Nederland

NedZero

NLHydrogen