

Scenario windenergie op zee

CONCEPT

Versie internetconsultatie

Inhoudsopgave

1	Waarom een scenario windenergie op zee?	3
1.1	Aanleiding voor het scenario	3
1.2	Doel van het scenario	3
1.3	Toetsing aan het scenario	4
1.4	Reikwijdte en actualisatie van het scenario.....	4
1.5	Inhoud van het scenario	4
1.6	Totstandkoming van dit scenario.....	5
2	Volgorde van ontwikkeling van de windparken.....	7
2.1	Geclusterde uitrol in aangewezen gebieden	7
2.2	Volgorde van uitrol	8
3	Wijze van aansluiten van de windparken	9
3.1	Keuze voor een transmissiesysteem op zee met TenneT als beheerder.....	9
3.2	Concept voor het transmissiesysteem op zee	10
3.3	Stapsteen naar verder gelegen windenergiegebieden en Noordzee-net.....	12
3.4	Locaties van de platforms en bereikbaarheid.....	16
3.5	Beschikbaarheid en minimale gegarandeerde transportcapaciteit.....	17
3.6	Maximaal toegestane vermogen van de windparken	18
3.7	Aansluitverbindingen van de windturbines met een spanningsniveau van 66 kilovolt	19
3.8	Elektrische eigenschappen en beveiliging	21
3.9	Metten van de elektriciteitsopbrengst.....	22
4	Tijdspad.....	23
4.1	Tijdstip van ingebruikname van de windparken	23
4.2	Opleveringsdatum van het transmissiesysteem op zee	24
5	Levensduur en afschrijving van het transmissiesysteem op zee	27
5.1	ACM bepaalt afschrijvingstermijn transmissiesysteem op zee.....	27
5.2	Minimale technische levensduur transmissiesysteem op zee.....	27
5.3	Extra levensduur voor stapsteen-functie en vervanging van windparken	28

1 Waarom een scenario windenergie op zee?

1.1 Aanleiding voor het scenario

Om in 2023 3.450 MW extra windenergie op zee te realiseren, zoals afgesproken in het Energieakkoord¹, is een planmatige aanpak noodzakelijk. Onderdeel van die aanpak is de aanleg van een transmissiesysteem op zee. Daarvoor is het wenselijk te werken met een offshore investeringsplan, vergelijkbaar met de plannen die systeembeheerders voor systemen op land maken. De complicerende factor is echter dat de beheerder van een transmissiesysteem op zee en marktpartijen in beginsel niet zelfstandig kunnen beoordelen op welke uitgangspunten het ontwikkelingsplan moet zijn gestoeld. Immers, waar en wanneer en met welke omvang windparken kunnen worden gerealiseerd is de komende jaren afhankelijk van het beleid van de Rijksoverheid. De sturing vanuit de Rijksoverheid wordt vormgegeven door middel van kavels en vergunningen op grond van de Wet windenergie op zee, subsidie op grond van het Besluit stimulering duurzame energieproductie en een scenario voor de ontwikkeling van windenergie op zee. Artikel 5.6 van de Elektriciteits- en gaswet bepaalt dat de minister van Economische Zaken dit scenario vaststelt.

1.2 Doel van het scenario

Het scenario windenergie op zee geeft de sturing van de Rijksoverheid vorm voor de ontwikkeling van windenergie op zee. Het Energieakkoord bevat afspraken voor een programmatische aanpak van de uitrol van windenergie op zee, met een regiefunctie voor het rijk. Dit scenario is een van de instrumenten waarmee het rijk die functie vormgeeft.

Het scenario geeft een raamwerk voor de ontwikkeling van windenergie op zee in Nederland. Het schetst de grote lijnen voor de ruimtelijke- en tijdsplanning. Ook beschrijft het scenario -op hoofdlijnen- de functionele eisen en het technische concept van het transmissiesysteem op zee waarop de windparken worden aangesloten. Het uitgangspunt en beoogde doel zijn daarbij telkens het minimaliseren van de totale kosten LCOE² van windenergie op zee, dus de kosten van de windparken en het transmissiesysteem op zee samen.

Het scenario bakent tevens de taak voor de transmissiesysteembeheerder op zee, TenneT³, af. Op grond van artikel 5.5 van de Elektriciteits- en gaswet is TenneT verplicht aan de hand van dit scenario tweejaarlijks een offshore investeringsplan op te stellen. Dit om ervoor te zorgen dat TenneT tijdig de aansluiting van de windparken gereed heeft.

¹ Energieakkoord voor duurzame groei, 6 september 2013, <http://www.energieakkoordser.nl/energieakkoord>.

² LCOE: Levelised cost of energy, wordt berekend door het optellen van alle kosten gedurende de levensduur van de genererende technologie gedeeld door de eenheid van energie die tijdens de looptijd van het project, uitgedrukt in euro's per kilowattuur.

³ Op 18 juni 2014 heeft het kabinet het richtinggevend besluit genomen TenneT bij wet aan te wijzen als beheerder van het transmissiesysteem op zee (Kamerstuk 31 510, nr. 49). De Elektriciteits- en gaswet werkt dit verder uit.

1.3 Toetsing aan het scenario

Nut en noodzaak van de investeringen van TenneT volgen uit dit scenario. De Autoriteit Consument en Markt (verder: ACM) toetst vooraf of het offshore investeringsplan aansluit bij het scenario en achteraf of de investeringen efficiënt zijn. TenneT sluit daarnaast op basis van dit scenario en voorafgaand aan de bouwfase aansluit- en realisatieovereenkomsten⁴ af met de vergunningshouders van de windparken op zee, die de technische details verder uitwerken. Het scenario en de kavelbesluiten die op grond van de Wet windenergie op zee worden vastgesteld sluiten op elkaar aan.

1.4 Reikwijdte en actualisatie van het scenario

Het scenario ziet op de doelstelling voor windenergie op zee tot 2023 uit het Energieakkoord, namelijk de realisatie van een additioneel vermogen van 3.450 MW windenergie op zee bij een kostenreductie van 40%. De bepalingen in het scenario gelden voor de windenergiegebieden uit de routekaart windenergie⁵ op zee, die de opgave uit het Energieakkoord uitwerkt⁶. Waar dit van toepassing is geeft het scenario specifieke bepalingen voor de afzonderlijke windenergiegebieden en de daarvoor relevante onderdelen van het transmissiesysteem op zee. Zo geeft dit scenario in paragraaf 4.2 de opleveringsdatum van het onderdeel *Borssele*, maar zijn de opleveringsdata voor de daarna volgende onderdelen *Hollandse Kust Zuid* en *Hollandse Kust Noord* nog indicatief.

Indien de situatie erom vraagt actualiseert de minister van Economische Zaken het scenario. Uitgangspunt daarbij is dat de functionele eisen en het technische concept van het transmissiesysteem op zee niet (essentieel) wijzigen, om zo de standaardisatie (zie paragraaf 3.2) en daarmee gepaard gaande kostenbesparingen te borgen. Ook geeft dit windparkontwikkelaars zekerheid dat zij hun ontwerp naderhand niet hoeven aanpassen. Op dit moment zijn twee actualisaties voorzien, namelijk circa 6 maanden voordat de tenders voor de kavels van de windenergiegebieden *Hollandse Kust Zuid* respectievelijk *Hollandse Kust Noord* opengaan. Die actualisaties zullen in ieder geval de opleveringsdata van de voor deze gebieden relevante onderdelen van het transmissiesysteem op zee bevatten.

1.5 Inhoud van het scenario

Delen van dit scenario zijn al vastgelegd of worden nog uitgewerkt in nadere besluitvorming, zoals het Nationaal Waterplan⁷, de routekaart windenergie op zee en de kavelbesluiten. Het gaat daarbij om de volgende onderdelen:

- De volgorde van de ontwikkeling van de windparken. Deze volgorde geeft aan welke gebieden

⁴ De inhoud van deze overeenkomsten is bekend voor de openstelling van de eerste tender.

⁵ Kamerstuk 33561, nr. 11.

⁶ De routekaart windenergie op zee richt zich op de realisatie van 3.500 MW, waar in het Energieakkoord sprake is van 3.450 MW.

⁷ Nationaal waterplan 2009-2015, <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/rapporten/2009/12/01/nationaal-waterplan-2009-2015%5B2%5D.html>. Onlangs lag het ontwerp voor het National Waterplan 2016-2021 ter inzage. Naar verwachting wordt dit in december 2015 vastgesteld.

eerst worden ontwikkeld en welke daarna zullen volgen. De volgorde is in essentie al vastgelegd in de routekaart windenergie op zee.

- De wijze waarop de windparken worden aangesloten op het transmissiesysteem op land: via het transmissiesysteem op zee. Met het oog op een planmatige uitrol en het realiseren van een kostenbesparing sluit TenneT de windparken aan, en legt daarvoor een transmissiesysteem op zee aan en beheert dit. Het uitgangspunt van het transmissiesysteem op zee is ook vastgelegd in de routekaart windenergie op zee.

Met deze besluiten heeft in feite de integrale afweging van de kosten van de windparken, ruimtelijke aspecten en consequenties voor de transmissiesysteembeheerder op zee, zoals ten aanzien van het scenario wordt vermeld in het wetsvoorstel STROOM, op hoofdlijnen al plaatsgevonden. Dit scenario bevat een verdere uitwerking van deze hoofdlijnen en ook een aantal nieuwe elementen. Deze laatste zijn:

- De opleveringsdatum voor de verschillende delen van het transmissiesysteem op zee, te weten *Borssele, Hollandse Kust Zuid* en *Hollandse Kust Noord* (zie ook paragraaf 3.2. en verder). Het is van belang de aansluiting van de windparken tijdig gereed te hebben om opbrengstverliezen te voorkomen. Overschrijding van de in dit scenario aangegeven opleveringsdata kan aanleiding zijn voor een schadevergoeding door TenneT aan de vergunninghouder van het windpark, overeenkomstig de schadevergoedingsregeling die is opgenomen in artikel 5.27 van de Elektriciteits- en gaswet.
- Definitief vastleggen van het principe van het transmissiesysteem op zee en de technische randvoorwaarden en functionele eisen. Het scenario legt de technische keuzes vast waaraan het transmissiesysteem op zee moet voldoen. Deze randvoorwaarden en functionele eisen bepalen in belangrijke mate de technische opzet van de windparken en bieden daarmee duidelijkheid en zekerheid aan zowel TenneT als aan de vergunninghouders van windparken op zee. Daarbij legt dit scenario die technische randvoorwaarden en functionele eisen vast die bepalend zijn voor het ontwerp en de kosten van het transmissiesysteem op zee. De gedetailleerde invulling van de randvoorwaarden en eisen, evenals het maken van technisch-operationele afspraken, vindt plaats door TenneT, in nauwe samenwerking met belanghebbenden uit de windsector. TenneT heeft daartoe een uitgebreid consultatieproces ingericht. Uiteindelijk komen de technische detaillering en technisch-operationele afspraken terecht in de aansluit- en realisatieovereenkomst die TenneT sluit met de vergunninghouders van de windenergieparken en in de technische codes.
- De verwachte technische levensduren van de windparken en het transmissiesysteem op zee waarvan moet worden uitgegaan.

1.6 Totstandkoming van dit scenario

Gelet op het belang van het scenario en de bredere belangen die hiermee gemoeid zijn is het scenario voorbereid in overleg met TenneT, de windsector (NWEA) en ACM. Voorafgaand aan publicatie heeft ook een internetconsultatie plaatsgevonden.

CONCEPT

2 Volgorde van ontwikkeling van de windparken

2.1 Geclusterde uitrol in aangewezen gebieden

Tijdens de evaluatie van de vorige uitgifteronde van windenergie op zee is de conclusie getrokken dat het kostenvoordelen biedt wanneer de uitrol van windenergie op zee geclusterd en onder regie van de rijksoverheid zal plaatsvinden⁸. Dit is onderkend bij het maken van afspraken in het Energieakkoord. Concreet betekent dit dat de uitrol zal plaatsvinden in clusters per windenergiegebied dat is aangewezen in het Nationaal Waterplan. In elk windenergiegebied zullen vervolgens kavels worden vastgesteld. De vergunningen en subsidie worden uitgegeven via een tenderprocedure.



Figuur 1 Windenergiegebieden waarop dit scenario betrekking heeft.

⁸ Eindrapport Taskforce Windenergie op Zee, mei 2010. <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/brochures/2010/05/18/windenergie-op-zee.html>.

Op basis van berekeningen door ECN⁹ is vastgesteld in welke windenergiegebieden windparken tegen de laagste subsidie kunnen worden gerealiseerd. Dat zijn de windenergiegebieden die het dichtst bij de kust liggen, aangezien de kosten per kilowattuur voor windparken dicht bij de kust lager zijn dan voor windparken die verder van de kust liggen. Zoals in de routekaart windenergie op zee is vastgelegd start de uitrol van windenergie op zee met de ontwikkeling van de gebieden *Borssele* (1.400 MW), *Hollandse Kust Zuid* (1.400 MW) en *Hollandse Kust Noord* (700 MW).

2.2 Volgorde van uitrol

Voor de volgorde van het realiseren van de drie gebieden is het tempo dat is afgesproken in het Energieakkoord de belangrijkste bepalende factor. Volgens het Energieakkoord wordt in 2015 begonnen met de uitrol. Dat kan alleen in een gebied dat al is aangewezen in het Nationaal Waterplan. Het gebied *Borssele* is al in 2009 aangewezen als gebied voor windenergie op zee in het Nationaal Waterplan 2009–2015¹⁰. Ook lijkt daar verbinding met transmissiesysteem op land, vaak het onderdeel van de uitrol dat de meeste tijd vraagt, het snelste te realiseren. Noodzakelijke verzwaring van het transmissiesysteem op land is daar al in voorbereiding. Bovendien spelen in het aangewezen gebied minder belangen dan bijvoorbeeld voor de Hollandse kust.

Het gebied *Hollandse Kust* buiten de 12-mijlszone is met de Structuurvisie Windenergie op Zee in september 2014 definitief aangewezen. Om echter voldoende windturbines te kunnen onderbrengen geeft de routekaart windenergie op zee ook aan dat er voor het gebied *Hollandse Kust* aanvullend een smalle strook binnen de 12-mijlszone gebruikt moet worden. Door een smalle strook tussen de 10- en 12 mijl te laten aansluiten bij de *Hollandse Kust* gebieden buiten de 12-mijlszone, kan er voor de kust van Zuid-Holland 1.400 MW gerealiseerd worden en voor de kust van Noord-Holland 700 MW. Daardoor kan de standaardconfiguratie van aansluiting op het transmissiesysteem op zee (700 MW per platform, zie hoofdstuk 3) zo efficiënt mogelijk worden benut.

Het gebied binnen de 12-mijlszone moet echter nog aangewezen worden. Naar verwachting zal deze herziening van het Nationaal Waterplan 2015–2021 medio 2016 zijn afgerond.

⁹ Kamerstuk 33561, nr. 12.

¹⁰ National Waterplan 2009-2015, 22 december 2009. <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/rapporten/2009/12/01/nationaal-waterplan-2009-2015%5B2%5D.html>.

3 Wijze van aansluiten van de windparken

3.1 Keuze voor een transmissiesysteem op zee met TenneT als beheerder

In het Energieakkoord is voor de verbinding van windparken op zee met het transmissiesysteem op land vastgelegd dat, daar waar dit efficiënter is dan een directe individuele ("radiale") verbinding van windparken op het transmissiesysteem op land, er een transmissiesysteem op zee komt en TenneT hiervoor de verantwoordelijkheid krijgt.

Zoals de minister van Economische Zaken in zijn brief van 18 juni 2014¹¹ aangeeft blijkt uit een studie van RoyalHaskoningDHV in opdracht van het ministerie van Economische Zaken dat de aanleg van een transmissiesysteem op zee, onder beheer van TenneT, voordelen heeft ten opzichte van radiale verbindingen. De voordelen liggen op het terrein van beschikbaarheid (leveringszekerheid), planologische coördinatie, financieringslasten, standaardisatie en de hiermee gepaard gaande kostenreductie door schaalvoordelen bij inkoop, onderhoud, kennisopbouw en leereffecten. Ook vereenvoudigt dit model het opvangen van netfluctuaties, flowmanagement en balanshandhaving en brengt integraal netbeheer kennisbundeling en een overzichtelijke verdeling van taken en verantwoordelijkheden in het elektriciteitssysteem. TenneT kan daarbij ook profiteren van de kennis en ervaring die is opgedaan met de Duitse offshore-activiteiten.

In de genoemde brief neemt het kabinet het richtinggevend besluit TenneT bij wet aan te wijzen als beheerder van het transmissiesysteem op zee. De Elektriciteits- en gaswet bevat de juridische basis voor aanwijzing van TenneT en werkt een en ander uit. Op grond van de wet windenergie op zee heeft TenneT sinds 1 juli 2015 de wettelijke taak om het transmissiesysteem op zee voor te bereiden.

Naar aanleiding van bovenstaande heeft TenneT in kaart gebracht wat de kosten zijn om een transmissiesysteem op zee te realiseren en daarnaast ook verantwoordelijk te zijn voor de aansluitingen van de windparken op het transmissiesysteem op zee¹². Dat geeft het beeld dat er substantiële besparingen mogelijk zijn door TenneT verantwoordelijk te maken voor alle infrastructuur op zee. DNV GL heeft in opdracht van TenneT het technische concept en de kostenonderbouwing gevalideerd¹³. Deze rapportage is in opdracht van het ministerie van Economische Zaken getoetst door ECN¹⁴. ECN concludeert net als DNV GL dat gecoördineerde aansluiting van windparken op zee door TenneT leidt tot lagere maatschappelijke kosten dan individuele aansluitingen. De brief van de minister van Economische Zaken aan de Tweede Kamer¹⁵ over de actualisatie van de kosten van het transmissiesysteem op zee bevestigt dit beeld.

¹¹ Kamerstuk 31 510, nr. 49.

¹² Visie Netontwerp en uitrolstrategie, Toekomstbestendige netoptimalisatie, TenneT, 21 juli 2014.

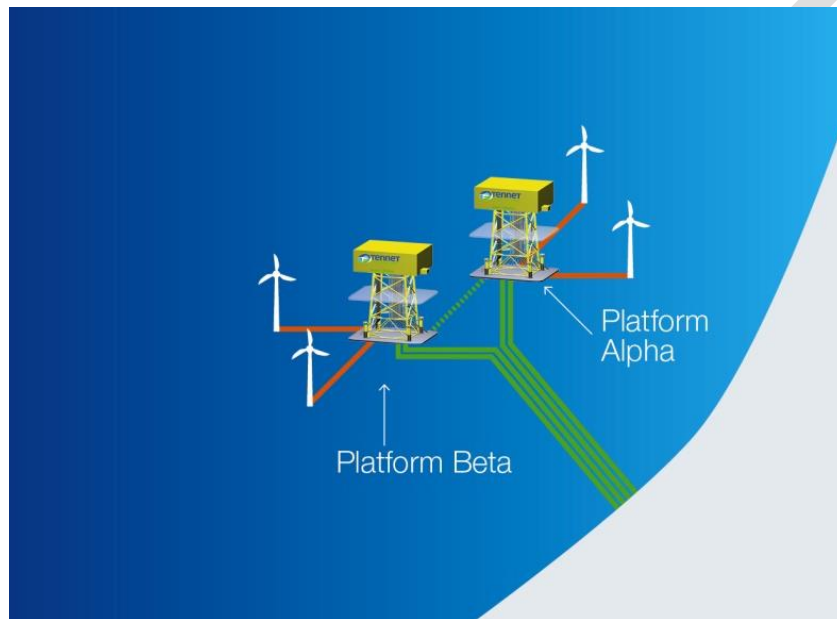
¹³ Review Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee, publieksversie, DNV GL, 14 mei 2014.

¹⁴ Publieksversie validatie DNV GL document "Review – Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee", ECN-N--14-020, 11 augustus 2014.

¹⁵ Kamerstuk 33 561, nr. 21.

3.2 Concept voor het transmissiesysteem op zee

Het uitgangspunt voor de opgave voor windenergie op zee is om de windparken op de meest kosteneffectieve wijze te realiseren. Dit gebeurt door uit te gaan van een nieuw concept van TenneT voor het transmissiesysteem op zee¹⁶. Dit concept maakt gebruik van standaardplatforms, waarop per platform 700 MW windenergiecapaciteit kan worden aangesloten. Op het platform worden de windturbines van de windparken aangesloten, zie figuur 2. TenneT combineert twee windparken (van elk circa 350 MW) op een platform.

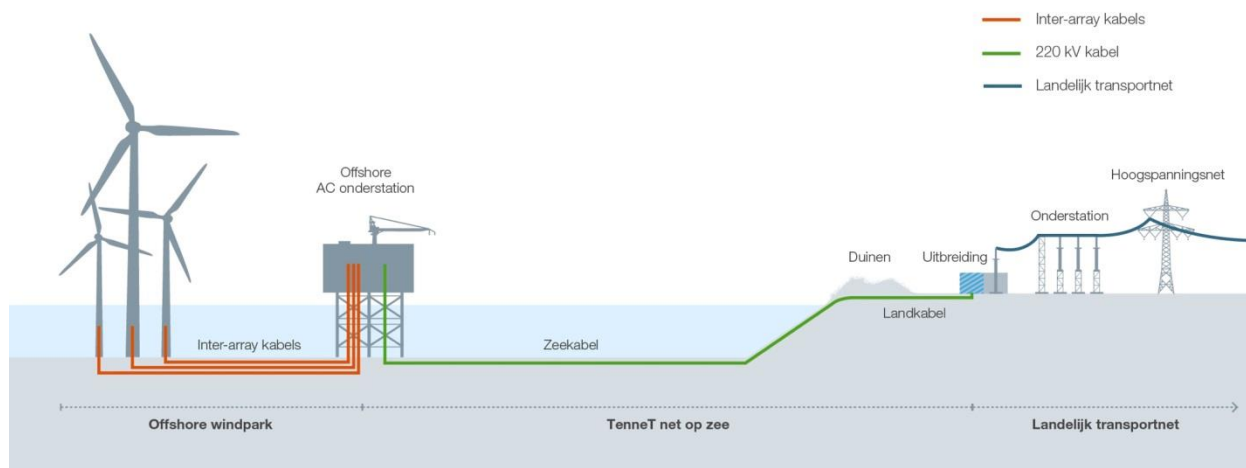


Figuur 2 Schematische weergave van concept van een transmissiesysteem op zee.

Het transmissiesysteem op zee zal bestaan uit 3 onderdelen die de windenergiegebieden *Borssele*, *Hollandse Kust Zuid* en *Hollandse Kust Noord* verbinden met het transmissiesysteem op land. Deze onderdelen worden gefaseerd aangelegd, zodanig dat ze elk op tijd gereed zijn voor het transport van de opgewekte elektriciteit van de op dat onderdeel aangesloten windparken.

Deze wijze van aansluiten spaart bij de realisatie van 3.450 MW in 10 kavels in totaal vijf platforms uit ten opzichte van de situatie waarin elk windpark met een individueel platform en een individuele verbinding naar land wordt aangesloten. Naast een kostenbesparing wordt hiermee ook de druk op de omgeving minimaal gehouden door een beperkte doorkruising van het landschap ten gevolge van het standaardiseren en bundelen van de netaansluitingen. Daarnaast zijn er voordelen op het gebied van de beschikbaarheid en wordt het eenvoudiger om aan het tijdspad uit de routekaart windenergie op zee te voldoen, zie ook hoofdstuk 4.

¹⁶ Visie Netontwerp en uitrolstrategie, Toekomstbestendige netoptimalisatie, TenneT, 21 juli 2014.



Figuur 3 Aansluiting op het transmissiesysteem op land.

Leidingen¹⁷ verbinden de platforms met het transmissiesysteem op land, zie figuur 3. Het windenergiegebied *Borssele* zal worden aangesloten op het gelijknamige 380 kilovolt-station van TenneT op land. De windenergiegebieden *Hollandse Kust Zuid* en *Hollandse Kust Noord* zullen via het transmissiesysteem op zee elk worden verbonden met nader te bepalen landstations nabij de kust.

De benodigde tracés voor de leidingen worden bepaald met in achtneming van de fysieke en juridische mogelijkheden, kostenefficiëntie en gevolgen voor de omgeving als onderdeel van de rijkscoördinatierегeling. Voor verbindingen tussen het transmissiesysteem op zee en het transmissiesysteem op land zullen daartoe afzonderlijke milieueffectrapportages worden opgesteld.

Voor de wijze van aanleg van het landtracé van de leidingen van het transmissiesysteem op zee bepaalt dit scenario dat dit plaatsvindt volgens de methode verkabelen¹⁸, mits dit technisch mogelijk is. Dit is in lijn met de kaders volgend uit de Planologische kernbeslissing van het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening¹⁹, waarin staat dat in bijzondere gevallen op basis van een integrale afweging afgeweken kan worden van het uitgangspunt dat nieuwe hoogspanningsverbindingen van 220 kilovolt in beginsel bovengronds worden aangelegd. In het geval van de landtracés van de leidingen van het transmissiesysteem op zee zijn de meerkosten voor ondergrondse aanleg²⁰ gerechtvaardigd op basis van de volgende overwegingen:

¹⁷ Artikel 1.1 van de Elektriciteits- en gaswet definieert een transmissiesysteem op zee als één of meer leidingen en daarmee verbonden hulpmiddelen ten behoeve van transport van elektriciteit die één of meer windparken op zee verbinden met een transmissiesysteem voor elektriciteit. Onder leidingen moet hier worden verstaan kabels voor het transport van elektriciteit.

¹⁸ Onder verkabelen wordt verstaan het onder de grond aanleggen van een leiding (hoogspanningskabel).

¹⁹ Zie <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2009/05/07/derde-structuurschema-elektriciteitsvoorziening-sev-iii-pkb-deel-1-ontwerp-planologische-kernbeslissing>

²⁰ Op basis van een mondelinge mededeling van TenneT worden de meerkosten van de investeringen voor een ondergrondse verbinding van 4 x 220 kV/350 MW (totaal 1400 MW) een factor hoger ingeschat in vergelijking met een bovengrondse verbinding.

- Maatschappelijk draagvlak. De mogelijke landstations voor de onderdelen *Hollandse Kust Zuid* en *Hollandse Kust Noord* nabij de kust liggen alle in druk bewoonde gebieden, waardoor de landtracés van de leidingen grote effecten op de omgeving kunnen hebben.
- Haalbaarheid van de planning voor de realisatie van de routekaart en daarmee van de afspraken in het Energieakkoord over windenergie op zee. Uit eerdere projecten voor hoogspanningsverbindingen blijkt dat de doorlooptijd van de inpassingsprocedures aanzienlijk korter is doordat er veel minder maatschappelijke weerstand is.
- Minder ruimte beslag en meer flexibiliteit in de aanleg. Een ondergronds kabeltracé vraagt minder (vrijwarings)ruimte dan een bovengronds tracé.
- Geen bezwaar vanuit leveringszekerheid. Doordat het transmissiesysteem op zee geen direct onderdeel van het transportnet vormt en niet cruciaal is voor de stroomvoorziening op landelijk of Europees niveau is het verantwoord om te verkabelen. Wel dient rekening te worden gehouden met de mogelijke technische effecten die verkabelen kan hebben op het landelijk transportnet en met eventueel benodigde mitigerende maatregelen.
- Relatief korte tracés. De mogelijke landstations liggen alle dusdanig dicht bij de kust dat de landtracés beperkt van lengte zullen zijn. Dit beperkt zowel de totale meerkosten alsook de technische gevolgen voor het transmissiesysteem op land van verkabelen.

Voor de windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust Zuid*, die elk met twee platforms worden ontsloten, bepaalt dit scenario dat het landtracé van de leidingen vanuit beide platforms gelijktijdig worden aangelegd indien op die manier overlast voor de omgeving wordt beperkt.

3.3 Stapsteen naar verder gelegen windenergiegebieden en Noordzee-net

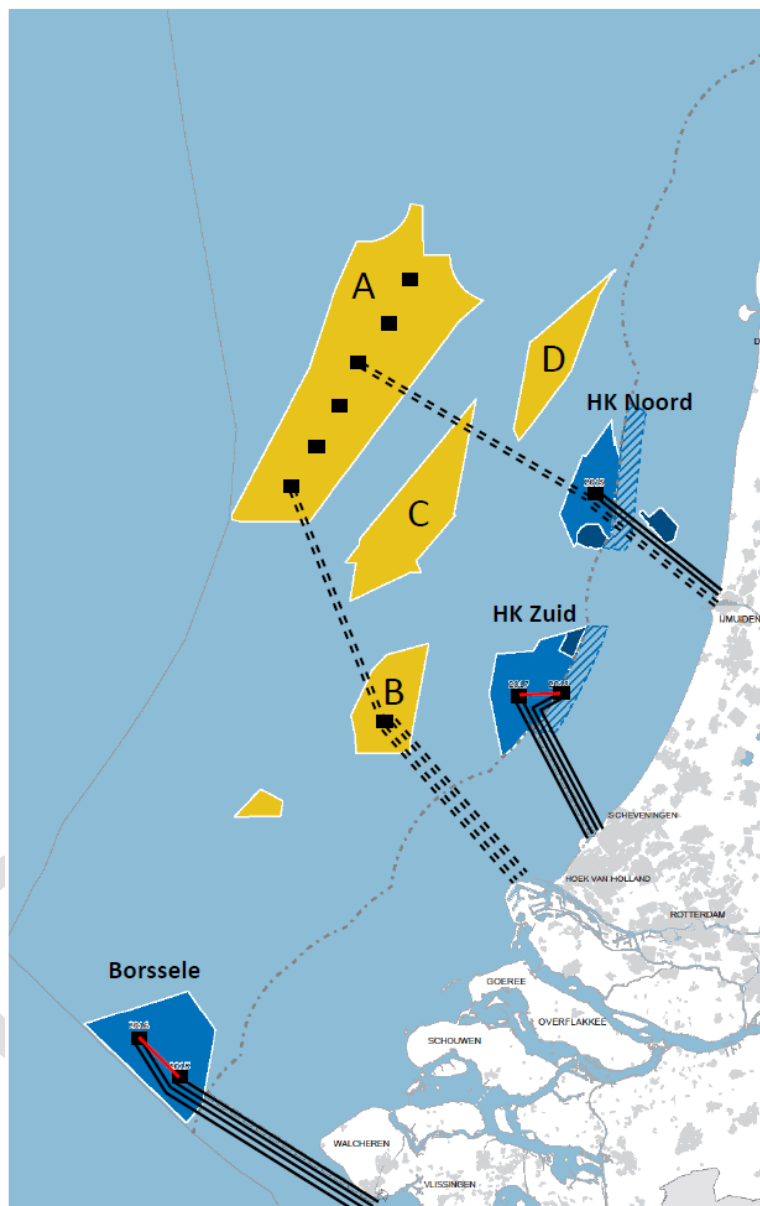
Zoals aangegeven kan de opgave van 3.450 MW kosteneffectief gerealiseerd worden in drie gebieden: *Borssele* (1.400 MW), *Hollandse Kust Zuid* (1.400 MW) en *Hollandse Kust Noord* (700 MW), in combinatie met de eerder genoemde smalle strook tussen de 10- en 12-mijl. Zie hiervoor figuur 4. De gebieden *Hollandse Kust* die niet grenzen aan de 12-mijlszone en het gebied *IJmuiden Ver* (in figuur 4 in geel aangeduid) hebben vanwege hun verdere ligging hogere kosten en komen eventueel pas na 2019 in beeld voor uitgifte²¹.

Dit scenario bepaalt dat, voor zover dat zinvol is en rekening houdend met de mogelijkheden tot aansluiten op land en zee, het transmissiesysteem op zee zodanig wordt ontworpen dat het mogelijk is om op termijn de verder uit de kust gelegen windenergiegebieden met wisselstroom aan te sluiten op de platforms in de windenergiegebieden uit de routekaart. Deze platforms fungeren dan als "stapsteen":

- Voor het windenergiegebied *Borssele* is een stapsteen niet aan de orde, er is geen sprake van een verder uit de kust gelegen windpark in de buurt.

²¹ Het windenergiegebied "Ten Noorden van de Waddeneilanden" staat in figuur 4 niet aangeduid.

- Voor *Hollandse Kust Zuid* is er wel sprake van een verder weggelegen windenergiegebied (aangeduid met "B" in figuur 4), maar blijkt dat het verbinden van het platform in gebied B met een eigen leiding naar de kust slimmer en goedkoper is. De afstand tot de kust is zodanig kort dat de voor wisselstroom noodzakelijke blindstroomcompensatie niet halverwege de leiding nodig is. Dit levert binnen het windenergiegebied *Hollandse Kust Zuid* ook wat meer ruimte op om windturbines te plaatsen, doordat een extra tracé voor de leidingen uit gebied "B" achterwege kan blijven.



Figuur 4 Schematische weergave van de verbindingen van de windenergiegebieden uit de routekaart (zwarte gesloten lijnen). De routes van het transmissiesysteem voor de aansluiting van de windparken in het gebied *Hollandse Kust* moeten nog bepaald worden en zijn hier afgebeeld ter illustratie. De 66 kilovolt verbindingen tussen de platformen in *Borssele* en *Hollandse Kust*

Zuid staan weergegeven in rood. Met stippellijnen zijn indicatief verbindingen voor IJmuiden Ver aangegeven volgens het stapsteen-principe.

- Bij *Hollandse Kust Noord* ligt een stapsteen wél voor de hand, in eerste instantie voor het verbinden van windenergiegebied IJmuiden Ver (aangeduid met "A" in figuur 4). De stapsteen-functionaliteit bij *Hollandse Kust Noord* behelst primair de huisvesting van blindstroomcompensatie van een van de leidingen vanuit *IJmuiden Ver*, die het mogelijk maakt om dit verder weggelegen gebied met wisselstroom aan te sluiten. Daarnaast is een voorziening aanwezig voor (het doorverbinden van) het tweezijdige gegevensverkeer tussen het transmissiesysteem op land en de windparken in *IJmuiden Ver*.
De stapsteen-functionaliteit omvat geen elektrische koppeling van de leiding van *IJmuiden Ver* met die van *Hollandse Kust Noord*. Een elektrische koppeling zou namelijk slechts een beperkte toename van de beschikbaarheid opleveren, doordat de beschikbaarheid al zeer hoog is vanwege de dubbele leidingen van elk platform, maar ook doordat de transportcapaciteit van 700 MW van *Hollandse Kust Noord* gering is ten opzichte van het voorziene opgestelde vermogen van circa 4000 MW in *IJmuiden Ver*. De opgewekte elektriciteit van *IJmuiden Ver* zal dus via meerdere leidingen naar land gebracht worden, waarbij halverwege (waaronder bij het platform *Hollandse Kust Noord*, maar mogelijk ook bij windenergiegebied "B") de blindstroomcompensatie kan plaatsvinden²². Het voornemen is dan ook om bij de verkaveling van windenergiegebied *Hollandse Kust Noord* ruimte voor een leidingtracé vanuit IJmuiden Ver te reserveren.

Aangezien het op voorhand niet zeker is of de gebieden *Hollandse Kust* die niet grenzen aan de 12-mijlszone en het gebied *IJmuiden Ver* na 2019 ontwikkeld zullen worden, en omdat een stapsteenfunctionaliteit alleen voor het platform van *Hollandse Kust Noord* aan de orde is, schrijft dit scenario voor om ten behoeve van deze functionaliteit in het (gestandaardiseerde) ontwerp van de platforms geen ruimte te reserveren op de platforms zelf, maar de stapsteen-functionaliteit (indien deze inderdaad gewenst is) vorm te geven middels een "hulp-platform" dat in de onmiddellijke omgeving van het standaardplatform neergezet wordt, waarbij communicatie- en nutsvoorzieningen kunnen worden gecombineerd (modulaire aanpak).

Al enige tijd denken deskundigen en beleidsmakers na over het (op termijn) onderling verbinden van windparken op de Noordzee, al of niet in combinatie met interconnectoren, om op die wijze een zogenaamd 'Noordzee-net' te vormen²³. Een dergelijk internationaal netwerk op zee kan additionele kostenbesparingen met zich meebrengen, maar vereist een verregaande afstemming tussen landen en partijen.

²² Per paar van leidingen kan er 700 MW getransporteerd worden. Dit betekent dat er voor IJmuiden Ver circa 5 of 6 paren leidingen nodig zijn. Eén paar kan via HK Noord lopen, maar mogelijk blijkt er bij de verkaveling van HK Noord ruimte voor meerdere (gebundelde) paren en bijbehorende satellietplatforms. Ook andere opties zullen nader onderzocht moeten worden zoals verbinding via windenergiegebieden "B", "C" en "D".

²³ Zie bijvoorbeeld het North Seas Countries' Offshore Grid Initiative, <https://www.entsoe.eu/about-entsoe/system-development/the-north-seas-countries-offshore-grid-initiative-nscoji/Pages/default.aspx>.

Op dit moment is de ontwikkeling van een dergelijk netwerk op de Noordzee nog weinig concreet. Daarnaast brengt combinatie met interconnectoren met zich mee dat een dergelijk netwerk logischerwijze gebaseerd zal zijn op gelijkstroom. Dit omdat het transport van elektriciteit over grote afstanden veelal voordeliger is met een gelijkstroomverbinding. Ook voor windparken zal doorgaans pas gekozen worden om voor een transmissiesysteem op zee te kiezen voor een gelijkstroomconfiguratie indien deze parken zich verder weg dan circa 100 km van de kust bevinden.

De windparken waarop dit scenario betrekking heeft liggen echter relatief dicht bij de kust. In dergelijke gevallen is wisselstroom goedkoper en dat zal dan ook worden toegepast. Dit heeft tot gevolg dat eventuele opname in een Noordzee-net niet voor de hand ligt. Wellicht dat combinatie met een dergelijk net meerwaarde kan bieden voor de aansluiting van *IJmuiden Ver* of andere in de toekomst te ontwikkelen verder op zee gelegen windenergiegebieden. In die gevallen is bijvoorbeeld een combinatie met een interconnector naar het Verenigd Koninkrijk denkbaar. Een combinatie van het transmissiesysteem op zee voor *Borssele* met een interconnector naar België via de zee ligt om de volgende redenen niet voor de hand:

- Er is geen noodzaak en business case voor een interconnector via zee. De komende jaren wordt de interconnectie-capaciteit met België door diverse projecten aan Nederlandse en Belgisch zijde al uitgebreid. Bovendien is de aanleg van een interconnector via zee naar verwachting ingewikkelder en duurder dan over land.
- Er is in België (nog) geen systeembeheerder op zee. Het wettelijk kader voor een systeembeheerder op zee in België is nog uiterst onzeker en onduidelijk. De Belgische windparken die grenzen aan het windenergiegebied *Borssele* (zoals C-Power, Northwind, Belwind) zijn of worden aangesloten door middel van directe verbindingen, die worden aangelegd en beheerd door de windparkontwikkelaar. Om die reden zijn er in de huidige Belgische windkavels ook geen corridors voor een verbinding met *Borssele* gereserveerd.
- Op dit moment ontbreekt een reguleringskader dat het mogelijk maakt om de aansluitingen van windparken te combineren met een interconnector. Immers, interconnectie-capaciteit dient non-discriminatoir aan de markt beschikbaar gesteld en toegewezen te worden. Dit biedt geen ruimte voor voorrang voor specifieke windparken ten opzichte van andere gebruikers van een interconnector. Ook is het, om in aanmerking te komen voor de SDE+, noodzakelijk dat de elektriciteit op het Nederlandse transmissiesysteem wordt ingevoed. Noodzakelijke aanpassingen aan het reguleringskader zijn niet op tijd gereed voor het starten van de subsidietenders van de Nederlandse windparken in *Borssele*.
- Noodzakelijke investeringen door verschillen in de technische opzet van de verbindingen van de Belgische windparken. Van een aantal directe verbindingen van de Belgische windparken is bekend dat deze een spanningsniveau kennen van 150 kilovolt tegen 220 kilovolt aan Nederlandse zijde (zie paragraaf 3.5). Hierdoor is een extra transformator nodig om te kunnen aansluiten op de TenneT-platforms bij *Borssele*. Daarnaast kan een parallelle koppeling Nederland-België via zee

ongewenste effecten geven op de transmissiesystemen op land. Dit vergt extra investeringen in technische oplossingen evenals extra beheersmaatregelen.

Dit alles leidt tot overschrijdingen van budget en planning. Dit scenario stelt daarom geen aanvullende eisen aan de configuratie van het transmissiesysteem op zee voor opname in een Noordzee-net.

3.4 Locaties van de platforms en bereikbaarheid

Dit scenario schrijft voor dat de locaties van de platforms in overleg met de windsector zodanig worden gekozen dat deze optimaal bijdragen aan het verminderen van de totale kosten (LCOE) van de opgewekte elektriciteit in de betreffende windparken. Daarbij wordt rekening gehouden met andere relevante belangen, waaronder bestaande tracés van transmissiesystemen, pijpleidingen, telecommunicatiekabels en interconnectoren.

Dit scenario bepaalt verder dat de standaardwijze om de platforms van het transmissiesysteem op zee te bereiken per schip²⁴ is. De platforms dienen hiertoe een faciliteit te hebben die een veilige aanlanding van schepen en de overdracht van personen en materiaal mogelijk maakt en die de bereikbaarheid per schip onder verschillende weerscondities van het platform vergroot.

Op grond van een studie in opdracht van TenneT²⁵, die is geconsulteerd bij de windsector, bepaalt dit scenario dat de platforms niet worden uitgerust met een helikopterdek. De volgende argumenten liggen daaraan ten grondslag²⁶:

- De platforms liggen relatief dicht bij de kust en havens, waardoor de tijdswinst van bereikbaarheid per helikopter gering is;
- Het deel van de tijd waarin de bereikbaarheid per schip onmogelijk is en een helikopter meerwaarde kan bieden is gering, gezien de voorziene hoge beschikbaarheid van het transmissiesysteem op zee;
- De kostenbesparing van enkele miljoenen euro's (zowel investeringskosten als operationele kosten, samen circa 0,1 % van de LCOE) die het achterwege laten van een helikopterdek met zich meebrengt;
- De grotere ruimte die beschikbaar is voor windturbines doordat gevrijwaarde helikopteraanvliegroutes door de kavels achterwege kunnen blijven;
- De algemene tendens om, vanwege de risico's op ernstige ongelukken met helikopters, offshore installaties steeds vaker per schip in plaats van per helikopter te bedienen.

²⁴ Hieronder worden ook verstaan crew transfer vessels, platform supply vessels en "walk to work" oplossingen.

²⁵ High level review helideck and accommodation; Helideck and accommodation facilities on offshore platforms for wind farms, public version, DNV GL, report nr. 130112-NLD-R1, Rev. A-Public, 9 June 2015. Zie http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/afbeeldingen/grid-projects/Net_iop_zee/Ronde_4/130112_NLLD_R_A_public_version.pdf

²⁶ Zie ook TenneT consultation position paper "T.4 Access to platform", http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/afbeeldingen/grid-projects/Net_iop_zee/Ronde_4/ONL_15-184-T4_Access_to_platform_PP_v2.pdf.

Een mogelijk nadeel van het ontbreken van een helikopterdek is dat het onder ongunstige weersomstandigheden (zware zeegang) langer kan duren om een storing aan het transmissiesysteem of bijvoorbeeld de aansluitverbinding van de windturbines met het transmissiesysteem op zee te verhelpen. De kans daarop is echter zeer gering en weegt niet op tegen de besparingen. Bovendien worden de platforms wel uitgerust met een heli-hoist voorziening²⁷, waarmee in het geval van hoge urgentie of calamiteit personen van en naar de platforms getransporteerd kunnen worden.

Voor de toegang tot de platforms van TenneT maakt TenneT nadere afspraken met de vergunninghouders van de windparken in realisatie- en aansluitovereenkomsten. Uitgangspunt daarbij is een –binnen de veiligheidsrestricties- werkbare toegang van de vergunninghouders van de windparken tot apparatuur en installaties die in hun eigendom zijn en omwille van kostenefficiëntie op het platform van TenneT is gehuisvest.

De noodzaak voor vervoer naar de windparken en de platforms van TenneT wordt zoveel mogelijk verkleind door deze grotendeels op afstand te kunnen bedienen. TenneT stelt daartoe nabij het landstation, waarmee het transmissiesysteem op zee is verbonden, alsook op de platforms zelf voor elk windpark een adequate ruimte ter beschikking voor het huisvesten van de benodigde computer- en communicatieapparatuur en voorzieningen voor het tweezijdige gegevensverkeer en komt hierover nadere afspraken overeen met de vergunninghouders van de windparken in de aansluit- en realisatieovereenkomsten.

3.5 Beschikbaarheid en minimale gegarandeerde transportcapaciteit

De voordelen van de aanleg van een transmissiesysteem op zee zouden onder andere tot uiting moeten komen in een hogere beschikbaarheid (betrouwbaarheid) van de transportcapaciteit²⁸.

De platforms zijn daartoe elk met twee 220kilovolt leidingen verbonden met het transmissiesysteem op land. Dit biedt extra zekerheid (redundantie), waardoor het risico van een gehele of gedeeltelijke onderbreking van de transportcapaciteit afneemt. Daarnaast zal de elektrische installatie aan de zijde waarop de windturbines aansluiten zodanig ingericht worden, dat ook bij uitval van één van de 220 kilovolt-leidingen of de daarop aangesloten transformatoren, de windparken op één van de offshore transformatoren geschakeld kunnen worden. Ook dit brengt additionele beschikbaarheid met zich mee, waarmee in principe ten minste de helft van de transportcapaciteit in stand blijft.

De windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust Zuid* bevatten elk twee platforms. Een verbinding tussen deze twee platforms levert extra beschikbaarheid op. Uit een kosten/batenanalyse in opdracht

²⁷ Een voorziening om mensen en (in zeer beperkte mate) goederen door middel van een lier vanuit een helikopter naar te laten.

²⁸ Zie Visie Netontwerp en uitrolstrategie, Toekomstbestendige netoptimalisatie, TenneT, 21 juli 2014, Review Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee, DNV GL, 14 mei 2014 en Publieksversie validatie DNV GL document "Review – Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee", ECN-N--14-020, 11 augustus 2014.

van TenneT²⁹ blijkt dat bij een verbinding op 66 kilovolt de baten opwegen tegenover de meerkosten. Dit scenario bepaalt daarom dat er tussen de platforms binnen de genoemde windenergiegebieden een verbinding komt met een spanningsniveau van 66 kilovolt.

Gezien de relatief geringe afstand van de windenergiegebieden tot de kust zal het transmissiesysteem op zee worden geconfigureerd op wisselstroom. Dit is een techniek die zich in de offshore praktijk heeft bewezen.

Met bovenstaande voorzieningen wordt gekomen tot een hoge beschikbaarheid, en is het onnodig dat het platform voorzien wordt van de mogelijkheid om dieselgeneratoren te installeren als back-up voorziening om de windturbines te conditioneren in het geval van stroomuitval. Dit blijkt in de sector ook niet gebruikelijk bij een vergelijkbare mate van beschikbaarheid van een netaansluiting van een windpark op zee.

De minimale gegarandeerde transportcapaciteit van het transmissiesysteem op zee bedraagt 700 MW per platform. Indien er om redenen van netveiligheid, of door bijvoorbeeld de uitval van een leiding of een transformator de transportcapaciteit wordt verminderd tot minder dan de gegarandeerde 700 MW, vindt deze reductie plaats over de windparken naar rato van vergund nominaal vermogen per kavel en niet naar rato van de hoeveelheid vermogen die uiteindelijk op een kavel is opgesteld. Hiervoor zal TenneT in zijn aansluitovereenkomst voorwaarden opnemen.

3.6 Maximaal toegestane vermogen van de windparken

De tendervoorwaarden voor windenergie op zee bevatten een ondergrens voor het vermogen van het windpark waarvoor subsidie wordt verleend. De onderstaande formule bepaalt de ondergrens.

$$\text{Minimale vermogen} = (\text{Aantal MW kavelbesluit} + 1) - \text{aantal MW van 1 windturbine}$$

Voor een kavel waarvoor in het kavelbesluit een nominaal vermogen van 350 MW is vastgesteld betekent dit een ondergrens van 345 MW (350+1-6) bij toepassing van windturbines van 6 MW.

Vanuit het oogpunt van kostenefficiëntie kan het voordelig zijn om meer dan het nominale vermogen op te stellen. Immers het windpark zal lang niet altijd op vol vermogen draaien, waardoor de transportcapaciteit van het transmissiesysteem op zee meestal maar ten dele wordt benut. Door meer windvermogen op te stellen ("overplanting") dan het nominale vermogen van het kavelbesluit kunnen de kosten per hoeveelheid elektriciteit (kWh) afnemen. Dit komt de beoogde kostenreductie van windenergie op zee te goede.

Er is echter sprake van een optimum: op een gegeven moment wordt het opgestelde windvermogen

²⁹ http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/afbeeldingen/grid-projects/Net_iop_zee/Ronde_4/ONL_15-216-T12_Redudancy_availability_PP_v1.pdf.

zo groot dat een steeds groter deel van de elektriciteit niet meer door TenneT getransporteerd kan worden. Hierdoor zal de noodzaak kunnen ontstaan windturbines af te schakelen. Dit optimum zal afhangen van de keuze van het type windturbine, de beschikbare ruimte voor windturbines en de toename van zog-effecten³⁰, waardoor niet één optimaal vermogen van het windpark kan worden benoemd. Daarnaast bepaalt ook de capaciteit van de 220 kilovolt leiding welk vermogen TenneT uiteindelijk naar land kan transporteren³¹.

TenneT heeft de mogelijkheid onderzocht om tijdelijk extra transportcapaciteit te leveren door de 220 kilovolt leidingen tijdelijk zwaarder te belasten ("dynamic loading"). Die mogelijkheid is onder andere afhankelijk van de koeling van de leidingen, die onder andere afhangt van de bodemcondities. Op basis van de resultaten van dit onderzoek bepaalt dit scenario dat in een kavel met een nominaal vermogen van 350 MW een maximum van 380 MW aan op te stellen windvermogen wordt toegestaan. De minister van Economische Zaken heeft dit inmiddels per brief aan de Tweede Kamer (Kamerstukken II 2014/15, 33561, nr. 19) bekend gemaakt.

In geval van langdurige overbelasting van het transmissiesysteem op zee zal TenneT aan de vergunninghouders van de windparken vragen om deze additionele en niet gegarandeerde 30 MW terug te regelen naar rato van het vergunde nominale vermogen³² per kavel. Hiervoor zal TenneT in zijn aansluitovereenkomst voorwaarden opnemen.

3.7 Aansluitverbindingen van de windturbines met een spanningsniveau van 66 kilovolt

De transportcapaciteit van de aansluitverbindingen die de windturbines verbinden met het platform van het transmissiesysteem op zee³³, is direct gekoppeld aan het spanningsniveau van diezelfde verbindingen. Op dit moment is hiervoor 33 kilovolt het standaard spanningsniveau. Het is een bewezen technologie die in vrijwel alle hedendaagse windmolenparken wordt toegepast. Met het toenemen van de windturbinevermogens overwegen windparkontwikkelaars de toepassing van hogere spanningsniveaus. Toepassing van 66 kilovolt wordt gezien als een logische volgende stap, maar is tot op heden nog niet commercieel uitgevoerd. Een hogere spanning vergroot het aantal windturbines dat kan worden aangesloten op één aansluitverbinding en vermindert het aantal noodzakelijke verbindingen voor aansluiting op het offshore platform en reduceert daarmee ook de totale benodigde lengte van de aansluitverbindingen.

Volgens de Carbon Trust Offshore Wind Accelerator (OWA) kan een overstap naar 66 kilovolt

³⁰ Hiermee wordt bedoeld op het onderling afvangen van wind door nabijgelegen windturbines.

³¹ TenneT garandeert een transportvermogen van 700 MW per platform, zie paragraaf 3.5.

³² Het vergunde nominale vermogen per kavel bedraagt in principe 350 MW. Uitzonderingen zijn mogelijk, bijvoorbeeld vanwege het innovatiekavel van maximaal 20 MW voor demonstratie van innovatieve windturbines, zie ook Kamerstukken II 2014/15, 33561, nr. 19.

³³ Dit type verbinding wordt veelal aangeduid als de "inter-array kabel".

resultaten in een reductie van de totale kosten (LCOE) van 1,5%. Onderzoek³⁴ door DNV GL en Ecofys dat in opdracht van TenneT is uitgevoerd voor de Nederlandse windenergiegebieden van de routekaart windenergie op zee laat zien dat 66 kilovolt technisch haalbaar en kosteneffectief is. Hoewel 66 kilovolt aansluitverbindingen en daarvoor geschikte windturbines (enigszins) duurder zijn dan hun 33 kilovolt-equivalent, wordt dit effect meer dan gecompenseerd door de kleinere benodigde lengte aan 66 kilovolt kabels. De studie in opdracht van TenneT becijfert dat de keuze voor 66 kilovolt in de Nederlandse situatie kan leiden tot een vermindering van de LCOE met 1,1 tot 1,3 procent. Daarnaast zal een keuze voor 66 kilovolt innovatie stimuleren, wat waarschijnlijk weer zal leiden tot een lagere LCOE voor toekomstige tenderrondes. Verder vormt de beschikbaarheid van voor 66 kilovolt geschikte kabels en windturbines geen significant probleem. Op basis hiervan concludeert TenneT dat 66 kilovolt het meest geschikte spanningsniveau is voor de aansluitverbindingen in de komende Nederlandse tenderrondes.

Een review³⁵ van BLIX in opdracht van het ministerie van Economische Zaken van de studie voor TenneT bevestigt deze conclusie. BLIX wijst er, net als DNV GL, op dat op basis van informatie van vijf grote turbinefabrikanten blijkt dat een verschuiving naar 66 kilovolt de mogelijkheid om kleinere windturbines (<5 MW) te gebruiken, zal beperken. Dergelijke relatief kleine windturbines zullen waarschijnlijk niet binnen de standaard portfolio op 66 kilovolt beschikbaar zijn, hoewel het niet is uit te sluiten dat windturbinefabrikanten deze op verzoek alsnog geschikt willen maken. BLIX en DNV GL delen uiteindelijk de mening dat er met vijf leveranciers normaal gesproken voldoende concurrentie is op basis van alleen de grotere modellen. Binnen de randvoorwaarden van het transmissiesysteem op zee uit de routekaart windenergie op zee (gestandaardiseerde platforms van 700 MW, één spanningsniveau voor alle vijf tenderrondes), deelt BLIX de mening van TenneT dat 66 kilovolt het meest geschikte spanningsniveau is voor aansluitverbindingen in de komende Nederlandse tenderrondes.

De minister van Economische Zaken heeft daarom inmiddels per brief aan de Tweede Kamer (Kamerstukken II 2014-2015, 33 561 nr. 19) meegedeeld dat het spanningsniveau voor aansluitverbindingen van de windparken uit de routekaart windenergie op zee 66 kilovolt zal zijn.

Als gevolg van de keuze voor een spanningsniveau van 66 kilovolt kan meer vermogen (circa 60 tot 70 MW) per aansluitverbinding worden getransporteerd. Dit heeft, zoals hiervoor al is aangegeven, tot gevolg dat er minder aansluitverbindingen hoeven worden aangesloten op het platform dan bij een spanningsniveau van 33 kilovolt het geval zou zijn geweest. Dit beperkt ook het benodigde aantal J-tubes om de aansluitverbindingen naar het platform te leiden. Uitgaande van een vermogen per windpark van 350 tot 380 MW en een capaciteit van 60-70 MW per aansluitverbinding zijn er minimaal

³⁴ 66 kV Systems for Offshore Wind Farms, Report No.: 113799-UKBR-R02, Rev. 2, DNV GL, 4 maart 2015, zie http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/afbeeldingen/grid-projects/Net_iop_zee/Documentatie/T1_Enclosure_nr_1b_-_66_kV_systems_for_Offshore_Wind_Farms_by_DNV_GL.pdf

³⁵ 33/66 kV Inter-array Cables for Dutch Offshore Wind Farms, A review on the TenneT cost benefit analysis and consultation process, 20150615_RVO_SDB_Final_Report_33_66_kV_VF, BLIX, 15 juni 2015.

6 J-tubes nodig. Tijdens het consultatieproces van TenneT met de windsector bleek de behoefte aan een wat groter aantal J-tubes om zodoende voldoende flexibiliteit te hebben in de bekabeling van de windturbines, ook in minder gunstig gesitueerde kavels. Om die reden zal het platform worden voorzien van acht J-tubes per windpark van 350 MW. Naast deze acht J-tubes per windpark (dus 16 per platform) dient er een extra J-tube te zijn voor testmogelijkheden³⁶, en een extra J-tube voor de kabel die de twee platforms in het windenergiegebied onderling verbindt³⁷. Daarmee komt het totaal aan J-tubes voor de zijde van de aansluitverbindingen op 18.

3.8 Elektrische eigenschappen en beveiliging

TenneT moet het geheel (windpark en aansluiting) optimaliseren en zorgen dat het windpark aan de relevante technische vereisten en codes kan voldoen. Dit betekent dat de platforms van TenneT de volgende voorzieningen bevatten:

- Een voorziening om het blindvermogen van de 220 kilovolt-kabels te compenseren, naast de voorziening die hiervoor in het station op land aanwezig is.
- De compensatie van het blindvermogen van de aansluitverbindingen dient te gebeuren door gebruik te maken van de mogelijkheden van de windturbines³⁸. TenneT levert een daartoe een blindstroom-setpoint waaraan de windturbines kunnen voldoen, door het schakelen van spoelen of condensatoren bij het landstation. Mocht het onverhoeds voor aangesloten windturbines niet mogelijk zijn om te voldoen aan de door de TenneT opgestelde eisen met betrekking tot de blindvermogenscompensatie rond nullast, dan kan TenneT de blindvermogenshuishouding alsnog afstemmen op deze situatie.
- Voldoende velden om de aansluitverbindingen aan te sluiten op het platform, maar ook niet onnodig veel om de kans op ongebruikte velden te beperken. Gezien het verwachte aantal van ten minste 6 aansluitverbindingen van 66 kilovolt zal de elektrische installatie van TenneT rekening dienen te houden met ten minste 6 schakelvelden per windpark. Als een windpark desondanks meer (maximaal 8) aansluitverbindingen wenst aan te sluiten, zullen er op één of twee schakelvelden twee kabels worden aangesloten. De gecombineerde aangesloten aansluitverbindingen op een schakelveld dienen te kunnen worden gescheiden in het geval er een storing optreedt in een van deze kabels. Er dient een aparte schakeling aanwezig te zijn voor windturbines van indien er een innovatiekavel is. TenneT legt in zijn aansluit- en transportovereenkomst nadere afspraken vast over de bediening van de velden en schakelingen. In het consultatieproces van TenneT bestond unanieme overeenstemming dat deze bediening, net als nu de praktijk is bij aansluitingen op land, door TenneT plaatsvindt. Dit scenario legt die keuze hierbij vast.

Om het standaardisatieconcept optimaal uit te nutten, zal er ook gebruik gemaakt worden van een

³⁶ Hieronder wordt ook verstaan demonstratieactiviteiten in een innovatiekavel.

³⁷ Dit geldt voor de windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust Zuid*.

³⁸ De Europese code voor generatoren (Requirement for Generators) vereist dat hedendaagse windturbines blindstroomcompensatie rond nullast moeten kunnen leveren.

elektrisch beveiligingssysteem voor de aansluitverbindingen waarvan de algemene functionele specificatie is gestandaardiseerd door TenneT. De nadere invulling wordt door TenneT afgestemd met de vergunninghouders van de windparken, waarbij deze de eigen beveiliging mogen kiezen. De eigendom, bedrijfsvoering en onderhoud van deze beveiliging zal bij TenneT komen te liggen.

3.9 Meten van de elektriciteitsopbrengst

Voor het kunnen bepalen van de bijdrage van de windparken aan de doelstellingen voor hernieuwbare energie en voor de aanspraak van de vergunninghouders van de windparken op SDE+ subsidie is het van belang afspraken te maken over het meten van de elektriciteitsopbrengst van de windparken.

Volgens de Netcode en de Meetcode is de installatie en het onderhoud van apparatuur voor het meten van de elektriciteitsopbrengst de verantwoordelijkheid van de aangeslotene. Voor de uitvoering huurt deze een onafhankelijk gecertificeerd meetbedrijf in. Aangezien de meetapparatuur zo dicht mogelijk is gesitueerd bij het aansluitpunt, in dit geval op het platform van TenneT³⁹, betekent dit dat er voor alle windparken van de routekaart windenergie op zee in theorie evenzoveel verschillende gecertificeerde meetbedrijven kunnen worden ingehuurd, die alle toegang tot de platforms moeten hebben en de daarvoor benodigde training moeten ondergaan. Dit is niet praktisch en efficiënt.

Daarom bepaalt dit scenario, nadat dit tijdens het consultatieproces van TenneT al door vertegenwoordigers van de windsector was geaccordeerd, dat TenneT zorgt voor een gecentraliseerde installatie, inbedrijfstelling en onderhoud van de meetapparatuur in opdracht van de vergunninghouders van de windparken. TenneT organiseert per platform een gecentraliseerde aanwijzing van een erkend meetbedrijf ten behoeve van de meetdiensten (conform de Meetcode) door middel van een openbare aanbesteding. Deze gezamenlijke inkoop kan kostenreductie voor alle partijen opleveren en beperkt de noodzaak voor toegang voor meerdere meetbedrijven op een platform. De vergunninghouders van de windparken maken voor hun meetdiensten gebruik van dit meetbedrijf. Daartoe maken deze partijen met TenneT afspraken in de aansluit- en transportovereenkomsten die TenneT daarvoor opstelt.

De metingen van alle aansluitverbindingen van één windpark worden bij elkaar worden opgeteld, ze worden immers -overeenkomstig artikel 1.2, vierde lid van de Elektriciteits- en gaswet- verondersteld te beschikken over één aansluiting. Dit geeft tevens maximale flexibiliteit bij bijvoorbeeld blindstroomcompensatie door de windturbines.

³⁹ Het aansluitpunt tussen het windpark en TenneT is, net als bij aansluitingen op land en in overeenstemming met standaard IEC 60859, gedefinieerd als punt tussen het kabeluiteinde van de aansluitverbindingen van de windparken en de schakelapparatuur op het platform.

4 Tijdspad

4.1 Tijdstip van ingebruikname van de windparken

De routekaart windenergie op zee geeft het onderstaande schema (tabel 1) voor de uitrol van windenergie op zee.

Tabel 1 Uitrolschema windenergie op zee, conform de routekaart windenergie op zee. Het jaar heeft betrekking op de openstelling van de tender.

Jaar	Getenderd vermogen	Gebieden routekaart
2015	700 MW	<i>Borssele</i>
2016	700 MW	<i>Borssele</i>
2017	700 MW	<i>Hollandse Kust Zuid</i>
2018	700 MW	<i>Hollandse Kust Zuid</i>
2019	700 MW	<i>Hollandse Kust Noord</i>

De genoemde jaren hebben betrekking op de openstelling van de tenderprocedure. De eerste tender voor *Borssele* kavels I en II opent in december 2015. De tender sluit op 31 maart 2016. Naar de huidige verwachtingen zal de 2^e tender voor het gebied *Borssele* (kavels III en IV, exclusief de innovatiekavel V⁴⁰) begin oktober 2016 open gaan en 31 oktober 2016 sluiten. De reden van de kortere openingstijd is dat de resultaten van de voorbereidende studies voor deze kavels al in 2015 beschikbaar komen. Daardoor is er voor de markt genoeg voorbereidingstijd om een bod samen te stellen. De tender in 2017 zal naar verwachting ook in oktober van dat jaar openen en sluiten. Deze tender heeft betrekking op het gebied *Hollandse Kust Zuid* (kavels I en II). De tenders in de jaren 2018 (*Hollandse Kust Zuid*, kavels III en IV), en 2019 (*Hollandse Kust Noord*, kavels I en II), zullen vermoedelijk halverwege die jaren worden opengesteld en sluiten.

Om de afspraken in het Energieakkoord voor de uitrol van windenergie op zee zo voortvarend mogelijk na te komen is het zaak dat de windparken zo snel mogelijk na de vergunningverlening worden gebouwd en in gebruik genomen. De Regeling windenergie op zee 2015⁴¹ bepaalt dat een windpark uiterlijk 5 jaar⁴² na het afgeven van de subsidiebeschikking volledig in gebruik is. Sommige marktpartijen geven aan dat in de praktijk een kortere termijn van circa 3 jaar mogelijk is, mits ten tijde van de tender een onherroepelijke vergunning al beschikbaar is.

⁴⁰ Kamerbrief Minister over SDE+ Wind op Zee 2015 van 19 mei 2015

⁴¹ <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2015-18526.html>.

⁴² De regeling windenergie op zee 2015 gaat uit van een bouwperiode van 4 jaar, met een uitloop tot 5 jaar indien onderbouwd kan worden dat de termijn van 4 jaar niet haalbaar is. Na 5 jaar start de subsidietermijn van 15 jaar.

4.2 Opleveringsdatum van het transmissiesysteem op zee

Om de windenergie op zee ten volle te kunnen benutten is het van belang dat het transmissiesysteem op zee tijdig klaar is en de windturbines daarop kunnen worden aangesloten. Tegelijk vraagt de aanleg ook om de nodige zorgvuldigheid en een realistische planning. Op basis van het tijdschema voor de tenders, de verwachte bouw tijden van de windparken en de ervaringen met de aanleg van platforms door TenneT in Duitsland geeft tabel 2 de opleveringsdata van het onderdeel transmissiesysteem op zee voor het windenergiegebied *Borssele*.

Tabel 2 Opleveringsdata van het transmissiesysteem op zee, onderdeel *Borssele*

Kavel	Oplevering onderdelen transmissiesysteem op zee
<i>Borssele I en II</i>	31 augustus 2019
<i>Borssele III, IV en het innovatiekavel (V)</i>	31 augustus 2020

Vanaf de opleveringsdatum zal het relevante deel van het transmissiesysteem op zee beschikbaar zijn voor de test- en ingebruiknameperiode van windparken op de genoemde kavels en moet het volledige vermogen kunnen afvoeren en dient het tweezijdige gegevensverkeer te kunnen plaatsvinden. Indien TenneT het betreffende deel van het transmissiesysteem op zee later oplevert dan de genoemde datum kan een recht op schadevergoeding ontstaan voor vergunninghouders van de windparken op grond van de schadevergoedingsregeling, zoals genoemd in artikel 5.27 van de Elektriciteits- en gaswet.

Ten aanzien van de bovenstaande data geldt dat de daadwerkelijke oplevering van het transmissiesysteem op zee in de tijd naar achteren kan schuiven indien de vergunninghouder(s) voor het windpark aangeeft dat de verwachte eerste ingebruikname van het windpark later zal plaatsvinden dan de vermelde data. In dat geval kunnen TenneT en de vergunninghouder(s) een nadere opleveringsdatum overeenkomen die ze vastleggen in de realisatie- en/of aansluitovereenkomst. De wijziging van de opleverdatum kan alleen indien alle vergunninghouders van windparken die op het betreffende platform worden aangesloten daarmee instemmen.

Voor het halen van de planning dienen de benodigde vergunningen voor de aanleg van het transmissiesysteem op zee tijdig gereed te zijn. Om eventuele vertragingen in de vergunningsverleningsprocedure op te kunnen vangen kan TenneT, na goedkeuring door de minister van Economische Zaken, besluiten tot het sluiten van leverancierscontracten alvorens het onherroepelijke vergunningen heeft verkregen. Substantiële vertragingen in de vergunningen voor de leidingen en platforms kunnen leiden tot meerkosten voor TenneT. Te denken valt dan aan kosten voor de opslag van kabels en platforms op een transportschip of opslag op het terrein van de kabelproducent, het operationeel houden van het projectteam, overhead (inzet van management, financiering, e.d.), boetes, etc. Dit scenario bepaalt dat deze meerkosten, wederom na goedkeuring door de minister van Economische Zaken, als nuttig en noodzakelijk moeten worden beschouwd.

Het sluiten van leverancierscontracten per onderdeel van het transmissiesysteem op zee blijft wel afhankelijk van een geslaagde subsidietender en het afgeven van subsidiebeschikkingen voor de kavels waarvoor het betreffende onderdeel van transmissiesysteem op zee de verbinding met het transmissiesysteem op land bewerkstelligt.

Zoals hoofdstuk 1 beschrijft wordt dit scenario geactualiseerd voordat de tenders voor de windenergiegebieden *Hollandse Kust Zuid* respectievelijk de tenders voor *Hollandse Kust Noord* openen. Dan zullen ook de opleveringsdata voor de betreffende onderdelen van het transmissiesysteem op zee worden vastgelegd. Onderstaande tabel 3 geeft voor nu de indicatieve opleveringsdata voor die onderdelen. Aan tabel 3 kunnen geen rechten worden ontleend.

Tabel 3 **Indicatieve opleveringsdata van het transmissiesysteem op zee, onderdelen *Hollandse Kust Zuid* en *Hollandse Kust Noord***

Kavel	Indicatieve oplevering onderdelen transmissiesysteem op zee
<i>Hollandse Kust Zuid (kavels I en II)</i>	Eerste kwartaal 2021
<i>Hollandse Kust Zuid (kavels III en IV)</i>	Vierde kwartaal 2021
<i>Hollandse Kust Noord (kavels I en II)</i>	Vierde kwartaal 2022

CONCEPT

5 Levensduur en afschrijving van het transmissiesysteem op zee

5.1 ACM bepaalt afschrijvingstermijn transmissiesysteem op zee

ACM reguleert de inkomsten van TenneT en bepaalt ook de afschrijvingstermijn die TenneT mag hanteren om de kosten van het transmissiesysteem op zee door te berekenen⁴³. Bij het bepalen van deze afschrijvingstermijn is een aantal zaken van invloed:

1. De technische levensduur van het transmissiesysteem op zee. De technische levensduur bepaalt de benodigde kwaliteit van het ontwerp en de gebruikte componenten en materialen. Het gaat zowel om de (onderdelen van de) platforms alsook om de leidingen en de landstations. De (verwachte) levensduur van de windparken is daarbij bepalend voor de *minimale* technische levensduur van het transmissiesysteem op zee, aangezien het transmissiesysteem wordt aangelegd ten behoeve van deze windparken.
2. De toekomstige behoeften, technologische en politieke ontwikkelingen die van invloed zijn op het (her)gebruik van het transmissiesysteem op de langere termijn. Deze bepalen de benodigde *maximale* technische levensduur. Tegelijk zijn ze lastig te voorspellen.
3. De bijzondere situatie bij het transmissiesysteem op zee, in vergelijking met dat op land. Het transmissiesysteem op zee is er specifiek voor de windenergiegebieden op zee. Anders dan op land zijn er geen andere producenten of (groot)verbruikers die een verlaten aansluiting op het transmissiesysteem op zee kunnen benutten, in het geval windenergie op zee (na de uitrol conform het Energieakkoord) niet wordt voortgezet. Bij het vaststellen van de afschrijvingstermijn dient daarmee ook rekening te worden gehouden, om onvolledig afgeschreven activa te voorkomen en afnemers die betalen voor een dienst die inmiddels geen nut meer heeft.

Dit scenario gaat voor het Nederlandse transmissiesysteem op zee in op de vereiste technische levensduur en op de toekomstverwachtingen over een transmissiesysteem op zee en geeft daarvoor de technische randvoorwaarden mee. Daarmee geeft het scenario wel richting aan de economische randvoorwaarden van het transmissiesysteem op zee en daarmee ook aan de ACM voor het bepalen van de afschrijvingstermijn.

5.2 Minimale technische levensduur transmissiesysteem op zee

Aangezien het transmissiesysteem op zee ondersteunend is aan de windparken, zal de levensduur van de windparken in eerste instantie bepalend zijn voor de minimaal benodigde technische levensduur van het transmissiesysteem op zee. We gaan daarbij voor de windparken uit van de economische

⁴³ ACM beoordeelt daarnaast de efficiëntie van de investeringen van TenneT en bepaalt de doorvertaling van die investeringen in de kosten die TenneT mag doorberekenen in de gereguleerde tariefinkomsten. Die kosten bevatten naast een redelijk rendement op de investeringen ook de afschrijvingen en kosten voor onderhoud en beheer.

levensduur⁴⁴, die voortkomt uit de business case van het windpark. Deze economische levensduur zal doorgaans zijn aan de lengte van de exploitatiefase van het windpark en is dus een maat voor de minimaal benodigde technische levensduur van het transmissiesysteem.

De exacte operationele levensduur van de windparken op zee uit de routekaart windenergie op zee is vooraf niet bekend. Tot nu toe was de verwachte economische levensduur van een windpark op zee veelal 20 jaar. Deze komt voort uit de door de fabrikanten gecertificeerde levensduur van windturbines van 20 jaar, die de windparkontwikkelaars gebruiken in hun business case. Met een operationele levensduur van 20 jaar is ook rekening gehouden bij de bepaling van de maximum tenderbedragen (Kamerstukken II 2014/15, 33 561, nr. 19). Daarbij is aangenomen dat de vergunninghouders van de windparken na het verstrijken van de SDE+ subsidietermijn van 15 jaar hun windparken nog voor 5 jaar zullen laten produceren.

Een langere economische levensduur dan 20 jaar voor windparken op zee is nu nog onzeker, maar wordt door sommige partijen uit de windsector niet uitgesloten. Zo bedraagt de gecertificeerde levensduur van de nieuwste generatie windturbines in sommige gevallen 25 jaar⁴⁵ en zijn er voorbeelden van windparken op zee die na 20 jaar nog steeds in gebruik zijn⁴⁶. De kavelbesluiten die onder de wet windenergie op zee worden genomen, en die de vergunningsvoorwaarden bevatten, laten veiligheidshalve ruimte voor een ruimere exploitatietermijn van maximaal 27 jaar⁴⁷. Vooral nog is het echter plausibel uit te gaan van een economische levensduur van een windpark op zee van circa 20 tot 25 jaar.

Bovenstaande betekent dat de technische levensduur van het transmissiesysteem zich in eerste instantie moet richten op een gebruik van circa 20 tot 25 jaar.

5.3 Extra levensduur voor stapsteen-functie en vervanging van windparken

Het is denkbaar dat een wezenlijk langere technische levensduur van het transmissiesysteem op zee dan 20 tot 25 jaar wenselijk is. Daarmee kan de duurzame elektriciteit die in de toekomst op zee geproduceerd wordt gebruik maken van het bestaande transmissiesysteem op zee, en hoeft er dus niet in een nieuw transmissiesysteem op zee geïnvesteerd te worden. Deze gedachte komt voort uit de ambitie om de kosten van windenergie op zee voor de samenleving op de lange termijn te beperken en daarbij te profiteren van het centraliseren van de aansluiting van de windparken op zee

⁴⁴ De economische levensduur is normaal gesproken korter dan de technische levensduur. Het is immers vaak rendabeler een installatie te vervangen voordat deze daadwerkelijk defect raakt.

⁴⁵ Een voorbeeld hiervan is de Siemens D6 offshore windturbine, model SWT-6.0-154. Zie [http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2014/energy/wind-power/ewp201407059.htm&content\[\]=EW&content\[\]=WP](http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2014/energy/wind-power/ewp201407059.htm&content[]=EW&content[]=WP)

⁴⁶ Het eerste Deense offshore windpark Vindeby is in 1991 in gebruik genomen en draait nog steeds.

⁴⁷ In de huidige kavelbesluiten wordt uitgegaan van een termijn van maximaal 5 jaar voor de realisatie van het windpark vanaf het moment van onherroepelijk worden van de vergunning. De exploitatietermijn kan starten vanaf jaar 3 en kan duren tot en met jaar 29. De verwijderingstermijn kan starten vanaf jaar 25 en kan duren tot en met jaar 30.

door een transmissiesysteembeheerder met een langere termijn visie dan commerciële windparkontwikkelaars.

Deze langere levensduur kan dan bereikt worden op basis van:

1. de standaard geplande levensduur volgens de internationale normen voor de HV-apparatuur, die veelal al langer is dan 20 tot 25 jaar. En, als deze normen onvoldoende zijn voor een langere levensduur:
2. mogelijkheden voor verlenging van de levensduur, zoals extra onderhoudsactiviteiten en vervangingen, door in het onderhoud- en vervangingsschema van het transmissiesysteem op zee de nodige flexibiliteit in te bouwen. Het gaat er dan vooral om de platformconstructie te kunnen blijven benutten, omdat deze lastig te vervangen is. De randvoorwaarde daarbij is dat de extra onderhouds- en renovatiekosten lager zijn dan de kosten van een geheel nieuw platform.

De wens om (delen van) het transmissiesysteem op zee langer te blijven benutten dan de eerste ronde windparken kan concreet worden in het geval van:

1. Het verbinden van toekomstige, verder uit de kust gelegen windparken via de platforms en kabels van het transmissiesysteem op zee door middel van een stapsteen-functie⁴⁸. Voor de eventuele stapsteen-functie van de platforms schrijft dit scenario een modulaire aanpak voor (zie paragraaf 3.3), waardoor de initiële extra investeringen zeer beperkt zijn. Deze investeringen maken onderdeel uit van de reguliere afschrijving van het platform. Op het moment dat de stapsteen-functie daadwerkelijk wordt gebruikt en er extra apparatuur nabij het platform wordt aangebracht op een hulpplatform zal deze extra apparatuur afzonderlijk worden afgeschreven.
De vereiste dat een stapsteen-functie eventueel later kan worden toegepast vraagt dat de technische levensduur van het transmissiesysteem op zee dusdanig is dat deze functie kan worden gefaciliteerd. Concreet betekent dit dat de platformconstructie voldoende lang meegaat, de 220 kilovolt leidingen kunnen eventueel relatief eenvoudig vervangen worden, hoewel de levensduur van dit soort kabels doorgaans al substantieel langer is dan 20 tot 25 jaar. Een eerste benadering voor de benodigde levensduur inclusief de stapsteen-functie is 25 tot 35 jaar. Dit is gebaseerd op de aanname dat de ingebruikname van het windenergiegebied *IJmuiden Ver* ongeveer 5 tot 10 jaar na *Hollandse Kust Noord* plaatsvindt en de stapsteen-functie dan inderdaad benodigd is.
2. Vervanging van windparken. Dit scenario gaat er van uit dat de windparken na het verstrijken van hun economische levensduur worden gedemonteerd en opgeruimd, zoals ook is voorgeschreven in de algemene regels in het Waterbesluit⁴⁹. Gezien de verwachting dat ook in de verdere toekomst windenergie op zee nodig zal zijn, is het denkbaar dat de aangewezen windenergiegebieden op zee na de levenscyclus van de eerste windparken als windenergiegebied aangewezen zullen blijven en er in die gebieden nieuwe windparken ontwikkeld kunnen worden. Of dit daadwerkelijk zal

⁴⁸ Zoals paragraaf 3.3. beschrijft is de stapsteen-functie alleen in windenergiegebied *Hollandse Kust Noord* mogelijk gewenst.

⁴⁹ <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stb-2015-153.html>.

plaatsvinden, hangt echter ook af van de ontwikkeling van de kostprijs van windenergie op zee in de komende 25 tot 30 jaar ten opzichte van alternatieve energiebronnen en van de noodzaak en politieke bereidheid om hierop (stimulerings)beleid te voeren. Beide ontwikkelingen zijn voor een dergelijke lange termijn nauwelijks te voorspellen.

Een bijkomende onzekerheid betreft de vraag of de grenzen van het elektrische ontwerp van het huidige transmissiesysteem op zee, met een maximum transportcapaciteit van 700 MW per platform en een spanningsniveau van 66 kilovolt voor de aansluitverbindingen, toereikend zijn voor een tweede ronde windparken:

- Enerzijds zal waarschijnlijk de dichtheid van het windvermogen binnen de windenergiegebieden in een tweede ronde niet veel afwijken van die in de eerste ronde⁵⁰, wat –bij gelijkblijvend oppervlak van het windenergiegebied- wederom resulteert in een vermogen van circa 700 MW per platform.
- Anderzijds is het, gezien de snelle technische ontwikkeling van windenergie op zee, denkbaar dat het bij de dan heersende stand der techniek toch slimmer is om het transmissiesysteem op zee geheel te vernieuwen.

In het licht van bovenstaande vereist dit scenario van TenneT om het transmissiesysteem op zee zodanig te ontwerpen en de nodige investeringen te doen voor een levensduur van ten minste de eerste ronde van circa 20 tot 25 jaar, en (onderdelen van) het transmissiesysteem op zee te bouwen voor een langere technische levensduur, tenzij dit onmogelijk is tegen aanvaardbare⁵¹ of geen extra kosten. Dit om allereerst te kunnen voorzien in een eventuele stapsteen-functie naar *IJmuiden Ver*, wat vraagt om een verlenging van de levensduur tot circa 35 jaar, maar bovendien ook een eventuele tweede ronde windparken te kunnen faciliteren, wat een verdere verlenging tot circa 50 jaar inhoudt.

⁵⁰ De dichtheid van windvermogen van de kavels in de routekaart windenergie op zee bedraagt circa 6 MW/km²

⁵¹ ACM beoordeelt of de extra investeringen efficiënt zijn en bepaalt en welke mate de kosten hiervan door TenneT mogen worden doorberekend.