

Ontwikkelkader windenergie op zee

Definitieve versie, april 2016

Inhoudsopgave

1	Waarom een ontwikkelkader windenergie op zee?	3
1.1	Aanleiding voor het ontwikkelkader	3
1.2	Doel van het ontwikkelkader	3
1.3	Toetsing aan het ontwikkelkader	4
1.4	Reikwijdte en actualisatie van het ontwikkelkader	4
1.5	Inhoud van het ontwikkelkader	4
1.6	Totstandkoming van dit ontwikkelkader	6
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 net op zee met TenneT als netbeheerder	9
3.2	Concept voor het net 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	18
3.6	Maximaal toegestane vermogen van de windparken	19
3.7	Aansluitverbindingen van de windturbines met een spanningsniveau van 66 kilovolt	20
3.8	Elektrische eigenschappen en beveiliging	21
3.9	Metten van de elektriciteitsopbrengst en andere shared services	22
4	Tijdspad	25
4.1	Tijdstip van ingebruikname van de windparken	25
4.2	Opleveringsdatum van het net op zee	25
5	Levensduur en afschrijving van het net op zee	29
5.1	ACM bepaalt afschrijvingstermijn net op zee	29
5.2	Minimale technische levensduur net op zee	29
5.3	Extra levensduur voor stapsteen-functie en vervanging van windparken	30

1 Waarom een ontwikkelkader windenergie op zee?

1.1 Aanleiding voor het ontwikkelkader

Om in 2023 3.450 MW extra windenergie op zee te realiseren, zoals afgesproken in het Energieakkoord¹, is een planmatige aanpak noodzakelijk met een regiefunctie voor het rijk. Onderdeel van die aanpak is de aanleg van een net op zee. Daarvoor is het wenselijk te werken met een plan waarin de investeringen voor het net op zee zijn opgenomen, vergelijkbaar met de plannen die netbeheerders voor netten op land maken. De complicerende factor is echter dat de netbeheerder van het net op zee en marktpartijen in beginsel niet zelfstandig kunnen beoordelen op welke uitgangspunten het investeringsplan 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 ontwikkelkader voor de ontwikkeling van windenergie op zee. Artikel 16e van de Elektriciteitswet 1998 bepaalt dat de minister van Economische Zaken dit ontwikkelkader vaststelt.

1.2 Doel van het ontwikkelkader

Het ontwikkelkader windenergie op zee geeft de sturing van de rijksoverheid vorm voor de ontwikkeling van windenergie op zee, in het bijzonder dat van het net op zee.

Het ontwikkelkader geeft een raamwerk voor de ontwikkeling van windenergie op zee in Nederland en voor de vormgeving en aanleg van het net op zee om die ontwikkeling te ondersteunen. Het beschrijft op hoofdlijnen de functionele eisen en het technische concept van het net 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 net op zee tezamen.

Het ontwikkelkader bakent tevens de taak voor de netbeheerder van het net op zee, TenneT³, af. Op grond van artikel 16e van de Elektriciteitswet 1998 is TenneT verplicht om tweejaarlijks een document op te stellen waarin ze aangeeft welke investeringen noodzakelijk zijn voor het net op zee ter uitvoering van dit ontwikkelkader. Dit om ervoor te zorgen dat TenneT tijdig de aansluiting van de windparken gereed heeft.

¹ Energieakkoord voor duurzame groei, 6 september 2013, (Kamerstukken II, 2012/13, 30 196, nr. 202).

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 netbeheerder van het net op zee (Kamerstukken II, 2013/14, 31 510, nr. 49). De Elektriciteitswet 1998 werkt dit verder uit.

TenneT sluit mede op basis van dit ontwikkelkader en voorafgaand aan de bouwfase aansluit- en realisatieovereenkomsten⁴ af met de vergunningshouders van de windparken op zee, die de technische details verder uitwerken.

1.3 Toetsing aan het ontwikkelkader

Artikel 20d, derde lid, van de Elektriciteitswet 1998 bepaalt dat de kosten van investeringen die TenneT doet voor het net op zee ter uitvoering van het ontwikkelkader worden opgenomen in de toegestane inkomsten. Daarmee is geborgd dat achteraf geen discussie meer ontstaat in hoeverre gedane investeringen nuttig en noodzakelijk waren. Dit laat overigens onverlet dat de Autoriteit Consument en Markt (verder: ACM) er op toeziet dat TenneT alleen de efficiënte kosten voor deze investeringen mag terugverdienen.

1.4 Reikwijdte en actualisatie van het ontwikkelkader

Het ontwikkelkader 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 ontwikkelkader gelden voor de windenergiegebieden uit de routekaart windenergie op zee⁵, die de opgave uit het Energieakkoord uitwerkt⁶. De technisch-functionele eisen aan en het technische concept van het net op zee zijn geldig voor de gehele levensduur ervan. Waar dit van toepassing is geeft het ontwikkelkader specifieke bepalingen voor de afzonderlijke windenergiegebieden en de daarvoor relevante delen van het net op zee. Zo geeft dit ontwikkelkader in paragraaf 4.2 de opleveringsdatum van het deel ten behoeve van kavels I en II van windenergiegebied *Borssele*, maar zijn de opleveringsdata voor de daarna volgende delen ten behoeve van *Borssele* (kavels III, IV en V), *Hollandse Kust (zuid)* en *Hollandse Kust (noord)* nog indicatief.

Indien de situatie erom vraagt actualiseert de minister van Economische Zaken het ontwikkelkader. Uitgangspunt daarbij is dat de functionele eisen en het technische concept van het net 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 drie actualisaties voorzien, namelijk voordat de tenders voor de kavels van de windenergiegebieden *Borssele* (kavels III, IV en V), *Hollandse Kust (zuid)* respectievelijk *Hollandse Kust (noord)* opengaan. Die actualisaties zullen in ieder geval de opleveringsdata van de voor deze gebieden relevante delen van het net op zee bevatten.

1.5 Inhoud van het ontwikkelkader

Delen van dit ontwikkelkader zijn al vastgelegd of worden nog uitgewerkt in nadere besluitvorming,

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

⁵ Kamerstukken II, 2014/15, 33 561, nr. A/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.

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 eerst worden ontwikkeld en welke daarna zullen volgen. De volgorde is al vastgelegd in de routekaart windenergie op zee.
- De wijze waarop de windparken worden verbonden op het net op land: via het net op zee. Met het oog op een planmatige uitrol en het realiseren van een kostenbesparing sluit TenneT de windparken aan, en legt daarvoor een net op zee aan en beheert dit. Het uitgangspunt van het net 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 netbeheerder van het net op zee, zoals ten aanzien van het ontwikkelkader wordt vermeld in de Elektriciteitswet 1998, op hoofdlijnen al plaatsgevonden. Dit ontwikkelkader bevat een verdere uitwerking van deze hoofdlijnen en ook een aantal nieuwe elementen. Deze laatste zijn:

- De opleveringsdatum voor de verschillende delen van het net 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 en schade aan de windparken te voorkomen. Overschrijding van de in dit ontwikkelkader aangegeven opleveringsdata kan aanleiding zijn voor een schadevergoeding door TenneT aan de vergunninghouder van het windpark, overeenkomstig de schadevergoedingsregeling die is opgenomen in artikel 16f van de Elektriciteitswet 1998.
- Definitief vastleggen van het principe van het net op zee en de technische randvoorwaarden en functionele eisen. Het ontwikkelkader legt de technische keuzes vast waaraan het net 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 ontwikkelkader die technische randvoorwaarden en functionele eisen vast die bepalend zijn voor het ontwerp en de kosten van het net 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 en de vergunninghouders van de windenergieparken sluiten en in de technische codes (de voorwaarden op grond van artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998).
- De verwachte technische levensduren van de windparken en het net op zee waarvan moet worden uitgegaan.

⁷ Nationaal waterplan 2016-2021, Kamerstukken II, 2015/16, 31 710, nr. 45.

1.6 Totstandkoming van dit ontwikkelkader

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

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 ontwikkelkader betrekking heeft. De gearceerde gebieden moeten nog worden aangewezen.

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 in 2014 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

In de routekaart windenergie op zee is onderstaand schema¹⁰ bepaald voor de uitrol van windenergie uit het Energieakkoord:

Tabel 1 Uitrolschema routekaart windenergie op zee.

Jaar	Aan te besteden nominale 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>

Om voldoende windturbines te kunnen plaatsen in de windenergiegebieden *Hollandse kust* geeft de routekaart windenergie op zee ook aan dat er voor de gebieden *Hollandse Kust* aanvullend een smalle strook binnen de 12-mijlszone gebruikt moet worden. Door deze strook tussen de 10- en 12 mijl te laten aansluiten bij de *Hollandse Kust* gebieden buiten de 12-mijlszone, kan er in *Hollandse Kust (zuid)* 1.400 MW gerealiseerd worden en in *Hollandse Kust (noord)* 700 MW. Daardoor kan de standaardconfiguratie van aansluiting op het net 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 2016–2021 in de tweede helft van 2016 zijn afgerond. Mede om deze reden wordt gestart in het windenergiegebied *Borssele*.

⁹ Kamerstukken II, 2014/15, 33 561, nr. 12.

¹⁰ In afwijking van dit schema wordt de uitrol gestart in 2016 .

3 Wijze van aansluiten van de windparken

3.1 Keuze voor een net op zee met TenneT als netbeheerder

In het Energieakkoord is voor de verbinding van windparken op zee met het net op land vastgelegd dat, daar waar dit efficiënter is dan een directe individuele ("radiale") verbinding van windparken op het net op land, er een net 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 net 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 netbeheerder van het net op zee. De Elektriciteitswet 1998 bevat de juridische basis voor aanwijzing van TenneT en werkt een en ander uit. Vooruitlopend op de aanwijzing heeft TenneT op grond van de Elektriciteitswet 1998 tijdelijk de wettelijke taak om activiteiten te verrichten ter voorbereiding van het net op zee.

Naar aanleiding van bovenstaande heeft TenneT in kaart gebracht wat de kosten zijn om het net op zee te realiseren en daarnaast ook verantwoordelijk te zijn voor de aansluitingen van de windparken op het net 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 brieven van de minister van Economische Zaken aan de Tweede Kamer¹⁵ over de kosten van het net op zee bevestigen dit beeld.

¹¹ Kamerstukken II, 2013/14, 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 Kamerstukken II, 2014/15, 33 561, nrs. 15, 19 en 21, en Kamerstukken II, 2015/16, 33 561, nr. 25.

3.2 Concept voor het net 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 net 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.

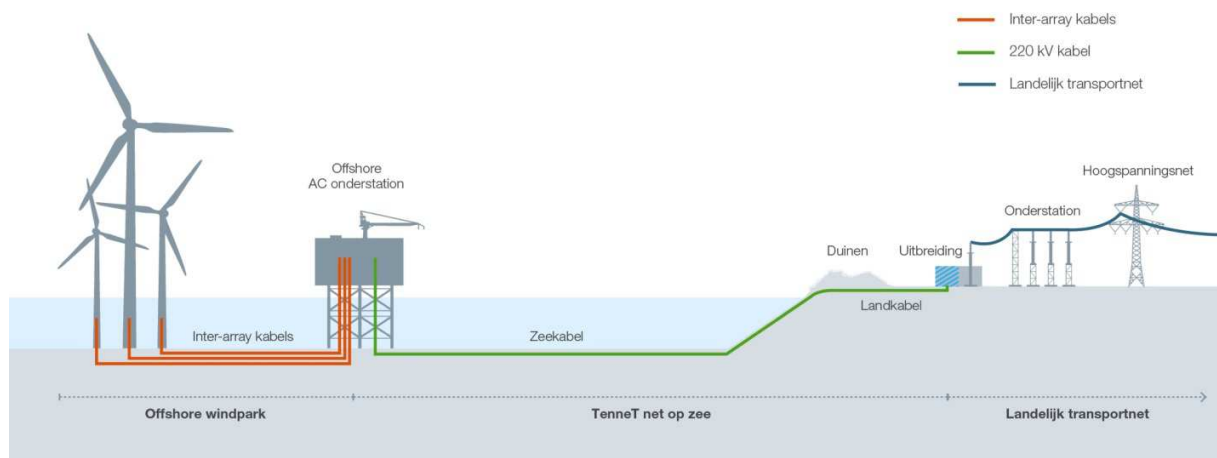


Figuur 2 Schematische weergave van concept van een net op zee.

Het net op zee zal bestaan uit drie delen die de windenergiegebieden *Borssele*, *Hollandse Kust (zuid)* en *Hollandse Kust (noord)* verbinden met het landelijk hoogspanningsnet op land. Deze delen 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 tien kavels in totaal vijf platforms uit ten opzichte van de situatie waarin elk windpark met een individueel platform en een individuele verbinding naar land op het landelijk hoogspanningsnet 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 verbindingen. Daarnaast zijn er voordelen op het gebied van de beschikbaarheid en wordt het eenvoudiger om aan het tijdsplan uit de routekaart windenergie op zee te voldoen.

¹⁶ Visie Netontwerp en uitrolstrategie, Toekomstbestendige netoptimalisatie, TenneT, 21 juli 2014.
Ontwikkelkader windenergie op zee, definitieve versie april 2016



Figuur 3 Het net op zee verbindt de windparken op zee met het hoogspanningsnet op land.

Het net op zee verbindt de windparken met het landelijk hoogspanningsnet op land, zie figuur 3. Het net op zee omvat de platforms, de zeekabels en de landkabels. De zogenoemde inter-array kabels, die de windturbines verbinden met het platform van TenneT, behoren niet tot het net op zee. 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 net op zee elk worden verbonden met nader te bepalen onderstations van het hoogspanningsnet op land. Deze onderstations worden daartoe veelal uitgebreid.

De benodigde tracés voor zeekabels en landkabels van het net op zee worden bepaald met in achtname van de fysieke en juridische mogelijkheden, kostenefficiëntie en gevolgen voor de omgeving als onderdeel van de rijkscoördinatie-regeling. Voor kabels tussen de platforms en het landelijk hoogspanningsnet op land zullen daartoe afzonderlijke milieueffectrapportages worden opgesteld.

Voor de wijze van aanleg van het landtracé van het net op zee bepaalt dit ontwikkelkader dat dit plaatsvindt volgens de methode verkabelen¹⁷, mits dit technisch mogelijk is. Dit is in lijn met de kaders volgend uit de planologische kernbeslissing van het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening¹⁸, 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 het net op zee zijn de meerkosten voor ondergrondse aanleg¹⁹ gerechtvaardigd op basis van de volgende overwegingen:

¹⁷ Onder verkabelen wordt verstaan het onder de grond aanleggen van een hoogspanningskabel.

¹⁸ Kamerstukken II, 2009/10, 31 410, nr. 16, blg-55735.

¹⁹ 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 onderstations op land voor de delen *Hollandse Kust (zuid)* en *Hollandse Kust (noord)* liggen alle in druk bewoonde gebieden, waardoor de landtracés van het net op zee 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 net op zee geen direct onderdeel van het landelijk hoogspanningsnet (transmissie) 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 hoogspanningsnet en met eventueel benodigde mitigerende maatregelen.
- Relatief korte tracés. De mogelijke onderstations liggen alle dusdanig dat de landtracés van het net op zee beperkt van lengte zullen zijn. Dit beperkt zowel de totale meerkosten alsook de technische gevolgen van verkabelen voor het landelijk hoogspanningsnet op land.

Voor de windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust (zuid)*, die elk met twee platforms worden ontsloten, bepaalt dit ontwikkelkader dat de landtracés van de kabels vanuit beide platforms gelijktijdig kunnen worden aangelegd indien op die manier overlast voor de omgeving wordt beperkt, dit kostentechnisch beter is of om andere gegronde redenen.

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

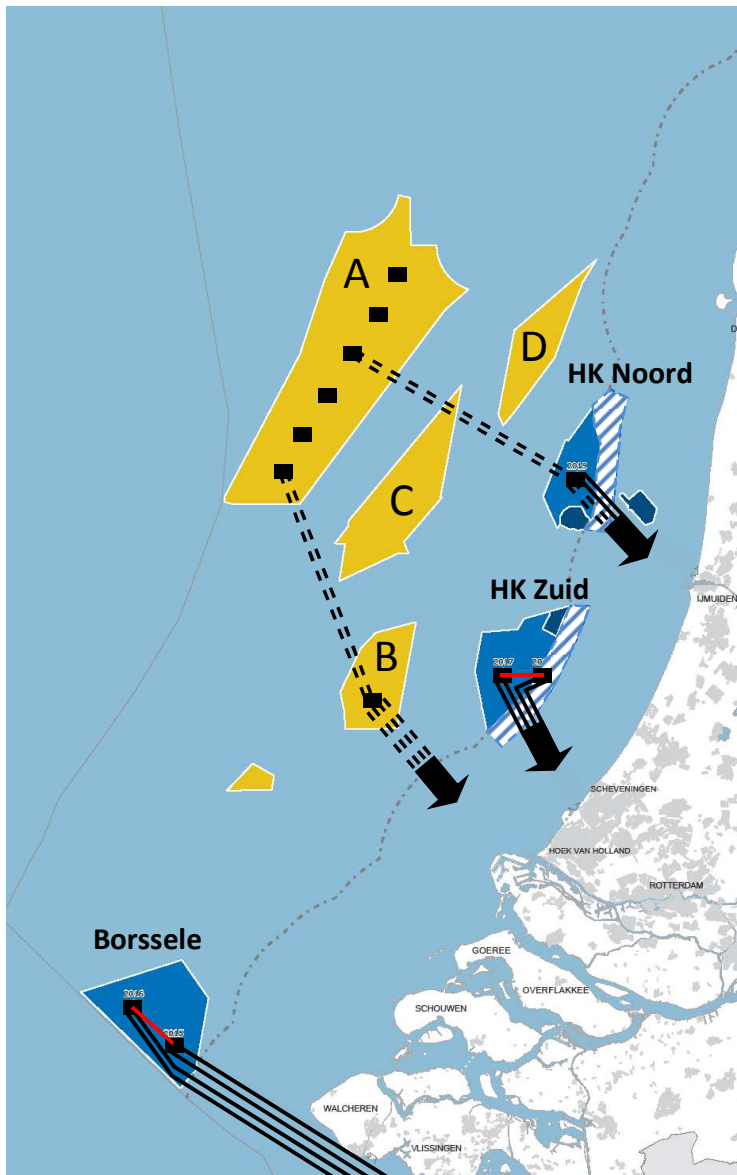
3.3 Stapsteen naar verder gelegen windenergiegebieden en Noordzee-net

Zoals aangegeven kan de realisatie van windparken op zee 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 uitgifte²⁰.

Dit ontwikkelkader bepaalt dat, voor zover dat zinvol is en rekening houdend met de mogelijkheden tot aansluiten op land en zee, het net 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

²⁰ Het windenergiegebied "Ten Noorden van de Waddeneilanden" staat in figuur 4 niet aangeduid.

platforms in de windenergiegebieden uit de routekaart. Deze platforms fungeren dan als “stapsteen”. De stapsteen-functie behelst de huisvesting van apparatuur voor blindstroomcompensatie. Daarnaast is een voorziening aanwezig voor het (het doorverbinden van) het tweezijdige gegevensverkeer. De stapsteen-functie wordt modulair vormgegeven middels een hulpplatform dat naderhand in de buurt van het standaardplatform wordt neergezet. Voor het windenergiegebied *Borssele* is een stapsteen niet aan de orde, er ligt daar immers geen verder uit de kust gelegen windenergiegebied in de buurt.



Figuur 4 Schematische weergave van de verbindingen van de windenergiegebieden uit de routekaart (zwarte gesloten lijnen). De tracés van het net op zee voor het gebied *Hollandse Kust* moeten nog bepaald worden. De 66 kilovolt verbindingen tussen de platforms in *Borssele* en *Hollandse Kust (zuid)* staan weergegeven in rood. Met stippellijnen zijn indicatief verbindingen voor *IJmuiden Ver* aangegeven volgens het stapsteen-principe.

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 kabel naar de kust slimmer en goedkoper is. De afstand tot de kust is zodanig kort dat de voor wisselstroom noodzakelijke blindstroomcompensatie niet halverwege de kabel 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 zeekabels uit gebied "B" achterwege kan blijven. Om die redenen wordt bij *Hollandse Kust (zuid)* niet voorzien in een stapsteen.

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), mocht dat in de toekomst ontwikkeld worden. De stapsteen-functie bij *Hollandse Kust (noord)* behelst primair de huisvesting van blindstroomcompensatie van een van de kabelparen vanuit *IJmuiden Ver*, die het mogelijk maakt om (een deel van) dit verder weggelegen gebied met wisselstroom aan te sluiten. Daarnaast is een voorziening aanwezig voor (het doorverbinden van) het tweezijdige gegevensverkeer tussen het net op land en de windparken in *IJmuiden Ver*.

De stapsteen-functie omvat geen elektrische koppeling van de kabel(s) 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 kabels van elk platform, maar ook doordat de transportcapaciteit van 700 MW van *Hollandse Kust (noord)* gering is ten opzichte van het in potentie op te stellen vermogen van circa 4000 MW in *IJmuiden Ver*. De opgewekte elektriciteit van *IJmuiden Ver* zal dus via meerdere kabels naar land gebracht worden, waarbij halverwege (waaronder bij het platform *Hollandse Kust (noord)*), maar mogelijk ook bij windenergiegebied "B") de blindstroomcompensatie kan plaatsvinden²¹. Het voornemen is dan ook om bij de verkaveling van windenergiegebied *Hollandse Kust (noord)* ruimte voor een kabeltracé 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 stapsteen-functionaliteit alleen voor het platform van *Hollandse Kust Noord* aan de orde is, schrijft dit ontwikkelkader 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-functie (indien deze inderdaad gewenst is) vorm te geven middels een hulpplatform dat in de onmiddellijke omgeving van het standaardplatform neergezet wordt, waarbij communicatie- en nutsvoorzieningen kunnen worden gecombineerd (modulaire aanpak).

²¹ Per paar van kabels kan er 700 MW getransporteerd worden. Dit betekent dat er voor IJmuiden Ver circa 5 of 6 paren kabels 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".

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 vormen²². Een dergelijk internationaal netwerk op zee kan additionele kostenbesparingen met zich meebrengen, maar vereist een verregaande afstemming tussen landen en partijen.

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, vanwege de geringere transportverliezen. Toepassing van gelijkstroom vraagt echter een extra omzetting (van wisselstroom naar gelijkstroom en vice versa), waarbij ook verliezen optreden, en daarnaast is hoog-voltage gelijkstroomapparatuur kostbaarder en op zee nog minder beproefd. Bij de verbinding van windparken op zee zal daarom doorgaans pas gekozen worden voor een gelijkstroomconfiguratie indien deze parken zich verder weg dan circa 100 km van het landelijk hoogspanningsnet op land bevinden.

De windparken waarop dit ontwikkelkader 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 wel 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 net 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 op land 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 netbeheerder van het net op zee. Het wettelijk kader voor een netbeheerder van een net 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 radiale verbindingen, die worden aangelegd en beheerd door de windparkontwikkelaar.
- 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

²² Zie bijvoorbeeld het North Seas Countries' Offshore Grid Initiative, <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/the-north-seas-countries-offshore-grid-initiative-nscogi/Pages/default.aspx>.

voor voorrang voor specifieke windparken ten opzichte van andere gebruikers van een interconnector. Ook verschillen de subsidieregimes tussen België en Nederland, en is het momenteel nog niet mogelijk om SDE+ te ontvangen voor elektriciteit die niet op het Nederlandse net wordt ingevoed. Dit vergt aanpassingen van het reguleringskader.

- Noodzakelijke investeringen door verschillen in de technische opzet van de verbindingen van de Belgische windparken. Van een aantal radiale 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 Belgische windparken aan te kunnen sluiten op de TenneT-platforms bij *Borssele*. Daarnaast kan een parallelle koppeling Nederland-België via zee ongewenste effecten geven op de landelijke hoogspanningsnetten op land. Dit vergt extra investeringen in technische oplossingen evenals extra beheersmaatregelen.

Dit ontwikkelkader stelt daarom geen aanvullende eisen aan de configuratie van het net op zee voor opname in een Noordzee-net.

3.4 Locaties van de platforms en bereikbaarheid

Dit ontwikkelkader 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 netten, pijpleidingen, telecommunicatiekabels en interconnectoren alsook archeologische belangen. De uiteindelijke locaties worden bepaald bij de verkaveling van de windenergiegebieden die plaatsvindt ten behoeve van de kavelbesluiten. Afhankelijk van de definitieve indeling van de kavels voor de windenergiegebieden bij Hollandse Kust en de uiteindelijke locaties van de platforms, kan blijken dat het kostentechnisch, ruimtelijk of om andere redenen niet wenselijk is voor deze gebieden om de voorkeurkabelcorridors conform de Beleidsnota Noordzee 2016-2021²³ te volgen.

Dit ontwikkelkader bepaalt verder dat de standaardwijze om de platforms van het net 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 ontwikkelkader dat de platforms niet worden uitgerust met een helikopterdek. De volgende

²³ Onderdeel van Nationaal waterplan 2016-2021, Kamerstukken II, 2015/16, 31 710, nr. 45

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

²⁵ High level review helideck and accomodation; 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.

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 net 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 oplevert;
- De grotere ruimte die beschikbaar is voor windturbines doordat obstakelvrije helikopteraanvliegroutes binnen de kavels achterwege kunnen blijven;
- De algemene tendens om, vanwege de risico's op ernstige ongelukken met helikopters, installaties op zee steeds vaker per schip in plaats van per helikopter te bedienen.

Een mogelijk nadeel van het ontbreken van een helikopterdek is dat het onder ongunstige weersomstandigheden (zware zee) langer kan duren om een storing aan het net of bijvoorbeeld de aansluitverbinding van de windturbines met het net 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 zijn 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 onderstation op land, waarmee het net 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.

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.

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

3.5 Beschikbaarheid en minimale gegarandeerde transportcapaciteit

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

De platforms dienen daartoe elk met twee 220 kilovolt kabels te worden verbonden met het landelijk hoogspanningsnet op land. Dit biedt extra beschikbaarheid, 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 kabels of de daarop aangesloten transformatoren, de windparken op één van de transformatoren op zee 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 van TenneT²⁹ blijkt dat bij een verbinding op 66 kilovolt de baten opwegen tegenover de meerkosten. Dit ontwikkelkader bepaalt daarom dat er tussen de platforms binnen de genoemde windenergiegebieden een verbinding komt met een spanningsniveau van 66 kilovolt.

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 net op zee bedraagt 700 MW per platform. Om redenen van netveiligheid, of door bijvoorbeeld de uitval van een kabel of een transformator, kan de noodzaak ontstaan de transportcapaciteit te verminderen tot minder dan de gegarandeerde 700 MW. Deze reductie vindt plaats over de aangesloten windparken naar rato van het in de tenderregeling³⁰ genoemde minimale nominale vermogen (in MW) minus 1 MW³¹ voor elk van de betreffende kavels. Het vermogen dat uiteindelijk op een kavel is opgesteld is dus niet bepalend. Voor het reduceren van vermogen zal TenneT in zijn aansluit- en transportovereenkomst voorwaarden opnemen.

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.

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

³⁰ Voor kavels I en II van windenergiegebied *Borssele* staat het nominale vermogen genoemd in artikel 3 van de Regeling windenergie op zee 2015, zie http://wetten.overheid.nl/BWBR0036785/geldigheidsdatum_01-08-2015.

³¹ De Regeling windenergie op zee 2015 bepaalt in artikel 3 een minimum nominaal vermogen van 351 MW.

3.6 Maximaal toegestane vermogen van de windparken

Vanuit het oogpunt van kostenefficiëntie kan het voordelig zijn om meer dan het minimale nominale vermogen op te stellen. Immers het windpark zal lang niet altijd op vol vermogen draaien, waardoor de transportcapaciteit van het net 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) afnemen³². 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 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-effecten³³, waardoor niet één optimaal vermogen van het windpark kan worden benoemd. Daarnaast bepaalt ook de capaciteit van de 220 kilovolt kabel welk vermogen TenneT uiteindelijk naar land kan transporteren³⁴.

TenneT heeft de mogelijkheid onderzocht om tijdelijk extra transportcapaciteit te leveren door de 220 kilovolt kabels tijdelijk zwaarder te belasten ("dynamic loading"). Die mogelijkheid is onder andere afhankelijk van de koeling van de kabels, die onder andere afhangt van de bodemcondities. Op basis van de resultaten van dit onderzoek bepaalt dit ontwikkelkader dat in een kavel een maximum van 380 MW aan op te stellen windvermogen wordt toegestaan, tenzij in de betreffende tenderregeling anders wordt bepaald. De minister van Economische Zaken heeft dit per brief aan de Tweede Kamer³⁵ bekend gemaakt.

In geval van langdurige overbelasting van het net op zee zal TenneT aan de vergunninghouders van de windparken vragen om het additionele en niet gegarandeerde vermogen terug te regelen. Indien de aangeslotene geen gehoor geeft aan de opdracht om vermogen terug te regelen zal TenneT genoodzaakt zijn om één of meer 66 kilovolt aansluitverbindingen (de inter-array kabels) af te schakelen om het vermogen terug te dringen. Zoals in paragraaf 3.5. staat vermeld zal TenneT hiervoor in zijn aansluitovereenkomst voorwaarden opnemen.

³² Door overplanting toe te staan kan de totale benodigde subsidie voor windenergie op zee toenemen, maar daar staat dus ook een grotere elektriciteitsproductie tegenover. Per kilowattuur nemen de kosten echter af.

³³ Hiermee wordt bedoeld op het onderling afvangen van wind door nabijgelegen windturbines.

³⁴ TenneT garandeert een transportvermogen van 700 MW per platform, zie paragraaf 3.5.

³⁵ Kamerstukken II, 2014/15, 33 561, nr. 19.

3.7 Aansluitverbindingen van de windturbines met een spanningsniveau van 66 kilovolt

De transportcapaciteit van de aansluitverbindingen (de zogenoemde inter-array kabels) die de windturbines verbinden met het platform van het net op zee, 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 windparken op zee 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 resulteren in een reductie van de totale kosten (LCOE) van 1,5%. Onderzoek³⁶ 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 review³⁷ 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 net op zee uit de

³⁶ 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.

³⁷ 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.

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 tenderrondes.

De minister van Economische Zaken heeft daarom per brief aan de Tweede Kamer³⁸ meegedeeld dat het spanningsniveau voor aansluitverbindingen (inter-array kabels) van de windparken uit de routekaart windenergie op zee 66 kilovolt zal zijn. Dit betekent ook dat het net op zee geschikt moet zijn om windparken op een spanningsniveau van 66 kilovolt aan te sluiten. De 66 kilovolt installatie op het platform (onderstation) van TenneT, tot aan het fysieke aansluitpunt met de (inter-array) kabels die tot installatie van het windpark behoren, worden daarom geacht onderdeel uit te maken van het net op zee.

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 in theorie minimaal zes J-tubes nodig. Tijdens het consultatieproces van TenneT met de windsector bleek echter 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 bepaalt dit ontwikkelkader dat het platform zal 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 testmogelijkheden³⁹, en een extra J-tube voor de kabel die de twee platforms in het windenergiegebied onderling verbindt⁴⁰. Daarmee komt het totaal aan J-tubes voor de zijde van de aansluitverbindingen op achttien. Het aantal J-tubes voor de 220 kilovolt verbindingen per platform bedraagt twee.

3.8 Elektrische eigenschappen en beveiliging

Het samenstel van de windparken en het net op zee dient zo efficiënt mogelijk te functioneren, zodat de opbrengst aan duurzame elektriciteit zo groot mogelijk is. Dit betekent dat de platforms van TenneT de volgende voorzieningen bevatten:

- Een voorziening om het blindvermogen van de 220 kilovolt verbindingen 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

³⁸ Kamerstukken II, 2014/15, 33 561, nr. 19.

³⁹ Hieronder wordt ook verstaan demonstratieactiviteiten in een innovatiekavel.

⁴⁰ Dit geldt voor de windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust (zuid)*.

gebruik te maken van de mogelijkheden van de windturbines⁴¹. TenneT levert een daartoe een blindstroom-setpoint waaraan de windturbines kunnen voldoen. Dit wordt beschouwd als de fijnregeling. Door het schakelen van spoelen of condensatoren bij het landstation regelt TenneT de grove stappen voor de compensatie van blindvermogen. 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 zal TenneT de blindvermogenshuishouding alsnog afstemmen op deze situatie. Hierbij geldt echter dat de vergunninghouder primair verantwoordelijk blijft voor de blindstroomcompensatie van zijn kabels en turbines.

- 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 zes aansluitverbindingen van 66 kilovolt zal de elektrische installatie van TenneT rekening dienen te houden met ten minste zes schakelvelden per windpark. Als een windpark desondanks meer (maximaal acht) 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 een innovatiekavel, indien dat aanwezig is. TenneT legt in zijn aansluit- en transportovereenkomst nadere afspraken vast over onder meer 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 ontwikkelkader legt die keuze hierbij vast.

Om het standaardisatieconcept optimaal uit te nutten, zal er ook gebruik gemaakt worden van een elektrisch beveiligingssysteem voor de aansluitverbindingen waarvan de algemene functionele specificatie is gestandaardiseerd door TenneT. De eigendom, bedrijfsvoering en onderhoud van deze beveiliging zal bij TenneT komen te liggen. Als eigenaar van deze standaardinstallatie zal TenneT de kosten dragen van het eigendom, de bedrijfsvoering en het onderhoud. Eventuele door de vergunninghouders gewenste afwijkingen en aanvullingen op de standaardinstallatie van de windparken zullen niet voor rekening van TenneT zijn.

3.9 Meten van de elektriciteitsopbrengst en andere shared services

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. Artikel 16, eerste lid, onderdeel i van de Elektriciteitswet 1998 legt de verantwoordelijkheid voor het meten neer bij de betreffende netbeheerder. Op grond van artikel 16a, eerste lid van dezelfde wet

⁴¹ De Europese code voor generatoren (Requirement for Generators) vereist dat hedendaagse windturbines blindstroomcompensatie rond nullast moeten kunnen leveren.

mag een ander dan de netbeheerder de meettaak uitvoeren. Dat is op dit moment nader geregeld in de Meetcode. 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 TenneT⁴², 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 ontwikkelkader, 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. Er van uitgaande dat iedere aangeslotene zijn eigen meetverantwoordelijkheid behoudt, organiseert TenneT 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

De metingen van alle aansluitverbindingen van één windpark worden bij elkaar worden opgeteld, ze worden immers -overeenkomstig artikel 1, vijfde lid, van de Elektriciteitswet 1998 verondersteld te beschikken over één aansluiting. Dit geeft tevens maximale flexibiliteit bij bijvoorbeeld blindstroomcompensatie door de windturbines.

Naast de windparkexploitanten en TenneT willen ook andere partijen zoals de kustwacht, diverse havenbedrijven, en het KNMI gebruik van maken van de mogelijkheid om de TenneT platforms te benutten voor bijvoorbeeld het doen van metingen. TenneT stelt hiertoe ruimte op zijn platforms beschikbaar voor de benodigde apparatuur, voor zover dit redelijkerwijs mogelijk is binnen het bestaande ontwerp. De bedoeling is dat Rijkswaterstaat deze shared services gaat aanschaffen, beheren en onderhouden. Dit draagt bij aan het realiseren van de laagste maatschappelijke kosten. Rijkswaterstaat stelt hiertoe een bedrijfsplan op. Kosten zullen bij betreffende partijen in rekening worden gebracht, waarschijnlijk via Rijkswaterstaat.

⁴² 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 Tijdsfad

4.1 Tijdstip van ingebruikname van de windparken

De eerste tender voor *Borssele* kavels I en II wordt 6 april 2016 geopend en sluit op 12 mei 2016. De tweede tender voor het gebied *Borssele* betreft de kavels III en IV, en opent naar verwachting zomer 2016, nadat de subsidie voor de kavels I en II is verleend. Voor innovatiekavel V wordt via een nog nader te bepalen aparte tenderprocedure een aparte subsidie verleend⁴³. De tender voor het gebied *Hollandse Kust (zuid)* kavels I en II zal naar verwachting in najaar van 2017 openen en sluiten. 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 2015 bepaalt dat een windpark uiterlijk 5 jaar⁴⁴ 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 onherroepelijk kavelbesluit al beschikbaar is.

4.2 Opleveringsdatum van het net op zee

Om de windenergie op zee ten volle te kunnen benutten is het van belang dat het net 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 opleveringsdatum van het deel van het net op zee voor verbinding van de windparken in kavels I en II van het windenergiegebied *Borssele*.

Tabel 2 Opleveringsdatum van het net op zee, deel *Borssele*, kavels I en II

Kavel	Oplevering delen net op zee
<i>Borssele I en II</i>	31 augustus 2019

⁴³ Kamerstukken II, 2014/15, 33 561, nr. 19.

⁴⁴ Het uitgangspunt is dat de windparken binnen vier jaar na het verkrijgen van een subsidiebeschikking operationeel zijn. Daarom is in artikel 14 van de Wet windenergie op zee opgenomen dat een vergunning slechts wordt verleend indien op grond van de aanvraag voldoende aannemelijk is dat de bouw en exploitatie van het windpark gestart kan worden binnen vier jaar na de datum waarop de vergunning onherroepelijk is geworden. Dit gaat om een beoordeling vooraf van de haalbaarheid van die termijn. Om in de daadwerkelijk realisatie enige ruimte te bieden voor onvoorziene omstandigheden is ervoor gekozen in de aan de subsidie verbonden voorschriften een termijn van een jaar langer te hanteren. Na 5 jaar start de subsidietermijn van 15 jaar.

De opleveringsdatum is de dag waarop het relevante deel⁴⁵ van het net op zee bedrijfswaardig is voor het elektrisch in bedrijf nemen van de aansluiting van de betreffende windparken. Dit betekent dat de elektrische installatie op het platform van TenneT is gebouwd in overeenstemming met de vereiste functionaliteiten, zoals uiteengezet in dit ontwikkelkader, en gereed is voor elektrische koppeling van de windparken, waarna de test- en ingebruiknameperiode van de windparken op de genoemde kavels aanvangt. Tevens dient het tweezijdige gegevensverkeer (datatransmissie) ten behoeve van SCADA- en meetsystemen te kunnen plaatsvinden tussen de ruimten die TenneT beschikbaar stelt aan de windparkeigenaar op de onderstations op land en op het platform en dienen deze ruimten geschikt te zijn voor het beoogde doel.

De verklaring van oplevering van het relevante deel van het net op zee wordt uitsluitend gebaseerd op basis van het gereed zijn van het betreffende onderdeel van het net op zee, met inbegrip van de 66 kilovoltinstallatie. Op deze manier is er een duidelijk moment van oplevering, en wordt voorkomen dat gewacht moet worden op het eerste moment waarop daadwerkelijk de gegarandeerde 350 MW kan worden getransporteerd. Doordat de windparken veelal gefaseerd in bedrijf worden genomen, zou dit immers maanden kunnen duren. De verklaring van oplevering kan worden afgegeven door een onafhankelijke deskundige.

Indien TenneT het betreffende deel van het net op zee later oplevert dan de genoemde datum kan een recht op schadevergoeding ontstaan voor vergunninghouders van de windparken op grond van de schadevergoedingsregeling, overeenkomstig artikel 16f van de Elektriciteitswet 1998. Op het moment van oplevering vervalt het recht op schade als gevolg van te late oplevering. Na dit moment is er alleen nog recht op vergoeding van schade als gevolg van niet-beschikbaarheid van het net op zee, overeenkomstig bovengenoemd artikel 16f. Het is belangrijk om dit moment eenduidig te markeren en zodoende de discussie over de vraag welk soort schade geclaimd moet worden (schade als gevolg van vertraging of als gevolg van niet-beschikbaarheid) te voorkomen.

Om te voorkomen dat (delen van) het net op zee onverhoopt onbenut blijven, zal TenneT het sluiten van leverancierscontracten per onderdeel van het net op zee afhankelijk stellen van een geslaagde subsidietender⁴⁶ en het afgeven van subsidiebeschikkingen voor de kavels waarvoor het betreffende onderdeel van net op zee de verbinding met het landelijke hoogspanningsnet op land bewerkstelligt.

Zoals hoofdstuk 1 beschrijft wordt dit ontwikkelkader 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 delen van het net op zee worden

⁴⁵ Met het relevante deel van het net op zee wordt bedoeld het samenstel van de onderdelen die nodig zijn voor het volwaardig kunnen functioneren van het betreffende windpark. Bijvoorbeeld voor kavels I en II van windenergiegebied *Borssele* betekent dit dat het platform "Borssele Alpha", waarop de windparken in deze kavels worden aangesloten gereed is, maar dat het platform "Borssele Beta" nog niet gereed hoeft te zijn.

⁴⁶ Dit betekent in de praktijk dat de tender is gesloten, dat het besluit tot aanwijzen van een winnaar is genomen en de eerste bankgarantie is gesteld.

vastgelegd. Onderstaande tabel 3 geeft voor nu de indicatieve opleveringsdata voor die delen. Aan tabel 3 kunnen geen rechten worden ontleend.

Tabel 3 **Indicatieve opleveringsdata van het net op zee, delen Borssele (kavels III, IV en V), Hollandse Kust(zuid) en Hollandse Kust (noord)**

Kavel	Indicatieve oplevering⁴⁷ onderdelen net op zee
<i>Borssele kavels III, IV en het innovatiekavel (V)</i>	Derde kwartaal 2020
<i>Hollandse Kust (zuid) (kavels I en II)</i>	Eerste kwartaal 2021
<i>Hollandse Kust (zuid) (kavels III en IV)</i>	Eerste kwartaal 2022
<i>Hollandse Kust (noord) (kavels I en II)</i>	Eerste kwartaal 2023

⁴⁷ De exacte opleveringsdata worden bekend gemaakt voor het openen van de subsidietenders voor de betreffende kavels.

5 Levensduur en afschrijving van het net op zee

5.1 ACM bepaalt afschrijvingstermijn net op zee

ACM reguleert de inkomsten van TenneT en bepaalt ook de afschrijvingstermijn die TenneT mag hanteren om de kosten van het net op zee door te berekenen⁴⁸. Bij het bepalen van deze afschrijvingstermijn is een aantal zaken van invloed:

1. De technische levensduur van het net 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 kabels en de onderstations op land. De (verwachte) levensduur van de windparken is daarbij bepalend voor de *minimale* technische levensduur van het net op zee, aangezien het net 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 net op de langere termijn. Deze bepalen de benodigde *maximale* technische levensduur. Tegelijk zijn ze lastig te voorspellen.
3. De bijzondere situatie bij het net op zee, in vergelijking met dat op land. Het net 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 net 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 ontwikkelkader gaat voor het Nederlandse net op zee in op de vereiste technische levensduur en op de toekomstverwachtingen over het net op zee en geeft daarvoor de technische randvoorwaarden mee. Daarmee geeft het ontwikkelkader wel richting aan de economische randvoorwaarden van het net op zee en daarmee ook aan ACM voor het bepalen van de afschrijvingstermijn.

5.2 Minimale technische levensduur net op zee

Aangezien het net 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 net op zee. Daarbij wordt voor de windparken uitgegaan van de economische levensduur⁴⁹, die voortkomt uit de business case van het windpark. Deze economische levensduur zal doorgaans zijn aan de lengte

⁴⁸ 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.

⁴⁹ 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.

van de exploitatiefase van het windpark en is dus een maat voor de minimaal benodigde technische levensduur van het net.

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 tenderbedragen⁵⁰. 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.

De tendens lijkt naar een langere economische levensduur dan 20 jaar voor windparken op zee. Zo bedraagt de gecertificeerde levensduur van de nieuwste generatie windturbines in sommige gevallen 25 jaar⁵¹ en zijn er voorbeelden van windparken op zee die na 20 jaar nog steeds in gebruik zijn⁵². De kavelbesluiten op grond van de Wet windenergie op zee worden genomen laten veiligheidshalve ruimte voor een ruimere exploitatietermijn van maximaal 27 jaar⁵³. Het is daarom plausibel uit te gaan van een economische levensduur van een windpark op zee van circa 25 jaar.

Bovenstaande betekent dat de technische levensduur van het net zich in eerste instantie moet richten op een gebruik van in minimaal 25 jaar, en mogelijk 27 jaar.

5.3 Extra levensduur voor stapsteen-functie en vervanging van windparken

Het is denkbaar dat een wezenlijk langere technische levensduur van het net op zee dan 25 tot 27 jaar wenselijk is. Daarmee kan de duurzame elektriciteit die in de toekomst op zee geproduceerd wordt gebruik maken van het bestaande net op zee, en hoeft er dus niet in een nieuw net 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 door een netbeheerder 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

⁵⁰ Kamerstukken II, 2014/15, 33 561, nr. 19

⁵¹ 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)

⁵² Het eerste Deense offshore windpark Vindeby is in 1991 in gebruik genomen en draait nog steeds.

⁵³ 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.

veelal al langer is dan 25 tot 27 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 net 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 net 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 net op zee door middel van een stapsteen-functie⁵⁴. Voor de eventuele stapsteen-functie van de platforms schrijft dit ontwikkelkader 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 net op zee dusdanig is dat deze functie kan worden gefaciliteerd. Concreet betekent dit dat de platformconstructie voldoende lang meegaat. De 220 kilovolt kabels kunnen eventueel relatief eenvoudig vervangen worden, hoewel de levensduur van dit soort kabels doorgaans al langer is dan 25 tot 27 jaar. Een eerste benadering voor de benodigde levensduur inclusief de stapsteen-functie is 30 tot 37 jaar. Dit is gebaseerd op de aanname dat ingebruikname van het windenergiegebied *IJmuiden Ver*, mocht inderdaad besloten worden tot uitgifte van kavels in dit gebied, ongeveer 5 tot 10 jaar na *Hollandse Kust (noord)* plaatsvindt en de stapsteen-functie dan inderdaad benodigd is.

2. Vervanging van windparken. Dit ontwikkelkader gaat er van uit dat de windparken na het verstrijken van hun economische levensduur worden gedemonteerd en opgeruimd, zoals ook is voorgeschreven in paragraaf 6A van het Waterbesluit. 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 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 lastig te voorspellen.

⁵⁴ Zoals paragraaf 3.3. beschrijft is de stapsteen-functie alleen in windenergiegebied *Hollandse Kust Noord* mogelijk gewenst.

Een bijkomende onzekerheid betreft de vraag of de grenzen van het elektrische ontwerp van het huidige net 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 ronde⁵⁵, 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 net op zee geheel te vernieuwen.

In het licht van bovenstaande vereist dit ontwikkelkader van TenneT om het net op zee zodanig te ontwerpen en de nodige investeringen te doen voor een levensduur van ten minste de eerste ronde van circa 25 tot 27 jaar, en (onderdelen van) het net op zee te bouwen voor een langere technische levensduur, tenzij dit onmogelijk is tegen aanvaardbare⁵⁶ of geen extra kosten. Dit om te kunnen voorzien in een eventuele stapsteen-functie naar *IJmuiden Ver*, wat vraagt om een verlenging van de levensduur tot circa 37 jaar.

Een levensduur van 50 jaar of langer overstijgt de gecertificeerde technische levensduur van de verschillende componenten, die veelal tussen 30 en 40 jaar ligt. Om die reden is het niet mogelijk om op dit moment tegen aanvaardbare investeringskosten een levensduur van het net op zee te vereisen die veel verder gaat dan 40 jaar.

⁵⁵ De dichtheid van windvermogen van de kavels in de routekaart windenergie op zee bedraagt circa 6 MW/km².

⁵⁶ ACM beoordeelt of de extra investeringen efficiënt zijn en bepaalt en welke mate de kosten hiervan door TenneT mogen worden doorberekend.