



# *Ontwikkeldkader windenergie op zee*

*vastgesteld in de Ministerraad van 8 november 2019*

## Colofon

Ontwikkelkader windenergie op zee

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat  
Directoraat-generaal Klimaat en Energie  
Postbus 20401  
2500 EK Den Haag

Definitief

Eerste versie vastgesteld in de Ministerraad van 1 juli 2016

Actualisatie 15 juni 2017:

- Definitieve opleverdatum vastgelegd van het deel van het net op zee voor verbinding van de windparken in kavels I en II van het windenergiegebied *Hollandse Kust (zuid)*. Zie paragraaf 4.2;
- De aanwijzing door het kabinet op 8 december 2016 van de stroken tussen 10 en 12 nautische mijl bij de windenergiegebieden *Hollandse Kust (zuid en noord)* is verwerkt in figuren 1 en 4 en paragraaf 2.2.

Actualisatie september 2018:

- Definitieve opleverdatum vastgelegd van het deel van het net op zee voor verbinding van de windparken in kavels III en IV van het windenergiegebied *Hollandse Kust (zuid)*. Zie paragraaf 4.2;
- Paragrafen 1.4, 3.3 en 4.1 geactualiseerd voor inmiddels gerealiseerde tenders en de gepubliceerde routekaart windenergie op zee 2030.
- De begrippen 'nominaal vermogen' en 'opgesteld vermogen' in de tekst (vooral in paragrafen 3.6 en 3.7) vanwege gebleken verwarring vervangen door 'geïnstalleerd vermogen', overeenkomstig de bepalingen en definitie in de kavelbesluiten III en IV *Hollandse Kust (zuid)*.
- Tekst aangepast aan de mogelijkheid van tenders zonder subsidie.
- Verloren gegane links naar documenten op internet hersteld.
- Naamgeving Minister / Ministerie van Economische Zaken en Klimaat doorgevoerd.

Actualisatie najaar 2019, vastgesteld in de Ministerraad van 8 november 2019:

- Definitieve opleverdatum vastgelegd van het deel van het net op zee voor verbinding van het windpark in kavel V van het windenergiegebied *Hollandse Kust (noord)*. Zie paragraaf 4.2;
- Aanpassing voor de routekaart windenergie op zee 2030:
  - Verwijzen naar de opgave van 49 TWh windenergie op zee in 2030 in het regeer- en klimaatakkoord;
  - Toevoegen van de windenergiegebieden *Hollandse Kust (west)*, *Ten noorden van de Waddeneilanden* en *IJmuiden Ver*;
  - Toevoegen van gelijkstroomconcept voor *IJmuiden Ver*;
  - Toevoegen van gegarandeerde transportcapaciteit van 2 GW voor gelijkstroomconcept voor *IJmuiden Ver*;
- Verwijderen van bepalingen over stapsteenfunctie en toevoegen van 'WindConnector' (paragraaf 3.3);
- Aanpassen bepalingen aan meetcode (paragraaf 3.10);
- Toevoegen bepalingen over natuur-inclusieve aanleg (paragraaf 3.11);
- Verhelderen bepalingen oplevering(sdatum) (hoofdstuk 4);
- Actualiseren en verhelderen bepalingen over levensduur (hoofdstuk 5).

## Inhoud

<b>1</b>	<b>Waarom een ontwikkelkader windenergie op zee?—5</b>
1.1	Aanleiding voor het ontwikkelkader—5
1.2	Doel van het ontwikkelkader—5
1.3	Toetsing aan het ontwikkelkader—6
1.4	Reikwijdte en actualisatie van het ontwikkelkader—6
1.5	Inhoud van het ontwikkelkader—6
1.6	Totstandkoming van dit ontwikkelkader—7
<b>2</b>	<b>Volgorde van ontwikkeling van de windparken—9</b>
2.1	Geclusterde realisatie in aangewezen windenergiegebieden —9
2.2	Volgorde van ontwikkeling van windenergiegebieden—10
<b>3</b>	<b>Wijze van aansluiten van de windparken—11</b>
3.1	Voorgeschiedenis—11
3.2	Concept voor het net op zee—11
3.3	Locaties en wijze van aansluiten—12
3.4	Mogelijke 'WindConnector' naar het Verenigd Koninkrijk —14
3.5	Locaties van de platforms en bereikbaarheid—15
3.6	Beschikbaarheid en minimale gegarandeerde transportcapaciteit—17
3.7	Maximaal in te voeren vermogen van de windparken —17
3.8	Aansluitverbindingen van de windturbines met een spanningsniveau van 66 kilovolt—19
3.9	Elektrische eigenschappen en beveiliging—19
3.10	Metten van de elektriciteitsopbrengst—20
3.11	Shared services en natuur-inclusief ontwerp—20
<b>4</b>	<b>Tijdspad—23</b>
4.1	Tijdstip van ingebruikname van de windparken—23
4.2	Opleveringsdatum van het net op zee—23
<b>5</b>	<b>Levensduur en afschrijving van het net op zee—27</b>
5.1	De ACM bepaalt afschrijvingstermijn net op zee—27
5.2	Minimale technische levensduur net op zee—27
5.3	Mogelijk gewenste extra levensduur —28



# 1 Waarom een ontwikkelkader windenergie op zee?

## 1.1 Aanleiding voor het ontwikkelkader

Om in 2030 de in het regeerakkoord<sup>1</sup> en het Klimaatakkoord<sup>2</sup> afgesproken bijdrage van windenergie op zee aan de vermindering van de CO<sub>2</sub>-uitstoot te bereiken zullen windparken op zee in dat jaar gezamenlijk 49 terawattuur (TWh) aan elektriciteit moeten leveren. Daarvoor is het nodig om in 2030 een totaalvermogen van circa 11 gigawatt (GW, dit is gelijk aan 11.000 megawatt (MW)) in bedrijf te hebben. Hiervoor 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

- een routekaart windenergie op zee<sup>3</sup>;
- kavelbesluiten en vergunningen op grond van de Wet windenergie op zee,
- indien nodig: subsidie op grond van het Besluit stimulering duurzame energieproductie, en
- een ontwikkelkader voor de ontwikkeling van windenergie op zee, in het bijzonder dat van het net op zee. Artikel 16e van de Elektriciteitswet 1998 bepaalt dat de minister van Economische Zaken en Klimaat<sup>4</sup> dit ontwikkelkader vaststelt.

## 1.2 Doel van het ontwikkelkader

Het doel van het ontwikkelkader windenergie op zee is om -op hoofdlijnen- kaders te stellen aan de vormgeving, aanleg, beschikbaarheid en levensduur van het net op zee. Dit geeft -in aanvulling op de bovengenoemde routekaart, kavelbesluiten en vergunningen- vooraf duidelijkheid aan ontwikkelaars van windparken op zee over de planning van en randvoorwaarden aan de ontwikkeling van windenergie op zee in Nederland. Die duidelijkheid vooraf is van groot belang omdat, anders dan bij het hoogspanningsnet op land, het net op zee specifiek voor windparken op zee wordt aangelegd. Keuzes in het ontwerp van het net op zee hebben daardoor veelal direct invloed op het ontwerp en de rentabiliteit van de aangesloten windparken. Het is voor ontwikkelaars van windparken op zee van groot belang om deze keuzes te kennen voordat zij bieden op een kavel in een windenergiegebied.

Het ontwikkelkader 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 van windenergie op zee, dus de kosten van de windparken en het net op zee samen.

Het ontwikkelkader bakent tevens de taak voor de netbeheerder van het net op zee,

<sup>1</sup> Vertrouwen in de toekomst; Regeerakkoord 2017 – 2021; VVD, CDA, D66 en ChristenUnie, 10 oktober 2017.

<sup>2</sup> Klimaatakkoord, 28 juni 2019, Kamerstuk 32813, nr. H, blg-890294.

<sup>3</sup> De routekaart windenergie op zee is opgebouwd uit een deel t/m het jaar 2023 (op basis van het Energieakkoord uit 2013, zie Kamerstuk 33 561, nr. A/11) en uit een deel voor de jaren 2024 t/m 2030 (op basis van het regeerakkoord en (ontwerp)klimaatakkoord, zie Kamerstuk 33561, nr. 42 en Kamerstuk 33561, nr. 48).

<sup>4</sup> In dit document wordt steeds bedoeld: de minister / ministerie van Economische Zaken en Klimaat dan wel zijn rechtsvoorganger(s).

TenneT<sup>5</sup>, 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. TenneT sluit mede op basis van dit ontwikkelkader en voorafgaand aan de bouwfase van de windparken op zee een realisatieovereenkomst en een aansluit- en transportovereenkomst<sup>6</sup> af met de vergunninghouders 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 onverlet dat de Autoriteit Consument & Markt (verder: de 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 en met 2030 uit het regeerakkoord en Klimaatakkoord. De bepalingen in het ontwikkelkader gelden voor de windenergiegebieden uit de routekaart windenergie op zee, zie figuur 1. 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 de verschillende delen van het net op zee die behoren bij de verschillende (kavels in de) windenergiegebieden.

Indien de situatie erom vraagt actualiseert de minister van Economische Zaken en Klimaat 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.

### **1.5 Inhoud van het ontwikkelkader**

Delen van dit ontwikkelkader zijn al vastgelegd of worden nog uitgewerkt in nadere besluitvorming, zoals het nationaal waterplan<sup>7</sup>, de routekaart windenergie op zee en de kavelbesluiten. De volgende onderdelen zijn al vastgelegd:

- 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 realisatie en het behalen 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,

<sup>5</sup> Op 5 september 2016 heeft de minister van Economische Zaken en Klimaat TenneT aangewezen als netbeheerder van het net op zee

<sup>6</sup> De inhoud van deze overeenkomsten is bekend voor de openstelling van de betreffende tender.

<sup>7</sup> Nationaal waterplan 2016-2021, Kamerstuk 31 710, nr. 45.

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, zie 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 opleveringsdatums kan aanleiding zijn voor een vergoeding door TenneT aan de vergunninghouder van het windpark, overeenkomstig de bepalingen die zijn opgenomen in artikel 16f van de Elektriciteitswet 1998.
- Nader uitwerken van de technische randvoorwaarden en functionele eisen van het net op zee. Het ontwikkelkader legt de technische keuzes vast waaraan het net op zee moet voldoen. Deze randvoorwaarden en functionele eisen bepalen mede 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. 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.

## **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), de ACM en het ministerie van Financiën. Voorafgaand aan de eerste publicatie in 2016 heeft ook een internetconsultatie plaatsgevonden.

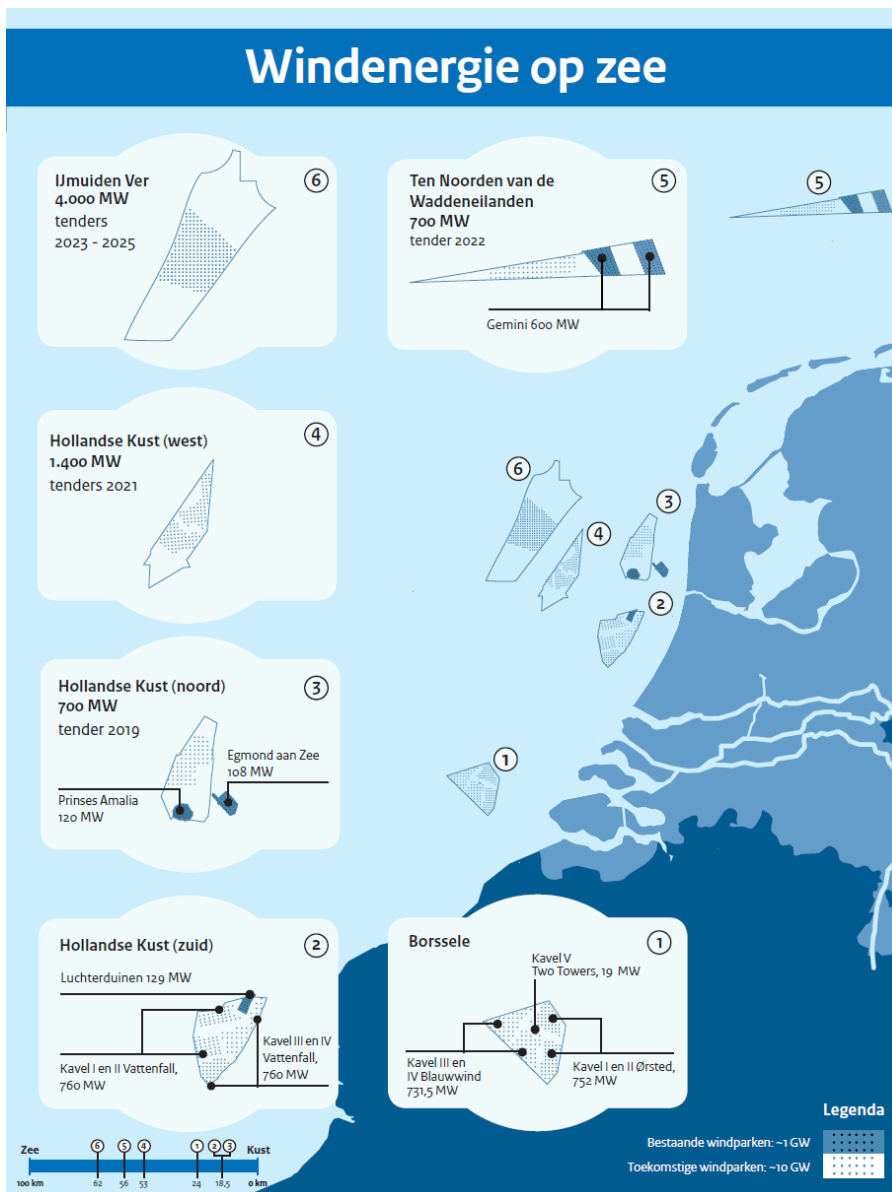




## 2 Volgorde van ontwikkeling van de windparken

### 2.1 Geclusterde realisatie in aangewezen windenergiegebieden

Tijdens de evaluatie van de vorige uitgifteronde van windenergie op zee is de conclusie getrokken dat het kostenvoordelen biedt wanneer de realisatie van windenergie op zee geclusterd en onder regie van de rijksoverheid zal plaatsvinden<sup>8</sup>. Dit is onderkend bij het maken van afspraken in het Energieakkoord<sup>9</sup>, die worden gecontinueerd in het Klimaatakkoord. Concreet betekent dit dat de realisatie plaatsvindt in clusters per windenergiegebied dat is aangewezen in het nationaal waterplan. In elk windenergiegebied zullen vervolgens kavels worden vastgesteld. De vergunningen (en eventueel subsidie) worden uitgegeven via een tenderprocedure op grond van de Wet windenergie op zee.



**Figuur 1 Windenergiegebieden waarop dit ontwikkelkader betrekking heeft.**

<sup>8</sup> Eindrapport Taskforce Windenergie op Zee, mei 2010.  
[www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/brochures/2010/05/18/windenergie-op-zee/publicatie-windenergie-op-zee.pdf](http://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/brochures/2010/05/18/windenergie-op-zee/publicatie-windenergie-op-zee.pdf)

<sup>9</sup> Energieakkoord voor duurzame groei, 6 september 2013 (Kamerstuk 30 196, nr. 202, blg-248998)

Op basis van berekeningen door ECN<sup>10</sup> is vastgesteld in welke windenergiegebieden windparken tegen de laagste kosten kunnen worden gerealiseerd. Dat zijn de windenergiegebieden die het dichtst bij de kust liggen, zie figuur 1. Vooral de relatief korte verbindingen vanuit de windparken naar het landelijk hoogspanningsnet, en het voordeel dat deze kunnen worden uitgevoerd met de relatief goedkope wisselstroomtechniek maken dat 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 realisatie van windenergie op zee met de ontwikkeling van de gebieden *Borssele* (circa 1,4 GW), *Hollandse Kust (zuid)* (circa 1,4 GW) en *Hollandse Kust (noord)* (circa 700 MW).

## 2.2 Volgorde van ontwikkeling van windenergiegebieden

De volgorde van de ontwikkeling van de windenergiegebieden van de routekaart windenergie op zee staat samengevat in onderstaand schema:

**Tabel 1** Volgorde van ontwikkeling windenergie op zee

Omvang (GW)	Windenergiegebied, kavel(s)	Tender kavels	Verwachte ingebruikname windpark
0,7	<i>Borssele</i> , kavels I en II	Gerealiseerd in 2016	2020
0,7	<i>Borssele</i> , kavels III, IV en V	Gerealiseerd in 2016	2020
0,7	<i>Hollandse Kust (zuid)</i> , kavels I en II	Gerealiseerd in 2017	2022
0,7	<i>Hollandse Kust (zuid)</i> , kavels III en IV	Eerste kwartaal 2019	2022
0,7	<i>Hollandse Kust (noord)</i> , kavel V	Vierde kwartaal 2019	2023
0,7	<i>Hollandse Kust (west)</i> , kavel VI	Tweede kwartaal 2021	2024 t/m 2025
0,7	<i>Hollandse Kust (west)</i> , kavel VII		2024 t/m 2025
0,7	<i>Ten noorden van de Waddeneilanden</i> , kavel I	Vierde kwartaal 2022	2026
1,0	<i>IJmuiden Ver</i> , kavel I	Vierde kwartaal 2023	2027 t/m 2028
1,0	<i>IJmuiden Ver</i> , kavel II		2027 t/m 2028
1,0	<i>IJmuiden Ver</i> , kavel III	Vierde kwartaal 2025	2029 t/m 2030
1,0	<i>IJmuiden Ver</i> , kavel IV		2029 t/m 2030

<sup>10</sup> Kamerstuk 33 561, nr. 12.

## 3 Wijze van aansluiten van de windparken

### 3.1 Voorgeschiedenis

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 en Klimaat in zijn brief van 18 juni 2014<sup>11</sup> aangeeft blijkt uit een studie van RoyalHaskoningDHV in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat 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 met zijn Duitse offshore-activiteiten.

In de genoemde brief neemt het kabinet het richtinggevend besluit om 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 krijgt 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 brengt TenneT in kaart 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 zee<sup>12</sup>. Dat geeft het beeld dat er substantiële besparingen mogelijk zijn door TenneT verantwoordelijk te maken voor alle infrastructuur op zee. DNV GL heeft dan in opdracht van TenneT het technische concept en de kostenonderbouwing gevalideerd<sup>13</sup>. Deze rapportage wordt in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat getoetst door ECN<sup>14</sup>. 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 en Klimaat aan de Tweede Kamer<sup>15</sup> over de kosten van het net op zee bevestigen dit.

In september 2016 wijst de minister van Economische Zaken en Klimaat TenneT aan als netbeheerder van het net op zee.

### 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 zoveel mogelijk gestandaardiseerd concept van TenneT voor het net op zee<sup>15</sup>. Dit concept maakt gebruik van platforms, waarop in het geval van wisselstroomplatform per platform circa 700 MW windenergiecapaciteit kan worden aangesloten. Bij de toepassing van gelijkstroomplatforms bedraagt het aangesloten vermogen circa 2 GW. Op het platform worden de windturbines van de windparken aangesloten, zie figuur 2.

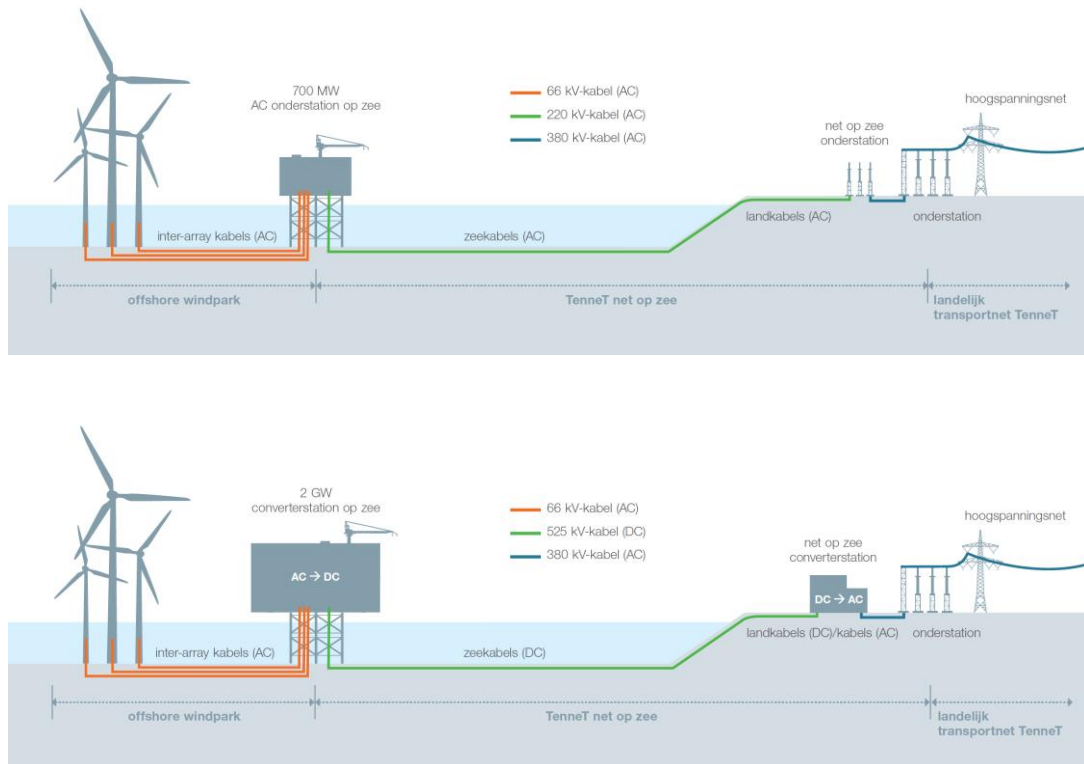
<sup>11</sup> Kamerstuk 31 510, nr. 49.

<sup>12</sup> Visie Netontwerp en uitrolstrategie, Toekomstbestendige netoptimalisatie, TenneT, 21 juli 2014.

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

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

<sup>15</sup> Kamerstuk 33 561, nrs. 15, 19, 21 en 25.



**Figuur 2 Schematische weergave van het net op zee, wisselstroom (boven) en gelijkstroom (onder)**

Het net op zee bestaat uit afzonderlijke delen die de windenergiegebieden 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 meerdere 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.

Het net op zee omvat de platforms, de zeekabels, de landkabels en een deel van (de uitbreiding van) een station op land. De zogenoemde inter-array kabels, die de windturbines verbinden met het platform van TenneT, behoren niet tot het net op zee, maar tot het windpark.

### 3.3 Locaties en wijze van aansluiten

De kabels vanuit de windenergiegebieden worden op verschillende locaties aangesloten op het hoogspanningsnet op land. De onderstaande tabel 2 geeft hiervan een overzicht. De -nog nader te onderzoeken- aansluitlocaties en kabeltracés voor de windenergiegebieden *Hollandse Kust (west)*, kavel VII, *Ten noorden van de*

*Waddeneilanden, en IJmuiden Ver* zijn geselecteerd na een breed verkenningsproces (Verkenning Aanlanding Netten Op Zee, VANOZ<sup>16</sup>) met vroegtijdige participatie door overheden, bedrijven en maatschappelijke organisaties. De selectie vond plaats op basis van de onderzochte effecten op techniek, kosten, milieu, omgeving en toekomstvastheid. Dit heeft geleid tot een geografisch gespreide aansluiting, waarbij bij voorkeur dicht bij de industriële clusters aan de kust wordt aangesloten en de noodzaak tot investeringen in het hoogspanningsnet op land zoveel mogelijk wordt vermeden. In het VANOZ-traject is ook gekozen voor conventionele elektrische aansluitverbindingen. Niet-elektrische alternatieven, bijvoorbeeld waarbij de geproduceerde elektriciteit op zee wordt omgezet naar waterstof en vervolgens via een pijpleiding naar het vasteland wordt getransporteerd, bleken binnen de tijdshorizon van de routekaart (2030) geen reëel alternatief. Dit soort concepten bevinden zich nog in een te vroege ontwikkelfase waardoor de schaalgrootte nog onvoldoende is en het kostenniveau onvoldoende concurrerend<sup>17</sup>.

**Tabel 2** Locaties van aansluiting op het hoogspanningsnet op land

Windenergiegebied, kavel(s)	Aansluitlocatie op land
<i>Borssele</i> , kavels I en II	Borssele
<i>Borssele</i> , kavels III, IV en V	Borssele
<i>Hollandse Kust (zuid)</i> , kavels I en II	Maasvlakte
<i>Hollandse Kust (zuid)</i> , kavels III en IV	Maasvlakte
<i>Hollandse Kust (noord)</i> , kavel V	Beverwijk
<i>Hollandse Kust (west)</i> , kavel VI	Beverwijk
<i>Hollandse Kust (west)</i> , kavel VII	Beverwijk, tracé nog vast te stellen
<i>Ten noorden van de Waddeneilanden</i> , kavel I	Nog vast te stellen: Eemshaven, Burgum of Vierverlaten
<i>IJmuiden Ver</i> , kavels I en II	Nog vast te stellen: Borssele, Riland of Geertruidenberg
<i>IJmuiden Ver</i> , kavel III en IV	Nog vast te stellen: Maasvlakte of Simonshaven

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 (RCR). Voor de netaansluitingen (platforms, kabels en de transformator- en/of converterstations op land) zullen daartoe afzonderlijke milieueffectrapportages worden opgesteld. De aansluitlocaties en kabeltracés worden in een voorkeursalternatief door de minister van Economische Zaken en Klimaat vastgesteld op basis van een integrale effectenanalyse waarin naast milieu ook de effecten van de alternatieven voor kosten, techniek, omgeving en toekomstvastheid worden beschreven. Bij de keuze voor een voorkeursalternatief betreft de minister ook de reacties van betrokkenen<sup>18</sup> op fase 1 van de milieueffectrapportages en die op de integrale effectenanalyse. Tevens worden de onafhankelijke Commissie voor de milieueffectrapportage alsook de regionale overheden (provincie, gemeenten en waterschappen) om advies gevraagd.

Voor de wijze van aanleg van de landtracés van het net op zee bepaalt dit ontwikkelkader dat dit plaatsvindt volgens de methode verkabelen<sup>19</sup>, mits dit technisch

<sup>16</sup> Zie Kamerstuk 33561, nr. 48, blg-879079 en <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/hoogspanning/verkenning-aanlanding-netten-op-zee-2030>.

<sup>17</sup> Zie ook Kamerstuk 33561, nr.48.

<sup>18</sup> Een ieder kan door middel van een internetconsultatie op de integrale effectenanalyse reageren.

<sup>19</sup> Onder verkabelen wordt verstaan het onder de grond aanleggen van een hoogspanningskabel.

mogelijk is. In het geval van de landtracés van het net op zee zijn eventuele meerkosten voor ondergrondse aanleg gerechtvaardigd op basis van de volgende overwegingen:

- Maatschappelijk draagvlak. De mogelijke onderstations op land liggen deels 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, het regeerakkoord en het Klimaatakkoord 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 ruimtebeslag 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.
- Grotendeels relatief korte tracés. De mogelijke onderstations liggen veelal 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 die met meer dan één platform 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 aansluitlocaties op land en de relatief beperkte omvang van het op te stellen vermogen zal het net op zee voor de windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust* worden geconfigureerd op wisselstroom. Ditzelfde geldt voor het windenergiegebied *Ten noorden van de Waddeneilanden*, hoewel de afstand van dit gebied tot een aansluitstation op land op de grens ligt van wat met wisselstroom mogelijk is. Het windenergiegebied *IJmuiden Ver* zal vanwege de relatief grote afstand tot de aansluitlocaties op land en het grote aan te sluiten vermogen (circa 4 GW) worden aangesloten middels gelijkstroom (HVDC).

### **3.4 Mogelijke 'WindConnector' naar het Verenigd Koninkrijk**

Al enige tijd denken deskundigen en beleidsmakers na over het (op termijn) onderling verbinden van aansluitingen voor windparken op de Noordzee, al of niet in combinatie met interconnectoren, om op die wijze een zogenaamd 'Noordzee-net' te vormen<sup>20</sup>. Een dergelijk internationaal netwerk op zee kan additionele kostenbesparingen met zich meebrengen, maar vereist een verregaande afstemming tussen landen en partijen. Op dit moment wordt over de ontwikkeling van een dergelijk netwerk op de Noordzee gesproken in het kader van de in 2016 ondertekende politieke verklaring voor samenwerking tussen Noordzeelanden<sup>21</sup>.

Een van de in dat kader geïdentificeerde meest kansrijke mogelijkheden is om het net op zee voor het windenergiegebied *IJmuiden Ver* te combineren met een interconnector

<sup>20</sup> Zie bijvoorbeeld het North Seas Countries' Offshore Grid Initiative, <https://www.entsoe.eu/about/system-development/#the-north-seas-countries-offshore-grid-initiative-nscogi>

<sup>21</sup> <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/convenanten/2016/06/06/political-declaration-on-energy-cooperation-between-the-north-seas-countries>

naar het Verenigd Koninkrijk, zoals het kabinet in de routekaart windenergie op zee 2030 ook aangeeft. Een dergelijke combinatie, door TenneT aangeduid als 'WindConnector', leidt tot een hogere benuttingsgraad van de netverbinding en tegelijkertijd tot een kostenbesparing voor de interconnector omdat deze grotendeels kan 'meeliften' op het net op zee voor *IJmuiden Ver*. Uitbreiding van de interconnectie-capaciteit (met het Verenigd Koninkrijk) draagt bij aan verdere marktintegratie en leidt daarmee tot maatschappelijke voordelen zoals een stabielere elektriciteitsprijsontwikkeling, de integratie van duurzaam opgewekte elektriciteit, systeemflexibiliteit en leveringszekerheid, zoals blijkt uit de Europese netontwikkelingsplannen opgesteld door ENTSO-E<sup>22</sup>.

De mogelijkheid tot een 'WindConnector' vraagt om anticiperende investeringen in het net op zee voor *IJmuiden Ver*. Op de platforms zal een extra ruimte gereserveerd moeten worden om (eventueel later) een interconnector aan te kunnen sluiten. Deze mogelijkheid zal gedurende 2019 door TenneT en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat samen met relevante Britse partijen nader worden onderzocht. Besluitvorming over de benodigde anticiperende investeringen voor een 'WindConnector' zal vervolgens in dit ontwikkelkader worden vastgelegd.

Op dit moment ontbreekt een duidelijk reguleringskader dat het mogelijk maakt om de aansluitingen van windparken te combineren met een interconnector. Op basis van het huidige (Europese) reguleringskader (Clean Energy Package) voor *reguliere* interconnectoren dient (minimaal 70% van) de maximaal beschikbare interconnectie-capaciteit non-discriminatoire aan de markt beschikbaar gesteld en toegewezen te worden, en is *priority dispatch* voor duurzaam opgewekte elektriciteit afgeschaft. Strikte toepassing van deze reguliere interconnector-regels biedt geen ruimte voor voorrang voor aangesloten windparken ten opzichte van andere capaciteitsgebruikers van een interconnector wanneer er congestie optreedt. Dit vergt dus aanpassingen of vrijstellingen van (delen van) het reguleringskader, hetgeen in de besluitvorming zal worden betrokken.

### **3.5 Locaties van de platforms en bereikbaarheid**

Dit ontwikkelkader schrijft voor dat de locaties van de platforms zodanig worden gekozen dat deze optimaal bijdragen aan het verminderen van de totale kosten 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 initiële zoekgebieden voor de platformlocaties worden bepaald bij de verkaveling van de windenergiegebieden die plaatsvindt ten behoeve van de kavelbesluiten. De definitieve locaties worden vastgelegd in de Waterwet-vergunning die voor elke netaansluiting wordt opgesteld.

Afhankelijk van de definitieve indeling van de kavels voor de windenergiegebieden *Hollandse Kust* en *IJmuiden Ver* 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 voorkeurskabelcorridors conform de Beleidsnota Noordzee 2016-2021<sup>23</sup> te volgen.

Dit ontwikkelkader bepaalt verder dat de standaardwijze om de platforms van het net op zee te bereiken per schip<sup>24</sup> is. Dit geldt in ieder geval voor de wisselstroomplatforms. De platforms dienen hiertoe een faciliteit te hebben die een veilige aanlanding van schepen en de overdracht van personen en materiaal mogelijk

<sup>22</sup> Zie <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/260>.

<sup>23</sup> Onderdeel van Nationaal waterplan 2016-2021, Kamerstuk 31 710, nr. 45.

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

maakt en die de bereikbaarheid per schip onder verschillende weerscondities van het platform vergroot.

Op grond van een studie in opdracht van TenneT<sup>25</sup>, die is geconsulteerd bij de windsector, bepaalt dit ontwikkelkader dat de wisselstroomplatforms niet worden uitgerust met een helikopterdek. De volgende argumenten liggen daaraan ten grondslag<sup>26</sup>:

- 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 totale kosten) 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 zeevang) 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 voorziening<sup>27</sup>, waarmee in het geval van hoge urgentie of calamiteit personen van en naar de platforms getransporteerd kunnen worden.

Voor de geplande gelijkstroomplatforms in het windenergiegebied *IJmuiden Ver* zal in 2019 in consultatie met de windsector nader worden bepaald of een helikopterdek noodzakelijk is. Besluitvorming over de wijze van bereikbaarheid van deze platforms zal vervolgens in dit ontwikkelkader worden vastgelegd.

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.

<sup>25</sup> 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 [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Our\\_Grid/Offshore\\_Netherlands/Consultatie\\_proces\\_net\\_op\\_zee/Technical\\_Topics/27\\_130112\\_NLLD\\_R\\_A\\_public\\_version.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/27_130112_NLLD_R_A_public_version.pdf)

<sup>26</sup> Zie ook TenneT consultation position paper "T.4 Access to platform", [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Our\\_Grid/Offshore\\_Netherlands/Consultatie\\_proces\\_net\\_op\\_zee/Technical\\_Topics/26\\_ONL\\_15-184-T4\\_Access\\_to\\_platform\\_PP\\_v2.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/26_ONL_15-184-T4_Access_to_platform_PP_v2.pdf)

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



### **3.6 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 transportcapaciteit<sup>28</sup>. De wisselstroomplatforms dienen daartoe elk met twee 220 kilovolt kabels te worden verbonden met het 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 gelijkstroomplatforms in *IJmuiden Ver* zullen elk worden verbonden met het hoogspanningsnet op land via 525 kilovolt kabels.

De windenergiegebieden *Borssele, Hollandse Kust (zuid) en Hollandse Kust (west)* bevatten elk twee wisselstroomplatforms. Een verbinding tussen deze twee platforms levert extra beschikbaarheid op. Uit een kosten/batenanalyse in opdracht van TenneT<sup>29</sup> 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.

Voor de gelijkstroomplatforms in *IJmuiden Ver* zal in 2019 nader worden onderzocht of een onderlinge verbinding tussen deze platforms verantwoord is.

De minimale gegarandeerde transportcapaciteit van het net op zee bedraagt, tenzij (locatie)specifieke omstandigheden dit niet mogelijk maken, 700 MW per wisselstroomplatform. Voor de gelijkstroomplatforms in *IJmuiden Ver* is dit 2 GW 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 transportcapaciteit. Deze reductie vindt plaats over de aangesloten windparken naar rato van de in de betreffende kavelbesluiten aangegeven bandbreedtes voor het totaal geïnstalleerde vermogen<sup>30</sup> per kavel. Het vermogen dat uiteindelijk op een kavel is gerealiseerd is dus nietbepalend. Voor het reduceren van vermogen zal TenneT in zijn aansluit- en transportovereenkomst voorwaarden opnemen.

### **3.7 Maximaal in te voeren vermogen van de windparken**

Vanuit het oogpunt van kostenefficiëntie kan het voordelig zijn om meer vermogen te installeren dan het gegarandeerde transportvermogen. Immers de windparken zullen lang niet altijd op vol vermogen draaien, waardoor de transportcapaciteit van het net op zee meestal maar ten dele wordt benut. Door meer windvermogen te installeren

<sup>28</sup> 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.

<sup>29</sup> [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Our\\_Grid/Offshore\\_Netherlands/Consultatie\\_proces\\_net\\_op\\_zee/Technical\\_Topics/56\\_ONL\\_15-216-T12\\_Redundancy\\_availability\\_PP\\_v2.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/56_ONL_15-216-T12_Redundancy_availability_PP_v2.pdf)

<sup>30</sup> Geïnstalleerd vermogen: het vermogen van de productie-installatie dat onder normale condities benut kan worden voor de productie van hernieuwbare elektriciteit en dat door de leverancier gegarandeerd wordt bij continu gebruik, het tijdelijk te leveren vermogen van een booster is hierin niet inbegrepen.

("overplanting") kan er bij lage windsnelheden meer elektriciteit worden geproduceerd en kunnen de kosten per hoeveelheid elektriciteit (kWh) afnemen<sup>31</sup>. Dit komt de beoogde kostenreductie van windenergie op zee te goede.

Er is echter sprake van een optimum: op een gegeven moment zal het geïnstalleerde windvermogen de gegarandeerde transportcapaciteit van het net op zee zodanig overstijgen dat op momenten dat het hard waait 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 bij het windpark afhangen van de keuze van het type windturbine, de beschikbare ruimte voor windturbines en de toename van zog-effecten<sup>32</sup>, waardoor niet één optimaal vermogen van het windpark kan worden benoemd.

Op basis van consultatiebijeenkomsten van TenneT met de windsector heeft de minister van Economische Zaken en Klimaat in 2015 bepaald dat het maximale geïnstalleerde vermogen van de windparken per wisselstroomplatform 760 MW bedraagt<sup>33</sup>. Dit maximale geïnstalleerde vermogen wordt in de kavelbesluiten voor de afzonderlijke windparken vastgelegd. Met voortschrijdend inzicht in de ontwikkeling van de opbrengst van windparken en windturbines is op voorhand niet uit te sluiten dat in de toekomst een ruimere overplantingsmarge in de kavelbesluiten wordt toegestaan.

Aangezien TenneT de (beveiliging van de) componenten in het platformontwerp heeft gedimensioneerd op het oorspronkelijk door de minister bepaalde maximumvermogen van 760 MW, is het nodig om in dit ontwikkelkader vast te leggen dat het maximaal in te voeden vermogen van de windparken ter hoogte van het overdrachtspunt op het wisselstroomplatform 760 MW bedraagt.

Welk deel van het ingevoede vermogen boven de gegarandeerde transportcapaciteit TenneT naar het hoogspanningsnet op land kan transporteren wordt ook bepaald door de capaciteit van de kabels<sup>34</sup>. TenneT heeft de mogelijkheid onderzocht om tijdelijk extra transportcapaciteit te leveren door de kabels tijdelijk zwaarder te belasten op momenten dat het hard waait ("dynamic loading"). Die mogelijkheid is onder andere afhankelijk van de koeling van de kabels, die weer afhangt van de bodemcondities. Voor elk windpark zal dus de omvang en tijdsduur van deze tijdelijke extra transportcapaciteit verschillen. TenneT publiceert deze gegevens voorafgaand aan elke tender voor windparkkavels zodat windparkontwikkelaars een eigen inschatting van de verwachte beschikbaarheid van de tijdelijke extra transportcapaciteit kunnen maken.

De tijdelijke extra transportcapaciteit is geen gegarandeerde transportcapaciteit van het net op zee zoals in voorgaande paragraaf, er kunnen geen rechten aan ontleend worden. 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.

<sup>31</sup> Door overplanting toe te staan kan de totale benodigde subsidie (indien van toepassing) voor windenergie op zee toenemen, maar daar staat dus ook een grotere elektriciteitsproductie tegenover. Per kilowattuur nemen de kosten echter af.

<sup>32</sup> Hiermee wordt bedoeld op het onderling afvangen van wind door nabijgelegen windturbines.

<sup>33</sup> De minister van Economische Zaken en Klimaat heeft in zijn brief van 19 mei 2015 (Kamerstuk 33 561, nr. 19) aangegeven dat 380 MW het maximum toegestane vermogen is per kavel van 350 MW, ofwel 760 MW per wisselstroomplatform van 700 MW. Voor de gelijkstroomplatforms in *Ijmuiden Ver* liggen de mogelijkheden voor overplanting anders. Dit zal onderdeel zijn van consultatie met de windsector in 2019. Besluitvorming hierover zal vervolgens in de betreffende kavelbesluiten worden vastgelegd.

<sup>34</sup> TenneT garandeert een transportvermogen van 700 MW per platform, zie paragraaf 3.5.

### **3.8 Aansluitverbindingen van de windturbines met een spanningsniveau van 66 kilovolt**

De transportcapaciteit van de aansluitverbindingen (de 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 66 kilovolt het spanningsniveau dat bij nieuwe windparken wordt toegepast. Dit spanningsniveau levert (kosten)voordelen op ten opzichte van het tot voor kort toegepaste spanningsniveau van 33 kilovolt. Dit is in de eerste publicatie van dit ontwikkelkader uitgebreid beschreven. De minister van Economische Zaken en Klimaat heeft daarom per brief aan de Tweede Kamer<sup>35</sup> 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 circa 60 tot 70 MW per aansluitverbinding worden getransporteerd. Dit beperkt ook het benodigde aantal J-tubes om de aansluitverbindingen naar het platform te leiden. Uitgaande van een vermogen per windpark van 700 tot 760 MW (in het geval van wisselstroom) en een capaciteit van 60-70 MW per aansluitverbinding zijn er in theorie minimaal twaalf 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 een wisselstroomplatform zal worden voorzien van zestien J-tubes per windpark van 700 MW. Naast deze zestien J-tubes per windpark dient er een extra J-tube te zijn voor testmogelijkheden<sup>36</sup>, en een extra J-tube voor de kabel die de twee platforms in het windenergiegebied onderling verbindt<sup>37</sup>. 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 wisselstroomplatform bedraagt twee.

Het aantal J-tubes voor de gelijkstroomplatforms in IJmuiden Ver zal in 2019 nader worden bepaald in consultatie met de windsector. Besluitvorming over het aantal J-tubes op deze platforms zal vervolgens in dit ontwikkelkader worden vastgelegd.

### **3.9 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 wisselstroomplatforms 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 gebruik te maken van de mogelijkheden van de windturbines<sup>38</sup>. TenneT levert 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

<sup>35</sup> Kamerstuk 33 561, nr. 19.

<sup>36</sup> Hieronder wordt ook verstaan demonstratieactiviteiten in een innovatiekavel.

<sup>37</sup> Dit geldt voor de windenergiegebieden *Borssele, Hollandse Kust (zuid)*, en *Hollandse Kust (west)*.

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

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.

Voor de gelijkstroomplatforms in *IJmuiden Ver* zal in 2019 in consultatie met de windsector nader worden bepaald aan welke elektrische en technische eisen de aansluiting moeten voldoen en op welke wijze de elektrische beveiliging ervan wordt geregeld. Besluitvorming hierover zal vervolgens in dit ontwikkelkader worden vastgelegd.

### **3.10 Meten van de elektriciteitsopbrengst**

Voor het kunnen bepalen van de bijdrage van de windparken aan de doelstellingen voor hernieuwbare energie en voor de eventuele 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. Met het oog op o.a. veiligheid en logistiek bepaalt de Meetcode elektriciteit<sup>39</sup> dat de aangeslotenen op een offshore-platform met een aansluiting op het net op zee, met behulp van de beheerder van het desbetreffende offshore-platform (TenneT), gezamenlijk één meetverantwoordelijke aanwijzen voor alle aansluitingen op het desbetreffende offshore-platform.

De metingen van alle aansluitverbindingen van één windpark worden bij elkaar opgeteld om de hoeveelheid elektrische energie op het punt van invoeding op het openbare net te bepalen.

### **3.11 Shared services en natuur-inclusief ontwerp**

Naast de windparkexploitanten en TenneT willen ook andere partijen zoals de kustwacht, diverse havenbedrijven, en het KNMI gebruik maken van de mogelijkheid om de TenneT-

<sup>39</sup> Zoals gewijzigd bij besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 14 mei 2019, kenmerk ACM/UIT/510948 tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende meetverantwoordelijkheid op aansluitingen op het net op zee, Staatscourant nr. 26779, 15 mei 2019.

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. Rijkswaterstaat schaft deze shared services aan en beheert en onderhoudt deze. 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, via Rijkswaterstaat.

Om invulling te geven aan de afspraak in het Klimaatakkoord voor het nemen van aanvullende bredere maatregelen om de staat van instandhouding van kwetsbare soorten, rekening houdend met hun biotopen, te verbeteren en negatieve effecten op de natuur (zoals de biodiversiteit) te verminderen, ontwerpt en legt TenneT het net op zee voor zover dat redelijkerwijs mogelijk is natuur-inclusief aan.

Deze maatregelen dienen in verhouding te staan tot de inspanningen die de vergunninghouders van de windparken treffen op grond van een inspanningsverplichting dan wel voorschrift in het betreffende kavelbesluit om het windpark zodanig te ontwerpen en te realiseren dat het windpark actief bijdraagt aan versterking van een gezonde zee en versterking van behoud en duurzaam gebruik van soorten en habitatten die van nature in Nederland voorkomen. De toepassing van maatregelen wordt per project afgewogen op technische haalbaarheid, risico, kosten en project-specifieke omstandigheden (projectfase en locatie).



## 4 Tijdsfad

### 4.1 Tijdstip van ingebruikname van de windparken

Om de politieke afspraken over de ontwikkeling 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 diverse tenderregelingen bepalen dat een windpark uiterlijk 5 jaar<sup>40</sup> na het afgeven van de (subsidie)beschikking volledig in gebruik 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 tijdsschema voor de tenders, de verwachte bouw tijden van de windparken, de ervaringen met de aanleg van platforms door TenneT en de ervaringen met de doorlooptijden van de vergunningprocedures geeft tabel 3 de opleveringsdatum van de delen van het net op zee voor verbinding van de windparken waarvoor een tenderregeling al is gepubliceerd of binnenkort gepubliceerd wordt.

**Tabel 3 Opleveringsdatum van het net op zee**

Kavel	Oplevering delen net op zee
<i>Borssele I en II</i>	31 augustus 2019
<i>Borssele kavels III, IV en het innovatiekavel (V)</i>	31 augustus 2020
<i>Hollandse Kust (zuid) (kavels I en II)</i>	30 juni 2021
<i>Hollandse Kust (zuid) (kavels III en IV)</i>	31 maart 2022
<i>Hollandse Kust (noord) (kavel V)</i>	31 maart 2023

De opleveringsdatum is de dag waarop het relevante deel<sup>41</sup> 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. Vanzelfsprekend is op de opleveringsdatum ook de kabel tussen het relevante platform en het hoogspanningsnet op land in staat om de minimale gegarandeerde transportcapaciteit te leveren en is de aansluiting met het hoogspanningsnet op land technisch in staat om deze hoeveelheid elektriciteit verder te transporteren.

<sup>40</sup> 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 beschikking verbonden voorschriften een termijn van een jaar langer te hanteren. In het geval van subsidie start na 5 jaar de subsidietermijn van 15 jaar.

<sup>41</sup> 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.

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 transportcapaciteit kan worden getransporteerd. Doordat de windparken veelal gefaseerd in bedrijf worden genomen, zou dit immers maanden kunnen duren. De verklaring van oplevering zal in opdracht van TenneT worden afgegeven door een onafhankelijke deskundige.

De oplevering van de geplande gelijkstroomverbindingen in het windenergiegebied *IJmuiden Ver* zal naar verwachting een aparte procedure vergen omdat voor het volledig kunnen testen van de verbindingen het noodzakelijk is dat het volledige windpark aangesloten en in bedrijf is. Deze opleveringsprocedure zal tijdens een consultatieproces met de windsector in 2019 nader worden bepaald en vervolgens opgenomen in dit ontwikkelkader.

Indien TenneT het betreffende deel van het net op zee later oplevert dan de genoemde datum kan een recht op een vergoeding ontstaan voor vergunninghouders van de windparken op grond van de regeling, overeenkomstig artikel 16f van de Elektriciteitswet 1998. Op het moment van oplevering vervalt het recht op vergoeding als gevolg van te late oplevering. Na dit moment is er alleen nog recht op een vergoeding voor 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.

Nadat een tender voor een of meerdere kavels van een windenergiegebied succesvol is afgerond treedt TenneT in overleg met de vergunninghouder(s) van het/de windpark(en) in dat/die kavel(s) om nadere afspraken te maken, onder andere over de planning van de aanleg van windpark(en) en het betreffende onderdeel van het net op zee. Indien hieruit volgt dat de ingebruikname van het/de windpark(en) aanzienlijk later zal plaatsvinden dan de in tabel 3 vermelde opleveringsdatum van het betreffende onderdeel van het net op zee, dan kan TenneT bij de minister van Economische Zaken en Klimaat een verzoek indienen om dat onderdeel van het net op zee op een latere datum op te leveren. In de afweging of een dergelijk verzoek door TenneT wordt ingediend, zal TenneT onder meer de kaders van de Aanbestedingswet in acht nemen evenals aspecten van programmatische aard. Een dergelijk verzoek dient te worden vergezeld van een verklaring van geen bezwaar van de vergunninghouder(s) van het/de windpark(en).

Zoals hoofdstuk 1 beschrijft wordt dit ontwikkelkader geactualiseerd voorafgaand aan elke afzonderlijke tender, waarbij de opleveringsdatum voor het betreffende deel van het net op zee wordt vastgelegd. Onderstaande tabel 4 geeft voor nu de indicatieve opleveringsdatum voor de delen van het net op zee die behoren bij (kavels in) windenergiegebieden waarvoor in de toekomst tenders gehouden zullen worden. Aan tabel 4 kunnen geen rechten worden ontleend.



**Tabel 4**                    **Indicatieve opleveringsdatum van het net op zee**

<b>Kavel</b>	<b>Indicatieve datum tender kavels</b>	<b>Indicatieve oplevering<sup>42</sup> onderdelen net op zee</b>
<i>Hollandse Kust (west), kavel VI</i>	Tweede kwartaal 2021	Eerste kwartaal 2024
<i>Hollandse Kust (west), kavel VII</i>		Tweede kwartaal 2025
<i>Ten noorden van de Waddeneilanden, kavel I</i>	Vierde kwartaal 2022	Derde kwartaal 2026
<i>IJmuiden Ver, kavel I</i>	Vierde kwartaal 2023	Derde kwartaal 2027
<i>IJmuiden Ver, kavel II</i>		
<i>IJmuiden Ver, kavel III</i>	Vierde kwartaal 2025	Eerste kwartaal 2029
<i>IJmuiden Ver, kavel IV</i>		

<sup>42</sup> De exacte opleveringsdatums worden bekend gemaakt voor het openen van de tenders voor de betreffende kavels.



## 5 Levensduur en afschrijving van het net op zee

### 5.1 De ACM bepaalt afschrijvingstermijn net op zee

De 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 berekenen<sup>43</sup>. Bij het bepalen van deze afschrijvingstermijn is een aantal zaken van invloed:

1. De vereiste 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 eventuele verlaten aansluiting op het net op zee kunnen benutten<sup>44</sup>. Bij het vaststellen van de afschrijvingstermijn kan daarmee rekening 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 de 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 vereiste technische levensduur van het net op zee. Daarbij wordt voor de windparken uitgegaan van de economische levensduur<sup>45</sup>. Tot medio jaren '10 van deze eeuw 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 economische levensduur van 20 jaar was ook rekening gehouden bij de bepaling van de maximum bedragen voor de tenderprocedure met subsidie<sup>46</sup>. Daarbij werd 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 ontwikkelingen in windenergie op zee gaan snel, waarbij er een duidelijke tendens is naar een steeds langere levensduur voor windparken op zee. Zo bedraagt de gecertificeerde levensduur van de nieuwste generatie windturbines in veel gevallen 25

<sup>43</sup> De 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.

<sup>44</sup> Artikel 15a van de Elektriciteitswet 1998 bepaalt dat het net op zee bestemd is voor het transport van elektriciteit en één of meer windparken op zee verbindt met het landelijk hoogspanningsnet.

<sup>45</sup> 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.

<sup>46</sup> Kamerstuk 33 561, nr. 19.

jaar<sup>47</sup> en zijn er windparken op zee die na 20 jaar nog steeds in gebruik zijn<sup>48</sup>.

Artikel 15 van de Wet windenergie op zee bepaalt dat het tijdvak waarvoor de vergunning geldt passend is bij de te verwachten levensduur van een windpark en het specifieke gebied waarop de vergunning betrekking heeft, maar ten hoogste 30 jaar is. De kavelbesluiten bepalen de daadwerkelijke vergunningsduur, die (tot nu toe) ook op 30 jaar is gesteld. Dit is inclusief de periodes van realisatie, exploitatie en verwijdering van het windpark. In de vergunningen wordt daarbij uitgegaan van:

- Een termijn van maximaal 5 jaar voor de realisatie van het windpark vanaf het moment van onherroepelijk worden van de vergunning.
- Een exploitatietermijn die kan starten vanaf jaar 3 en kan duren tot en met jaar 29.
- Een verwijderingstermijn die kan starten vanaf jaar 25 en kan duren tot en met jaar 30.

Dit betekent dat de maximale exploitatietermijn van een windpark op zee circa 27 jaar is en dat dus de minimale technische levensduur van het net op zee ook 27 jaar bedraagt.

### 5.3 Mogelijk gewenste extra levensduur

Het is denkbaar dat een wezenlijk langere technische levensduur van het net op zee dan 27 jaar wenselijk is. Daarmee kan de duurzame elektriciteit die in de verdere toekomst op zee geproduceerd wordt gebruik maken van het bestaande net op zee. Deze gedachte komt voort uit de ambitie om de kosten van windenergie op zee voor de samenleving te beperken.

Deze langere levensduur kan bereikt worden op basis van:

1. De standaard levensduur volgens de internationale normen voor de HV- apparatuur, die veelal al langer is dan 27 jaar.
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 lastig te vervangen componenten te kunnen blijven benutten, zoals de transformatoren, schakelapparatuur en de platformconstructie zelf.
3. Het (vaker) vervangen van componenten die eenvoudig(er) te vervangen zijn. Vaak is vervanging daarvan al ingecalculeerd omdat de levensduur korter is dan is 27 jaar. Het gaat dan bijvoorbeeld om de apparatuur voor beveiliging, communicatie en hulpsystemen (zoals airconditioning).

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. Verlenging van de vergunningsduur van de windparken. Op dit moment ligt er een voorstel tot wijziging van de Wet windenergie op zee<sup>49</sup> voor behandeling in de Tweede Kamer. Dit wetsvoorstel maakt het mogelijk om de maximale vergunningsduur voor het windpark, welke tot nu toe 30 jaar is, te verlengen met een periode van maximaal 10 jaar. Dit maakt een exploitatiefase van maximaal 37 jaar mogelijk. De reden voor het introduceren van de mogelijkheid tot verlenging van de vergunningsduur is de verwachting dat de levensduur van windturbines ook in de komende jaren steeds verder toeneemt. Tevens leidt de optie tot verlenging tot een verbetering van de businesscase van een windpark. Zodra dit wetsvoorstel door het parlement is aangenomen zullen de bepalingen over de levensduur van het net op

<sup>47</sup> Een voorbeeld hiervan is de Siemens D6 offshore windturbine, model SWT-6.0-154. Zie [https://www.siemens.com/press/en/presspicture/?press=en/presspicture/2014/energy/wind-power/ewp201407059-01.htm&content\[\]=EW&content\[\]=WP](https://www.siemens.com/press/en/presspicture/?press=en/presspicture/2014/energy/wind-power/ewp201407059-01.htm&content[]=EW&content[]=WP)

<sup>48</sup> Het eerste offshore windpark ter wereld Vindeby (Denemarken) werd in 1991 in gebruik genomen en is in september 2017 buiten gebruik gesteld.

<sup>49</sup> Kamerstuk 35092, nr. 2.

zee in dit ontwikkelkader worden aangepast.

2. Het aanleggen van een 'WindConnector' (combinatie van een verbinding voor aansluiting van een windpark en een interconnector) vanuit het windenergiegebied *IJmuiden Ver* naar het Verenigd Koninkrijk (zie paragraaf 3.3). Zodra besluitvorming over een 'WindConnector' heeft plaatsgevonden zullen eventuele gevolgen voor de vereiste levensduur van het net op zee in dit ontwikkelkader worden vastgelegd.
3. Vervanging van windparken. Dit ontwikkelkader gaat er van uit dat de windparken na het verstrijken van hun economische levensduur worden ontmanteld en verwijderd, 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.

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 wisselstroomplatform en 2 GW per gelijkstroomplatform en een spanningsniveau van 66 kilovolt voor de aansluitverbindingen, toereikend zijn voor een tweede ronde windparken. Gezien de snelle technische ontwikkeling van windenergie op zee is het echter denkbaar dat het bij de dan heersende stand der techniek toch slimmer is om het net op zee geheel te vernieuwen, dan wel om de opgewekte energie op niet-elektrische wijze naar het vasteland te transporteren.

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 27 jaar.

Met het oog op een eventuele verlenging van de vergunningsduur van de windparken tot maximaal 40 jaar en/of om te kunnen voorzien in een eventuele 'WindConnector' naar het Verenigd Koninkrijk kan in dit ontwikkelkader voor (delen van) het net op zee een afwijkende levensduur worden vastgelegd. Dit zal plaatsvinden na (parlementaire) besluitvorming hierover en in overleg met TenneT.



Ontwikkelkader windenergie op zee  
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat  
Directoraat-generaal Klimaat en Energie  
Postbus 20401  
2500 EK Den Haag

Definitief  
Vastgesteld in de Ministerraad van 8 november 2019.