

# INPASSING VAN GROOTSCHALIG WINDVERMOGEN OP ZEE IN HET NEDERLANDSE ELEKTRICITEITSVOORZIENINGSSYSTEEM

20 februari 2007

rapportage in opdracht van de Strategiegroep Transitie Offshore Wind



Technische Universiteit Delft  
Faculteit Elektrotechniek, Wiskunde en Informatica  
Electriciteitsvoorziening

Postbus 5031  
2600 GA Delft

ir. B.C. Ummels  
ir. R.L. Hendriks  
prof.ir. W.L. Kling

## INHOUDSOPGAVE

---

|   |    |
|---|----|
| Inhoudsopgave.....  | i  |
| 1 Inleiding .....   | 1  |
| 1.1 Literatuuroverzicht.....  | 1  |
| 1.1.1 Inventarisatie Inpassing 6000 MW in 2020 – KEMA en TU Delft, 2002 ..... | 1  |
| 1.1.2 Connect 6000 MW – Ministerie van Economische Zaken, 2004 .....          | 2  |
| 1.1.3 Connect II – Ministerie van Economische Zaken, 2005 .....               | 3  |
| 1.1.4 Systeemintegratie Windvermogen – TenneT en TU Delft, 2005 .....         | 4  |
| 1.1.5 Overig wetenschappelijk onderzoek.....                                  | 4  |
| 1.2 Doel van dit rapport.....   | 5  |
| 1.3 Leeswijzer .....  | 5  |
| 2 Het Nederlandse elektriciteitsvoorzieningsysteem.....                       | 6  |
| 2.1 Netten .....  | 6  |
| 2.2 Opwekking en gebruik .....  | 8  |
| 3 Bedrijfsvoering van het elektriciteitssysteem .....                         | 10 |
| 3.1 De geliberaliseerde markt .....   | 10 |
| 3.1.1 Handhaving van de vermogensbalans in Nederland.....                     | 10 |
| 3.1.2 Programma-verantwoordelijkheid.....                                     | 11 |
| 3.1.3 Programma-verantwoordelijkheid en windvermogen.....                     | 11 |
| 3.2 Systeemdiensten .....   | 12 |
| 3.2.1 Regel- en reservevermogen .....   | 12 |
| 3.2.2 Frequentie-vermogensregeling (FVR).....                                 | 12 |
| 3.3 Transportdiensten.....  | 13 |
| 4 Windenergie.....  | 14 |
| 4.1 Belasting en wind .....   | 14 |
| 4.2 Vermogensvariaties van belasting en 8 GW windvermogen.....                | 15 |
| 4.3 Gedeeltelijke voorspelbaarheid bij 8 GW windvermogen.....                 | 16 |
| 5 Technische inpassing van grootschalige windparken op zee .....              | 17 |
| 5.1 Netinfrastructuur op zee .....  | 17 |
| 5.1.1 Keuze transport-technologie.....  | 17 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 5.1.2 | Ervaringen in Nederland .....                                      | 19 |
| 5.1.3 | Ervaringen in het buitenland .....                                 | 19 |
| 5.1.4 | Locaties voor aanlanding .....                                     | 21 |
| 5.2   | Netinfrastructuur op land .....                                    | 22 |
| 5.3   | Inzet en bedrijfsvoering van conventionele eenheden.....           | 22 |
| 5.4   | Invloed op de netstabiliteit .....                                 | 26 |
| 5.5   | Technische innovaties .....  | 27 |
| 5.5.1 | Energieopslag .....  | 27 |
| 5.5.2 | Grensoverschrijdende offshore netten .....                         | 29 |
| 6     | Institutionele inpassing van grootschalige windparken op zee ..... | 31 |
| 6.1   | Het Nederlandse marktontwerp .....                                 | 31 |
| 6.1.1 | Kosten voor e-programma-afwijkingen.....                           | 31 |
| 6.1.2 | Balanshandhaving van windvermogen per PV.....                      | 31 |
| 6.1.3 | Handel op de spot en intra-day markt .....                         | 31 |
| 6.1.4 | Regel- en reservevermogen .....                                    | 32 |
| 6.2   | Internationale uitwisseling .....                                  | 32 |
| 6.2.1 | Grootte regelzone.....   | 32 |
| 6.2.2 | Sluitingstijd markt 12–36 uur tevoren.....                         | 32 |
| 7     | Conclusies en aanbevelingen.....                                   | 33 |
| 7.1   | Conclusies .....   | 33 |
| 7.2   | Aanbevelingen voor verder onderzoek.....                           | 34 |
| 8     | Aanknopingspunten voor beleid .....                                | 35 |
| 8.1   | Netaansluiting .....   | 35 |
| 8.2   | Marktontwerp.....  | 35 |
| 8.3   | Flexibiliteit van internationale uitwisseling.....                 | 36 |
| 8.4   | Steunmechanismen .....   | 36 |
|       | Geraadpleegde literatuur.....                                      | 38 |

# 1 INLEIDING

---

De Rijksoverheid heeft zich verduurzaming van de Nederlandse energiehuishouding op de middellange tot lange termijn ten doel gesteld [1]. Achterliggende redenen hiervoor zijn het groeiend besef dat de fossiele reserves in de wereld eindig zijn, de samenhang tussen de verbranding van fossiele brandstoffen en de toenemende uitstoot van broeikasgassen, en de ongelijke verdeling van de fossiele reserves, welke kunnen leiden tot politieke instabiliteit op het wereldtoneel. Het veranderingsproces van de (Nederlandse) energievoorziening, waarbij de voorzieningszekerheid gehandhaafd blijft en de kosten beperkt, vereist langdurige, ingrijpende (inter)nationale maatschappelijke transitie. Offshore Windenergie is één van de beoogde transitie binnen het werkveld van het Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening. Voor deze transitie is een speciale strategiegroep in het leven geroepen, de Strategiegroep Transitie Offshore Windenergie (TOW). Het hoofddoel van TOW is het uitzetten van transitiepaden voor offshore windenergie voor de periode 2010–2020 [2]. Deze paden zouden moeten leiden naar een situatie waarin marktpartijen op commerciële en maatschappelijk gedragen wijze offshore windparken ontwikkelen. In lijn met de overheidsdoelstellingen zou dan in 2010 700 MW geïnstalleerd offshore windvermogen zijn gerealiseerd, terwijl offshore windenergie op termijn zou kunnen voorzien in een wezenlijk aandeel van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening (10–25% in 2020–2030). Op dit moment is het eerste grote offshore wind park reeds in bedrijf (Offshore Windpark Egmond aan Zee, 108 MW) en een tweede in aanbouw (Q7, 120 MW).

Het realiseren van grootschalig offshore windvermogen op de Noordzee zal gevolgen hebben voor het Nederlandse elektriciteitsnet en de wijze waarop de elektriciteitsvoorziening is georganiseerd. In de komende jaren moet het net gereed worden gemaakt voor de (stapsgewijze) toename van de energieproductie van deze offshore windparken. Het fluctuerende karakter van wind en de gedeeltelijke voorspelbaarheid ervan, hebben invloed op de werking van de elektriciteitsmarkt zoals deze momenteel in Nederland is georganiseerd. In het recente verleden is uitgebreid onderzoek gedaan naar verschillende deelaspecten van grootschalig offshore windvermogen in het Nederlandse systeem; hieronder volgt een kort overzicht van de meest relevante studies. Vervolgens wordt het doel van deze studie beschreven en de opzet van dit rapport besproken.

## 1.1 Literatuuroverzicht

### 1.1.1 Inventarisatie Inpassing 6000 MW in 2020 – KEMA en TU Delft, 2002

Dit rapport [3] in opdracht van SenterNovem onderzoekt de volgende aspecten:

- De technische, organisatorische, bedrijfseconomische en bestuurlijk-juridische gevolgen van de toekomstige inpassing van 6000 MW offshore windvermogen in het Nederlandse elektriciteitsnet;
- de maatregelen die de betrokken actoren dienen te treffen om de realisatie van 6000 MW offshore windvermogen mogelijk te maken;
- de (financiële) consequenties voor deze actoren.

Allereerst wordt geconcludeerd, dat de aanlanding van 6000 MW offshore windvermogen technisch en kostentechnisch gezien het beste kan gebeuren in Maasvlakte en Beverwijk (elk 3000 MW) of Borssele, Maasvlakte en Beverwijk (elk 2000 MW).

Vervolgens wordt vastgesteld dat windvermogen de handhaving van de vermogenbalans zowel op de korte termijn (seconden tot kwartieren) als op de lange termijn (kwartieren tot uren) beïnvloedt. Op de korte termijn zijn met name relevant de fluctuaties in het windvermogen, de benodigde hoeveelheid regelvermogen en het optreden van stormfronten, waarbij grote hoeveelheden windvermogen binnen korte termijn kunnen afschakelen. Op lange termijn beïnvloedt windvermogen de vermogensbalans door substantiële vermogensvariaties, die door de inzet van andere eenheden in het systeem moeten worden opgevangen (reservevermogen).

Omdat Nederland zijn vermogensbalans op landelijk niveau (Nederlandse regelzone) handhaaft, is het niet mogelijk om variaties in windvermogen in het gekoppelde UCTE-systeem elkaar te laten compenseren, waardoor regionale spreiding van het windaanbod niet optimaal wordt benut. Daarbij vormt de huidige Nederlandse marktordening, waarbij de kosten voor het opvangen van vermogensbalans door windenergie worden gedragen door de betrokken marktpartij, een mogelijke toekomstige belemmering voor de ontwikkeling van grootschalig windvermogen.

Tenslotte concludeert het rapport dat een aantal bestuurlijk-juridische kwesties van belang zijn, waaronder langdurige vergunningsprocedures, de toepasbaarheid van de elektriciteitswet, een uitbreiding van de WBR en aanpassing van wetten en codes met het oog op windenergie op zee.

Het rapport doet een aantal aanbevelingen voor vervolgonderzoek, waaronder:

- Uitgebreidere netplanningsstudies, met een doorrekening van verschillende technische alternatieven voor netverzwaringen;
- een dynamische analyse van het Nederlandse net om het kortsluitgedrag en de transiënte stabiliteit te beoordelen;
- een studie naar de gevolgen van de fluctuaties voor de bedrijfsvoering van conventionele eenheden en eventueel voor de belasting, op grond van gegevens van het windaanbod en de fluctuaties en gedeeltelijke voorspelbaarheid daarvan.

### **1.1.2 Connect 6000 MW – Ministerie van Economische Zaken, 2004**

Connect 6000 MW is een project van het Ministerie van Economische zaken dat inzicht beoogde geven in de gevolgen van de destijds geformuleerde overheidsdoelstelling van 6000 MW geïnstalleerd offshore windvermogen in 2020. Het is een visie op de verantwoordelijkheden, bevoegdheden en taakverdeling bij de aansluiting van offshore windparken op het elektriciteitsnet [4]. Het onderzoek omvat onder meer optimale aansluitlocaties (technisch en economisch), mogelijkheden tot het bundelen van kabelaansluitingen, de ontwikkeling van offshore windenergie bij verschillende scenario's en taken voor de verschillende actoren.

Uit het rapport volgt dat de 380 kV-stations Maasvlakte en Beverwijk de meest geschikte aansluitpunten zijn voor grootschalige offshore windenergie. Tot een windvermogensgroei van 3000 MW zijn geen netuitbreidingen of verzwaringen op land nodig, tot 6000 MW bedragen de totale kosten ongeveer € 300 miljoen. Planologische voorbereidingen voor het aanwijzen van nieuwe hoogspanningstracés zijn tijdsintensief en dienen daarom snel gestart te worden. Connect 6000 MW trekt geen harde conclusies over de economische voor- en nadelen van de gecoördineerde aanleg van een elektriciteitsnet op zee ten opzichte van individuele netaansluitingen voor windparken, al wordt opgemerkt dat met alleen individuele aansluitingen onvoldoende ruimte beschikbaar zal zijn in de onderstations op land.

Het exploiteren van een net op zee valt in alle landen met offshore windenergie onder een elektriciteitswet, al verschilt de mate waarin de verantwoordelijkheid voor aanleg, financiering en exploitatie van nieuwe netverbindingen bij de netbeheerder of bij marktpartijen worden neergelegd. Connect 6000 MW beveelt een geleidelijke ontwikkeling in de vorm van een transitietraject aan. Op korte termijn wordt uitgegaan van individuele parkaansluitingen, op de middellange termijn zou een gebundelde aanleg van projecten mogelijk zijn, waarbij de landelijke netbeheerder als coördinator optreedt. Het verdient volgens Connect 6000 MW aanbeveling dat de Nederlandse overheid zonodig nieuwe beleidskaders ontwikkelt om 6000 MW te kunnen realiseren.

Als onderdeel van het project is door KEMA een studie uitgevoerd naar verschillende varianten van een elektriciteitsnet op zee [5]. Geconcludeerd wordt dat het net op zee zal bestaan uit enkelvoudige radiale verbindingen tussen een kuststation (Beverwijk of Maasvlakte) en het station op zee. De bestudeerde technologieën (150 kV AC, 380 kV AC, VSC-HVDC en HVDC) ontlopen elkaar qua kosten niet veel. Een kanttekening wordt geplaatst bij de nauwkeurigheid van de kostencalculatie; door de geringe (internationale) ervaring met dit soort projecten zijn er weinig gegevens uit de praktijk bekend en zijn schattingen gedaan.

### **1.1.3 Connect II – Ministerie van Economische Zaken, 2005**

Om de in Connect 6000 MW gestelde visie operationeel te maken, heeft het Ministerie van Economische Zaken het project Connect II uitgevoerd [6]. Doel was het onderzoeken van technische, ruimtelijke en juridische aspecten van de grootschalige aanlanding van offshore windenergie in Nederland. Door middel van ontwikkelingsscenario's, aansluitend bij de MKB van het Centraal Planbureau [7], worden technische alternatieven getoetst op technische realiteitszin en economische haalbaarheid. Daarnaast wordt het planologische en juridische kader geschetst.

Een belangrijk gedeelte van het project bestaat uit een onderzoek door KEMA naar de technische uitwerking van aansluitvarianten [8]. Van een viertal technische alternatieven is een 'basic design' gemaakt. Uitgegaan is van een omvang van de offshore windproductie van 6000 MW in 2020 met een gefaseerde aanleg. De volgende alternatieven zijn beschouwd:

1. Radiale verbindingen op basis van 150 kV AC-technologie;
2. radiale verbindingen op basis van 380 kV AC-technologie (bundeling van windparken op offshore onderstations);
3. een 380 kV AC-ringstructuur;
4. een ringstructuur op basis van hoge gelijkspanningstechnologie (HVDC).

De alternatieven hebben allen een zekere mate van modulariteit, waarbij alternatief 1 de meeste flexibiliteit biedt en alternatief 4 de meeste coördinatie vereist. Het blijkt dat het opnemen van redundante kabelverbindingen ('reservekabels') in de offshore netstructuur economisch gezien niet zinvol is. Daarnaast wordt betwijfeld of het bijplaatsen van componenten op offshore transformatorstations economische voordelen biedt, het plaatsen van volledige onderstations voor de uitbreiding van de capaciteit op zee zou de voorkeur genieten. Er is hierdoor slechts een beperkte mate van modulariteit mogelijk. Voor de duindoorkruisingen van kabels worden gestuurde boringen aanbevolen, waarbij het mogelijk is meerdere kabels door één mantelbuis te leiden om kosten en overlast te verminderen.

Connect II concludeert dat alternatief 1 het beste aansluit bij de gewenste geleidelijke ontwikkeling van windenergie op zee. Dit is bovendien in overeenstemming met de huidige regelgeving, die de verantwoordelijkheid voor aanleg en onderhoud van de kabelaansluiting volledig bij de ontwikkelaar en eigenaar van het windpark legt en geen regierol van de overheid voorziet. Na 2010 zou alternatief

2 (bundeling van enkele windparken via onderstations op zee) een mogelijkheid zijn met het oog op efficiënt ruimtegebruik van kabeltracés.

Voor de aanlanding van kabelverbindingen zijn op korte termijn vooral mogelijkheden op het 150 kV-net in de regio Beverwijk; in het bijzonder wordt de aanlanding via de Maasvlakte en omstreken lastig genoemd wegens intensieve bebouwing. De in het KEMA-rapport onderzochte clustering van kabels bij duindoorkruisingen is voor de inpassing daarom noodzakelijk. Voor de netinpassing zijn het Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV) en het integrale afwegingskader tijdens de WBR-procedure van belang. Een groot aantal procedures zou kunnen worden versneld door de Rijksprojectenprocedure (RPP) van toepassing te laten zijn op de tracés over land. Ten slotte is uitbreiding van de Elektriciteitswet tot de EEZ alleen noodzakelijk als de kabels buiten de 12-mijlszone door netbeheerder TenneT zouden worden beheerd. Volgens de huidige regelgeving is dat niet het geval, maar deze beleids optie is wellicht nuttig wanneer alternatief 2 op de langere termijn wordt overwogen.

#### **1.1.4 Systeemintegratie Windvermogen – TenneT en TU Delft, 2005**

Het rapport Systeemintegratie windvermogen [9] onderzoekt de technische mogelijkheden van de Nederlandse productie-eenheden voor de inpassing van grootschalig windvermogen in het Nederlandse elektriciteitssysteem. Voor het onderzoek zijn gegevens over het elektriciteitsgebruik, technische gegevens van productie-eenheden en windgegevens voor Nederland als invoer gebruikt, voor de simulatie van de bedrijfsvoering van thermische centrales bij verschillende windvermogenpenetratiegraden, tot maximaal 2000 MW op land en 6000 MW op zee.

Op grond van de resultaten wordt geconcludeerd, dat met het Nederlandse productiepark in 2012 de hoeveelheid windvermogen die zonder aanvullende maatregelen kan worden geïntegreerd, circa 4000 MW bedraagt (waarvan de helft offshore). Vanaf een hoeveelheid van 2000 MW windvermogen zijn op momenten van lage belasting en een groot windaanbod in toenemende mate aanvullende maatregelen nodig voor een veilige inpassing van windvermogen. Regelproblemen, als gevolg van grote variaties in het windaanbod van kwartier op kwartier, doen zich blijkbaar niet voor. Dit betekent dat er altijd voldoende regel- en reservevermogen binnen het Nederlandse systeem aanwezig is om de fluctuaties van grootschalig windvermogen (bovenop de bestaande fluctuaties van de belasting) op te vangen.

#### **1.1.5 Overig wetenschappelijk onderzoek**

In 2003 heeft aan de TU Delft een promotieonderzoek plaatsgevonden dat zich concentreerde op de korte-termijnstabiliteit van het elektriciteitsnet in aanwezigheid van grote hoeveelheden windenergie [10]. Er zijn simulatiemodellen ontwikkeld van zowel windturbines met een vaste snelheid als turbines met een variabele snelheid. De conclusie dat turbines met een constant toerental bepaalde problemen met betrekking tot de netstabiliteit kunnen introduceren, begint aan relevantie af te doen. Moderne grote windturbines zijn bijna zonder uitzondering van het variabele toerental-type, en vooral wanneer wordt gekeken naar het aandeel in het opgestelde windvermogen in Nederland heeft deze technologie de overhand.

De TU Delft doet al jaren onderzoek naar de net- en systeeminpassing van windvermogen, onshore en offshore. In dit rapport zijn de hier meest relevante artikelen van de afgelopen tijd meegenomen [11], [12], [13], [14]; dit rapport bouwt voort op de belangrijkste conclusies van dit werk. ECN gaat in haar onderzoek op andere aspecten rondom windenergie in, waarbij onderzoek omtrent locaties voor offshore windvermogen [15] en het windaanbod op zee [16] hier het meest relevant zijn.

Ook buiten Nederland is veel onderzoek gedaan naar de netintegratie van offshore windenergie. Hierbij valt op dat het onderwerp vooral in Noord-West Europa actueel is. In andere gebieden is het vraagstuk minder relevant vanwege enerzijds minder aandacht voor windenergie in zijn algemeenheid en anderzijds vanwege minder nijpende restricties voor ruimtegebruik, waardoor het windvermogen voornamelijk op land zal toenemen. De gezamenlijke visie van de Europese windenergie-sector, naar voren gebracht door de European Wind Energy Association (EWEA), is verwoord in [17].

De focus van dit rapport is met name gericht op de Nederlandse situatie, welke aan de hand van bovenstaande publicaties zal worden besproken. Aan verdere relevante referenties uit het buitenland zal gaandeweg dit rapport aandacht worden gegeven, met name in paragraaf 5.1.3.

## 1.2 Doel van dit rapport

Het doel van dit rapport is het geven van inzicht in fundamentele aspecten ten aanzien van de inpassing van grootschalige windparken in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening en het identificeren van aandachtspunten voor de ontwikkeling van grootschalige offshore windenergie. Het rapport dient als een referentiekader voor de leden van de Strategiegroep TOW waarbinnen zij hun visie kunnen formuleren. Zodoende bevat dit rapport dan ook geen nieuw onderzoek: het levert een actuele presentatie van de huidige stand van zaken en brengt de uitkomsten van de meest relevante onderzoeken met elkaar in verband. Wel brengt dit rapport in kaart welke 'hiaten' in de kennis omtrent de net- en systeemintegratie van offshore windenergie nog bestaan en op basis hiervan worden aandachtspunten voor vervolgonderzoek gedefinieerd. Ook geeft het rapport enkele aanknopingspunten hoe een aanpassing van beleid rondom offshore windenergie de ontwikkeling daarvan beter zou kunnen ondersteunen.

## 1.3 Leeswijzer

De opbouw van dit rapport is als volgt. In hoofdstuk 2 wordt de fysieke opbouw van het Nederlandse elektriciteitsvoorzieningssysteem besproken voor zover dat relevant is voor het begrip van latere hoofdstukken. De bedrijfsvoering van het systeem en de institutionele inrichting daaromtrent is het onderwerp van hoofdstuk 3. Vervolgens worden in hoofdstuk 4 de karakteristieke eigenschappen van windproductie besproken. De invloed die grootschalige offshore windproductie heeft op de technische aspecten van het systeem ('netaspecten') komt aan de orde in hoofdstuk 5 en de invloed op operationele en institutionele aspecten van de inpassing ('systeemaspecten') in hoofdstuk 6. Hoofdstuk 7 vat de belangrijkste conclusies samen en geeft aanbevelingen voor verder onderzoek. In hoofdstuk 8 wordt tenslotte, aan de hand van de in dit rapport gepresenteerde informatie, een aantal aanknopingspunten voor beleid ten aanzien van de ontwikkeling van wind op zee beschreven.



## 2 HET NEDERLANDSE ELEKTRICITEITSVOORZIENINGSSYSTEEM

---

### 2.1 Netten

Het elektriciteitsvoorzieningsysteem van Nederland bestaat uit transport- en distributienetten op spanningsniveaus tot 380 kV. De transportnetten (of transportnetten) voorzien in het transporteren van de elektrische energie vanaf de belangrijkste opweklocaties (grote elektriciteitscentrales) naar de belangrijkste belastingscentra, welke niet noodzakelijkerwijs samenvallen. De distributienetten hebben als functie het verdelen van de energie van de transformatorstations naar de uiteindelijke afnemers. Het Nederlandse hoogspanningsnet is weergegeven in Figuur 1.

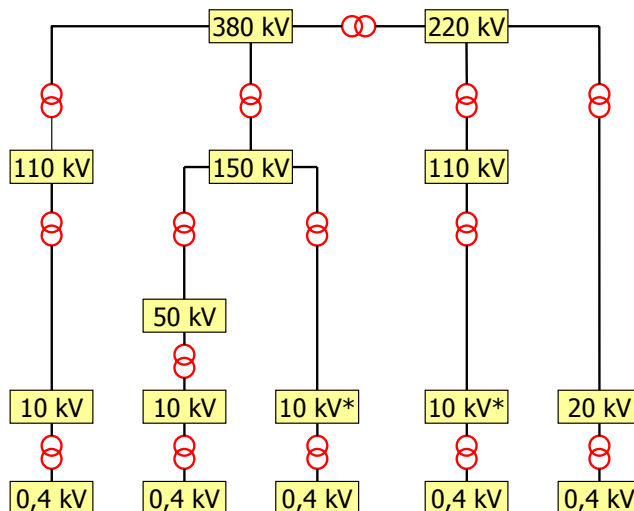


Figuur 1 Overzichtskarta van het Nederlandse hoogspanningsnet (situatie 1 januari 2006). Rode lijnen geven verbindingen op een spanningsniveau van 380 kV aan, groene lijnen 220 kV, blauwe lijnen 150 kV en zwarte lijnen 110 kV. Gestippeld zijn aangegeven netuitbreidingen welke momenteel in aanbouw of voorzien zijn.

Het landelijke transportnet op 220 en 380 kV-spanningsniveau heeft een ringvormige structuur. Deze transportverbindingen zijn hoofdzakelijk uitgevoerd als dubbelcircuit. Naar de productielocaties Maasvlakte, Velsen (Beverwijk), Borssele en Eemshaven lopen steeklijnen ('uitlopers'). De komende jaren wordt in het kader van het project Randstad380 een tweede en derde 380 kV-ringstructuur aangelegd in de Randstad [19].

## Spanningsniveaus

Hoe de verschillende spanningsniveaus in het Nederlandse net met elkaar samenhangen is aangegeven in Figuur 2. De hoogspanningsnetten (met een spanningsniveau van 110 kV en hoger) zijn voornamelijk uitgevoerd als bovengrondse hoogspanningsverbindingen, terwijl de netten op midden- en laagspanningsniveau (50 kV en lager) voor het merendeel uit ondergrondse kabelverbindingen bestaan. Hoe hoger de spanning, des te meer vermogen kan er over een verbinding worden getransporteerd. Om deze reden is het landelijk transportnet uitgevoerd op de hoogste spanningsniveaus, aangezien hier de grootste vermogens getransporteerd worden.



Figuur 2 Spanningsniveaus en transformatiestappen in Nederland. De met een \* aangegeven spanningen kunnen ook als 20 of 25 kV zijn uitgevoerd.

Van oudsher is het grootste gedeelte van de productie aangesloten op de hoogspanningsnetten. Het merendeel van de belasting is aangesloten op midden- en laagspanningsniveau. Er vindt dus vermogenstransport plaats in verticale richting door dit diagram, van de hogere spanningsniveaus naar de lagere. Het is te verwachten dat grootschalig windvermogen op zee op de hogere spanningsniveaus (110 kV en hoger) zal worden aangesloten. Het windvermogen op land is veel meer gespreid en parken tot een zekere omvang kunnen worden aangesloten op lagere spanningsniveaus.

## Koppeling met het buitenland

Van oudsher zijn elektriciteitsnetten gekoppeld tot grotere systemen, door gebieden waar belasting en productie (ongeveer) met elkaar in evenwicht zijn met elkaar te verbinden. Daarmee was het mogelijk om reserves met elkaar te delen en in zekere mate de productie-inzet te optimaliseren. Met de komst van de geliberaliseerde markt hoeven opwekking en afname niet langer regionaal gekoppeld te zijn: over dezelfde infrastructuur die eerst alleen voor onderlinge ondersteuning was aangelegd, vindt tegenwoordig ook grootschalige internationale handel plaats.

Op het hoogste spanningsniveau van 380 kV is het transportnet gekoppeld met buurlanden België en Duitsland via respectievelijk vier en zes circuits. Daarnaast is er een interconnector tussen Eemshaven en Noorwegen (NorNed) in aanbouw welke eind 2007 operationeel zal zijn; deze maakt gebruik van hoge gelijkspannings-technologie (high-voltage direct current, HVDC). Een soortgelijke HVDC-verbinding is voorzien tussen Maasvlakte en Groot-Brittannië (BritNed). Recentelijk hebben TenneT en RWE Transportnetz Strom bekend gemaakt een vierde interconnector (wisselspanning) met Duitsland te willen aanleggen, van Doetinchem naar Niederrhein.

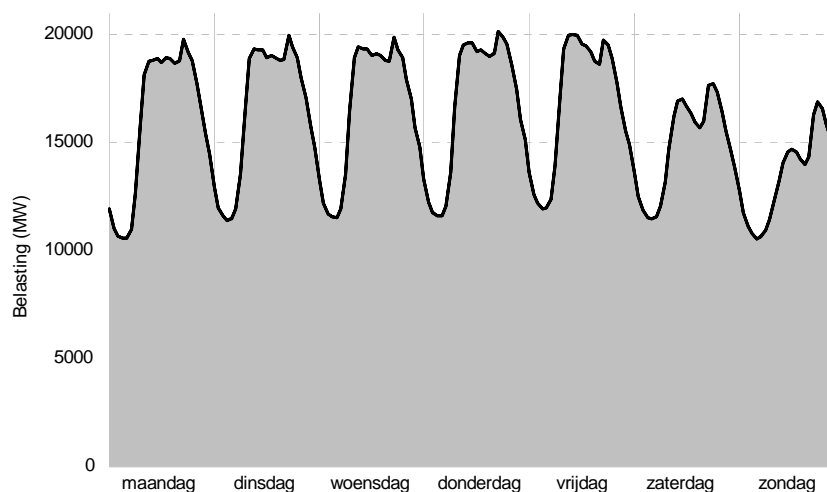
In de meest noordelijke verbinding naar Duitsland zijn in station Meeden twee dwarsregeltransformatoren opgenomen en in de lijn Hengelo–Gronau aan Duitse zijde één. Aan Belgische zijde zijn dwarsregeltransformatoren voorzien in de verbinding naar Zandvliet en die naar Maasbracht (twee stuks). Met een dwarsregeltransformator is het mogelijk om de vermogensstroom in een lijn te beïnvloeden. De transformatoren opgenomen in de grens met Duitsland maken het mogelijk om de verdeling van het vermogenstransport over de individuele lijnen beter te verdelen. Wanneer de dwarsregeltransformatoren in België gereed zijn, is dit ook hier mogelijk.

## 2.2 Opwekking en gebruik

Elektriciteit wordt in heel Nederland opgewekt en gebruikt. De grote belastingscentra zijn bijvoorbeeld de vier grote steden en de haven van Rotterdam, opwekkingseenheden staan daar vaak bij in de buurt maar bijvoorbeeld ook in Noord Groningen (Eems) en bij Geertruidenberg. In Figuur 1 zijn naast de netten ook de grotere productie-eenheden weergegeven (zwarte blokken). De Nederlandse eenheden produceren, samen met eventuele importen, de elektrische energie die nodig is om aan de Nederlandse vraag (belasting) te voldoen.

### De Nederlandse elektriciteitsvraag

De Nederlandse vraag is niet constant: de vraag is 's nachts lager dan overdag, en 's winters hoger dan 's zomers op hetzelfde tijdstip gedurende dag. Figuur 3 laat een voorbeeldpatroon zien van de verwachte Nederlandse belastingvraag voor een bepaalde week (schatting voor 2012). De maximale belasting ligt dagelijks rond zes uur 's avonds en in het weekend is het verbruik lager dan gedurende de weekdagen. De totale elektriciteitsvraag in Nederland is de afgelopen jaren met gemiddeld zo'n 2% per jaar gestegen. In 2005 werd in Nederland 111 TWh aan elektriciteit gebruikt, voor 2012 wordt een totale vraag voorzien van ongeveer 130 TWh.



Figuur 3 Voorbeeld van een weekpatroon van het Nederlandse elektriciteitsverbruik (schatting voor 2012).

In de huidige elektriciteitsvoorziening is de vraag leidend. Het systeem van balanshandhaving zorgt ervoor dat de productie-eenheden zich aanpassen om de actuele elektriciteitsvraag te kunnen voldoen. Zoals in Figuur 3 is te zien heeft de belasting een grillig, maar periodiek verloop. Grote (industriële) afnemers hebben contracten afgesloten met energieleveranciers waarbij van tevoren vast staat hoeveel ze van tevoren zullen afnemen en in welk tijdvak dat gebeurt. Kleine afnemers, met name huishoudens, hebben een goede voorspelbaarheid gedrag, vanwege het grote aantal.

## Thermische Productie-eenheden

De dagelijkse variatie in de belasting vereist dat de productie door alle opwekkingseenheden tezamen ook varieert gedurende de dag: sommige centrales draaien bijvoorbeeld alleen overdag, terwijl andere overdag op maximaal vermogen produceren en 's nachts bij minimaal vermogen.

Elektriciteitscentrales zijn ontworpen om verschillende vermogens te leveren, en om te kunnen open afregelen zodat de productie de belasting precies kan volgen op elk moment van de dag. Deze flexibiliteit van thermische eenheden is nodig, onder andere om verwachte en onverwachte fluctuaties van de belasting op te vangen. Verschillende centrales hebben verschillende technische en economische eigenschappen: kolencentrales bijvoorbeeld worden bij voorkeur alleen stilgezet voor gepland onderhoud en draaien 24 uur per dag, voor lage brandstofkosten. Gascentrales kunnen sneller in- en uit bedrijf worden genomen maar hebben hogere brandstofkosten. Daarnaast heeft Nederland een groot aantal eenheden met warmte-krachtkoppeling (WKK) die zowel warmte (of stoom) als elektriciteit leveren. Omdat de bedrijfsvoering van deze eenheden over het algemeen warmte-gestuurd is, draaien deze eenheden met name in de winter vaak in continu bedrijf.

Tabel 1 Geïnstalleerd productievermogen in Nederland in 2006 op grond van gegevens uit [18].

| <b>Technologie</b>                          | <b>GW</b>   | <b>%</b>   |
|---|-------------|------------|
| Gas   | 10.3        | 49         |
| Kolen                                       | 4.1         | 19         |
| Hoogovengas                                 | 1           | 5          |
| Kernsplijting                               | 0.4         | 2          |
| Overig, inclusief gedistribueerde opwekking | 5.3         | 25         |
| <b>Totaal Geïnstalleerd</b>                 | <b>21.1</b> | <b>100</b> |

In Tabel 1 is het op dit moment in Nederland geïnstalleerde vermogen weergegeven. Opvallend zijn met name het hoge aandeel van gas en gedistribueerde opwekking<sup>1</sup>. Voor beide technologieën geldt dat een groot deel hiervan WKK-eenheden betreft. Voor de komende jaren is door verschillende producenten de bouw van een aantal nieuwe centrales aangekondigd [19].

## Importen

Met de liberalisering van de Europese energiemarkten in 1998 is de internationale uitwisseling van elektriciteit toegenomen. Nederland verhandelt op dit moment elektriciteit met name met België, Frankrijk en Duitsland en vanaf 2008 ook met Noorwegen. In 2005 importeerde Nederland netto ongeveer 18% van zijn totale energiebehoefte.

De inzet en bedrijfsvoering van thermische eenheden en de totstandkoming van importen in een geliberaliseerde markt wordt nader toegelicht in het volgende hoofdstuk.

---

<sup>1</sup> Gedistribueerde opwekking is hier gedefinieerd als de som van al het vermogen dat niet onder de waarneming van TenneT valt, over het algemeen eenheden <60 MW geïnstalleerd vermogen.

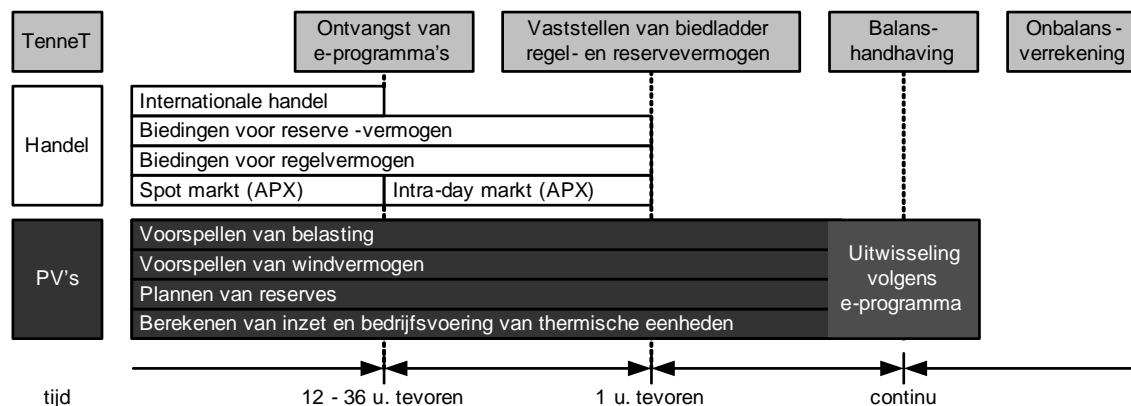
## 3 BEDRIJFSVOERING VAN HET ELEKTRICITEITSSYSTEEM

### 3.1 De geliberaliseerde markt

#### 3.1.1 Handhaving van de vermogensbalans in Nederland

Elektriciteit is slechts in beperkte mate op te slaan. Voor elektriciteitsvoorzieningsystemen betekent dit, dat het noodzakelijk is dat er op elk moment een fysiek evenwicht bestaat tussen opwekking, vraag en verliezen (in = uit). Dit evenwicht wordt gehandhaafd door het continue afstemmen van elektriciteitsproductie en elektriciteitsvraag. De verantwoordelijkheid hiervoor ligt bij de landelijk netbeheerder, in Nederland TenneT. Aan het continue proces van de vermogens-balanshandhaving gaat echter een proces van handel vooraf, waarin afzonderlijke marktpartijen de uitwisseling van elektriciteit met het systeem en onderling met elkaar vastleggen. De organisatie van de elektriciteitshandel en balanshandhaving in Nederland is weergegeven in Figuur 4.

Elektriciteitshandel en vermogensbalanshandhaving zijn over verschillende tijdschalen georganiseerd. De planning van thermische eenheden worden door de marktpartijen deels jaren van te voren vastgesteld op grond van langtermijn leveringscontracten, lange termijn brandstofcontracten en gepland onderhoud. Op de middellange termijn (maanden tot dagen tevoren) worden ook internationale handel en uitwisseling met andere Nederlandse marktpartijen ingepland. Een dag tevoren vindt een verdere, nauwkeuriger afstemming van vraag en aanbod plaats op de APX (Amsterdam Power Exchange) spot-markt en wordt de som van de vermogensuitwisseling per marktpartij vastgelegd in de energie-programma's. Voorspellingsfouten (vraag, windvermogen) en/of ongepland onderhoud aan eenheden tot een aantal uur voor aanvang kunnen worden afgedekt door transacties op de APX intra-day markt, of door deze als reserve- of regelvermogen aan te bieden aan TenneT. Eén uur voor aanvang worden de definitieve energie-programma's en de biedladder vastgesteld. TenneT gebruikt het in de biedladder aangeboden vermogen voor het wegregelen van verschillen tussen de werkelijke uitwisselingen en de geplande e-programma's. Elektriciteitshandel en balanshandhaving vinden plaats onder het systeem van programma-verantwoordelijkheid, dat hieronder wordt uitgelegd [12].



Figuur 4 Organisatie van de elektriciteitshandel en vermogens-balanshandhaving in Nederland.

### 3.1.2 Programma-verantwoordelijkheid

Het Nederlandse systeem van programma-verantwoordelijkheid is ontwikkeld om een ordelijke organisatie van de handel in elektriciteit en een continue vermogensbalans tussen productie en vraag, zoals hierboven beschreven, te garanderen. Onderhevig aan programma-verantwoordelijkheid zijn alle programma-verantwoordelijke partijen (PVs), die in het Nederlandse systeem deelnemen. Elke PV is verantwoordelijk voor het handhaven van zijn eigen energie-balans: elke MWh elektriciteit wordt alleen aan het systeem geleverd als er ook een afnemer voor is vastgelegd. PVs zijn verplicht om dagelijks een energie-programma (e-programma) in te dienen bij TenneT dat per kwartier de geplande uitwisseling met het systeem vermeldt. TenneT bepaalt vervolgens of de geplande uitwisselingen met het systeem daadwerkelijk elk kwartier in balans zijn.

Op het moment van uitvoering zullen er afwijkingen in productie en/of vraag zijn. Deze afwijkingen kunnen resulteren in een afwijking van het e-programma, waardoor de PV in onbalans kan raken. De PV kan ervoor kiezen zelf deze afwijking te minimaliseren (bijvoorbeeld door aanpassing van de productie van een thermische eenheid) of dit overlaten aan TenneT, die verantwoordelijk is voor het minimaliseren van de onbalans in de Nederlandse regelzone. Tegenover elke regelactie door TenneT staat een financiële transactie: de onbalansprijs-systematiek.

De onbalansprijsystematiek is ontwikkeld om tot een juiste onbalansprijs te komen en om opzettelijke vermogens-onbalans door PVs te voorkomen. Voor het handhaven van de vermogensbalans gebruikt TenneT op- en afregelvermogen, die elk apart zijn geprijsd. Een negatieve bijdrage aan de systeembalans (afwijking van het e-programma die de systeembalans verslechtert) betaalt de regelprijs voor op- dan wel afregelen, een positieve bijdrage aan de systeembalans ontvangt deze prijs hiervoor. Deze systematiek moedigt het correct uitvoeren van e-programma's aan, waardoor afwijkingen worden voorkomen. Daarnaast wordt de bijdrage van marktpartijen aan de balanshandhaving door TenneT beloond: het is aantrekkelijk voor marktpartijen om regel- en reservevermogen beschikbaar te stellen als bieding in de biedladder. De biedingen worden voor zowel op- als afregelvermogen op prijs gesorteerd: biedingen die door TenneT daadwerkelijk worden gebruikt ontvangen de onbalansprijs van de hoogste bieding die is afgeroepen.

### 3.1.3 Programma-verantwoordelijkheid en windvermogen

Windvermogen valt in Nederland onder het systeem van programma-verantwoordelijkheid. Hierdoor ligt de verantwoordelijkheid voor de invoeding van windvermogen, net als conventioneel vermogen, bij de desbetreffende PV, die eventuele afwijkingen van het geplande windvermogen tijdens de uitvoering van de e-programma's voor zijn rekening neemt. De gedeeltelijke onvoorspelbaarheid en variabiliteit van windvermogen worden dus gecompenseerd door de PVs: elke PV met windvermogen in zijn portfolio neemt ofwel maatregelen om de door windvermogen veroorzaakte e-programma-afwijkingen te minimaliseren (bijvoorbeeld regelacties met de eigen thermische eenheden) of betaalt de onbalansprijs voor het door TenneT laten wegregelen van deze afwijkingen.

Omdat het Nederlandse systeem van programma-verantwoordelijkheid van toepassing is op windvermogen, is windvermogen in Nederland volledig geïntegreerd in de markt. Elke PV voorspelt zijn eigen productie uit wind en heeft de mogelijkheid om windvermogen te verhandelen op de markt. Windvermogen wordt meegenomen tijdens de optimalisatie van de inzet- en bedrijfsvoering van het volledige productie-portfolio, net als tijdens de uitvoering van de e-programma's. Windvermogen is dus ook onderdeel van mogelijke lange-termijn strategieën van PVs: welke kosten en baten heeft additioneel windvermogen als onderdeel van het totale productie-portfolio? Door het systeem van programma-verantwoordelijkheid heeft TenneT als netbeheerder tenslotte geen gegevens over voorspelde of werkelijke productie uit wind; TenneT regelt slechts de vermogensbalans in de Nederlandse zone weg, waardoor deze dan ook is veroorzaakt.

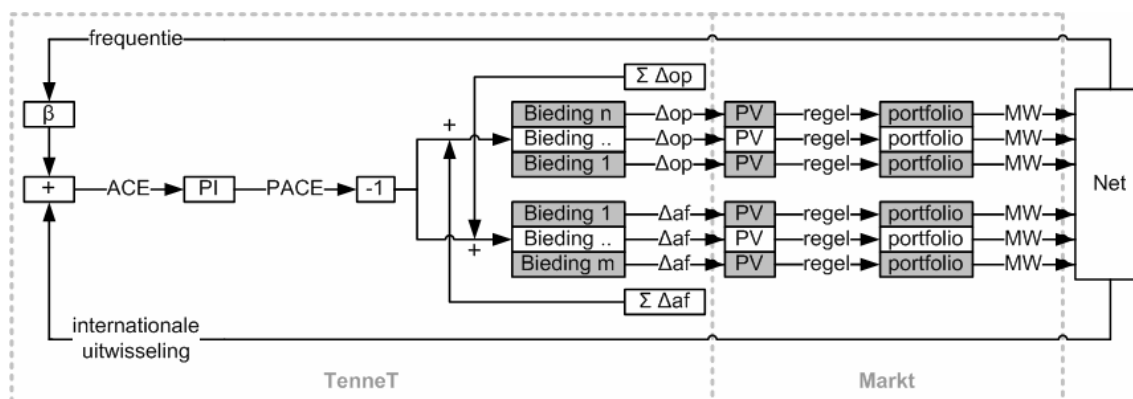
## 3.2 Stroomdiensten

### 3.2.1 Regel- en reservevermogen

Het evenwicht tussen opwekking en vraag in het totale systeem vertaalt zich naar de frequentie. Iedere afwijking van het evenwicht vertaalt zich in een verlaging (opwekking < vraag) dan wel verhoging (opwekking > vraag) van de frequentie. Om nominale frequentie van 50 Hz te handhaven moet er reservevermogen beschikbaar zijn, dat naar behoefte wordt ingezet om de vermogensonbalans in het systeem op te heffen.

Er zijn verschillende soorten vermogensreserves die verschillende functies en tijdsspannen hebben. Primaire reserves worden toegepast voor het opvangen van een plotseling verlies van een grote eenheid in het systeem, en zijn binnen 30 s beschikbaar. Secondaire reserves (regelvermogen) zijn de zogeheten draaiende reserves die de frequentie terugbrengt naar de nominale waarde en tegelijkertijd de uitwisseling met gekoppelde systemen naar de geplande uitwisselingswaarde (frequentie-vermogensregeling). Secondaire reserves zijn maximaal binnen 15 minuten beschikbaar, waarna de tertiaire reserves (reservevermogen) de secundaire reserves weer vrij maken.

### 3.2.2 Frequentie-vermogensregeling (FVR)



Figuur 5 Frequentie-vermogensregeling en biedprijsladder.

In Figuur 5 is de frequentie-vermogensregeling weergegeven zoals die door TenneT wordt gebruikt [12]. TenneT houdt zowel de frequentie als de vermogensuitwisseling met gekoppelde systemen (België, Duitsland) bij. Een afwijking van de frequentie en/of de uitwisseling resulteert in een regelafwijking (ACE) die, na verwerking door een regelaar, wordt toegevoerd aan de biedladder. In de biedladder zijn alle biedingen voor regel- en reservevermogen die TenneT van de Nederlandse PVs heeft ontvangen op prijs gerangschikt. Afhankelijk van de regelafwijking wordt een of meerdere biedingen afgeroepen: de betreffende PV ontvangt een regelsignaal van TenneT ( $\Delta op$  of  $\Delta af$ ). De PV regelt vervolgens een of meerdere van zijn productie-eenheden op of af, waardoor de frequentie en internationale uitwisseling weer naar de nominale waarden worden gebracht.

### 3.3 Transportdiensten

Onder de transportdiensten wordt verstaan alles wat nodig is om producenten en afnemers op het net aan te sluiten en vervolgens het gewenste transport van elektrische energie ongestoord te laten plaatsvinden. Alle netbeheerders in Nederland leveren transportdiensten, op basis van een gebiedsindeling die is vastgesteld door DTe. TenneT levert transportdiensten voor het landelijke transportnet en de interconnectoren met het buitenland. Belangrijkste taken die kunnen worden onderscheiden zijn [20]:

- Het aansluiten van klanten;
- het faciliteren van het gewenste transport;
- het oplossen van transportbeperkingen;
- het compenseren van netverliezen;
- het instandhouden van de spannings- en blindvermogenshuishouding;
- het beheer en onderhoud van het net;
- het maken van lange termijn plannen.

De gemaakte kosten voor het uitvoeren van de diensten worden aan de afnemers doorberekend in het (door DTe gereguleerde) transporttarief.

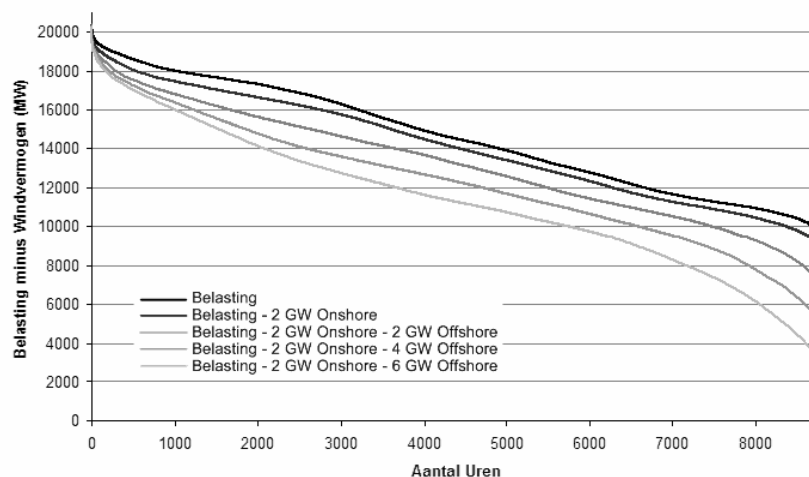


## 4 WINDENERGIE

### 4.1 Belasting en wind

Zoals in paragraaf 2.2 is beschreven, verschilt de elektriciteitsvraag in Nederland per dag en per uur en is deze deels onvoorspelbaar. Om de vermogensbalans in het Nederlandse systeem te kunnen handhaven, wordt conventioneel vermogen continu bij- en afgeregeld om de vraag te volgen. Net als belasting, is windvermogen ook variabel en deels onvoorspelbaar. De reden hiervoor ligt in het feit dat de energiebron van de elektriciteitsproductie door windturbines, de wind, niet stuurbaar is. Windenergie introduceert dus geen fundamenteel nieuwe aspecten in het elektriciteitssysteem als het gaat om de balanshandhaving: de belasting was al variabel en deels onvoorspelbaar. Windenergie zal echter de balanshandhaving zelf op sommige momenten wel compliceren, omdat de variaties en voorspellingsfouten van belasting en windvermogen *tezamen* nu moeten worden opgevangen door de rest van het systeem. Daarnaast verdringt windenergie – afhankelijk van de wind – een deel van de productie uit andere bronnen (brandstofbesparing van kolen, gas etc.) en kunnen bij voldoende grote productie uit wind conventionele eenheden worden uitgezet. Een en ander hangt onder andere samen met de geografische spreiding van het geïnstalleerde windvermogen en de grootte van het systeem, zoals ook later in dit rapport nog zal worden besproken.

Voor een eerste benadering van de invloed van grootschalig windvermogen op de balanshandhaving binnen het Nederlandse systeem, is gekeken naar de invloed die grootschalig windvermogen heeft op de belastingcurve [9]. De belastingcurve geeft aan, welke belasting optreedt gedurende hoeveel tijd in het jaar (in dit geval uitgedrukt in uren). Een deel van deze belasting wordt vervolgens gedekt door productie door windturbines, de rest zal moeten worden komen van gedistribueerde opwekkingseenheden, importen en thermische eenheden.



Figuur 6 Gesimuleerde belasting-duurkromme (zwart) en belasting-minus-Windvermogen-duurkrommen (grijs) voor verschillende hoeveelheden geïnstalleerd windvermogen voor 2012.

In Figuur 6 zijn de belastingshoogten te zien gedurende een jaar, op volgorde van afnemende grootte. Voor elk kwartiergemiddelde van de belasting is op grond van de gelijktijdig geldende

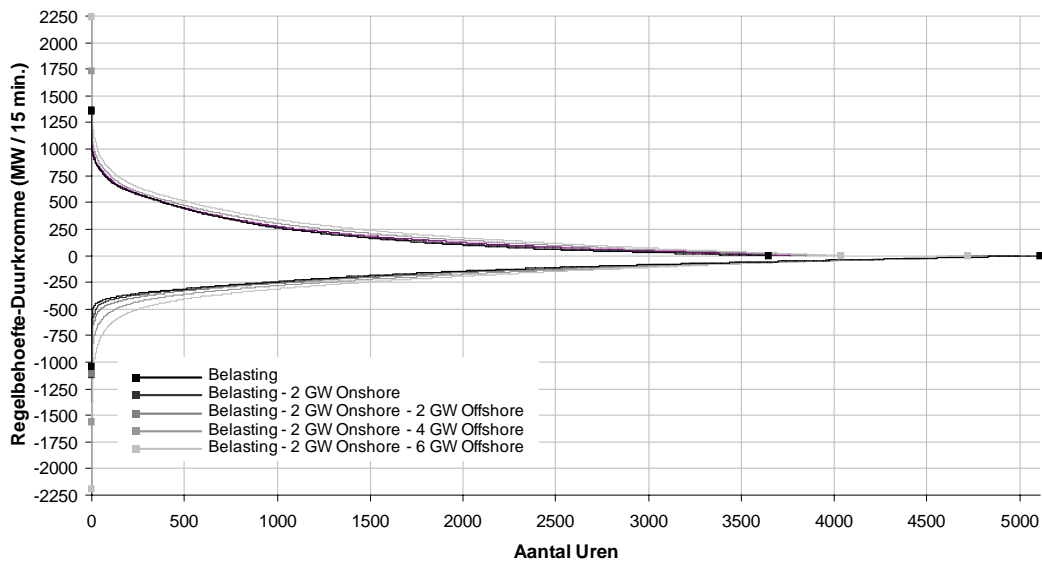
windsnelheden het vermogen berekend van 8 GW geïnstalleerd windvermogen: op deze manier is een realistische indruk verkregen van combinaties van belastinghoogte en windvermogen (0–8 GW) op in totaal 35.040 momenten (kwartieren) gedurende een jaar, die samen zogeheten *belasting-duurkrommen* vormen.

In een studie van TenneT [9] wordt de maximale belasting zonder windvermogen voor 2012 geschat op circa 20.400 MW. Omdat deze maximale belasting relatief weinig voorkomt, is de kans op maximaal windvermogen op hetzelfde moment klein, waardoor het maximum van belasting-minus-windvermogen niet veel lager ligt dan de maximale belasting. Omgekeerd komen lagere belastingen vaker voor, waardoor de kans op maximaal windvermogen op dergelijke momenten relatief groot is. Met de komst van meer windvermogen in het Nederlandse systeem zullen andere eenheden op momenten van lage belasting *en* grote windproductie steeds meer moeten worden afgeregeld, met andere woorden, er is steeds minder noodzaak voor het hebben van basislast-vermogen.

Bij Figuur 6 dient te worden opgemerkt, dat deze alleen combinaties van belasting en windvermogen op een deterministische manier beschrijft. Het kleine verschil tussen de maximale belastingen met en zonder wind (meest links in de figuur) geeft alleen aan dat momenten hoge belasting en hoge windproductie weinig samenvallen voor het gesimuleerde jaar: dit dient niet te worden verward met de zogeheten *capacity credit* van windvermogen, die statistisch kan worden bepaald door de betrouwbaarheid van het systeem met en zonder windvermogen te vergelijken [21], [22].

## 4.2 Vermogensvariaties van belasting en 8 GW windvermogen

Afhankelijk van het moment zal grootschalig windvermogen de totale vermogensvariaties in het systeem doen toe- dan wel afnemen. Toename van deze variaties hangen af van de gelijktijdigheid van de variaties van wind en belasting: een toename van windproductie tijdens de toename van de belasting in ochtend doet de totale vermogensvariatie afnemen, bij een afname van windproductie op datzelfde moment is de totale variatie juist groter, waardoor op dat moment ook een grotere behoefte bestaat aan regelvermogen om deze variaties op te vangen.

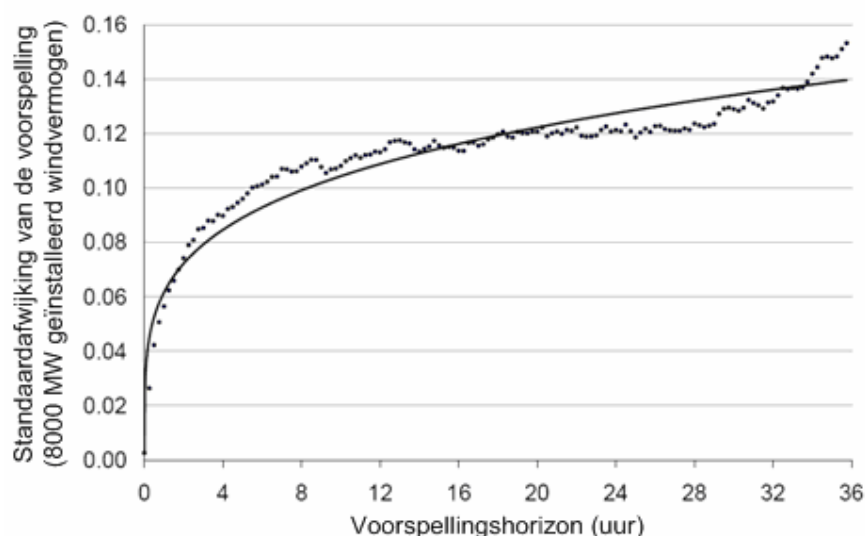


Figuur 7 Regelbehoefte-duurkrommen voor op- en afregelvermogen van alleen belasting (zwarte lijn) en variaties van belasting en windvermogen tegelijkertijd (grijstinten).

In Figuur 7 zijn de regelbehoeften van de belasting op grootte gerangschikt (zwarte lijn); aan elk van deze waarden is vervolgens regelbehoefte van belasting plus 8 GW windvermogen gekoppeld (grijze lijnen). De benodigde regelvermogens voor het opvangen van alleen de belastingvariëaties gedurende het jaar bedragen maximaal +1350 MW/15 min (opregelen) en -1050 MW/15 min (afregelen). De regelvermogens voor belasting- en windvermogensvariëaties tezamen bedragen maximaal +2250 MW/15 min (opregelen) en -2200 MW/15 min (afregelen), bij een totaal geïnstalleerd windvermogen van 8 GW (onshore en offshore). Windvermogen doet dus de maximaal benodigde hoeveelheid regelvermogen in het Nederlandse systeem toenemen. Uit Figuur 7 blijkt ook dat de totale hoeveelheid benodigd regelvermogen toeneemt (oppervlak onder de curves), hoewel variëaties van de belasting dominant blijven.

### 4.3 Gedeeltelijke voorspelbaarheid bij 8 GW windvermogen

Windvermogen is slechts tot op zekere hoogte voorspelbaar. Hierbij hangt de voorspelbaarheid af van onder andere de periode waarover wordt voorspeld, zoals goed te zien is in Figuur 8. Bij het genereren van deze figuur is onder andere rekening gehouden met de afhankelijkheid van de voorspellingsafwijking tussen verschillende voorspellingshorizonten en de weersomstandigheden [13].



Figuur 8 Standaardafwijking van de voorspellingsfout voor 8 GW windvermogen in Nederland.

De standaardafwijking, zoals te zien in de figuur, is de gemiddelde afwijking van de voorspelling (vooraf) van de werkelijke gerealiseerde windproductie (achteraf). In het geval van 8 GW windvermogen in het Nederlandse systeem komt de voorspellingsfout voor bijvoorbeeld 36 uur tevoren gemiddeld op ongeveer 28% van de voorspelde waarde (tweemaal de standaardafwijking). De standaardafwijking en daarmee dus de voorspellingsfout voor 8 GW windvermogen is ongeveer 2 uur tevoren twee keer kleiner dan 36 uur tevoren: de kwaliteit van de voorspelling is dus twee uur tevoren tweemaal zo goed als 36 uur tevoren. De voorspellingsfout van windvermogen heeft invloed op de inzet en bedrijfsvoering van eenheden: bij een perfecte voorspelling van windvermogen zou windvermogen optimaal kunnen worden ingepast, bij een gedeeltelijk betrouwbare voorspelling van windvermogen is de kans op een sub-optimale inzet van eenheden aanwezig.

## 5 TECHNISCHE INPASSING VAN GROOTSCHALIGE WINDPARKEN OP ZEE

---

Aangezien grote offshore windparken zullen worden bedreven en beheerd als één enkele installatie, zullen ze net als grote centrales op de hogere spanningsniveaus worden aangesloten. Voor de inpassing van toekomstige offshore windenergie is het transportnet dan ook een belangrijk onderwerp van onderzoek.

### 5.1 Netinfrastructuur op zee

Onder de netinfrastructuur op zee wordt verstaan het geheel aan elektrische installaties dat tot het aansluitpunt (transformatorstation op land) op zee en in de duinen moet worden aangelegd, om de energie die door de windturbines wordt geproduceerd aan land te brengen. Het omvat kabelverbindingen, schakelapparatuur, transformatoren, vermogenselektronische omzetteren en de 'support structures' waarop deze geplaatst kunnen worden (platforms). Een gedeelte van de infrastructuur maakt deel uit van het windpark en valt dus onder de verantwoordelijkheid van de projectontwikkelaar. Dat gedeelte zal niet in dit rapport besproken worden. Slechts de infrastructuur waarmee het gehele windpark met het net op land wordt verbonden is hier van belang.

#### 5.1.1 Keuze transport-technologie

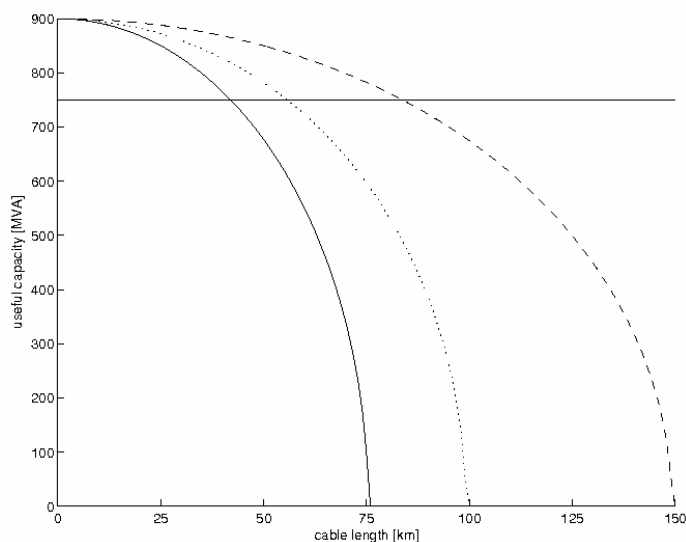
In de beide Connect-studies is veel aandacht besteed aan de verschillende technische mogelijkheden om het elektriciteitsnet op zee vorm te geven. De keuze voor een bepaalde structuur en technologie hangt samen met de vraag hoe dit offshore net organisatorisch zal worden vormgegeven. Wanneer er voor een in meer of mindere mate gefaciliteerd net wordt gekozen, zal dit vermoedelijk een andere netstructuur tot gevolg hebben dan wanneer de verantwoordelijkheid voor het offshore transportsysteem bij de individuele projectontwikkelaars wordt gelegd. Hieronder volgt een overzicht van de belangrijkste aspecten.

##### Wissel- versus gelijkstroom

De belangrijkste keuze in transporttechnologie is die tussen wissel- en gelijkstroom. De elektriciteitsvoorziening op land is geheel gebaseerd op wisselstroomtechnologie (AC). Bij AC kan gemakkelijk worden overgegaan tussen verschillende spanningniveaus met behulp van transformatoren. Wanneer de offshore infrastructuur ook op AC is gebaseerd, kan deze zonder tussenkomst van extra apparatuur op het bestaande landnet worden aangesloten.

Offshore windparken zullen worden aangesloten met behulp van onderzeese kabels. Deze kabels hebben fysische eigenschappen die sterk verschillen van de bovengrondse lijnen die op land worden toegepast. De kabels gedragen zich in hoge mate capaciteef en genereren blindvermogen. Dit blindvermogen beperkt de capaciteit van de kabel die voor het transport van actief vermogen (dat wat uiteindelijk van belang is) kan worden gebruikt, zie figuur 9. De hoeveelheid gegenereerd blindvermogen is afhankelijk van de kabellengte, wat tot gevolg heeft dat er een bovengrens aan de transportafstand bij AC is. Door aan beide zijden van de kabel (en eventueel ook in het midden) een compensatiespoel te plaatsen die het gegenereerde blindvermogen absorbeert, is deze afstand te

vergroten. AC transporttechnologie is daarom slechts geschikt voor afstanden tot 80–100 km, voor de geplande offshore locaties voor Nederland is dit echter voldoende.



Figuur 9 Beschikbare capaciteit voor de transport van actief vermogen over een (fictieve) 380 kV onderzeese kabelverbinding als functie van de afstand. De ononderbroken lijn geeft de situatie van een niet-gecompenseerde kabel weer, de gestippelde lijn de situatie waarin de kabel aan één zijde gecompenseerde is en de gestreepte lijn de situatie voor tweezijdige compensatie. Wanneer bijvoorbeeld een transportcapaciteit van 750 MW gewenst is, geeft het snijpunt van de horizontale lijn met de curven de maximale transportafstand aan.

Het hierboven beschreven fenomeen is bij toepassing van gelijkstroom (DC, direct current) geheel afwezig. Er is dan ook geen bovengrens aan de transportlengte. DC wordt daarom noodzakelijk geacht wanneer de windparken zeer ver uit de kust gelegen zijn, zoals bijvoorbeeld bij sommige geplande Duitse parken het geval zal zijn.

Voor de omzetting van AC in DC en vice versa zijn aan beide uiteinden van de verbinding zijn vermogenselektronische omzeters nodig. Dit zijn zeer omvangrijke en kostbare installaties. Van oudsher worden lijngecommuteerde (LCC, line-commutated converter) omzeters gebruikt, gebaseerd op thyristoren. De laatste tien jaar zijn ook op IGBTs (Insulated Bipolar Transistors, een schakelement) gebaseerde spanningsbron-omzeters (VSC, voltage source converter) op de markt gekomen voor gebruik voor transport. Deze technologie staat ook bekend onder de handelsnamen HVDC Light (ABB) of HVDC PLUS (Siemens).

VSC-HVDC-technologie heeft enkele eigenschappen die speciaal voor toepassing voor offshore windenergie gunstig zijn ten opzichte van LCC-HVDC-technologie. De converters kunnen kleiner worden gebouwd en hierdoor gemakkelijker op een offshore platform worden geplaatst. Daarnaast zijn ze in staat om in een zwak net te functioneren (dit is bij offshore het geval) zonder hulpmiddelen, terwijl bij gebruik van de LCC extra apparatuur benodigd is om een sterke koppeling te garanderen. In Connect II is het gebruik van VSC-transport niet verder onderzocht, omdat ten tijde van die studie de technologie niet beschikbaar was voor de bestudeerde vermogensgrootte. Op dit moment wordt een vermogen van 1000 MW per verbinding door ABB op de markt gebracht [23], alhoewel er nog geen projecten van deze vermogensomvang zijn gerealiseerd.

Wanneer de transmissiekosten worden vergeleken voor AC-transport en VSC-HVDC-transport, valt de laatste in bijna alle gevallen duurder uit; zowel de kapitaalkosten (infrastructuur) als energetische verliezen in de verbinding zijn hoger. Uit een gevoeligheidsanalyse blijkt echter dat VSC-HVDC een serieus economisch alternatief biedt wanneer de transportafstand toeneemt [24]. Het valt bovendien

te verwachten dat de kosten van VSC-HVDC-converterstations afnemen naarmate er meer ervaring met deze technologie wordt opgedaan.

#### **Netstructuur: radiaal versus vermaasd net**

Een ander belangrijk aspect is de structuur of topologie van het offshore net. In Connect II wordt geconcludeerd dat een radiale netstructuur (de alternatieven 1 en 2) het goedkoopst is en de meeste flexibiliteit biedt door het verdelen van het investeringsrisico over langere periodes. Bovendien maakt het gegeven dat zowel voor AC als voor DC de maximale grootte voor het transporteerbare vermogen over één kabelverbinding ongeveer 700–1000 MW is, de zinvolheid voor een vermaasd net niet groot: er zal weinig 'extra ruimte' op de verbindingen zijn.

Een ringvormige verbinding over zee tussen aanlandingspunten Beverwijk en Maasvlakte die een geconcentreerd zeestation inlussen, is ook beschouwd in Connect II. Het additionele voordeel hiervan zou zijn dat – ten tijde van minder dan nominale windproductie, wat gedurende de meeste tijd het geval is – de infrastructuur ook gebruikt zou kunnen worden voor transport van vermogen in Noord-Zuid richting. Uit simulaties bleek dat een ring gebaseerd op AC technologie (alternatief 3) weinig toegevoegde waarde heeft; door de fysische verschillen tussen de onderzeese kabels en de bovengrondse lijnen op land (verschil in impedantie) neemt de ringstructuur slechts een geringe fractie van het vermogenstransport over. Extra investeringen zouden nodig zijn in apparatuur die de stuurbaarheid van het vermogen vergroot. Als laatste alternatief is in Connect II een DC-ring (alternatief 4) bestudeerd. HVDC maakt stuurbaarheid van vermogen wel mogelijk. Echter, dit bleek een zeer kostbare optie te zijn die bovendien veel afstemming van projectontwikkelaars vereist, terwijl de meerwaarde ten opzichte van radiale verbindingen gering was.

### **5.1.2 Ervaringen in Nederland**

In Nederland is op het moment één offshore windpark operationeel en één in aanbouw.

#### **Elektrische infrastructuur OWEZ**

Het Offshore Windpark Egmond aan Zee (OWEZ) maakt geen gebruik van een onderstation op zee [25]. De elektriciteit van de 36 turbines van ieder 3 MW wordt in de turbine getransformeerd van 1 kV naar 34 kV. De turbines zijn per twaalf aangesloten op een middenspanningskabel van 34 kV en de drie kabels zijn aangesloten op een onderstation dat direct achter de duinwering is gebouwd. Hier wordt de spanning naar een niveau van 150 kV getransformeerd en via een ondergrondse kabel wordt de energie naar het aansluitpunt station Velzen getransporteerd, zeven kilometer verderop.

#### **Elektrische infrastructuur Q7**

Het windpark Q7 [26] zal in tegenstelling tot OWEZ wel gebruik maken van een onderstation op zee. In het park zal een platform worden geplaatst waar de kabelstrengen van de turbines binnenkomen (middenspanningsniveau) en waar de spanning wordt getransformeerd naar een niveau van 150 kV. Een 23 km lange onderzeese 3-fasen kabelverbinding op hoogspanningsniveau verbindt het windpark met de kust, alwaar het windpark via een ondergrondse kabel op onderstation Velsen wordt aangesloten.

### **5.1.3 Ervaringen in het buitenland**

#### **Groot-Brittannië**

In Groot-Brittannië zijn op dit moment vier grootschalige windparken operationeel: North Hoyle, Scroby Sands, Kentish Flats en Barrow, met gezamenlijk 300 MW productiecapaciteit [27]. Deze parken behoren tot de zogenaamde 'Round One' aanvragen, waarvan er nog zeven andere zijn

goedgekeurd, allen gelegen binnen de 12-mijlszone en met een maximumomvang van dertig turbines. Alleen het windpark Barrow maakt gebruik van een offshore transformatorplatform dat het park middels een 132 kV-hoogspanningsverbinding met de kust verbindt, bij de overige parken zijn de turbines met middenspanningskabels direct met het land verbonden.

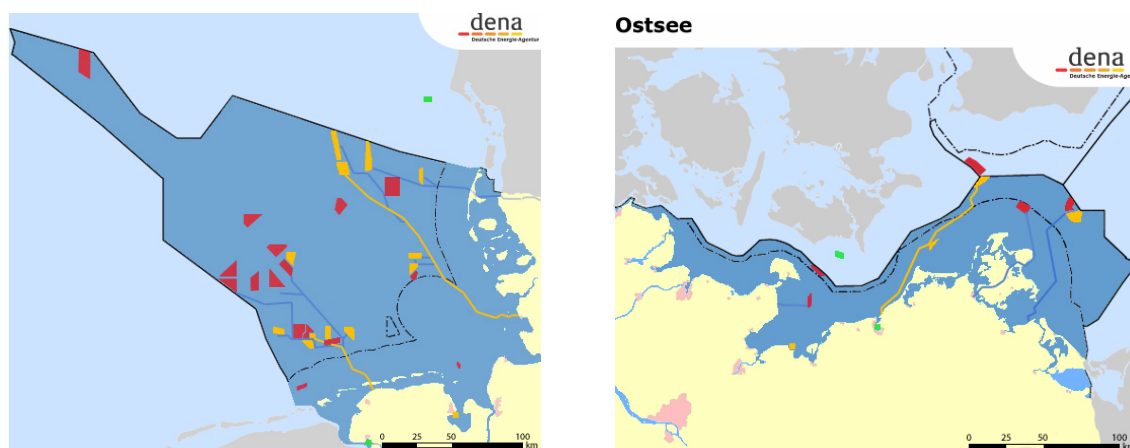
Voor de toekomst voorziet men in Groot-Brittannië ook windparken met een grotere omvang, gelegen buiten de 12-mijlszone, de zogenaamde 'Round Two' projecten. In 2005 heeft Econnect een technisch-economische studie uitgevoerd naar de opties voor het aansluiten van deze parken op het Britse elektriciteitsnet [28]. De conclusie van dit rapport is dat het aansluiten van de windparken op 132 kV-niveau de meest kostenefficiënte optie is. Het gebruik van HVDC is alleen aantrekkelijk bij zeer grote afstanden, vanwege de hoge vaste kosten voor de converterstations, hetgeen overeenstemt met hetgeen hierboven opgemerkt. Een andere belangrijke conclusie uit het rapport is dat er geen schaafeffect optreedt wanneer de omvang van deze projecten verder vergroot wordt. Kosten voor de netinfrastructuur zijn hoofdzakelijk afhankelijk van de afstand tot de kust en bundeling van kabels biedt geen specifieke voordelen. Hierbij moet worden opgemerkt dat de Round Two windparken zich verspreid langs de gehele Britse kustlijn bevinden, in tegenstelling tot de Nederlandse kust waar de voorgestelde projecten relatief dicht bij elkaar gelegen zijn.

### Denemarken

In Denemarken zijn twee grote offshore windparken operationeel, Horns Rev [29], dat beschouwd kan worden als het belangrijkste pilot-project voor wind op zee tot nu toe, en Nysted [30]. Het gezamenlijk opgesteld vermogen bedraagt 325,6 MW. Beide projecten maken gebruik van een offshore onderstation dat het park via een hoogspanningsverbinding met het net op land verbindt.

### Duitsland

Duitsland heeft behoudens enkele nabij de kust geplaatste test-turbines geen ervaring met offshore windparken. Er bestaan echter wel grote plannen voor de aanleg van offshore parken in de Noordzee en de Oostzee, voor enkele heeft de vergunningverlening reeds plaatsgevonden [31]. In Figuur 10 is een overzicht gepresenteerd. Inmiddels is begonnen met de aanleg van een onderstation op het Duitse waddeneiland Norderney geschikt voor capaciteit van uiteindelijk 3000 MW windvermogen.



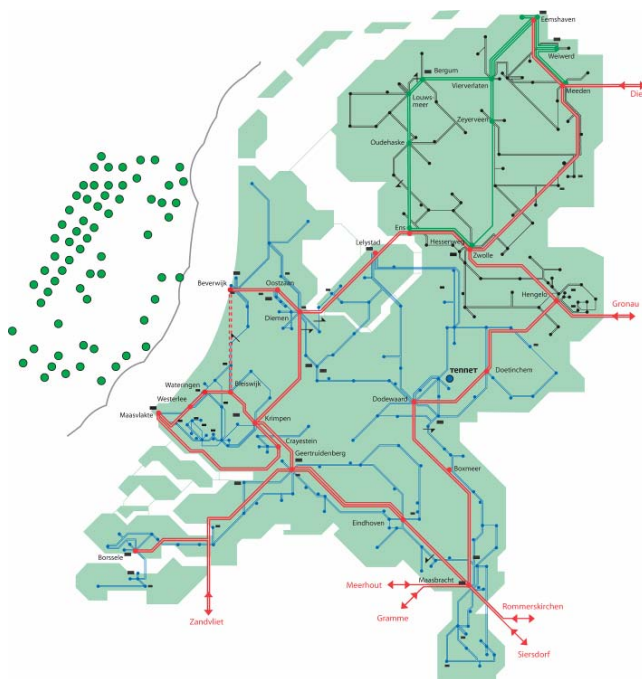
Figuur 10 Geplande offshore windparken in Duitsland in de Noordzee (rechts) en Oostzee. De gele projecten en kabeltracé's zijn reeds vergund, de rode projecten zijn op het moment van schrijven slechts nog voorgenomen plannen. De gestippelde zwarte lijn geeft de 12-mijlszone aan. (figuur overgenomen van [31])

In Figuur 10 is te zien dat de meeste voorgenoemen parken buiten de 12-mijlszone liggen, vele zelfs ver daarbuiten (>50 km uit de kust). De reden hiervoor is dat dichterbij gelegen gebieden bestemd zijn voor andere doeleinden (bijvoorbeeld scheepvaart, visserij, gebruik als militair oefengebied). De netaansluiting van deze windparken zal een testcase vormen voor toekomstige windparken in Europa die verder uit de kust gelegen zullen zijn.

### 5.1.4 Locaties voor aanlanding

De keuze van locaties voor aanlanding wordt bepaald door de offshore locaties waar windparken zullen worden gerealiseerd, de huidige netstructuur op land en de aanwezige transportcapaciteit om het windvermogen veilig af te kunnen voeren. Wanneer grote hoeveelheden offshore wind op het net worden aangesloten, is aansluiting op het hoogste spanningsniveau (380 kV) noodzakelijk om het windvermogen veilig te kunnen afvoeren.

In de studie Connect II is een inventarisatie gemaakt van de meest aannemelijke locaties voor windparken, gebaseerd op onderzoek van ECN. Dit is weergegeven in Figuur 11. Ook in de figuur geprojecteerd is de netkaart. Te zien is dat de huidige 380 kV-stations Maasvlakte en Beverwijk de meest gunstige ligging hebben ten opzichte van de voorziene windparklocaties. Station Borssele is te ver weg gelegen om een goedkoop aansluitalternatief te vormen en station Eemshaven ligt dichterbij voorziene Duitse windparken. In Connect II worden ook de in aanbouw zijnde 380 kV-stations Westerlee en Wateringen genoemd als alternatieven voor het aansluiten van windvermogen.



Figuur 11 Aannemelijk windparklocaties voor de Nederlandse kust, geprojecteerd op de kaart van het Nederlandse hoogspanningsnet. De groene stippen representeren elk een locatie waar een windpark met een vermogen van 250 MW gerealiseerd kan worden. De grijze lijn voor de kust geeft de 12-mijlszone aan.

Voor aansluiting op alle genoemde 380 kV-stations is uitbreiding van de onderstation-infrastructuur benodigd, daarnaast is er een aanvoertracé nodig voor de kabelverbindingen van zee. Op sommige locaties kunnen deze benodigde uitbreidingen tot planologisch complexe situaties leiden. Het huidige voorziene 380 kV-onderstation in Beverwijk kan moeilijk met extra velden worden uitgebreid. Er zal daarom een extra nabijgelegen station moeten worden gebouwd voor de aanlanding van de kabels.



Aansluiting op het 150 kV-net in de kustregio kan worden overwogen voor de eerstvolgende te realiseren windparken. Bij de parken OWEZ (108 MW) en Q7 (120 MW) is dit reeds het geval. Aansluiting van parken met een totale omvang van 100–200 MW per 150 kV station kan mogelijk zijn; per locatie zullen echter netstudies moeten worden verricht om te kijken of het net van voldoende capaciteit is om dit vermogen af te voeren.

## 5.2 Netinfrastructuur op land

In het Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2006–2012 van TenneT [19] worden de resultaten vermeld van de netstudie die binnen het kader van Connect II is uitgevoerd. Doel was het onderzoeken van de hoeveelheid offshore windvermogen die op het Nederlandse net kan worden aangesloten voordat netuitbreidingen benodigd zijn. In de studie is rekening gehouden met toekomstige uitbreidingen van het net, toename van de belasting en productie. Belangrijke veranderingen ten opzichte van de huidige situatie zijn de in bedrijfstelling van een aantal nieuwe circuits in de Randstad (Randstad380), de NorNed kabel (700 MW HVDC, 2009) van onderstation Eemshaven naar Noorwegen en de BritNed kabel (1320 MW HVDC, 2012) vanuit Maasvlakte naar het Verenigd Koninkrijk. In deze situatie is vervolgens gekeken of het net onder behoud van de enkelvoudige en dubbelvoudige storingsreserve (de zogenaamde N-1 en N-2 criteria) veilig bedreven kan worden zonder dat er verbindingen overbelast raken. Bij N-1 is wel, maar bij N-2 is niet gerekend met het volle windvermogen, maar met 75% daarvan.

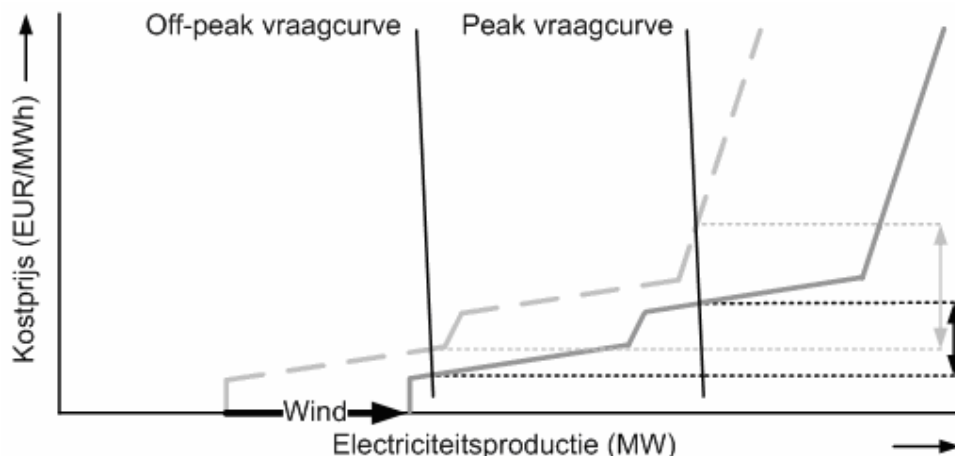
Uit het onderzoek wordt geconcludeerd dat een hoeveelheid van in totaal 3000 MW offshore wind ingepast kan worden, zonder dat verdere uitbreidingen op de bestudeerde netconfiguratie nodig zijn. Wanneer 6000 MW offshore windvermogen wordt aangesloten, is verzwaring van een aantal West-Oost verbindingen benodigd om dit vermogen veilig te kunnen afvoeren. In dit geval raken bij storingen in het net de 380 kV verbindingen Beverwijk–Diemen–Zwolle en Maasvlakte–Bleiswijk–Krimpen–Geertruidenberg overbelast en zal hier een netverzwaring nodig zijn.

## 5.3 Inzet en bedrijfsvoering van conventionele eenheden

### Invloed van windproductie op de elektriciteitsprijs

Windvermogen zal, afhankelijk van het windaanbod, minder of meer conventioneel vermogen vervangen. Wat voor eenheid of eenheden dit zijn hangt onder meer af van de elektriciteitsvraag: bij een hoge vraag worden relatief duurder vermogen vervangen dan bij een lage vraag. Dit principe is grafisch weergegeven in Figuur 12.

Figuur 12 laat de zogeheten *incrementele korte-termijn kostprijscurve* zien: de verhouding tussen de kostprijs en de hoeveelheid elektriciteit die er wordt geproduceerd, afhankelijk van de vraag. De inzet van thermische eenheden in het Nederlandse systeem gebeurt op grond van kosten, afhankelijk van de technische mogelijkheden van de eenheden. De curve bestaat feitelijk uit de productieprijzen van alle eenheden in het systeem en wordt gekenmerkt door een aantal 'prijssetages': geheel links onderaan voor elektriciteit als bijproduct van een ander proces, dan die van importen en goedkope basislasteenheden (bijvoorbeeld nucleaire centrales of kolencentrales, die alleen voor onderhoud uit bedrijf worden genomen), dan de deellasteenheden (bijvoorbeeld gaseenheden die snel in en uit bedrijf kunnen worden genomen) en tenslotte de pieklast eenheden, die zeer weinig draaiuren hebben. De elektriciteitsvraag is zeer onelastisch, wat resulteert in zeer steile vraagcurven. Bovendien is 's nachts de vraag lager dan overdag, waardoor 's nachts de vraag wordt afgedekt door basislasteenheden en importen en de prijzen dan ook lager liggen dan overdag.



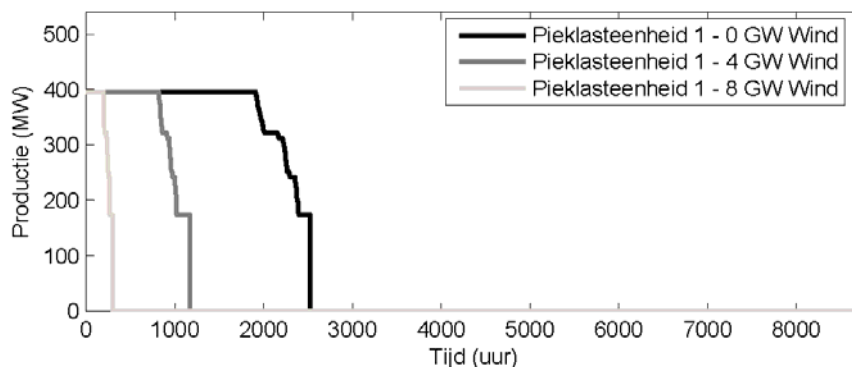
Figuur 12 Voorbeeld van een incrementele korte-termijn kostprijscurve. In de figuur is de invloed van een windvermogen op momenten van veel wind op de elektriciteitskosten (en dus prijzen).

Door de zeer lage korte-termijn kostprijs van windenergie (bijna 0 €/MWh) zal wind de gehele curve, afhankelijk van het windaanbod, meer of minder naar rechts verschuiven. In de markt vervangt windvermogen dus ander vermogen met een hogere kostprijs, waardoor de prijzen in de markt op deze momenten lager zullen zijn dan in de situatie zonder wind.

#### Invloed van windproductie op de bedrijfsvoering van conventionele eenheden

Omdat de inzet- en bedrijfsvoering van eenheden gebeurt op grond van de elektriciteitsvraag en windvermogen een deel van deze vraag voor zijn rekening neemt, zal de inzet en bedrijfsvoering van conventionele eenheden anders zijn. De invloed van windvermogen op de inzet en bedrijfsvoering van andere, conventionele eenheden in het systeem wordt geïllustreerd door Figuur 13 en Figuur 14.

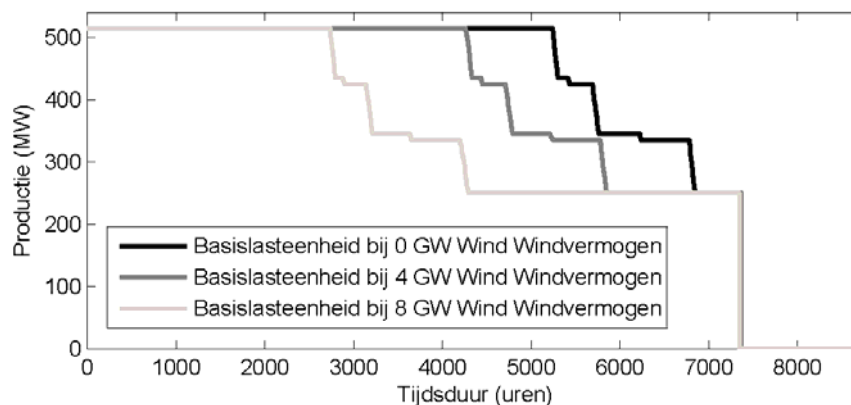
Figuur 13 laat zien dat het aantal draaiuren van een pieklast-eenheid afneemt: door windvermogen zijn de prijspielen in het systeem minder hoog, waardoor deze eenheden minder draaien. Het verschil in oppervlak onder de verschillende durkrommen is de hoeveelheid energie die de beschouwde eenheid minder produceert gedurende het beschouwde jaar, omdat deze energie nu afkomstig is van windproductie.



Figuur 13 Voorbeeldinzet gedurende een jaar gesimuleerde bedrijfsvoering van een van de pieklast-eenheden in het Nederlandse systeem bij verschillende windpenetraties.

Uit Figuur 14 blijkt ook een basislast-eenheid anders gaat draaien: het aantal vollast-uren neemt af, terwijl de eenheid wel een vergelijkbaar aantal uren per jaar in bedrijf is, maar dan op deellast. Het verschil in oppervlak onder de verschillende durkrommen is wederom de vermindering in

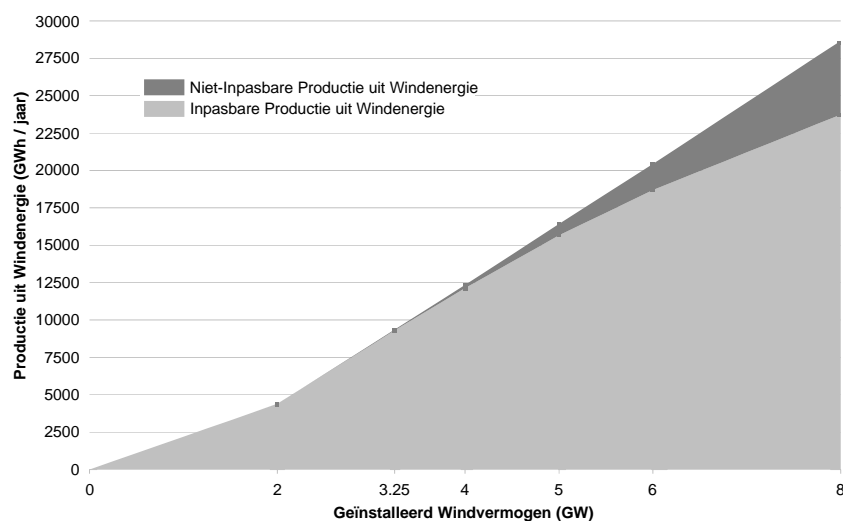
energieproductie door deze eenheid in het beschouwde jaar ten gevolge van verdringing door windproductie.



Figuur 14 Voorbeeldinzet gedurende een jaar gesimuleerde bedrijfsvoering van een van de basislasteenheden in het Nederlandse systeem bij verschillende windpenetraties.

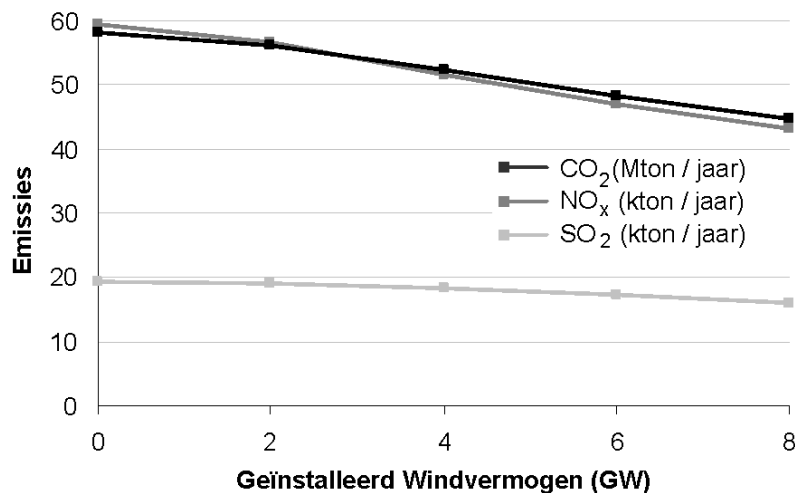
### Systeemintegratie Windvermogen: Studie TenneT en TU Delft

Een studie van TenneT TSO en de TU Delft (uitgevoerd in 2005) geeft inzicht in de technische mogelijkheden van het Nederlandse systeem voor de inpassing van windvermogen tot 8 GW. Op grond van de gedane simulaties kan worden geconcludeerd, dat met het voorziene Nederlandse productiepark van 2012 de hoeveelheid windvermogen die zonder aanvullende maatregelen kan worden geïntegreerd circa 4000 MW (waarvan de helft offshore) bedraagt [9]. Op momenten van lage belasting en een groot windaanbod zijn vanaf een hoeveelheid van 2000 MW windvermogen in toenemende mate aanvullende inpassingsmaatregelen nodig (zie Figuur 15).



Figuur 15 Inpasbare en niet-inpasbare productie uit windenergie voor de gesimuleerde basisvariant.

Grootschalig windvermogen doet de hoeveelheden uitgestoten emissies  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$  en  $\text{NO}_x$  door het systeem als geheel significant afnemen: de emissiebesparing door windvermogen is aanzienlijk groter dan de hogere relatieve uitstoot van sommige eenheden door een minder optimale bedrijfsvoering (figuur 16, volgende pagina).



Figuur 16 Emissie-uitstoot door de Nederlandse elektriciteitsvoorziening bij verschillende penetraties windvermogen

Uit de studie blijkt dat de Nederlandse eenheden de gecombineerde fluctuaties van windproductie en belasting ook bij grootschalig windvermogen kunnen opvangen. Naarmate de hoeveelheid opgesteld windvermogen toeneemt, nemen de consequenties hiervan voor productie uit windenergie, emissie- en brandstofbesparing echter wel toe. Tenslotte tonen de uitkomsten van de simulaties een grote gevoeligheid voor aannames wat betreft vermogensuitwisselingen met het buitenland (met name het importniveau) en de aanwezigheid van warmteboilers bij WKK-eenheden: importverlaging en gebruik van warmteboilers op momenten van lage belasting en hoog windvermogen biedt extra technische ruimte voor de inpassing van windvermogen.

#### Invloed van voorspellingsfouten

De voorspellingsfout van windvermogen heeft invloed op de inzet en bedrijfsvoering van eenheden: bij een perfecte voorspelling van windvermogen zou windvermogen optimaal kunnen worden ingepast (minimale bedrijfsvoeringskosten). Omdat, zoals eerder is aangegeven, de voorspellingen van windvermogen niet perfect is, leidt de resulterende voorspellingsfout tot een sub-optimale inzet en bedrijfsvoering van eenheden, hetgeen extra kosten met zich meebrengt. Dit is onderzocht voor het Nederlandse systeem in [13].

In [13] zijn drie voorspellingsscenario's onderzocht: een zeer conservatieve windvoorspelling van 0 MW, een realistische voorspelling met een typische voorspellingsfout voor 12–36 uur tevoren en een perfecte windvoorspelling. Met de drie scenario's is bekeken tussen welke waarden de bedrijfsvoeringskosten en emissies variëren bij verschillende windvoorspellingen. Het is gebleken dat de hoeveelheid additionele vermogensreserve die de inpassing van grootschalig windvermogen met zich meebrengt, verwaarloosbaar klein is. Hierdoor is de invloed van voorspellingsfouten van windvermogen voor het Nederlandse systeem als geheel ook zeer klein. Deze uitkomst kan worden verklaard door de bestaande inzet en bedrijfsvoering van de Nederlandse eenheden. Door de aanwezigheid van grote hoeveelheden basislast- en WKK-vermogen is te allen tijde een (zeer) grote hoeveelheid reservevermogen aanwezig, onafhankelijk van de hoeveelheid geïnstalleerd windvermogen. De reeds aanwezige hoeveelheid reservevermogen wordt niet verder vergroot, omdat de reeds aanwezige reserves voldoende zijn voor de inpassing van wind. De voorspellingsfout van windvermogen heeft dan ook een verwaarloosbaar effect op bedrijfsvoeringskosten en emissies, gesteld dat de inzet en bedrijfsvoering continu wordt bijgesteld op grond van real-time metingen van vraag en productie, inclusief windvermogen.

## 5.4 Invloed op de netstabiliteit

De stabiliteit van het elektriciteitsvoorzieningsstelsel moet te allen tijde gewaarborgd worden. Het is dan ook een belangrijke factor die moet worden meegenomen bij de analyse van toekomstige uitbreidingen. Onder stabiliteit wordt verstaan de wijze waarop grootheden die de toestand van het stelsel bepalen (frequentie in het net, spanning op knooppunten) verlopen in de tijd na het optreden van een plotselinge verstoring. Dit kan zowel een gewenste verstoring zijn (gecontroleerde afschakeling van een belasting) als een ongewenste (automatische afschakeling van een lijnverbinding, bijvoorbeeld als gevolg van blikseminslag). Als gevolg van dergelijke gebeurtenissen zal het stelsel een dynamische reactie vertonen, die na verloop van tijd verdwijnt, waarna het elektriciteitsstelsel weer in principe in een stationaire toestand terechtkomt (het stelsel is stabiel). Wanneer het dynamische verschijnsel niet verdwijnt of zelfs verergert, is het mogelijk dat het stelsel niet meer in een stationaire toestand terechtkomt (het stelsel is instabiel). Een dergelijke instabiliteit is zeer zorgwekkend en kan verstrekkende gevolgen hebben, zoals uiteindelijk een black-out. Instabiliteit moet dus onder zoveel mogelijk omstandigheden voorkomen worden. Bij uitbreiding van het elektriciteitsstelsel kan men door middel van computermodellen van tevoren simuleren in hoeverre de stabiliteit van het stelsel hierdoor verandert.

Men onderscheidt verschillende soorten stabiliteit. Het belangrijkste onderscheid is dat tussen frequentie- en spanningsstabiliteit. Frequentiestabiliteit hangt samen met de netfrequentie en de momentane vermogensbalans in het net. Dit is een eigenschap die globaal is voor het complete stelsel; in Europa bijvoorbeeld het gekoppelde UCTE-net. Met de frequentiestabiliteit hangt samen de 'roterende massa' van het stelsel, de inertia van alle gekoppelde opwekkingseenheden tezamen, die een dempende invloed hebben op een verstoring.

In tegenstelling tot frequentiestabiliteit is spanningsstabiliteit een lokaal verschijnsel, dat samenhangt met een verstoorde blindvermogenshuishouding. Hierdoor kan de spanning op een bepaald punt in het net of in een bepaald gebied sterk afwijken van de gewenste waarde. Wanneer in het gehele net de blindvermogenshuishouding verstoord raakt, kunnen lokale spanningsproblemen leiden tot een grootschalig cascade-effect; men spreekt in dat geval van 'voltage collapse', waarvan de gevolgen zeer verstrekkend kunnen zijn.

Grootschalige offshore energieopwekking uit wind zal invloed hebben op zowel frequentie- als spanningsstabiliteit. De netaansluiting van grote offshore windparken verschilt op twee punten fundamenteel van die van conventionele elektriciteitscentrales: het dynamisch gedrag van de windturbines zelf is anders dan dat van conventionele generatoren op land en het offshore transportnet beïnvloedt de stabiliteit van het net.

### Invloed van typen windturbines op de netstabiliteit

Windturbines gedragen zich bij verstoringen anders dan conventionele, grootschalige opwekkers, zoals gas- en kolengestookte centrales. Het dynamische gedrag hangt voornamelijk af van het type windturbine; men onderscheidt turbines met een constant toerental en turbines met een variabel toerental.

Bij turbines met een constant toerental is de rotor (via een tandwielkast) direct gekoppeld met de elektrische generator. Dit type turbine was vroeger de standaardtechnologie en kan nu nog teruggevonden worden als individuele exemplaren gekoppeld aan het distributienet, bijvoorbeeld geïnstalleerd bij agrarische bedrijven. Deze turbines kunnen problemen veroorzaken met name op het gebied van spanningsinstabiliteit [10], afhankelijk van de lokale omstandigheden van het net.

Moderne windturbines zijn bijna zonder uitzondering van het variabel-toerental type. Hierbij is de rotor mechanisch ontkoppeld van de elektrische generator door middel van een vermogenselektronische omzetter. Het dynamisch gedrag is grotendeels afhankelijk van de regeltechniek waarmee deze omzetter wordt aangestuurd; bij toepassing van de juiste regelstrategie is het gedrag bij verstoringen identiek aan dat van conventionele centrales of zelfs beter: de omzeters kunnen de spanning snel ondersteunen als dat nodig is, bijvoorbeeld na een kortsluiting in het net. De eerste generaties turbines met variabel-toerental schakelden af van het net bij het optreden van kortsluitingen in het net, omdat de daarbij optredende hoge kortsluitstromen de vermogenselektronica kunnen beschadigen. Gedreven door regelgeving in met name Denemarken en Duitsland die het afschakelen bij bepaalde spanningsdalingen verbood, hebben leveranciers dit probleem weten te verhelpen door verbetering van de vermogenselektronica.

Door de ont koppeling door de vermogenselektronische omzeters tussen de windrotor en de elektrische generator, neemt de roterende massa in het elektriciteitssysteem af. Er is nog onvoldoende bekend wat dit voor invloed heeft op de stabiliteit van het systeem bij zeer hoge penetratiegraden van windopwekking (meer dan 25% van het totaal geïnstalleerd vermogen).

### **Invloed van het offshore transportnet op de netstabiliteit**

Bij het bespreken van de invloed op de netstabiliteit van het offshore transportnet moet wederom onderscheid worden gemaakt tussen transport op basis van wissel- en gelijkstroom.

Indien het offshore transportnet gebruik zal maken van wisselstroomoverdracht, zullen de karakteristieke eigenschappen van de onderzeese kabels invloed hebben op de netstabiliteit. Er ontstaat dan de situatie waarin een groot netdeel met kabels is aangesloten op een systeem dat voornamelijk uit bovengrondse verbindingen bestaat. In dit geval kunnen er (spannings)resonanties optreden tussen beide netdelen, veroorzaakt door fysische verschillen tussen beide geleidertypen. Over dit fenomeen is echter nog weinig bekend en meer onderzoek is noodzakelijk, zoals ook in de aanbevelingen van Connect II is aangegeven. Bovendien hebben, zoals eerder aangegeven, onderzeese wisselstroomkabels een hoge blindvermogensproductie. Compensatiemiddelen hiervoor moeten accuraat gedimensioneerd worden zowel voor stationaire als dynamische situaties, om te voorkomen dat de spanningen te hoog of te laag worden of instabiel gedrag vertonen.

Bij gelijkstroomoverdracht is de invloed op de netstabiliteit van heel andere aard. Vermogenselektronische omzeters kunnen gezien worden als een natuurlijke barrière voor resonanties en oscillaties. Wanneer de regelstrategie van de omzeters goed wordt gekozen, kan een dergelijke verbinding wellicht een stabiliserende werking hebben en bijdragen aan een verbetering van de spanningsstabiliteit op het aansluitpunt en de rotorhoekstabiliteit in het net. Vooral de VSC-technologie lijkt hier zeer geschikt voor te zijn. Wel vervormen deze omzeters de spanningsvorm van het net doordat ze op een hogere frequentie dan de netfrequentie (50 Hz) schakelen. Deze 'vervuiling' kan gereduceerd worden door het toepassen van filterinstallaties.

## **5.5 Technische innovaties**

### **5.5.1 Energieopslag**

Vanaf 1980 is een groot aantal rapporten verschenen op het gebied van opslagsystemen en de inpassing daarvan in het Nederlandse elektriciteitsvoorzieningsstelsel, geschreven door een groot aantal partijen. Als redenen voor het Nederlandse onderzoek naar opslagsystemen worden het optimaliseren van de samenstelling en bedrijfsvoering van het productiepark genoemd (minder

piekvermogen, betere uitnutting basislast-vermogen, brandstofkostenbesparing) en de mogelijke systeeminpassing van windenergie genoemd. De drie voor Nederland meest belangrijke technologieën worden hieronder kort toegelicht: PAC, OPAC en CAES.

### **PAC**

Een pompaccumulatie-systeem (PAC) is de enige energie-opslagtechniek die grootschalig wordt toegepast in elektriciteitsvoorzieningssystemen. Een PAC bestaat uit twee waterreservoirs op verschillende hoogten. Elektriciteit wordt opgewekt door turbines die worden aangedreven door water vanuit het hooggelegen reservoir naar beneden te laten stromen (potentiële energie wordt omgezet in elektrische energie), energie-opslag vindt andersom plaats, waarbij de turbines worden ingezet als pomp. Bij PAC kan een onderscheid worden gemaakt tussen installaties met een natuurlijke instroom van water in het hooggelegen reservoir, zoals bijvoorbeeld in Noorwegen, en PAC met een reservoir met alleen instroom door het oppompen van water, wat een optie zou kunnen zijn voor Nederland (zoals in het verleden geopperd in het 'Plan Lievense'). Bij een dergelijk systeem met gering hoogteverschil tussen de reservoirs geldt dat het omzettingsrendement afhankelijk is van het waterniveau in de reservoirs: hoe lager het reservoir, hoe inefficiënter.

### **OPAC**

Een ondergronds pompaccumulatie-systeem (OPAC) verschilt ten opzicht van een PAC-systeem in het feit dat een van beide reservoirs (diep) onder de grond ligt. In een vlak land als Nederland kan dit een voordeel zijn, omdat hierdoor grotere hoogteverschillen tussen de reservoirs mogelijk zijn en dus een omzettingsrendement dat niet afhankelijk is van het waterniveau in de reservoirs. Bovendien kan het gebruik van bestaande ondergrondse reservoirs de benodigde investeringen voor de installatie verlagen.

### **CAES**

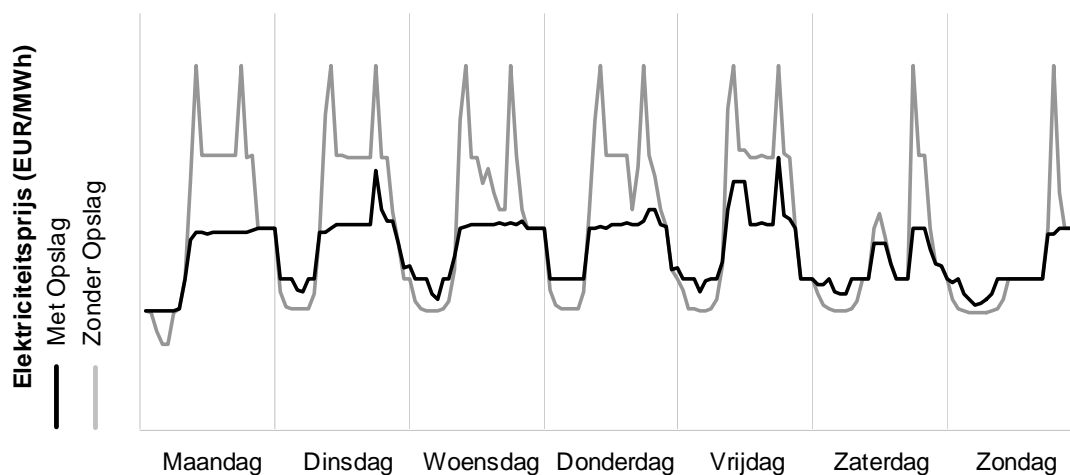
Een druklucht energieopslag-systeem (Compressed Air Energy Storage, CAES) gebruikt niet water, maar samengedrukte lucht als opslagmedium voor mechanische energie. Wanneer een compressor wordt gebruikt voor het samendrukken van lucht, wordt energie opgeslagen in de lucht, die later kan worden gebruikt om arbeid te verrichten. CAES maakt over het algemeen gebruik van in de grond aanwezige, afgesloten cavernes die op druk kunnen worden gebracht. De vrijkomende druklucht wordt na voorverwarming bijgemengd in een gecombineerd stoom en gas (STEG) verbrandingsproces van aardgas met een hoog rendement, waarmee elektriciteit wordt geproduceerd.

### **Mogelijkheden van een opslagenheid voor de inpassing van windvermogen**

Energie-opslagsystemen hebben een aantal voordelen voor de elektriciteitsvoorziening. Centraal staat de mogelijkheid om energie op te slaan op momenten van lage prijzen (lage elektriciteitsvraag) en de opgeslagen energie te leveren aan het systeem op momenten van hoge prijzen (hoge elektriciteitsvraag). Een opslagsysteem verdient zichzelf dus al dan niet terug uit het verschil tussen peak- en off-peak prijzen.

De mogelijkheden van een opslagsysteem voor de inpassing van windvermogen zijn niet eenduidig. Zoals al eerder in Figuur 12 aangegeven, verschuift de marginale kostencurve op momenten van hoog windaanbod naar rechts. Windenergie verdringt ander productievermogen, waardoor de kostprijs voor elektriciteit zal dalen. Tegelijkertijd doet windvermogen echter ook de waarde van energie in een opslagsysteem dalen: het verschil tussen off-peak- en peakprijzen neemt af. Voor een opslagsysteem valt zodoende te verwachten dat de economische opbrengsten minder zullen worden naarmate de hoeveelheid geïnstalleerd windvermogen toeneemt. Tegelijkertijd geldt echter dat als er

technische grenzen in het systeem bestaan voor de inpassing van windvermogen, deze deels kunnen worden verlegd door een opslagsysteem.



Figuur 17 Voorbeeld van de marginale kostprijs in het Nederlandse systeem met en zonder opslag gedurende een gesimuleerde week.

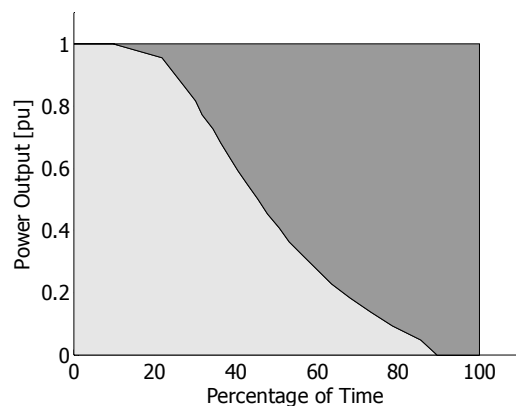
Figuur 17 laat een voorbeeld zien van de invloed die een opslagsysteem (in dit geval een OPAC-systeem) heeft op de bedrijfsvoeringskosten van het Nederlandse systeem (zonder windvermogen) gedurende een gesimuleerde week. Duidelijk is te zien dat het opslagsysteem de piekrijzen verlaagt en de dalrijzen verhoogt, door de elektriciteit te leveren tijdens de pieken en op te slaan tijdens dalen. De baten van een opslagsysteem kunnen daarom alleen worden onderzocht door middel van detailstudies, waarin alle relevante aspecten van het volledige systeem worden meegenomen. Binnenkort zullen de resultaten bekend worden van een dergelijke systeemstudie uitgevoerd door TenneT en de TU Delft, waarin de baten van elektriciteitsopslag voor het Nederlandse systeem zijn onderzocht.

### 5.5.2 Grensoverschrijdende offshore netten

Tot nu toe is er in dit rapport sprake geweest van offshore windparken, die exclusief op het Nederlandse transportnet zijn aangesloten. Ook in andere West-Europese landen wordt de netintegratie van windopwekking op zee meestal nog alleen op nationaal niveau beschouwd. Wanneer dit nationale referentiekader wordt losgelaten, ontstaan interessante alternatieven voor zowel de aansluiting van offshore parken alsook de systeemintegratie.

Sinds de liberalisering van de Europese energiemarkt is er een groeiende behoefte aan interconnectiecapaciteit ontstaan. De grensoverschrijdende transportlijnen, oorspronkelijk slechts aangelegd voor wederzijdse ondersteuning tussen de deelnemers van het gekoppelde systeem, zijn een essentiële infrastructuur voor internationale energiehandel geworden. De behoefte aan interconnectiecapaciteit wordt onder andere gearticuleerd door de EU in het programma TEN-E, dat onderzoek en ontwikkeling stimuleert in aangegeven 'priority areas' waar de transnationale energienetten niet toereikend zijn [32]. Ook de samenhang met offshore hernieuwbare energiebronnen wordt daarbij aangegeven. Naast offshore windvermogen en interconnectiecapaciteit zijn er nog andere synergieën denkbaar waarvoor een offshore elektriciteitsnet van nut kan zijn, zoals bijvoorbeeld de energievoorziening van productieplatforms voor olie en gas.





Figuur 18 Duurkromme van een offshore windpark. De horizontale as geeft het percentage van de totale beschouwde tijd aan waarin de output kleiner of gelijk is aan de waarde op de verticale as voor het geleverd vermogen. Het lichtgrijze oppervlak komt overeen met de energieopbrengst van het windpark gedurende het beschouwde tijdinterval. Het donkergrijze oppervlak komt overeen met de energie die in potentie extra over het offshore transportsysteem kan worden getransporteerd.

Door het variabele windaanbod produceert een windpark slechts een klein gedeelte van de tijd op het maximale, geïnstalleerde vermogen. Dit is inzichtelijk gemaakt in de duurkromme die is weergegeven in Figuur 18. Te zien is de energie die door het windpark in de beschouwd tijd wordt opgewekt en door het transportsysteem zal moeten worden afgevoerd (lichtgrijze oppervlak). Echter, de tijd dat het windpark niet het geïnstalleerde vermogen levert, is er potentieel aanwezig om het transportsysteem voor andere doeleinden te gebruiken (donkergrijze oppervlak).

Het concept van een grensoverschrijdend 'offshore grid' is recentelijk door twee marktpartijen onafhankelijk van elkaar gepresenteerd. De Ierse projectontwikkelaar Airtricity heeft samen met leverancier ABB een voorstel voor een zogenaamd 'Supergrid' gelanceerd [33]. Er is in dit project sprake van een vermaasde infrastructuur op zee op basis van VSC-HVDC. Als eerste fase wordt de aanleg van een 10 GW windpark in de Noordzee genoemd, met netaansluiting in Groot-Brittannië, Denemarken en Nederland. De Nederlandse projectontwikkelaar Econcert presenteerde haar visie op een pan-Europees offshore grid, genaamd 'Poseidon' in [34]. In dit voorstel is het offshore elektriciteitsnet niet alleen bedoeld voor netaansluiting van offshore windparken en internationale energiehandel, maar ook voor integratie van andere hernieuwbare energiebronnen (getijde-, golf-, en osmose-energie) en systemen voor energieopslag en opslag van CO<sub>2</sub>.

Alhoewel deze concepten veelbelovend zijn, zal er nog veel onderzoek noodzakelijk zijn alvorens deze gerealiseerd kunnen worden, zowel op technisch als op institutioneel gebied. De technologie van VSC-HVDC transport is tot nu toe slechts gerealiseerd voor enkele verbindingen tussen twee locaties. Alhoewel het in theorie mogelijk is om een aftakpunt op zo'n verbinding te realiseren of zelfs een vermaasde netstructuur te bedienen, is hier nog veel ontwikkeling voor nodig.

## 6 INSTITUTIONELE INPASSING VAN GROOTSCHALIGE WINDPARKEN OP ZEE

---

### 6.1 Het Nederlandse marktontwerp

Binnen het Nederlandse marktontwerp hebben PVs verschillende mogelijkheden om om te gaan met de variabiliteit en gedeeltelijke onvoorspelbaarheid van windvermogen. Hieronder worden verschillende aspecten van de Nederlandse markt kort toegelicht vanuit het oogpunt van de marktpartijen.

#### 6.1.1 Kosten voor e-programma-afwijkingen

Het systeem van programma-verantwoordelijkheid voor windvermogen zorgt ervoor dat programma-verantwoordelijken (PVs) verantwoordelijk zijn voor een mogelijke vermogensonbalans veroorzaakt door het windvermogen binnen hun portfolio. Eventuele kosten voor afwijkingen van de energie-programmawaarden door windvermogen (bijvoorbeeld het aanpassen van de bedrijfsvoering van conventionele eenheden binnen portfolio of onbalanskosten) komen dan ook voor rekening van de desbetreffende PV. Het is daarom voor een PV met windvermogen van belang om windvermogen goed te voorspellen en van tevoren maatregelen te treffen om zo de additionele kosten van onbalans te minimaliseren.

#### 6.1.2 Balanshandhaving van windvermogen per PV

De energie-programma's (e-programma's) die elke PV 12–36 uur tevoren overlegt aan TenneT legt de netto- uitwisseling van de PV met het Nederlandse systeem vast. Omdat de e-programma's uit kwartierwaarden bestaan, betekent dit dat elke PV binnen elk kwartier eventuele afwijkingen door onder andere windvermogen afzonderlijk moet wegregelen. Om dit op een dergelijke korte tijdsbasis te kunnen doen zal een PV ervoor moeten zorgen voldoende en voldoende snelle vermogensreserves te hebben. Omdat elke partij dit voor zich doet, betekent dit dat verschillende PVs soms tegengestelde regelacties hebben, terwijl op systeemniveau de variaties elkaar (gedeeltelijk) opheffen.

#### 6.1.3 Handel op de spot en intra-day markt

Bij het beschouwen van de mogelijkheid om windvermogen te verhandelen op de markt speelt de onvoorspelbaarheid van windvermogen een grote rol. Bij het sluiten van de spot markt, 12–36 tevoren, zijn er significante afwijkingen in het voorspelde windvermogen aanwezig. Van 12–36 uur tot aan het moment van uitvoering was het tot voor kort voor PVs niet mogelijk om deze afwijkingen af te dekken door middel van handel op een markt [12]. De komst van APX Intra-day maakt een verdere afstemming van beschikbaar vermogen tussen de PVs aan de hand van op korte termijn bijgestelde voorspellingen mogelijk. Hierdoor zijn PVs minder aangewezen op slechts hun eigen middelen voor de inpassing van windvermogen en biedt de Nederlandse markt een nieuwe mogelijkheid voor de inpassing van windvermogen in het Nederlandse systeem.

### 6.1.4 Regel- en reservevermogen

Programma-verantwoordelijkheid biedt ook kansen voor marktpartijen om te verdienen aan onbalans van andere PVs. PVs kunnen regel- en reservevermogen op kwartierbasis aanbieden aan TenneT: wordt een ingediende bieding afgeroepen om de onbalans op systeemniveau weg te regelen, dan ontvangt de PV de prijs van de duurste binnen dat kwartier afgeroepen bieding. Daarnaast geldt dat elke PV die 'meeregelt' met TenneT deze zelfde prijs ontvangt: een afwijkingen van het e-programma, al dan niet door windvermogen, kan op sommige momenten dus ook geld opleveren. Het is echter van tevoren niet te bepalen of een bieding daadwerkelijk afgeroepen zal worden.

## 6.2 Internationale uitwisseling

Zoals programma-verantwoordelijkheid per PV is bepaald, zo is de verantwoordelijkheid voor het handhaving van de systeembalans in het gekoppelde systeem (synchrone zone) vastgelegd per netbeheerder per regelzone. TenneT is de netbeheerder van de Nederlandse regelzone en houdt bij in hoeverre de werkelijke uitwisseling met het buitenland afwijkt van de geplande. Ongeplande internationale uitwisseling wordt vervolgens geminimaliseerd. Het vastleggen van regelzones heeft invloed op de inpassing van windvermogen.

### 6.2.1 Grote regelzone

Allereerst is de grootte van de regelzone van belang voor de balanshandhaving, met name voor windvermogen. De grootte van de vraag en de hoeveelheid geïnstalleerd vermogen zijn maatgevend voor de hoeveelheid vermogen die beschikbaar is voor de balanshandhaving: een groter systeem betekent dat er meer middelen voorhanden zijn, waardoor bijvoorbeeld de prijs voor regel- en reservevermogen kan dalen. Voorts is voor windvermogen de geografische omvang van de regelzone belangrijk: hoe groter het systeem (regelzone), hoe kleiner de variaties [35] en daarmee voorspellingsfout van windvermogen op systeemniveau (de wind waait immers altijd wel ergens).

Binnen het Europese UCTE-systeem hebben regelzones verschillende groottes. Zo is Nederland is één regelzone en Frankrijk ook, maar Duitsland uit vier zones bestaat. Binnen Duitsland wisselen de vier TSOs regel- en reservevermogen uit voor het balanceren van windenergie, iets dat Nederland bijvoorbeeld niet met België doet, terwijl daarvoor technisch gezien geen belemmeringen zijn. Door geografische spreiding heffen voorspellingsfouten en variaties van windvermogen elkaar gedeeltelijk op: wind is een continentaal fenomeen.

### 6.2.2 Sluitingstijd markt 12–36 uur tevoren

Zoals reeds besproken voor de Nederlandse markt, biedt de verschoven sluitingstijd van markthandel tot vlak voor het moment van uitvoering een goede mogelijkheid voor de inpassing van windvermogen in het Nederlandse systeem. Op internationaal niveau is binnen het Europese UCTE-systeem geen intra-day handel mogelijk. Internationale uitwisselingschema's worden een dag tevoren vastgelegd en internationale verbindingen worden niet gebruikt voor het wegeregelen van onbalans. Internationale uitwisseling is een belangrijk aspect bij de inpassing van windvermogen in het Nederlandse systeem, zoals ook bleek in [9] en [13]. Een verlate sluitingstijd van de internationale markt en *cross-border power balancing*, zoals dat bijvoorbeeld in Scandinavië gebeurt via Nord Pool, bieden verbeterde mogelijkheden voor de inpassing van windvermogen. Op deze manier wordt de voorspellingsfout van windvermogen teruggebracht en is deze verbeterde windvoorspelling beschikbaar om alle mogelijkheden in het West-Europese systeem (i.p.v. alleen binnen Nederland) aan te spreken. Dit is natuurlijk slechts mogelijk wanneer er voldoende transport- en interconnectiecapaciteit aanwezig is.

## 7 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

---

Dit onderzoek geeft een overzicht van de technische uitdagingen voor de inpassing van grootschalig windvermogen (onderzochte penetraties tot 6000 MW) op zee in het Nederlandse elektriciteitsvoorzieningssysteem. Het rapport geeft inzicht in de voor windparken op zee relevante net- en systeemaspecten en de samenhang van infrastructuur, systeemontwerp, marktontwerp, regelgeving en de ontwikkeling van windvermogen.

### 7.1 Conclusies

Op basis van de studieresultaten in de afgelopen jaren van de TU's, onderzoeksinstituten, overheden, netbeheerders en consultants, kan worden geconcludeerd dat er geen problemen worden voorzien voor de aansluiting en systeemintegratie van offshore windvermogen voor de komende jaren (700 MW geïnstalleerd in 2010). Daarnaast is er een groot aantal interessante, technische oplossingen voor de inpassing van grotere windvermogens (6000 MW) voorhanden, die verder onderzoek waard zijn. Bij dergelijk onderzoek is het van groot belang de institutionele aspecten integraal mee te nemen.

- Voor de eerstkomende windparken op zee ligt individuele aansluiting op het net op land voor de hand, bij voorkeur op het 150 kV-net in de kustregio, voornamelijk rond Beverwijk en in mindere mate rond Maasvlakte. Gedetailleerde netplanningstudies en planologisch onderzoek zullen moeten uitwijzen of het net in staat is deze vermogens af te voeren en of er ruimte is voor de benodigde versterkingen.
- Voor grotere hoeveelheden windvermogen (>700 MW totaal geïnstalleerd) zal een directe aansluiting op het 380 kV-net benodigd zijn. Hiervoor is een aantal netconfiguraties voor handen, die reeds in Connect II zijn onderzocht. Wanneer de aansluitingsproblematiek in een nationaal kader wordt beschouwd, is de meest voor de hand liggende netstructuur een radiale, waarbij de mogelijkheid om meerdere windparken op een enkele aansluiting te combineren nader onderzoek verdient. Dergelijke oplossingen dienen in een institutionele en deels Europese context te worden geplaatst.
- Op grond van simulaties uitgevoerd door TenneT en TU Delft is geconcludeerd dat de hoeveelheid windvermogen op zee die zonder aanvullende systeemtechnische maatregelen kan worden ingepast in het Nederlandse systeem ongeveer 2000 MW bedraagt. Op momenten van lage belasting en een groot windaanbod zijn in toenemende mate aanvullende maatregelen nodig voor een de inpassing van windvermogen in de bedrijfsvoering van het systeem. De bestaande Nederlandse eenheden kunnen de gecombineerde fluctuaties van offshore windproductie en belasting tot de maximaal onderzochte penetratie van 6000 MW opvangen.
- De gedeeltelijke onvoorspelbaarheid van grootschalig offshore windvermogen vergroot de behoefte aan vermogensreserve in het Nederlandse systeem slechts marginaal. De oorzaak hiervoor ligt met name in de aanwezigheid van grootschalig warmte-kracht-vermogen, waardoor er veel reserve aanwezig is in het Nederlandse systeem.

- Het Nederlandse systeem van programma-verantwoordelijkheid maakt dat offshore windvermogen een integraal onderdeel is van de bedrijfsvoering door marktpartijen. De komst van een intra-day markt op de APX maakt de verdere verhandeling van windvermogen tot een aantal uur voor uitvoering mogelijk, wat de inpassing van windvermogen naar verwachting efficiënter zal maken. De komst van een internationale intra-day handel (impliciete veiling van interconnectie-capaciteit) zou de inpassingsruimte voor offshore windvermogen verder kunnen vergroten in verband met de vergrote flexibiliteit van internationale uitwisseling.

## 7.2 Aanbevelingen voor verder onderzoek

Dit rapport heeft op grond van raadpleging van onderzoek de belangrijkste aspecten op een rij gezet die van belang zijn bij de ontwikkeling tot zo'n 6000 MW offshore windvermogen in Nederland. Voor de verdere ontwikkeling van grootschalig windvermogen op zee kan een aantal aanbevelingen voor nader onderzoek worden gedaan.

- Aandacht verdient het combineren van netaansluitingen van offshore windparken, al dan niet in combinatie met internationale interconnectie-capaciteit of andere mogelijke synergieën met elektriciteitsverbruikers of -opwekkers op zee.
- Wanneer gekozen wordt voor transport op basis van wisselspanning, zal het mogelijk optreden van ongewenste resonanties bij het aansluiten van een verkabeld onderzees hoogspanningsnet op een bovengronds net op land in detail moeten worden onderzocht.
- Speciale aandacht verdienen de toepasbaarheid van elektriciteitswet, netcode en systeemcode buiten de 12-mijlszone.
- Het verdient aanbeveling om, binnen de verder te bepalen technische ruimte, de economische aspecten van technische oplossingen voor de balanshandhaving met grootschalig windvermogen nader te onderzoeken. Hierbij moet meegenomen worden de economische consequenties van windvermogensvariaties voor de bedrijfsvoering van conventionele eenheden en de haalbaarheid van aanvullende oplossingen zoals bijvoorbeeld flexibilisering van WKK-eenheden en het gebruik van energie-opslag.
- Aanvullend onderzoek is nodig om te kunnen bepalen, in hoeverre technische maatregelen voor de systeeminpassing van windvermogen ook daadwerkelijk in een geliberaliseerde markt zullen worden genomen door de diverse marktpartijen. Hierbij zijn met name het ontwerp en de invloed van het bestaande systeem van programma-verantwoordelijkheid en mogelijkheden tot het op korte termijn vaststellen van internationale vermogensuitwisselingen van belang.

Tenslotte dient te worden opgemerkt, dat dit rapport zich heeft gericht op de technische inpassing van offshore windvermogens tot zo'n 6000 MW in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening. Significant grotere windpenetraties dan 6000 MW offshore vallen nadrukkelijk buiten de scope van dit rapport.

## 8 AANKNOPINGSPUNTEN VOOR BELEID

---

Inventarisatie van de huidige stand van zaken van de net- en systeeminpassingsproblematiek van grootschalige windenergieproductie op zee leidt tot een aantal aanknopingspunten voor beleid ten aanzien van de verdere ontwikkeling van offshore windvermogen, die hieronder worden besproken.

### 8.1 Netaansluiting

Bij de netaansluiting van offshore windparken kan grofweg onderscheid worden gemaakt tussen twee verschillende mogelijkheden (zie paragraaf 5.1):

- **Individueel:** Het huidige beleid beschouwt de netaansluiting op het hoogspanningsnet op land als integraal onderdeel van een offshore windproject. Hierdoor komen ook de aansluitingskosten voor rekening van de projectontwikkelaar en zal de technische uitvoering specifiek per project worden geoptimaliseerd.
- **Bundeling:** Projectontwikkelaars zullen niet snel overgaan tot het combineren van de netinfrastructuur op zee, zeker niet wanneer het de bundeling van parken van meerdere initiatiefnemers betreft. De verantwoordelijkheid voor het coördineren en bundelen van een netinfrastructuur op zee zou neergelegd kunnen worden bij een daartoe aangewezen netbeheerder, waarbij TenneT de meest voor de hand liggende partij is. Dit zou economische en technische schaalvoordelen kunnen hebben, al heeft de Connect II studie uitgewezen dat deze beperkt zijn. Verder zouden de kosten van de netinfrastructuur op zee op deze wijze makkelijker gesocialiseerd kunnen worden.

Het *faciliteren* van netaansluitingen vanuit de overheid, zoals bij bepaalde projecten is gebeurd in Denemarken en waartoe kortgeleden ook in Duitsland is besloten, geeft een duidelijk signaal naar projectontwikkelaars (zo een beslissing zal immers tot een verlaging van van investeringsrisico's leiden en toont een structureel commitment voor wind op zee vanuit de overheid) en biedt een sturingsinstrument voor de ontwikkeling van wind op zee (fasering van vermogensgroei, locaties).

### 8.2 Markttontwerp

Nederland is een van de weinige Europese landen waar programma-verantwoordelijkheid ook van toepassing is op windvermogen. Daarmee is windvermogen, net zoals conventioneel vermogen, onderworpen aan de onzekerheden van de markt: de opbrengsten van windenergie zijn (deels) afhankelijk van marktprijzen. Bij het bepalen van het markttontwerp kan onderscheid worden gemaakt tussen een aantal mogelijkheden:

- **Programma-verantwoordelijkheid:** Het huidige markttontwerp legt de verantwoordelijkheid voor de inpassing van windenergie neer bij de relevante marktpartijen (paragraaf 3.1, 6.1).
- **Balanshandhaving door TSO:** In veel andere Europese landen met windvermogen maakt windvermogen geen of slechts in bepaalde mate deel uit van de markt: wind wordt door producenten op het net gezet en de TSO is verantwoordelijk voor de inpassing in de bedrijfsvoering en de bijkomende kosten daarvan.

Het voordeel van het Nederlandse systeem van programma-verantwoordelijkheid voor windvermogen is de 'volwassen' behandeling van wind als deel van het systeem en de hiermee samenhangende integrale beschouwing van wind binnen portfolio's van marktpartijen (incentives voor kostenefficiëntie). Mogelijke nadelen zijn verminderde schaalvoordelen door optimalisatie van afzonderlijke portfolio's in plaats van op systeemniveau, maar dit geldt niet alleen voor wind.

Er bestaan verschillende marktontwerpen die een aantal voordelen van beide systemen combineren, zoals dat bijvoorbeeld gebeurt in Californië [36]. Hierbij zijn het de individuele marktpartijen die hun eigen windvoorspellingen doen en deze aanleveren bij de TSO. De TSO balanceert vervolgens centraal de som van alle windafwijkingen, terwijl de onbalanskosten van de marktpartijen afhangen van de kwaliteit van hun voorspelling.

### 8.3 Flexibiliteit van internationale uitwisseling

De technische en economische ruimte voor de inpassing van wind in de bedrijfsvoering van het elektriciteitsvoorzieningsstelsel is afhankelijk van de grootte van het systeem en de geografische spreiding van windvermogen (paragraaf 5.4, 6.2). De flexibiliteit van internationale uitwisseling is hierbij een belangrijke factor. De grootte van de regelzones vallen in Europa over het algemeen samen met de landsgrenzen (i.e. historisch bepaald in plaats van technisch). De interconnectiecapaciteit kan als volgt worden verdeeld:

- **Expliciete veiling, day-ahead handel:** In het huidige systeem wordt interconnectiecapaciteit van te voren geveild, waarna tot een dag van tevoren de werkelijke handel tussen verschillende landen wordt vastgelegd.
- **Impliciete veiling, intra-day handel:** Bij een systeem met impliciete veiling en een vorm van intra-day markt kunnen de meest recente windvoorspellingen worden meegenomen in de handel.

Op dit moment wordt gewerkt aan een systeem van impliciete veiling van interconnectie-capaciteit. Voornamelijk alloceren de TSOs van Frankrijk (RTE), België (Elia) en Nederland (TenneT) de beschikbare dagcapaciteiten via het mechanisme van marktkoppeling. Dit wordt verzorgd door de elektriciteitsbeurzen van Frankrijk (Powernext), België (Belpex) en Nederland (APX). Een en ander biedt mogelijkheden voor windenergie, zeker wanneer de sluiting van de markt meer op intra-day-basis zou gaan gebeuren.

### 8.4 Steunmechanismen

In Nederland zijn de opbrengsten van windvermogen, net zoals bij conventioneel vermogen, afhankelijk van marktprijzen. Dit in tegenstelling tot bijvoorbeeld in Duitsland en Denemarken, waar windenergie een vaste vergoeding krijgt per MWh. Verschillende mogelijkheden zijn onder meer:

- **Onrendabele top:** Het Nederlandse subsidiestelsel voor duurzame elektriciteit (MEP) is gebaseerd op het principe van de onrendabele top: het verschil tussen de kostprijs en de marktprijs van elektriciteit. Voor 2007 is de hoogte van de MEP, geldend gedurende de eerste tien jaar van het offshore windproject, vastgesteld op 97 €/MWh [37]. De marktprijs varieert per uur (ter indicatie: de gemiddelde marktprijs per maand op APX varieerde in 2006 tussen de 42 en 81 €/MWh [38]).
- **Fixed feed-in tariff:** In Duitsland en Denemarken ontvangt windenergie een vaste vergoeding per geproduceerde MWh. In Duitsland ontvangt offshore windenergie op dit moment

61,9 €/MWh gedurende 20 jaar plus eventuele bonus, in Denemarken is dit voor de twee geplande parken in 2009 ongeveer 70 €/MWh gedurende eerste 50.000 vollasturen.

Doordat in het Nederlandse systeem de inkomsten van windenergie (deels) van de prijzen in de markt afhangen, zijn er vanuit de markt prikkels aanwezig voor marktpartijen om wind op een marktconforme wijze in te passen (paragraaf 3.1). Dit geldt ook voor het leveren van systeemdiensten. Hiervoor zijn bij een fixed feed-in tariff geen incentives aanwezig, omdat wind geen deel uitmaakt van de markt.



## GERAADPLEEGDE LITERATUUR

---

- [1] *Nu Voor Later, Energierapport 2005*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken, juli 2005.
- [2] *Transitieplatform Offshore Windenergie, Startnotitie*. Werkgroep Transitieplatform Offshore Windenergie, 10 november 2005.
- [3] *Inventarisatie inpassing in het elektriciteitsnet van 6.000 MW offshore windvermogen in 2020*. Arnhem: KEMA T&D Consulting, Laboratorium voor Elektriciteitsvoorziening, TU Delft, 30 november 2002.
- [4] *Connect 6.000 MW, Eindrapportage*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken, juli 2004.
- [5] Groot, R.A.C. de, C.P.J. Jansen, *Connect 6.000 MW, Aansluiting van 6.000 MW windvermogen op het Nederlandse elektriciteitsnet, Deel 1: Net op zee*. Arnhem: KEMA T&D Consulting, 29 oktober 2003.
- [6] *Connect II, Eindrapport*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken, november 2005.
- [7] Verrips, A., H. de Vries, A. Seebregts, M. Lijesen, *Windenergie op de Noordzee, Een maatschappelijke kosten-batenanalyse*. Den Haag: Centraal Planbureau, september 2005.
- [8] Eleveld, H.F., J.H.R. Enslin, J.F. Groeman, K.J. van Oeveren, M.A.W. van Schaik, *Connect 6000 MW-II: Elektrische infrastructuur op zee*. Arnhem: KEMA T&D Consulting, 6 september 2005.
- [9] *Systeemintegratie windvermogen*. Arnhem: TenneT, november 2005.
- [10] Slootweg, J.G., *Wind Power, Modelling and Impact on Power System Dynamics*. Proefschrift, Technische Universiteit Delft, 2003.
- [11] Ummels, B.C., R.L. Hendriks, M. Gibescu, W.L. Kling, G.A.M. van Kuik, 'Development and System Integration of Wind Power in the Netherlands'. In: *Proceedings Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*. Delft: oktober 2006, p. 3–10.
- [12] Ummels, B.C., M. Gibescu, W.L. Kling, G.C. Paap, 'Integration of Wind Power in the Liberalized Dutch Electricity Market'. *Wind Energy*, issue 9, no. 6 (2006), p. 579–590.
- [13] Ummels, B.C., M. Gibescu, E. Pelgrum, W.L. Kling, A.J. Brand, 'Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch'. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 22, No. 1, March 2007, 8 pp.
- [14] R.L. Hendriks, J.H. den Boon, G.C. Paap, en W.L. Kling, 'Connecting offshore wind farms to (VSC-)HVDC interconnectors', in *Proceedings of Nordic Wind Power Conference (NWPC06)*. Espoo, Finland: 22–23 mei, 2006.
- [15] S.A. Herman, J.T.G. Pierik, *Locaties en opwekkosten 6000 MW offshore windenergie*. Petten: ECN-C--03-186 NL, oktober 2003.

- 
- [16] A.J. Brand, T. Hegberg, *Wind resource in the Dutch part of the North Sea*. Petten: ECN-RX--04-132 EN: november 2004.
- [17] *Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations*. Brussel: European Wind Energy Association, december 2005.
- [18] *Monitoring Leveringszekerheid 2005–2013*. Arnhem: TenneT, april 2006.
- [19] *Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2006–2012*. Arnhem: TenneT, december 2005.
- [20] Netcode en Systeemcode, <http://www.dte.nl/>
- [21] Ensslin, C., A. Badelin and Y.-M. Saint-Drenan, 'The Influence of Modelling Accuracy on the Determination of Wind Power Capacity Effects'. In: *Proceedings European Wind Energy Conference 2006*. Athene, Griekenland: 27 feb–2 mrt, 2006.
- [22] Billinton, R., G. Bai, 'Generating Capacity Adequacy Associated with Wind Energy'. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, 2004, p. 641–646.
- [23] <http://www.abb.com/hvdc>
- [24] Bresesti, P., W.L. Kling, R.L. Hendriks en R. Vailati, 'HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System'. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 22, No. 1, March 2007, 8 pp.
- [25] <http://www.noordzeewind.nl/>
- [26] <http://www.q7wind.nl/>
- [27] <http://www.bwea.co.uk/offshore/>
- [28] *Study on the Development of the Offshore Grid for Connection of the Round Two Wind farms*. Econnect: 2005.
- [29] [http://www.hornsrev.dk/Engelsk/default\\_ie.htm](http://www.hornsrev.dk/Engelsk/default_ie.htm)
- [30] <http://uk.nystedhavmoellepark.dk/>
- [31] <http://www.offshore-wind.de/>
- [32] [http://ec.europa.eu/ten/energy/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/ten/energy/index_en.htm)
- [33] [http://www.airtricity.com/ireland/wind\\_farms/supergrid/](http://www.airtricity.com/ireland/wind_farms/supergrid/)
- [34] *Poseidon, Sustainable energy supply sets out to sea*. Utrecht: Econcern, 2006.
- [35] P. Nørgaard, H. Holttinen, 'A multi-turbine power curve approach'. In: *Proceedings Nordic Wind Power Conference*. Göteborg, Zweden: 2004.
- [36] Y. Makarov, J. Blatchford, H. Alarian, K. DeMarse, M. O'Hara, M. Scholz, S. Jercich, J. Vidov, R. Abernathy, D. Hawkins, J. Zack, 'Incorporation of Wind Power Resources into the California Energy Market'. In: *Proceedings of the Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*. Glasgow, Schotland: 2005.
- [37] <http://www.enerq.nl/mep/>
- [38] <http://www.apxgroup.com/index.php?id=33>