

**KENMERKEN VAN GELIJKSTROOM OF
WISSELSTROOM HOOGSPANNINGSNETWERKEN**

ECN-bijdrage aan het PREGO-project (herziene versie)

P. Lako

Verantwoording

Dit is een studie in het kader van een programma dat PREGO heet. PREGO is de afkorting van PRogramma Elektriciteitsnetwerk Gebruikers Onderzoek. Het PREGO programma wordt uitgevoerd door ECN en KEMA in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. In de fase van publicatie is informatie toegevoegd op basis van een recente studie naar offshore windenergie van ECN Windenergie. De studie is uitgevoerd onder het projectnummer 7.8041.

Abstract

Intermittent renewable energy sources, in particular wind energy and solar energy (PV), are becoming more and more important for electricity generation in the Netherlands and abroad. Based on the current energy policies of the Dutch government it may be expected that onshore and offshore wind could supply up to 24% of the electricity in 2020, presumed that the demand would not grow. In case of increasing demand, the percentage will be lower than that. A growing capacity of onshore and offshore wind may be expected to have considerable impacts not only on electricity generation but also on electricity transmission within a few decades.

In order to accommodate growing amounts of electricity generated by wind (and to a lesser extent PV), electricity transport by means of High-Voltage Direct Current (HVDC) may become necessary. This technology is already applied on a wide scale for electricity transport over hundreds of km, e.g. in case of large hydropower projects in China and Brazil. Furthermore, HVDC is applied in case of crossing of straits - 23 projects built, under construction, or planned - and in case of 'back-to-back' interconnections between AC (Alternating Current) networks.

Studies from the UK and Germany indicate that HVDC may be beneficial, not only in terms of lower electricity transmission costs but also because of less interdependence of grids and lower environmental impacts (avoidance of onshore HVAC lines). This study provides data with regard to onshore (subterranean) and offshore HVDC projects (crossing of straits) that may be useful for prospective modelling studies of growing amounts of renewably produced electricity.

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN	4
LIJST VAN FIGUREN	4
SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	7
2. OFFSHORE WIND EN KOPPELING MET HET NETWERK	10
2.1 Inleiding	10
2.2 Offshore wind en elektriciteitsnetwerk in Nederland	11
2.2.1 Inleiding	11
2.2.2 Geplande en in nabije toekomst te verwachten offshore windparken	11
2.2.3 Elektrische infrastructuur op land	11
2.2.4 Hoogspanningsgelijkstroom (HVDC) of hoogspanningswisselstroom (HVAC)	12
2.3 Offshore wind en elektriciteitsnetwerk in Groot Brittannië	16
2.3.1 Inleiding	16
2.3.2 Doelstellingen en lange termijn verwachtingen wat betreft duurzame energie	16
2.3.3 Uitwerking voor offshore windenergie	16
2.3.4 Alternatieve opties voor elektriciteitstransport	18
2.3.5 Problemen op het gebied van bedrijfsvoering	19
2.3.6 Kosten	20
2.4 Offshore wind en elektriciteitsnetwerk in Duitsland	20
2.4.1 Inleiding	20
2.4.2 Middellange termijn verwachtingen wat betreft offshore windenergie	20
3. STATE-OF-THE-ART VAN HVDC EN HVAC	23
3.1 Inleiding	23
3.2 HVDC-verbindingen	24
3.2.1 UK - Netherlands Interconnector	24
3.2.2 North Sea Interconnector (Noorwegen - Groot Brittannië)	24
3.2.3 Basslink (Australië)	24
3.2.4 Murraylink (Australië)	25
3.2.5 Grita (Griekenland - Italië)	26
3.2.6 Moyle Interconnector' (Noord Ierland - Schotland)	26
3.2.7 Swepol (Zweden - Polen)	27
3.2.8 Kostenanalyse en richtwaarden voor kosten van HVDC	27
3.3 HVAC-verbindingen	30
4. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	34
BIJLAGE A HVDC MET OFFSHORE INFRASTRUCTUUR	39
REFERENTIES	41
INTERNETBRONNEN	45

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1.1	<i>Overzicht van toepassingen van hoogspanningsgelijkstroom (HVDC)</i>	8
Tabel 2.1	<i>Karakteristieken offshore elektriciteitstransport op basis van HVAC of HVDC</i>	14
Tabel 2.2	<i>Capaciteiten van hoogspanningskabels voor offshore elektriciteitstransport</i>	15
Tabel 2.3	<i>Kosten versterking elektriciteitsnetwerk Schotland bij inpassing duurzaam vermogen</i>	17
Tabel 2.4	<i>Kosten HVDC-verbindingen met of zonder offshore windpark</i>	20
Tabel 2.5	<i>Ontwikkelingsfasen van offshore windenergie in Duitsland</i>	22
Tabel 2.6	<i>Ontwikkeling van windenergie en uitbreiding elektriciteitsinfrastructuur E.On Netz</i>	22
Tabel 3.1	<i>Kengetallen van HVDC-verbindingen op land (Murraylink) en op zee (overige)</i>	27
Tabel 3.2	<i>Kosten converter stations bij HVDC-verbindingen op land (Murraylink) en offshore</i>	28
Tabel 3.3	<i>Fact-sheet HVDC-transmissie</i>	29
Tabel 3.4	<i>Fact-sheet HVAC-transmissie 1 × 380 kVac</i>	30
Tabel 3.5	<i>Fact-sheet HVAC-transmissie 2 × 380 kVac</i>	31
Tabel 3.6	<i>Fact-sheet HVAC-transmissie 1 × 220 kVac</i>	32
Tabel 3.7	<i>Fact-sheet HVAC-transmissie 2 × 220 kVac</i>	33
Tabel A.1	<i>HVDC-projecten met mariene infrastructuur (bestaand, toekomstig of gepland)</i>	39

LIJST VAN FIGUREN

Figuur 2.1	<i>Groei van het windturbinevermogen op land in Denemarken</i>	10
Figuur 2.2	<i>Break-even afstand bovengrondse HVDC/HVAC op land, capaciteit 2.000 MW</i>	12
Figuur 2.3	<i>Break-even afstand HVDC/HVAC op land (bovengronds) bij variatie van kosten</i>	13
Figuur 2.4	<i>Break-even afstand HVDC versus HVAC offshore</i>	14
Figuur 2.5	<i>Globale spanningsniveau's bij AC en HVDC als functie van vermogen en afstand</i>	15
Figuur 2.6	<i>Cumulatief potentieel van duurzame energiebronnen in Schotland (discontovoet 8%)</i>	16
Figuur 2.7	<i>Offshore windparken in Duitse deel van de Noordzee (aangevraagde vergunningen)</i>	21
Figuur 2.8	<i>Geprognostiseerde installatie van wind op land en op zee in Duitsland</i>	21
Figuur 2.9	<i>HVDC Light™ VSC technologie: DC koppeling van een groot offshore windpark</i>	22
Figuur 3.1	<i>Drie geïntegreerde hoogspanningssystemen met HVDC-verbindingen in Europa</i>	23
Figuur 3.2	<i>Tracé van Basslink</i>	25
Figuur 3.3	<i>Tracé van Moyle Interconnector</i>	26

SAMENVATTING

Deze studie gaat in op de relatie tussen intermitterende energiebronnen en investeringen in het hoogspanningsnet. De aanleiding daartoe is met name de doelstelling van de Nederlandse overheid om in 2020 een windturbinevermogen te hebben gerealiseerd van 1500 MW op land en 6000 MW offshore. Daarnaast heeft de overheid ook de ambitie om een significant tot substantieel deel van de elektriciteitsvraag in 2020 te dekken met zonne-energie - PV (fotovoltaïsche energie), 1500 MW - en biomassa.

De intermitterende energiebronnen zonne- en windenergie hebben een grote invloed op het systeem van elektriciteitsopwekking, -transport en -distributie. Zonne-energie is er alleen overdag en het aanbod is 's zomers veel groter dan 's winters. Wind is sterk fluctuerend en deels onvoorspelbaar. Het aanbod ervan is minder seizoensafhankelijk dan bij zon en geeft een betere 'match' met het vraagpatroon van elektriciteit over het gehele jaar. Echter, soms is de windsnelheid te laag of te hoog om er op economische wijze elektriciteit mee op te wekken.

De overheidsdoelstellingen met betrekking tot wind (totaal 7500 MW) impliceert dat in 2020 ca. 24% van de huidige elektriciteitsvraag met windenergie kan worden gedekt. Bij een stijgende elektriciteitsvraag zal dit percentage lager vallen. Dit percentage duidt erop dat de inpassing van zo'n windvermogen - in combinatie met een meer beperkt PV-vermogen en een aanzienlijk warmtekrachtvermogen - grote impact kan hebben op de elektriciteitsvoorziening.

Offshore windparken brengen elektriciteitstransport met zich, in de toekomst wellicht op basis van hoogspanningsgelijkstroom (High-Voltage Direct Current (HVDC)). De dominante vorm van elektriciteitstransport is hoogspanningswisselstroom (High-Voltage Alternating Current, HVAC). HVDC komt echter in aanmerking bij het overbruggen van (zeer) grote afstanden op land - bijvoorbeeld bij grote waterkrachtprojecten (China, Brazilië) - en van kleinere afstanden offshore (kruisingen van grote zeestraten), of bij 'Back-to-back' koppeling van asynchrone netwerken. Een groot voordeel van HVDC is dat asynchrone netwerken kunnen worden gekoppeld. Vermogensuitwisselingen zijn met HVDC gemakkelijker te sturen dan met HVAC.

Tot nu toe zijn er 23 HVDC-projecten met een zee-infrastructuur gebouwd, in uitvoering of gepland, met een totale capaciteit van ca. 16.600 MW. Daarvan werd ca. 3.100 MW gerealiseerd in de jaren negentig van de 20ste eeuw.

HVDC is de meest economische optie voor elektriciteitstransport over grote afstand. Hoe groter de afstand, des te rendabeler is HVDC. In India wordt de economische break-even afstand bij *bovengrondse* HVDC op land met een capaciteit van 1000 MW geschat op 750-800 km. Bij *ondergrondse* HVDC op land wordt de economische break-even afstand geschat op 50-150 km. Een recente studie van ECN Windenergie (Herman et al, 2003) naar opties voor aansluiting van offshore windparken tot een totaal vermogen van 6000 MW in Nederland, in het kader waarvan KEMA (de Groot et al, 2003) o.a. heeft onderzocht wat het omslagpunt is waarbij HVDC op basis van IGBT-technologie minder verliezen oplevert dan transport op basis van HVAC, laat zien dat bij een offshore windpark van 500 MW het *economische* omslagpunt bij 250 km ligt.

HVDC is een oplossing, als de ruimte voor AC-verbindingen is uitgeput. Bij het bepalen van de break even afstand gaat het niet om de afstand tot de kust, maar om de totale afstand tot het hoogspanningsnet. In Nederland strekt het hoogspanningsnet zich alleen uit tot de kust van de Noordzee of de Waddenzee, bij de Maasvlakte en Beverwijk respectievelijk de Eemshaven. Windparken op relatief korte afstand van de kust - binnen de 12-mijls zone - lijken in Nederland nauwelijks te worden geaccepteerd. In Denemarken, Zweden, Engeland en Ierland worden wel windparken binnen de 12-mijls zone gebouwd of gepland. Ook om die reden zal koppeling van

offshore windparken door middel van HVDC waarschijnlijk niet lang op zich laten wachten. Wel moet hierbij worden opgemerkt dat dure converter stations op zee of op land nodig zijn (conversie AC-DC-AC).

Tot nu toe is de ervaring met HVDC voor koppeling van offshore windparken met het vaste land beperkt. In landen met ambities wat betreft offshore windenergie – Duitsland, Groot-Brittannië en Nederland – zal de komende 10 jaar een introductie gaan plaatsvinden van HVDC. Studies uit het Verenigd Koninkrijk en Duitsland geven aan dat HVDC niet alleen voordelen kan bieden in termen van lagere kosten van elektriciteitstransport, maar ook vanwege minder sterke koppeling van netten (en daardoor minder grote kans op grootschalige uitval) en vanwege minder grote milieueffecten (vermijding van bovengrondse hoogspanningsleidingen op land). In hoeverre dit ook geldt voor andere omstandigheden en andere netconfiguraties, blijft voorlopig de vraag.

Op basis van gegevens van vijf HVDC-verbindingen op zee en een op land (ondergronds), zijn de volgende karakteristieke investeringskosten bepaald voor HVDC:

- Bij een offshore HVDC-verbinding op basis van zogenoemde thyristor-technologie, van 600 MW, zijn deze kosten:
 - Twee converter stations: ~ € 80 mln.
 - Zeekabel (600 MW, 450 kV): korte termijn 750-1.150 k€/km, lange termijn 750 k€/km.
- Bij een ondergrondse HVDC-verbinding op land op basis van IGBT-technologie - bepaald aan de hand van het *Murraylink* project (220 MW, Australië) - zijn deze kosten:
 - Twee converter stations: ~ € 34 mln.
 - Kabel (220 MW): vlak terrein (Australië) 250 k€/km bergachtig gebied 1250 k€/km.

Deze kosten kunnen niet zonder worden vertaald

Ook zijn de investeringskosten van HVAC-verbindingen (bovengronds) op land bekend; deze vertonen binnen de EU enige spreiding en verschillen ook voor vlak terrein en bergachtig gebied.

De belangrijkste reden om het potentieel en de grenzen van HVAC en HVDC nader te onderzoeken is de toenemende inzet van intermitterende energiebronnen, zoals wind en zon, en de gevolgen daarvan voor het hoogspanningsnet. De gepresenteerde data kunnen bruikbaar zijn voor verkennende modelstudies naar de invloed van een toenemende bijdrage van duurzaam opgewekte elektriciteit.

Ook zullen 'tools' moeten worden ontwikkeld voor het modelleren en beheersen van elektriciteitsleverantie aan het net. Gecombineerde technologieën voor opwekking en transport van grote hoeveelheden elektriciteit zullen innovaties met zich meebrengen in 'automatic load flow controls', 'adaptive loads' en 'demand side management'.

Verder zullen concepten voor energieopslag moeten worden onderzocht, evenals AC/DC-concepten in relatie tot verschillende elektriciteitsopwekkingsopties.

1. INLEIDING

Onder invloed van de toenemende zorg over het wereldwijde klimaatprobleem richten overheden, bedrijven en andere actoren in de samenleving zich steeds meer op verhoging van de energie-efficiency c.q. energiebesparing en op het benutten van duurzame energiebronnen, zoals zon, wind, waterkracht, biomassa, aardwarmte en dergelijke. Ook andere opties zoals CO₂-verwijdering en -opslag en kernenergie kunnen een bijdrage leveren aan het klimaatbeleid.

De Nederlandse overheid streeft een efficiencyverbetering na van 30% in 2020 ten opzichte van 1990 en een aandeel van 10% duurzame energie in 2020. Om dat laatste doel te halen zou in 2020 een windturbinevermogen van tenminste 1500 MW op land moeten zijn gerealiseerd en van 6000 MW op zee. Verder zou in 2020 het vermogen van zonne-energie (PV, fotovoltaïsche energie) ca. 1500 MW moeten bedragen. Ook zal biomassa een aanzienlijke bijdrage aan de energie- en elektriciteitsvoorziening leveren, naast een bescheiden bijdrage van waterkracht.

De intermitterende energiebronnen zonne- en windenergie hebben een grote invloed op het systeem van elektriciteitsopwekking, -transport en -distributie. Zonne-energie is er alleen overdag en het aanbod is 's zomers veel groter dan 's winters. Wind is sterk fluctuerend en deels onvoorspelbaar. Het aanbod ervan is minder seizoensafhankelijk dan bij zon en geeft een betere 'match' met het vraagpatroon van elektriciteit over het gehele jaar. Echter, soms is de windsnelheid te laag of te hoog om er op economische wijze elektriciteit mee op te wekken. Dit werkt door in de capaciteitsfactor, die een maat is voor de benutting van het vermogen. Bij wind op land is de capaciteitsfactor 25-35%¹ (Hirst, 2001)¹ en bij offshore wind 35-40+%. Bij zonne-energie is de capaciteitsfactor op de Nederlandse breedtegraad slechts 8-10%. Met een totaal vermogen van zon en wind van 9.000 MW zou ruim 26 TWh/a kunnen worden opgewekt, ofwel 15 tot 20% van de geschatte elektriciteitsvraag in 2020. Door het relatief grote gewicht van offshore windenergie (6000 MW met een relatief hoge capaciteitsfactor), zou de gemiddelde capaciteitsfactor van zon en wind ca. 33% kunnen bedragen. De genoemde hoeveelheden elektriciteit - 26 TWh/a - en vermogen - 9000 MW - zijn als volgt in perspectief te plaatsen:

- 26 TWh komt overeen met ca. 24% van de elektriciteitsvraag in 2002 (108,5 TWh).
- 9000 MW komt overeen met ca. 45% van het huidige elektriciteitsproductievermogen, inclusief warmtekracht.

Het intermitterende en deels onvoorspelbare karakter van zon en wind impliceert dat er weinig conventioneel vermogen wordt bespaard. Op Europese schaal zijn de schommelingen in elektriciteitsproductie van windparken minder groot dan op 'regionale' schaal (Nederland), maar er moet op 'regionale' schaal ook evenwicht zijn in de vraag naar en het aanbod van elektriciteit. Grensoverschrijdende import of export van elektriciteit is een optie, maar de transportcapaciteit is gelimiteerd. Er moet dan ook bijna even veel conventioneel vermogen worden opgesteld als zonder het vermogen van zon en wind (ILEX, 2002).

In 2020 zullen conventionele centrales aanzienlijk minder elektriciteit leveren (namelijk de hoeveelheid die zon en wind dan kunnen leveren). Hierbij wordt verondersteld dat deze duurzame elektriciteitsbronnen met conventioneel opgewekte elektriciteit kunnen concurreren. De conventionele centrales hebben dan ook een lagere capaciteitsfactor en maken meer starts en stops. Voor veelvuldig start/stop-bedrijf zijn de meeste centrales, afgezien van enkele gasturbine-eenheden, niet ontworpen. Dit is dus een aandachtspunt voor de middellange termijn.

¹ Het Lake Benton II windpark in Minnesota (USA) van 103,5 MW heeft een capaciteitsfactor van 35%. Voor Europa is dit een zeer hoge waarde. In Nederland is op land een capaciteitsfactor van ongeveer 25% haalbaar.

Elektriciteitsopslag

Om de gevolgen van het grote aanbod van zonne- en windenergie voor elektriciteitsopwekking, -transport en -distributie te beperken wordt elektriciteitsopslag met bijvoorbeeld pompaccumulatie in de toekomst van belang. Een opslagsysteem kan vermogensfluctuaties als gevolg van intermitterende bronnen voor een deel opvangen. Ook kan een opslagsysteem pieken en dalen in de elektriciteitsvraag gedeeltelijk opvangen (nachttopslag). In de periode tot 2020 heeft het opvangen van pieken en dalen binnen 24 uur (dag/nacht) prioriteit. Op die termijn zal elektriciteitsopslag voor een langere periode (weken of maanden) waarschijnlijk niet nodig zijn.

Offshore windenergie en netwerken

Ook al zou elektriciteitsopslag in 2020 al op een schaal van honderden of misschien zelfs duizenden MW's worden toegepast, dan nog zullen de gevolgen voor de elektrische infrastructuur groot zijn. Opslag van elektrische energie in grote hoeveelheden én gedurende lange tijd is bij de huidige stand van de techniek nog niet economisch haalbaar, afgezien van pompaccumulatiecentrales in landen met waterkracht (en in Luxemburg en België). Overigens worden zulke alleen gebruikt voor opslag over kortere tijdsperioden (maximaal een week).

Offshore windparken zullen elektriciteitstransport met zich meebrengen, in de toekomst wellicht op basis van High Voltage Direct Current (HVDC). Conventionele centrales en opslagsystemen zullen bij onvoldoende of te veel wind de bijdrage van offshore windparken op zich moeten nemen. Dit brengt grote vermogenstransporten met zich mee, waarop het net moet zijn berekend. De netinfrastructuur zal dus gaan veranderen onder invloed van offshore windenergie.

Tabel 1.1 geeft een overzicht van toepassingen van hoogspanningsgelijkstroom, ofwel HVDC (Rudervall, 2002).

Tabel 1.1 *Overzicht van toepassingen van hoogspanningsgelijkstroom (HVDC)*

	Lange afstand transmissie over land	Lange afstand transmissie offshore	Interconnectie van asynchrone netwerken	Koppeling van windturbine aan netwerk	Voeding van geïsoleerde gebruikers (eilanden)
Natural commutated HVDC met hoogspanningslijnen ²	×		×		
Natural commutated HVDC met zeekebls ²		×	×		(×)
Capacitor commutated converters (CCC) in 'Back-to-back' uitvoering			×		(×)
Capacitor commutated converters (CCC) met hoogspanningslijnen	×		×		(×)
Capacitor commutated converters (CCC) met zeekebls		×	×		(×)
VSC converters in 'Back-to-back' uitvoering ³			×	×	(×)
VSC converters met land- of zeekebls ³	×	×	×	×	×

Bron: Rudervall, 2002.

In de hierna volgende hoofdstukken zullen sommige van deze toepassingen verder worden toegelicht, evenals de gebruikte termen in de eerste kolom. De nadruk ligt daarbij op toepassing van HVDC voor transmissie over land en offshore (in combinatie met offshore windenergie).

Grootschalige toepassing van zonne-energie (PV) en netwerken

² Deze technologie wordt ook wel aangeduid als 'conventionele HVDC' of HVDC op basis van thyristor-technologie.

³ Deze technologie wordt ook wel aangeduid als HVDC op basis van IGBT-technologie (IGBT = Insulated Gate Bipolar Transistor). Zie ook voetnoten pagina 18.

PV is een vorm van elektriciteitsopwekking die nog in opkomst is. In 2020 zal de bijdrage van PV nog beperkt zijn in vergelijking met bijvoorbeeld offshore windenergie, zowel in termen van opgesteld vermogen als van opgewekte elektriciteit. Toepassing van PV op grote schaal kent andere problemen dan wind op land of op zee. PV-installaties bevinden zich ‘achter de meter’ van woningen, of leveren stroom aan gebouwen of direct aan het laagspanningsnet. In 2020 zullen geen grote elektriciteitstransporten nodig zijn in verband met PV. Wel kan de invloed van een PV-vermogen van 1500 MW op laagspanningsnetten significant zijn. Als het opgestelde PV-vermogen ongeveer dezelfde omvang zou hebben als windenergie in 2020 (ca. 7500 MW), zou dat grote gevolgen hebben voor elektriciteitsopwekking, -transport en -distributie.

Ook al is het aanbod van zon voorspelbaar, het huidige systeem van elektriciteitsopwekking is gebaseerd op grote elektriciteitscentrales, die elektriciteit leveren aan het hoogspanningsnet. Het transport van elektriciteit vindt plaats van hoogspanning via middenspanning naar laagspanning. Een deel van het elektriciteitsgebruik - met name het industriële verbruik - vindt plaats op het niveau van middenspanning. De kleinverbruikers nemen elektriciteit af via het laagspanningsnet. Bij een vermogen van 7500 MW op basis van PV zal het transport op hoogspanningsniveau verminderen. Op hoogspanningsniveau wordt de belastinggraad van verbindingen lager. Er zijn op dit niveau dus geen netverzwaringen nodig.

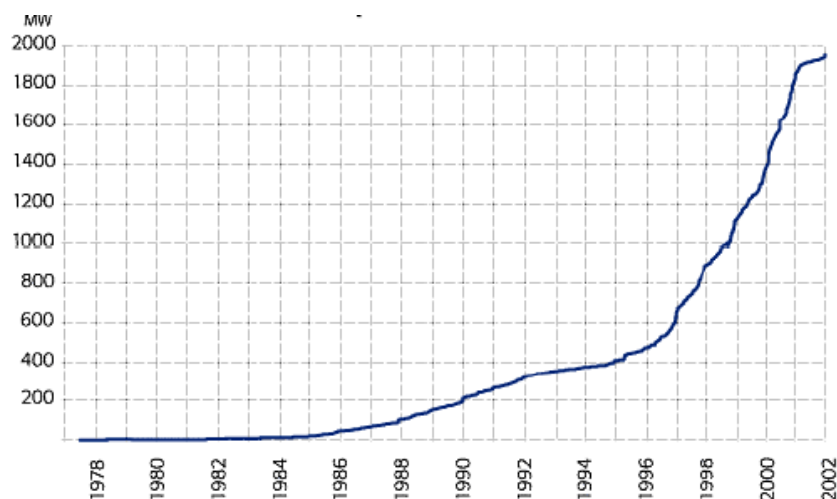
Een vermogen van 7500 MW op basis van PV kan wel grote aanpassingen aan het laagspanningsnet vergen. Echter, een dergelijk vermogen zal waarschijnlijk niet eerder dan in 2040 zijn bereikt. De aanpassingen zullen dus in het algemeen geleidelijk kunnen plaatsvinden.

In de volgende hoofdstukken zal worden ingegaan op de consequenties van grootschalige benutting van wind- en zonne-energie voor het elektriciteitsnetwerk.

2. OFFSHORE WIND EN KOPPELING MET HET NETWERK

2.1 Inleiding

Windenergie zal in 2020 waarschijnlijk een van de belangrijkste duurzame energiebronnen zijn in Nederland en andere Europese landen. Bij wind op land komen de grenzen van de groei echter in zicht, met name in Denemarken. Daar vlakke de groei van het windturbinevermogen *op land* in 2001 en 2002 af, zoals blijkt uit Figuur 2.1 (Garrad Hassan, 2002).



Figuur 2.1 *Groei van het windturbinevermogen op land in Denemarken*
Bron: Garrad Hassan, 2002.

In Duitsland is het *totale* opgestelde windturbinevermogen in de eerste negen maanden van 2003 met ruim 1400 MW toegenomen tot ca. 13.400 MW. In heel 2002 werd ruim 3200 MW turbinevermogen geplaatst. Dit betekent dat de groei is afgenomen van 37% in 2002 tot naar schatting ca. 20% in 2003. Deze groeivertraging wordt geweten aan minder gunstige financiële condities dan gewenst en vertragingen in de vergunningverlening (Windpower Monthly, 2003).

In Nederland zal het windturbinevermogen op land waarschijnlijk nog toenemen van 800 MW in mei 2003 tot 1500 MW in 2010. Verdere uitbreiding is vooralsnog onzeker, vanwege problemen van planologische en landschappelijke aard en mogelijke vogelhinder. Bovendien vergen windparken op land soms substantiële investeringen in de netinfrastructuur.

De inpassing in het elektriciteitsnetwerk vormde o.a. een probleem in Flevoland, waar veel opdrachten werden geplaatst voor het realiseren van aansluitingen van solitaire windturbines (900 kW). Rond Zeewolde is door de netbeheerder een speciaal 'windnet' van 20 kV_{ac} (middenspanning) aangelegd, waarop > 150 MW (65 windturbines) is aangesloten. De kosten van de 20 kV leiding zijn € 12,5 mln. Dit impliceert diepere netinvesteringen van € 190.000 per windturbine (Bongaerts, 2003).

Hierna wordt ingegaan op de relatie tussen offshore windenergie en elektriciteitsnetwerken in een aantal landen, namelijk Nederland (Paragraaf 2.2), Groot-Brittannië (Paragraaf 2.3) en Duitsland (Paragraaf 2.4).

2.2 Offshore wind en elektriciteitsnetwerk in Nederland

2.2.1 Inleiding

Aansluiting van windparken op land vergt op den duur investeringen in netuitbreiding. Het 150 kVac hoogspanningsnet kent capaciteitsgrenzen. Ook vallen locaties met een hoge windsnelheid meestal niet samen met regio's met een sterke netinfrastructuur. Soms moeten dan nieuwe hoogspanningslijnen worden aangelegd. Omdat dit een kostbare zaak kan zijn⁴, kan offshore windenergie in beeld komen. De kosten van offshore wind zijn echter aanzienlijk hoger dan die van wind op land. Ook bij offshore wind zijn investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur op land noodzakelijk. Wel is het gunstig dat offshore wind een hogere capaciteitsfactor (35 à 40%) heeft dan wind op land (23 tot 28%). Zowel voor wind op land als voor offshore windparken geldt dat (de planning van) - traditioneel bovengrondse - hoogspanningslijnen een kritische variabele kan zijn. Ondergrondse hoogspanningsleidingen op basis van wisselstroom zijn zeer kostbaar (zelfs over de korte afstanden die hier en daar worden overbrugd).

2.2.2 Geplande en in nabije toekomst te verwachten offshore windparken

Offshore windenergie is voor Nederland erg belangrijk. De eerste offshore windparken zullen in 2004-2004 worden gerealiseerd: het 100 MW Near-Shore Windpark (NSW) van Shell/Nuon op een afstand van 8-12 km van de kust van Egmond aan Zee⁵ en het 120 MW Q7-WP windpark van E-Connection, ca. 24 kilometer uit de kust van IJmuiden. Voor de financiële ondersteuning van Q7-WP heeft de Europese Commissie onlangs toestemming verleend (EnsocWeekly, 2003a). De trend is dat er grotere offshore windparken komen die volgens plannen in Duitsland, Engeland en Ierland, een omvang kunnen hebben van 500-1000 MW of meer. Bij grote offshore windparken doen zich problemen voor, die tot nu toe van ondergeschikt belang waren:

- Wijze van elektriciteitstransport: hoogspanningsgelijkstroom (High Voltage Direct Current, HVDC) of hoogspanningswisselstroom (High Voltage Alternating Current, HVAC). HVDC is geschikt voor grote offshore windturbineparken van 500-1000 MW op grote afstand van de kust: orde van grootte 200 km of meer (Herman et al, 2003).
- Aansluiting op het elektriciteitsnet; bij zeer grote offshore windparken (honderden MW's) kan het gaan om aansluiting op 220 of 380 kVac in plaats van 150 kVac (NSW Egmond).

2.2.3 Elektrische infrastructuur op land

Elektriciteitstransport over grote afstand vindt in Nederland alleen plaats op basis van hoogspanningswisselstroom (HVAC), op 220 of 380 kVac. Regionaal elektriciteitstransport vindt plaats door transformatie naar 110 of 150 kVac. Terwijl in sommige landen de scheidingslijn tussen hoogspanning en middenspanning bij 100 kVac wordt gelegd (Hauer, 2002), wordt in Nederland ca. 35 kVac als grens gezien. Als grens tussen middenspanning en laagspanning geldt in Nederland 1 kVac.

HVDC wordt in Nederland niet voor elektriciteitstransport toegepast, omdat de te overbruggen afstand daarvoor niet groot genoeg is. HVDC is geschikt om grote, niet gesynchroniseerde, netwerken te koppelen, bijvoorbeeld koppeling van het UCTE-gebied⁶ met Oost Europa. Ook vindt koppeling van netwerken binnen een land plaats, omdat bij HVDC lage transmissieverliezen optreden. Tenslotte wordt HVDC toegepast bij grote waterkrachtprojecten ver van gebruikscentra (Bahrman, 2002), o.a. in Azië (Modern Power Systems, 2002).

Met HVDC is het eenvoudig om vermogens te regelen. Wel moet worden voldaan aan eisen van 'Power Quality', door het beheersen van harmonischen (filtering).

⁴ Hierop wordt nader ingegaan in Paragraaf 2.4.2.

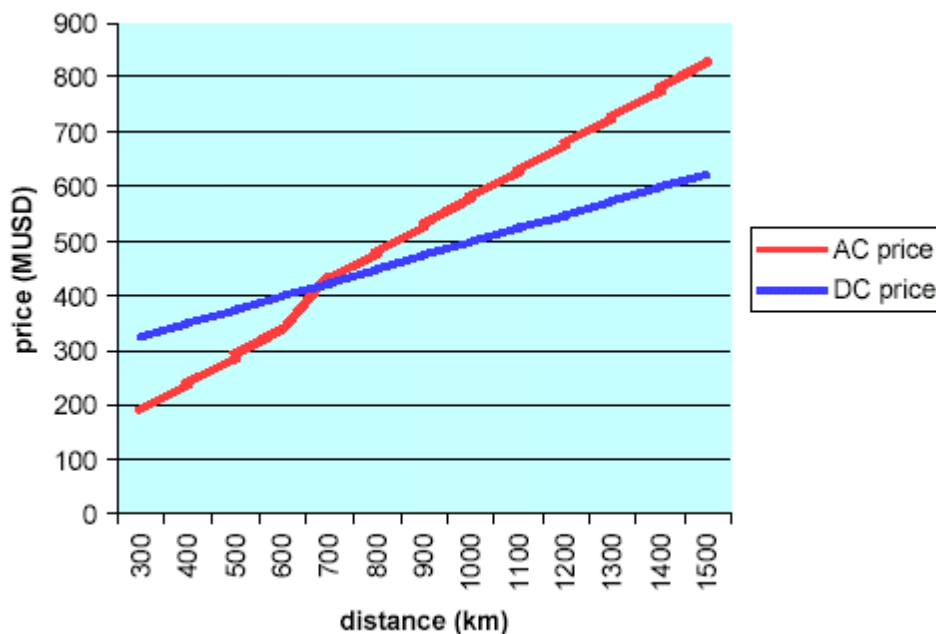
⁵ Het NSW windpark wordt gebouwd onder de conditie dat het na 20 jaar weer zal worden ontmanteld.

⁶ UCTE = Union for the Coordination of Transport of Electricity.

2.2.4 Hoogspanningsgelijkstroom (HVDC) of hoogspanningswisselstroom (HVAC)

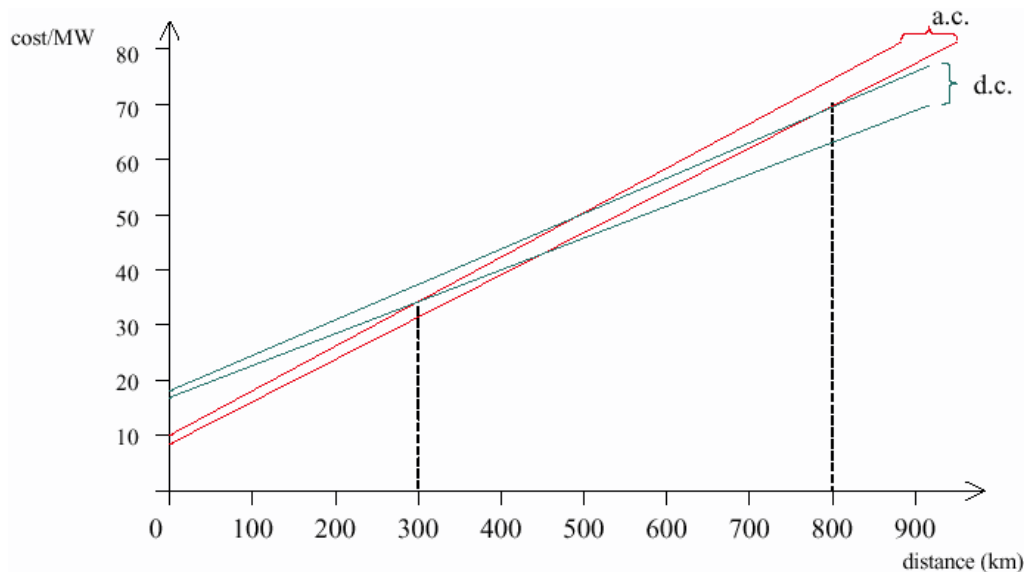
HVDC is de meest economische optie voor elektriciteitstransport over grote afstand. Hoe groter de afstand, des te rendabeler is HVDC. In India wordt de economische break-even afstand bij *bovengrondse* HVDC op land met een capaciteit van 1000 MW geschat op 750-800 km (Povh, 2000; Prasad, 1999). Volgens informatie van ABB (zie Figuur 2.2) geldt dezelfde break-even afstand voor *bovengrondse* HVDC op land met een capaciteit van 2.000 MW (Rudervall, 2002).

Bij het bepalen van de economische break-even afstand moet er rekening mee worden gehouden dat de kosten van HVDC en HVAC voor diverse afstanden niet precies bekend zijn. De onzekerheid in de kosten leidt tot een variatie in de economische break-even afstand.



Figuur 2.2 *Break-even afstand bovengrondse HVDC/HVAC op land, capaciteit 2000 MW*
Bron: Rudervall, 2002.

Figuur 2.3 toont de break-even afstand van *bovengrondse* HVDC op land, op basis van de aanname dat de kosten van AC met $\pm 5\%$ kunnen variëren en die van DC met $\pm 10\%$ (Lucas, 2001).



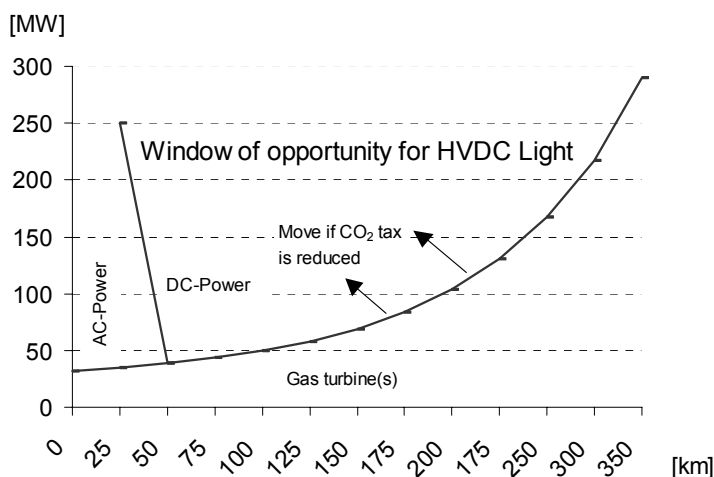
Figuur 2.3 *Break-even afstand HVDC/HVAC op land (bovengronds) bij variatie van kosten*
Bron: Lucas, 2001.

Bij *ondergrondse* HVDC op land wordt de economische break-even afstand geschat op 50-150 km. Deze schatting is gebaseerd op het HVDC-project *Murraylink* in Australië (capaciteit 200 MW, lengte 176 km). Voor aanvullende informatie wordt verwezen naar Paragraaf 3.2.4. Offshore toepassingen van HVAC stuiten op grenzen van blindstroom-compensatie en transmissieverliezen. Dit heeft te maken met de capaciteitswerking van een HVAC-kabel. (Pierik et al, 2001) gaat in op het economische omslagpunt bij offshore wind (zie hierna en Bijlage A).

Tot nu toe is er beperkte ervaring met het koppelen van windturbineparken door middel van HVDC-technologie. In Denemarken is voor het eerst een klein offshore windpark met vier turbines (totaal vermogen 6,5 MW) door middel van HVDC Light™ (ABB) aan het elektriciteitsnet gekoppeld (Søbrink, 2002). Naarmate offshore windparken groter qua geïnstalleerd vermogen worden, zal HVDC de overhand krijgen ten opzichte van HVAC. HVDC heeft significante voordelen van economies of scale, zeker naarmate de technologie van HVDC verder voorschrijdt. Voor HVAC wordt de ruimte voor toepassing meer en meer beperkt bij vermogens van meer dan 200 MW en een afstand van meer dan 200 km (Wright, 2002; Pierik et al, 2001).

HVDC is een oplossing, als de ruimte voor AC-verbindingen is uitgeput. Bij het bepalen van de economische break even afstand gaat het niet om de afstand tot de kust, maar om de totale afstand tot het hoogspanningsnet. In Nederland strekt het hoogspanningsnet zich alleen uit tot de kust van de Noordzee of de Waddenzee, bij de Maasvlakte en Beverwijk⁷ respectievelijk de Eemshaven. Windparken op relatief korte afstand van de kust - binnen de 12-mijls zone - lijken in Nederland nauwelijks te worden geaccepteerd. In Denemarken, Zweden, Engeland en Ierland worden wel windparken binnen de 12-mijls zone gebouwd of gepland. HVDC-verbindingen vergen dure converter stations op zee of op land (conversie AC-DC-AC). Hierop wordt verder in deze studie ingegaan.

⁷ De uitbreiding van het hoogspanningsnet (380 kV) tot Beverwijk is gepland in 2005.



Figuur 2.4 *Economische break-even afstand HVDC vis-à-vis HVAC c.q. eigen opwekking bij een offshore olie- of gasproductieplatform*

Bron: Zeus Development Corporation, 2002 (c.q. ABB).

Figuur 2.4 kan als volgt worden toegelicht:

- De ‘window of opportunity’ in Figuur 2.4 heeft betrekking op een andere afweging dan die tussen HVAC en HVDC bij een offshore windpark. De figuur geeft aan onder welke condities HVDC Light™ kan worden toegepast om elektriciteit te transporteren naar een offshore platform. De optie van HVAC-transport naar zo’n platform stopt bij ca. 50 km afstand uit de kust. Bij een heel grote afstand uit de kust is het economisch aantrekkelijker om de benodigde elektriciteit met gasturbines op het platform zelf op te wekken.
- De ‘window of opportunity’ voor HVDC Light™ (ABB) wordt bij korte afstanden tot de kust begrensd door concurrentie van HVAC. HVAC kan tot 50 km uit de kust concurreren, uitgaande van beperkte vermogens (≤ 100 MW). Bij een hoge capaciteitsfactor (hoog bij een gasgestookte eenheid) begint HVDC Light™ concurrerend te worden vanaf ca. 200 MW en een afstand tot de kust van > 50 km. De concurrentiekracht hangt af van de capaciteitsfactor.

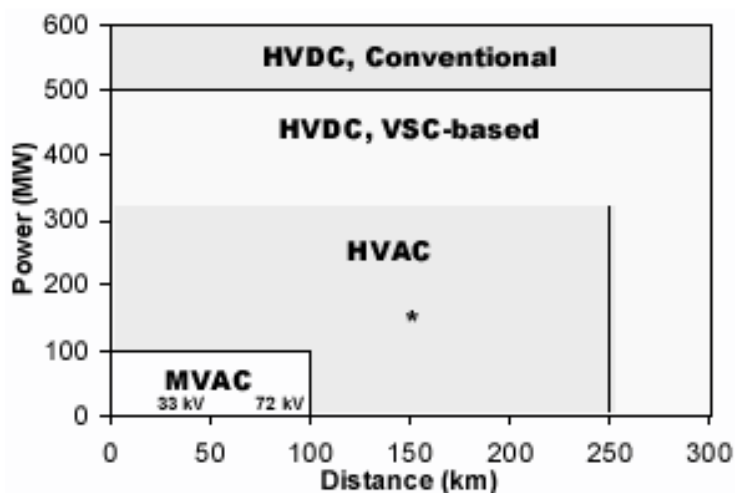
Uit studies van ECN Windenergie (Pierik et al, 2003; Herman et al, 2003) naar ‘electrical and control’ aspecten van offshore windparken, respectievelijk naar aansluiting van offshore windparken tot een totaal vermogen van 6000 MW in Nederland blijkt dat bij offshore windenergie het *economische* omslagpunt bij 250 km ligt. In het kader van (Herman et al, 2003) heeft KEMA (de Groot et al, 2003) o.a. onderzocht wat het omslagpunt is waarbij HVDC op basis van IGBT-technologie minder verliezen oplevert dan HVAC. Dit omslagpunt ligt bij 140 km. Hierna – en in Bijlage A wat betreft offshore wind – wordt nader ingegaan op de omslagpunten.

Tabel 2.1 geeft enkele technische karakteristieken van offshore hoogspanningsverbindingen op basis van wisselstroom (HVAC) c.q. gelijkstroom (HVDC) (Wensky, 2003a; 2003b).

Tabel 2.1 *Karakteristieken offshore elektriciteitstransport op basis van HVAC of HVDC*

Karakteristiek	Eenheid	Wisselstroom (AC)	Gelijkstroom (DC)
Maximum per unit c.q. gelijkrichter/kabel	[MVA] c.q. [MW]	180-250 MVA	300-350 MW
Maximale afstand	[km]	80-120	Naar behoefte
Maximaal spanningsniveau	[kV]	Ca. 150 kV	± 150 kV
Maxima per kabel	[kV] c.q. [MW]	150 (...200) kV	600 MW
Grondkosten		Laag	Hoog
Kabelkosten en –verliezen		Hoog	Laag

Mede op basis van deze karakteristieken kan het spanningsniveau worden aangegeven voor (HV)AC- of HVDC-koppeling met het elektriciteitsnetwerk op het vaste land (Figuur 2.5).



Figuur 2.5 Globale spanningsniveau's bij AC en HVDC als functie van vermogen en afstand
Bron: Wright, 2002.

Op specifieke aspecten, zoals kosten van HVDC-verbindingen en converter stations, wordt in Hoofdstuk 3 nader ingegaan, uitgaande van enkele HVDC-projecten met zee-infrastructuur.

HVDC vergt geen blindstroomcompensatie, er treden weinig transmissieverliezen op en uitbreiding is in principe mogelijk. Wel zijn dure converter stations op zee en op land nodig (AC-DC-AC). Deze converter stations zijn een bron van harmonischen, waarvoor filters moeten worden geïnstalleerd. De grondkosten van converter stations zijn groot vergeleken met substations bij AC. De kabelkosten zijn relatief laag, evenals de transmissieverliezen. Tabel 2.2 toont de maximale capaciteiten van HVAC en HVDC bij de huidige stand van de techniek.

Tabel 2.2 Capaciteiten van hoogspanningskabels voor offshore elektriciteitstransport

Systeem	Eenheid	AC			DC	
		3 single-core kabels			2 kabels, bipolair	
Type kabelisolatie		XLPE polymeer	LPOF: oil-filled paper	LPOF: oil-filled paper	Mass impregnated paper	XLPE polymeer
Maximum voltage	[kV]	400	500	600	500	150
Maximum capaciteit	[MVA] c.q. MW	1200 ¹	1500 ¹	2400	2000	500
Maximum lengte	[km]	100	60	80	Naar behoefte	Naar behoefte

¹ Bij deze vermogens kunnen de verliezen excessief zijn.

Bron: Wright, 2002.

De rol van netwerken bij ontsluiting van het offshore windpotentieel kan worden geanalyseerd met van systeemstudies, waarbij de systemen van elektriciteitsopwekking en -transport worden geoptimaliseerd. HVDC en HVAC zijn volop in ontwikkeling. Sommige elektriciteitsbedrijven beproeven FACTS technologie (Flexible AC Transmission Systems). Volgens (Grünbaum, 2002) biedt FACTS veel mogelijkheden om AC-hoogspanningsnetten efficiënter te benutten. Vergroting van de capaciteit met 30% lijkt haalbaar (Roseman, 2002). Ook worden nieuwe bekabelingstechnieken voor ondergrondse kabels onderzocht en andere technieken om de transmissie-efficiency te vergroten. Het is van groot belang te onderzoeken hoe offshore windparken het beste kunnen worden geïntegreerd in de netinfrastructuur. Het gaat om vragen, zoals welke centrales door offshore wind worden vervangen, hoe groot de transmissieverliezen zijn en welke elektriciteitstransporten plaatsvinden. Ook moet worden gezien hoe problemen door onderhoud of storingen kunnen worden opgelost. Hierbij spelen het ontwerp en de onderhoudsfilosofie van het windpark een rol, evenals de koppeling met het elektriciteitsnet.

2.3 Offshore wind en elektriciteitsnetwerk in Groot Brittannië

2.3.1 Inleiding

In Groot Brittannië heeft ETSU in 2002 in opdracht van PB Power een studie uitgevoerd naar de mogelijkheden van een offshore HVDC netwerk (ETSU, 2002). Het gaat om een globale studie naar de mogelijkheden om door middel van HVDC duurzame energiebronnen langs de westkust van Schotland, Noord-Ierland, Engeland, Wales en Zuidwest Engeland te koppelen met het bestaande elektriciteitsnetwerk. Ook worden alternatieven geanalyseerd, zoals het verbeteren van bestaande transmissiesystemen op het vaste land van Groot Brittannië en Noord-Ierland. Verder gaat de studie in op de kosten van diverse opties en op technische en planningsaspecten.

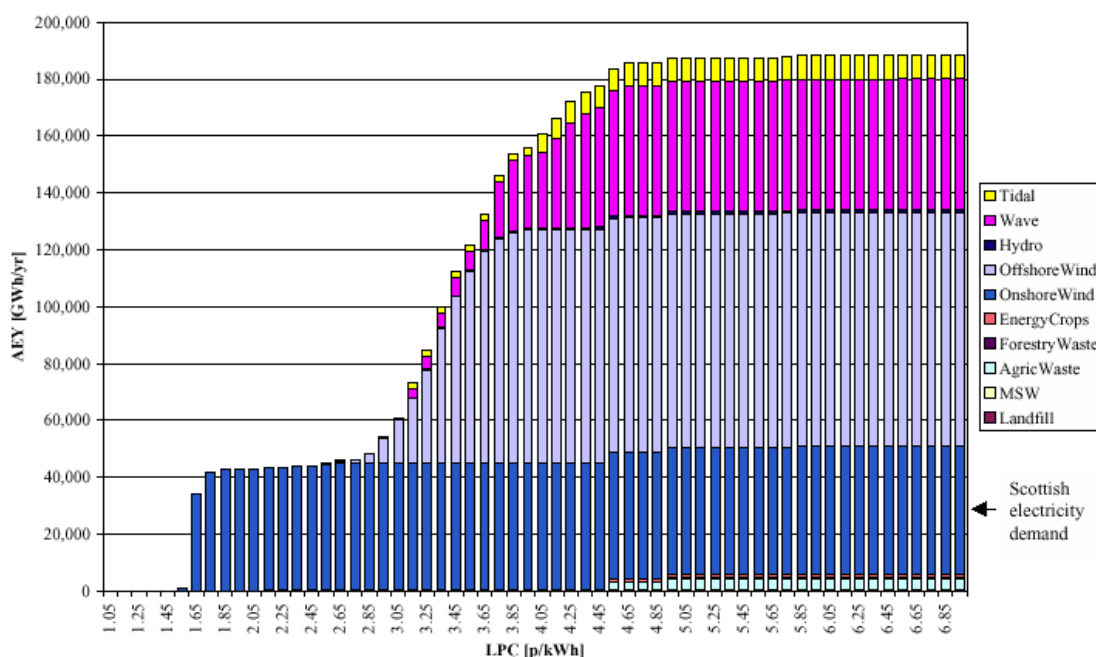
2.3.2 Doelstellingen en lange termijn verwachtingen wat betreft duurzame energie

De auteurs zijn bij het opstellen van de studie uitgegaan van officiële overheidsdoelstellingen en van inzichten van de Royal Commission on Environmental Pollution.

De Engelse overheid stelt zich ten doel in 2010 10% van de elektriciteit op te wekken met duurzame energie. Tot 2010 zal dan 6 tot 8 GW duurzaam productievermogen moet worden opgesteld en aangesloten op het elektriciteitsnet. In 2020 wordt een productievermogen op basis van duurzame bronnen verwacht van ca. 20 GW en in 2050 van ca. 45 GW. Met duurzame energie kan in 2010, 2020 en 2050 respectievelijk 40, 90 en 270 TWh/a worden opgewekt.

2.3.3 Uitwerking voor offshore windenergie

Offshore windenergie heeft in Groot Brittannië een groot potentieel, vooral langs de westkust, van het noorden van Schotland tot Cornwall. De auteurs (ETSU) hebben aangenomen dat de bulk van het genoemde duurzame energiepotentieel zal zijn gebaseerd op offshore windenergie.



Figuur 2.6 *Cumulatief potentieel van duurzame energiebronnen in Schotland (discontovoet 8%)*

(Garrad Hassan, 2001) geeft een kostenpotentieel van diverse duurzame energiebronnen in Schotland. Figuur 2.6 toont de potentiëlen van de duurzame bronnen, waaronder windenergie. De potentiëlen en kosten (exclusief kosten inpassing netwerk) zijn volgens (Garrad Hassan, 2001) als volgt:

- Op land: 40 TWh/a, tegen kosten van ca. 2 pence/kWh (≈ 3 €ct/kWh).
- Offshore: 80 TWh/a, tegen kosten van ca 3,5 pence/kWh ($\approx 5,5$ €ct/kWh).

De kosten - exclusief de inpassing in het elektriciteitsnetwerk - zijn gebaseerd op een discontoet van 8%. Omrekening van (bijvoorbeeld) het Engelse pond (£) naar de Euro (€) - casu quo van pence naar €ct - over het eerste halfjaar van 2001 vindt plaats op basis van wisselkoersgegevens voor deze periode van de Nederlandse Bank⁸ (DNB, 2003).

Tabel 2.3 geeft een schatting van de kosten van versterking van het elektriciteitsnetwerk van Schotland bij inpassing van een additioneel duurzaam vermogen van 1 - 6 GW (DTI, 2003).

Tabel 2.3 *Kosten versterking elektriciteitsnetwerk Schotland bij inpassing duurzaam vermogen*

	Kosten netversterking [£ mln ⁹]				Kosten netversterking [€ mln]			
	1 GW	2 GW	4 GW	6 GW	1 GW	2 GW	4 GW	6 GW
SSE ¹	90	100	160	70	130	140	230	100
SP ²	75	80	155	70	105	115	220	100
NGT ³	85	90	400	120	120	130	570	170
Subtotaal	250	270	715	260	355	385	1020	370
Totaal cumulatief	250	520	1235	1495	355	740	1760	2130

¹ SSE = Scottish and Southern Energy.

² ST = Scottish Power.

³ NGT = National Grid Transco.

Bron: DTI, 2003.

Aangenomen wordt dat offshore wind in Schotland zich op termijn tot hetzelfde of zelfs een hoger niveau kan ontwikkelen dan wind op land. Problemen van planologische en landschappelijke aard bij windturbineparken op land, die zich nu in verschillende gradaties manifesteren in landen zoals Nederland en Duitsland, kunnen ook in Schotland (en Engeland) een rem gaan vormen op de ontwikkeling van windparken op land.

Eerder is het potentieel van offshore windenergie geschat op 10 MW per km² zeeoppervlak. Voor 1000 MW zou dan 100 km² nodig zijn, uitgaande van 400 turbines van 2,5 MW met een onderlinge afstand van 500 m ($\approx 6 \times$ rotordiameter).

Uitgangspunt is het aansluiten van groepen turbines op een wisselstroomkabel van 11 kVac. Het gaat om groepen turbines met een totaal vermogen van ongeveer 100 MW (bijvoorbeeld $40 \times 2,5$ MW). Per 100 MW wordt een offshore transformatorstation gebouwd voor transformatie van 11 naar 90 kVac. Dit spanningsniveau is geschikt voor grote groepen turbines op zee met een onderlinge afstand tot ca. 10 km. In dit geval bedraagt het totale vermogen van de 10 groepen 1000 MW. Een dergelijk vermogen kan waarschijnlijk het beste naar de kust (en verder op land) worden getransporteerd door middel van HVDC (High Voltage Direct Current).

Niet altijd zal gekozen worden voor de ontwikkeling van een offshore windpark van 1000 MW. Het spanningsniveau van het net en de mogelijkheden voor verder transport over land kunnen daarbij bepalend zijn. Soms zal het elektriciteitsnetwerk in Schotland (op 132 of 275 kVac) niet voldoende sterk zijn om extra invoeding van meer dan honderden MW's te accepteren. Ook zouden zich problemen van netstabiliteit kunnen voordoen. Dan zijn er sterke argumenten voor

⁸ 1 € = 0,6235 £ (eerste halfjaar 2001).

⁹ 1 € = 0,7022 £ (juni 2003).

het gebruik van HVDC met 'Voltage Source Converters' (VSC) op een spanningsniveau van 100-150 kV.

Deze argumenten hebben betrekking op het transport van elektriciteit en op het ontkoppelen van het net van het offshore windpark en het elektriciteitsnet op het vaste land¹⁰. Aan de bronzijde moet om technische redenen, die te maken hebben met de afwezigheid van een synchrone vermogensbron, VSC worden toegepast. Deze technologie is gebaseerd op recent ontwikkelde IGBT-technologie¹¹ (Stemmler, 2003). VSC-technologie is iets duurder dan thyristor-technologie, die al jaren wordt gebruikt voor HVDC-toepassingen (Povh, 2002a; Lips, 2003).

Als aansluiting mogelijk is op een sterk elektriciteitsnetwerk dat grotere vermogens van offshore windparken kan accepteren, is de verwachting dat gekozen wordt voor al bewezen HVDC-technologie op basis van 'Natural Commutated Converters' ofwel thyristor-technologie. Deze technologie werkt op een spanningsniveau tussen 250 en 500 kV en maakt het mogelijk een vermogen van ca. 2000 MW¹² over zeer grote afstanden te transporteren¹³. Het hoofdtransportnet van Groot Brittannië op 400 kV_{ac} kan zulke vermogens goed accepteren: op dit spanningsniveau kan een offshore windpark met een oppervlakte van ca. 200 km² worden aangesloten (ca. 14x14 km).

Het is aannemelijk dat in Groot Brittannië grootschalige implementatie van offshore windparken op den duur de overgang op HVDC vereist. In hoeverre dit onder andere omstandigheden en bij andere netconfiguraties ook geldt, blijft voorlopig de vraag. De eerste middelgrote offshore windturbineparken zullen in Groot Brittannië relatief dicht bij de kust worden gerealiseerd. Daarbij is een aansluiting op het net op basis van wisselspanning mogelijk. Zodra de omvang van de offshore windparken de 1000 MW benadert of overschrijdt (en de afstand tot de kust navenant toeneemt), kan HVDC de preferente oplossing worden. De ontwikkeling van een offshore HVDC-netwerk komt in aanmerking wanneer meerdere parken van 1000 MW of meer worden ontwikkeld. Het aantal aansluitingen op het netwerk op land kan dan worden beperkt, evenals de gevolgen van uitval van een deel van de offshore windparken.

2.3.4 Alternatieve opties voor elektriciteitstransport

Voor het transport van substantiële vermogens zijn vier alternatieven geanalyseerd:

- HVDC-netwerk - een gekoppeld offshore HVDC-netwerk dat het mogelijk maakt het vermogen van een aantal offshore windturbinelocaties te verzamelen en op een aantal plaatsen aan het elektriciteitstransportnet op het vaste land te leveren.
- Transmissie van een offshore energiebron naar het vaste land - verzameling van het offshore vermogen op een locatie en HVAC- of HVDC-transmissie naar het vaste land.
- Versterking van het huidige transportnet op het land om offshore windvermogen aan de westkust van Schotland naar de verbruikscentra in het zuiden (Engeland) te transporteren.
- Een omleiding van het transportnet op het land door het aanleggen van een offshore HVDC-leiding, zodat de huidige beperkingen van noord-zuid-transmissie worden opgeheven.

¹⁰'Voltage Source Converter' (VSC) technologie wordt door ABB geleverd onder de naam 'HVDC Light™' en door Siemens onder de naam 'HVDC Plus™'. Deze technologie is geschikt voor integratie in zwakke AC-netwerken.

¹¹IGBT staat voor 'Insulated Gate Bipolar Transistor'. Deze technologie is ontworpen om bij een hoge frequentie te werken (kHz range) en op basis van 'pulse width modulation' na filtering te communiceren met 50/60 Hz bronnen.

¹²De capaciteit van een HVDC-verbinding wordt uitgedrukt in de eenheid MW. Bij AC-verbindingen is de gebruikte eenheid MVA. Anders dan bij AC-verbindingen, vinden bij DC namelijk geen blindstroomverliezen plaats.

¹³HVDC-transport kan zijn gebaseerd op een enkele monopolaire kabel van 500+ kV met retourstroom via de aarde of de zee. Het alternatief is een 'bipolaire' kabel met volledig geïsoleerde heen- en retourleidingen. Het voornaamste voordeel van de monopolaire uitvoering is lagere kosten, omdat dezelfde 'economy of scale' kan worden bereikt bij de helft van het vermogen van een equivalente bipolaire HVDC-verbinding.

De vier alternatieven vergen geheel verschillende typen maatregelen op het gebied van netversterking en netuitbreiding:

1. *HVDC-netwerk*

HVDC-transport wordt concurrerend bij een offshore windpark van ca. 2000 MW, overeenkomend met ca. 200 km². Per 100 MW wordt een offshore transformatorstation gebouwd voor transformatie van 11 naar 90 kV_{ac}. Het laatstgenoemde spanningsniveau is geschikt voor grote groepen turbines op zee met een onderlinge afstand tot ca. 10 km. Voor vermogens van meer dan 2000 MW zou de ontwikkeling van een HVDC-netwerk van meerdere windparken van ca. 2000 MW nodig zijn. Echter, het koppelen van meerdere 2000 MW offshore windparken door middel van HVDC is complex en relatief duur.

2. *Transmissie van een offshore vermogensbron naar het vaste land (HVAC of HVDC)*

Koppeling offshore windparken van een beperkt vermogen - honderden MW's - met het vaste land is mogelijk op basis van HVAC. HVDC is de preferente oplossing voor groepen offshore windturbines tot een totaal vermogen van ca. 2000 MW, als het elektriciteitsnet op het land maar een beperkte opnamecapaciteit heeft. In dat geval worden het HVAC-netwerk op land en het verzamelnetwerk offshore (90 kV_{ac}) door middel van HVDC gescheiden.

3. *Versterking van het huidige transportnet op land*

Er is op land capaciteit voor transport van noord naar zuid. Onafhankelijk van de ontwikkeling van offshore windenergie aan de westkust van Schotland en Engeland, zou vroeg of laat versterking van het huidige transportnet op land nodig zijn. Meestal vindt versterking plaats door het installeren van extra hoogspanningslijnen. Door middel van FACTS¹⁴ kan de efficiency van bestaande hoogspanningslijnen echter worden vergroot (Roseman, 2002). Het installeren van extra hoogspanningslijnen kan grote plannings- en milieuproblemen opleveren. Daarom kan ook worden overwogen een offshore HVDC-leiding aan te leggen om het knelpunt op te lossen (zie 4).

4. *Een omleiding door middel van een offshore HVDC-leiding*

Een omleiding door middel van een offshore HVDC-leiding zou een knelpunt in de bestaande noord-zuid-verbinding kunnen oplossen. Een offshore HVDC-leiding vormt dan een alternatief voor het versterken van het transportnet op het vaste land. Ook kan offshore windenergie door middel van meerdere HVDC-leidingen en terminals worden gekoppeld met het zuidelijke deel van het Verenigd Koninkrijk. Meerdere offshore windparken (van bijvoorbeeld 2000 MW) die door middel van HVDC worden gekoppeld met het elektriciteitsnetwerk op het vaste land kunnen zorgen voor de benodigde inpassing van het offshore windvermogen enerzijds en versterking van het elektriciteitsnetwerk anderzijds.

2.3.5 Problemen op het gebied van bedrijfsvoering

De belangrijkste problemen met betrekking tot de bedrijfsvoering hebben te maken met het fluctuerende karakter van windenergie (en zonne-energie en golfenergie). Bij te hoge windsnelheid - $v \geq v_{\text{cut-out}}$ - worden windturbines automatisch afgeschakeld. Dit maakt het moeilijk om zowel de vermogensfluctuaties op korte termijn goed te volgen als voldoende conventioneel vermogen beschikbaar te houden voor met te veel of te weinig wind. Hierbij moet worden aangetekend dat het inpassen van een groot offshore windvermogen ertoe zal leiden dat de load factor van het conventionele vermogen lager wordt dan tot nu toe gebruikelijk is.

De verschillen in windenergieproductie overdag en 's nachts zijn op zee veel geringer dan op land. Daarentegen zijn er grote verschillen tussen de productie 's winters (hoog) en 's zomers (laag), net als bij wind op land. De seizoensvariatie bij wind vertoont een betere 'match' met het vraagpatroon voor elektriciteit gedurende het jaar dan bij zon.

¹⁴ Flexible AC Transmission Systems.

2.3.6 Kosten

De investeringskosten voor diverse configuraties en vermogens van offshore windturbineparken worden weergegeven in Tabel 2.4. Versterking van HVAC-verbindingen op land is volgens ETSU goedkoper dan een offshore HVDC-leiding, tenzij een deel van de HVAC-verbinding ondergronds moet worden aangelegd. Versterken en uitbreiden van de elektriciteitsinfrastructuur is dus een gefaseerd proces. Als het potentieel om windparken van honderden MW's op het elektriciteitsnet aan te sluiten eenmaal is uitgeput, komt grootschalige offshore HVDC aan de orde (inclusief een traject over land).

Tabel 2.4 *Kosten HVDC-verbindingen met of zonder offshore windpark*

Alternatief	Capaciteit	Afstand tot kust	Investeringskosten			
	[MW]	[km]	£mln ¹⁵	[€mln]	[€/kW]	[k€/km]
Offshore wind + HVDC (IGBT)	100	50	55	90	900	1800
Offshore wind + HVDC (IGBT)	500	200	340	555	1110	2780
HVDC (thyristor)	2000	200	790	1290	645	6460
HVDC (thyristor)	2000	700	1700	2780	1390	3970
Offshore wind + HVDC (thyristor)	2000	200	1700	2780	1390	13.900
Offshore wind + HVDC (thyristor)	2000	500	2300	3760	1880	7520

Bron: ETSU, 2002.

2.4 Offshore wind en elektriciteitsnetwerk in Duitsland

2.4.1 Inleiding

Offshore windenergie heeft in de afgelopen jaren veel aandacht gekregen in Duitsland. De belangrijkste factoren ter verklaring van deze belangstelling zijn:

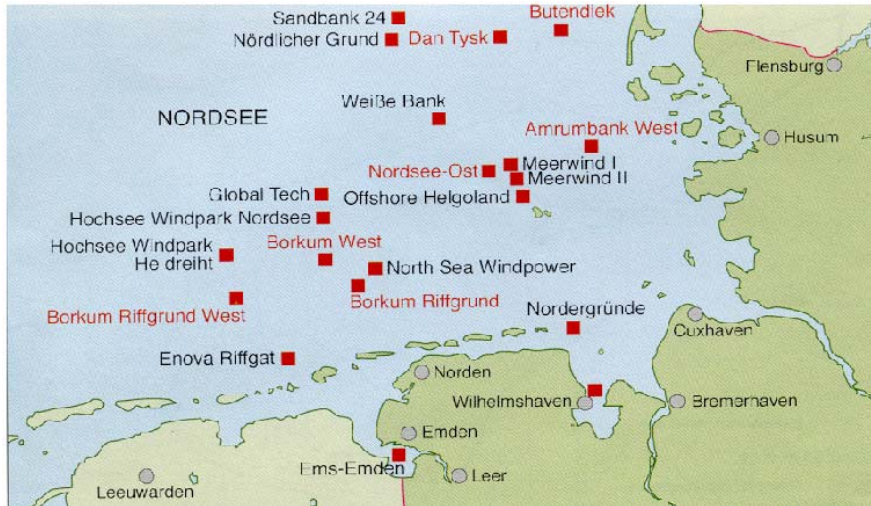
- de verzadiging in de ontwikkeling van windenergie op land,
- de gunstige financiële voorwaarden op basis van de Energie EinspeisungsGesetz (EEG).

Hierna wordt kort ingegaan op de middellange termijn prognose wat betreft (offshore) windenergie en de mogelijke financiële consequenties daarvan in Noord-Duitsland (Paragraaf 2.4.2).

2.4.2 Middellange termijn verwachtingen wat betreft offshore windenergie

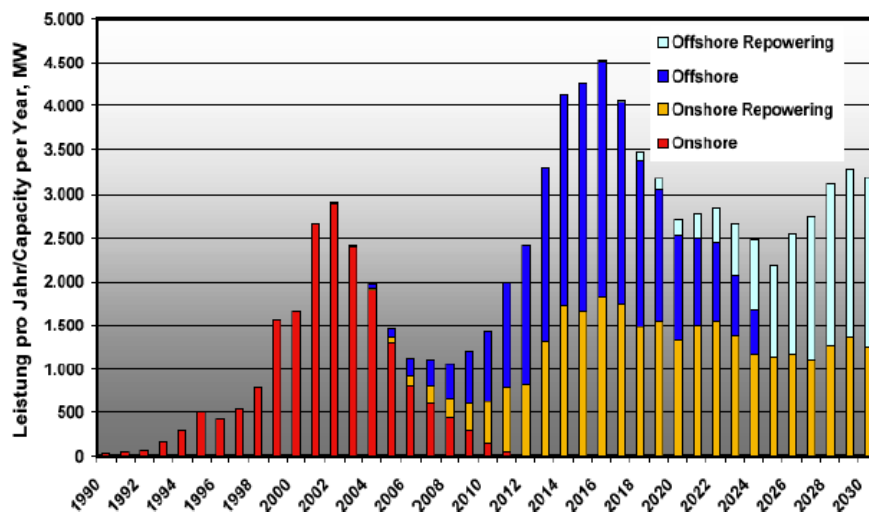
In de afgelopen 20 jaar is het windturbinevermogen op land sterk toegenomen tot 12 GW ultimo 2002. Volgens (Wensky, 2003b) zal het vermogen op land stabiliseren op ca. 20 GW. Figuur 2.7 toont offshore windturbineparken (Noordzee) waarvoor vergunningen zijn aangevraagd.

¹⁵ 1 € = 0,6116 £ (februari 2002).



Figuur 2.7 *Offshore windparken in Duitse deel van de Noordzee (aangevraagde vergunningen)*
Bron: Wensky, 2003b (overgenomen uit: 'Sonne, Wind und Wärme, 11/2002').

Volgens windenergie-experts zal de 'take-off' van offshore wind in Duitsland binnen enkele jaren plaatsvinden (Beurskens, 2003). In de periode 2015-2020 wordt een piek verwacht in de installatie van windturbines offshore. Pas op langere termijn - naar verwachting in 2030 of later - zal een verzadiging optreden van offshore wind in Duitsland (Figuur 2.8).



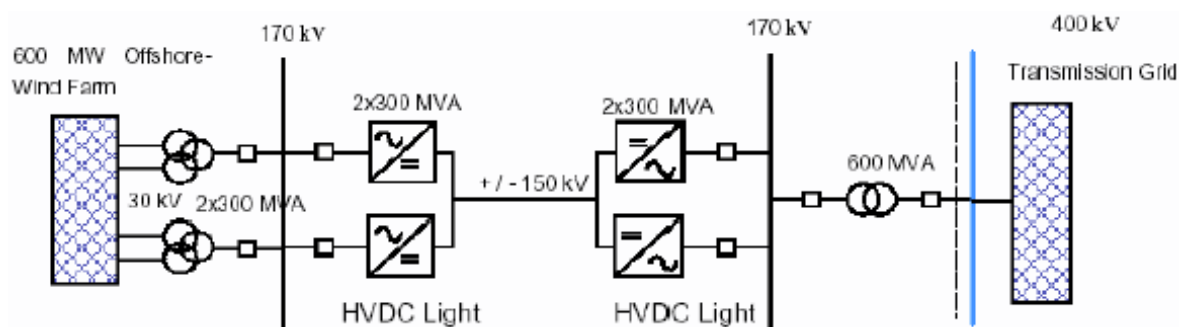
Figuur 2.8 *Geprognostiseerde installatie van wind op land en op zee in Duitsland*
Bron: Wensky, 2003b (ontleend aan 'Deutsches Windenergie Institut GmbH').

Naar verwachting zal de jaarlijkse installatie van offshore windvermogen (in MW/a) die van wind op land gaat evenaren. Over ca. 15 jaar zou de installatie van offshore windturbines een maximum bereiken dat vergelijkbaar is met dat van wind op land (~ 3 GW/a). Tabel 2.5 toont de ontwikkeling van offshore windenergie in Duitsland volgens (Wensky, 2003b). Het offshore windturbinevermogen en de ermee opgewekte elektriciteit zou vanaf 2010 - startend op een niveau van 2000 - 3000 MW respectievelijk 7 - 10 TWh/a - kunnen verdrievoudigen tot 2030.

Tabel 2.5 *Ontwikkelingsfasen van offshore windenergie in Duitsland*

Fase	Periode	Potentieel offshore windvermogen aan het eind van de periode [MW]	Orde van grootte offshore elektriciteitsopwekking aan het eind van de periode [TWh/a]
Voorbereiding	2001-2003	-	-
Startfase	2003/4-2006	≥ 500	1,5
Eerste expansiefase	2007-2010	2000 - 3000	7 - 10
Volgende expansiefases	2011-2030	20.000 - 25.000	70 - 85

Bron: Wensky, 2003b.



Figuur 2.9 *HVDC Light™ VSC technologie: DC koppeling van een groot offshore windpark*

Bron: Wright, 2002.

Voor de koppeling van grote offshore windparken bestaan twee opties: koppeling door middel van HVAC of HVDC. Figuur 2.9 toont de koppeling door middel van HVDC (Wright, 2002).

Groeiend gebruik van windenergie op land en offshore maakt uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur op land nodig. Voor het gebied dat bestreken wordt door E.On Netz wordt de volgende ontwikkeling verwacht (Tabel 2.6).

Tabel 2.6 *Ontwikkeling van windenergie en uitbreiding elektriciteitsinfrastructuur E.On Netz*

Jaar	Geïnstalleerd windenergievermogen [MW]	Additionele hoogspanningsverbindingen	
		Tracélengte ¹ [km]	Investeringskosten ¹ [mln €]
2001	~ 4000	n.v.t.	n.v.t.
2006	~ 7000	300	110
2011	~ 13.000	700	400
2016	~ 16.000	1000	550

¹ Cumulatief.

Bron: Wensky, 2003b (c.q. E.On Netz).

Als tussen 2001 en 2016 een vermogen van 12 GW zou worden gerealiseerd dat voor 33% zou zijn gebaseerd op wind op land en voor 67% op offshore wind, en als de specifieke investeringskosten daarvan € 900/kW respectievelijk € 1700/kW zouden bedragen (Lako, 2002), zouden de benodigde investeringen *exclusief uitbreiding van netten op land* ca. € 17,2 miljard belopen. Naar verhouding zijn de kosten van netuitbreiding - € 550 mln - dan nog beperkt¹⁶.

¹⁶ De ECN-studie geeft aan dat de specifieke investeringskosten van wind op land in 2016 ca. € 675/kW kunnen zijn en van offshore wind ca. € 1275/kW. Bij dezelfde verhouding van 33% wind op land en 67% offshore wind en een additioneel vermogen van 12 GW zouden de investeringen *exclusief netuitbreiding* ca. € 13 miljard zijn.

3. 'STATE-OF-THE-ART' VAN HVDC EN HVAC

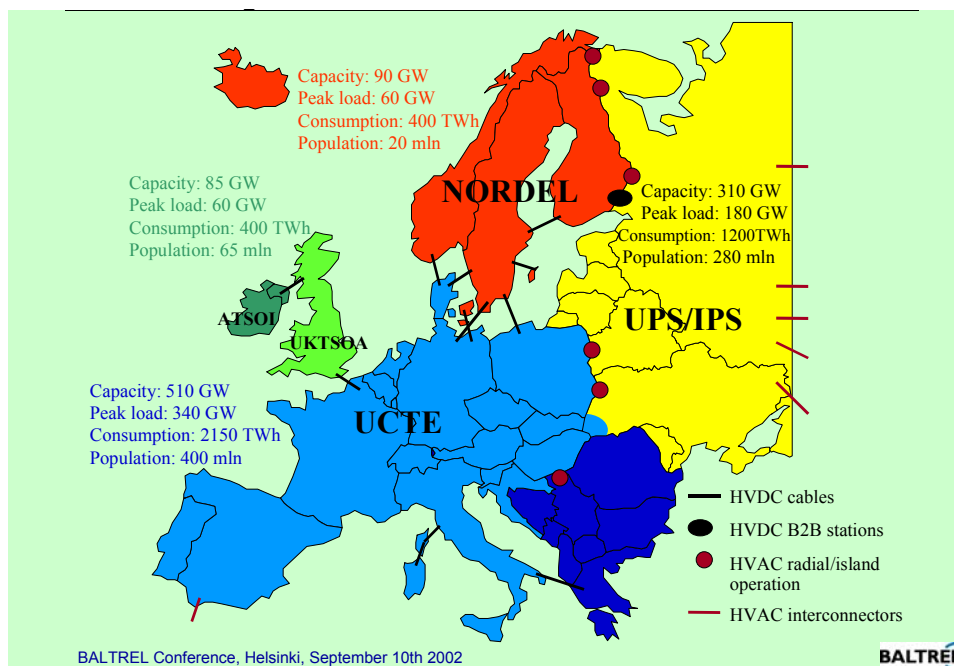
3.1 Inleiding

HVAC wordt toegepast voor elektriciteitstransport over grote afstanden. In 1997 stond in Nederland voor tientallen miljarden guldens aan elektrische laag- en hoogspanningsinstallaties opgesteld (Smit, 1997). Als we de € toepassen en de laagspanningsnetten buiten beschouwing laten, belopen de cumulatieve 'assets' in het hoogspanningsnet tenminste € 10 miljard.

Voor elektriciteitstransport over zeer grote afstanden wordt in toenemende mate HVDC toegepast, o.a. bij waterkrachtprojecten in Brazilië, China en andere landen. Ook zijn er 23 HVDC-projecten met een zee-infrastructuur gebouwd, in uitvoeringsstadium of gepland. Deze 23 projecten hebben een totale capaciteit van tenminste ca. 16.600 MW (Balloch, 2003; Internet bron 1; Ensoc Weekly, 2003b). Daarvan werd ca. 3100 MW gerealiseerd in de negentiger jaren van de 20^e eeuw (Bijlage B).

De belangrijkste reden om het potentieel van HVAC en HVDC nader te onderzoeken is de toenemende inzet van intermitterende energiebronnen, zoals wind en zon, en de gevolgen daarvan voor het hoogspanningsnet. Daarom zullen 'tools' moeten worden ontwikkeld voor het modelleren en beheersen van elektriciteitsleverantie aan het net. Gecombineerde technologieën voor opwekking en transport van grote hoeveelheden elektriciteit zullen innovaties met zich meebrengen in 'automatic load flow controls', 'adaptive loads' en 'demand side management'. Daarnaast komt toepassing van HVDC aan de orde bij grootschalige toepassing van (offshore) windenergie. Verder zullen concepten voor energieopslag moeten worden onderzocht, evenals AC/DC concepten in relatie tot verschillende elektriciteitsopwekkingsopties (IEA, 2001).

De HVDC-verbindingen in Europa worden aangeduid in Figuur 3.1 (Berger, 2002).



Figuur 3.1 Drie geïntegreerde hoogspanningssystemen met HVDC-verbindingen in Europa
Bron: Berger, 2002.

Er zijn offshore HVDC-verbindingen tussen Scandinavische landen, tussen Engeland en het Continent, enz. Zeven HVDC-projecten, waarvan een op land, worden hierna nader toegelicht:

- ‘UK - Netherlands Interconnector’ (Paragraaf 3.2.1),
- ‘North Sea Interconnector’ tussen Noorwegen en Groot Brittannië (Paragraaf 3.2.2),
- ‘Basslink’ tussen Victoria en Tasmanië in Australië (Paragraaf 3.2.3),
- ‘Murraylink’ (IGBT-technologie) tussen Victoria en Zuid Australië (Paragraaf 3.2.4),
- ‘Grita’ tussen Griekenland en Italië (Paragraaf 3.2.5),
- ‘Moyle Interconnector’ tussen Ierland en Schotland (Paragraaf 3.2.6), en
- ‘Swepol’ tussen Zweden en Polen (Paragraaf 3.2.7).

Paragraaf 3.2 biedt een overzicht van de genoemde HVDC-projecten (Paragraaf 3.2.1 t/m 3.2.7) en een generieke analyse van de kosten van HVDC. In Paragraaf 3.3 worden vier fact-sheets gepresenteerd voor HVAC.

3.2 HVDC-verbindingen

3.2.1 UK - Netherlands Interconnector

De Nederlandse grid operator TenneT en de Engelse collega-operator ‘National Grid Transco’ (NGT) hebben vergevorderde plannen om een HVDC-kabel aan te leggen tussen het Verenigd Koninkrijk en dit deel van het Continent (Nederland). Er is al een 2000 MW HVDC-verbinding met Frankrijk (Bijlage B).

Het gaat om een HVDC-verbinding op basis van thyristor-technologie van 1000-1300 MW over een afstand van 200 km. Nlink (dochter van TenneT) en NGT hebben onderzoek gedaan naar diverse mogelijkheden. De kosten worden geraamd op € 300-400 mln (EnsocWeekly, 2003c).

3.2.2 North Sea Interconnector (Noorwegen – Groot Brittannië)

De grid operators van Noorwegen en Groot Brittannië, Statnett respectievelijk National Grid Transco, hebben onlangs het plan opgevat voor de aanleg van de zogenoemde *North Sea Interconnector* tussen Suldal in het zuidwesten van Noorwegen en Easington (bij Sunderland) in Engeland. De HVDC-verbinding zou voornamelijk worden gebruikt om waterkrachtstroom vanuit Noorwegen naar Engeland te exporteren in jaren met veel neerslag. Het ging om een bipolaire HVDC-verbinding op basis van thyristor-technologie, met een lengte van 750 km en een capaciteit van 1200 MW. De kosten werden geraamd op £ 700 mln (\approx € 1045 mln¹⁷). De verbinding zou gereed zijn in 2005/2006 (Internet bronnen 2-4; Borgen, 2003, Povh, 2002b).

Zeer onlangs heeft de Noorse regering om economische redenen besloten af te zien van toestemming voor de aanleg van de Interconnector. Volgens de Noorse minister van olie en energie zijn de sociale en economische aspecten te onzeker en zou het project een te zwakke financiële basis hebben (Ensoc Weekly, 2003d).

3.2.3 Basslink (Australië)

In maart 2002 werd opdracht gegeven tot de bouw van de HVDC-verbinding *Basslink* tussen het 500 kVac hoogspanningsnet van Victoria en het 220 kVac net van Tasmanië. De verbinding begint met een bovengronds HVAC-gedeelte in Victoria, tussen een onderstation bij de centrale Loy Yang en Ninety Mile Beach. Daar gaat de leiding ondergronds, loopt over de zeebodem van Bass Strait, passeert de kust bij Five Mile Beach en eindigt bij het onderstation Georgetown in Tasmanië. Daarna volgt nog een korte bovengrondse HVAC-verbinding. Het gedeelte over de

¹⁷ 1 € = 0,6696 £ (eerste kwartaal 2003).

zeebodem is bipolair en gebaseerd op conventionele HVDC technologie. De leiding is aan de kust ondergronds, in Victoria over 6,4 km en in Tasmanië over 1,7 km (Figuur 3.2).



Figuur 3.2 *Tracé van Basslink*

Basslink heeft een aantal voordelen voor de landsdelen aan beide zijden van Bass Strait:

- Victoria krijgt toegang tot schone duurzame bronnen - waterkracht en wind - in Tasmanië. Tasmanië kan via *Basslink* vooral bijdragen aan de piekvraag in de hete zomermaanden.
- Tasmanië is in staat zijn basislastvermogen uit te breiden, wat vooral belangrijk is, als in perioden van droogte de eigen waterkrachtcentrales onvoldoende vermogen kunnen leveren.
- De HVDC-leiding geeft Tasmanië de mogelijkheid groene elektriciteit te exporteren door upgradering van waterkrachtcentrales en benutting van het windpotentieel (Roaring Forties).

Basslink wordt naar verwachting in de zomer van 2005 in gebruik genomen. De verbinding heeft een totale lengte van ca. 370 km¹⁸, en een capaciteit van 500 MW bij 400 kV¹⁹. De kosten, inclusief converter stations, bedragen naar verwachting meer dan € 300 mln, wat equivalent is met > AU\$ 500 mln (Modern Power Systems, 2003; Australian Government, 2003).

3.2.4 Murraylink (Australië)

In juni 2002 werd de ondergrondse HVDC-verbinding *Murraylink* tussen het 220 kVac net van Victoria (Red Cliffs) Victoria en het 132 kVac net van Zuid Australië (Berri) voltooid (Internet bron 5). Het gaat om een bipolaire HVDC-verbinding op basis van ABB's 'HVDC Light™'

¹⁸ Lengte zee traject 295 km, lengte HVDC-kabels op land 8,1 km, lengte HVAC-leidingen op land 66,3 km.

¹⁹ Nominaal 500 MW bij 400 kV, met een piekcapaciteit van 630 MW.

technologie. De twee kabels met een onderlinge afstand van 100 mm liggen in een sleuf van 1,2 m diepte. De 176 km lange verbinding heeft een capaciteit van 220 MW (150 kV). Eerder werd maximaal 80 kV toegepast bij geëxtrudeerd polyethyleen DC-kabels. De kosten zijn getaxeerd op AU\$ 131 mln \approx € 78 mln²⁰ (Internet bron 6-8).

3.2.5 Grita (Griekenland - Italië)

De HVDC-verbinding (thyristor-technologie) *Grita* tussen Griekenland en Italië - in het begin van 2002 in gebruik genomen - is om een aantal redenen aangelegd (Anonymous, 2002):

- vermindering van de operationele kosten van netwerken en besparing op brandstofkosten,
- betere coördinatie van inzet van waterkrachtcentrales,
- wederzijdse bijstand in geval van noodsituaties door het verhogen van de betrouwbaarheid met behulp van de draaiende reserve,
- toename van de operationele flexibiliteit door de koppeling van Griekenland met Italië,
- lagere marginale productiekosten in Griekenland door uitwisseling met West Europa.

Grita bestaat uit met een ondergronds HVDC-gedeelte tussen Galatina en Otranto (43,5 km), een mono-polaire kabel over de bodem van de Adriatische Zee (163 km), een ondergrondse HVDC-leiding bij Aetos (0,5 km) en een bovengrondse HVDC-verbinding tot Arachthos in Epirus (110 km). Ook zijn 380 kV ac verbindingen aangelegd tussen Arachthos en Trikala (110 km) en tussen Arachthos en Acheloos (80 km). De kosten hiervan blijven buiten beschouwing.

Grita - 500 MW (400 kV) - is in totaal 317 km lang. De kosten, inclusief converter stations, zijn € 275 mln, waarvan 40% gefinancierd door de EU (Arnold, 2001; ICF, 2002).

3.2.6 Moyle Interconnector (Noord Ierland – Schotland)

Eind 2001 werd de *Moyle Interconnector* in gebruik genomen, die de hoogspanningsnetten van Noord-Ierland en Schotland met elkaar verbindt (Figuur 3.3).



Figuur 3.3 *Tracé van Moyle Interconnector*

²⁰ 1 € = 1,6793 AU\$ (juni 2002).

De HVDC-verbinding, op basis van thyristor-technologie, bestaat uit een 8,5 km lange ondergrondse 275 kV HVDC-kabel tot Ballycronan More (Noord Ierland), twee mono-polaire offshore kabels met een lengte van 55 km en een capaciteit van 250 MW (250 kV) elk, en een 64 km lange bovengrondse 275 kV HVDC-verbinding vanaf Auchencrosh in Schotland (Figuur 3.2). De Interconnector is vooral bedoeld om de kosten van elektriciteit in Noord Ierland te verminderen door de toegang tot het elektriciteitsnetwerk van Schotland en Engeland.

De kosten bedroegen £ 150 mln (\approx € 240 mln²¹), waarvan £ 52,5 mln werd gefinancierd door het European Development Fund (Arnold, 2001; Ammon 2000; Internet bron 9).

3.2.7 Swepol (Zweden - Polen)

Medio 2000 werd de HVDC-verbinding *Swepol* (thyristor-technologie) tussen de 400 kVac netwerken van Zweden en Polen operationeel. De HVDC-verbinding wordt gebruikt voor vermogensuitwisseling - op basis van structurele en incidentele factoren - tussen netten met verschillende frequenties. In Zweden wordt elektriciteit voornamelijk opgewekt met waterkracht, in Polen met kolen.

Het Zweedse Vattenfall verwacht met *Swepol* - lengte 250 km, 600 MW bij 450 kV - ca. 1,5% van de Zweedse elektriciteitsproductie naar Polen te exporteren. *Swepol* is mono-polair, met 'Metallic Current Return'. De verbinding begint bij Stårnö (bij Karlshamn) en komt bij Ustka aan land. Daarna volgt nog een traject van 12 km naar het 400 kVac net bij Slupsk. De kabel is op land ondergronds. De kosten, inclusief converter stations, bedragen ca. € 300 mln \approx \$ 250 mln (Abrahamsson, 2001; Söderberg 2001a; Söderberg, 2001b; ABB, 2002; Internet bron 10).

3.2.8 Kostenanalyse en richtwaarden voor kosten van HVDC

Tabel 3.1 geeft een overzicht van een aspecten van de beschouwde HVDC-verbindingen.

Tabel 3.1 *Kengetallen van HVDC-verbindingen op land (Murraylink) en op zee (overige)*

Project	Verbinding	Type ¹	In bedrijf	Capaciteit [MW]	Lengte		Investeringskosten ²		
					[km]	[Valuta]	[mln €]	[€/kW]	[k€/km]
UK – Netherlands Interconnector	VK – Nederland	T	2005 –2006	1000-1300	200		300-400	~ 300 (~200)	1500 - 2000 (~1200)
North Sea Interconnector	Noorwegen – VK	T	Gecancelled	1200	750	£ 700 mln ³	1045 (895)	870 (~750)	~ 1400 (~1200)
Basslink	Victoria – Tasmanië (AU)	T	2005	500	370	> AU\$ 500 mln	> 300 (> 232)	> 600 (> 465)	> 810 (> 630)
Murraylink	Victoria – Zuid-Australië	I	2002	220	176	AU\$ 131 mln ⁴	78 (44)	350 (200)	440 (250)
Grita	Italië – Griekenland	T	2002	500	317	-	275 (207)	550 (415)	870 (650)
Moyle Interconnector	Schotland – Noord-Ierland	T	2001	500	127,5	£ 150 mln ⁵	240 (172)	480 (345)	1900 (1350)
Swepol	Zweden – Polen	T	2000	600	250	\$ 250 mln	300 (220)	500 (370)	1200 (880)

¹ T = Thyristor technologie, I = IGBT technologie

² Tussen haken: geschatte investeringskosten *exclusief converter stations*.

³ 1 € = 0,6696 £ (eerste kwartaal 2003).

⁴ 1 € = 1,6793 AU\$ (juni 2002).

⁵ 1 € = 0,6239 £ (oktober 2001).

²¹ 1 € = 0,6239 £ (oktober 2001).

Uit Tabel 3.1 blijkt dat er een grote spreiding is in de kosten van HVDC-verbindingen. Dit heeft te maken met de grote diversiteit in dit soort projecten. Bij sommige projecten gaat het bijna uitsluitend om de HVDC-kabel(s) en de (relatief kostbare) converter stations, terwijl bij andere projecten ook investeringen in HVAC-verbindingen in het totale investeringsbedrag zijn opgenomen. Ook zijn soms duurdere oplossingen gekozen vanuit milieuoverwegingen.

De kosten van converter stations, die relatief hoog zijn in verhouding tot transformatorstations bij HVAC, zijn als volgt geschat voor twee HVDC-verbindingen (thyristor-technologie):

- De kosten van de converter stations van de *Swepol*-verbinding (600 MW) worden door ICF Consulting (ICF, 2002) geraamd op € 80 mln.
- De kosten van converter stations voor een HVDC-verbinding over land met een capaciteit van 2000 MW worden geschat op \$ 250 mln \approx € 250 mln (pariteit € en \$).

De kosten van de converter stations kunnen nu op basis van inter-/extrapolatie van deze getallen worden geschat conform Tabel 3.2.

Tabel 3.2 *Kosten converter stations bij HVDC-verbindingen op land (Murraylink) en offshore*

Project	Verbinding	Type	Capaciteit [MW]	Geschatte kosten [mln €]
UK – Netherlands Interconnector	Engeland - Nederland	T	1200	150
North Sea Interconnector	Noorwegen - Engeland	T	1200	150
Basslink	Victoria - Tasmanië	T	500	68
Murraylink	Victoria - Zuid Australië	I	220	34
Grita	Italië - Griekenland	T	500	68
Moyle Interconnector	Schotland - Ierland	T	500	68
Swepol	Zweden - Polen	T	600	80

Met name op basis van de beschouwde HVDC-projecten - waarvan een volledig op land en de overige offshore - is de volgende fact-sheet opgesteld voor HVDC-transmissie (Tabel 3.3). Hierbij moet worden aangetekend dat HVDC niet zonder meer kan als vervanging van HVAC kan worden gezien, omdat voor transformatie naar andere spanningsniveau's HVAC nodig is.

Tabel 3.3 *Fact-sheet HVDC-transmissie*

Optie	HVDC-transmissie over land (ondergronds) en offshore
Beschrijving	<p>High Voltage Direct Current (HVDC) wordt toegepast in het elektriciteitstransportsysteem waar AC niet economisch inzetbaar is. Een groot voordeel van HVDC is dat asynchrone netwerken kunnen worden gekoppeld. Vermogensuitwisselingen zijn met HVDC gemakkelijker te sturen dan met HVAC. HVDC wordt o.a. gebruikt voor transmissie over grote tot zeer grote afstanden op land, overbrugging van grote zeestraten en ‘Back-to-back’ koppeling van asynchrone netwerken.</p> <p>Bij HVDC treedt geen blindstroom op en zijn de transportverliezen vanaf een bepaalde afstand geringer dan bij HVAC. Daardoor kan op brandstof en op de kosten van hoogspanningsverbindingen worden bespaard. Daartegenover staan hogere kosten voor converter stations in vergelijking met transformatorstations bij HVAC. Ook kan het ruimtebeslag een factor zijn. HVDC-verbindingen en converter stations hebben een levensduur van ~ 50 jaar.</p> <p>Voor offshore toepassing van HVDC op basis van thyristor-technologie wordt onderscheid gemaakt naar capaciteiten van 600 en 1200 MW.</p> <p><i>Offshore HVDC</i></p> <p>Bij een offshore HVDC-verbinding van 600 MW kunnen de kosten worden geschat op:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Twee converter stations: ~ € 80 mln. • Zeekabel (600 MW, 450 kV): <ul style="list-style-type: none"> - Korte termijn: 750-1150 k€/km. - Lange termijn: 750 k€/km. <p>Bij een offshore HVDC-verbinding van 1200 MW bedragen de kosten naar schatting:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Twee converter stations: ~ € 150 mln. • Zeekabels (2 × 600 MW, 450 kV): <ul style="list-style-type: none"> - Korte termijn: 1200-1700 k€/km. - Lange termijn: 1200 k€/km. <p><i>Onshore HVDC (ondergronds)</i></p> <p>Voor ondergrondse HVDC op land wordt de <i>Murraylink</i> (220 MW), op basis van ITBG-technologie, als referentie gebruikt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Twee converter stations: ~ € 34 mln. • Ondergrondse kabel (220 MW): <ul style="list-style-type: none"> - Vlak terrein (Australië): 250 k€/km. - Bergachtig gebied: 1250 k€/km.
Stand van ontwikkeling	<p>In 1995 vormde de invoering van ‘Capacitor Commutated Converters’ (CCC) de meest fundamentele verandering in het klassieke HVDC-circuit. CCC verbetert het gedrag van HVDC en verkort de bouwtijd van 3 tot 2 jaar. ABB en het Braziliaanse Cepel hebben onderzoek gedaan naar hogere spanningsniveau’s voor HVDC dan tot nu toe gebruikelijk (500-600 kV). 800 kV is technisch haalbaar, maar er bestaat nog onvoldoende vraag op de wereldmarkt om deze stap te rechtvaardigen (Carlsson, 2002).</p>
Kostencurve	<p>Soms zal een elektriciteitsnetwerk niet voldoende sterk zijn om een vermogen van meer dan honderden MW’s te accepteren of doen zich problemen van netstabiliteit voor. Dan zijn er sterke argumenten voor het gebruik van HVDC met ‘Voltage Source Converters’ (VSC, IGBT) op een spanningsniveau van 100-150 kV, zowel vanuit het oogpunt van transport als vanwege het ontkoppelen van het ene (offshore) en het andere asynchrone net.</p> <p>De kosten van HVDC-projecten tonen een grote spreiding door verschillen in uitvoering, kosten van grondverwerving en wisselkoersen. De spreiding is het grootst bij projecten met mariene infrastructuur; de toerekening van de kosten is daarbij niet precies bekend.</p>
Toepassingen	<p>Omdat de HVDC-technologie nog in ontwikkeling is, kunnen voor offshore-projecten op lange termijn de laagste kosten in k€/km (zie: ‘Beschrijving’) als richtwaarden gelden.</p> <p>De meest bekende toepassingen van HVDC zijn:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transmissie over land over grote afstand (vele honderden tot duizend km en meer). • Overbrugging van grote zeestraten. • ‘Back-to-back’ koppeling van asynchrone netwerken
Leverancier	<p>Koppeling van offshore windparken met elektriciteitsnetwerk op land (toekomst). ABB, Siemens, Alstom, General Electric, Hitachi, Pirelli</p>

3.3 HVAC-verbindingen

Net als in Paragraaf 3.2 voor HVDC-verbindingen, worden in deze paragraaf richtwaarden gepresenteerd voor verbindingen op basis van hoogspanningswisselstroom (HVAC) op land.

Tabel 3.4 *Fact-sheet HVAC-transmissie 1 × 380 kVac*

Optie	HVAC-transmissie (op land, bovengronds), enkele 380 kVac verbinding														
Beschrijving	Hoogspanningsverbindingen worden gebruikt om elektriciteit over grote afstanden te transporteren, vanaf het punt van opwekking tot de distributienetwerken. Elektriciteit wordt ofwel door middel van wisselstroom (AC) ofwel door middel van gelijkstroom (DC) getransporteerd via hoogspanningslijnen of -kabels op diverse spanningsniveau's. HVAC wordt het meest algemeen toegepast. HVDC wordt voornamelijk gebruikt voor het koppelen van grote hoogspanningsnetten en het overbruggen van grote afstanden over zee ²² .														
Stand van ontwikkeling	ICF Consulting (ICF, 2002) heeft ten behoeve van de Europese Commissie een kostenanalyse gemaakt van de bouw van nieuwe 220 en 380 kVac hoogspanningsverbindingen in de EU-landen, Noorwegen en Zwitserland. Aan deze analyse zijn de volgende data ontleend wat betreft (de) EU-landen.														
	<i>Indicatieve kosten enkele 380 kVac HVAC-verbinding in de EU [k€/km]</i>														
	EU	AU	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	NL	PO	SE	UK	
	FL	251	450	293	450	323	208	155	375	140	273	297	168	-	528
	MM	301	540	352	527	-	249	-	450	147	580	-	185	-	634
	HM	377	675	440	675	-	311	-	563	182	696	-	218	-	792
	Noot: FL = Flat Land, MM = Medium Mountain, HM = High Mountain.														
	Het blijkt dat de enkele 380 kVac HVAC-leiding de volgende kosten vergt:														
	<ul style="list-style-type: none"> • over vlak terrein: ~ 250 k€/km, • over licht bergachtig terrein: ~ 300 k€/km, • over sterk bergachtig terrein: ~ 375 k€/km. 														
Kostencurve	Over kostendalingen bij HVAC zijn geen gegevens gevonden. De grootste kostenreducties zijn te realiseren door overgang van 220 naar 380 kVac en door verdubbeling van HVAC-verbindingen (2 × 380 kVac, 2 × 220 kVac).														
Toepassingen	Hoogspanningsverbindingen worden gebruikt voor elektriciteitstransport over (middel)grote afstanden, tussen opwekking tot distributie.														
Ontwikkelaars/Leveranciers	ABB, Siemens, Alstom, General Electric, Hitachi.														

²² Hierbij moet worden aangetekend dat HVDC niet zonder meer kan als vervanging van HVAC kan worden gezien, omdat voor transformatie naar andere spanningsniveau's HVAC nodig is.

Tabel 3.5 *Fact-sheet HVAC-transmissie 2 × 380 kVac*

Optie	HVAC-transmissie (op land, bovengronds), dubbele 380 kVac verbinding																																																								
Beschrijving	Hoogspanningsverbindingen worden gebruikt om elektriciteit over grote afstanden te transporteren, vanaf het punt van opwekking tot de distributienetwerken. Elektriciteit wordt ofwel door middel van wisselstroom (AC) ofwel door middel van gelijkstroom (DC) getransporteerd via hoogspanningslijnen of -kabels op diverse spanningsniveau's. HVAC wordt het meest algemeen toegepast. HVDC wordt voornamelijk gebruikt voor het koppelen van grote hoogspanningsnetten en het overbruggen van grote afstanden over zee ²³ .																																																								
Stand van ontwikkeling	ICF Consulting (ICF, 2002) heeft ten behoeve van de Europese Commissie een kostenanalyse gemaakt van de bouw van nieuwe 220 en 380 kVac hoogspanningsverbindingen in de EU-landen, Noorwegen en Zwitserland. Aan deze analyse zijn de volgende data ontleend wat betreft (de) EU-landen.																																																								
	<i>Indicatieve kosten dubbele 380 kVac HVAC-verbinding in de EU [k€/km]</i>																																																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>EU</th> <th>AU</th> <th>BE</th> <th>DE</th> <th>DK</th> <th>ES</th> <th>FI</th> <th>FR</th> <th>GR</th> <th>IT</th> <th>PO</th> <th>SE</th> <th>UK</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FL</td> <td>402</td> <td>720</td> <td>469</td> <td>595</td> <td>394</td> <td>332</td> <td>270</td> <td>600</td> <td>224</td> <td>464</td> <td>274</td> <td>190</td> <td>781</td> </tr> <tr> <td>MM</td> <td>482</td> <td>864</td> <td>563</td> <td>696</td> <td>-</td> <td>399</td> <td>-</td> <td>720</td> <td>235</td> <td>580</td> <td>301</td> <td>228</td> <td>938</td> </tr> <tr> <td>HM</td> <td>602</td> <td>1080</td> <td>703</td> <td>893</td> <td>-</td> <td>498</td> <td>-</td> <td>900</td> <td>291</td> <td>696</td> <td>356</td> <td>285</td> <td>1172</td> </tr> </tbody> </table>		EU	AU	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	PO	SE	UK	FL	402	720	469	595	394	332	270	600	224	464	274	190	781	MM	482	864	563	696	-	399	-	720	235	580	301	228	938	HM	602	1080	703	893	-	498	-	900	291	696	356	285	1172
	EU	AU	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	PO	SE	UK																																												
FL	402	720	469	595	394	332	270	600	224	464	274	190	781																																												
MM	482	864	563	696	-	399	-	720	235	580	301	228	938																																												
HM	602	1080	703	893	-	498	-	900	291	696	356	285	1172																																												
	Noot: FL = Flat Land, MM = Medium Mountain, HM = High Mountain.																																																								
	Het blijkt dat de dubbele 380 kVac HVAC-leiding de volgende kosten vergt: <ul style="list-style-type: none"> • over vlak terrein: ~ 400 €/km, • over licht bergachtig terrein: ~ 480 k€/km, • over sterk bergachtig terrein: ~ 600 k€/km. 																																																								
Kostencurve	Over kostendalingen bij HVAC zijn geen gegevens gevonden. De grootste kostenreducties zijn te realiseren door overgang van 220 naar 380 kVac en door verdubbeling van HVAC-verbindingen (2 × 380 kVac, 2 × 220 kVac).																																																								
Toepassingen	Hoogspanningsverbindingen worden gebruikt voor elektriciteitstransport over (middel)grote afstanden, tussen opwekking tot distributie.																																																								
Ontwikkelaars/ Leveranciers	ABB, Siemens, Alstom, General Electric, Hitachi.																																																								

²³Hierbij moet worden aangetekend dat HVDC niet zonder meer kan als vervanging van HVAC kan worden gezien, omdat voor transformatie naar andere spanningsniveau's HVAC nodig is.

Tabel 3.6 *Fact-sheet HVAC-transmissie 1 × 220 kVac*

Optie	HVAC-transmissie (op land, bovengronds), enkele 220 kVac verbinding														
Beschrijving	Hoogspanningsverbindingen worden gebruikt om elektriciteit over grote afstanden te transporteren, vanaf het punt van opwekking tot de distributienetwerken. Elektriciteit wordt ofwel door middel van wisselstroom (AC) ofwel door middel van gelijkstroom (DC) getransporteerd via hoogspanningslijnen of -kabels op diverse spanningsniveau's. HVAC wordt het meest algemeen toegepast. HVDC wordt voornamelijk gebruikt voor het koppelen van grote hoogspanningsnetten en het overbruggen van grote afstanden over zee ²⁴ .														
Stand van ontwikkeling	ICF Consulting (ICF, 2002) heeft ten behoeve van de Europese Commissie een kostenanalyse gemaakt van de bouw van nieuwe 220 en 380 kVac hoogspanningsverbindingen in de EU-landen, Noorwegen en Zwitserland. Aan deze analyse zijn de volgende data ontleend wat betreft (de) EU-landen.														
	<i>Indicatieve kosten enkele 220 kVac HVAC-verbinding in de EU [k€/km]</i>														
	EU	AU	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	NL	PO	SE	UK	
	FL	168	302	196	284	-	123	85	251	-	117	199	112	80	422
	MM	202	362	234	332	-	147	-	302	-	147	-	124	96	507
	HM	252	452	294	425	-	184	-	377	-	176	-	146	120	634
	Noot: FL = Flat Land, MM = Medium Mountain, HM = High Mountain.														
	Het blijkt dat de enkele 220 kVac HVAC-leiding de volgende kosten vergt:														
	<ul style="list-style-type: none"> • over vlak terrein: ~ 170 k€/km, • over licht bergachtig terrein: ~ 200 k€/km, • over sterk bergachtig terrein: ~ 250 k€/km. 														
Kostencurve	Over kostendalingen bij HVAC zijn geen gegevens gevonden. De grootste kostenreducties zijn te realiseren door overgang van 220 naar 380 kVac en door verdubbeling van HVAC-verbindingen (2 × 380 kVac, 2 × 220 kVac).														
Toepassingen	Hoogspanningsverbindingen worden gebruikt voor elektriciteitstransport over (middel)grote afstanden, tussen opwekking tot distributie.														
Ontwikkelaars/ Leveranciers	ABB, Siemens, Alstom, General Electric, Hitachi.														

²⁴Hierbij moet worden aangetekend dat HVDC niet zonder meer kan als vervanging van HVAC kan worden gezien, omdat voor transformatie naar andere spanningsniveau's HVAC nodig is.

Tabel 3.7 *Fact-sheet HVAC-transmissie 2 × 220 kVac*

Optie	HVAC-transmissie (op land, bovengronds), dubbele 220 kVac verbinding																																																												
Beschrijving	Hoogspanningsverbindingen worden gebruikt om elektriciteit over grote afstanden te transporteren, vanaf het punt van opwekking tot de distributienetwerken. Elektriciteit wordt ofwel door middel van wisselstroom (AC) ofwel door middel van gelijkstroom (DC) getransporteerd via hoogspanningslijnen of -kabels op diverse spanningsniveau's. HVAC wordt het meest algemeen toegepast. HVDC wordt voornamelijk gebruikt voor het koppelen van grote hoogspanningsnetten en het overbruggen van grote afstanden over zee ²⁵ .																																																												
Stand van ontwikkeling	ICF Consulting (ICF, 2002) heeft ten behoeve van de Europese Commissie een kostenanalyse gemaakt van de bouw van nieuwe 220 en 380 kVac hoogspanningsverbindingen in de EU-landen, Noorwegen en Zwitserland. Aan deze analyse zijn de volgende data ontleend wat betreft (de) EU-landen.																																																												
<i>Indicatieve kosten dubbele 220 kVac HVAC-verbinding in de EU [k€/km]</i>																																																													
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>EU</th> <th>AU</th> <th>BE</th> <th>DE</th> <th>DK</th> <th>ES</th> <th>FI</th> <th>FR</th> <th>GR</th> <th>IT</th> <th>NL</th> <th>PO</th> <th>SE</th> <th>UK</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>FL</td> <td>269</td> <td>482</td> <td>314</td> <td>454</td> <td>-</td> <td>196</td> <td>191</td> <td>402</td> <td>-</td> <td>200</td> <td>318</td> <td>183</td> <td>128</td> <td>625</td> </tr> <tr> <td>MM</td> <td>323</td> <td>579</td> <td>377</td> <td>530</td> <td>-</td> <td>235</td> <td>-</td> <td>482</td> <td>-</td> <td>249</td> <td>-</td> <td>202</td> <td>154</td> <td>750</td> </tr> <tr> <td>HM</td> <td>404</td> <td>724</td> <td>471</td> <td>680</td> <td>-</td> <td>294</td> <td>-</td> <td>603</td> <td>-</td> <td>299</td> <td>-</td> <td>238</td> <td>192</td> <td>938</td> </tr> </tbody> </table>		EU	AU	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	NL	PO	SE	UK	FL	269	482	314	454	-	196	191	402	-	200	318	183	128	625	MM	323	579	377	530	-	235	-	482	-	249	-	202	154	750	HM	404	724	471	680	-	294	-	603	-	299	-	238	192	938
	EU	AU	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	NL	PO	SE	UK																																															
FL	269	482	314	454	-	196	191	402	-	200	318	183	128	625																																															
MM	323	579	377	530	-	235	-	482	-	249	-	202	154	750																																															
HM	404	724	471	680	-	294	-	603	-	299	-	238	192	938																																															
Noot: FL = Flat Land, MM = Medium Mountain, HM = High Mountain.																																																													
Kostencurve	<p>Het blijkt dat de dubbele 220 kVac HVAC-leiding de volgende kosten vergt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • over vlak terrein: ~ 270 k€/km, • over licht bergachtig terrein: ~ 320 k€/km, • over sterk bergachtig terrein: ~ 400 k€/km. <p>Over kostendalingen bij HVAC zijn geen gegevens gevonden. De grootste kostenreducties zijn te realiseren door overgang van 220 naar 380 kVac en door verdubbeling van HVAC-verbindingen (2 × 380 kVac, 2 × 220 kVac).</p>																																																												
Toepassingen	Hoogspanningsverbindingen worden gebruikt voor elektriciteitstransport over (middel)grote afstanden, tussen opwekking tot distributie.																																																												
Ontwikkelaars/ Leveranciers	ABB, Siemens, Alstom, General Electric, Hitachi.																																																												

²⁵ Hierbij moet worden aangetekend dat HVDC niet zonder meer kan als vervanging van HVAC kan worden gezien, omdat voor transformatie naar andere spanningsniveau's HVAC nodig is

4. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Hoogspanningswisselstroom (High Voltage Alternating Current, HVAC) is de dominante vorm van hoogspanningstransport over afstanden tot (vele) honderden km's. Een andere optie is hoogspanningsgelijkstroom (High Voltage Direct Current, HVDC). Bij HVDC treedt geen blindstroom op en zijn de transportverliezen geringer dan bij HVAC. HVDC wordt toegepast in het elektriciteitstransportsysteem waar AC niet economisch inzetbaar is. Een groot voordeel van HVDC is dat asynchrone netwerken kunnen worden gekoppeld. Vermogensuitwisselingen zijn met HVDC gemakkelijker te sturen dan met HVAC.

De meest voorkomende toepassingen van HVDC zijn transmissie over grote tot zeer grote afstanden op land, overbrugging van grote zeestraten en 'Back-to-back' koppeling van asynchrone netwerken. Vooral bij elektriciteitstransport over (zeer) grote afstanden is HVDC in opkomst, zoals bij waterkrachtprojecten in Brazilië en China. Ook zijn er 23 HVDC-projecten met een zee-infrastructuur gebouwd, in uitvoering of gepland, met een totale capaciteit van ca. 16.600 MW waarvan ca. 3100 MW werd gerealiseerd in de negentiger jaren van de 20ste eeuw.

Groeiend gebruik van windenergie op land en offshore maakt uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur op land nodig. HVDC kan een rol gaan spelen bij koppelen van offshore windparken met het vaste land. De eerste middelgrote offshore windturbineparken zullen relatief dicht bij de kust worden gerealiseerd, gebruik makend van wisselstroom (HVAC) voor elektriciteitstransport. Als de omvang van de offshore windparken de 1000 MW benadert of overschrijdt en de afstand tot de kust navenant toeneemt, kan HVDC de preferente oplossing worden.

Tot nu toe is de ervaring met HVDC voor koppeling van offshore windparken met het vaste land beperkt. In enkele landen met ambities wat betreft offshore windenergie – Duitsland, Groot Brittannië – kan de komende 10 jaar een introductie gaan plaatsvinden van HVDC. Studies uit het Verenigd Koninkrijk en Duitsland geven aan dat HVDC niet alleen voordelen kan bieden in termen van lagere kosten van elektriciteitstransport, maar ook vanwege minder sterke koppeling van netten (en daardoor minder grote kans op grootschalige uitval) en vanwege minder grote milieueffecten (vermijding van bovengrondse hoogspanningsleidingen op land). In hoeverre dit ook geldt voor andere omstandigheden en andere netkarakteristieken, blijft voorlopig de vraag.

Op basis van gegevens van vijf HVDC-verbindingen op zee en een op land (ondergronds), zijn karakteristieke investeringskosten bepaald voor HVDC. Ook zijn de investeringskosten van HVAC-verbindingen (bovengronds) op land bekend; deze vertonen binnen de EU enige spreiding en verschillen ook voor vlak terrein en bergachtig gebied.

De belangrijkste reden om het potentieel en de grenzen van HVAC en HVDC nader te onderzoeken is de toenemende inzet van intermitterende energiebronnen, zoals wind en zon, en de gevolgen daarvan voor het hoogspanningsnet. De gepresenteerde data kunnen bruikbaar zijn voor verkennende modelstudies naar de invloed van een toenemende bijdrage van duurzaam opgewekte elektriciteit.

Ook zullen 'tools' moeten worden ontwikkeld voor het modelleren en beheersen van elektriciteitsleverantie aan het net. Gecombineerde technologieën voor opwekking en transport van grote hoeveelheden elektriciteit zullen innovaties met zich meebrengen in 'automatic load flow controls', 'adaptive loads' en 'demand side management'.

Verder zullen concepten voor energieopslag moeten worden onderzocht, evenals AC/DC concepten in relatie tot verschillende elektriciteitsopwekkingsopties.

BIJLAGE A LAYOUT EN KOSTEN ELEKTRISCHE INFRASTRUCTUUR VOOR INDIVIDUEEL AANGESLOTEN WINDPARKEN

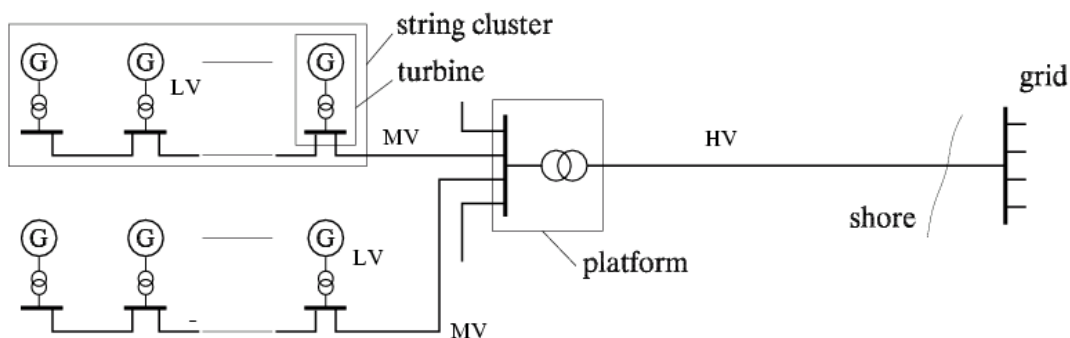
De volgende bijlage is overgenomen uit ECN rapport 'Locaties en opwekkosten 6000 MW Off-shore Windenergie' (S.A. Herman en J.T.G. Pierik ECN-CX--03-086)

Voor de EeFarm en OWECOP berekeningen zijn twee elektrische opties beschouwd voor de verbinding tussen windpark en het hoogspanningsnet:

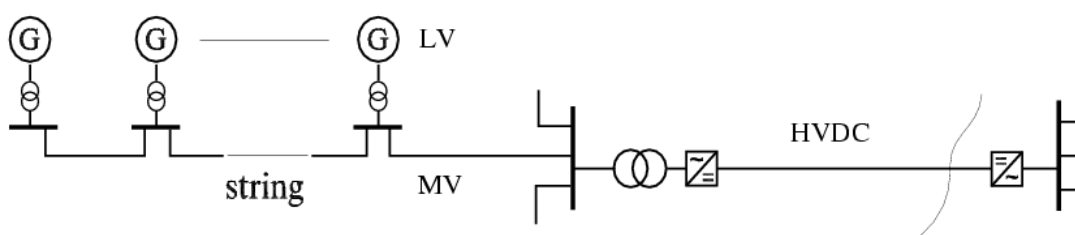
- Optie 1: een wisselspanningsverbinding (150 kV), zie Figuur 4,
- Optie 2: een gelijkspanningsverbinding (+/-140 kV), zie Figuur 5.
Bij de componentkeuze is uitgegaan van spanningsbronconverters op basis van IGBTs.

De elektrische componenten en de lay-out in het windpark zijn in beide opties gelijk:

- 6 MVA 4.2-33 kV turbinetransformatoren en
- 33 kV kabelverbindingen tussen de turbines en naar de parktransformator.



Figuur 4. Windpark met wisselspanningsverbinding naar het hoogspanningsnet



Figuur 5. Windpark met gelijkspanningsverbinding naar het hoogspanningsnet

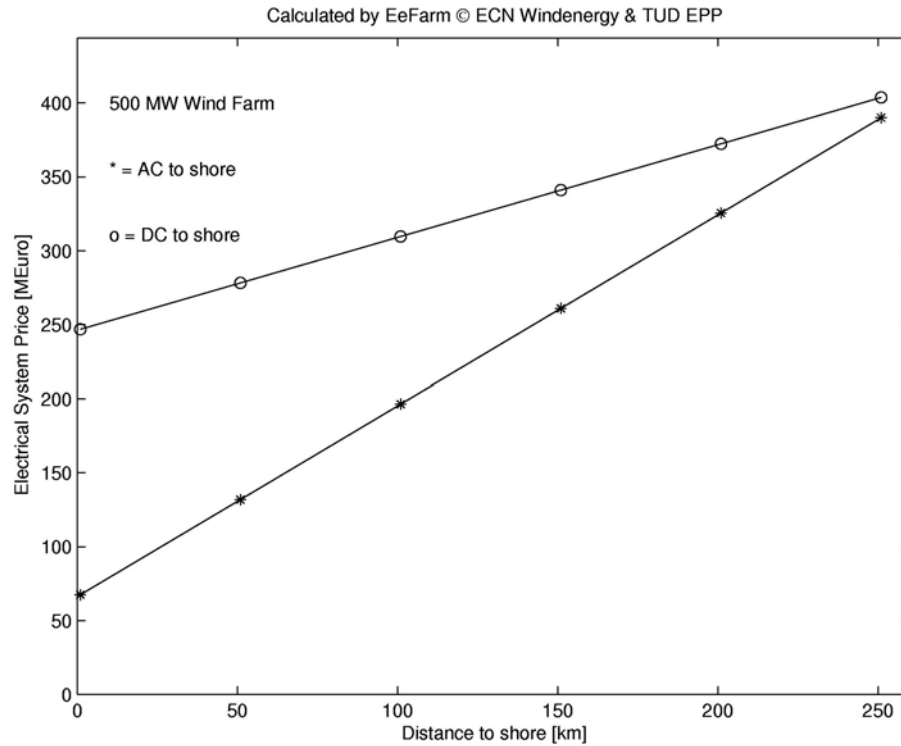
Voor beide opties zijn de kosten van de elektrische infrastructuur berekend voor een 100 MW en een 500 MW windpark als functie van de afstand van het windpark naar het onderstation op land of het aansluitpunt op zee. Voor de kostprijberekening is gebruik gemaakt van budgetprijzen opgegeven door fabrikanten van deze elektrische componenten. Figuur 6 geeft de kosten van de elektrische infrastructuur voor een 100 MW windpark inclusief verbinding naar land. Het niet afstandsafhankelijke deel is bij de gelijkspanningsverbinding veel hoger dan bij gelijkspanning.

Uit de EeFarm berekeningen blijkt dat:

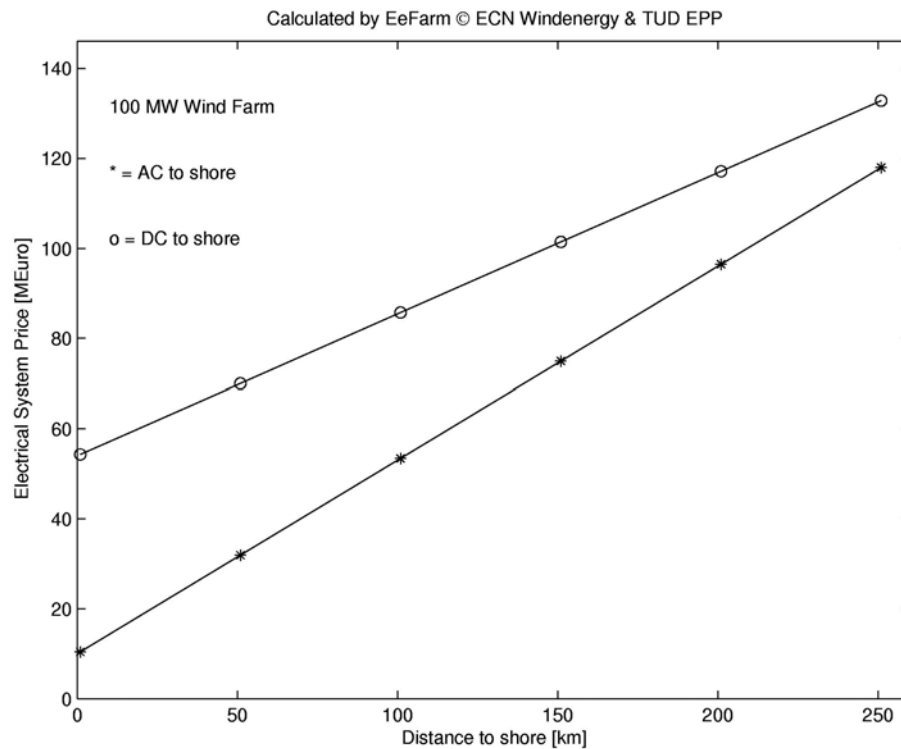
- Met wisselspanning voor beide parkvermogens een afstand van 180 km overbrugd kan worden. Hierbij dient wel een deel van de blindstroom die de kabel produceert door het windpark opgenomen te kunnen worden bij nominaal parkvermogen. Bij een grotere afstand kan het nominale parkvermogen niet meer volledig worden getransporteerd;
- Voor gelijkspanning is de te overbruggen afstand aanzienlijk groter. Er zijn echter slecht berekeningen uitgevoerd tot 250 km;
- Voor afstanden kleiner dan 250 km heeft de wisselspanningsverbinding zowel voor 100 MW als voor 500 MW de laagste investeringskosten;
- Naarmate de afstand toeneemt wordt het verschil in investeringskosten tussen gelijk- en wisselspanning kleiner;

Bij een keuze voor wissel- of gelijkspanningen spelen echter meer aspecten een rol dan investeringskosten alleen:

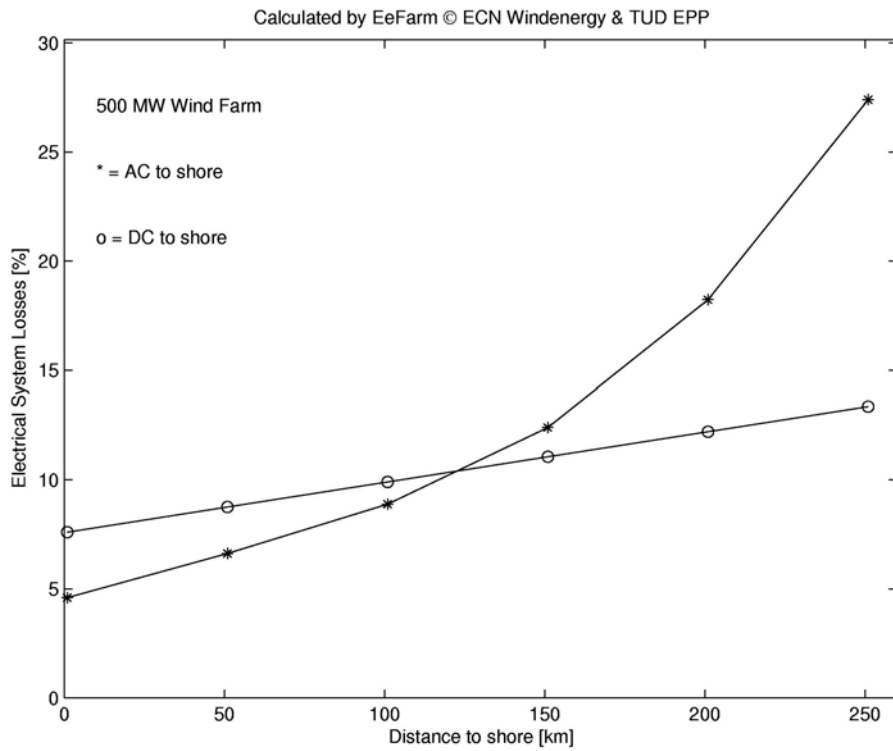
- Wisselspanningsverbindingen hebben een vrijwel passief karakter: er valt niets te regelen, hoogstens kan de stand van een transformator stapsgewijs gewijzigd worden. In de gekozen gelijkspanningsoptie zijn er diverse regelmogelijkheden denkbaar: de blindstroom van het onderstation op land maar ook de frequentie en spanning in het windpark.
- Ook het gedrag tijdens netstoringen (met name spanningsdips van korte duur) van de gekozen gelijkspanningsverbinding is in principe beter dan van een wisselspanningsverbinding.
- De hogere investeringskosten worden mogelijk voor een deel terugverdiend door besparingen op anders noodzakelijke aanpassingen van het HV net op land.
- Een deel van de hogere investeringen wordt mogelijk terugverdiend door lagere verliezen. Dit blijkt uit Figuur 8, waarin de gemiddelde elektrische verliezen zijn weergegeven voor de twee opties. De procentuele verliezen bij wisselspanning stijgen exponentieel met de afstand, bij gelijkspanningstransport is de stijging lineair. Bij afstanden korter dan ca. 120 km zijn de verliezen in de wisselspanningsoptie lager, daarboven is de gelijkspanningsverbinding gunstiger.



Figuur 6. Kosten elektrische infrastructuur (windpark en verbinding naar onderstation) voor 500 MW windpark als functie van afstand windpark-150kV onderstation.



Figuur 16. Kosten elektrische infrastructuur (windpark en verbinding naar onderstation) voor 100 MW windpark als functie van afstand windpark-150kV onderstation.



Figuur 8. Elektrische verliezen gemiddeld over de levensduur van een windpark als percentage van het nominale parkvermogen (500 MW)

BIJLAGE B HVDC MET OFFSHORE INFRASTRUCTUUR

Tabel A.1 HVDC-projecten met mariene infrastructuur (bestaand, toekomstig of gepland)

Project	Land(en)	In bedrijf	Capaciteit [MW]	Lengte [km]	Voltage [kV DC]	Stroomsterkte [A DC]	Elektroden	Type	Kabels
<i>Europa</i>									
Skagerrak 1, 2 en 3	Noorwegen – Denemarken	1976, 1977, 1993	940	127	±350	1000	1 offshore, 1 op land	1 kabel per pool, bipolair	
Gotland 1, 2 en 3	Zweden	1970, 1983, 1987	260	96	150	914	2 offshore	2 kabels, bipolair	
Konti-Skan 1 & 2	Zweden – Denemarken	1965, 1988	550	88	285	965	2 offshore	2 kabels, bipolair	
Baltic Cable	Zweden – Duitsland	1994	600	250	450	1364	2 offshore	1 kabel, monopolair	
Fenno-Skan	Zweden – Finland	1989	500	200	400	1280	2 offshore	1 kabel, monopolair	
Kontek	Denemarken – Duitsland	1995	600	120	400	1500	2 offshore	1 kabel, monopolair	
Swepol	Zweden – Polen	2000	600	250	450	-	n.v.t.	1 kabel met Metallic Return, monopolair	
Sacoi	Sardinië (I) – Corsica (F) – Italië	1967, 1986, 1992	300	119	200	1500	2 offshore, 1 op land	2 kabels, monopolair	
Cross Channel	Frankrijk – Engeland	1986	2000	86	270	925	n.v.t.	8 kabels, bipolair	
Moyle Interconnector	Noord Ierland – Schotland	2001	500	55	±250	1000	n.v.t.	2 kabels, monopolair	
Grita	Italië – Griekenland	2002	500	163	400	1250	2 offshore	1 kabel, monopolair	
Viking Cable	Noorwegen – Duitsland	2003	600	580	500	1200	n.v.t.	1 kabel met Metallic Return, monopolair	
North Sea Interconnector	Noorwegen – Engeland	Gecancelled	1200	750	?	?	?	?	
NorNed kabel	Noorwegen – Nederland	Na uitstel nu weer actueel	600	580	±450	1330	?	2 kabels, bipolair hybride	
UK – Netherlands Interconnector	Nederland – Engeland	2005	1000-1300	200	?	?	?	?	
<i>Noord Amerika</i>									
Vancouver 1, 2	Canada – VS	1968, 1977	682	35	±380	1700	1 offshore, 1 op land	2 kabels, bipolair	
Newfoundland	Canada – VS	1978	800	1126	?	?	?	4 kabels	
<i>Azië</i>									
Leyte – Luzon	Filippijnen	1998	440	21	±350	1260	2 offshore	1 kabel (+ 1 reserve), monopolair	
Haenam – Cheju	Zuid Korea	1998	300	100	±180	835	2 offshore	2 kabels, bipolair	
Hokkaido – Honshu	Japan	1993	600	43	±250	2000	2 op land	2 kabels, bipolair	
Kii-channel crossing	Japan	2000	2800	49	±500	?	?	4 kabels, bipolair	
Leyte Montanao	Filippijnen	2003	500	23	±250	?	2 offshore	2 kabels, monopolair	
			[MW]	[km]	[kV DC]	[A DC]	Elektroden	Kabels	

Project	Land(en)	In bedrijf	Capaciteit [MW]	Lengte [km]	Voltage [kV DC]	Stroomsterkte [A DC]	Elektroden	Type	Kabels
<i>Australasia</i>									
Inter Island	Nieuw Zeeland	1993	500	40	±350	1200	1 offshore, 1 op land	2 kabels (+ 1 reserve), bipolair	
Basslink	Australië	2005	440	295	±350	1250	n.v.t.	1 kabel met Metallic Return, monopolair	
<i>Totaal¹</i>		1967-2005	≥ 16.600						

¹ Exclusief de 1200 MW North Sea Interconnector (gecancelled).

REFERENTIES

- ABB (2002): *The making of the Baltic Ring*. ABB Review, 2001/02, pp. 44-48.
[Http://www.abb.pl/global/seitp/seitp145.nsf/0/09d1586b930f29d2c1256a8400334c94/\\$FILE/44-48%20M673%20.pdf](http://www.abb.pl/global/seitp/seitp145.nsf/0/09d1586b930f29d2c1256a8400334c94/$FILE/44-48%20M673%20.pdf).
- Abrahamsson, B. et al (2001): *SwePol HVDC Link*. Paper presented at the Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission, London, UK, November 28 – 30, 2001.
[Http://www.abb.com/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/Global/ABBZH/ABBZH262.NSF&v=23762&e=us&m=9F2&c=B85B46AA2B155615C1256CCA005E7FA8](http://www.abb.com/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/Global/ABBZH/ABBZH262.NSF&v=23762&e=us&m=9F2&c=B85B46AA2B155615C1256CCA005E7FA8).
- Ammon, J. et al (2000): *Innovations in HVDC Technology*.
[Http://www.photonicpower.com/app_notes6.pdf](http://www.photonicpower.com/app_notes6.pdf).
- Anonymous (2002): *The Italy-Greece HVDC Link*. Paper presented at Cigré 2002 Conference, Paris, France, August 25 – 30, 2002.
[Http://www.abb.com/GLOBAL/ABBZH/ABBZH262.NSF/viewunid/D863DDFB171AFBA7C1256C53002211A4/\\$file/THE+ITALY-GREECE+HVDC+LINK+.pdf](http://www.abb.com/GLOBAL/ABBZH/ABBZH262.NSF/viewunid/D863DDFB171AFBA7C1256C53002211A4/$file/THE+ITALY-GREECE+HVDC+LINK+.pdf).
- Arnold, R.J. (2001): *The Celtic Connection*. UMIST HVDC Tutorial Day, 6 December 2001.
[Http://mcee.ee.umist.ac.uk/downloads/hvdc7.pdf](http://mcee.ee.umist.ac.uk/downloads/hvdc7.pdf).
- Australian Government (2003): *Final Panel Report on the Basslink proposal*.
[Http://www.rpd.gov.au/projects_state_signif/Basslink/pages/finalreport/6_Bscrossing.pdf](http://www.rpd.gov.au/projects_state_signif/Basslink/pages/finalreport/6_Bscrossing.pdf).
- Bahrman, M.P (2002): *HVDC Technologies – The Right Fit for the Application*. 2002 ABB Electric Utility Conference.
[Http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=1JNL100087-557&LanguageCode=en&DocumentPartID=&Action=Launch](http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=1JNL100087-557&LanguageCode=en&DocumentPartID=&Action=Launch).
- Balloch, D. (2003): *HVDC projects with marine infrastructure*. David Balloch & Associates Pty. Ltd. [Http://www.dballoch.com.au/HVDC.html](http://www.dballoch.com.au/HVDC.html).
- Berger, F. et al (2002): *Transmission grid issues*. BALTREL Conference ‘Towards a common Electricity Market in the Baltic Sea Region’. Helsinki, 10 September 2002.
[Http://www.baltrel.com/Seminars/Helsinki100902/PresentPaproski_Bergerhel0902.ppt](http://www.baltrel.com/Seminars/Helsinki100902/PresentPaproski_Bergerhel0902.ppt).
- Beurskens, L.W.M. et al (2003): *Offshore wind power developments*. ECN, Petten, July 2003, ECN-C--02-001.
- Bongaerts (2003): *Persoonlijke communicatie M. Bongaerts* (Continuon), 23 september 2003.
- Borgen, H. (2002): *Status of the planned North Sea HVDC Projects*.
[Http://www.tc.umn.edu/~chris143/CIGRE2002SC_B4/Meeting%20Reports/North%20Sea%20HVDC%20Projects.pdf](http://www.tc.umn.edu/~chris143/CIGRE2002SC_B4/Meeting%20Reports/North%20Sea%20HVDC%20Projects.pdf).
- Carlsson, L. et al (2002): *Recent classic HVDC development*.
[Http://www.abb.com/GLOBAL/ABBZH/ABBZH262.nsf/viewunid/EEF73726A850FA38C1256B820030FAF6/\\$file/Recent+classic+HVDC+development.pdf](http://www.abb.com/GLOBAL/ABBZH/ABBZH262.nsf/viewunid/EEF73726A850FA38C1256B820030FAF6/$file/Recent+classic+HVDC+development.pdf).
- DNB (2003): De Nederlandse Bank. [Http://www.statistics.dnb.nl](http://www.statistics.dnb.nl).
- DTI (2003): *The Transmission Issues Working Group Final Report*. DTI, June 2003.
[Http://www.dti.gov.uk/energy/renewables/technologies/tiwgreport.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/renewables/technologies/tiwgreport.pdf).
- EnsocWeekly (2003a): nr. 36, 5 september 2003, p. 2.
- EnsocWeekly (2003b): nr. 47, 21 november 2003, p. 1-2.

- EnsoWeekly (2003c): nr. 32, 7 augustus 2003, p. 1.
- EnsoWeekly (2003d): nr. 38, 19 september 2003, p. 5.
- ETSU (2002): *Concept study – Western offshore transmission grid*. ETSU, February 2002.
[Http://www.dti.gov.uk/energy/publications/policy/west_coast_interconnector_study.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/publications/policy/west_coast_interconnector_study.pdf).
- Garrad Hassan (2001): *Scotland's renewable resource 2001 – Executive Summary*.
[Http://www.scotland.gov.uk/who/elld/energy/SRS2001ExecSumm.pdf](http://www.scotland.gov.uk/who/elld/energy/SRS2001ExecSumm.pdf).
- Garrad Hassan (2002): *Study into the impacts of increased levels of wind penetration on the Irish electricity systems: First Interim Report*. Garrad Hassan, ESBI, University College Cork. [Http://www.cer.ie/CERDocs/cer0293.pdf](http://www.cer.ie/CERDocs/cer0293.pdf).
- Groot, de, R.A.C.T. et al: Aansluiting van 6.000 MW offshore windvermogen op het Nederlandse elektriciteitsnet. Deel 1: Net op zee. KEMA T&D Consulting, Arnhem, 29 oktober 2003.
- Grünbaum, R. et al (2002): *FACTS – improving the performance of electrical grids*. ABB Review 2002/03, pp 11-18.
- Hauer, J. et al (2002): *Advanced Transmission Technologies*.
[Http://tis.eh.doe.gov/ntgs/issuepapers/ISSUE_6.pdf](http://tis.eh.doe.gov/ntgs/issuepapers/ISSUE_6.pdf).
- Herman, S.A. et al (2003): Locaties en opwekkosten 6000 MW offshore windenergie. ECN, Petten, oktober 2003, ECN-CX--03-086.
- Hirst, E. (2001): *Interactions of wind farms with bulk-power operations and markets*. September 2001. [Http://www.ehirst.com/PDF/WindIntegration.pdf](http://www.ehirst.com/PDF/WindIntegration.pdf).
- ICF (2002): *Unit Costs of constructing new transmission assets at 380 kV within the European Union, Norway and Switzerland*. ICF Consulting, October 2002.
- IEA (2001): *Long-term research and development needs for wind energy for the time frame 2000 to 2020*. IEA, October 2001.
[Http://www.afm.dtu.dk/wind/iea/pdfs/Final%20IEA%20R&D.pdf](http://www.afm.dtu.dk/wind/iea/pdfs/Final%20IEA%20R&D.pdf).
- ILEX (2002): *Quantifying the system costs of additional renewables in 2020*. ILEX Energy Consulting in association with Professor Goran Strbac, October 2002.
[Http://www.dti.gov.uk/energy/develop/080scar_report_v2_0.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/develop/080scar_report_v2_0.pdf).
- Lako, P. (2002): *Learning and diffusion for wind and solar power technologies*. ECN, Petten, April 2002, ECN-C--02-001.
- Lips, P. (2003): *Technology Trends for HVDC Thyristor Valves*.
[Http://www.siemens.com/Daten/siecom/HQ/PTD/Internet/PTD_Unitwide/WORKAREA/ptd_h_ce/templatedata/Deutsch/file/binary/73855_HVDC_Thyristor_Valves_268318.pdf](http://www.siemens.com/Daten/siecom/HQ/PTD/Internet/PTD_Unitwide/WORKAREA/ptd_h_ce/templatedata/Deutsch/file/binary/73855_HVDC_Thyristor_Valves_268318.pdf).
- Lucas, J.R. (2001): *High Voltage Direct Current Transmission*.
[Http://www.elect.mrt.ac.lk/HV_Chap11.pdf](http://www.elect.mrt.ac.lk/HV_Chap11.pdf).
- Modern Power Systems (2002): MPS, December 2002, pp.21-25.
- Modern Power Systems (2003): MPS, February 2003, pp.20-23.
- Pierik, J.T.G. et al (2001): Electrical and control aspects of offshore wind farms. ECN, Petten, June 2001, ECN-CX-01-083,.
- Povh, D. (2000): *Summary meeting group 14 'HVDC Links and AC Power Electronic Equipment'*. CIGRE, August 29th, 2000.
[Http://www.cigre.org/GB/SP/DOWNLOAD/Summaries/Sum14.pdf](http://www.cigre.org/GB/SP/DOWNLOAD/Summaries/Sum14.pdf).
- Povh, D. (2002a): *General Report for 2002 Group 14 Session*. CIGRE, August 30th, 2002.

[Http://www.tc.umn.edu/~chris143/CIGRE2002SC_B4/Meeting%20Reports/2002%20Group%2014%20Report.pdf](http://www.tc.umn.edu/~chris143/CIGRE2002SC_B4/Meeting%20Reports/2002%20Group%2014%20Report.pdf).

Povh, D. (2002b): *CIGRE study committee 14 - HVDC and power electronics*. Paris, August 29th, 2002.

[Http://www.tc.umn.edu/~chris143/CIGRE2002SC_B4/Minutes/SC14Min.pdf](http://www.tc.umn.edu/~chris143/CIGRE2002SC_B4/Minutes/SC14Min.pdf).

- Prasad, M. et al (1999): *Viability of a National HVDC Transmission Ring in India*.
[Http://www.abb.com/global/ABBZH/ABBZH262.nsf/viewunid/5B17E076329CFAE6C1256838003262F2/\\$file/cigreviability.pdf](http://www.abb.com/global/ABBZH/ABBZH262.nsf/viewunid/5B17E076329CFAE6C1256838003262F2/$file/cigreviability.pdf).
- Roseman, E. (2002): *A tale of two transmission systems*.
[Http://www.icfconsulting.com/Publications/doc_files/April02_2TransSystems.pdf](http://www.icfconsulting.com/Publications/doc_files/April02_2TransSystems.pdf).
- Rudervall, R. et al (2002): *High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper*.
[Http://www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/technology_abb.pdf](http://www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/technology_abb.pdf).
- Smit, J.J. (1997): *De levensduur van de elektrische infrastructuur*. Delft, 28 mei 1997.
- Søbrink, K. et al (2002): *Feasibility study regarding integration of the Læsø Syd 160 MW wind farm using VSC transmission*. [Http://www.electranix.com/Papers/CIGRE-2001-VSCWind.pdf](http://www.electranix.com/Papers/CIGRE-2001-VSCWind.pdf).
- Söderberg, L. et al (2001a): *SwePol Link sets new environmental standard for HVDC transmission*. ABB Review, 2001/04, pp. 62-70. Electricity Today, 2002, Volume 14.
- Söderberg, L. et al (2001b): *SwePol HVDC Link*. Paper presented at Cigré Suceava Conference, Rumania, June 11-15, 2001.
[Http://www.abb.com/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/Global/ABBZH/ABBZH262.NSF&v=23762&e=us&m=9F2&c=B85B46AA2B155615C1256CCA005E7FA8](http://www.abb.com/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/Global/ABBZH/ABBZH262.NSF&v=23762&e=us&m=9F2&c=B85B46AA2B155615C1256CCA005E7FA8).
- Stemmler, H. (2003): *High power electronics state of the art and future trends*.
[Http://www.vde.com/file/28821.stemmler/](http://www.vde.com/file/28821.stemmler/).
- Wensky, D. (2003a): *Neue Anforderungen durch Offshore-Windparks grosser Leistung*. Hannover Messe, 7 april 2003. [Http://www.zvei.org/lnp/pdfs/030407_14.00d_abb.pdf](http://www.zvei.org/lnp/pdfs/030407_14.00d_abb.pdf).
- Wensky, D. (2003b): *Windstrom zum Verbraucher Bringen – Die Netzanbindung Großer Offshore-Windparks*. Hannover Messe, 7 april 2003.
- Windpower Monthly (2003): November 2003, p. 10.
- Wright, S.D. et al (2002): *Transmission options for offshore wind farms in the United States*.
[Http://www.ecs.umass.edu/mie/labs/rerl/pubs/2002/AWEA2002Transmission.pdf](http://www.ecs.umass.edu/mie/labs/rerl/pubs/2002/AWEA2002Transmission.pdf).
- Zeus Development Corporation (2002): *Offshore Transmission*.
[Http://www.remotegasstrategies.com/gas-wire/ot_brochure.pdf](http://www.remotegasstrategies.com/gas-wire/ot_brochure.pdf).

INTERNETBRONNEN

1. [Http://www.dballoch.com.au/electric.html](http://www.dballoch.com.au/electric.html).
2. [Http://www.iee.org/OnComms/pn/powertrading/industrynews.cfm](http://www.iee.org/OnComms/pn/powertrading/industrynews.cfm).
3. [Http://www.statnett.no](http://www.statnett.no).
4. [Http://www.nationalgrid.com/international/mn_bidsprojects_India.html](http://www.nationalgrid.com/international/mn_bidsprojects_India.html).
5. [Http://www.transenergie.com.au/june/murray/murraylink.html](http://www.transenergie.com.au/june/murray/murraylink.html).
6. [Http://www.infolink.com.au/articles/b9/0c011bb9.asp](http://www.infolink.com.au/articles/b9/0c011bb9.asp).
7. [Http://www.transenergie.com.au](http://www.transenergie.com.au).
8. [Http://www.theadvertiser.news.com.au/common/story_page/0,5936,6723690%255E2682,00.html](http://www.theadvertiser.news.com.au/common/story_page/0,5936,6723690%255E2682,00.html). 9 juli 2003.
9. [Http://www.tech-wise.dk/cases/Case%20Moyle.pdf](http://www.tech-wise.dk/cases/Case%20Moyle.pdf).
10. [Http://www.electricityforum.com/et/issue0402/i04_swepol.htm](http://www.electricityforum.com/et/issue0402/i04_swepol.htm).