

BIJLAGEN

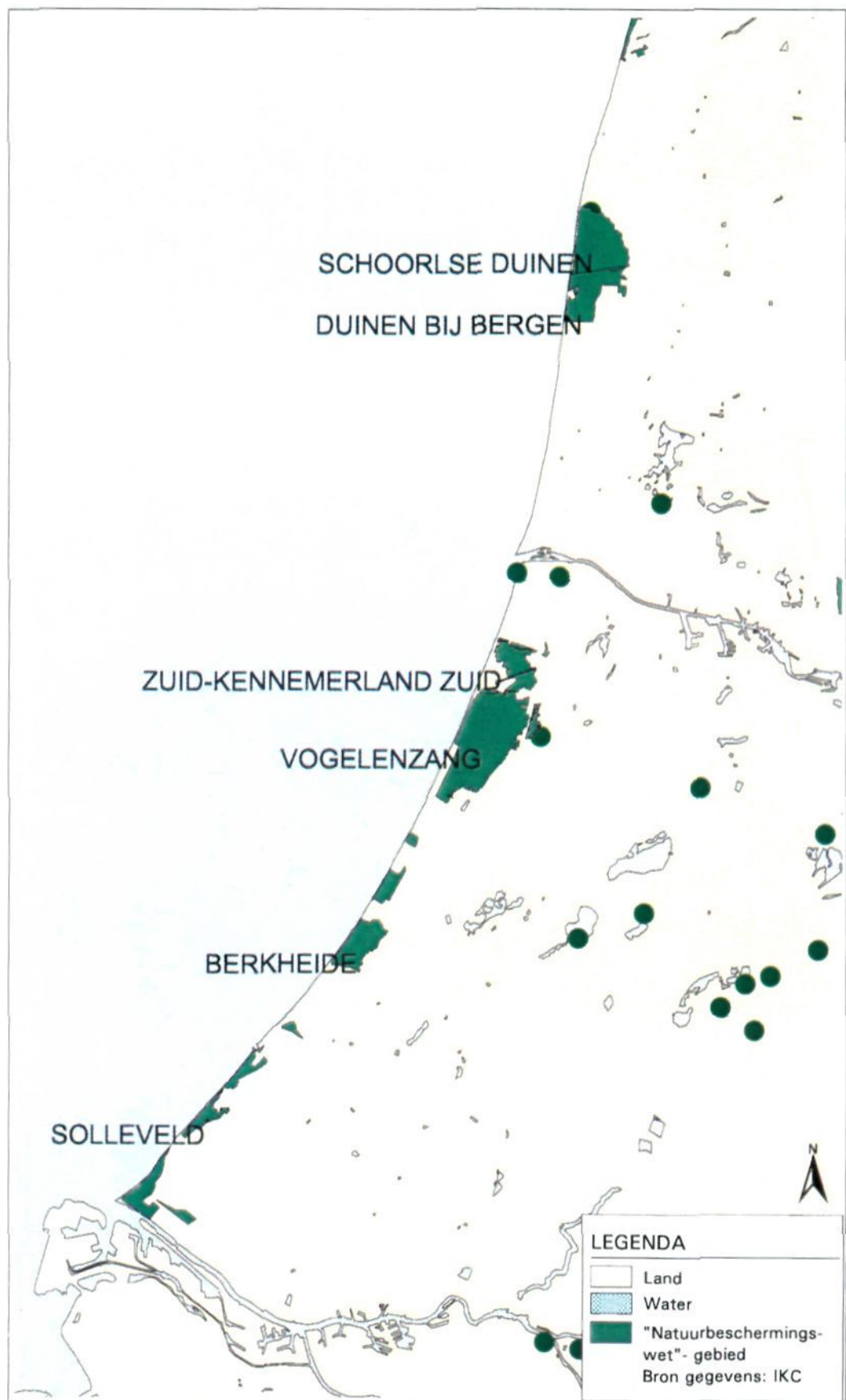
Bijlage A	Natuurbeschermingswetgebieden Ministerie van LNV, 1999
Bijlage B	Inventarisatie van zeegebonden gebruiksfuncties Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Directie Noordzee, 1999
Bijlage C	Quick Scan ten behoeve van MER NSW Stork Engineering Consultancy B.V., 1999
Bijlage D	Evaluatie van locaties Stork Engineering Consultancy B.V., 1999
Bijlage E	Waterdieptebe grenzingen aan de toepassing van een monopaal voor het Near Shore Windpark voor de Nederlandse kust Prof. dr. ir. J.H. Vugts en Prof. dr. ir. A. Verruijt, 1999
Bijlage F	Dynamica van een monopaal Prof. dr. ir. J.H. Vugts, 1999
Bijlage G	Laterally loaded pile Prof. dr. ir. A. Verruijt, 1999
Bijlage H	Windaanbod Ecofys, 1999
Bijlage I.1	Methode en data voor het voorspellen van zichteffecten SC-DLO, 1999
Bijlage I.2	Basisgegevens seizoenseffecten SC-DLO, 1999
Bijlage J	Veiligheidsstudie voor de milieu-effectrapportage van het Near Shore Windpark MARIN, 1999
Bijlage K	Berekening van de verstoring van de walradar te IJmuiden TNO Fysisch en Elektronisch Laboratorium, 1999
Bijlage L	Akoestisch onderzoek HASKONING, 1999
Bijlage M	Effecten windpark op visserij RIVO-DLO, 1999
Bijlage N	Demonstratieproject Nearshore Windpark, mogelijke interferentie met mijnbouwactiviteiten NITG-TNO, 1999
Bijlage O	Leerdoelen Techniek en Economie Novem, 1999

A. NATUURBESCHERMINGSWETGEBIEDEN

Ministerie van LNV, 1999

Onderstaand overzicht van de voor het NSW meest relevante gebieden die zijn beschermd volgens de Natuurbeschermingswet is afkomstig van het Ministerie van LNV. Het overzicht betreft méér dan alleen de Natuurbeschermingswet. Het geeft ook aan welke van de gebieden tevens onderdeel zijn van een 'Special Protected Area' (SPA) onder de EG-Vogelrichtlijn, en/of van een Habitatrichtlijngebied (Hab.) onder de EG-Habitatrichtlijn.

Gebied	Globale locatie	SPA en/of Hab
Meijendel en Berkheide	Katwijk/Noordwijk	Hab.
Coepelduin	Katwijk/Noordwijk	Hab.
Duinen van Schoorl en Bergen	Bergen aan Zee/Schoorl	Hab.
Duinen bij Overveen	NW,ZW,W v. Overveen	
Duinen Den Helder-Callantsoog	Den Helder/Zijpe	SPA en Hab.
Duinen Velsen	Velsen	
Duinen Vogelenzang (Kennemerduinen en AWD)	Zandvoort, Heemstede, Noordwijk	Hab.
Duinen Zandvoort en Aerdenhout	Bloemendaal/Zandvoort	Hab.
Hargergat	Schoorl	
Noordrand Noordwijk	Noordwijk	
Slingerduin	Velsen	
Zuid-Kennemerland Zuid (Kennemerduinen en AWD)	Bloemendaal/Zandvoort	Hab.



B. INVENTARISATIE VAN ZEEGEBONDEN GEBRUIKSFUNCTIES

Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Directie Noordzee, 1999

1. Inleiding

In deze bijlage worden de zeegebonden gebruiksfuncties op het Nederlandse Continentale Plat (NCP) geïnterpreteerd. Op basis van deze inventarisatie worden delen van het NCP uitgesloten als mogelijke locatie, in verband met de activiteiten die er worden ontplooid of op basis van de functie die wordt toegekend aan de betreffende locatie.

De inventarisatie wordt uitgevoerd voor de volgende gebruiksfuncties:

- Scheepvaart;
- Offshore mijnbouw;
- Kabels en leidingen;
- Stortlocaties;
- Oppervlakte delfstoffen;
- Militair terrein;
- Natuur en ecologische zones.

Aansluitend aan de beschrijving en behandeling van de afzonderlijke gebruiksfuncties worden de uitsluitende en inperkende criteria vermeld. Uitsluitende criteria vloeien voort uit wetten, afspraken en dergelijke en leiden voor bepaalde gebieden tot de onmogelijkheid van de realisatie van een Near Shore Windpark (NSW). Inperkende criteria vloeien voort uit kennis over de activiteiten op de Noordzee en hun mogelijke negatieve interactie met een NSW. Ze leiden voor bepaalde gebieden tot een gemotiveerde uitspraak over het niet wenselijk zijn van de realisatie van een NSW. In de laatste paragraaf van de bijlage zijn de uitsluitende en inperkende criteria nogmaals in telegramstijl weergegeven.

2. Scheepvaart

Onder meer om het ongevalsrisico te verkleinen zijn voor de zeescheepvaart routeringsmaatregelen van toepassing. Dergelijke maatregelen gelden zowel voor het zeegebied buiten als binnen de territoriale wateren.

Buiten de territoriale wateren zijn routeringsmaatregelen van kracht die door de International Maritime Organization (IMO) zijn vastgelegd. Op grond van het zogenaamde SOLAS-verdrag (Safety of Life at Sea), is de IMO aangewezen als bevoegd gezag om routeringsmaatregelen te nemen.

Binnen de eigen territoriale wateren is Nederland exclusief bevoegd om routeringsmaatregelen te nemen ten behoeve van de zeescheepvaart. Daarbij wordt rekening gehouden met de aanbevelingen en richtlijnen van de IMO. De richtlijnen voor routing zijn neergelegd in de IMO-resolutie "General Provisions on Ships' Routeing". Hoewel formeel gezien geen toestemming of goedkeuring van de IMO nodig is, zijn de door Nederland aangewezen vaarroutes binnen de territoriale wateren door de IMO aanvaard. De door Nederland aangewezen routes zijn vastgelegd in de "Scheepsvaartverkeerswet".

De belangrijkste vormen van routingssystemen die de IMO onderscheidt zijn de verkeersscheidingsstelsels en diepwaterroutes. Daarnaast kunnen gebieden worden aangewezen waarin restricties aan het soort schip of de lading worden gesteld, of waarin met bijzondere voorzichtigheid moet worden gevaren, zoals de 'precautionary areas'.

Op het NCP zijn op grond van het IMO-routeringssysteem de volgende maatregelen overgenomen:

- Traffic separation scheme (TSS); deze verkeersscheidingsstelsels hanteren voor scheepvaart in twee richtingen, gescheiden vaarbanen in tegengestelde richting, hetgeen de kans op aanvaringen vermindert. Een voorbeeld van een TSS is "Maas North", binnen het routeringssysteem Maas.
- Inshore traffic zone (ITZ); deze worden alleen toegepast in combinatie met een verkeersscheidingsstelsel. Dit is een gebied tussen een verkeersscheidingsstelsel en de kust. Een voorbeeld van een ITZ binnen het routeringssysteem is "Off Terschelling and in the German Bight".
- Naast TSS en ITZ, bestaat er op de Noordzee een two-way route voor tankers, die zo ver mogelijk uit de kust loopt en die samen valt met het oostelijke gedeelte van het Friesland-systeem. Dit is de enige route ter wereld die verplicht is voor een bepaalde categorie tankers. Deep-water route; de diepwaterroutes zijn ingesteld voor diepstekende schepen, zoals bijvoorbeeld de "Deep-water route leading to IJmuiden".
- Precautionary area; dit betreft routeringsmaatregelen in een gebied waarbinnen met grotere zorgvuldigheid genavigeerd moet worden en waarbinnen een aanbeveling geldt voor de verkeersrichting. Een voorbeeld hiervan is de "Precautionary Area Vlieland Junction" in het "routeringssysteem Vlieland").
- Areas to be avoided; dit betreft gebieden waarbinnen het ofwel bijzonder gevaarlijk is om te varen, of gebieden waar het bijzonder belangrijk is om ongevallen te vermijden. Een dergelijk gebied moet door alle schepen of bepaalde scheepsklassen worden vermeden. Een voorbeeld hiervan is het gebied "At North Hinder Junction Point" in het "routeringssysteem North Hinder".

Als gevolg van het gebruik van het NCP door de zeescheepvaart, zijn enkele delen uit te sluiten als zoeklocatie voor de realisatie van een NSW. Uitsluitende criteria die volgen uit regelgeving van de International Maritime Organization of uit logische redenatie, zijn aangegeven door respectievelijk het achtervoegsel "IMO" of "c.s." (common sence). Uitsluitende criteria op grond van de zeescheepvaart zijn:

- vaarbanen van het verkeersscheidingszone, inclusief 500 meter aan weerszijde daarvan [IMO];
- verbindingsroute tussen verkeersscheidingsstelsel (zie nieuwe mijnwetkaart 1/1/99) [c.s.];
- diepwaterroute (zoals Euro-Maasgeul en IJgeul) [IMO];
- ankergebieden [c.s.];
- voorzorgsgebieden of precautionary area's [IMO];
- loodskruisposten (plaatsen waar loodsen aan en van boord gaan) [deels IMO, deels c.s.].

Inperkende criteria op grond van de zeescheepvaart zijn:

- vaarroutes die geen formele route zijn, doch bepaalde drukke gebieden (zie dichtheidskaart), zoals de trechter naar IJmuiden. Hiervoor geldt echter wel dat eventueel scheepvaartverkeer door het nemen van routeringsmaatregelen is om te leiden, zodat er meer zoekruimte ontstaat;
- bijzondere restrictiegebieden volgens de mijnwet;
- een veiligheidszone van 500 meter rondom een NSW. Dit voorkomt bijvoorbeeld dat er tussen de turbines door kan worden gevaren.

Op grond van de regelgeving van de IMO bestaan er nog meer uitsluitende en inperkende criteria. Deze zijn echter niet vermeld omdat de toepassing ervan in Nederland (nog) niet aan de orde is.

3. Offshore Mijnbouw

Binnen de 3-mijlszone geldt de zogenaamde 'droge mijnwet', op grond waarvan de Minister van Economische Zaken (EZ) concessies kan velenen voor het ontginnen van delfstoffen. Tevens kan de minister in dit gebied vergunningen verlenen voor het opsporen van delfstoffen op grond van de "Wet opsporing delfstoffen".

Buiten de 3-mijlszone is de wet- en regelgeving vastgelegd in de 'natte mijnwet', de zogenaamde "Mijnwet Continentaal Plat" (MCP) en de daarbij behorende uitvoeringsbesluiten "Mijnreglement Continentaal Plat" (MRCP). Daarnaast is door de belanghebbende partijen een milieuconvenant gesloten voor alle mijnbouwactiviteiten, zowel op land als op zee. In de MCP is een aantal bepalingen opgenomen ter bescherming van andere belangen, zoals veiligheid voor scheepvaart en de bescherming van natuurwaarden.

De uitvoeringsbesluiten van artikel 12 van de wet vormen de basis van de "Mijnrechtelijke kaart" (koninklijk besluit van 6 februari 1976, Staatsblad 24). Op grond van deze uitvoeringsbesluiten zijn met het oog op scheepvaart en/of defensiebelangen restrictiegebieden aangegeven, waarbinnen mijnbouw-activiteiten slechts onder bepaalde voorwaarden of helemaal niet mogen plaatsvinden.

Binnen de restrictiegebieden is het verboden een mijnbouwinstallatie te plaatsen op of boven het NCP, zonder nadere toestemming van de Minister van EZ in overeenstemming met, waar het scheepvaartrestrictiegebieden betreft, de Minister van Verkeer en Waterstaat (V&W) en waar het defensierestrictiegebieden betreft alleen de Minister van Defensie. In een toelichting stemming kan worden bepaald voor welk gebied en voor welke periode de restrictie zij geldt. Sinds 1 januari 1999 wordt onderscheid¹ gemaakt tussen drie soorten restrictieve gebieden. Deze zijn tevens van belang in het kader van het NSW:

- restrictiegebieden in verband met scheepvaart;
- restrictiegebieden in verband met militair gebruik;
- speciale restrictiegebieden.

3.1 Restricties i.v.m. scheepvaart

Op grond van een Herenakkoord zijn afspraken gemaakt tussen de diensten EZ/DGE en V&W/DGG. Deze afspraken betreffen restrictiegebieden voor andere gebruiksfuncties dan scheepvaart en zijn als overheidsbeleid neergelegd in de beleidsnota "Scheepvaartverkeer Noordzee". Relevant in verband met het NSW zijn:

- In de vaarbanen voor de scheepvaart mogen geen productie-installaties voor olie- en gaswinning worden geplaatst, die een obstructie vormen voor de scheepvaart gedurende de planperiode (periode dat de Mijnrechtelijke kaart van kracht is). Veiligheidszones rond installaties die buiten de vastgestelde vaarbanen zijn geplaatst, mogen zich niet uitstrekken tot in die vaarbanen. Tevens mogen de bedoelde installaties niet worden geplaatst direct nabij de in- en uitgangen van de vastgestelde vaarbanen. De omvang van de gebieden nabij de in- en uitgangen moeten in het plan worden aangegeven.

¹ Bron: Jaarverslag olie- en gas 1985

- Activiteiten die verband houden met het leggen van pijpleidingen voor de afvoer van olie in de vaarbanen, kunnen onder nader vastgestelde voorwaarden plaatsvinden. De voorwaarden kunnen betrekking hebben op planning naar tijd en plaats of te treffen veiligheidsmaatregelen, zoals bijvoorbeeld bebakening. Binnen vastgestelde vaarbanen zullen langdurige werkzaamheden in verband met de aanleg van pijpleidingen, zoals bijvoorbeeld het realiseren van 'hot-taps' (aansluiting van een nieuwe pijpleiding op een bestaande in gebruik zijnde leiding), tot het uiterste worden beperkt.

3.2 Restricties i.v.m. militair gebruik

In militaire restrictiegebieden is het verboden een verkenningsonderzoek in te stellen, dan wel een mijnbouwinstallatie te plaatsen op of boven het NCP zonder nadere toestemming van de Minister van EZ in overeenstemming met de Minister van Defensie. In een eventuele toestemming kan worden bepaald voor welk gebied en voor welk tijdvak er een verkenningsonderzoek mag plaatsvinden.

3.3 Speciale restricties

Een speciaal restrictiegebied was voorheen een voor de offshore mijnbouw gesloten gebied, maar is nu met bepaalde restricties wel toegankelijk voor offshore-activiteiten. Door Defensie wordt dit gebied bijzonder intensief als schietgebied gebruikt. Om gevaarlijke situaties die tussen de twee activiteiten kunnen optreden te voorkomen, is het noodzakelijk om de mijnbouw-activiteiten aan bijzondere restricties te onderwerpen. In schietvrije periodes kunnen in dit gebied wel mijnbouwactiviteiten plaatsvinden.

Om ongelukken met de offshore en andere gebruiksfuncties te voorkomen is er door EZ in overeenstemming met V&W, rond elke installatie (zowel permanente als tijdelijke installaties) en de sub-sea-completions (onderwater-productieputten, hiervan zijn er op het NCP ongeveer 10), een veiligheidszone ingesteld. Deze zone heeft een straal van 500 meter gemeten vanaf de buitenkant van de installaties. Deze zone is verboden gebied voor scheepvaart en visserij. Uitzondering is de werkvaart in dienst van exploitanten van de putten.

4. **Kabels en leidingen**

De soevereiniteit van de kuststaat strekt zich uit over de territoriale zee en de bodem daarvan. Hieruit volgt dat de kuststaat volledig bevoegd is ten aanzien van alle kabels binnen de territoriale wateren, mits verenigbaar met overige regels van internationaal recht (VN Zeerechtverdrag 1982).

De kuststaat is bevoegd om het leggen van kabels binnen de territoriale zee te verbieden, het tracé ervan te bepalen of voorschriften te stellen voor het leggen van kabels. In Nederland is op grond van de Wet Beheer Rijkswaterstaatswerken een vergunning van de Minister van V&W vereist voor het leggen van kabels en leidingen binnen de territoriale wateren. Daarnaast is er voor het aanleggen, onderhouden en verwijderen van onderzeese kabels een privaatrechtelijke vergunning nodig van de Dienst der Domeinen (EZ). Dit laatste is niet wettelijk geregeld, maar wordt op grond van jurisprudentie toegestaan.

Dit vergunningstelsel kan worden toegepast als zoneringsinstrument, omdat een bepaald gebied wordt vrij gehouden van kabels. Ook kunnen er aan een vergunning voorschriften worden verbonden aan de wijze waarop een kabel of leiding wordt gelegd, of enig ander voorschrift dat nodig is voor de bescherming van andere belangen.

Er geldt geen richtlijn voor een veiligheidszone rondom kabels en pijpleidingen. Wel wordt bij het bepalen van een tracé rekening gehouden met de potentiële wingebieden van delfstoffen. In het Regionaal Ontgrondingen plan Noordzee is opgenomen dat er een afstand van 500 meter aan weerszijde aangehouden dient te worden ten aanzien van zandwinningsgebieden. In de praktijk wordt echter een afstand van minimaal 1000 meter aangehouden om beschadiging aan de kabels en pijpleidingen te voorkomen. Op verzoek van de kabeleigenaren wordt aan weerszijde van telecommunicatiekabels eveneens een veiligheidszone van minimaal 1000 meter in acht genomen.

Kabels en leidingen ten behoeve van telecommunicatie kunnen door ankerende schepen worden beschadigd. Tussen ankergebieden voor de scheepvaart en tracés van kabels wordt een veiligheidszone afstand van 1 zeemijl gehandhaafd.

Uitsluitende en inperkende criteria op grond van kabels en leidingen zijn:

- tracé's van kabels en leidingen;
- een zone van 500 meter aan weerszijde van de tracé's, in verband met inspectie en onderhoud aan kabels en leidingen;
- kabels en buisleidingen kunnen door een NSW lopen, mits inspectie en onderhoud mogelijk is (eventueel aanleggen langs een leidingenstraat);
- een zone van 500 meter rondom oude boorbuizen van tijdelijk verlaten putten (concessiegebieden olie- en gaswinning);
- locatie van definitief verlaten putten voor olie- en gaswinning. De resten daarvan zijn slechts tot op 6 meter onder de zeebodem verwijderd.

5. Stortlocaties

Het storten van baggerspecie in de Noordzee is een ontheffingsplichtige activiteit in het kader van de Wet Verontreiniging Zeewater (WVZ), die slechts onder stringente voorwaarden wordt toegestaan. Op de Noordzee zijn drie plaatsen aangewezen waar baggerspecie mag worden gestort. Dit zijn Loswal Noord-West, een loswal bij Scheveningen en een loswal bij IJmuiden. Ook in het beheersgebied Westerschelde wordt baggerspecie geloosd. Het verplaatsen van een Loswal of het aanwijzen van een nieuwe stortplaats is MER-plichtig.

6. Oppervlakte delfstoffen

In het Regionaal Ontgrondingenplan Noordzee (RON, 20 april 1993) is bepaald dat er geen zandwinning mag plaatsvinden binnen de 20 meter dieptelijn of binnen de 20 km grens, met uitzondering van de vaargeulen. Dit in verband met de kustverdediging en voor een duurzaam behoud en ontplooiing van de ecologische waarden van de Noordzee. Zandwinning in de geulen vindt plaats in het kader van onderhoudsbaggerwerk (Euro-Maasgeul en IJ-geul). Op dit moment worden schelpen gewonnen in gebieden die zich binnen de - 20 NAP-lijn bevinden (Voordelta, Westerschelde en de Waddenzee inclusief de zeegaten tussen de Waddeneilanden). In deze gebieden is schelpenwinning onder bepaalde randvoorwaarden toegestaan (op basis van de Landelijke Beleidsnota Schelpenwinning).

Op grond van het winnen van oppervlakte delfstoffen kunnen van het zoekgebied voor een NSW worden uitgesloten:

- gebieden waarvoor op grond van de Ontgrondingenwet vergunningen zijn uitgegeven. Deze vergunningen worden in principe uitgegeven voor een periode van 3 jaar;

- gebieden waar zand voorkomt dat geschikt is voor beton- en metselspecie. In het structuurschema oppervlakte delfstoffen, wordt aangegeven dat de winning van zeezand wordt gestimuleerd. Op dit moment wordt er een MER 'winning beton- en metselzand' opgesteld. Deze is naar verwachting gereed in december 1999;
- op grond van het RON wordt een afstand van 500 meter gehanteerd rondom kabels, leidingen en installaties, zie ook 'kabels en leidingen'.

7. Militaire terrein

Binnen de territoriale wateren heeft een kuststaat de bevoegdheid om het plaatsvinden van militaire oefeningen te reguleren. De aanwijzing van gebieden als militair oefengebied geschiedt in het "Structuurschema Militaire Terreinen op en boven de Noordzee", deel d, regeringsbeslissing. Om conflicten met andere gebruiksfuncties te voorkomen is een aantal oefen- en schietgebieden ingesteld voor zowel de landmacht, de luchtmacht als voor de marine.

8. Natuur en ecologische zones

Zoneringen gebaseerd op gebiedsbescherming

De Voordelta is een gebied zeewaarts van de Zuidhollandse en Zeeuwse eilanden, tussen de Nieuwe Waterweg en de kop van Walcheren. De Voordelta maakt onderdeel uit van de voedselrijke kuststrook van de Noordzee en vormt tevens de zeewaartse begrenzing van het Deltagebied. Het is een karakteristiek overgangsg gebied tussen zee en land, met een rijke flora en fauna. De begrenzing van het Voordeltagebied ligt aan de zeezijde op de - 20 meter NAP dieptelij n en aan de landzijde van de stranden en slikken tot aan de bebouwing s grens.

De Voordelta staat beschreven in het Integraal beleidsplan Voordelta. Eén van de doelstellingen van dit beleidsplan is om de natuurlijke ontwikkeling van het gebied in relatie tot kustbescherming veilig te stellen. Binnen Voordelta zullen nog natuurbeschermingsgebieden worden aangewezen.

9. Overzicht van uitsluitende en inperkende criteria

9.1 Scheepvaart

Uitsluitende criteria:

- vaarbanen van het verkeersscheidingszone (inclusief 500 meter) aan weerszijde;
- verbinding s route tussen verkeersscheidingsstelsel (zie mijnwetkaart 1/1/99);
- diepwater routes (zoals Euro-Maasgeul en IJgeul);
- ankergebieden;
- voorzorgsgebieden (precautionary area);
- loodskruisposten (waar loodsen aan en van boord gaan);

Inperkende criteria:

- bepaalde drukke gebieden die geen formele vaarroute zijn (zie dichtheidskaart);
- bijzondere restrictiegebied volgens mijnwet;
- een veiligheidszone van 500 meter rondom een windenergiepark.

9.2 Offshore mijnbouw en kabels en leidingen

Uitsluitende criteria:

- tracés van kabels en leidingen

Inperkende criteria

- een zone van 500 meter aan weerszijde van de tracés i.v.m. inspectie en onderhoud;
- kabels en buisleidingen kunnen door een park lopen, mits onderhoud mogelijk is;
- een zone van 500 meter rondom tijdelijk verlaten concessiegebieden;
- posities van definitief verlaten putten, omdat deze slechts tot op 6 meter onder de zeebodem zijn verwijderd.

9.3 Oppervlakte delfstoffen

Inperkende criteria:

- gebieden waarvoor vergunningen zijn uitgegeven op grond van de Ontgrondingenwet, deze worden in principe uitgegeven voor 3 jaar;
- gebieden waar beton- en metselzand voorkomt;
- een zone van 500 meter aan weerszijde van de tracés van kabels, leidingen en installaties.

9.4 Militair terrein

Uitsluitende criteria:

- defensie terreinen

C. QUICK SCANTEN BEHOEVE VAN HET MER NSW

Stork Engineering Consultancy B.V., 1999

PROJECTNOTITIE

Quick scan t.b.v. MER NSW

STORK ENGINEERING CONSULTANCY B.V.
I.s.m.: Stork Engineers & Contractors Schieburg

AUTEUR:	H.J. van der Marel S. van der Wal	KLANT:	Haskoning
GECONTROLEERD DOOR:	S. van der Wal	CONTRACT NR. KLANT:	G0160.B0
GOEDGEKEURD DOOR:	A.H. Herfkens	DOCUMENT NR.:	63199-SEC-004
DATUM:	19 april 1999	UITGAVE:	4

DISTRIBUTIE

INTERN : MaHJ, WaSe, HeAH, BAJC, Bibliotheek

EXTERN : Haskoning

0. SAMENVATTING

In opdracht van Haskoning heeft Stork Engineering Consultancy een analyse gemaakt van de investeringskosten van een Near Shore Windpark als functie van de locatie in de Nederlandse territoriale wateren. Tevens is de gevoeligheid van een aantal belangrijke aannames en uitgangspunten onderzocht. De analyse is een onderdeel van de Milieu Effect Rapportage (MER) voor het Near Shore Windpark die wordt verzorgd door Haskoning in opdracht van Novem.

Zowel de techniek als de economie van het windpark leggen randvoorwaarden op aan de locatie keuze. Om deze randvoorwaarden te bepalen is een zoekgebied gedefinieerd dat het Nederlandse deel van de Noordzee beslaat tot een afstand van ongeveer 25 kilometer (12-mijls zone) uit de kust. Voor dit gebied zijn de investeringskosten voor een 100 MWe offshore windpark geanalyseerd op basis van 100 windturbines van 1 MWe. Tevens is een begroting gemaakt van de kosten gerelateerd aan onderhoud en bediening. Op basis van windsnelheidsgegevens kan voor elk punt in het zoekgebied de opbrengst van het windpark worden berekend. Met deze gegevens is vervolgens een indicatie gegeven van de uiteindelijk te realiseren kostprijs van de geproduceerde elektriciteit.

De analyse is voor een belangrijk deel gebaseerd op aannames en uitgangspunten die zijn gekozen tijdens de *"Haalbaarheidsstudie Demonstratieproject Near Shore Windpark, Deelstudie Techniek"* die in 1997 in opdracht van Novem door Stork Engineering Consultancy is afgerond. Met name door het ontbreken van ervaring met grootschalige windparken op de Noordzee is de onnauwkeurigheid van de ramingen groot. Het geeft echter wel een duidelijk inzicht in de aspecten die van belang zijn bij een initiatief als dit.

Een essentieel aspect in de locatie keuze is de waterdiepte waarbij nog een monopaal fundatie kan worden toegepast. Gezien de grote onzekerheden, het gebrek aan ervaring met windparken in een omgeving als de Noordzee en een gebrek aan locatie afhankelijke gegevens als bodemgesteldheid, golfgegevens en stromingsgegevens is het in deze fase van het project niet verantwoord een locatie te selecteren waarbij het water dieper is dan 15 meter. Deze conclusie legt echter een grote beperking op aan de mogelijke locaties en is om deze reden door een tweetal onafhankelijke experts, de heren Vugts en Verruijt, getoetst. De uitspraak met betrekking tot de maximaal toelaatbare waterdiepte is door de experts onderschreven. Hier dient bij de locatie keuze rekening mee te worden gehouden.

De gepresenteerde resultaten geven aan wat de invloed is van de locatie op de technische en economische resultaten. Tevens is onderzocht van de gevoeligheid is van een aantal aannames en uitgangspunten van de evaluatie. Er is ondermeer onderzocht wat de invloed is van een groter turbine vermogen (1,5 MWe in plaats van 1 MWe) bij een gelijk blijvend totaal vermogen. Ook is onderzocht wat de invloed is van de totale schaal van het windpark, nu 100 MWe.

INHOUDSOPGAVE

0. SAMENVATTING	1
1. INLEIDING	3
1.1 Achtergrond	3
1.2 Aanpak	3
1.3 Geldigheid van de analyse	4
1.4 Nauwkeurigheid	4
2. INVESTERINGSKOSTEN	6
2.1 Ondersteuningsconstructie	6
2.2 Installatie van het windpark	7
2.3 Totale investeringskosten	9
3. ONDERHOUD	11
4. ELEKTRISCHE OPBRENGST	12
4.1 Windaanbod	12
4.2 Aannamen	12
5. GEVOELIGHEIDSANALYSE	14
5.1 Algemeen	14
5.2 Turbinevermogen	15
5.3 Parkomvang	16
6. CONCLUSIES	18
7. BRONNEN	20

1. INLEIDING

In deze projectnotitie worden de resultaten gepresenteerd van een analyse die is gemaakt van de investeringskosten van een Near Shore Windpark als functie van de locatie in de Noordzee. Het westelijk kustgebied van de Nederland, van Zeeland tot Den Helder tot ongeveer 25 kilometer (12-mijls zone) uit de kust is onderzocht. Tevens is de gevoeligheid van een aantal belangrijke aannames en uitgangspunten onderzocht. De analyse is een onderdeel van de Milieu Effect Rapportage (MER) voor het Near Shore Windpark die wordt verzorgd door Haskoning in opdracht van Novem.

De resultaten van deze exercitie maken het mogelijk om, op basis van technische en economische kenmerken, aan te geven welke locaties meer en welke minder interessant zijn voor plaatsing van het Near Shore Windpark.

1.1 Achtergrond

Eind 1997 is op verzoek van Novem door Stork Engineering Consultancy een onderzoek afgerond naar de haalbaarheid van een 100 MWe Near Shore Windpark bestaande uit 100 windturbines van 1 MWe. In deze studie is voor een tweetal locaties, te weten Vlake van Raan bij Vlissingen en IJmuiden II bij IJmuiden, de haalbaarheid onderzocht. De conclusie van deze haalbaarheidsstudie was dat een dergelijk windpark zowel technisch als economisch haalbaar is. Vervolgens is, in opdracht van Novem, Haskoning gestart met het schrijven van een Milieu Effect Rapportage (MER) voor dit windpark. Hiertoe is een groter zoekgebied gedefinieerd dat in principe het westelijk kustgebied van Zeeland tot Den Helder beslaat. Voor dit zoekgebied worden de technische en economische consequenties in deze notitie beschreven.

De conclusies en trends die naar aanleiding van deze evaluatie zijn gerapporteerd, zijn door een tweetal onafhankelijke experts getoetst. De resultaten van deze toetsing zullen kort in deze notitie worden toegelicht.

Vervolgens wordt op basis van deze projectnotitie in de notitie "*Evaluatie van locaties*" een vijftal locaties verder uitgewerkt.

1.2 Aanpak

De beide locaties, die bestudeerd zijn in de haalbaarheidsstudie Near Shore Wind Energy bij Vlissingen en IJmuiden, zijn als uitgangspunt genomen voor deze evaluatie. De meest belangrijke parameter die bepaalt of een locatie interessant is, is de uiteindelijk te bereiken kostprijs voor elektriciteit. Deze prijs is opgebouwd uit de investering, de jaarlijkse kosten voor onderhoud en bediening en de elektrische opbrengst van het park.

Investing

De investering van het Near Shore Windpark bestaat uit diverse posten die voor een deel afhankelijk zijn van de locatie en voor een deel onafhankelijk. Locatie afhankelijke parameters zijn bijvoorbeeld:

- de afstand tot een geschikte haven voor installatie
- de afstand tot een geschikte haven voor onderhoud
- de waterdiepte
- de afstand tot een aanlandingspunt voor de geproduceerde elektriciteit
- de afstand tot een netinpassingspunt voor de geproduceerde elektriciteit.

Andere locatie afhankelijke parameters zijn in deze fase voor elke locatie gelijk verondersteld. Hierbij gelden de waarden die tijdens de haalbaarheidsstudie voor IJmuiden en Vlake van Raan gebruikt zijn. De reden hiervoor is dat er op het moment van deze evaluatie te weinig gegevens beschikbaar zijn. In fase tot realisatie van het project kunnen deze gegevens worden verzameld. Er moet dan gedacht worden aan specifieke lokale bodemgegevens waarvoor grondonderzoek moet worden uitgevoerd. Andere gegevens zijn stromingsgegevens, golfgegevens, etc.. In deze fase van het project is het voldoende om in eerste instantie de gegevens te gebruiken die reeds van een aantal locaties bekend waren.

Per investeringspost is geëvalueerd wat de invloed is van deze locatie afhankelijke parameters op de investering. De uitkomsten hiervan zijn geïntegreerd tot een figuur met de investeringskosten voor het windpark als functie van de locatie. De geanalyseerde investeringsposten zijn:

- De ondersteuningsconstructie; kosten als functie van de waterdiepte, afhankelijk van de locatie;
- De installatie van het park; kosten als functie van de waterdiepte en de afstand tot het aanlandingspunt en netinpassingspunt, tevens afhankelijk van de locatie;
- De kosten van turbines; in principe onafhankelijk van de locatie;
- De kosten van de elektrische infrastructuur binnen het park; in principe onafhankelijk van de locatie.

Door middel van een eenvoudig economisch model wordt de investering omgerekend naar jaarlijkse kosten voor rente en afschrijving.

Onderhoud en bediening

De kosten voor onderhoud en bediening zijn afhankelijk van de afstand tot de dichtstbijzijnde haven.

Elektrische opbrengst

De elektrische opbrengst is afhankelijk van de locatie. De windsnelheden variëren namelijk per locatie. In het noordelijke gebied is de windsnelheid hoger. Ook is de gemiddelde windsnelheid verder uit de kust hoger.

Op basis van deze gegevens is een indicatie gegeven over de invloed die een bepaalde locatie keuze heeft op de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit. Omdat specifieke lokale condities zoals bodemgesteldheid, golf- en stromingsgegevens, etc. niet meegenomen zijn in deze evaluatie dienen van de uiteindelijk gekozen locatie, in de realisatiefase, de uitgangspunten te worden geverifieerd.

1.3 Geldigheid van de analyse

De analyse is geldig binnen het westelijk kustgebied van Zeeland tot Den Helder. Langs dat gebied zijn voldoende havens en een vijftal netinpassingspunten voor de elektriciteit, Vlissingen, de Maasvlakte, IJmuiden, Sassenheim en Anna Palowna. Afwijkende condities betreffende getij, stroming, morfologie en geologische toestand voor verschillende locaties binnen het westelijk kustgebied kunnen leiden tot verschillen in investeringskosten. Deze verschillen zijn in deze analyse niet meegenomen. De noordelijke kuststrook, ten noorden van de Waddeneilanden, is uitgesloten omdat daar vanwege de zwaardere zeecondities de kosten voor ondersteuningsconstructies en met name de installatie van de ondersteuningsconstructies aanmerkelijk hoger zijn. Extrapolatie van de kosten berekend voor de westelijke kuststrook naar dit gebied is daarom niet mogelijk.

1.4 Nauwkeurigheid

De investeringskosten, kWh-prijs en de veranderingen daarin als functie van bovengenoemde variabelen zijn gebaseerd op waarden uit de haalbaarheidsstudie 'Near Shore wind Energy' die in opdracht van de NOVEM is verricht door Stork Engineering Consultancy in samenwerking met een groot aantal partners. De nauwkeurigheid van de investeringskosten bedraagt +/- 25%. In deze analyse zijn de investeringskosten en kWh-prijs geschat voor een willekeurige locatie binnen het gedefinieerde zoekgebied. Aangezien voor deze schatting dezelfde uitgangspunten, aannamen en methodes zijn gehanteerd geldt hiervoor dezelfde nauwkeurigheid.

Ondanks dat de onzekerheidsmarge in investeringskosten en kWh-prijs groot is kunnen wel degelijk conclusies getrokken worden uit de verschillen tussen de locaties. Juist omdat voor alle locaties dezelfde methodiek en uitgangspunten zijn gehanteerd kunnen de trends in investeringskosten en kWh-prijs door veranderende variabelen zoals waterdiepte, afstand tot de kust en afstand tot het netinpassingspunt vastgesteld worden.

De kWh-prijs wordt bepaald met behulp van een eenvoudig economisch model waarbij de investeringskosten, de kosten voor onderhoud en bediening en de elektriciteitsproductie worden meegenomen. Op deze wijze zijn de verschillen per locatie onder één noemer te brengen. Het doel van deze berekening is het verschaffen van inzicht in de invloed van de locatie keuze op de kostprijs van elektriciteit. Het geven van een absolute waarde is in deze fase van het project niet mogelijk vanwege de grote onzekerheden op dit moment.

2. INVESTERINGSKOSTEN

De totale investeringskosten van het Near Shore Windpark zijn opgebouwd uit :

- kosten voor de ondersteuningsconstructies;
- kosten van de windturbines;
- kosten voor de elektrische infrastructuur in het park en van het park naar een netinpassingspunt;
- installatie van het park inclusief het leggen van de kabels.

In de volgende paragrafen zullen deze posten verder behandeld worden.

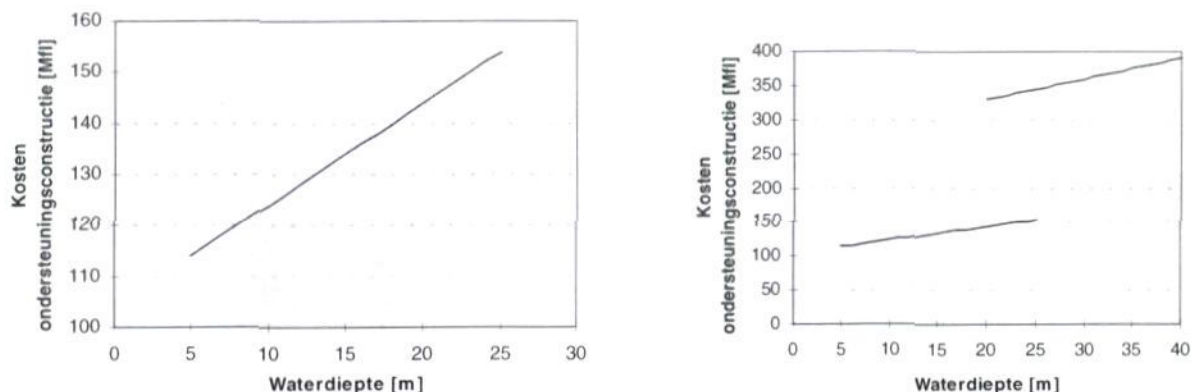
2.1 Ondersteuningsconstructie

De kosten van de ondersteuningsconstructie nemen toe met de waterdiepte en het turbinevermogen. Uitgaande van de 1 MW turbine zoals beschreven in de haalbaarheidsstudie Near Shore Wind Energy zijn de kosten voor een monopaal ondersteuningsconstructie als functie van de waterdiepte bepaald aan de hand van een ontwerp dat is gemaakt door offshore specialisten bij Stork Engineers & Contractors te Schieburg. Er is in de haalbaarheidsstudie een tweetal ontwerpen gemaakt; één voor de locatie Vlakte van Raan voor de kust van Vlissingen en één op de locatie IJmuiden II voor de kust van IJmuiden.

In deze notitie wordt de waterdiepte uitgedrukt in LAT (Lowest Astronomical Tide). Op basis van deze LAT is een offshore ontwerp gemaakt rekening houdend met variaties van de zeespiegel ten opzichte van de LAT en rekening houdend met golven en zeewater spetters.

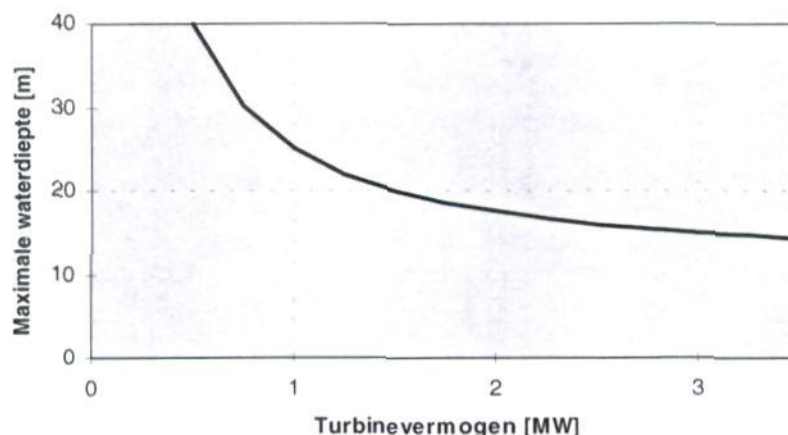
In deze notitie is een aantal aannames en uitgangspunten, die in de haalbaarheidsstudie zijn gekozen, voor het gehele zoekgebied in de Noordzee gelijk verondersteld. Voorbeelden hiervan zijn: de belastingen van wind, golven, getij en stroming en de geologische toestand van de bodem. Bij een relatief kleine verplaatsing ten opzichte van de eerder bestudeerde locaties is dit een realistische aanname, de geldigheid van de aannames zal echter in de voorbereidingsfase, voor realisatie, geverifieerd moeten worden. Voor elke locatie in het zoekgebied is aan de hand van dieptekaarten onderzocht wat de waterdiepte is.

In Figuur 1 is de invloed van de waterdiepte op de investering van de ondersteuningsconstructie weergegeven, van 5 tot 25 meter (LAT) waterdiepte. Bij een waterdiepte van 5 meter of minder is installatie met standaard installatie vaartuigen niet mogelijk. De bovengrens van de waterdiepte waarbij een monopaal met een 1 MW windturbine toepasbaar is 22 tot maximaal 25 meter. Bij een grotere waterdiepte moet er gekozen worden voor een ander type ondersteuningsconstructie zoals een stalen vakwerkconstructie. Dit betekent globaal een verdubbeling van de kosten voor de ondersteuningsconstructie, zie het rechter gedeelte van Figuur 1. De resultaten van een studie naar plaatsing van windparken ver uit de kust in relatief diep water (30 tot 50 meter) wijzen erop dat de hogere kosten voor de ondersteuningsconstructies pas weer terugverdiend worden bij speciaal voor offshore toepassing ontwikkelde turbines met een aanmerkelijk groter vermogen, van minimaal 3 MW. Verder moet het parkvermogen minimaal enkele honderden MW bedragen. Het zal naar verwachting nog minimaal 5 jaar duren voordat dergelijke turbines commercieel beschikbaar zijn. De ontwikkeling van dergelijke turbines en windparken zal sterk beïnvloed worden door ervaringen van kleinschaliger windparken dicht bij de kust. Daarom is in deze analyse verder uitgegaan van de monopaal als ondersteuningsconstructie.



Figuur 1: Kosten van ondersteuningsconstructies voor een 100 MW windpark als functie van de waterdiepte (LAT), links monopaal in 5 tot 25 m, rechts alle constructies in 5 tot 40 m.

Bij een groter vermogen van de windturbine wordt door de grotere belastingen het omslagpunt van de monopaal ondersteuningsconstructie naar andere types al bij een geringere waterdiepte bereikt. Onderstaande figuur geeft globaal het omslagpunt als functie van het turbine vermogen.



Figuur 2: Maximale waterdiepte (LAT) voor monopaal als functie van het turbine vermogen.

Bovenstaande figuren 1 en 2 geven een indicatie van de maximale waterdiepte waarbij nog een monopaalfundatie kan worden toegepast. Het ontwerp van een offshore ondersteuningsconstructie voor windturbines is echter in deze fase van het project moeilijk te maken. Elke specifieke windturbine vraagt om een specifiek ontwerp voor de ondersteuningsconstructie. Tevens bepalen lokale omstandigheden het ontwerp.

Gezien de technisch en economische onzekerheden is het onverantwoord om voor dit Near Shore Windpark een locatie te selecteren waarbij het water dieper is dan 15 meter.

Deze conclusie legt een belangrijke randvoorwaarde op aan de locatie keuze en is derhalve op verzoek van Novem getoetst door een tweetal onafhankelijke experts, de heren Vugts en Verruijt. De conclusie is door de experts onderschreven zodat hier in het vervolg rekening mee dient te worden gehouden.

2.2 Installatie van het windpark

Voor de kosten van de installatie van het windpark kan onderscheid gemaakt worden tussen:

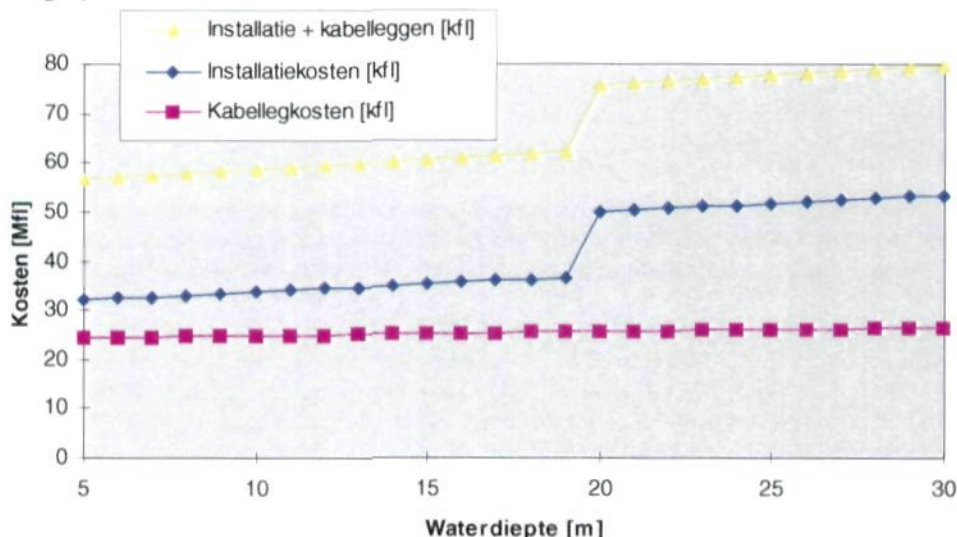
- het plaatsen van de ondersteuningsconstructies, Figuur 3.
- het leggen van de elektrische kabels binnen het park, Figuur 3.
- het leggen van de transportkabel tussen het park en de wal, Figuur 4.

Voor het plaatsen van de ondersteuningsconstructies en het leggen van de voedingskabels is met name de waterdiepte van belang. Voor de ondersteuningsconstructies is zwaar materiaal nodig voor transport van monopalen en turbines, voor het hijsen en inheien van de palen, en voor het plaatsen van de turbines. Het kabelleggen wordt uitgevoerd met een installatie- en een kabelingraafponton.

Bij de installatie van de ondersteuningsconstructies is een duidelijk omslagpunt, bij ongeveer 20 meter waterdiepte, waarneembaar omdat hier aanmerkelijk zwaarder materiaal ingezet moet worden. Dit komt door de grotere omvang van de monopaal die tevens verder moet worden ingeheid. Bij een groter turbinevermogen vindt deze sprong al bij een geringe waterdiepte plaats. Bij het leggen van de kabels is in het zoekgebied tot een diepte van 25 á 30 meter geen invloed van de waterdiepte te verwachten.

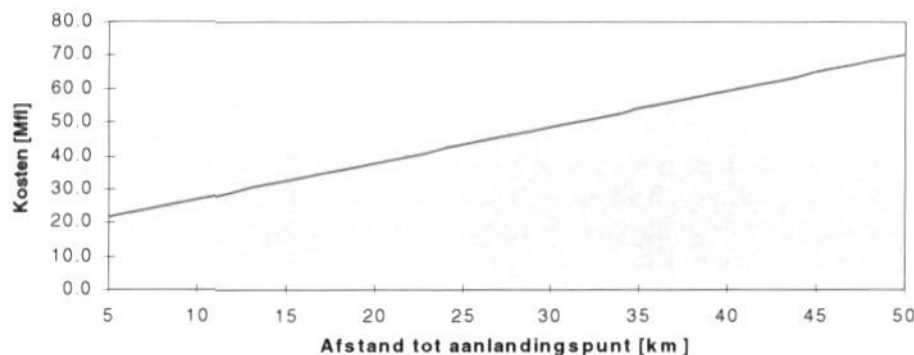
Voor de kosten van de transportkabel tussen het park en de wal is de afstand tot het netinpassingspunt bepalend, de waterdiepte speelt een ondergeschikte rol. Voor de installatie is verder de afstand tot de haven van belang indien de installatie met vaartuigen vanuit een haven gerealiseerd wordt. De afstand tot de haven speelt echter pas vanaf 6 uur varen ofwel circa 60 km een rol.

De legkosten voor kabels binnen het windpark nemen eveneens toe bij grotere waterdiepte. Dit wordt vooral veroorzaakt door hogere duikkosten en een iets langere installatietijd. Tot een diepte van circa 30 meter kunnen dezelfde installatievaartuigen ingezet worden waardoor de kostengevolgen beperkt zijn. Figuur 3 geeft de installatiekosten voor de ondersteuningsconstructies en de legkosten van de kabels binnen het park als functie van de waterdiepte. De kosten voor het leggen van de transportkabels tussen het windpark en de wal zijn in deze figuur niet inbegrepen.



Figuur 3: installatiekosten van ondersteuningsconstructies en kabellegkosten als functie van waterdiepte.

De kosten voor de hoogspanningstransportkabel tussen het park en de wal worden vooral bepaald door de afstand tot het netinpassingspunt voor de elektriciteit. De waterdiepte heeft in het bereik tot circa 30 meter vrijwel geen invloed. De materiaalkosten voor een 150 kVAC kabel met een transportcapaciteit van 100 MW bedragen ongeveer HFL 650.000 per km. De legkosten bedragen circa HFL 430.000 per km. In het totaal nemen de kosten dus toe met bijna HFL 1,1 miljoen per km. Figuur 4 geeft de kosten voor de kabel en het leggen van de transportkabel als functie van de afstand tot het netinpassingspunt. Een grotere afstand tot de dichtstbijzijnde haven heeft ook een kostenstijging tot gevolg omdat meer tijd nodig is voordat de vaartuigen op locatie zijn en voor aanvoer van monopalen en turbines. Bij een afstand van circa 60 km moet offshore materiaal zoals kraanschepen ingezet worden die permanent op zee verblijven waardoor de installatiekosten verder stijgen.



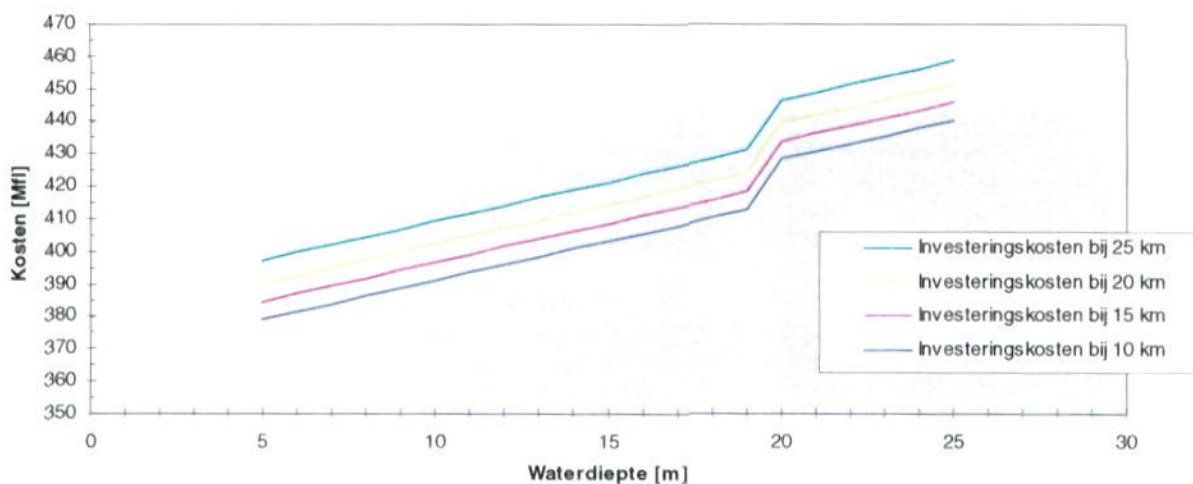
Figuur 4: installatie- en investeringskosten voor de transportkabel als functie van afstand tot het netinpassingspunt.

De morfologie van de zeebodem heeft invloed op de installatie van het windpark, met name bij het leggen van de elektriciteitskabels binnen het park. Bij de kabelovergang van fundering naar zeebodem dienen maatregelen genomen te worden om te voorkomen dat de kabel vrij komt te hangen. Verder moet een overweging worden gemaakt of het zinvol is de kabels dieper in te graven of dat er rekening mee moet worden gehouden dat kabels aan het bodemoppervlak kunnen komen te liggen. Dit laatste kan extra onderhoudskosten met zich meebrengen.

Bij het leggen van de transportkabel van het park naar de wal is rekening gehouden met een minimale ingraafdiepte van 3 meter. Er kan geconcludeerd worden dat de invloed van de morfologie van de bodem op de totale investeringskosten van het park beperkt is. De morfologie wordt dan ook niet als parameter in de investeringskosten meegenomen.

2.3 Totale investeringskosten

De totale investeringskosten worden gevormd door de turbines, de ondersteuningsconstructies, de elektrische infrastructuur en de installatie van het park. De kosten van de turbines zijn in principe onafhankelijk van de locatie van het windpark, afgezien van verschillen in de gemiddelde windsnelheid. Voor de elektrische infrastructuur geldt hetzelfde met uitzondering van de hoogspanningstransportkabel naar land, de locatie afhankelijke kosten hiervan zijn inbegrepen bij de installatiekosten van het windpark. De kosten voor de ondersteuningsconstructies en de installatie van het windpark zijn wel sterk afhankelijk van de locatie. Hierboven zijn de verschillende afhankelijkheden besproken. In Figuur 5 worden de verschillende afhankelijkheden geïntegreerd in een figuur met een viertal lijnen die de totale investeringskosten als functie van de waterdiepte geven bij een afstand tot het meest nabije netinpassingspunt van respectievelijk 10, 15, 20 en 25 km. De sprong in de kosten wordt veroorzaakt omdat bij een waterdiepte van 20 meter zwaarder materiaal ingezet moet worden. Hierdoor nemen de kosten voor installatie toe.



Figuur 5: investeringskosten als functie van de waterdiepte bij verschillende afstanden tot het netinpassingspunt

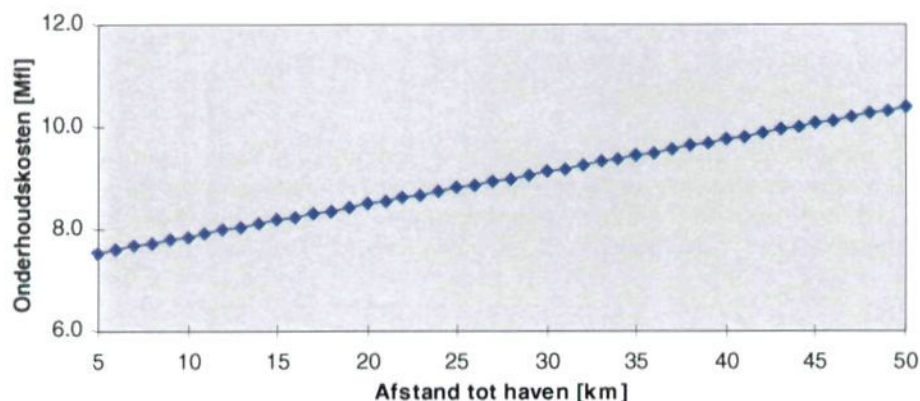
Bij de bepaling van de totale investeringskosten is als uitgangspunt genomen dat het vermogen met 150 kV wisselspanning naar land wordt getransporteerd omdat op dit spanningsniveau aansluiting op het landelijk elektriciteitsnet mogelijk is. De investeringskosten van een windpark op de vlakte van de Raan bij Vlissingen bedragen HFL 395 miljoen deze zijn terug te vinden op de 20-kilometer lijn bij een waterdiepte van 8 meter. De investeringskosten van een windpark voor de kust bij IJmuiden bedragen HFL 405 (+/-25%) miljoen bij een waterdiepte van 15 meter en 15 km tot het netinpassingspunt.

Op basis van de gepresenteerde resultaten is voor elk punt in het zoekgebied de investering te bepalen. Voor elk punt kan de waterdiepte worden bepaald alsmede de afstanden tot de havens voor installatie en onderhoud. Ook kunnen de netinpassingspunten per punt in het zoekgebied worden bepaald.

3. ONDERHOUD

De kosten voor onderhoud van een groot windpark op zee zijn geschat in de haalbaarheidsstudie Near Shore Wind Energy. Deze schatting is gebaseerd op informatie van turbine leveranciers in combinatie met de kosten voor de benodigde infrastructuur en arbeidstijd op zee. Er is geen praktijkervaring met onderhoud van een dergelijk groot windpark op zee. Voor het onderhoud zijn er verschillende strategieën mogelijk variërend van onderhoud vanaf een permanente basis of boot op zee tot onderhoud vanuit een basis op land. Bij de keuze tussen de verschillende strategieën moet een afweging gemaakt worden tussen beschikbaarheid en daarmee de elektrische opbrengst enerzijds en kosten voor onderhoud anderzijds. Indien storingen zeer snel verholpen kunnen worden is de niet-beschikbaarheid vanwege storingen klein en zijn dus de verliezen in elektrische opbrengst beperkt. Hier staan echter hoge kosten voor onderhoud tegenover. In deze afweging bleek onderhoud vanuit een basis op land het meest gunstig. Naarmate de afstand tot de dichtstbijzijnde haven toeneemt zullen opties met onderhoud vanuit een basis op zee of combinaties interessanter worden.

Er van uitgaande dat in het westelijk kustgebied de afstand tot de dichtstbijzijnde haven niet groter is dan 40 tot 50 km kan voor dezelfde strategie gekozen worden als voorgesteld in de haalbaarheidsstudie Near Shore Wind Energy en is de afstand tot de basis op land bepalend voor de onderhoudskosten. Iedere kilometer toename van de afstand tot de kust komt door de langere vaartijd globaal overeen met een toename van arbeidstijd van 1.5 %. Dit vertaalt zich in de onderhoudskosten die voor circa de helft uit arbeidskosten bestaan. Figuur 6 geeft de onderhoudskosten als functie van de afstand tot de meest nabije haven.



Figuur 6: onderhoudskosten als functie van de afstand.

De onderhoudskosten wegen zwaar mee in de kWh-prijs, een toename van de onderhoudskosten van 10 % leidt tot een stijging van de kWh-prijs van 2 %. In de extra onderhoudskosten door een grotere afstand is geen rekening gehouden met gedeelde inkomsten. Bij een grotere afstand is de gemiddelde tijd, voordat een storing verholpen is, langer en zal de beschikbaarheid en daarmee de elektrische opbrengst omlaag gaan. Een daling van de beschikbaarheid met 1% resulteert in een inkomstendaling van circa HFL 0.5 miljoen.

4. ELEKTRISCHE OPBRENGST

De elektrische opbrengst van het windpark wordt bepaald door de opbrengst van een solitaire turbine (afhankelijk van de windsnelheid), het parkrendement, de beschikbaarheid van de turbines en de elektrische verliezen tijdens transport naar de wal.

De opbrengst van een solitaire windturbine wordt bepaald door de PV-kromme die de prestaties van de turbine kenmerkt als functie van de windsnelheid.

Het parkrendement is een waarde die de onderlinge beïnvloeding tussen de windturbines aangeeft. Dit rendement is afhankelijk van de geometrie en de ligging van het windpark ten opzichte van de voorkeurswindrichting.

De beschikbaarheid wordt bepaald door de betrouwbaarheid van de turbines en de snelheid waarmee storingen verholpen worden die weer afhankelijk is van de onderhoudsstrategie en de afstand tot de haven. Parkrendement en beschikbaarheid worden voor alle locaties binnen het westelijk kustgebied gelijk verondersteld. De gemiddelde windsnelheid is in grote mate bepalend voor de elektrische opbrengst. Met de gemiddelde windsnelheid kan aan de hand van de PV-kromme, waarin het vermogen tegen de windsnelheid is uitgezet, de jaaropbrengst worden bepaald.

4.1 Windaanbod

In het kader van de voorstudie 'Locatie selectie' voor de haalbaarheidsstudie 'Near Shore Wind Energy' is het windaanbod in kaart gebracht. Middels extrapolatie van de gegevens van een vijftal meetpunten op zee en aan de kust is voor drie mogelijke locaties de gemiddelde windsnelheid geschat. Omdat verwacht kan worden dat de windsnelheid toeneemt met de hoogte en de afstand tot de kust is voor iedere locatie de windsnelheid geschat voor drie verschillende hoogtes en twee afstanden tot de kust. Uit de resultaten kan geconcludeerd worden dat de windsnelheden binnen het westelijk kustgebied voor de noordelijke locaties hoger zijn dan voor de zuidelijke locaties. In het zuidelijke deel komt de wind uit de voorkeurswindrichting (zuid tot zuidwest) meer over land.

De windsnelheid neemt toe bij een grotere afstand tot de kust. In het zuidelijk deel is die toename circa 1% per km. In het noordelijk deel is de invloed kleiner, 0,5 tot 1% per kilometer, waarschijnlijk ook omdat hier de invloed van de kust kleiner is. De resultaten van de deelstudie windaanbod kunnen worden samengevat in onderstaande tabel

Tabel 1: windsnelheden voor de westelijke kust.

Locatie	IJmuiden		Hoek van Holland		Westerscheldemond	
Afstand	4 km	8 km	3 km	8 km	9 km	16 km
40 m	8.3 m/s	8.5 m/s	8.2 m/s	8.5 m/s	7.2 m/s	7.8 m/s
60 m	8.6 m/s	8.8 m/s	8.5 m/s	8.8 m/s	7.5 m/s	8.0 m/s
80 m	8.8 m/s	9.0 m/s	8.7 m/s	9.0 m/s	7.7 m/s	8.2 m/s

De geschatte windsnelheden in de noordelijk locaties, Hoek van Holland en IJmuiden, zijn gelijk. De windsnelheid in de zuidelijke locatie is aanmerkelijk lager door de invloed van het land.

4.2 Aannamen

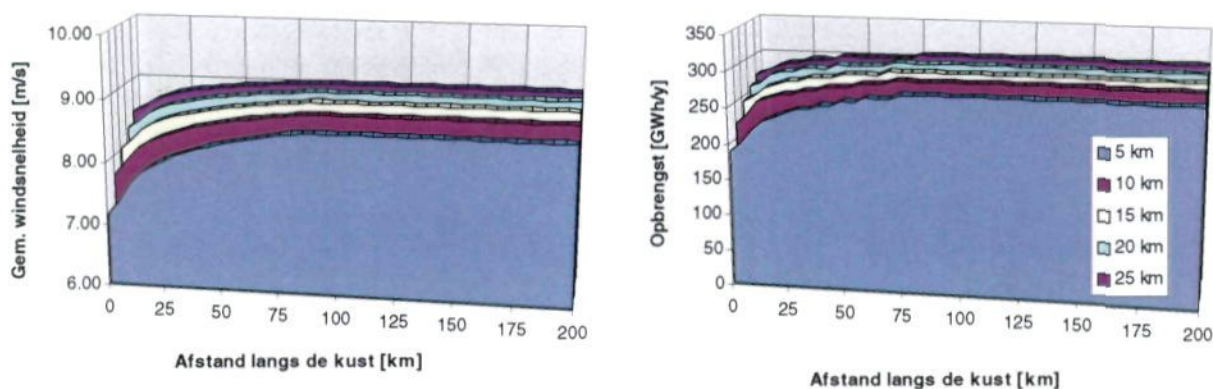
Om de gemiddelde windsnelheid op een willekeurige plaats voor de Nederlandse kust te bepalen moeten een aantal aannamen gedaan worden voor de extrapolatie van de drie bovenstaande locaties naar andere locaties:

1. De windsnelheid op de voorgestelde ashoogte van 50 m wordt verkregen door lineair te interpoleren tussen 40 en 60 meter.
2. In de deelstudie 'windaanbod' wordt in het noordelijk deel een toename van de gemiddelde windsnelheid van 0.5% per km voorspeld en in het zuidelijk deel van 1% per km. In werkelijkheid betreft het hier geen lineair maar een logaritmisch profiel. Naarmate de afstand tot de

kust toeneemt wordt de invloed van de kust kleiner en uiteindelijk heeft de kust geen invloed meer op de windsnelheid. Op dat punt zal de windsnelheid in het noordelijk en zuidelijk deel gelijk moeten zijn. In de deelstudie windaanbod van de haalbaarheidsstudie wordt geen harde uitspraak gedaan over waar dit punt bereikt wordt, er wordt gesproken over enkele tientallen kilometers. Door de waarde van de gemiddelde windsnelheid bij de beide afstanden uit Tabel 1 kan een lijn worden getrokken volgens de vergelijking $y + z \ln(x)$. Met x is de afstand tot de kust en y en z als constanten. Hiermee kan de windsnelheid op een willekeurig punt worden berekend.

3. Er is een duidelijk verschil in gemiddelde windsnelheid in de noord-zuid-richting tussen Hoek van Holland en de Westerscheldemond. Er wordt vanuit gegaan dat ook het verloop van de windsnelheid langs de kust tevens via een logaritmisch profiel verloopt.

Met bovenstaande aannames volgt het windprofiel en de opbrengst volgens Figuur 7.



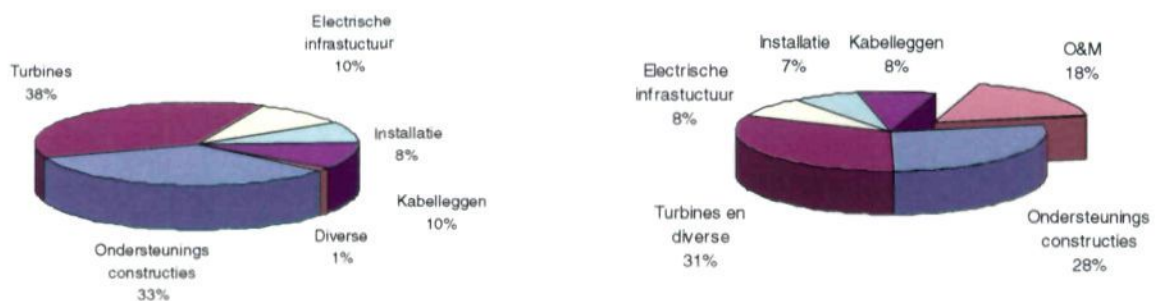
Figuur 7: gemiddelde windsnelheid en opbrengst voor de Nederlandse kust.

5. GEVOELIGHEIDSANALYSE

In dit rapport is de invloed op de investeringskosten en kWh-prijs voor veranderingen in variabelen zoals waterdiepte, afstand tot de kust en afstand tot het netinpassingspunt behandeld. In dit hoofdstuk wordt nader ingegaan op de componenten waaruit de investeringskosten en kWh-prijs zijn opgebouwd. Behalve van de locatie afhankelijke variabelen zijn de investeringskosten en kWh-prijs ook afhankelijk van ontwerpkeuzen zoals turbinevermogen en parkomvang.

5.1 Algemeen

Figuur 8 laat zien hoe de investeringskosten en de kWh-prijs is opgebouwd. Aan de hand daarvan kan de gevoeligheid van de investeringskosten en kWh-prijs voor een verandering in de componenten waaruit zij zijn opgebouwd worden afgeleid.

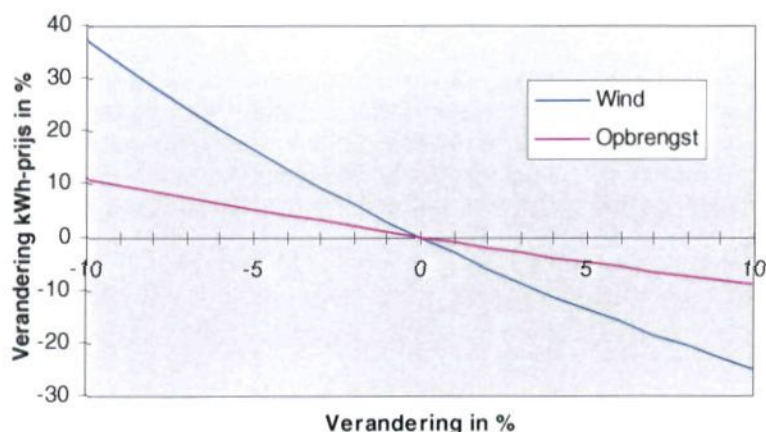


Figuur 8: Opbouw van investeringskosten (links) en kWh-prijs (rechts) voor een 100 MW windpark bij IJmuiden.

Het is duidelijk dat de investeringskosten voornamelijk gevoelig zijn voor veranderingen in de kosten voor turbines en ondersteuningsconstructies. Een 10% toename van de kosten voor turbines leidt tot een 3.8% toename van de totale investeringskosten.

De kWh-prijs wordt voor 82% bepaald door rente en afschrijving op de investeringskosten. Een toename van 10% van investeringskosten of kosten voor O&M heeft een toename van respectievelijk 8.2% en 1.8% van de kWh-prijs tot gevolg.

Het effect van een verandering van de gemiddelde windsnelheid op de kWh-prijs ligt iets gecompliceerder. De kWh-prijs is omgekeerd evenredig met de opbrengst, die varieert echter met de gemiddelde windsnelheid tot de derde macht. Hieruit volgt dat een 10% toename van de opbrengst globaal een 10% daling van de kWh-prijs tot gevolg heeft. Een toename van 10% in de gemiddelde windsnelheid resulteert daling van de kWh-prijs van 27%. Onderstaande figuur laat de gevoeligheid van de kWh-prijs voor veranderingen in de opbrengst en gemiddelde windsnelheid zien.



Figuur 9: Procentuele verandering van de kWh-prijs bij veranderingen in gemiddelde windsnelheid en opbrengst.

5.2 Turbinevermogen

Vergroting van het turbinevermogen heeft over het algemeen een gunstig effect op de totale investeringskosten voor een park van dezelfde omvang. Op dit moment zijn de grootste commercieel verkrijgbare turbines circa 1.5 MW. De 3 MW turbine is in ontwikkeling en zal waarschijnlijk over 5 jaar commercieel beschikbaar zijn. Inzet van turbines met een groter vermogen leidt niet tot een significant kleiner ruimte beslag. Door de grotere rotordiameter moeten de turbines op een grotere onderlinge afstand staan om onderlinge beïnvloeding te voorkomen. Het vermogen dat per vierkante kilometer wordt opgewekt blijft dan ongeveer gelijk.

De kosten voor de ondersteuningsconstructie en plaatsing daarvan nemen toe bij een groter turbinevermogen vanwege de zwaardere belastingen door de hogere toren en grotere rotordiameter. Door het kleiner aantal ondersteuningsconstructies nemen de kosten per MW echter aanzienlijk af waardoor een groter turbinevermogen gunstig is voor de totale investeringskosten. Nadeel van een groter turbinevermogen is dat de maximale waterdiepte voor een monopaal ondersteuningsconstructie kleiner is, zie Figuur 2.

De kosten voor de elektrische infrastructuur veranderen bij toepassing van een groter turbinevermogen niet significant. Er is in totaal iets minder voedingskabel binnen het park nodig waardoor de kabelkosten en legkosten iets dalen.

De kosten van aanpassing van bestaande windturbines voor offshore toepassing zijn slechts gedeeltelijk afhankelijk van het vermogen zodat de kosten per MW bij een 1.5 MW turbine lager zijn. Dit neemt niet weg dat de kosten voor de turbines stijgen omdat op dit moment de kosten per MW voor een 1.5 MW turbine hoger zijn dan bij een 1 MW turbine. Naarmate productie- en bedrijfservaring met de 1.5 MW turbines toenemen zal dit verschil afnemen.

De onderhoudskosten zullen bij toepassing van een groter turbinevermogen dalen omdat minder eenheden onderhouden moeten worden. Dit levert vooral een besparing op in arbeidstijd en inzet van onderhoudsvaartuigen.

De elektrische opbrengst zal bij toepassing van turbines met een groter vermogen iets stijgen. De totale elektrische opbrengst van het windpark wordt echter ook sterk beïnvloed door de beschikbaarheid van de turbines. Met turbines in het 1.5 MW bereik is nog betrekkelijk weinig bedrijfservaring. Het is nog maar de vraag of die op dit moment al net zo betrouwbaar zijn als de kleinere windturbines en dus ook dezelfde hoge beschikbaarheid hebben.

Concluderend kan gesteld worden dat er een aantal effecten zijn die niet allemaal in dezelfde richting werken. Wat het netto resultaat daarvan precies zal zijn vergt een diepgaande analyse. Wel kan gesteld worden dat het sterkste effect de kostenreductie van de ondersteuningsconstructies en de plaatsing daarvan zal zijn. Toepassing van een 1.5 MW turbine in plaats van een 1 MW turbine leidt voor die posten tot een kostendaling voor een 100 MW windpark van circa

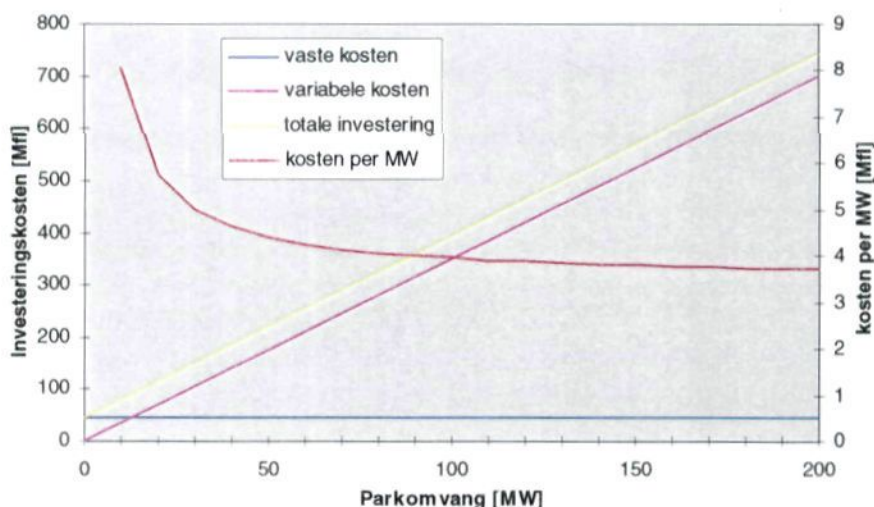
10%. Uit Figuur 8 blijkt dat beide posten gezamenlijk voor 41% meettellen in de investeringskosten en voor 35% in de kWh-prijs. Er vanuit gaande dat de overige effecten elkaar opheffen leidt het groter turbine vermogen dus tot een daling van de investeringskosten met circa 4% en van de kWh-prijs met circa 3.5%. Deze daling mag niet zomaar geëxtrapoleerd worden naar nog grotere turbinevermogens omdat de experimentele fase waarin deze turbines zich bevinden risico's met zich meebrengt op het terrein van de installatie, de elektrische opbrengst en de investering.

5.3 Parkomvang

Een wijziging van het totale parkvermogen heeft een effect op de investeringskosten per MW. In het algemeen kan gesteld worden dat door schaalvoordelen de kosten per MW dalen bij een grotere parkomvang. Er zijn een aantal kosten die in grote mate onafhankelijk zijn van de omvang van het park. Hierbij moet worden gedacht aan:

- Ontwerp en inrichting van de kade t.b.v. ondersteuningsconstructies ca 10 miljoen
- De kabel tussen het park en de wal ca 10 miljoen
- Het leggen van de kabel tussen het park en de wal ca 20 miljoen
- Een gedeelte van het centrale transformatorstation ca 5 miljoen

In totaal is ongeveer 45 miljoen van de investering in het windpark onafhankelijk van de omvang van het park. Waarschijnlijk is dit bedrag hoger omdat ook een aantal andere posten zoals ontwerp-kosten, projectkosten, kosten voor aanpassing van de windturbines aan het zeeklimaat hier in meer of mindere mate onafhankelijk van zijn. Van de overige kosten wordt aangenomen dat deze in het bereik van 50 tot 200 MW lineair afhankelijk zijn van de parkomvang. Verdere schaalvoordelen worden in dat bereik dus niet meegenomen. Figuur 10 geeft de vaste, variabele kosten en totale kosten van een windpark op de vlakte van Raan. Om een onderlinge vergelijking van verschillende parkomvangs mogelijk te maken zijn tevens de investeringskosten per MW aangegeven.



Figuur 10: Investeringskosten en kosten per MW als functie van de parkomvang.

Figuur 8 laat zien dat de kWh-prijs voor 82% bepaald wordt door de investeringskosten. Een toename van 10% van de investeringskosten per MW leidt dus tot een toename van 8.2% van de kWh-prijs. Onderstaande tabel geeft de verwachte verandering van investeringskosten ten opzichte van een 100 MW windpark bij verandering van de parkomvang.

Tabel 2: Verandering in investeringskosten per MW bij verandering van de parkomvang.

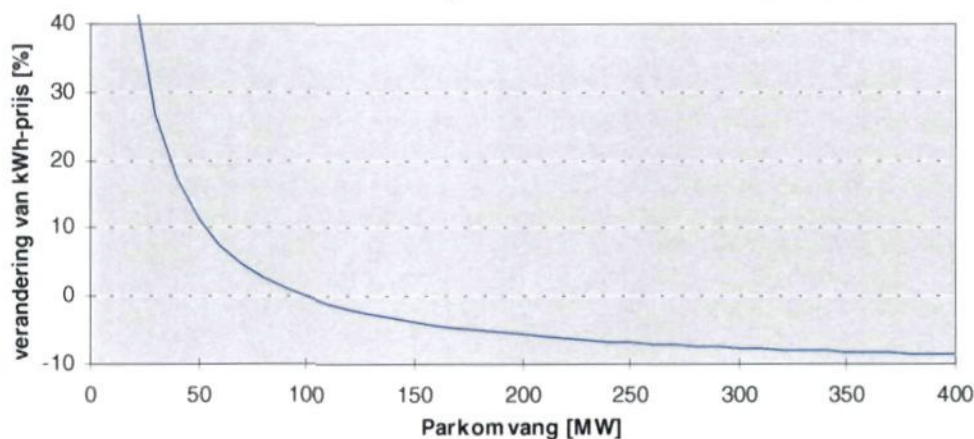
Omvang windpark	50 MW	100 MW	200 MW
Investeringskosten	219	395	746
Kosten per MW	4.38	3.95	3.78
Verandering in kosten per MW	+ 11%		-5.5%

Voor wat betreft het onderhoud is in ieder geval duidelijk dat het effect van de verandering van de parkomvang dezelfde richting op werkt. Bij een kleiner park zullen de onderhoudskosten per MW stijgen, bij een groter park dalen. De benodigde infrastructuur voor het onderhoud bestaat onder andere uit:

- een basis en opslag op land
- speciale gereedschappen, vaartuigen en mogelijk zelfs een takelvaartuig
- een bedieningsstation voor het op afstand verhelpen van storingen.

De kosten hiervoor zijn vrijwel onafhankelijk van de omvang van het park. Hieruit volgt dat aangenomen kan worden dat de verandering in de onderhoudskosten per MW minimaal even groot zijn als die van de investeringskosten.

Het effect van een verandering van de parkomvang op de investeringskosten per MW wordt gepresenteerd in Figuur 10 en voor specifiek voor een 50 en 200 MW park in Tabel 2. De verandering van de onderhoudskosten komen hiermee overeen waardoor exact dezelfde kromme als voor de investering per MW ook geldt voor de kWh-prijs. Dat betekent dat de kWh-prijs van een 50 MW windpark circa 11 % hoger ligt dan voor een 100 MW windpark. De kWh-prijs voor een 200 MW windpark is circa 5.5 % lager. Uit Figuur 10 kan tevens geconcludeerd worden dat de investeringskosten per MW bij een verdere verkleining van het windpark beneden de 50 MW zeer sterk toenemen. Datzelfde geldt dan dus ook voor de kWh-prijs.



Figuur 11: procentuele verandering van de kWh-prijs als functie van de parkomvang

6. CONCLUSIES

In deze notitie is een analyse gemaakt van de investeringskosten van een Near Shore Windpark als functie van de locatie in de Noordzee tot 25 kilometer uit de kust, van Zeeland tot Den Helder. De analyse geeft aanleiding tot de volgende conclusies.

Investering

Met betrekking tot de investering zijn de volgende conclusies getrokken:

- De investering voor de ondersteuningsconstructie is met name afhankelijk van de waterdiepte van de locatie. In verband met de toepasbaarheid van installatiematerieel ligt de ondergrens bij 5 meter (LAT).
De bovengrens is naar aanleiding van deze analyse gesteld op 15 meter (LAT). In verband met de grote onzekerheden is het onverantwoord een locatie te selecteren met een waterdiepte groter dan 15 meter. Deze conclusie is onderbouwd door een tweetal onafhankelijke experts die een review gehouden hebben van deze analyse.
Toepassing van grotere windturbines zal tevens lijden tot een hogere investering voor de ondersteuningsconstructie. Voordeel is dat er minder turbines en dus ondersteuningsconstructies nodig zijn om een bepaald totaalvermogen te realiseren.
- De kosten verbonden aan de installatie van het windpark is tevens afhankelijk van de waterdiepte. Met name voor de installatie van de ondersteuningsconstructie vindt in de kosten een sprong plaats bij ongeveer 20 meter waterdiepte. Dit wordt veroorzaakt door het zwaardere materieel dat moet worden gebruikt in verband met de langere palen. Deze waterdiepte behoort echter in eerste instantie niet tot de mogelijkheden voor het Near Shore Windpark, zie bovenstaande conclusie.
De kosten voor het leggen van de kabels in het park zijn slechts licht afhankelijk van de waterdiepte.
De kosten voor de transportkabel van de geproduceerde elektriciteit naar het land is sterk afhankelijk van de afstand van het park tot het dichtstbijzijnde netinpassingspunt.

Op basis van de evaluatie van de diverse kostenposten voor het windpark kan in principe voor elke locatie in het zoekgebied de investering worden berekend. De bepalende parameters zijn waterdiepte, afstand tot netinpassingspunt en afstand tot haven voor installatie.

De investeringen die voor het zoekgebied zijn bepaald variëren van ongeveer NLG 370 miljoen in ondiep water en dicht bij een netinpassingspunt tot NLG 460 miljoen in diep water ver van een netinpassingspunt.

Productieprijs voor de geproduceerde elektriciteit

De meest relevante parameter voor de locatie keuze, uit technisch, economisch oogpunt is de uiteindelijk te realiseren kostprijs voor de elektriciteit. Deze is behalve van de investering ook afhankelijk van de kosten voor onderhoud en bediening en de parkopbrengst. Deze zijn tevens bepaald voor het zoekgebied en geeft aanleiding tot de volgende conclusies:

- De kosten voor onderhoud en bediening zijn afhankelijk van de afstand tot de dichtstbijzijnde haven voor onderhoud.
- De parkopbrengst is afhankelijk van de locatie vanwege verschillen in de gemiddelde windsnelheid in het zoekgebied. In het noorden van het zoekgebied is de windsnelheid hoger. Ook is de windsnelheid verder uit de kust hoger.

Met behulp van een economisch model zijn de investeringen, de kosten voor onderhoud en bediening alsmede de opbrengst omgerekend naar een productieprijs voor elektriciteit. De jaarlijkse kosten voor rente en afschrijving zijn bepaald door middel van een annuïteit van 9.8% op de investering. De annuïteit is gebaseerd op een financiering met 10% eigen vermogen tegen een rendement van 15% en 90% vreemd vermogen tegen een rente van 4%, beide met een afschrijvingstermijn van 15 jaar.

De evaluatie kan met de in deze notitie gegeven resultaten voor het gehele zoekgebied in de Noordzee worden gedaan zodat een overzichtelijk beeld ontstaat van de deelgebieden die de laagste productieprijs voor elektriciteit realiseren.

Gevoeligheid voor uitgangspunten

Met name vanwege het ontbreken van ervaring met grootschalige windparken op de Noordzee is de onnauwkeurigheid van gebruikte methodiek groot. Het geeft echter wel een duidelijk beeld in de trends die zijn te verwachten die van groot belang zijn bij de uiteindelijke locatie keuze.

Er is tevens van een aantal uitgangspunten onderzocht wat de invloed op de resultaten is. Zo is er een analyse gemaakt van de invloed van de capaciteit van de windturbine. De invloed op de productieprijs van elektriciteit door in plaats van een 1 MWe windturbine een 1,5 MWe windturbine te gebruiken is door middel van een eerste orde benadering bepaald. Bij toepassing van een grotere turbine zal de productieprijs met ongeveer 3,5% dalen. Installatie van een groter totaalvermogen zal de productieprijs verder reduceren. Door een verdubbeling van de totaal capaciteit, van 100 naar 200 MWe, reduceert de productieprijs met ongeveer 5%. Door een halvering van de totaal capaciteit, van 100 naar 50 MWe, neemt de productieprijs met ongeveer 11% toe.

Nauwkeurigheid van de analyse

De gepresenteerde conclusies zijn gebaseerd op een groot aantal aannames en uitgangspunten. Voor een aantal hiervan is indicatief aangegeven wat de invloed is als deze wijzigen (capaciteit windturbine en parkomvang). Een groot aantal parameters is echter in deze fase van het project, alsmede door het gebrek aan ervaring met windparken in een omgeving als de Noordzee niet bekend. Vanwege dit feit dienen de absolute waarden te worden beschouwd als een indicatie waarmee trends zijn aan te geven. Om de nauwkeurigheid van de berekeningen van de investeringskosten en kWh-prijs te vergroten zijn de volgende zaken van belang:

- Nauwkeurige opbrengst berekening op basis van geverifieerde windsnelheden.
- Verloop van waterdiepte binnen het park.
- Geologische bodemtoestand.
- Gedetailleerd ontwerp windturbine/ondersteuningsconstructie, afhankelijk van het specifieke windturbine ontwerp.
- etc.

Mogelijke wijzigingen in uitgangspunten

Met name de offshore constructie is een belangrijk punt van aandacht. In deze studie, waarvan de basis is gelegd in de Haalbaarheidsstudie voor Novem is uitgegaan van conventionele ontwerp-praktijken. De vraag is of dat de meest geschikte benadering is. De gehanteerde methodiek, genaamd soft-stiff resulteert in zware constructies die tot hoge kosten leidt. Onderzoek aan de Technische Universiteit Delft laat zien dat wellicht ook soft-soft constructies mogelijk zijn. Deze constructies zijn waarschijnlijk lichter en dus goedkoper. Ook de installatiekosten kunnen daardoor lager worden. De invloed die een soft-soft constructie heeft op het gedrag van de windturbine is echter nog niet kwantitatief te geven. Om hier een betere indruk van te krijgen dient per windturbine-ontwerp een specifieke ondersteuningconstructie te worden ontworpen.

Een ander punt van aandacht zijn de ontwikkelingen bij de turbine leveranciers. Gezien de snelle ontwikkeling van de windturbine technologie naar offshore toepassingen, is de kans groot dat een voor het Near Shore Windpark windturbines aangeboden zullen worden met een vermogen groter dan 1 MWe. Momenteel is de grootste commercieel beschikbare windturbine 1,65 MWe. Veel windturbine leveranciers zijn bezig met de ontwikkeling van een offshore windturbine in de orde grootte van 2 MWe. In de evaluatie is een indicatie gegeven wat de invloed is van deze schaalvergroting. Omdat de ontwerpen voor de grotere machines nog niet openbaar bekend zijn is het ook hier moeilijk om een kwantitatieve uitspraak te doen.

Met betrekking tot onderhoud en bediening geldt tevens dat er geen ervaring is waarop men een evaluatie kan baseren. In de haalbaarheidsstudie is een onderhoudsfilosofie ontwikkeld op basis van faalstatistieken van windturbine leveranciers. Vanwege het feit dat deze statistieken zeer beperkt zijn en vanwege het feit dat de uiteindelijk te plaatsen windturbines aangepaste versies zullen zijn is de onnauwkeurigheid groot.

7. BRONNEN

Onderstaande tabel geeft per onderwerp een overzicht van de informatiebronnen die gehanteerd zijn.

Onderwerp		Bron
Fundering	Kosten als functie van waterdiepte	Stork E&C Schieburg
	Maximale waterdiepte monopaal	Stork E&C Schieburg
	Maximale diepte als functie van turbinevermogen	Stork E&C Schieburg
Installatie	Installatiekosten als functie van waterdiepte	Stork E&C Schieburg
	Maximale waterdiepte voor Near Shore installatie vaartuigen	Stork E&C Schieburg Smit maritieme contractors
	Maximale afstand tot haven voor Near Shore installatie vaartuigen	Stork E&C Schieburg Smit maritieme contractors
	Kabellegkosten als functie van waterdiepte	Haalbaarheidsstudie Near Shore Wind Smit maritieme contractors
	Aanlandingskosten als functie van afstand tot netinpassingspunt	Haalbaarheidsstudie Near Shore Wind Smit maritieme contractors
Onderhoud	Kosten als functie van afstand tot haven	Haalbaarheidsstudie Near Shore Wind
Opbrengst	Gemiddelde windsnelheid langs de kust en als functie van afstand tot de kust	Voorstudie locatie selectie Near Shore Windenergie

Stork Engineering Consultancy B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte of bijkomstige gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

De inhoud van dit rapport mag aan derden niet anders dan als één geheel worden ontsloten, voorzien van genoemde aanduidingen met betrekking tot auteursrechten en aansprakelijkheid.

D. EVALUATIE VAN LOCATIES

Stork Engineering Consultancy B.V., 1999

PROJECTNOTITIE

EVALUATIE VAN LOCATIES

STORK ENGINEERING CONSULTANCY B.V.
i.s.m.: Stork Engineers & Contractors Schieburg

AUTEUR:	H.J. van der Marel S. van der Wal	KLANT:	Haskoning
GECONTROLEERD DOOR:	S. van der Wal	CONTRACT NR. KLANT:	G0160.B0
GOEDGEKEURD DOOR:	S. van der Wal	DOCUMENT NR.:	63199-SEC-002
DATUM:	13 oktober 1999	UITGAVE:	8

DISTRIBUTIE
INTERN : MaHJ, WaSe, HeAH, BAJC, Bibliotheek
EXTERN : Haskoning

INHOUDSOPGAVE

1. INLEIDING	2
1.1 Achtergrond	2
2. UITGANGSPUNTEN	4
2.1 Algemeen	4
2.2 Ondersteuningsconstructies	4
2.3 Installatie	4
2.4 Elektrische infrastructuur	4
2.5 Windturbines	5
2.6 Onderhoud	5
2.7 Windsnelheden en parkopbrengst	5
2.8 Wijziging uitgangspunten voor locatie Egmond	6
2.9 Kostenberekening en onzekerheidsmarge	7
3. ECONOMISCHE BEREKENINGEN	8
3.1 Algemeen	8
3.2 Totale investeringskosten	8
3.3 Onderhoud en bediening	9
3.4 Parkopbrengst	10
3.5 kWh-prijs	10
3.6 Consequenties 1,5 MWe windturbine	10
4. CONCLUSIES	13
4.1 Rangorde van de locaties	13
4.2 Ontwikkeling offshore windturbines	15
5. BRONNEN	16

Lijst van tabellen

<i>Tabel 1: kenmerkende parameters van de 6 locaties.</i>	8
<i>Tabel 2: kosten van waterdiepte afhankelijke posten van de 6 locaties.</i>	8
<i>Tabel 3: kosten van afstand afhankelijke posten van de 6 locaties.</i>	9
<i>Tabel 4: kosten van locatie onafhankelijke posten van de 6 locaties.</i>	9
<i>Tabel 5: Totale investeringskosten van de 6 locaties.</i>	9
<i>Tabel 6: Onderhoudskosten van de 6 locaties.</i>	9
<i>Tabel 7: Parkopbrengst van de 6 locaties.</i>	10
<i>Tabel 8: kWh-prijs van de 6 locaties.</i>	10

Bijlagen

Bijlage 1: Kaarten van te evalueren locaties

1. INLEIDING

In het kader van het MER/PKB van het Near Shore Windpark is in opdracht van Haskoning een evaluatie gemaakt van zes geselecteerde locaties voor het Near Shore Windpark. Deze notitie geeft een overzicht van de resultaten van deze evaluatie. De zes locaties bestaan uit de vijf in eerste instantie geselecteerde locaties aangevuld met een zesde locatie bij Egmond. Dit gebied is in gebruik bij Defensie maar de activiteiten kunnen eventueel naar elders verplaatst worden.

1.1 Achtergrond

In de *'haalbaarheidsstudie Near Shore Windenergie, technische haalbaarheid'* van Stork Engineering Consultancy is voor een tweetal locaties "Vlakte van Raan" en "IJmuiden II" een technische en economische analyse gemaakt.

In het kader van het MER dat Haskoning in opdracht van Novem opstelt is vervolgens een breder zoekgebied in de Noordzee geëvalueerd. Stork Engineering Consultancy heeft hiervoor de projectnotitie *'Quick scan ten behoeve van MER Near Shore Wind'* geschreven. In deze quick scan is een overzicht gegeven van de invloed die de locatie heeft op de technische en economische kenmerken van het project. Behalve een trendanalyse is tevens geconcludeerd dat binnen de gestelde randvoorwaarden het onverantwoord is om een locatie te selecteren waarbij het water dieper is dan 15 meter. Deze conclusie is tot stand gekomen vanwege de grote onzekerheden met betrekking tot het ontwerp van de offshore installatie en de technisch economische haalbaarheid.

Vanwege de grote invloed die de conclusie met betrekking tot de waterdiepte heeft op de locatie keuze is door een tweetal experts, de heren Vugts en Verruijt, een review uitgevoerd naar de quick scan en de totstandkoming van deze conclusie. De bevindingen van deze review staan gerapporteerd in het rapport *'Review Quick Scan Techniek en Economie ten behoeve van het MER NSW'* (april 1999, Haskoning) en de conclusie met betrekking tot de maximale waterdiepte wordt onderschreven.

Voor de locatie Egmond zijn de uitgangspunten zoals gehanteerd bij de andere locaties op het gebied van bodeminstabiliteit aantoonbaar anders. Hierdoor kan de maximale diepte eis van 15 meter worden gewijzigd in 15,5 meter.

Op basis van de conclusies uit de quick scan is door Haskoning een vijftal locaties geselecteerd te weten IJmuiden, Zandvoort en Katwijk. IJmuiden en Zandvoort bestaan elk in principe uit twee deellocaties, één deel in een gebied met waterdieptes rond 15 meter en één deel dieper dan 15 meter. De beide locaties met een waterdiepte dieper dan 15 meter voldoen in principe niet aan de randvoorwaarde van 15 meter of minder diep. Omdat deze deellocaties eigenlijk één geheel vormen met de ondiepe deellocaties waarbinnen geschoven kan worden met het windpark kan in een latere ontwerp-fase onderzocht worden of plaatsing verder uit de kust (dus dieper dan 15 meter) technisch en economisch haalbaar is. In deze fase van het project is het echter niet mogelijk hier een uitspraak over te doen. De locatie Katwijk is in zijn

geheel dieper dan 15 meter. In een later stadium is nog een zesde locatie geselecteerd voor de kust bij Egmond. Deze locatie heeft een gemiddelde waterdiepte van 16.5 meter.

Voor de zes locaties zijn op basis van de gemiddelde windsnelheden, zoals aangeleverd door Haskoning, de technisch en economische kenmerken uitgewerkt. Deze notitie geeft hiervan een overzicht.

Allereerst worden de uitgangspunten die zijn gehanteerd in deze notitie toegelicht. Vervolgens worden de resultaten van de evaluatie gepresenteerd. Eén en ander leidt tot een indicatie van de kWh kostprijs voor de zes locaties.

Het is belangrijk te realiseren dat de evaluatie is gebaseerd op de methodieken en uitgangspunten uit de haalbaarheidsstudie. De nauwkeurigheid van de investeringsraming is geschat op plus of min 25%. Ook de kosten verbonden aan de bedrijfsvoering en onderhoud van het windpark zijn ingeschat. Omdat vergelijkbare offshore windparken, zoals het Near Shore Windpark, niet bestaan is het niet mogelijk deze schattingen aan de werkelijkheid te toetsen.

Daarom moeten de resultaten worden beschouwd als een indicatie van de te verwachten kosten.

De evaluatie is echter belangrijk om in de fase van locatiekeuze een beeld te geven van meer en minder interessante locaties met betrekking tot de technische en economische haalbaarheid.

2. UITGANGSPUNTEN

2.1 Algemeen

Ten behoeve van de berekeningen zijn de volgende locatie afhankelijke parameters bepaald:

- Gemiddelde waterdiepte in LAT (*Lowest Astronomical Tide*): bepaald op basis van bijgevoegde tekeningen (zie bijlage 1).
- Gemiddelde windsnelheid: op 50 en 70 meter hoogte, uit rapport: 'MER Near Shore, Windaanbod' (kenmerk: E667/JCo, 20 april 1999, Ecofys).
- Afstand tot netinpassingspunt: bepaald op basis van bijgevoegde tekeningen (zie bijlage 1) vanaf het midden van de locatie.

2.2 Ondersteuningsconstructies

Voor de berekening van de kosten van de ondersteuningsconstructies op de diverse locaties is uitgegaan van:

- De gemiddelde waterdiepte van de locatie, rekening houdend met variaties in de waterdiepte en golven.
- Dezelfde bodemgesteldheid als bij de haalbaarheidsstudie voor IJmuiden II
- Op de locatie Egmond is de bodeminstabiliteit anders dan bij de andere locaties, zie ook paragraaf 2.8.

2.3 Installatie

Voor de berekening van de kosten van de installatie op de diverse locaties is uitgegaan van:

- De gemiddelde waterdiepte van de locatie
- Dezelfde installatiemethode en hetzelfde installatiematerieel als bij de haalbaarheidsstudie voor IJmuiden

In het kader van deze projectnotitie is door Stork Engineers & Contractors, Schiedam nader geanalyseerd wat de invloed is op de kosten van installatie op een dieper gelegen locatie. Deze locaties zijn IJmuiden-West meter, Zandvoort-West meter en Katwijk. In dit geval is voor een deel van de periode een additioneel kraanschip nodig omdat vanwege de langere werktijd het windpark anders niet in één seizoen kan worden geplaatst. Tevens is vanwege de zwaardere monopaal duurder heigereedschap nodig; naar verwachting een 125 tons heihamer (IHC S-500) in plaats van de 110 tons heihamer (IHC S-400) bij de locaties met ondieper water.

2.4 Elektrische infrastructuur

Voor de berekening van de elektrische infrastructuur op de diverse locaties is uitgegaan van:

- De afstand naar het dichtstbijzijnde netinpassingspunt en de kosten per km zoals bepaald in de haalbaarheidsstudie, Sassenheim is als netinpassingspunt nu ook meegenomen.
- Dezelfde kosten per km voor het eventuele traject over land.

2.5 Windturbines

Voor de berekening van de kosten voor de windturbines op de diverse locaties is uitgegaan van:

- Dezelfde 1 MW windturbines als bij de haalbaarheidsstudie voor IJmuiden II.
- In paragraaf 3.6 zijn de consequenties van toepassing van 1.5 MW turbines weergegeven.

2.6 Onderhoud

Voor de berekening van de jaarlijkse kosten voor onderhoud voor de diverse locaties is uitgegaan van:

- Dezelfde onderhoudsstrategie als bij de haalbaarheidsstudie voor IJmuiden II
- De afstand tussen het midden van het windpark en de dichtstbijzijnde haven voor onderhoud.

2.7 Windsnelheden en parkopbrengst

Voor de berekening van de parkopbrengst van de locaties is uitgegaan van:

- De gemiddelde windsnelheid uit rapport: 'MER Near Shore, Windaanbod' (kenmerk: E667/JCo, 20 april 1999, Ecofys).
- De windroos zoals bepaald in de haalbaarheidsstudie voor IJmuiden II.
- Het parkrendement volgend uit de opstellingsvorm en oriëntatie zoals in de haalbaarheidsstudie.
- De PV-kromme voor een 1 MW turbine zoals bepaald in de haalbaarheidsstudie. De PV-kromme geeft het elektrisch vermogen als functie van de windsnelheid en is afhankelijk van een aantal ontwerpkeuzen van de fabrikant. Daardoor zal de PV-kromme per fabrikant verschillen. In dit stadium is er nog geen keuze gemaakt voor een turbine en kan dus alleen een algemene PV-kromme gebruikt worden. Een verandering in PV-kromme geeft geen verschil in beoordeling van de locaties.
- De gemiddelde windsnelheid van de later toegevoegde 6^e locatie (Egmond) is gelijk verondersteld aan de gemiddelde windsnelheid van de locatie IJmuiden-Oost. Dit is een voor de hand liggende aanname omdat de ligging t.o.v. de kust van de locaties Egmond en IJmuiden-Oost vrijwel gelijk is. Het enige verschil is dat de locatie Egmond iets noordelijker ligt. De resultaten van de studie m.b.t. windaanbod laat echter zien dat hierdoor slechts verwaarloosbare verschillen in gemiddelde windsnelheid optreden.

De beschikbaarheid is bepaald aan de hand van de verwachte verandering t.o.v. de beschikbaarheid voor IJmuiden veroorzaakt door een andere afstand tot de dichtstbijzijnde haven voor onderhoud.

2.8 Wijziging uitgangspunten voor locatie Egmond

Bij de berekening van de toelaatbare waterdiepte zijn uitgangspunten gehanteerd ten aanzien van de turbine, grondcondities en bodemvormen. In eerste instantie zijn hierbij voor alle locaties gelijke uitgangspunten verondersteld. Voor één van de locatie-alternatieven voor het NSW die (sinds augustus 1999) in het MER worden onderzocht lijken de uitgangspunten ten aanzien van bodemvormen niet zonder meer van toepassing. Het alternatief voor de kust van Egmond ligt in een gebied met minder dynamische bodemvormen dan de andere, verder naar het zuiden gelegen, alternatieven. Egmond kent, in tegenstelling tot de andere alternatieven, namelijk geen actieve zandgolven. Hierdoor is binnen deze locatie mogelijk een grotere maximale waterdiepte toelaatbaar dan op de andere locaties. De oorzaak van dit mogelijke verschil is tweeledig.

Ten eerste is bij de bepaling van de maximaal toelaatbare waterdiepte een veiligheidsmarge aangehouden in verband met eventuele aanwezigheid van (actieve) zandgolven. Een diepte van 15 meter is een gemiddelde waarde: een windturbine kan zich ook in het dal van een zandgolf bevinden, waardoor het water tijdelijk dieper is dan 15 meter. De waterdiepte is daardoor eigenlijk $15 + x$ meter, waarbij $x = \frac{1}{2}$ maal de hoogte van de zandgolf.

Ten tweede is in de berekeningen rekening gehouden met het ontstaan van ontgrondingskuilen rond de turbinepalen. In een gebied met actieve zandgolven lijkt het niet zinvol en ook niet mogelijk om tegen aanvaardbare kosten bodembescherming aan te brengen. Bij de locatie Egmond is dit door de afwezigheid van de actieve zandgolven misschien wel mogelijk. Dit zou kunnen leiden tot een vergroting van de maximaal toelaatbare waterdiepte met enkele meters.

De waterdiepte op de locatie IJmuiden Oost varieert van circa 14 tot 17 meter (LAT), de verwachte hoogte van de zandgolven ligt er, in de periode dat het NSW op de locatie zal staan, tussen de 0 en 2 meter. Oftewel een bodemrijzing en -daling van plus of min 1 meter ten opzichte van de gemiddelde waterdiepte. De waterdiepte op de locatie Egmond varieert van circa 15 tot 18 meter (LAT), de hoogte van de zandgolven ligt naar verwachting tussen 0 en 1 meter. Oftewel een bodemrijzing en -daling van plus of min 0,50 meter. De locatie Egmond ligt gemiddeld circa 1 meter dieper dan IJmuiden Oost. Bij het ontwerp van de ondersteuningsconstructie kan echter een halve meter waterdiepte extra worden getolereerd.

Na overleg met een aantal betrokken partijen Alkyon, Stork Engineers & Contractors en de onafhankelijke deskundigen Vugts en Verruijt is besloten dat op basis van hiervoor vermelde gegevens de locatie Egmond als technisch haalbaar kan worden beschouwd. Dit vanwege de geringe afwijking van de maximale diepte eis, ondanks het feit dat de locatie zich op de grens van deze eis bevindt. Deze conclusie houdt rekening met de absolute eisen en kenmerken, die met het oog op de installatie en het installatiematerieel aan funderingen en turbines worden gesteld.

Op de locatie IJmuiden Oost (en op de andere locaties) lijken bodembeschermende maatregelen om technische en economische redenen niet effectief en zinvol. Op de locatie Egmond zijn

dergelijke maatregelen, gegeven de minder dynamische bodemvormen, mogelijk effectiever en zinvoller. In vergelijking met het technisch onderzoek naar de mogelijkheden van een NSW op de locatie IJmuiden Oost betekent een dergelijke maatregel echter de introductie van een nieuw risico. Gegeven de bekende technische risico's achten de deskundigen het op dit moment niet verstandig om de eisen aan de waterdiepte voor een NSW op de locatie Egmond om die reden (verder) bij te stellen. Nader onderzoek (in het kader van het inrichtings-MER) zou niettemin tot de conclusie kunnen leiden dat bodembeschermende maatregelen technisch-economisch verantwoord zijn en dat daarmee ontgrondingskuilen (grotendeels) kunnen worden voorkomen.

2.9 Kostenberekening en onzekerheidsmarge

Uit de investeringskosten, onderhoudskosten en parkopbrengst is de kWh-prijs berekend met hetzelfde eenvoudige economisch model zoals gebruikt bij de haalbaarheidsstudie en bij de quick-scan. De uiteindelijk te realiseren kWh-prijs hangt sterk af van de uiteindelijke investering, financieringsconstructies, subsidies, fiscale voordelen, etc..

De nauwkeurigheid van de investeringsraming bedraagt plus of min 25%. Derhalve kunnen aan de absolute waarden slechts voorzichtige conclusies verbonden worden. Wel geeft de evaluatie een trends aan. De onzekerheidsmarges worden in de 'Quick Scan' nader toegelicht.

3. ECONOMISCHE BEREKENINGEN

3.1 Algemeen

De onzekerheidsmarge voor de berekeningen in dit hoofdstuk bedragen plus of min 25 %. In de 'Quick Scan' is een toelichting op de achtergronden van deze onzekerheidsmarges gegeven. Van groot belang voor de diverse kosten zijn de locatie afhankelijke parameters zoals de waterdiepte, de afstand tot het netinpassingspunt voor elektriciteit en de gemiddelde windsnelheid. Deze parameters worden geven in onderstaande tabel.

Tabel 1: kenmerkende parameters van de 6 locaties.

Locatie	Gemiddelde waterdiepte [m LAT]	Gemiddelde windsnelheid [m/s]		Afstand tot net- inpassingspunt ¹⁾ [km]	Afstand tot haven voor onderhoud ¹⁾ [km]
		50 m	70 m		
Zandvoort-Oost	15,5 tot 16	8,85	9,05	19,6	19,6
Zandvoort-West	18,5	8,95	9,15	26,3	26,3
Katwijk	18	8,90	9,05	22,0	16,7
IJmuiden-Oost	15 tot 15,5	8,85	9,05	17,6	17,6
IJmuiden-West	18	8,95	9,15	23,8	23,8
Egmond	16,5	8,85	9,05	22,0	22,0

1) Deze afstanden zijn gemeten vanaf het verst weg gelegen hoekpunt van een locatie.

Omdat inmiddels meer gegevens beschikbaar zijn over de windsnelheden wijken de waarden met betrekking tot de gemiddelde windsnelheid wijken iets af van de waarden die in de quick scan zijn gebruikt.

3.2 Totale investeringskosten

De investeringskosten worden gevormd door de kosten voor de ondersteuningsconstructies, de turbines, de elektrische infrastructuur en de installatie van het park inclusief het leggen van de kabels. De totale investeringskosten worden bepaald door de waterdiepte en de afstand tot het netinpassingspunt van de elektriciteit en worden weergegeven in onderstaande tabellen.

Tabel 2: kosten van waterdiepte afhankelijke posten van de 6 locaties.

Locatie	Kosten ondersteuning [mln. HFL]	Kosten installatie [mln. HFL]	Kosten kabelleggen [mln. HFL]
Zandvoort-Oost	134	34,7	25,2
Zandvoort-West	140	42,6	25,4
Katwijk	140	42,6	25,4
IJmuiden-Oost	134	34,7	25,2
IJmuiden-West	140	42,6	25,4
Egmond	136	42,6	25,3

Tabel 3: kosten van afstand afhankelijke posten van de 6 locaties.

Locatie	Kosten voor netinpassing [mln. HFL]
Zandvoort-Oost	37,3
Zandvoort-West	44,6
Katwijk	39,9
IJmuiden-Oost	35,2
IJmuiden-West	41,9
Egmond	39,9

Tabel 4: kosten van locatie onafhankelijke posten van de 6 locaties.

Locatie	Kosten turbines [mln. HFL]	Kosten elektrische infrastructuur [mln. HFL]	Kosten overig [mln. HFL]
Zandvoort-Oost	150	26,7	0
Zandvoort-West	150	26,7	0
Katwijk	150	26,7	5
IJmuiden-Oost	150	26,7	0
IJmuiden-West	150	26,7	0
Egmond	150	26,7	0

Tabel 5: Totale investeringskosten van de 6 locaties.

Locatie	Totale investeringskosten [mln. HFL]
Zandvoort-Oost	408
Zandvoort-West	429
Katwijk	430
IJmuiden-Oost	406
IJmuiden-West	427
Egmond	420

3.3 Onderhoud en bediening

De kosten voor onderhoud en bediening zijn afhankelijk van de afstand tot de dichtstbijzijnde haven voor onderhoud. De kosten zijn weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 6: Onderhoudskosten van de 6 locaties.

Locatie	Onderhoudskosten [mln. HFL per jaar]
Zandvoort-Oost	8,4
Zandvoort-West	8,9
Katwijk	8,2
IJmuiden-Oost	8,3
IJmuiden-West	8,7
Egmond	8,6

De verschillen in onderlinge afstand van de verschillende locaties zijn dermate klein dat deze geen aanleiding geven tot verschillen in beschikbaarheid van de diverse locaties.

3.4 Parkopbrengst

De parkopbrengst wordt bepaald door de gemiddelde windsnelheid en wordt voor de gemiddelde windsnelheid op een hoogte van 50 meter gegeven in onderstaande tabel.

Tabel 7: Parkopbrengst van de 6 locaties.

Locatie	Parkopbrengst [GWh per jaar]
Zandvoort-Oost	296
Zandvoort-West	302
Katwijk	299
IJmuiden-Oost	296
IJmuiden-West	302
Egmond	296

3.5 kWh-prijs

De kWh-prijs kan met behulp van de gegevens in de voorgaande tabellen berekend worden.

Tabel 8: kWh-prijs van de 6 locaties.

Locatie	kWh-prijs [ct/kWh]
Zandvoort-Oost	16,3
Zandvoort-West	16,9
Katwijk	16,8
IJmuiden-Oost	16,2
IJmuiden-West	16,7
Egmond	16,7

3.6 Consequenties 1,5 MWe windturbine

Bovenstaande evaluatie is gebaseerd op diverse aannames en uitgangspunten. Het grootste deel hiervan is uitvoerig behandeld in de *“Haalbaarheidsstudie Demonstratieproject Near Shore Windpark, Deelstudie Techniek”*. Deze evaluatie alsmede de *“Projectnotitie Quick scan ten behoeve van MER Near Shore Windpark”* is gebaseerd op deze haalbaarheidsstudie uit 1997. Tijdens de periode die sinds de publikatie van de haalbaarheidsstudie is verstreken is er tevens meer zicht gekomen op de uiteindelijk, commercieel beschikbare windturbines. Vele leveranciers zijn momenteel bezig met de ontwikkeling van specifiek voor offshore geschikte windturbines.

De ontwikkeling wijst erop dat de windturbines die op het moment van realisatie zullen worden aangeboden door de leveranciers een groter type turbine betreffen. Vanwege het feit dat de kenmerken van deze turbines nog onbekend zijn en dat er nog geen ervaring mee is opgedaan is het niet mogelijk nu een kwantitatieve uitspraak te doen omtrent de uiteindelijk te realiseren kWh-prijs op basis van grotere windturbines voor dit Near Shore Windpark. Wel is er in de Quick Scan een kwalitatieve analyse uitgevoerd naar de toepassing van deze windturbines. Hieruit blijkt dat de kWh-prijs zal dalen bij de toepassing van grotere windturbines bij een gelijk blijvend totaal vermogen (100 MWe).

De volgende aspecten hebben invloed op de uiteindelijk te realiseren kWh-prijs indien grotere windturbines worden toegepast:

- Ashoogte van de windturbine: door het grotere windturbine ontwerp is de rotordiameter van de turbine tevens groter. Tussen de rotortip en de zee is rekening gehouden met een bepaalde afstand, zodat de rotortip niet wordt geraakt door zeewaterspetters. De afstand is bepaald door uit te gaan van de LAT-waarde rekening houdend met hogere waterstanden, voorkomende golven en hoogte van waterspetters. Deze afstand is in principe gelijk aan de afstand bij de 1 MWe turbine.
- Windsnelheid en parkopbrengst: omdat de ashoogte van de windturbine hoger ligt zal de gemiddelde windsnelheid tevens hoger zijn en daarmee de windopbrengst. Uit tabel 1 blijkt dat de windsnelheid op 60 meter ongeveer 0,1 m/s hoger is. Als er van wordt uitgegaan dat de PV-kromme voor de 1,5 MWe windturbine dezelfde vorm heeft als de 1 MWe turbine dan is de opbrengst ongeveer 2% hoger.
- Ondersteuningsconstructie en Installatiekosten: De ondersteuningsconstructie voor een 1,5 MWe windturbine zal zowel zwaarder als hoger zijn als die van de 1 MWe windturbine. Dit betekent dat de constructie duurder is. Ook het installeren van de constructie zal duurder zijn. Het laatste wordt veroorzaakt door onder andere zwaarder heigereedschap. Voor de toepassing van de 1,5 MWe windturbines op de diepe locaties zal zelfs heigereedschap moeten worden toegepast dat momenteel nog niet beschikbaar is. De verwachting is wel dat de vaartuigen die zijn voorzien voor plaatsing van de 1,0 MWe windturbines en monopalen kunnen worden gebruikt. Indien tijdens een latere detailontwerp fase zal blijken dat dit niet het geval is moet worden overgestapt naar grotere installatie vaartuigen die tevens duurder zijn.
- Totaal aantal te plaatsen windturbines: de belangrijkste invloed op de economische haalbaarheid is het aantal turbines dat voor een bepaald parkvermogen geïnstalleerd moet worden. In geval van 1,5 MWe windturbines volstaat het om 67 windturbines te plaatsen bij een parkvermogen van 100 MWe. De daling in de totaalinvestering zal ongeveer 4% bedragen. Hierdoor daalt de kWh-prijs met ongeveer 3,5%.

Met name de verlaging van het aantal turbines, met hieraan verbonden een reductie in de kosten verbonden aan het installeren van de ondersteuningsconstructies, dragen bij aan een verwachte verlaging van de kWh-prijs. Ook de hogere windsnelheid op 60 meter resulteert in een hogere parkopbrengst. Daarentegen zijn de kosten voor de ondersteuningsconstructie en de installatie ervan hoger.

Een kwantitatieve uitspraak over het effect van grotere turbines op de kWh-prijs kan pas gegeven worden als een daar op aangepast ontwerp van de ondersteuningsconstructie beschikbaar is. Dit kan echter alleen indien de ontwerpen van de windturbine bekend zijn. Een eerste schatting geeft aan dat de kWh-prijs bij toepassing van een 1,5 MWe windturbine in vergelijking met een 1 MWe windturbine de kWh-prijs zal dalen met 2 tot 5%.

De verwachting is dat de huidige uitspraak omtrent de maximale waterdiepte waarbij een windpark op monopaal fundering kan worden geïnstalleerd (15 meter) tevens geldt voor toepassing van bijvoorbeeld een 1,5 MWe tot 2,0 MWe windturbine. Een nadere verificatie van deze uitspraak op het moment dat de windturbine ontwerpen beschikbaar zijn is noodzakelijk.

Tevens zijn de kosten voor onderhoud en bediening van een windpark van 1,5 MWe windturbines niet op basis van faalstatistieken te herleiden. Hiervoor dient minimaal een aantal jaar met diverse windturbines ervaring te zijn opgedaan voor een gedegen uitspraak.

4. CONCLUSIES

In deze projectnotitie is voor een zestal locaties een berekening gemaakt van de investeringen, de kosten voor onderhoud en bediening en de elektrische opbrengst. Met behulp van een eenvoudig economisch model zijn deze parameters omgerekend in een kWh-kostprijs.

Op deze wijze ontstaat een duidelijk inzicht in de verschillen tussen de zes locaties en is het mogelijk een voorkeurslocatie aan te wijzen. In principe is de resulterende kWh-kostprijs te herleiden tot locatie afhankelijke parameters.

4.1 Rangorde van de locaties

Op basis van deze evaluatie is de volgende rangorde gemaakt tussen de zes locaties:

Rangorde locaties	
1. Meest interessant	IJmuiden-Oost
2.	Zandvoort-Oost
3.	Egmond
4.	IJmuiden-West
5. ↓	Katwijk
6. Minst interessant	Zandvoort-West

In het algemeen zijn de volgende twee redenen aan te geven voor deze rangorde:

- In de eerste plaats blijkt dat locaties verder gelegen van de kust weliswaar een hogere elektrische opbrengst hebben maar tevens een hogere kWh-kostprijs. Dit wordt veroorzaakt door de hogere investering en kosten bij een windpark verder uit de kust.
- In de tweede plaats is de technisch en economische haalbaarheid van de locaties, gelegen in een gebied waarbij het water dieper is dan 15 meter, onduidelijk. Met name de toepassing van de monopaal fundatie in water dieper dan 15 meter is onzeker. Wellicht zijn hiervoor technische oplossingen mogelijk maar deze zullen vooral de economische haalbaarheid negatief beïnvloeden. Derhalve is, tevens in de quick scan aangegeven, het *onverstandig om momenteel een dergelijke locatie te kiezen*.

In het bijzonder staat hieronder per locatie aangegeven wat vanuit technisch economische invalshoek de reden is voor de genoemde rangorde.

1. Het meest aantrekkelijke alternatief is 'IJmuiden-Oost'. Zoals gesteld in de "Projectnotitie Quick scan ten behoeve van MER Near Shore Windpark" is het in deze fase van het project onverstandig een locatie te kiezen waarbij het water dieper is dan 15 meter. Tevens blijkt dat de meeropbrengst van een windpark verder uit de kust niet opweegt tegen de meerkosten.

2. De locatie die volgt na 'IJmuiden-Oost' is 'Zandvoort-Oost'. De opbrengst van beide locaties is gelijk. Het verschil in kWh-prijs is zeer gering en wordt veroorzaakt door de iets hogere investeringskosten voor 'Zandvoort-Oost' vanwege de iets grotere waterdiepte en afstand tot het netinpassingspunt.
3. De derde locatie betreft *Egmond*. Deze locatie is gelegen in een gebied waarbinnen het water dieper is dan 15 meter. Naar aanleiding van een evaluatie van de bodeminstabiliteit op deze locatie door Alkyon is gebleken dat de zandgolven in dit specifieke gebied kleiner zijn dan op de andere locaties. Dit betekent dat de maximale diepte eis van 15 meter kan worden verlaten. De maximale diepte eis voor deze locatie wordt door deze wijziging 15,5 meter zodat Egmond in principe voldoet. De produktie kosten per kWh zijn hoger dan voor de locaties IJmuiden-Oost en Zandvoort-Oost. Dit komt door de grotere afstand van deze locatie tot het netinpassingspunt alsmede de hogere kosten verbonden met installatie en onderhoud en bediening door de grotere afstand tot de haven.
4. De vierde locatie betreft 'IJmuiden-West'. Het is verstandig om deze locatie in relatie te zien met 'IJmuiden-Oost'. Als de locaties 'IJmuiden-Oost' en 'IJmuiden-West' als één locatie worden beschouwd, is het mogelijk om in een latere projectfase te onderzoeken of het inderdaad mogelijk is een windpark te realiseren in een waterdiepte van meer dan 15 meter. Ook bij 'IJmuiden-West' geldt dat vanwege de hogere gemiddelde windsnelheid de locatie geschikter is dan 'Zandvoort-West'.
5. De vijfde locatie is Katwijk. Deze locatie is gelegen in een gebied waarbinnen het water dieper is dan 15 meter. Dit betekent dat er nu nog onvoldoende kennis beschikbaar is om te beoordelen of het mogelijk is om binnen de gestelde technische en economische randvoorwaarden een windpark te realiseren. Keuze van deze locatie kan daarom betekenen dat in de uitvoeringsfase van het project technische en economische problemen ontstaan. In deze fase van het project, en gezien het feit dat het een demonstratieproject betreft, is het onverstandig deze locatie te selecteren. Met name vanwege het grote gebrek aan ervaring en specifieke locatie afhankelijke gegevens is het niet op voorhand te zeggen of op deze locatie een technisch en economisch verantwoord windpark kan worden gerealiseerd.
6. De laatste en minst interessante locatie betreft 'Zandvoort-West'. Voor deze locatie geldt dezelfde onderbouwing als voor 'IJmuiden-West'. Indien beide Zandvoort locaties als één locatie worden beschouwd blijft de mogelijkheid geopend om tijdens realisatie uit te wijken naar 'Zandvoort-Oost' als blijkt dat er technisch/economische problemen ontstaan bij de diepe Zandvoort locatie. In het algemeen geldt dat de beide IJmuiden locaties gunstiger zijn dan de Zandvoort locaties vanwege een iets geringere waterdiepte en een kortere afstand tot het netinpassingspunt.

4.2 Ontwikkeling offshore windturbines

Zoals opgemerkt in hoofdstuk 3.6 zijn momenteel diverse windturbine leveranciers bezig met de ontwikkeling van speciaal voor offshore toepassing ontworpen windturbines. De indicatie is dat deze windturbines groter zullen zijn dan de eerder aangenomen 1 MWe.

Van de toepassing van een 1,5 MWe windturbine voor een 100 MWe windpark is een globale indicatie gegeven wat de invloed is op de kWh-prijs (ongeveer 2 tot 5%). Deze uitspraak dient in een latere fase te worden geverifieerd als de windturbineontwerpen beschikbaar zijn. Op basis hiervan kan vervolgens een ondersteuningsconstructie worden ontworpen.

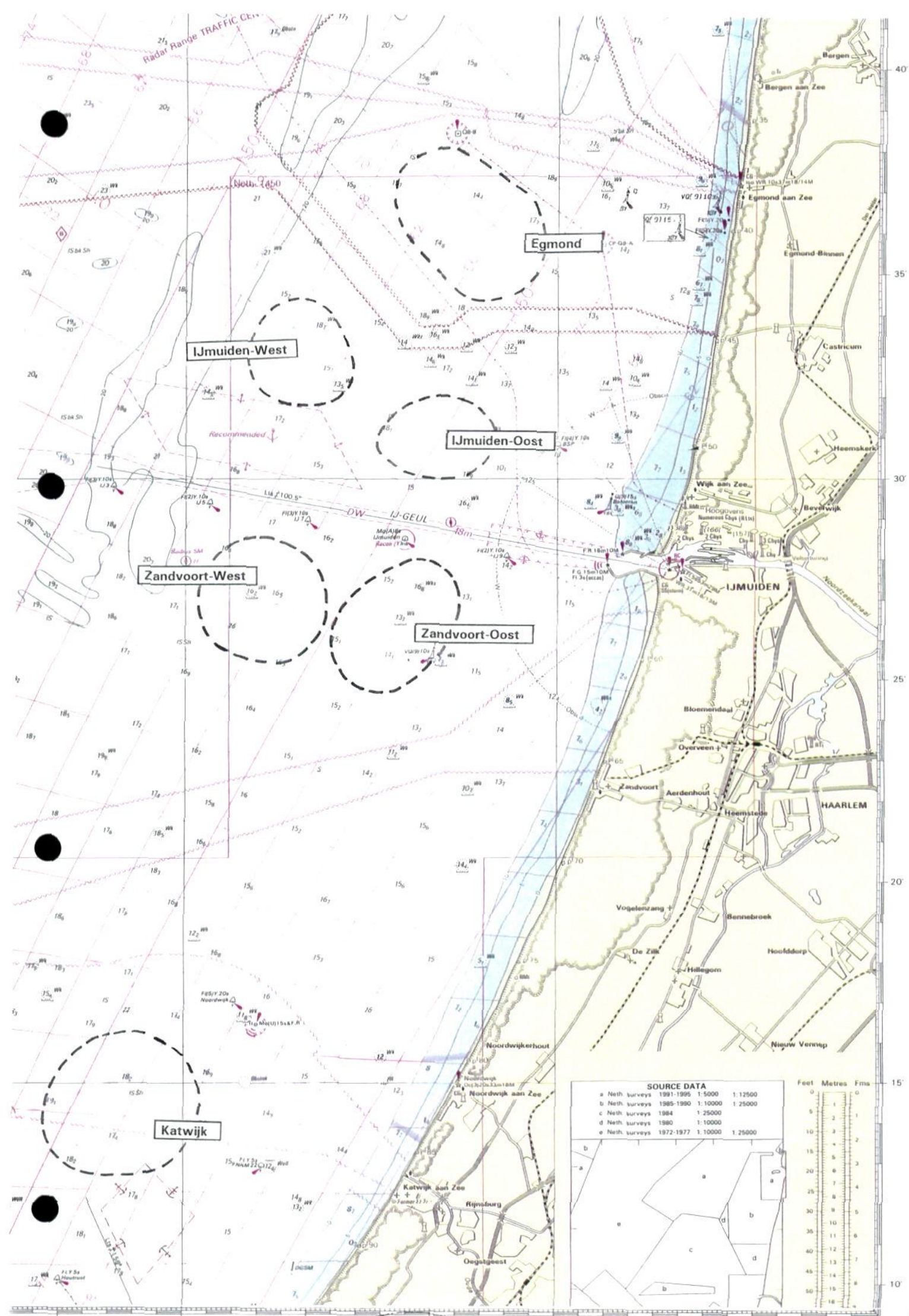
5. BRONNEN

Onderstaande tabel geeft per onderwerp een overzicht van de informatiebronnen die gehanteerd zijn.

Onderwerp		Bron
Fundering	Kosten als functie van waterdiepte	Stork Engineers & Contractors Schieburg
	Maximale waterdiepte monopaal	Stork Engineers & Contractors Schieburg
	Maximale diepte als functie van turbine vermogen	Stork Engineers & Contractors Schieburg
Installatie	Installatiekosten als functie van waterdiepte	Stork Engineers & Contractors Schieburg
	Maximale waterdiepte voor Near Shore installatie vaartuigen	Stork Engineers & Contractors Schieburg Smit maritieme contractors
	Maximale afstand tot haven voor Near Shore installatie vaartuigen	Stork Engineers & Contractors Schieburg Smit maritieme contractors
	Kabellegkosten als functie van waterdiepte	Stork Engineering Consultancy Haalbaarheidsstudie Near Shore Wind Smit maritieme contractors
	Aanlandingskosten als functie van afstand tot netinpassingspunt	Stork Engineering Consultancy Haalbaarheidsstudie Near Shore Wind Smit maritieme contractors
	Maximale aanlegdiepte NSW turbines, locatie Egmond, memo d.d. 28 september 1999	Alkyon, Hydraulic Consultancy & Research
Onderhoud	Kosten als functie van afstand tot haven	Stork Engineering Consultancy Haalbaarheidsstudie Near Shore Wind
Windaanbod	Gemiddelde windsnelheid op de zes locaties	Rapport: MER Near Shore, Windaanbod, kenmerk: E667/JCo, 20 april 1999, Ecofys
Opbrengst	PV curve	Stork Engineering Consultancy Haalbaarheidsstudie Near Shore Wind
Review	Verslag review Quick Scan van de heren Vugts en Verruijt	Review Quick Scan Techniek en Economie ten behoeve van het MER NSW, april 1999, Haskoning

Stork Engineering Consultancy B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte of toekomstige gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

De inhoud van dit rapport mag aan derden niet anders dan als één geheel worden ontsloten, voorzien van genoemde aanduidingen met betrekking tot auteursrechten en aansprakelijkheid.



**E. WATERDIEPTEBEGRENZINGEN AAN DE TOEPASSING VAN EEN MONOPAAL
VOOR HET NEAR SHORE WINDPARKVOOR DE NEDERLANDSE KUST**

Prof. dr. ir. J.H. Vugts en Prof. dr. ir. A. Verruijt., 1999

Waterdiepte begrenzingen aan de toepassing van een monopaal voor het Near Shore Windpark voor de Nederlandse kust

Prof. dr. ir. J.H. Vugts
Prof. dr. ir. A. Verruijt

Verslag van een review van het Quick Scan rapport van Stork Engineering Consultancy B.V. De review is uitgevoerd op verzoek van Haskoning in het kader van het MER NSW. Dit verslag vervangt de voorlopige evaluatie met bijlagen (Rev. 0 van 15-03-1999), die hiermee vervallen is.

Conclusies

- a) De turbine en de ondersteuningsconstructie moeten nauwkeurig op elkaar worden afgestemd. De ondersteuningsconstructie (toren plus fundering) dient als één geheel te worden ontworpen.
- b) Het ontwerp van de ondersteuningsconstructie zal vrijwel zeker bepaald worden door het dynamisch gedrag en de vermoeiing van de constructie. Daarom is stijfheid belangrijker dan sterkte.
- c) De monopaal is een goed bruikbaar en waarschijnlijk het meest economische concept voor een ondersteuningsconstructie in waterdiepten tussen ca. 5 en ca. 20 m.
- d) Voor waterdieptes van 15-20 m lijkt een stijve monopaal niet haalbaar te zijn, terwijl het twijfelachtig is of een zg. 'soft-stiff' monopaal op een praktische manier te verwezenlijken is. De reviewers vragen zich verder af of de keuze voor een 'soft-stiff' monopaal verstandig zou zijn. Een 'soft-soft' monopaal zal waarschijnlijk het meest realistische uitgangspunt zijn.
- e) Harde uitspraken over de maximaal toelaatbare waterdiepte voor een monopaal zijn niet mogelijk. Voor de afronding van het MER en een keuze van locatie(s) voor het NSW zijn er twee opties: uitgaan van de nu beschikbare informatie, of eerst aanzienlijk verder en diepgaander technisch en economisch onderzoek doen.

In het eerste geval zal het verstandig zijn om locaties te kiezen waarbinnen het mogelijk is met het windpark te schuiven en de definitieve locatie pas te bepalen in een veel later stadium als er aanzienlijk meer werk gedaan is en veel meer gedetailleerde gegevens beschikbaar zijn. Een nominale waterdiepte van 15 m voor de keuze van locaties lijkt daarbij een goede uitgangswaarde.

In het tweede geval kunnen er concretere uitspraken over een eventuele begrenzing van de waterdiepte worden verwacht, al zullen ook dan harde uitspraken nog steeds niet mogelijk zijn.

De reviewers achten de eerste optie de beste.

Algemene opmerkingen

1. Er zijn zelden harde technische grenzen aan te geven voor de toepassing van een concept bij veranderende omstandigheden. Grenzen worden doorgaans bepaald door economische factoren, of door een sterke toename van de onzekerheid als men te ver buiten het ervaringsgebied gaat. Dit laatste punt is uiteindelijk ook nog vaak te herleiden tot een economische beslissing.
2. Technische factoren hebben doorgaans wel een grote invloed op de economische haalbaarheid van een concept. Daarbij spelen twee omstandigheden vaak een bijzondere rol:
 - ontwerpgrootheden die in hun relatie met onafhankelijk parameters exponentieel toenemen;
 - ontwerpgrootheden die in hun relatie met onafhankelijk parameters een discontinuïteit vertonen (bijv. in verband met grenzen aan de afmetingen van bouwplaatsen of de capaciteit van installatiematerieel).

Review van het Quick Scan rapport van Stork Engineering Consultancy B.V. [1]

3. Het Quick Scan rapport geeft een beknopt overzicht van de technische en economische aspecten van het beoogde Near Shore Windpark (NSW) in verband met de keuze van een aantal mogelijke locaties. Het rapport is gebaseerd op de eerder uitgevoerde haalbaarheidsstudie voor het NSW, tezamen met andere binnen Stork aanwezige kennis en door Stork gedane aannamen.
4. In het algemeen kunnen de reviewers zich met de inhoud van het Quick Scan rapport verenigen. Er wordt echter weinig materiaal aangedragen op grond waarvan een onafhankelijk oordeel over de technische en economische aspecten van het NSW kan worden gebaseerd. De trends van de aangegeven relaties lijken realistisch, maar zonder verdere onderbouwing zijn ze kwantitatief niet te beoordelen. Dit geldt onverminderd voor de specifieke vraag van Haskoning met betrekking tot een eventuele begrenzing van de waterdiepte voor de toepassing van een monopaal; zie verder de punten 8-15.
5. De offshore installatie van de ondersteuningsconstructie en de turbine met rotor is een belangrijke kostenfactor. In de haalbaarheidsstudie [2] is de installatie gebaseerd op het gebruik van installatiematerieel van Smit International, dat beperkingen heeft in zijn toepasbaarheid. De grenzen worden vooral bepaald door de volgende twee factoren: (1) de vereiste hijshoogte in verband met de lengte van zowel de funderingspaal als de toren met turbine en rotor, en (2) het installeren van de funderingspaal met grote diameter. In een onderdeel van de haalbaarheidsstudie heeft Smit Engineering aangetoond dat het beoogde installatiematerieel (LM Balder en Taklift 6) met vertrouwen kan worden ingezet tot een waterdiepte van ca. 20 m en een diameter van de funderingspaal tot 4 m.
Er is geen ervaring met het intrillen/inheien van palen met grotere diameter dan 4 m en er bestaat twijfel of dit met de beschikbare heihamers wel mogelijk is. Er dient daarom van een maximale diameter van 4 m van de funderingspaal te worden uitgegaan.
De vereiste hijshoogte neemt toe met de waterdiepte maar vormt (binnen praktische grenzen) geen technische beperking. Voor een waterdiepte groter dan 20 m kan nog een andere drijvende bok van Smit ingezet worden, die dan echter van buiten Europa gemobiliseerd moet worden wat kostenverhogend werkt. Verder vormt het materieel van Smit de ondergrens van het beschikbare offshore installatiematerieel. Indien zwaarder materieel van typische offshore aannemers als Seaway Heavy Lifting of Heerema ingezet moet worden zullen de kosten zeer aanzienlijk toenemen.
De sprongfunctie die hierdoor optreedt in de installatiekosten is weergegeven in figuur 3 van het Quick Scan rapport. Dat is geheel volgens de verwachting van de reviewers; de grootte van de sprong is echter niet onafhankelijk te beoordelen.

6. Een andere belangrijke kostenfactor is de toepasbaarheid van de monopaal als ondersteuningsconstructie voor de windturbine. Zowel in het Quick Scan rapport [1] als in andere studies [3] wordt een waterdiepte van ca. 20 m als bovengrens voor de toepasbaarheid van een monopaal gezien. Andere concepten zijn technisch heel goed mogelijk, maar ongetwijfeld aanmerkelijk duurder, zodat ook hier een sprongfunctie optreedt in de kosten; zie figuur 1 van het Quick Scan rapport. De reviewers zijn het hiermee eens, maar kunnen de grootte van de sprong opnieuw niet onafhankelijk beoordelen.
7. Op grond van het bovenstaande onderschrijven de reviewers een bovengrens van ca. 20 m waterdiepte voor de toepasbaarheid van een monopaal. Deze grens zal in de eerste plaats van economische aard zijn, maar wordt sterk bepaald door de kosten die verbonden zijn aan het vinden van oplossingen voor de technische problemen die zich rond deze grens zullen voordoen.

Nader onderzoek door en op initiatief van de reviewers

8. Haskoning heeft de specifieke vraag gesteld of er meer stringente beperkingen aan de waterdiepte voor de toepasbaarheid van een monopaal moeten worden gesteld. Daarom hebben de reviewers de Deelstudie Techniek van de haalbaarheidsstudie [2] opgevraagd om meer inzicht te krijgen in de technische aspecten van het voorlopige ontwerp van de monopaal. Daarbij hebben zij vooral gekeken naar het werk dat gedaan is voor de locatie IJmuiden bij een nominale waterdiepte van 15 m. Hun bevindingen en kanttekeningen hierbij worden in onderstaande punten samengevat.
9. In de haalbaarheidsstudie is niet van een bepaalde turbine uitgegaan. Er is gekozen voor een 'generieke' turbine, gebaseerd op de informatie van drie Nederlandse turbinefabrikanten voor turbines met zeer verschillende eigenschappen. De ondersteuningsconstructie lijkt ontworpen te zijn op sterkte-eisen in stormcondities, volgens de gebruikelijke ontwerppraktijk voor offshore constructies voor de olie- en gasindustrie. Vervolgens is de eigen frequentie van dit ontwerp bepaald en is het te verwachten lange termijn gedrag met betrekking tot vermoeiing benaderd.

Deze aanpak is vrijwel zeker onvoldoende, omdat het dynamische gedrag en daarmee de stijfheid en niet sterkte van de constructie bepalend zal zijn voor het ontwerp. Aan de dynamica van de constructie is onvoldoende aandacht besteed, al realiseren de reviewers zich dat hieraan zonder een bepaalde turbine te kiezen slechts in beperkte mate recht kan worden gedaan.

Dat sterkte niet bepalend zal zijn wordt verder ondersteund door het feit dat er goede redenen zijn om te veronderstellen dat de conventionele ontwerppraktijk voor offshore constructies tot (te) conservatieve schattingen voor de extreme hydrodynamische belasting leidt.

De gevolgde methode om vermoeiing (bij een verondersteld quasi-statisch gedrag van de constructie) te benaderen is ondoorzichtig en moeilijk te beoordelen.

Dynamica en vermoeiing zullen naar alle waarschijnlijkheid doorslaggevende aspecten voor het ontwerp van de ondersteuningsconstructie worden. Daaraan zal grote aandacht moeten worden besteed; zie ook punt 13.
10. De ervaringen opgedaan in het Opti-OWECS project [3] wijzen er ondubbelzinnig op dat een technische en economische optimalisatie voor een offshore windpark essentieel is. Het windpark zal daarom als een geïntegreerd systeem ontworpen moeten worden. Voor de componenten turbine en ondersteuningsconstructie betekent dit dat die nauwkeurig op elkaar moeten worden afgestemd. Bij het ontwerp van de ondersteuningsconstructie voor een windturbine dient derhalve specifiek rekening te worden gehouden met:
 - de locatie afhankelijke omstandigheden (waterdiepte, wind- en golfklimaat, grondgesteldheid)
 - het type, de configuratie van de constructie (bijv. de mate van onzekerheid in het voorspeld gedrag, de gevoeligheid voor schade en de inherente veiligheidsaspecten van het type)

- de eigenschappen van de windturbine die boven op de constructie wordt geplaatst, met name in verband met de invloed van de turbine op het dynamisch en vermoeiingsgedrag van de constructie.

Aan dit laatste punt is tot op heden (te) weinig aandacht besteed. Het ontwerpen van een ondersteuningsconstructie voor een 'generieke' turbine, waarvan de precieze eigenschappen pas later zullen worden bepaald, is niet mogelijk. In het rapport 'Ontwikkeling van de technologie' [4], dat in opdracht van Novem en onder redactie van het Instituut voor Windenergie is opgesteld, wordt de huidige kennis en ervaring duidelijk en overzichtelijk samengevat. De stand van de techniek wordt geïnventariseerd, knelpunten en kennislacunes worden in kaart gebracht, en de trend voor de komende 10 jaar wordt geanalyseerd. Ten tijde van de haalbaarheidsstudie was dit rapport nog niet beschikbaar, maar met zijn vele waardevolle en behartenswaardige opmerkingen en aanbevelingen dient bij de realisatie van het NSW beslist rekening te worden gehouden.

11. Met in achtneming van de punten 9 en 10 stellen de reviewers de volgende uitgangspunten vast voor het ontwerp van de ondersteuningsconstructie:

- Voor een waterdiepte bereik van ca. 5m tot ca. 20 m is een monopaal een goed bruikbaar en waarschijnlijk het meest economische concept.
- De ondersteuningsconstructie bestaande uit de toren (boven de zeebodem) en de funderingspaal (in de grond) dient als één geheel te worden behandeld.
- Er kan geen ontwerp worden gemaakt als de turbine niet bekend is. Zonder keuze voor de turbine kunnen wel parameterstudies gedaan worden die een redelijk inzicht in de te verwachten afmetingen van de monopaal geven; zie verder punt 13 en bijlage 1.
- De keuze voor een 'soft-stiff' constructie, die in de haalbaarheidsstudie is gedaan, dient kritisch te worden (her)overwogen; zie ook punt 13. Bij een 'soft-stiff' constructie moet de eigen frequentie van de constructie tussen betrekkelijk nauwe (absolute) grenzen liggen. De onzekerheidsmarge in de bepaling van de eigen frequentie van de ondersteuningsconstructie is echter groot. Dit geldt voor de bijdrage van de toren zelf, maar zeker ook voor die van de fundering. Onzekerheid bij de bepaling van de feitelijke mechanische eigenschappen van de grond, alsmede variaties in die eigenschappen en de waterdiepte binnen het park kunnen gemakkelijk tot dusdanige variaties in de eigen frequenties van de individuele constructies leiden dat sommige zullen voldoen en andere onplezierige of zelfs schadelijke resonantie verschijnselen kunnen vertonen.
- De funderingspaal zal zo stijf mogelijk dienen te zijn om zijn invloed op de eigen frequentie van de ondersteuningsconstructie zo klein mogelijk te houden. Een andere reden hiervoor is dat de uitwijking van de toren onder invloed van statische golf- en windbelasting beperkt moet blijven; zie verder punt 14 en bijlage 2.
- De diameter van de toren is gelijk aan of kleiner dan de diameter van de funderingspaal. Een zo klein mogelijke diameter in de waterkolom is daarbij wenselijk, met name rondom de waterlijn omdat de wisselende belasting door golven daar het grootst is.

12. De eigen frequentie van de ondersteuningsconstructie wordt bepaald door de toren boven de zeebodem en de funderingspaal in de grond. Een bovengrens voor de eigen frequentie kan worden berekend door de toren aan de zeebodem als ingeklemd te beschouwen. Door de flexibiliteit van de funderingspaal in de grond zal de eigen frequentie van de ondersteuningsconstructie echter ca. 5 tot 30 % lager uitvallen dan die van de ingeklemde toren. Voor de ingeklemde toren zijn de belangrijkste parameters de stijfheid tegen buiging en de massa van de gondel aan de top. Volgens bijlage 1 wordt de stijfheid vrijwel geheel bepaald door de diameter van de toren; de wanddikte heeft daarop nauwelijks invloed.

Bijlage 1 geeft inzicht in de invloed van de verschillende parameters op de eigen frequentie:

- Als er ontworpen moet worden voor een gewenste eigen frequentie dan neemt de vereiste diameter van de toren met het kwadraat van de lengte boven de bodem toe.
- Het verband tussen eigen frequentie en diameter is bij dezelfde lengte van de toren ongeveer lineair.

- Bij een grotere topmassa (zwaardere turbine) neemt de eigen frequentie af met een factor die ligt tussen 1.0 en de wortel uit de parameter α , dat is de verhouding van de topmassa tot de massa van de toren.
13. Op grond van het gestelde in de punten 11 en 12 zijn een aantal globale berekeningen gemaakt van de vereiste diameter van een ingeklemde toren als functie van de waterdiepte (LAT); zie de figuren 1 en 2. Daarbij is uitgegaan van een ashoogte van 45 m boven het stil waterniveau, zoals in de haalbaarheidsstudie; dat is ca. 47 m boven LAT (Lowest Astronomical Tide). Zoals eerder opgemerkt is de eigen frequentie van een ingeklemde toren een bovengrens en de diameter dus een ondergrens. Grotere flexibiliteit van de monopaal constructie zelf of van de fundering zal gecompenseerd moeten worden door een grotere diameter.
- Figuur 1 geldt voor een topmassa van 50 ton en figuur 2 voor een topmassa van 75 ton (beide getallen komen uit de haalbaarheidsstudie). De andere variabele is in beide figuren de gewenste eigen periode (één gedeeld door de gewenste frequentie). Het onderste deel van de figuren geeft de waarde van de parameter α , de verhouding van de topmassa tot de massa van de toren voor een aangenomen wanddikte van 40 mm.
- De frequentie waarmee de bladen van de rotor de toren passeren en deze aanstoten is $(n) \cdot (rpm) / 60$ Hz, waarin n het aantal bladen van de rotor en rpm het aantal toeren per minuut is. Voor een nominaal toerental van ongeveer $rpm = 30$ (eveneens uit de haalbaarheidsstudie) is de basisfrequentie 0.5 Hz, en de frequentie waarmee de bladen de toren passeren 1 Hz bij een tweebladige en 1.5 Hz bij een driebladige rotor. De eigen frequentie van de constructie zou dus aan de volgende eisen moeten voldoen voor respectievelijk een 'stiff', een 'soft-stiff' en een 'soft-soft' oplossing:

	$rpm = 30$ tweebladige rotor		$rpm = 30$ driebladige rotor	
'stiff'	$f > 1.0$ Hz	$T < 1.0$ s	$f > 1.5$ Hz	$T < 0.67$ s
'soft-stiff'	$0.50 < f < 1.0$ Hz	$1.0 < T < 2.0$ s	$0.50 < f < 1.5$ Hz	$0.67 < T < 2$ s
'soft-soft'	$f < 0.50$ Hz	$T > 2.0$ s	$f < 0.50$ Hz	$T > 2.0$ s

Voor andere toerentallen, ashoogtes en torens met een diameter en wanddikte die verlopen over de hoogte gelden andere berekeningen. Niettemin lijkt het gerechtvaardigd om uit deze frequenties en de figuren 1 en 2 de volgende conclusies te trekken voor waterdieptes tussen 10 en 20 m:

- Een stijve constructie is niet haalbaar.
- Een 'soft-stiff' constructie is slechts haalbaar tot hooguit 16 m voor een turbine met een massa van 50 ton en tot hooguit 12 m voor een turbine van 75 ton.
- Het meest waarschijnlijk is, dat gekozen zal moeten worden voor een 'soft-soft' constructie, wat geheel nieuwe eisen stelt aan het ontwerp van de ondersteuningsconstructie, de dynamische analyse van constructie en turbine tezamen, en de vermoeiing.

Er wordt met nadruk op gewezen dat dit globale berekeningen zijn die slechts trends aangeven. Bovendien gaan ze uit van een turbine met een vast toerental van $rpm = 30$. Een 'stiff' of 'soft-stiff' monopaal zal alleen een realistische optie zijn voor een turbine met een belangrijk lager toerental.

14. De globale berekeningen van de stijfheid van de funderingsconstructie (zie bijlage 2) bevestigen dat voor grotere waterdiepten dan 15 á 20 meter de beschouwde constructie met een monopaal-fundering alleen al voor het opnemen van de horizontale belastingen bij storm tot zeer zware funderingspalen leidt. Voor een definitief ontwerp dient de respons van de funderingsconstructie mede in beschouwing te worden genomen, bij voorkeur met een numeriek model. De stijfheid van de fundering wordt vooral bepaald door de buigstijfheid (EI) van de paal, de inklemmingslengte, de sterkte van de bovenste grondlagen en in mindere mate de stijfheid van de grond. Daarbij is ook van groot belang de werkelijke hoogteligging van de bodem goed te kennen en te fixeren, bij voorkeur met een bodembescherming bestand tegen ontgronding. Dit vereist uiteraard ook inspectie en eventueel onderhoud in de gebruiksfase.

15. Op basis van de berekeningen uit bijlage 2 kan geconcludeerd worden dat de schijnbare inklemmingsdiepte van de funderingspaal waarschijnlijk 10 á 12 meter beneden de zeebodem ligt, bij het gekozen type fundering en de benodigde paaldiameter. Omdat bij grotere waterdiepten de benodigde inklemmingsdiepte ook toeneemt nemen de vervormingen bij een zelfde constructie meer dan lineair toe. Daarmee dient bij de dynamische berekeningen goed rekening te worden gehouden. Overigens kunnen numerieke berekeningen hierover voor een specifiek geval nauwkeurig uitsluitsel geven.

Overzicht van technische factoren die grenzen aan de waterdiepte kunnen stellen

16. Technische factoren die de maximaal haalbare waterdiepte voor een monopaal zullen beïnvloeden zijn:
- keuze van de turbine (toerental, aantal bladen)
 - ashoogte
 - massa van de volledig uitgeruste gondel
 - grondcondities
 - golf- en windklimaat ter plaatse
 - installatie materieel

Hoe verder?

17. Het MER heeft volgens zeggen de bedoeling om op grond van technische en economische overwegingen een keuze voor één of enkele locaties voor het NSW te doen. Uit het voorgaande zal duidelijk zijn dat het volgens de reviewers niet mogelijk is om op basis van de nu beschikbare gegevens een grens aan de waterdiepte te stellen. Er lijken twee opties te zijn om verder te gaan:
- (1) Het MER wordt afgerond en de keuze voor één of meer locaties wordt gemaakt op grond van de informatie in [1] en [2]. In dat geval zijn er nog heel veel onzekerheden en kan alleen een globale indicatie worden gegeven. Rond een waterdiepte van 20 m zijn er grote technische moeilijkheden voor een monopaal te verwachten, die een sterk negatieve invloed op de economische realiseerbaarheid van het NSW zullen hebben. Daarom zal het verstandig zijn om locaties te kiezen waarbinnen het mogelijk is met het windpark te schuiven en de definitieve locatie pas te bepalen in een veel later stadium als er aanzienlijk meer werk gedaan is en veel meer gedetailleerde gegevens beschikbaar zijn. Een nominale waterdiepte van 15 m voor de keuze van locaties lijkt daarbij een goede uitgangswaarde.
 - (2) De afronding van het MER en de locatiekeuze wordt uitgesteld tot de resultaten van verder en diepgaander technisch en economisch onderzoek bekend zijn. Om dit mogelijk te maken zal zeker eerst een keuze voor één of enkele kandidaat turbine(s) moeten worden gedaan. Als deze weg wordt gevolgd kunnen er concretere uitspraken over een eventuele begrenzing van de waterdiepte worden verwacht, al zullen ook dan harde uitspraken nog steeds niet mogelijk zijn.
De reviewers achten de eerste optie het beste.

Slotopmerking

18. De reviewers wijzen er nadrukkelijk op dat de waterdiepte in referenties [1] en [2] de laagste astronomische waterdiepte is (LAT). De gemiddelde waterdiepte voor de locatie IJmuiden is 1 tot 2 m groter, terwijl de ontwerpwaterdiepte in stormcondities zelfs 3 tot 4 m groter is. Voor offshore installatie werkzaamheden, alsmede voor normale operationele condities (met inbegrip van het dynamisch gedrag van de constructie en de mogelijke schade door vermoeiing) dient van de gemiddelde waterdiepte en niet van LAT te worden uitgegaan.

Geraadpleegde literatuur.

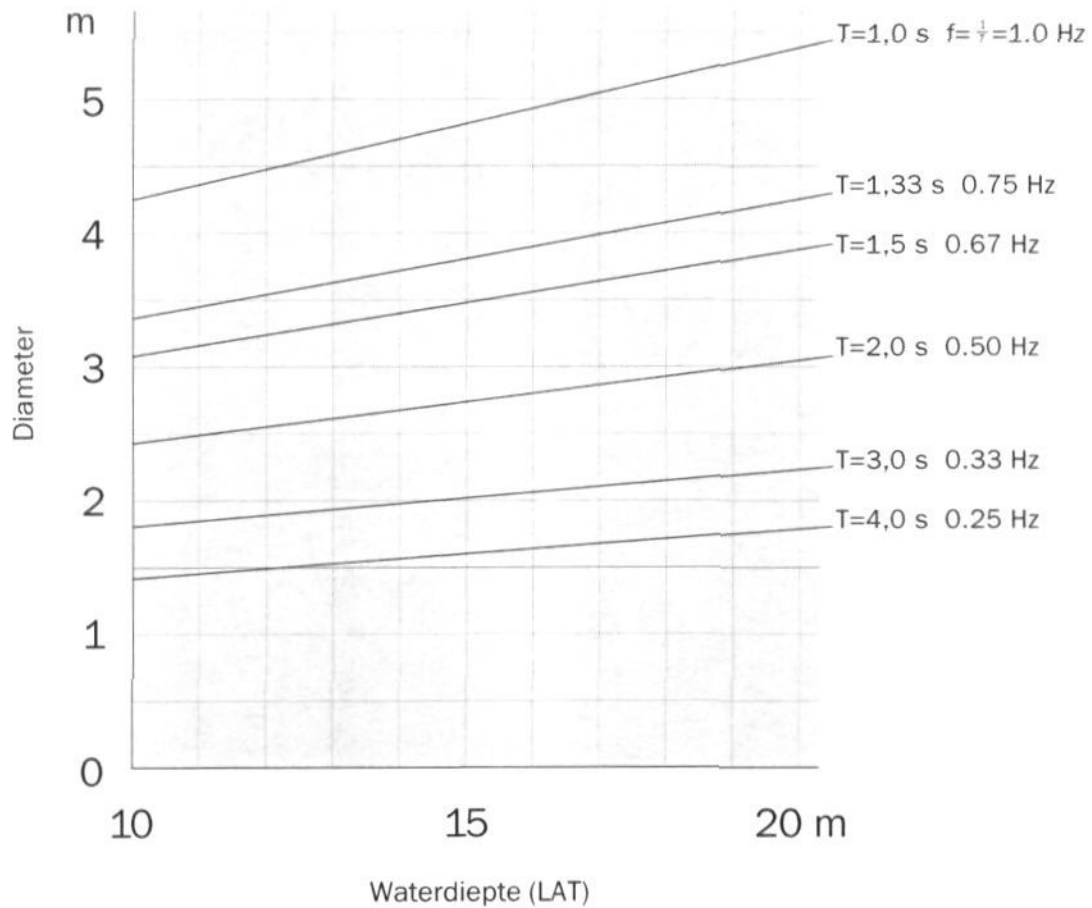
- [1] Stork Engineering Consultancy B.V., *Projectnotitie Quick Scan t.b.v. MER NSW*; document nr. 63199-SEC-001.
- [2] Stork Engineering Consultancy B.V., *Haalbaarheidstudie Demonstratieproject Near Shore Windpark, Deelstudie Techniek*; document nr. 61860-SEC-002; september 1997.
- [3] Opti-OWECS, EU Joule III Project JOR3-CT95-0087; Final Report, Volumes 0 to 5, August 1998.
- [4] Instituut voor Windenergie, *Ontwikkeling van de technologie*; onderdeel 2.2 van de Novem studie 'Plaatsingsplan Wind Buitengaats'; oktober 1998.

Figuren 1 en 2

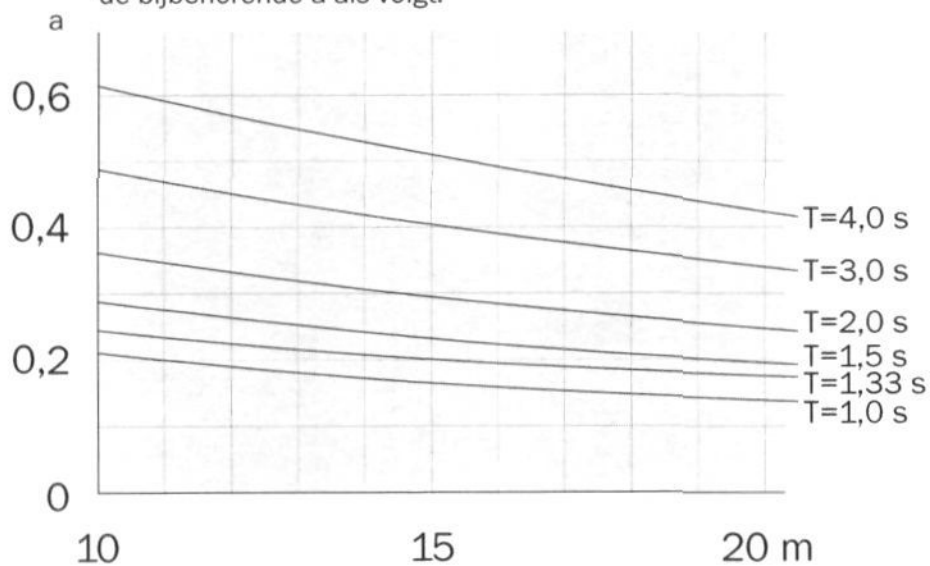
Bijlage 1: Dynamica van een monopaal, door J.H. Vugts

Bijlage 2: Laterally loaded pile, door A. Verruijt

Topmassa 50 ton
 Ashoogte boven stil water 45 m
 Stil water - LAT = 2 m
 ingeklemd op bodem

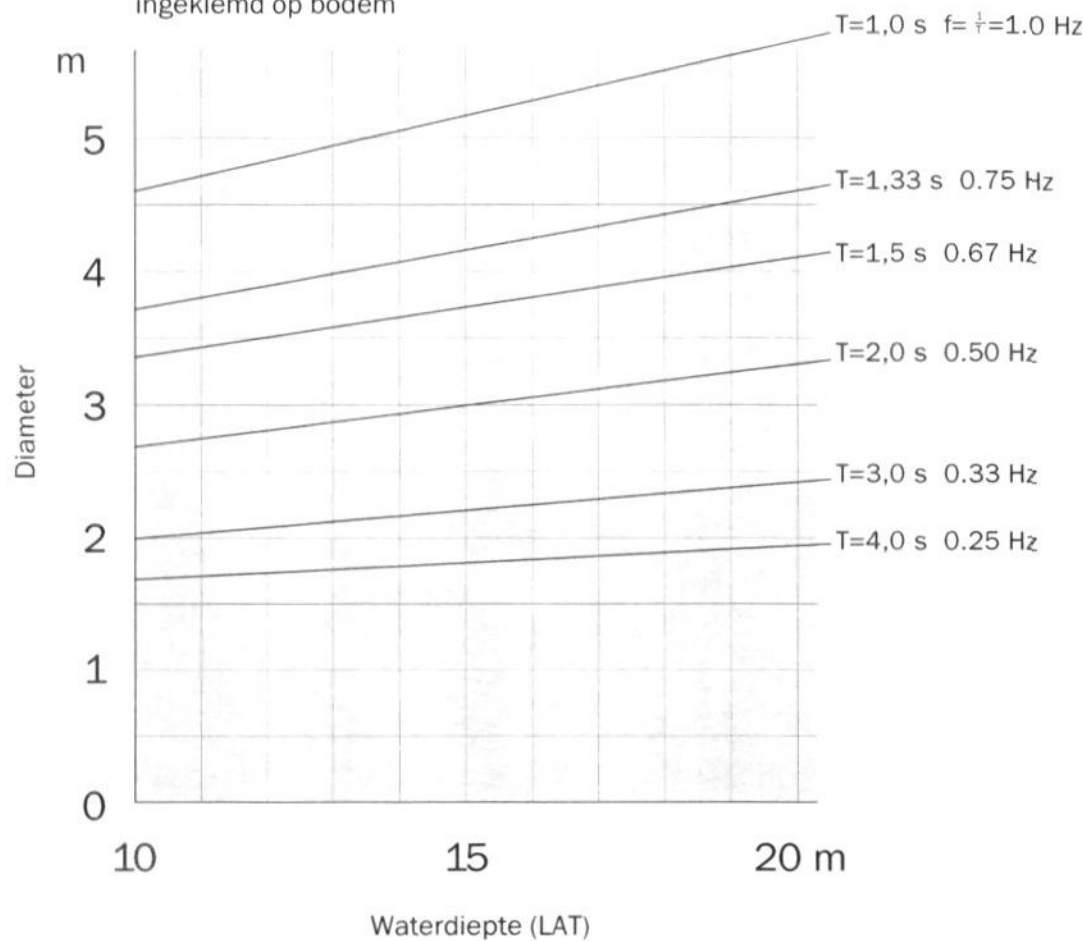


Voor aangenomen wanddikte van 0,04 m wordt de bijbehorende a als volgt:

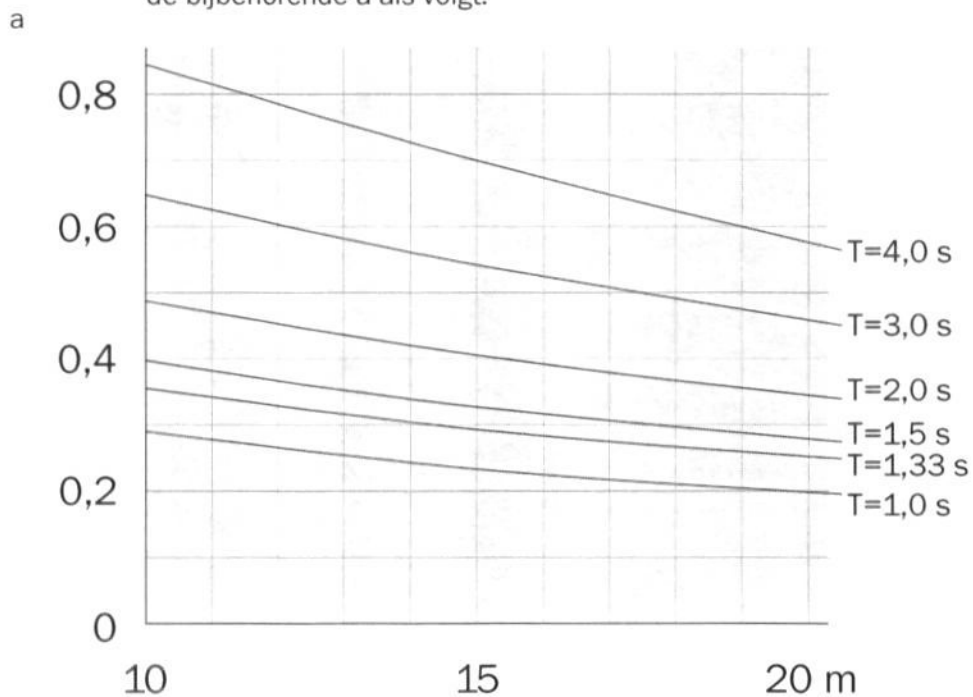


Figuur 1 Vereiste diameter voor een gewenste eigen periode/frequentie als functie van de waterdiepte

Topmassa 75 ton
 Ashoogte boven stil water 45 m
 Stil water - LAT = 2 m
 ingeklemd op bodem



Voor aangenomen wanddikte van 0,04 m wordt de bijbehorende a als volgt:



Figuur 2 Vereiste diameter voor een gewenste eigen periode/frequentie als functie van de waterdiepte