

April 2004

ECN-C--04-045



**Schatting van de kostenontwikkeling van offshore
windenergie in Nederland en de benodigde Rijksbijdrage
voor het behalen van 6.000 MW in 2020**

H.J. de Vries
E.J.W. van Sambeek

Verantwoording

Dit rapport is geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Dit rapport is geschreven onder het ECN raamwerkcontract 'Beleidsanalyses Duurzame Energie 2004', ECN-projectnummer 7.7597.01.01. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project en dit rapport is E.J.W. van Sambeek, telefoon: 0224-564227, e-mail: vansambeek@ecn.nl.

Dankbetuiging

Dit rapport is mede tot stand gekomen dankzij het constructieve commentaar van een aantal mensen. Dit zijn Jaap 't Hooft van Novem, Frits Verheij en Hans Cleijne van KEMA, Wil Kling van TenneT, Wim Stam, Sergio Herman, Ben Hendriks en Manuel de Noord van ECN Windenergie en Martin Scheepers en Theo de Lange van ECN Beleidsstudies.

Abstract

In this report the development of the cost of the production of electricity from offshore wind sources is explored. These cost developments are used to estimate the cost of the Dutch Government to fulfil its self-set target of 6,000 MW offshore wind energy capacity in 2020.

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN	4
LIJST VAN FIGUREN	4
SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	9
1.1 Offshore windenergie in een duurzame energiehuishouding	9
1.2 Vraagstelling	9
1.3 Benadering van het probleem	10
1.4 Leeswijzer	10
2. CONCLUSIE EN BESCHOUWING	11
3. METHODIEK	13
3.1 Terminologie: verplichtingen, uitgaven en kosten	13
3.2 Model	13
3.3 Beperkingen van de analyse	14
3.4 Financiële parameters	14
3.5 Ontwikkeling vermogen wind op zee internationaal	15
3.6 Ontwikkeling vermogen wind op zee in Nederland	15
3.7 Ontwikkeling parkgrootte	16
3.8 Ontwikkeling draaiuren	17
3.9 Ontwikkeling investeringskosten	17
3.10 Ontwikkeling onderhouds- en bedrijfskosten	20
3.11 Ontwikkeling elektriciteitsprijs	20
3.12 Ontwikkeling CO ₂ -prijs	21
3.13 Ontwikkeling onbalanskosten & back-up kosten	22
3.14 Netverzwaringkosten	22
3.15 Twee varianten	22
3.15.1 Hoge variant	23
3.15.2 Lage variant	23
4. RESULTATEN	24
4.1 Hoge variant	24
4.2 Lage variant	26
LITERATUUR	28

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1.1	<i>Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010</i>	6
Tabel 1.2	<i>Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020</i>	7
Tabel 2.1	<i>Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010</i>	12
Tabel 2.2	<i>Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020</i>	12
Tabel 3.1	<i>Veronderstelde ontwikkeling geïnstalleerd offshore vermogen en gemiddelde parkgrootte in Nederland</i>	16
Tabel 3.2	<i>Indeling kostencomponenten wind offshore naar snel lerend, langzaam lerend en niet lerende componenten</i>	18
Tabel 3.3	<i>Varianten voor de ontwikkeling van de investeringskosten van wind offshore</i>	19
Tabel 3.4	<i>Ontwikkeling nominale investeringskosten in €/kW, drie varianten</i>	19
Tabel 3.5	<i>Varianten ontwikkeling onbalanskosten (nominale waarden, €/kWh)</i>	22
Tabel 4.1	<i>Uitgaven voor de MEP, EIA en op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010, hoge variant</i>	24
Tabel 4.2	<i>Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020, hoge variant</i>	25
Tabel 4.3	<i>Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010, lage variant</i>	26
Tabel 4.4	<i>Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020, lage variant</i>	26

LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1.1	<i>Projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA in de hoge variant, met onderscheid naar de uitgaven op basis van verplichtingen tot 2010 en 2020</i>	8
Figuur 1.2	<i>Projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA in de lage variant, met onderscheid naar de uitgaven op basis van verplichtingen tot 2010 en 2020</i>	8
Figuur 3.1	<i>Ontwikkeling offshore capaciteit EU volgens EWEA</i>	15
Figuur 3.2	<i>Gehanteerd uitgangspunt voor de geïnstalleerde offshore capaciteit in Nederland tot de doelstelling van 6.000 MW in 2020</i>	16
Figuur 3.3	<i>Ontwikkeling nominale investeringskosten als gevolg van leereffecten, drie varianten</i>	20
Figuur 3.4	<i>Ontwikkeling elektriciteitsprijs, twee varianten</i>	21
Figuur 4.1	<i>Projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA in de hoge variant, met onderscheid naar de uitgaven op basis van verplichtingen tot 2010 en 2020</i>	25
Figuur 4.2	<i>Projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA in de lage variant, met onderscheid naar de uitgaven op basis van verplichtingen tot 2010 en 2020</i>	27

SAMENVATTING

De Nederlandse overheid streeft naar een verduurzaming van de energiehuishouding. Daartoe zijn verschillende doelstellingen geformuleerd, zowel in Europees verband als op nationaal niveau. Duurzame elektriciteit speelt een belangrijke rol bij het behalen van deze doelstellingen. Een van de technologieën waarvan een grote bijdrage wordt verwacht aan het behalen van de Nederlandse duurzame elektriciteitsdoelstelling van 9% in 2010, is offshore windenergie. Daarnaast moeten ook biomassa en wind op land een belangrijke bijdrage leveren.

In kamerstuk 203-2004, 28241, nr. 14, (Motie van de leden De Krom en Hessels) wordt verzocht “inzicht te geven in de te verwachten totale en jaarlijkse kosten voor het Rijk, verbonden aan een windmolenpark van 6.000 MW op zee, waarbij alle regelingen betrokken dienen te worden die de investering in, en de bouw en exploitatie van windmolenparken op zee financieel stimuleren of ondersteunen”.

EZ heeft voor de beantwoording van deze vraag ECN opdracht gegeven een achtergrondnotitie op te stellen, waarin ontwikkelingen worden geschetst van de kosten van offshore windenergie, en de uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring die samenhangen met het halen van de doelstelling van 6.000 MW wind op zee in 2020. ECN heeft daartoe op basis van de huidige MEP-systematiek een model ontwikkeld waarmee projecties van de kosten gemaakt kunnen worden, bij verschillende aannames, op basis van huidig beleid.

Gegeven de beperkte vraagstelling, waarbij verschillende integrale aspecten, samenhangend met de transitie naar een duurzame energiehuishouding, buiten beschouwing worden gelaten, dienen de ECN projecties met in acht neming van de volgende voorbehouden geïnterpreteerd te worden:

- Er is alleen gekeken naar de *uitgaven* voor de MEP, EIA en netverzwaring, die gemaakt zouden worden voor het behalen van de doelstelling van 6.000 MW wind op zee, niet naar de *baten* uit bijvoorbeeld aan projecten verbonden vennootschapsbelasting; verminderde afhankelijkheid van afnemende fossiele brandstoffen; verminderde afhankelijkheid van import; stimulering innovatieve industrie; vergroting werkgelegenheid; uitgespaarde kosten als gevolg van vermeden CO₂ uitstoot en vermindering van milieu-problemen als verzuring. Ook zijn de kosten van offshore wind niet uitgezet tegen de kosten van andere duurzame elektriciteitsopties om op kosteneffectieve wijze tot een verduurzaming van de energiehuishouding in Nederland te komen. Hierdoor is het niet mogelijk om op basis van de door ECN gedane berekeningen de hoogte van de geprojecteerde uitgaven in het breder perspectief van de duurzame energie huishouding te plaatsen.
- Voorts dient te worden aangetekend dat de geschetste ontwikkelingen met betrekking tot de modelaannames verder in de toekomst steeds onzekerder worden. Het is belangrijk hier in de interpretatie van de resultaten rekening mee te houden. De inschattingen van de kosten tot 2020 zijn aanmerkelijk onzekerder dan de inschattingen van de kosten tot 2010. Daar de Europese Richtlijn voor duurzame elektriciteit doelstellingen bevat voor het aandeel elektriciteit opgewekt uit duurzame bronnen in 2010, zullen ook de projecties tot 2010 gegeven worden.
- Een laatste voorbehoud dat bij de door ECN berekende bedragen geplaatst moet worden, vloeit voort uit de aanname dat de MEP-systematiek en de EIA-regeling tot 2020 onveranderd zouden blijven. Aangezien het grootste gedeelte van de capaciteit in de periode 2015-2020 gerealiseerd zou moeten worden, en dit tevens de periode is waarover het aannemelijk is dat er andere beleidsinstrumenten een rol zouden kunnen spelen, komt uit deze aanname een grote onzekerheid over de werkelijke kosten. De onzekerheden worden met name na 2010 steeds groter.

In het algemeen kan gesteld worden dat een aantal ontwikkelingen een gunstig effect hebben op de MEP-verplichtingen na 2010, zoals een verwachte daling van de investeringskosten, een verwachte toename van de elektriciteitsprijs en een verwachte toename van het aantal draaiuren, maar de onzekerheden zijn te groot om voor deze ontwikkelingen uit te gaan van één scenario. ECN heeft daarom op basis van een hoge en een lage variant een bandbreedte voor de kosten voor de MEP, EIA en netverzwaring opgesteld. Er wordt nadrukkelijk op gewezen dat beide varianten gebaseerd zijn op plausible ontwikkelingen van de diverse factoren. Er is daarom geen voorkeursvariant aan te wijzen.

De *hoge* kosten variant is gebaseerd op de volgende veronderstellingen:

- De investeringskosten van wind op zee dalen langzaam als gevolg van beperkte leereffecten internationaal.
- De elektriciteitsprijs stijgt zich maar weinig.
- De CO₂-prijs is en blijft laag.
- De kosten van onbalans stijgen als gevolg van de grote windenergie capaciteit.

De *lage* kosten variant is gebaseerd op de volgende aannames:

- De investeringskosten van wind op zee dalen snel als gevolg van sterke leereffecten internationaal.
- De elektriciteitsprijs stijgt als gevolg van een stijgende gasprijs.
- De CO₂-prijs loopt tegen een bovengrens van 40 €/ton CO₂ in 2020 als gevolg van post-Kyoto verdragen die Europese lidstaten verplichten hun doelstellingen in Europa te halen.
- De kosten van onbalans dalen, als gevolg van toepassing van opslagtechnologieën en regeltechnieken van vermogen.

De uitkomsten van beide varianten dienen gelezen te worden als een ‘als-dan’ uitkomst. Dat wil zeggen dat *als* de situatie zich voordoet zoals in de variant beschreven, *dan* de kosten van de MEP, EIA en netverzwaring onder aanname van gelijkblijvend beleid, ongeveer zoveel zullen bedragen.

Het model geeft projecties voor de mogelijke totale uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010, uitgaande van de beschreven hoge en lage variant. De projecties zijn weergegeven in onderstaande tabel. Ook worden projecties gegeven van de uitgaven op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020, en de bijbehorende productie.

Tabel 1.1 *Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010*¹

		Laag	Hoog
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring nominaal tot 2020, inclusief doorlopende verplichting	[mld. €]	1,9	2,2
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring netto contant (6% discontovoet)	[mld. €]	1,2	1,4
Totale elektriciteitsproductie op basis van de tot 2010 aangegane verplichtingen	[TWh]		37
Vermeden CO ₂ -uitstoot op basis van de tot 2010 aangegane verplichtingen	[Mton]		13

¹ Bestaande uit MEP-verplichtingen aangegaan tot 2010, doorlopend tot 2020; EIA-uitgaven tot 2010 en 0,3 miljard € voor netverzwaring

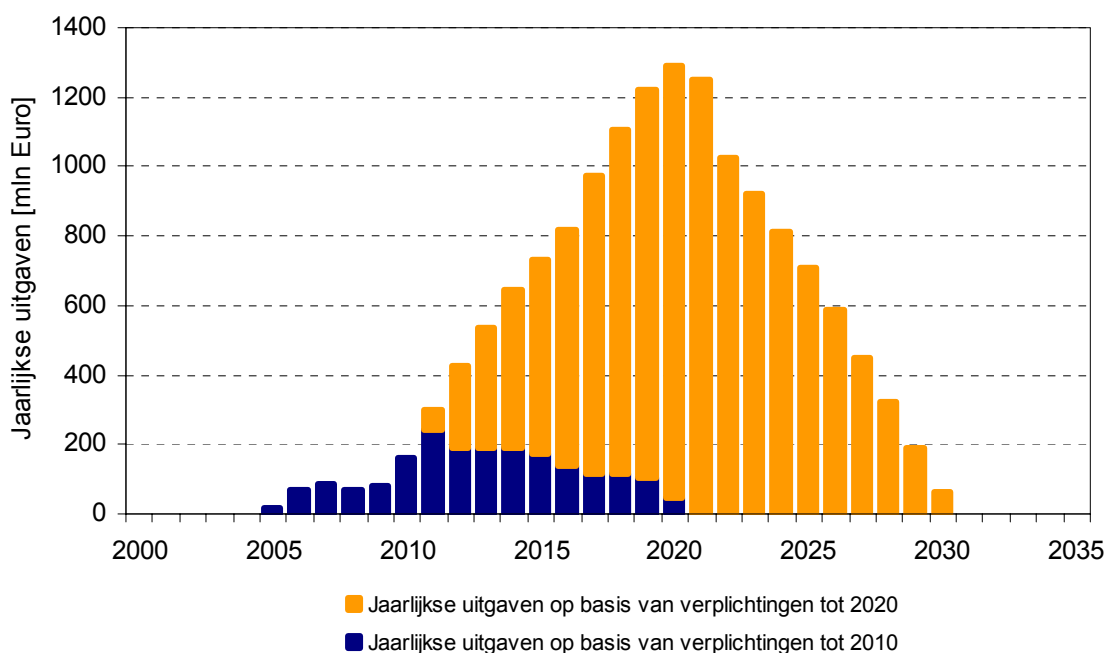
Tabel 1.2 *Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020*²

	Laag	Hoog
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring nominaal tot 2030, inclusief doorlopende verplichting [mld. €]	8,6	15,2
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring netto contant (6% discontovoet) [mld. €]	3,1	5,0
Totale elektriciteitsproductie op basis van de tot 2020 aangegane verplichtingen [TWh] ³		315
Vermeden CO ₂ -uitstoot op basis van de tot 2020 aangegane verplichtingen [Mton]		113

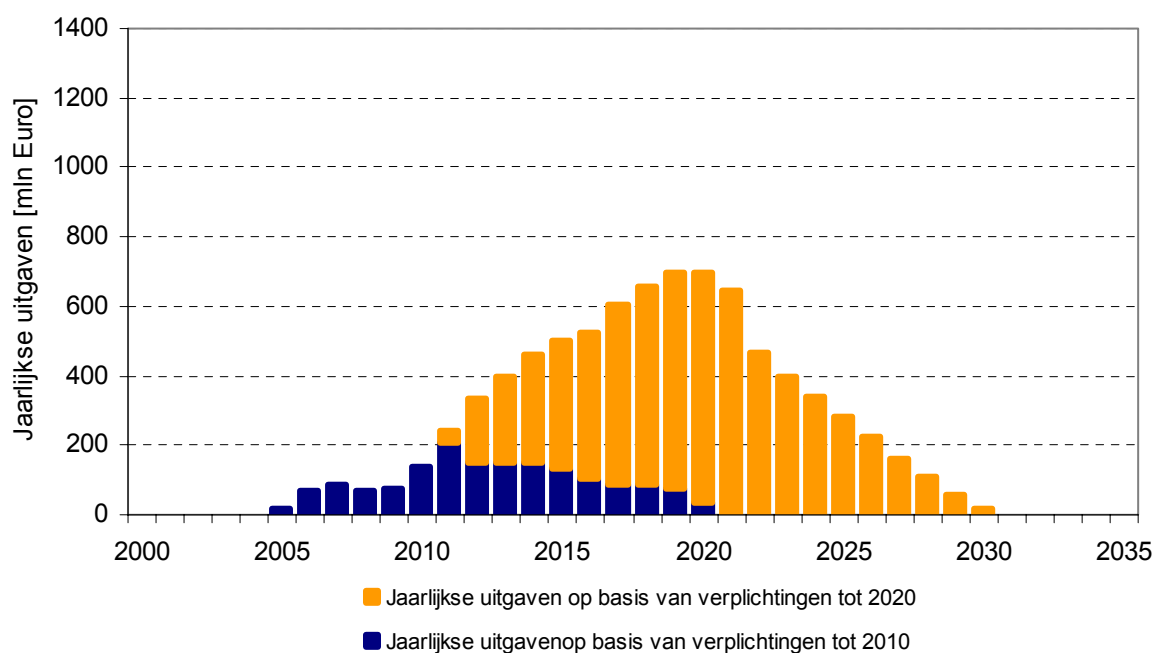
De projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de hoge variant worden weergegeven in Figuur 1.1. De projecties van de jaarlijkse uitgaven binnen de lage variant worden weergegeven in Figuur 1.2.

² Bestaande uit MEP-verplichtingen aangegaan tot 2020, doorlopend tot 2030; EIA-uitgaven tot 2020 en 0,3 miljard € voor netverzwaring

³ 1 TWh = 1.000.000 MWh



Figuur 1.1 *Projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA in de hoge variant, met onderscheid naar de uitgaven op basis van verplichtingen tot 2010 en 2020*



Figuur 1.2 *Projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA in de lage variant, met onderscheid naar de uitgaven op basis van verplichtingen tot 2010 en 2020*

1. INLEIDING

1.1 Offshore windenergie in een duurzame energiehuishouding

De Nederlandse overheid streeft naar een verduurzaming van de energiehuishouding. In het Energierapport 2002 ('Investeren in energie, keuzes voor de toekomst') wordt aangegeven dat, wanneer de juiste voorwaarden door de overheid geschapen zijn, Nederland een bijdrage kan leveren aan de mondiale transitie naar een duurzame energiehuishouding. Redenen vanuit de overheid om actief te handelen in de verduurzaming van de energiehuishouding zijn de wens op een betrouwbare, doelmatige manier de energievoorziening in te richten, en daarbij een oplossing te bieden voor het klimaatprobleem.

De overheid heeft het doel gesteld dat 10% van alle verbruikte energie in Nederland in het jaar 2020 duurzaam opgewekt moet zijn. Als tussendoelstelling geldt 5% in 2010. Daarnaast gelden Europese doelstellingen voor duurzaam elektriciteitsverbruik 9% in 2010. Momenteel is ongeveer een vijfde (bron: www.energie.nl) van het totale Nederlandse energieverbruik elektriciteit; 9% duurzame elektriciteit is bij die verhouding dus ongeveer 2% duurzame energie.

Voor de opwekking van duurzame elektriciteit zijn verschillende bronnen beschikbaar, zoals waterkracht, zonne-energie, windenergie en biomassa. Met name elektriciteit uit biomassa en windenergie hebben het potentieel een grootschalige bijdrage te kunnen leveren aan de Nederlandse duurzame elektriciteitsdoelstellingen. In één van de vier specifieke thema's binnen de transitie naar de duurzame energiehuishouding wordt gekeken naar de mogelijkheden die biomassa biedt om ingezet te worden als duurzame energiebron. Windenergie is niet als een specifiek transitiethema aangewezen, omdat juist voor windenergie (met name wind op land) de technologie al min of meer volwassen is en er brede ervaring is met de implementatie van windprojecten. Voor investeerders is windenergie reeds een vertrouwde optie, terwijl dat voor biomassa nog veel minder geldt. Voor windenergie richt de overheid zich daarom met name op het creëren van een randvoorwaarden die bijdragen aan een stabiel investeringsklimaat.

De Noordzee biedt Nederland goede mogelijkheden om elektriciteit uit windenergie op te wekken. Dit komt zowel door de vaak harde (en constante) wind als de geringe waterdiepte die plaatsing van windturbines interessant maakt. Ten aanzien van wind op zee wordt de realisatie van een opwekkingsvermogen van ca 6.000 MW in 2020 door de overheid mogelijk geacht.

1.2 Vraagstelling

In kamerstuk 2003-2004, 28241, nr. 14, (Motie van de leden De Krom en Hessels) wordt verzocht "inzicht te geven in de te verwachten totale en jaarlijkse kosten voor het Rijk, verbonden aan een windmolenpark van 6.000 MW op zee, waarbij alle regelingen betrokken dienen te worden die de investering in, en de bouw en exploitatie van windmolenparken op zee financieel stimuleren of ondersteunen".

EZ heeft voor de beantwoording van deze vraag ECN opdracht gegeven een achtergrondnotitie op te stellen, waarin de ontwikkelingen worden geschetst van de kosten van offshore windenergie (energie uit wind op zee) en de uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring, die samenhangen met het halen van de doelstelling van 6.000 MW wind op zee in 2020. ECN heeft daartoe een model ontwikkeld waarmee op basis van de huidige MEP-systematiek en verschillende aannames en aanzien van de ontwikkeling van belangrijke variabelen projecties van de kosten gemaakt kunnen worden, uitgaande van huidig beleid. Er is uitgegaan van huidig beleid, aangezien er geen zicht is op toekomstige beleidsontwikkelingen.

1.3 Benadering van het probleem

De uitgaven met betrekking tot de stimulering van duurzame elektriciteit uit windenergie op zee bestaan uit de uitgaven voor subsidies uit de MEP-regeling en de EIA-regeling. De hoogte van de MEP-subsidietarieven is gebaseerd op de onrendabele top van wind offshore. Deze onrendabele top wordt jaarlijks berekend op basis van verschillende parameters, die onderhevig (kunnen) zijn aan verandering. Dit zijn onder andere gemiddelde parkgrootte, elektriciteitsprijs, onbalanskosten, investeringskosten en het jaarlijks aantal vollasturen. Door jaarlijks de onrendabele top te berekenen, kan rekening gehouden worden met ontwikkelingen die leiden tot verandering van de inputparameters, waardoor de MEP-vergoeding is afgestemd op ontwikkelingen in de praktijk.

Hoe de verschillende inputparameters zich gaan ontwikkelen tot 2020 is onmogelijk te voorspellen. Dientengevolge is het praktisch onmogelijk een precieze budgetprognose tot 2020 te geven.

Wel kan er een bandbreedte gegeven worden, waarbinnen de kosten voor de MEP, EIA en netverzwaring zich kunnen ontwikkelen. Dit kan door bij verschillende, (inter)nationaal aanvaarde scenario's de kostenontwikkeling en de onzekerheden waarmee de kosten omgeven zijn, in te schatten. Het resultaat van zo'n exercitie is een 'als-dan' afbakening. Hiermee wordt bedoeld dat *als* bepaalde aannames gedaan worden *dan* de uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring binnen een bepaalde bandbreedte zullen liggen.

Hierbij wordt het voorbehoud gemaakt dat veel bestaande scenario's geen of onvoldoende rekening houden met de onderlinge relaties van de componenten, waardoor de onzekerheden in de uitkomsten groot zijn. De uitkomsten kunnen dan ook niet als harde resultaten gezien worden, maar dienen altijd binnen de bandbreedte geïnterpreteerd te worden. Wel kunnen de uitkomsten van dergelijke varianten gebruikt worden om de onzekerheden en gevoeligheden in de inschatting van de jaarlijkse kosten van elektriciteit uit windenergie op zee te verduidelijken.

Gegeven de beperkte vraagstelling, waarbij verschillende integrale aspecten, samenhangend met de transitie naar een duurzame energiehuishouding, buiten beschouwing worden gelaten, dienen de ECN-projecties onder een aantal voorbehouden geïnterpreteerd te worden. De voornaamste voorbehouden zijn dat de baten van offshore niet in kaart zijn gebracht, dat op basis van alléén de kosten geen goede afweging van kosteneffectiviteit van de stimulering van wind op zee in het bredere kader van het duurzame energiebeleid en een transitie naar een duurzame energiehuishouding gemaakt kan worden (hiervoor zou immers een vergelijkbare exercitie voor andere duurzame elektriciteitsopties en een inschatting van de respectievelijke baten nodig zijn), en dat de aanname van het projecteren van het huidige beleid mogelijk leidt tot grote afwijkingen van de werkelijke kostenontwikkeling in de periode vanaf 2010 tot 2020.

1.4 Leeswijzer

Dit rapport is als volgt opgebouwd. Allereerst worden in Hoofdstuk 2 de conclusies gepresenteerd. Deze kunnen los van de achterliggende aannames gelezen worden. De opbouw van het model en de achterliggende aannames worden vanaf Hoofdstuk 3 gepresenteerd. In Hoofdstuk 4 worden tot slot de resultaten van de modelberekeningen weergegeven.

2. CONCLUSIE EN BESCHOUWING

Binnen het streven naar een verduurzaming van de Nederlandse energiehuishouding is aan offshore windenergie een belangrijke rol toegedacht. Naast ambitieuze doelstellingen voor de totale bijdrage van duurzame energie aan de Nederlandse energieproductie, is er een doelstelling van 6.000 MW offshore wind in 2020 geformuleerd. ECN heeft op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken projecties gemaakt van de mogelijke uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring voor het behalen van deze doelstelling. Hiervoor heeft ECN een model ontwikkeld, dat op basis van een set aannames een projectie geeft van de mogelijke Rijksuitgave onder gegeven aannames.

Bij de interpretatie van de projecties zoals het model deze geeft, dienen de volgende voorbeelden in acht genomen te worden:

- ECN heeft alleen de *uitgaven* voor de MEP, EIA en netverzwaring inzichtelijk gemaakt. Er is niet gekeken naar de *batens* die het behalen van de doelstelling van 6.000 MW wind op zee met zich mee zou kunnen brengen in de vorm van bijvoorbeeld aan projecten verbonden vennootschapsbelasting; verminderde afhankelijkheid van afnemende fossiele brandstoffen; verminderde afhankelijkheid van import van elektriciteit; stimulering een innovatieve industrietak; vergroting werkgelegenheid; uitgespaarde kosten als gevolg van vermeden CO₂ uitstoot en vermindering van milieuproblemen als verzuring. Ook zijn de kosten van offshore wind niet uitgezet tegen de kosten van andere duurzame elektriciteitsopties om op kosteneffectieve wijze tot een verduurzaming van de energiehuishouding in Nederland te komen. Hierdoor is het niet mogelijk om op basis van de door ECN gedane berekeningen de hoogte van de uitgaven in het breder perspectief van de duurzame energie huishouding te plaatsen.
- Voorts dient te worden aangetekend dat de geschetste ontwikkelingen met betrekking tot de modelaannames verder in de toekomst steeds onzekerder worden. Het is belangrijk hier in de interpretatie van de resultaten rekening mee te houden. De inschattingen van de kosten tot 2020 zijn aanmerkelijk onzekerder dan de inschattingen van de kosten tot 2010. Daar de Europese Richtlijn voor duurzame elektriciteit doelstellingen bevat voor het aandeel elektriciteit opgewekt uit duurzame bronnen in 2010, zullen ook de projecties tot 2010 gegeven worden.
- Het model is gebaseerd op huidig beleid, dat wil zeggen dat de huidige MEP-systematiek en EIA-regeling tot 2020 worden geprojecteerd. Aangezien het grootste gedeelte van de capaciteit in de periode 2010-2020 gerealiseerd zou moeten worden, en dit tevens de periode is waarover het aannemelijk is dat er andere beleidsinstrumenten een rol zouden kunnen spelen, komt uit deze aanname een grote onzekerheid over de werkelijke kosten. Een overheid zal altijd (moeten) reageren op ontwikkelingen zoals bijvoorbeeld wijzigingen in Europees beleid, waardoor de totale uitgaven sterk kunnen veranderen.

Onder voorbehoud van bovenstaande zaken zijn projecties gemaakt van de uitgaven en verplichtingen voor de MEP, EIA en netverzwaring als gevolg van het behalen van de doelstelling van 6.000 MW offshore wind capaciteit in 2010 en 2020. Hiervoor is gekeken naar een variant waarbij een aantal parameters gunstig ontwikkelen (de *lage* variant) en een variant waarin een aantal parameters zich minder gunstig ontwikkelen (de *hoge* variant). De projecties worden gegeven in Tabel 2.2 en Tabel 2.1.

Tabel 2.1 *Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010*⁴

		Laag	Hoog
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring nominaal tot 2020, inclusief doorlopende verplichting	[mld. €]	1,9	2,2
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring netto contant (6% discontovoet)	[mld. €]	1,2	1,4
Totale elektriciteitsproductie op basis van de tot 2010 aangegeane verplichtingen	[TWh] ⁵		37
Vermeden CO ₂ -uitstoot op basis van de tot 2010 aangegeane verplichtingen	[Mton]		13

Tabel 2.2 *Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020*⁶

		Laag	Hoog
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring nominaal tot 2030, inclusief doorlopende verplichting	[mld. €]	8,6	15,2
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring netto contant (6% discontovoet)	[mld. €]	3,1	5,0
Totale elektriciteitsproductie op basis van de tot 2020 aangegeane verplichtingen	[TWh]		315
Vermeden CO ₂ -uitstoot op basis van de tot 2020 aangegeane verplichtingen	[Mton]		113

⁴ Bestaande uit MEP-verplichtingen aangegaan tot 2010, doorlopend tot 2020; EIA-uitgaven tot 2010 en 0,3 miljard € voor netverzwaring.

⁵ 1 TWh = 1.000.000 MWh.

⁶ Bestaande uit MEP-verplichtingen aangegaan tot 2020, doorlopend tot 2030; EIA-uitgaven tot 2020 en 0,3 miljard € voor netverzwaring.

3. METHODIEK

ECN heeft een model ontwikkeld dat, op basis van de huidige MEP-systematiek, voor verschillende jaren (2003 t/m 2010, 2015 en 2020) de MEP-vergoeding voor wind offshore berekent. Op basis van deze vergoedingen en een veronderstelling over het implementatietraject van 6.000 MW offshore wind in Nederland, worden projecties van de jaarlijkse en totale verplichtingen en uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring gemaakt.

3.1 Terminologie: verplichtingen, uitgaven en kosten

In het model wordt onderscheid gemaakt tussen *verplichtingen*, *uitgaven* en *kosten*. Wanneer in jaar nul een offshore windpark begint met produceren, gaat het EnerQ op basis van de MEP de *verplichting* aan om gedurende tien jaar het verschil bij te passen tussen de productiekosten van offshore wind en de productiekosten van grijze stroom (de zogenaamde onrendabele top).

Gedurende die tien jaar doet EnerQ een jaarlijks *uitgave* van de productie van het park in dat jaar, vermenigvuldigd met de onrendabele top uit jaar nul (het jaar van ingebruikname van de installatie).

Wanneer er over *kosten* gesproken wordt, gaat het om de kosten van de productie van duurzaam opgewekte elektriciteit, onafhankelijk van de inkomsten. (kosten is de som van de aangegane verplichtingen tot aan een bepaald zichtjaar, in deze exercitie 2010 en 2020)

3.2 Model

Binnen de MEP-systematiek ligt besloten dat jaarlijks de onrendabele top wordt berekend, op grond waarvan de hoogte van de vergoeding wordt vastgesteld. Door jaarlijks de berekeningen uit te voeren, kan rekening gehouden worden met ontwikkelingen die invloed hebben op de hoogte van de onrendabele top.

De ontwikkeling van de hoogte van de onrendabele top is afhankelijk van de ontwikkeling van de inputparameters. In het model is het daarom mogelijk om voor een aantal parameters een ontwikkelingstraject te kiezen. Zo zijn bijvoorbeeld de ontwikkeling van de investeringskosten in de tijd, de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs, en de ontwikkeling van de onbalanskosten, variabelen die gewijzigd kunnen worden. Voor elk van deze variabelen is een aantal ontwikkelingsvarianten opgenomen. De varianten zijn gebaseerd op verwachte ontwikkelingen in (internationale) literatuur of op basis van expert verwachtingen, en leveren allen een plausibele ontwikkeling.

Het spreadsheetmodel is gebaseerd op de berekeningsmethodiek van de onrendabele top. Bij deze methodiek wordt op basis van de investeringskosten, de elektriciteitsprijs, en het jaarlijks aantal vollasturen (de beschikbaarheid) het verschil berekend tussen de productiekosten uit offshore wind en de productie van grijze stroom. Door dit voor de jaren 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2015 en 2020 te doen, en de door rekening te houden met de ontwikkeling van parameters die invloed hebben op de investeringskosten, elektriciteitsprijs en het jaarlijks aantal vollasturen, kan per jaar de onrendabele top berekend worden. Door vervolgens een aangenomen implementatiescenario te combineren met de onrendabele toppen, kunnen de jaarlijkse verplichtingen in kaart gebracht worden. Op grond van deze verplichtingen kunnen projecties van de totale uitgaven gemaakt worden.

Door voor alle parameters een ontwikkelingsvariant te kiezen, kunnen de projecties gemaakt worden voor de uitgaven en verplichtingen voor de MEP, EIA en netverzwaring voor het bereiken van de doelstelling van 6.000 MW offshore windenergie in Nederland.

3.3 Beperkingen van de analyse

Aangenomen wordt dat de berekeningsmethodiek van de onrendabele top tot 2020 ongewijzigd blijft, en dat de onrendabele top de grondslag blijft voor de MEP-vergoeding. Hierin ligt een cruciale beperking van het model besloten. Door aan te nemen dat het beleid ter stimulering van offshore wind gedurende deze gehele periode niet zal wijzigen, wordt een projectie van de uitgaven en verplichtingen voor de MEP, EIA en netverzwaring volledig gebaseerd op huidige inzichten. Ontwikkelingen die kunnen leiden tot nieuwe inzichten en daarmee gewijzigd beleid, zoals bijvoorbeeld een aanpassing van de periode waarover de onrendabele top weggenomen zou worden, worden niet in het model meegenomen. Als gevolg van zulke ontwikkelingen zouden de verdeling van uitgaven en verplichtingen in de tijd en absoluut anders kunnen uitpakken. Dit wordt nog versterkt door het feit dat de meeste offshore windparken in de periode 2010-2020 geïmplementeerd zullen worden. De onzekerheden met betrekking tot de aanname dat het beleid ongewijzigd blijft, worden steeds groter naar gelang er verder in de periode 2010-2020 wordt gekeken. Juist in deze periode is de impact van de aanname van ongewijzigd beleid het grootst, omdat de meeste capaciteit dan geplaatst zal worden. De projecties over de uitgaven en verplichtingen voor de MEP, EIA en netverzwaring tot 2020 zoals die in dit rapport worden weergegeven, dienen dan ook *ceteris paribus* te moeten worden beschouwd. Zou het beleid wijzigen, dan kunnen de hier gepresenteerde projecties niet langer als valide beschouwd worden.

Een tweede belangrijke algemene aanname in het model is dat er naar de doelstelling van een totale offshore capaciteit van 6.000 MW in 2020 wordt toegerekend. Er wordt dus niet gekeken naar de haalbaarheid of waarschijnlijkheid van het halen van de doelstelling van 6.000 MW. De doelstelling wordt als uitgangspunt van de modelberekeningen gebruikt, waarbij er vanuit gegaan wordt dat het plaatsen van 6.000 MW in 2020 niet door bijvoorbeeld vergunningstermijnen en beschikbaarheid van materiaal etc. beperkt wordt.

3.4 Financiële parameters

Aangenomen wordt dat de verhouding vreemd vermogen/eigen vermogen 65%/35% bedraagt. De rente op vreemd vermogen bedraagt 6%, het gewenste rendement op eigen vermogen is 15%. Deze getallen zijn in overeenstemming met de berekeningen voor de onrendabele top van wind op zee in 2003, waarop ook de MEP-subsidietarieven voor 2004 en 2005 zijn gebaseerd (Sambeek, 2003).

De afschrijvingstermijn en de looptijd van rente en aflossing bedragen 10 jaar. De economische levensduur van de projecten wordt op 15 jaar gesteld, overeenkomstig de berekeningsaannames t.b.v. de MEP-subsidietarieven voor 2003, 2004 en 2005 (Sambeek, 2003).

Het plafond voor de EIA bedraagt per project € 54.5 miljoen, zijnde 55% van de 99 miljoen⁷ maximaal in aanmerking komende projectkosten. Er wordt aangenomen dat dit bedrag constant blijft en de EIA onveranderd tot 2020 beschikbaar blijft. Er wordt geen rekening gehouden met een bovengrens aan de totale jaarlijks beschikbare EIA. De EIA wordt volledig aan de producent doorgerekend.

Voor het netto contant maken van de uitgaven en verplichtingen voor de MEP, EIA en netverzwaring wordt gerekend met een nominale discontovoet van 6%. Deze nominale discontovoet is gebaseerd op een reële discontovoet van 4% (Kabinetstandpunt heroverweging disconterings-

⁷ Er is uitgegaan van de EIA regeling 2002.

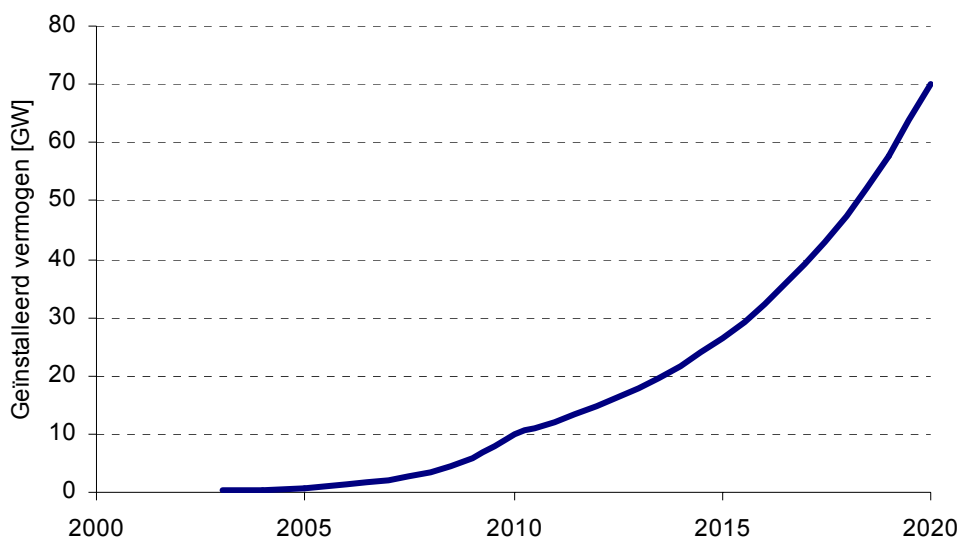
voet 1995, waardering van risico's bij publieke investeringsprojecten, 2003) en een inflatiecorrectie van 2%. Voor het verdisconteren van marktkosten wordt gerekend met een discontovoet van 7,8%, overeenkomstig de gemiddelde kosten van kapitaal die voortvloeit uit de aannames voor de berekening van de onrendabele toppen in het kader van het vaststellen van de MEP-subsidietarieven.

3.5 Ontwikkeling vermogen wind op zee internationaal

Over de toekomstige ontwikkeling van offshore capaciteit wereldwijd is beperkt literatuur beschikbaar. Voor deze notitie is gekeken naar schattingen in studies van onder meer Greenpeace, BTM, IEA en EWEA. De snelheid waarmee internationaal offshore windenergie projecten worden geïmplementeerd heeft invloed op de ontwikkeling van de technologie, en daarmee op de ontwikkeling van de investeringskosten.

In het model zijn de doelstellingen van EWEA voor de Europese offshore capaciteit als uitgangspunt genomen. De snelheid van de groei van het opgestelde vermogen heeft effect op de totale investeringskosten. Naarmate er wereldwijd meer capaciteit geplaatst is, zal de offshore windtechnologie zich beter uitontwikkelen. Hierdoor worden de investeringskosten lager. Aangenomen is dat de ontwikkeling van offshore capaciteit voornamelijk binnen Europa plaats zal vinden. Aangezien de technologie nog aan het begin van de leercurve staat, is er nog weinig literatuur die projecties bevat van de verwachte groei op basis van reeds geplaatste capaciteit. De aanname om de EWEA doelstelling als input te gebruiken lijkt een acceptabel uitgangspunt.

De EWEA doelstelling voor 2020 is gesteld op 70 GW⁸ opgesteld offshore vermogen. Voor 2010 is de doelstelling 10 GW. Op basis van deze doelstellingen en de veronderstelling van een exponentiële groei, zijn de capaciteiten in de tussenliggende jaren berekend. Het resultaat is weergegeven in Figuur 3.1.



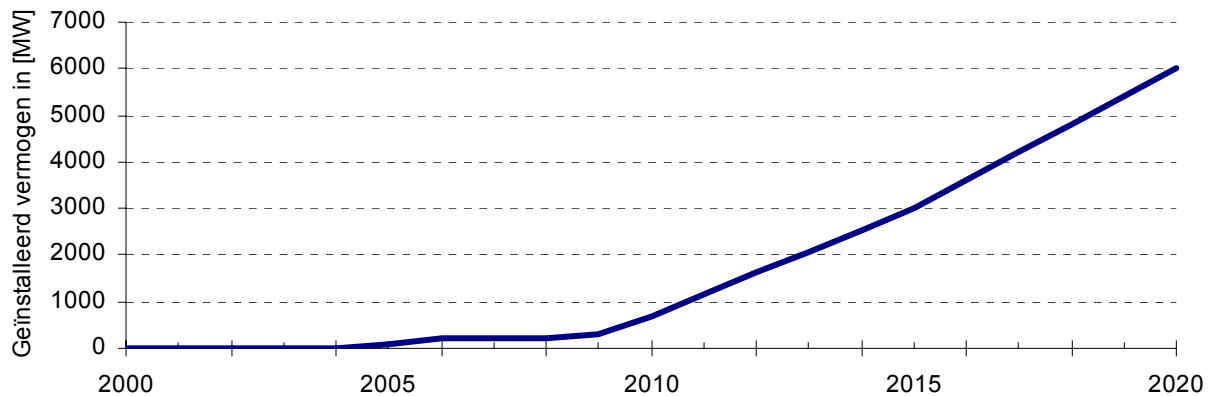
Figuur 3.1 *Ontwikkeling offshore capaciteit EU volgens EWEA*

3.6 Ontwikkeling vermogen wind op zee in Nederland

Op basis van de doelstelling van 6.000 MW in 2020, de situatie in 2004 en de inzichten over de verwachte ontwikkelingen op het gebied van offshore wind in Nederland tot 2009, is in sa-

⁸ 1 GW = 1000 MW.

menwerking met ECN Windenergie een scenario opgesteld voor de groei van de geplaatste capaciteit. Hierbij is naar de doelstelling van 6.000 MW in 2020 toegewerkt. De uit deze exercitie resulterende capaciteit ontwikkeling is gegeven in Figuur 3.2.



Figuur 3.2 *Gehanteerd uitgangspunt voor de geïnstalleerde offshore capaciteit in Nederland tot de doelstelling van 6.000 MW in 2020*

Deze figuur is gebaseerd op de volgende uitgangspunten:

- Tot 2008 wordt naar verwachting 220 MW gerealiseerd. Er is bij de berekeningen van uitgegaan dat tot 2006 220 MW wordt geplaatst.
- Het concessiestelsel voor de uitgifte van locaties voor offshore parken, dat momenteel in ontwikkeling is, start op z'n vroegst eind 2004, maar het zou ook later kunnen worden. Als gevolg van het nog in ontwikkeling zijn van het concessiestelsel, lopen bestaande plannen vertraging op. Het is voornamelijk niet duidelijk of die plannen na invoering van het concessiestelsel makkelijk weer opgepakt kunnen worden. Er wordt verondersteld dat als gevolg van de onduidelijkheid met betrekking tot het concessiestelsel, de productie door andere parken tot 2009 achterwege blijft. Wel wordt reeds in 2008 begonnen met de bouw van nieuwe parken. In 2009 start het volgende park van 100 MW met de productie van groene stroom. Vervolgens gaat de ontwikkeling sneller: in 2010 is in het totaal 700 MW geïnstalleerd, in 2015 totaal 3000 MW en voor 2020 is de doelstelling van 6000 MW in 2020 als uitgangspunt genomen. Het verloop van de groei is op basis van dit gegeven uitgewerkt. In het model wordt de capaciteitsgroei tussen 2010 en 2015, en tussen 2015 en 2020 lineair verondersteld.

De ontwikkeling van het geïnstalleerd vermogen tot 2020 en de gemiddelde parkgrootte op basis van de hierboven beschreven methode wordt weergegeven in Tabel 3.1.

Tabel 3.1 *Veronderstelde ontwikkeling geïnstalleerd offshore vermogen en gemiddelde parkgrootte in Nederland*

[MW]	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Totaal geïnstalleerd vermogen	0	0	100	220	220	220	320	700	3.000	6.000
Additioneel vermogen	0	0	100	120	0	0	100	380	2.300	3.000
Gemiddelde parkgrootte	100	100	100	100	100	100	140	140	200	200

3.7 Ontwikkeling parkgrootte

Voor het project 'Connect 6.000 MW' (Herman, 2003) zijn de meest waarschijnlijke locaties voor de Nederlandse kust waar offshore windparken geplaatst zouden kunnen worden, in kaart

gebracht. Aan de hand van de in dit rapport geschetste locaties en de ontwikkeling daarvan, is een gemiddelde parkgrootte aangenomen. Er blijken slechts enkele locaties te zijn waar het mogelijk is meer dan 200 MW te plaatsen. Hierbij wordt aangenomen dat wanneer kleine locaties vlak bij elkaar liggen, maar gescheiden zijn door bijvoorbeeld kabels op de zeebodem, er sprake is van verschillende locaties die als verschillende parken tellen.

Op grond van de in 'Connect 6.000 MW' geschetste locaties is afgeleid dat, behoudens de eerste parken van gemiddeld 100 MW, tot ongeveer 3.400 MW totaal geïnstalleerd vermogen de gemiddelde parkgrootte 140 MW is. Vanaf 3.400 MW is de gemiddelde parkgrootte 200 MW.

Wel wordt opgemerkt dat de ontwikkeling van de meest gunstige locaties ook sterk afhankelijk is van het al dan niet ontwikkelen van een elektriciteitsnet op zee. Wanneer een dergelijk zeenet wordt ontwikkeld blijkt dat locaties verder van de kust af interessanter worden, ondanks grotere zeediepten. Ook nemen de mogelijkheden toe om grotere parken te realiseren dan 100 MW. In het model wordt hiermee geen rekening gehouden.

3.8 Ontwikkeling draaiuren

Voor de berekening van de onrendabele top voor 2003 is uitgegaan van een gemiddeld aantal equivalente vollasturen van 3.350 uur per jaar. De verwachting is dat dit aan de lage kant is. Vanaf 2006 wordt er daarom uitgegaan van 3.500 uur. De verplichtingen van de eerste twee parken van gezamenlijk 220 MW zijn gebaseerd op 3.350 uur per jaar.

3.9 Ontwikkeling investeringskosten

De ontwikkeling van de investeringskosten voor offshore wind is afhankelijk van verschillende factoren, waaronder de snelheid waarmee de technologie wordt geïmplementeerd (geïnstalleerd vermogen). Daarnaast is de kostenontwikkeling afhankelijk van leereffecten die op kunnen treden op verschillende onderdelen van een offshore windpark. Er zijn verschillende internationale studies verricht naar de ontwikkeling van de investeringskosten in de tijd, onder andere door IEA, Garrad Hassan (in opdracht van DTI), en Greenpeace. De hier gebruikte methode om tot de ontwikkeling van de investeringskosten van offshore wind te komen sluit grotendeels aan bij de methode van Garrad Hassan (Morgan, 2003).

Leereffecten worden uitgedrukt in '*progress ratio*'s'. Een progress ratio is de kostenreductie als gevolg van het verdubbelen van het vermogen van een (onderdeel van een) technologie. Er bestaat een algemene consensus over de progress ratio voor wind op land. Deze ligt rond de 90% in de afgelopen jaren. Dit betekent dat een verdubbeling van het geïnstalleerde vermogen van wind op land een kostenreductie van 10% tot gevolg heeft.

Wind op zee heeft een aantal kenmerken die het moeilijker maken om consensus over de progress ratio te bereiken, of om de progress ratio voor wind op land te gebruiken:

- Een significant gedeelte van de kosten komt voort uit specifieke offshore eigenschappen, zoals fundering en installatie.
- Sommige van de kostencomponenten van offshore zijn toe te wijzen aan technieken die nog in de kinderschoenen staan, en waarvan de verwachting is dat ze snel zullen leren (en daarmee dalen).
- De schaal van offshore projecten laat zich nauwelijks vergelijken met wind op land projecten. Over het algemeen zijn offshore projecten veel groter. Hierdoor zijn schaalvoordelen denkbaar, maar ook extra kosten voor bijvoorbeeld netverzwaring leggen weerslag op de ontwikkeling van de totale investeringskosten.
- De investeringskosten voor wind offshore zijn sterk gerelateerd aan de locatie. Locaties op ondiepe bodem, nabij de kust zijn qua investering goedkoper dan locaties ver weg in diep

water. De gevolgen van het vol raken van ‘makkelijke’ locaties kan de kostenreductie als gevolg van leereffecten ongedaan maken.

- Het gebruiken van een progress ratio voor offshore wind vereist ook een verwachte ontwikkeling van de geïnstalleerde capaciteit tot 2020. Hierover bestaat nauwelijks consensus. Voor deze studie wordt uitgegaan van de doelstellingen van EWEA in 2010 en 2020.
- Het moment waarop het leereffect daadwerkelijk begint is niet goed aan te geven. In de aanloopperiode is er altijd sprake van schommelende kosten, pas na verloop van tijd wordt het leereffect duidelijk zichtbaar. Het kan zelfs zo zijn dat bij de eerste implementatieresultaten de kosten lijken toe te nemen, en er een negatief leereffect lijkt te zijn.

Door de bovengenoemde onzekerheden is het niet eenvoudig een projectie van de investeringskosten van offshore wind in 2020 te maken. Er zijn verschillende manieren die in de literatuur gebruikt worden om tot een ontwikkeling te komen. Om een voorstelling te maken van de ontwikkeling van de investeringskosten is gebruik gemaakt van de volgende aanpak:

- Gekeken is naar de opbouw van de totale investeringskosten van offshore wind. Hierbij is aangenomen dat er componenten zijn die wat leereffect betreft nog in de kinderschoenen staan, en dus relatief snel kunnen leren, componenten die nog in ontwikkeling zijn maar langzamer leren, en componenten waarvan de verwachting is dat er geen leereffecten zullen optreden.
- Op basis van ECN Wind’s Owecop model R17 zijn de kostencomponenten opgedeeld in een snel lerende groep, een langzaam lerende groep, en een niet lerende groep. Deze verdeling is in samenwerking met experts van ECN Windenergie gemaakt en is weergegeven in Tabel 3.2. Uitgangspunt is Owecop R17 met een 30 × 5 MW park op 50 km afstand. De verdeling van de kostencomponenten is afhankelijk van de afstand van de kust, zeediepte en opbouw van het park. Hierdoor ontstaan in de internationale literatuur verschillen in samenstelling van de kosten. Het uitgangspunt voor het model is representatief voor de verwachte gemiddelde parken. Ook over de leersnelheden van de verschillende kostencomponenten bestaat geen consensus. In het algemeen wordt de leersnelheid van de turbine als ‘langzaam lerend’, aangemerkt. Het leereffect op toren en ondersteuningsconstructie wordt in het algemeen als ‘snel’ aangemerkt, maar in overleg met ECN Wind wordt voor de hier gepresenteerde modelberekeningen verondersteld dat de leereffecten worden opgeheven door steeds verder liggende locaties (verder weg betekent groter waterdiepte en dat vertaalt zich in een grotere ondersteuningsconstructie). Hetzelfde wordt aangenomen voor de leereffecten op de voorbereiding.

Tabel 3.2 *Indeling kostencomponenten wind offshore naar snel lerend, langzaam lerend en niet lerende componenten*

Verdeling	Totaal aandeel	Bestaande uit:
Snel lerende component	30%	Transport en installatie 15%, Elektriciteitsinfrastructuur en Elektriciteitsaansluiting 15%
Langzaam lerende component	30%	Turbine 30%
Niet lerende component	40%	Overig 2%, voorbereiding 13%, toren en fundatie 25%. Leereffect van toren en fundatie en voorbereiding wordt opgeheven door moeilijkere locaties

Vervolgens is een drietal mogelijke varianten voor de ontwikkeling van investeringskosten geschetst. In de eerste variant zijn de leereffecten groot, in variant twee gemiddeld en in variant drie zijn de leereffecten beperkt. Zie Tabel 3.3. De middenvariant is gebaseerd op input van experts van ECN Windenergie.

Tabel 3.3 *Varianten voor de ontwikkeling van de investeringskosten van wind offshore*

Variant	Progress Ratio snel lerende component	Progress Ratio langzaam lerende component
Weinig leereffecten	93%	97%
Gemiddelde leereffecten	90%	95%
Veel leereffecten	85%	90%

Niet alleen de leersnelheid, maar ook de uitgangssituatie (investeringskosten in 2003) is in de internationale literatuur een discussiepunt. Er is op dit moment slechts één park gerealiseerd in de Noordzee. De exacte kosten van dit park zijn nog niet duidelijk. Hiernaast wordt de discussie over de investeringskosten mede veroorzaakt door de invloed van de locatie op de investeringskosten. Lako (2003) heeft hiernaar onderzoek gedaan. Hij komt op een range van 1400 €/kW tot 2200 €/kW. De 1400 €/kW betroffen niet een Noordzee locatie, maar een locatie waar door milder klimaat en lagere waterdiepte een lagere investering verwacht mag worden dan op de Noordzee. Voor de berekeningen van de onrendabele top in 2003 is een investeringsbedrag van 2000 €/kW gebruikt. Dit bedrag is gebaseerd op informatie uit de markt over de kosten van nieuwe windparken. Vergelijking met de huidige literatuur over offshore kosten laten zien dat de kosten nog steeds wisselend ingeschat worden, maar dat 2000 €/kW een realistische aanname is. Deze aanname valt binnen de kostenrange zoals die door Garrad Hassan wordt aangenomen.

Naast de leersnelheid is ook het moment van leren van belang. De leereffecten in de aanloopperiode zouden lager kunnen zijn, als gevolg van verkeerde inschattingen bij de projectvoorbereiding. Als voorbeeld wordt gewezen op de onderhoudskosten. Deze blijken bij een van de reeds geïnstalleerde parken in Denemarken (Middelgrunden) een grotere rol te spelen bij de totale kosten van projecten dan in eerste instantie aangenomen werd, met als gevolg dat voor toekomstige parken minder onderhoudsgevoelige turbines geplaatst moeten worden, die duurder zijn.

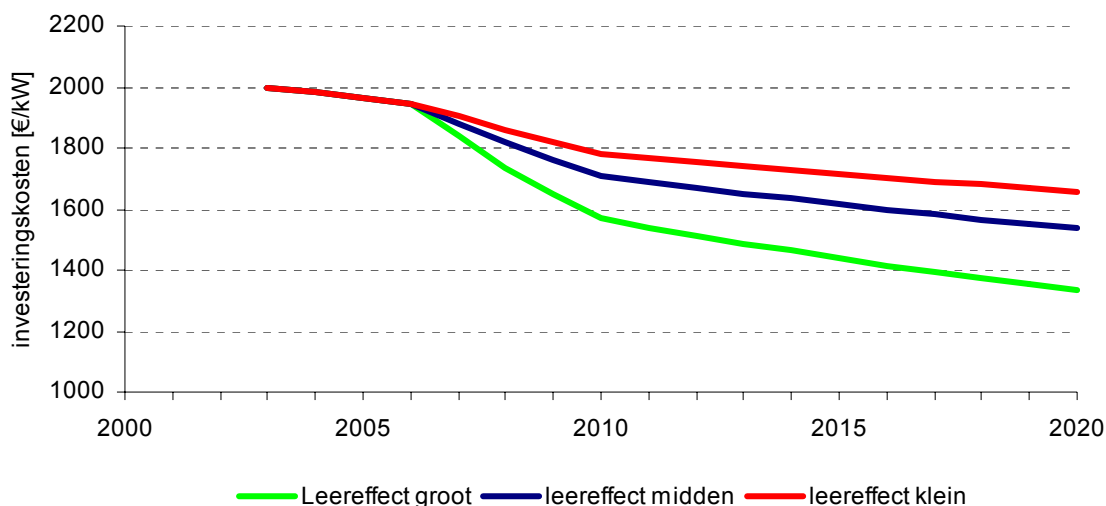
In het model wordt aangenomen dat de leereffecten in de periode 2003-2006 van alle lerende componenten laag (98%) zijn. Pas vanaf 2007 hebben de leereffecten duidelijk effect op de kostenontwikkeling. Voor de berekening van de onrendabele toppen zijn de jaren 2004 en 2005 gebaseerd op de uitgangspunten van 2003. Er wordt van uitgegaan dat de (zij het beperkte) mondiale leereffecten invloed hebben op de kostenontwikkeling in Nederland vanaf 2006.

De uitkomsten voor de verschillende varianten zijn weergegeven in Tabel 3.4 en Figuur 3.3. Zoals hierboven reeds aangegeven wordt hierbij aangetekend dat het moment van leren ook van belang is voor het moment waarop het leereffect van invloed is op de kosten. Het vaststellen van de plaats van de huidige technologie ontwikkeling op de leercurve is moeilijk, en de uitkomst van de ontwikkeling heeft veel effect op de kostprijs in de toekomst.

Tabel 3.4 *Ontwikkeling nominale investeringskosten in €/kW, drie varianten*

	2003 ⁹	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Weinig leereffecten	2.000	2.000	2.000	1.946	1.903	1.861	1.821	1.783	1.717	1.655
Gemiddelde leereffecten	2.000	2.000	2.000	1.946	1.881	1.819	1.762	1.708	1.616	1.535
Veel leereffecten	2.000	2.000	2.000	1.946	1.836	1.737	1.648	1.568	1.439	1.332

⁹ De investeringskosten voor 2003, 2004 en 2005 zijn vastgezet op 2000 Euro om in overeenstemming te zijn met de reeds berekende onrendabele toppen. In het model wordt een progress ratio van 98% voor snel en langzaam lerende componenten verondersteld voor 2003, 2004 en 2005. Er wordt dus internationaal wel geleerd.



Figuur 3.3 *Ontwikkeling nominale investeringskosten als gevolg van leereffecten, drie varianten*

3.10 Ontwikkeling onderhouds- en bedrijfskosten

De O&M-kosten worden verondersteld gelijk te blijven, en bedragen 2,3 ct/kWh op basis van de berekeninginput in 2003 (Sambeek, 2003). Hierbij is aangenomen dat de ontwikkeling van onderhoudsvriendelijke turbines (beperking onderhoudskosten) opweegt tegen de daarbij behorende hogere investeringskosten.

3.11 Ontwikkeling elektriciteitsprijs

Er is voor de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs gekozen voor het ontwikkelen van een tweetal varianten¹⁰. Hierbij is alleen gekeken naar de nominale ‘baseload’ prijzen.

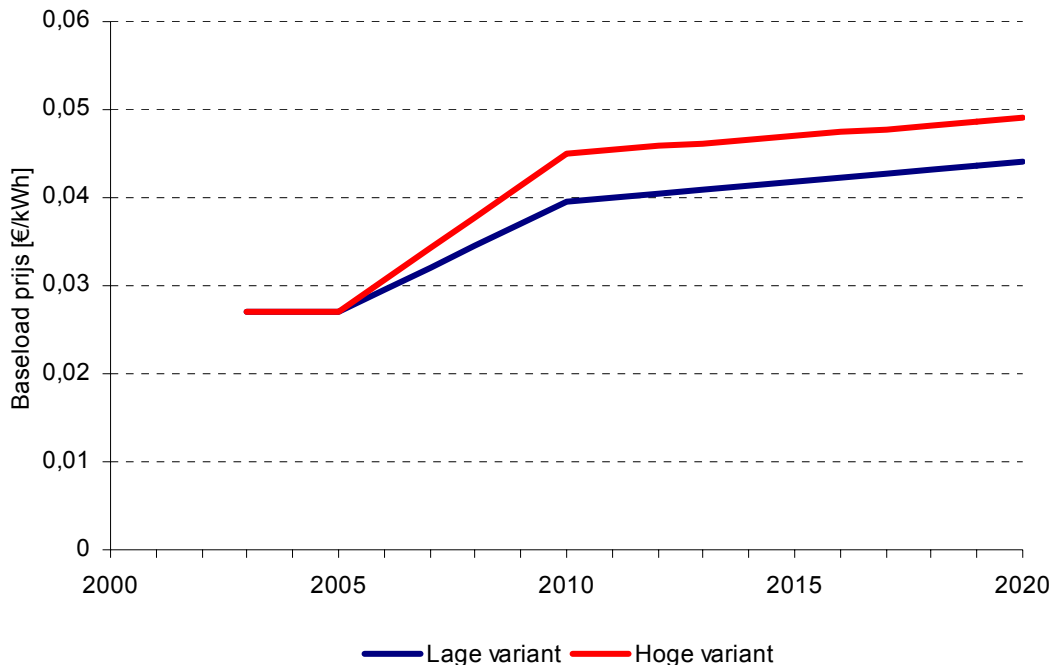
Voor de *Lage Prijs Variant* wordt aangenomen dat in 2010 een prijsniveau van ongeveer 40 €/MWh bereikt wordt. Tussen 2010 en 2020 wordt een stijging van de aardgasprijs verondersteld, die een toename van de elektriciteitsprijs tot gevolg heeft. Deze stijging wordt zowel in de hoge als de lage variant verwacht.

In de *Hoge Prijs Variant* wordt de elektriciteitsprijs in 2010 gelijk verondersteld aan integrale productiekosten, d.w.z. het prijsniveau waarbij investeren in nieuw conventioneel vermogen aantrekkelijk wordt. Dit prijsniveau is gebaseerd op een gascentrale, type STEG, dat wordt ingezet voor 4000 tot 6000 uur. De hierbij gebruikte parameters zijn: de investeringskosten (540 €/kW), afschrijvingstermijn (20 jaar) en reële discontovoet (7,8%). Bij de twee laatste parameters is rekening gehouden met toegenomen marktrisico's. Andere parameters zijn: gasprijs (commodity en transport) en O&M kosten. De parameter die het meest onzeker is en het sterkst kan variëren is de commodityprijs voor gas. Uitgaande van een commodityprijs van 12 ct/m³ (huidig niveau) ligt de integrale kostprijs bij 44 tot 46 €/MWh (verschil komt door bedrijfstijd); gemiddeld dus 45 €/MWh.

Door een stijging/daling van de gasprijs met 1 ct/m³ verandert de kostprijs 2 €/MWh. Op langere termijn (2020) verwachten wij dat de gasprijs in Nederland structureel 1 á 2 ct/m³ zal toene-

¹⁰ Bij de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen zou wellicht gebruik gemaakt kunnen worden van de scenario's en resultaten van het project 'Referentieraming Energie, Klimaat En Verzurende Emissies 2003-2020', te publiceren medio 2004. Aangezien de uitkomsten hiervan pas aan het begin van de zomer verwacht worden, is dit evenwel niet mogelijk.

men vanwege toenemende (duurdere) import. In het model is aangenomen dat de gasprijs in 2015 met 1 ct/m³ stijgt, en in 2020 met 2 cent is toegenomen ten opzichte van het huidige niveau. De elektriciteitsprijs ontwikkelt zich in de hoge variant daarmee van 45 €/MWh in 2010 tot 49 €/MWh in 2020. In de lage variant ontwikkelt de elektriciteitsprijs zich van 39,6 €/MWh in 2010 tot 44 €/MWh in 2020. Zie Figuur 3.4.



Figuur 3.4 *Ontwikkeling elektriciteitsprijs, twee varianten*

3.12 Ontwikkeling CO₂-prijs

De invloed van CO₂-emissiehandel wordt in het model verrekend met de elektriciteitsprijs. De CO₂-prijs heeft namelijk direct invloed op de short-run marginal costs van de elektriciteitsproductie en daarmee op de elektriciteitsprijs (ook als opportunity costs). Elektriciteitsproducenten kunnen de kosten van CO₂-emissierechten maar beperkt in hun prijs doorberekenen. Er wordt vanuit gegaan dat de CO₂-prijs in 2010 niet volledig kan worden doorberekend omdat er in eerste instantie geen echte kosten tegen over staan (afhankelijk van ruime/krappe allocatie CO₂-rechten). In het model wordt deze verhoging zoals gezegd meegerekend bovenop de eerder genoemde elektriciteitsprijzen.

Voor de ontwikkeling van de CO₂-prijs worden drie varianten aangenomen.

In de *hoge CO₂-prijs* variant wordt verondersteld het Post-Kyoto beleid erop gericht is de Europese doelstellingen binnen Europa te realiseren. Als gevolg hiervan stijgen de CO₂-prijzen tot 11€/ton CO₂ in 2010 en 40 €/ton CO₂ in 2020. Rekening houdend met een doorberekeningsfactor van 80% tot 2010 en van 100% in 2020 wordt de elektriciteitsprijs verhoogd met 3,1 €/MWh in 2010 en 14,4 €/MWh in 2020.

In de *midden CO₂-prijs* variant wordt een toename van de CO₂-prijs verondersteld tot een niveau van 11 €/ton CO₂ in 2010 tot 22 €/ton CO₂ in 2020. Met een doorberekeningsfactor van 60% in 2010 en 80% in 2020 komt dit overeen met een verhoging van de elektriciteitsprijs met 2,4 €/MWh in 2010 en 6,3 €/MWh in 2020.

In de *lage CO₂-prijs* variant wordt er een CO₂-prijs van 7 €/ton CO₂ in 2010 en 11 €/ton CO₂ in 2020 aangenomen. Uitgaande van een doorberekenningsfactor van 60% tot 2010 en van 80% tot 2020, wordt de elektriciteitsprijs verhoogd met 1,5 €/MWh in 2010 en 3,2 €/MWh in 2020.

3.13 Ontwikkeling onbalanskosten & back-up kosten

Onderstaande is onder andere gebaseerd op overleg met de heer professor W. Kling van TenneT en TU Delft, en door hem aangeleverde gegevens.

Er zijn in principe twee manieren om de kosten van onbalans op het net als gevolg van productie van wind op zee te verrekenen. De ene methode is het toewijzen van onbalanskosten die ontstaan binnen het programma van een programmaverantwoordelijke aan de producent van windenergie. De tweede methode is het toewijzen van de kosten van back-up capaciteit die gebruikt kan worden om eventuele onbalans op te vangen. Bij de tweede methode is het onduidelijk welke capaciteit specifiek toe te wijzen is als back-up capaciteit die nodig is om variaties in het aanbod als gevolg van het geplaatste windvermogen op te vangen. Aangezien de programma's van een programmaverantwoordelijke tot 1 uur voor de productie nog te wijzigen zijn, zou alleen de extra capaciteit die nodig is om schommelingen op te vangen in dat laatste uur aan plaatsing van wind capaciteit toe te wijzen zijn. Hoeveel capaciteit precies nodig is, is (nog) niet te zeggen. In beide methoden bepaalt de markt hoe de kosten verrekend zullen worden met de producent. Voor de modelberekeningen wordt gebruik gemaakt van de onbalans methode. De achterliggende gedachte daarbij is dat de kosten verwerkt worden in de programmaverantwoordelijkheid, en via die route onbalanskosten aan de producent worden doorgerekend.

Er zijn voor de ontwikkeling van de onbalanskosten voor de producent drie varianten opgesteld. In de lage variant wordt er vanuit gegaan dat de onbalanskosten zullen dalen als gevolg van verbeterde (wind)voorspellingstechnieken en opslagmogelijkheden. In de tweede variant, de hoge variant, stijgen de onbalanskosten, onder andere als gevolg van een sterk toegenomen variabel vermogen bij een gelijkblijvende (nu beperkte) voorspelling en opslagtechnieken. In de derde variant, de midden variant, blijven de onbalanskosten gelijk. Zie Tabel 3.5.

Tabel 3.5 *Varianten ontwikkeling onbalanskosten (nominale waarden, €/kWh)*

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Hoge onbalanskosten	0,006	0,006	0,006	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,008	0,009
Gemiddelde onbalanskosten	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Lage onbalanskosten	0,006	0,006	0,006	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,003

3.14 Netverzwaringkosten

Op basis van de in het project Connect 6.000 MW door KEMA berekende kosten voor netverzwaring is de bijdrage van het Rijk aan de inpassingskosten van 6.000 MW wind op zee meegenomen. Hierbij is ervan uitgegaan dat alleen de netverzwaringkosten (à 300 miljoen Euro) door het Rijk gedragen worden.

3.15 Twee varianten

De projecties voor verplichtingen en uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring worden gemaakt voor een tweetal varianten. Beide varianten zijn afhankelijk van de aannames die gemaakt worden, en zijn even waarschijnlijk. Hoewel de varianten de '*hoge variant*' en de '*lage variant*' genoemd worden, is het toch mogelijk om met andere aannames tot andere uitkomsten te komen. Zoals eerder al genoemd, is de aanname dat het beleid ongewijzigd blijft, zeer beperkend voor de waarschijnlijkheid van de uitkomsten.

3.15.1 Hoge variant

In deze variant worden alle parameters zodanig gekozen, dat de projecties van de uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring hoog uitvallen. Dit betekent dat de ontwikkeling van de investeringskosten laag wordt ingeschat, de elektriciteitsprijs zich via de lage variant ontwikkelt, en de kosten die gemaakt moeten worden om de onbalans problemen op te vangen hoog zijn. De CO₂-prijs is in deze variant laag.

3.15.2 Lage variant

In deze variant worden alle parameters zodanig gekozen, dat de projecties van de uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring laag uitvallen. De ontwikkeling van de investeringskosten als gevolg van leereffecten worden hoog verondersteld, de elektriciteitsprijs ontwikkeld zich fors en de kosten die gemaakt moeten worden om de onbalans problemen op te vangen relatief laag zijn. De onbalanskosten dalen. De CO₂-prijs is hoog.

4. RESULTATEN

4.1 Hoge variant

De variant waarbij de projecties van de uitgaven en verplichtingen voor de MEP, EIA en netverzwaring hoog zijn, is gebaseerd op een investeringskostenontwikkeling die laag ligt en een lage elektriciteitsprijs. Bovendien stijgen de onbalanskosten in deze variant. In Tabel 4.2 worden de projecties van de uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020¹¹. In Tabel 4.1 worden de projecties van de verplichtingen en uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010.

De onrendabele top van wind op zee in 2020 bedraagt in deze hoge variant ongeveer 62% van de onrendabele top in 2003.

Zoals besproken nemen de onzekerheden met betrekking tot de projecties vanaf 2010 snel toe. Figuur 4.1 laat gemakkelijk zien dat de impact van toenemende onzekerheden na 2010 grote gevolgen kan hebben voor de projecties van de totale uitgaven: het gros van de uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring worden na 2010 gedaan. Daarom zijn ook projecties van de uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring gebaseerd op verplichtingen aangegaan tot 2010 gemaakt. De uitgaven lopen dan door tot 2020. Deze worden in Tabel 4.1 weergegeven.

Tabel 4.1 *Uitgaven voor de MEP, EIA en op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010, hoge variant*¹²

	Hoog
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring nominaal tot 2020, inclusief doorlopende verplichting [mld. €]	2,2
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring netto contant (6% discontovoet) [mld. €]	1,4
Totale elektriciteitsproductie op basis van de tot 2010 aangegane verplichtingen [TWh] ¹³	37
Vermeden CO ₂ -uitstoot op basis van de tot 2010 aangegane verplichtingen [Mton]	13

De projecties van de uitgaven en verplichtingen voor de MEP, EIA en netverzwaring bestaan tot 2020 uit MEP-verplichting (1,9 miljard Euro), EIA (56 miljoen Euro) en netverzwaring (0,3 miljard Euro).

Tabel 4.2 geeft het overzicht van de totale uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020. De projecties van de totale uitgaven en verplichtingen bestaan uit MEP-verplichting (13,8 miljard Euro), EIA (1,1 miljard Euro) en netverzwaring (0,3 miljard Euro).

¹¹ Zie 9.

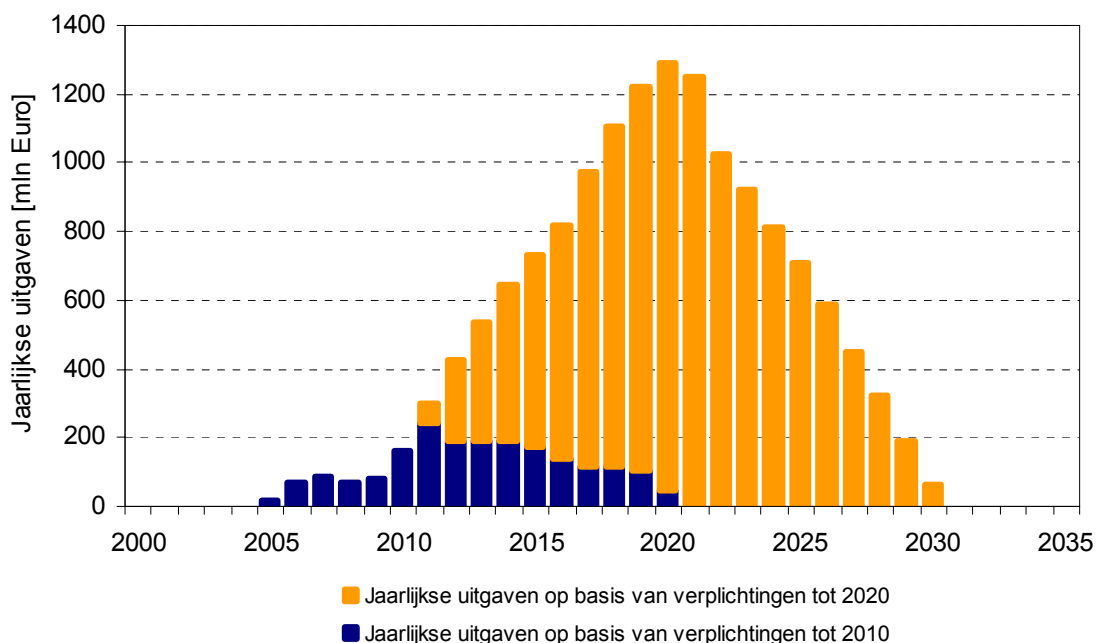
¹² Bestaande uit MEP-verplichtingen aangegaan tot 2010, doorlopend tot 2020; EIA-uitgaven tot 2010 en 0,3 miljard € voor netverzwaring.

¹³ 1 TWh = 1.000.000 MWh.

Tabel 4.2 *Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020, hoge variant*¹⁴

	Hoog
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring nominaal tot 2030, inclusief doorlopende verplichting [mld. €]	15,2
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring netto contant (6% discontovoet) [mld. €]	5,0
Totale elektriciteitsproductie op basis van de tot 2020 aangegane verplichtingen [TWh]	315
Vermeden CO ₂ uitstoot op basis van de tot 2020 aangegane verplichtingen [Mton]	113

De projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA worden weergegeven in Figuur 4.1. Het enigszins grillige verloop van de figuur heeft als voornaamste oorzaak de aanname met betrekking tot de implementatie van windparken in de periode tot 2010. Aangezien aangenomen wordt dat er slechts een beperkt aantal parken tot 2010 wordt gerealiseerd, heeft het begin van de grafiek een onregelmatig verloop. Vanaf 2010 wordt verondersteld dat de geplaatste capaciteit lineair toeneemt, waardoor de uitgavencurve ook lineair toe zal nemen. Dit is echter minder goed zichtbaar doordat vanaf 2015 de gemiddelde parkgroottes toeneemt, waardoor ook de onrendabele toppen stijgen. Deze toename van de onrendabele top wordt veroorzaakt door het EIA-effect: het maximaal plafond voor de EIA is reeds bij kleine parkgrootte bereikt. Grotere parken hebben relatief minder voordeel van de EIA. Daarnaast wordt de EIA niet verspreid over de totale economische levensduur of over de MEP-periode, maar wordt de EIA per project in één jaar als overheidsuitgave meegenomen. Wanneer er veel projecten in een jaar gerealiseerd zijn, zullen de EIA-lasten in het daarop volgende jaar relatief hoog zijn ten opzichte van een jaar waarin weinig parken gerealiseerd zijn.



Figuur 4.1 *Projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA in de hoge variant, met onderscheid naar de uitgaven op basis van verplichtingen tot 2010 en 2020*

¹⁴ Bestaande uit MEP-verplichtingen aangegaan tot 2020, doorlopend tot 2030; EIA-uitgaven tot 2020 en 0,3 miljard € voor netverzwaring.

4.2 Lage variant

In de lage variant wordt uitgegaan van optimistische varianten: de leereffecten zijn groot, waardoor de investeringskosten fors dalen, de onbalanskosten dalen als gevolg van verbeterde voorspelling en regelbaarheid van het geleverde vermogen, en de elektriciteitsprijs stijgt, met als gevolg een forse verlaging van de onrendabele toppen.

De onrendabele top van wind op zee in 2020 bedraagt in deze lage variant ongeveer 18% van de onrendabele top in 2003.

Ook voor de lage variant zijn projecties gemaakt van de uitgaven op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010. Deze zijn weergegeven in Tabel 4.3. De projectie van de uitgaven is opgebouwd uit MEP-verplichting (1,5 miljard Euro), EIA (56 miljoen Euro) en netverzwaring (0,3 miljard Euro).

Tabel 4.3 *Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2010, lage variant*¹⁵

	Laag
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring nominaal tot 2020, inclusief doorlopende verplichting [mld. €]	1,9
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring netto contant (6% discontovoet) [mld. €]	1,2
Totale elektriciteitsproductie op basis van de tot 2010 aangegane verplichtingen [TWh]	37
Vermeden CO ₂ -uitstoot op basis van de tot 2010 aangegane verplichtingen [Mton]	13

De projecties van de uitgaven en verplichtingen voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020 worden weergegeven in Tabel 4.4. De projecties is opgebouwd uit MEP-verplichting (7,2 miljard Euro), EIA (1,1 miljard Euro) en netverzwaring (0,3 miljard Euro).

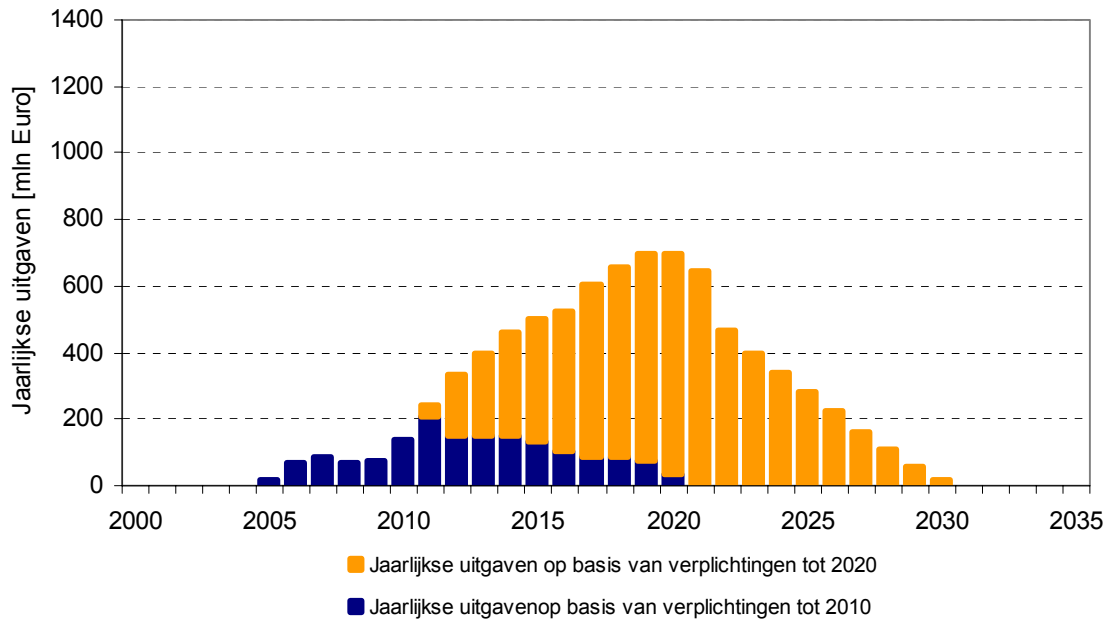
Tabel 4.4 *Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring op basis van verplichtingen aangegaan tot 2020, lage variant*¹⁶

	Laag
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring nominaal tot 2030, inclusief doorlopende verplichting [mld. €]	8,6
Uitgaven voor de MEP, EIA en netverzwaring netto contant (6% discontovoet) [mld. €]	3,1
Totale elektriciteitsproductie op basis van de tot 2020 aangegane verplichtingen [TWh]	315
Vermeden CO ₂ -uitstoot op basis van de tot 2020 aangegane verplichtingen [Mton]	113

In Figuur 4.2 worden de projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA weergegeven. Het grillig verloop van de curve kan op dezelfde wijze worden uitgelegd als in de hoge variant.

¹⁵ Bestaande uit MEP-verplichtingen aangegaan tot 2010, doorlopend tot 2020; EIA-uitgaven tot 2010 en 0,3 miljard € voor netverzwaring.

¹⁶ Bestaande uit MEP-verplichtingen aangegaan tot 2020, doorlopend tot 2030; EIA-uitgaven tot 2020 en 0,3 miljard € voor netverzwaring.



Figuur 4.2 *Projecties van de jaarlijkse uitgaven voor de MEP en EIA in de lage variant, met onderscheid naar de uitgaven op basis van verplichtingen tot 2010 en 2020*

LITERATUUR

- BWEA (1998): *Prospects for offshore wind energy*, British Wind Energy Association, Altener contract XVII/4.1030/Z/98-395.
- DG TREN (2003): *European Energy and transport trends towards 2030*, EU DG TREN, January 2003.
- DTI (2002): *Future offshore*, DTI; November 2002.
- ETSO (2003): *Report on renewable energy sources (RES)*, Brussels, 18 December 2003.
- Greenpeace (2004): *Sea Wind Europe*, February 2004.
- Harmsen, R. en E.J.W. van Sambeek (2003): *Kosten duurzame elektriciteit, Learning Curves*; ECN-C--03-074/H, Petten, Augustus 2003.
- Herman, S.A. en J.T.G. Pierik (2003): *Locaties en opwekkosten van 6000 MW offshore windenergie*. ECN, november 2003
- Internet: www.statline.nl
- Jong, A.H. de, en H.B.M. Hilderink (2004): *Lange-termijn bevolkingsscenario's voor Nederland*; CBS/RIVM, Februari 2004.
- Junginger, M. (2000): *Experience curves in the wind energy sector, Use, analysis and recommendations*, Utrecht University, November 2000.
- KIVI (2002): *Windenergie, resultaten van een debat tussen voor- en tegenstanders*, Juni 2002.
- Kooijman, H.J.T en E.J.W van Sambeek (2003): *Kosten duurzame elektriciteit, windenergie op zee*, ECN, Augustus 2003.
- Lako, P. (2002): *Learning and diffusion for wind and solar power technologies*, ECN, April 2002.
- Ministerie van Economische Zaken (2002): *Energierapport 2002, Investeren in Energie, keuzes voor de toekomst*, februari 2002.
- Morgan, C.A., H.M. Snodin, N.C. Scott (2003): *Offshore wind, Economies of scale, engineering resource and load factors*, Garrad Hassan, 18 December 2003.
- Morgan, C.A., P.G. Hodgetts, W.W. Schlez, C.J.A. Versteegh (2003): *Review of offshore wind farm project features*, Garrad Hassan, 30 July 2003.
- Novem (2003): *Tussenrapportage Connect 6000 MW*, Novem, 18 November 2003.
- OXERA (2004): *Results of Renewables Market Modelling*; OXERA, Oxford, February 2004.
- Royal Academy of Engineering (2004): *The costs of Generating Electricity*, Royal Academy of Engineering, March 2004.
- Sambeek, E.J.W. van, T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok, E.A. Pfeiffer, *technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties*, ECN-C--03-078, Augustus 2003.
- Slootweg, J.G en W.L. Kling (2002): *Inpassing windvermogen*, Energietechniek 4, april 2002.
- Tweede Kamer (2003/2004): *Waardering van risico's bij publieke investeringsprojecten*; Tweede Kamer, vergaderjaar 2003-2004, 29 352, nr. 1.