



Energieonderzoek Centrum Nederland

SDE Wind op land met vollasturen en differentiatie

J.W. Cleijne (KEMA)

S.M. Lensink (ECN)

C.J. Faasen (KEMA)



ECN-E--10-001

Januari 2010

Verantwoording

Dit rapport is geschreven door ECN in samenwerking met KEMA en in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Dit rapport is geschreven onder het ECN-raamwerkcontract EZ 2009, ECN-projectnummer 5.0071. Contactpersoon bij ECN voor het onderzoek en dit rapport is Sander Lensink, telefoon 0224-568129, email lensink@ecn.nl.

Abstract

The Ministry of Economic Affairs has asked ECN/KEMA to consider whether support for wind energy at inland locations is necessary to reach the governmental aim of in total 4000 MW wind onshore (committed or in production) before 2012. The aim implies that still 1508 MW is to be committed before 2012.

Based on an inventory of projects that are in the licensing procedure, the capacity that can be committed before 2012 ranges between 1177 MW (realistic estimation) and 1737 MW (maximum). Of this 1737 MW, about 170 MW is located in areas that are not profitable with the current SDE feed-in premium.

This report finds that it is not likely that differentiation of feed-in premiums will make the 2012 governmental aims for onshore wind more attainable.

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	8
2. Review van de analyses NWEA (Ecorys)	9
3. Invloed van projectkenmerken op rentabiliteit	11
3.1 Projectgegevens	11
3.2 Investeringskosten	11
4. Invloed geografische verdeling op rentabiliteit	14
5. Behalen van de doelstelling: 2000 MW nieuw vermogen	17
6. Uitvoerbaarheid differentiatie	19
6.1 Mogelijkheden tot differentiatie	19
6.2 Gevolgen van differentiatie	20
Referenties	22

Lijst van tabellen

Tabel 3.1	<i>Technisch-economische gegevens per project</i>	11
Tabel 3.2	<i>Turbineprijzen voor de verschillende projecten</i>	12
Tabel 3.3	<i>Kostprijsverschuiving bij verandering turbinekosten</i>	13
Tabel 4.1	<i>Windsnelheid op ashoogte van de door NWEA aangedragen projecten</i>	16
Tabel 5.1	<i>Nieuw vermogen in de periode tot en met 2011 (maximale en realistische variant)</i>	17

Lijst van figuren

Figuur S.1	<i>Locatie windturbineparken aangedragen door NWEA (links) en de windkaart van Nederland (rechts)</i>	6
Figuur 2.1	<i>Rendabele en niet-rendabele projecten bij het huidige ECN/KEMA-advies, herberekend</i>	9
Figuur 2.2	<i>Rendabele en niet-rendabele capaciteit [MW/project] bij het huidige ECN/KEMA-advies, herberekend</i>	10
Figuur 4.1	<i>Geografische ligging van de genoemde projecten</i>	14
Figuur 4.2	<i>Windkaart van Nederland op 100 m hoogte</i>	15
Figuur 5.1	<i>Maximaal aantal haalbare projecten wind op land t/m 2011</i>	18
Figuur 6.1	<i>Correlatie tussen vollasturen en productiekosten. De R^2-waarde van 0,46 is een maat voor de correlatie, en impliceert in dit geval een slechte correlatie.</i>	19
Figuur 6.2	<i>Correlatie tussen opbrengst in relatie tot referentieopbrengst, en productiekosten. De R^2-waarde van 0,89 is een maat voor de correlatie, en impliceert in dit geval een goede correlatie.</i>	20

Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken heeft gevraagd of het in de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE) voor de optie wind op land gewenst is differentiatie toe te passen in verband met de (grote) verschillen in windregime in Nederland. Aanleiding hiervoor was de notitie die NWEA aan de kamercommissie EZ heeft gestuurd, getiteld Contra-expertise op ECN/KEMA-advies SDE wind op land, en de daarop volgende discussies in de kamercommissie. Om hier antwoord op te geven zijn in samenspraak tussen EZ, ECN/KEMA en NWEA vijf deelvragen geformuleerd, om nader invulling te geven aan de algemene vraag.

Bevatten de analyses van NWEA (Ecorys) de juiste uitgangspunten en berekeningen waardoor de uitkomst is dat het grootste deel van de beschouwde projecten onrendabel is.

Wanneer ECN/KEMA rekent met de getallen zoals aangedragen door NWEA, zal 50% van de beschouwde projecten rendabel zijn en zal 70% van het totale vermogen winstgevend zijn. Ecorys gaf aan dat dit respectievelijk 44% en 20% zou zijn. De verschillen in bevindingen tussen Ecorys en ECN/KEMA kunnen worden toegeschreven aan foutieve berekeningen van een aantal projecten door Ecorys.

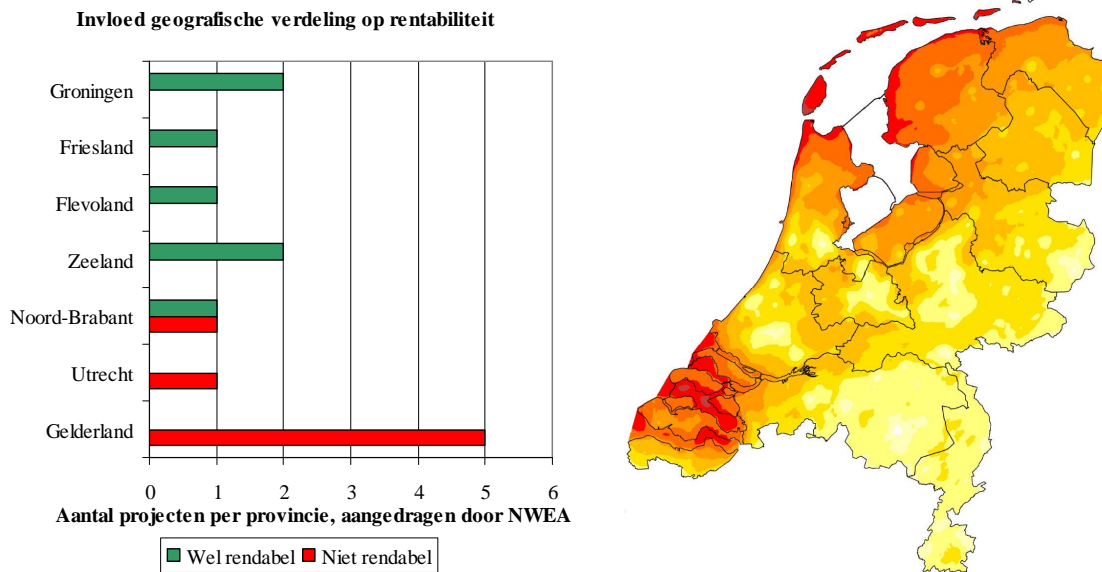
Indien aangedragen projecten inderdaad onrendabel zijn, kunnen deze dan door veranderingen in de projectkenmerken (parkconfiguratie, turbinetypen, teruglevercontract, enz.) toch rendabel worden gemaakt?

De verschillende technisch-economische parameters van de onrendabele projecten zijn onderzocht. De onrendabele projecten worden gekenmerkt door hoge investeringskosten, die een grote invloed op de kostprijs hebben. Een groot deel van de investeringskosten bestaat uit de kosten van de windturbine. Opvallend is dat de kosten voor de windturbines per park grote verschillen vertonen, variërend van 2,50 tot 2,80 miljoen euro voor een 2 MW turbine, en van 2,65 tot 3,50 miljoen euro voor een 3 MW turbine. Een groot deel van de kostenverschillen kan verklaard worden door de gekozen rotordiameter of masthoogte. Of deze keuzes het meest voor de hand liggen, hangt af van het windaanbod ter plaatse. De door ECN/KEMA gebruikte windkaart is te generiek om hier een conclusie aan te verbinden. In het uiterste - en weinig voor de hand liggende - geval dat gerekend had kunnen worden met de laagste turbineprijs per type (2 MW vs. 3 MW), dan vermindert de kostprijs van de onrendabele projecten. Hiermee zou het percentage rendabele projecten stijgen van 50% naar 56% waardoor 75% (i.p.v. 70%) van het totale vermogen rendabel zou worden.

Om verdere projectkenmerken, zoals parkconfiguratie, teruglevercontracten en juridische aspecten te kunnen analyseren, moet op detailniveau gekeken worden naar de kenmerken van de parken. Hiervoor zijn meer gegevens nodig van de onrendabele projecten. ECN/KEMA heeft daarom geen veranderingen in de projectkenmerken kunnen aanwijzen, die de betreffende projecten wel rendabel zouden maken.

Binnenlandlocaties zijn bij de voor 2009 gehanteerde vollasturen (2200) en het berekende basisbedrag (9,4 €/kWh) mogelijk niet allemaal met een rentabiliteit van 15% op eigen vermogen te realiseren. Is globaal aan te geven hoe deze geografische verdeling in Nederland (wel uitvoerbaar / niet uitvoerbaar) loopt?

De projecten zoals aangedragen door NWEA die niet met een rentabiliteit van 15% op eigen vermogen gerealiseerd kunnen worden, zijn binnenlandlocaties met relatief lage windsnelheden.



Figuur S.1 *Locatie windturbineparken aangedragen door NWEA (links) en de windkaart van Nederland (rechts)*

De onrendabele projecten liggen meest in gebieden waar volgens de windkaart de windsnelheid op 100 meter lager is dan 7 m/s. Hierop vormen een aantal projecten een uitzondering. Die projecten zijn volgens de gegevens van NWEA onrendabel met een windsnelheid op ashoogte van minder dan 7 m/s. De windsnelheid op 100 meter volgens de windkaart ligt bij die projecten echter boven de 7 m/s. Dit betekent dat er slechts op hoofdlijnen een geografische verdeling van rendabele en onrendabele projecten is te maken. Hoewel de windsnelheid een belangrijke indicator is, spelen meerdere factoren een rol, zoals aantal vollasturen, installatiekosten, contracten met leveranciers, bouwbeperkingen, kosten van de netaansluiting, pacht en toegangswegen. Deze factoren kunnen zeer locatiespecifiek zijn. Een geografische verdeling van rendabele en onrendabele projecten kan globaal met de windkaart vergeleken worden, maar er zijn veel uitzonderingen mogelijk.

Zal achterwege laten van differentiatie (of een andere ingreep) tot gevolg hebben dat veel projecten (inderdaad) onrendabel zijn, waardoor de kabinetsdoelstelling (2000 MW nieuw vermogen gecommiteerd via de SDE) niet wordt gehaald?

Vanaf heden tot de periode 2011 dient er nog 1508 MW gecommiteerd te worden. Van de projecten die nu in de pijplijn zitten, heeft SenterNovem een maximaal haalbare variant en een realistische variant aangegeven van respectievelijk 1737 van 1177 MW.

De maximale variant gaat uit van de aanname dat alle projecten en initiatieven volledig in hun maximale variant worden gecommiteerd. Bij de realistische variant wordt gerekend met een slaagkans die is vastgesteld op basis van een inschatting van betrokken projectontwikkelaars en provincies/gemeenten.

Wanneer we uitgaan van de maximale variant kan er maximaal 1737 MW worden bijgebouwd komende jaren. Hiermee zou de doelstelling behaald kunnen worden. De vraag blijft dan of de projecten ook financieel uit kunnen komen. Wanneer we de locatie bekijken van deze projecten, zien we dat de meeste projecten in de windrijke gebieden (>7,5 m/s op 100 m hoogte) gepositioneerd zijn. Voor deze projecten is winddifferentiatie waarschijnlijk overbodig. De projecten in minder windrijke gebieden hebben een potentieel van ca. 170 MW.

Wanneer deze projecten maximaal gerealiseerd kunnen worden én andere indicatoren dan windsnelheid dusdanig zijn dat alle projecten in windrijke gebieden winstgevend kunnen zijn met de

SDE-vergoeding, is het theoretisch mogelijk de doelstelling te halen. Deze kans wordt echter klein geacht, aangezien onder andere verschillende procedures al vertraging hebben opgelopen, ruimtelijke besluiten laten langer op zich laten wachten en overheden het niet eens zijn over locaties. Differentiatie of veranderingen in het subsidiebedrag kunnen deze vertraging niet verhelpen.

Wanneer uitgegaan wordt van de realistische variant, zal er vanaf nu 1177 MW worden geëncmitteerd tot 2011. Hierbij is het subsidiebedrag niet beschouwd. Zelfs wanneer de hoogte van de SDE-vergoeding niet in ogenschouw genomen wordt, wordt de doelstelling niet behaald. Een hogere vergoeding of andere ingrepen kunnen niet leiden tot zo veel meer geëncmitteerd vermogen dat de doelstelling wel binnen bereik komt.

Is differentiatie in 'windarme' en 'windrijke' gebieden praktisch goed uitvoerbaar, of zijn er mogelijk uitvoeringstechnische problemen die deze optie onaantrekkelijk of bijzonder lastig maken, waardoor keuze voor een ander alternatief (bijv. het Duitse systeem) meer voor de hand ligt?

In 2003 zijn de voordelen en uitvoerbaarheid van winddifferentiatie onderzocht (Van Sambeek *et al.*, 2003). Voor uitvoerbaarheid gelden nog dezelfde bevindingen als eerder. Een differentiatie op basis van windkaarten leidt tot grensgevallen en onnauwkeurigheden in de subsidiebepalingen. Een differentiatie op basis van vollasturen (zoals die ook in het verleden is gebruikt) correleert slecht met de kosten van projecten. Wanneer gebruik wordt gemaakt van een karakterisering op basis van referentieopbrengsten, zoals in Duitsland, wordt een goede correlatie gevonden tussen de kosten van de opgewekte energie en de windlocatie. Dit biedt een goede basis voor het uitwerken van een systematiek. Of een systeem op basis van referentieopbrengsten ook gehanteerd kan worden op basis van het vigerende besluit SDE, en of zo'n systeem praktisch goed uitvoerbaar is, is beperkt onderwerp van deze studie geweest. Eventuele knelpunten daaromtrent zouden invoering van een dergelijk systeem voor 2010 ambitieus maken, en een eventuele positieve bijdrage aan het halen van de doelstelling beperkt.

1. Inleiding

Deze rapportage gaat in op de SDE-subsidie voor wind op land in relatie tot de rentabiliteit van windprojecten en op de vraag of differentiatie gewenst is om de doelstelling voor wind op land te behalen. Aanleiding hiervoor is de contra-expertise studie die NWEA door Ecorys heeft uit laten voeren op het ECN/KEMA-advies over het SDE-basisbedrag voor wind op land, en het verzoek van kamerlid Samsom aan de minister om differentiatie in de subsidieverlening voor wind op land te onderzoeken.

De vraagstelling luidt:

Is (alsnog) differentiatie gewenst/nodig voor kostprijs/basisbedrag wind op land in de SDE om de doelstelling (2000 MW extra geëncmitteerd via de SDE in deze kabinetsperiode) te halen, door onderscheid te hanteren tussen 'windrijke' en 'windarme' gebieden. Zo ja, hoe moet deze differentiatie er uit gaan zien?

Deze onderzoeksvraag zal worden uitgewerkt door antwoord te geven op de volgende deelvragen:

- Bevat ten de analyses van NWEA (Ecorys) de juiste uitgangspunten en berekeningen waardoor de uitkomst is dat het grootste deel van de beschouwde projecten onrendabel is.
- Indien aangedragen projecten inderdaad onrendabel zijn, kunnen deze dan door veranderingen in de projectkenmerken (parkconfiguratie, turbinetypen, teruglevercontract, enz.) toch rendabel worden gemaakt?
- Binnenlandlocaties zijn bij de voor 2009 gehanteerde vollasturen (2200) en bij het berekende basisbedrag (9,4 €ct/kWh) mogelijk niet allemaal met een rentabiliteit van 15% op eigen vermogen te realiseren. Is globaal aan te geven hoe deze geografische verdeling in Nederland (wel uitvoerbaar / niet uitvoerbaar) loopt?
- Zal achterwege laten van differentiatie (of een andere ingreep) tot gevolg hebben dat veel projecten (inderdaad) onrendabel zijn, waardoor de kabinetsdoelstelling (2000 MW nieuw vermogen geëncmitteerd via de SDE) niet wordt gehaald?
- Is differentiatie in 'windarme' en 'windrijke' gebieden praktisch goed uitvoerbaar, of zijn er mogelijk uitvoeringstechnische problemen die deze optie onaantrekkelijk of bijzonder lastig maken waardoor keuze voor een ander alternatief (bijv. het Duitse systeem) meer voor de hand ligt?

2. Review van de analyses NWEA (Ecorys)

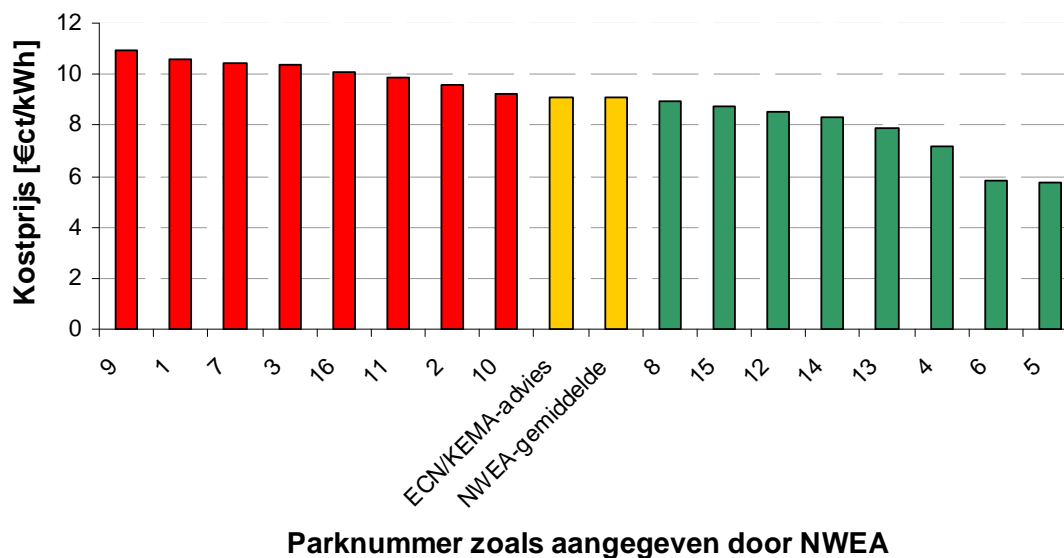
In dit hoofdstuk wordt geanalyseerd of NWEA (Ecorys) de juiste uitgangspunten en berekeningen heeft gebruikt in de contra-expertise op het ECN/KEMA-advies voor het SDE-basisbedrag wind op land (Rademaekers en Van Gorp, 2009).

Ecorys is door NWEA gevraagd een contra-expertise uit te voeren naar de door ECN/KEMA geadviseerde hoogte van het basisbedrag voor wind op land. Dit is gebeurd aan de hand van 16 projecten die door de NWEA zijn aangeleverd.

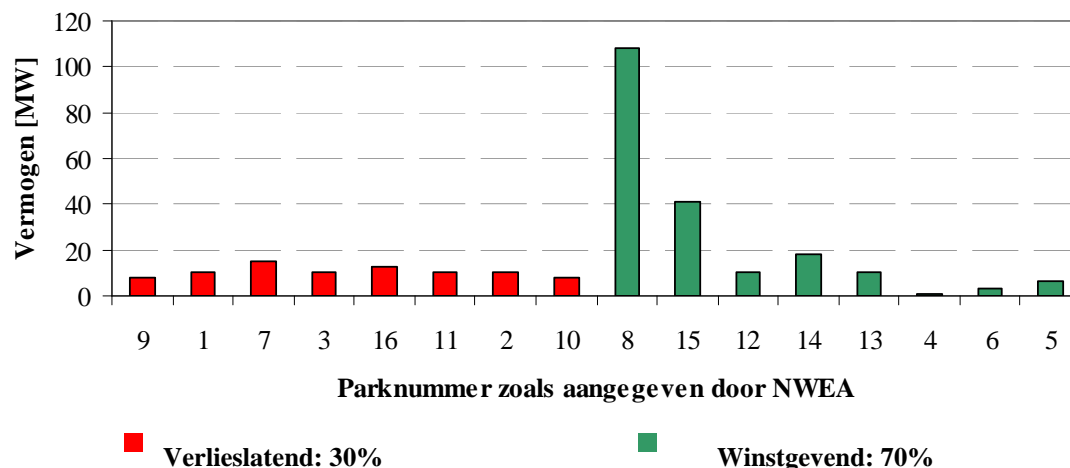
Ecorys heeft haar technisch-economische aannames vergeleken met die van ECN/KEMA. Ecorys komt hierbij op een gemiddelde kostprijs die gelijk is aan de kostprijs die ECN/KEMA heeft gebruikt bij de advisering. Ecorys heeft hierbij het model gehanteerd zoals opgesteld door ECN/KEMA en heeft dezelfde financieel-economische aannames aangehouden.

Ecorys concludeert dat indien het SDE-basisbedrag op deze kostprijs wordt gebaseerd, 44% van de projecten kan produceren tegen kosten die lager of gelijk zijn dan deze kostprijs. In termen van capaciteit zou 80% van het totale vermogen onrendabel zijn. Ecorys concludeert dat de aannames die ECN/KEMA maakt moeten worden aangepast teneinde meer projecten rendabel te maken.

Wanneer ECN/KEMA echter de kostprijs van de gegeven 16 projecten modelleert, verschillen de uitkomsten met die van Ecorys. Volgens de berekeningen van ECN/KEMA is 50% van de projecten rendabel bij het huidige ECN/KEMA-advies, en zal 70% van het totale vermogen winstgevend zijn.



Figuur 2.1 Rendabele en niet-rendabele projecten bij het huidige ECN/KEMA-advies, herberekend



Figuur 2.2 Rendabele en niet-rendabele capaciteit [MW/project] bij het huidige ECN/KEMA-advies, herberekend

De verschillen in bevindingen tussen Ecorys en ECN/KEMA kunnen worden toegeschreven aan foutieve afschrijvingstermijnen van een aantal projecten in de berekeningen van Ecorys¹. Het gevolg van de foutieve afschrijvingstermijnen in de berekeningen was, dat niet alle belastingvoordelen meegewogen waren in de bepaling van de productiekosten.

Met het huidige ECN/KEMA-advies is 50% van de beschouwde projecten rendabel en zal 70% van het totale vermogen winstgevend zijn. Daarbij is ook van belang dat de meeste projecten die door NWEA zijn aangedragen in windarmere gebieden liggen. Dit is niet representatief voor de parken die komende drie jaar gebouwd zullen worden (zie Figuur 4.1 voor de geografische ligging van de NWEA-projecten en Figuur 5.1 voor de projecten in de pijplijn voor de komende drie jaar).

¹ Bevestigd door Ecorys in een email van N. van Gorp gedateerd op 27 juli 2009.

3. Invloed van projectkenmerken op rentabiliteit

3.1 Projectgegevens

In dit hoofdstuk kijken we naar de projectkenmerken van de projecten en onderzoeken we of de onrendabele projecten toch rendabel kunnen zijn indien de projectkenmerken² wijzigen. Tabel 3.1 geeft een overzicht van de verschillende technisch-economische gegevens per project. Deze tabel laat zien dat de onrendabele projecten worden gekenmerkt door hoge investeringskosten. De investeringskosten hebben grote invloed op de kostprijs van de projecten. Alle onrendabele projecten hebben hogere investeringskosten dan geraamd bij het ECN/KEMA-advies. Het rendabele project 8 heeft eveneens hogere investeringskosten dan in het ECN/KEMA-advies geraamd, maar is rendabel door een hoog aantal vollasturen. Ook de kosten voor O&M verschillen, maar omdat deze minder zwaar wegen dan de investeringskosten, worden hier alleen de investeringskosten bekeken³.

Tabel 3.1 *Technisch-economische gegevens per project*

Projectnaam	Kostprijs [€ct/kWh]	Capaciteit [MW]	Vollasturen [Uren/jaar]	Investing [€/kW]	O&M [€/kW]
9	10,96	8	2.285	1.773	47
1	10,55	10	2.408	1.710	57
7	10,41	15	2.000	1.343	54
3	10,34	10	2.461	1.676	61
16	10,09	13	2.196	1.392	61
11	9,90	10	2.570	1.676	61
2	9,57	10	2.630	1.643	62
10	9,23	8	2.490	1.559	51
ECN/KEMA- advies 2009	9,12	15	2.200	1.325	49
NWEA- gemiddelde	9,11	18	2.483	1.430	52
8	8,95	108	2.400	1.401	54
15	8,74	41	2.125	1.227	46
12	8,51	10	2.095	1.229	39
14	8,31	18	2.168	1.207	43
13	7,90	10	2.706	1.570	35
4	7,20	0,9	2.588	1.081	62
6	5,81	3	3.300	1.192	55
5	5,74	6	3.300	1.200	52

3.2 Investeringskosten

Investeringskosten worden voornamelijk bepaald door kosten van de windturbines en fundatiekosten. De fundatiekosten verschillen sterk per project, maar dit is in mindere mate bepalend voor de rentabiliteit voor het project. Zo heeft onrendabel project 16 de laagste fundatiekosten, terwijl rendabel project 13 de hoogste fundatiekosten heeft. De kosten van de windturbines vari-

² Projectkenmerken zijn bijvoorbeeld turbinetype, rotordiameter, ashoogte, onderhoudstrategie, beheerkosten, landpacht en netaansluiting.

³ Het eindadvies voor het SDE-basisbedrag 2010 (Lensink *et al.*, 2009) heeft de onderliggende dataset van Tabel 3.1 als een van de informatiebronnen meegenomen. Het merendeel van de projecten ontvangt naar verwachting een onherroepelijke vergunning pas in 2010 of 2011, en zal dus op zijn vroegst in 2010 SDE kunnen aanvragen. Voor 2010 is de raming voor de O&M-kosten verhoogd naar 50 €/kW.

eren echter ook sterk. Onrendabele projecten betalen meestal hogere prijzen voor de windturbines. Onrendabele projecten hebben doorgaans een lagere windsnelheid, zie Tabel 4.1. Om bij lagere windsnelheid toch voldoende energie te vangen, zal men hogere masten gebruiken. Hogere masten leiden tot hogere turbineprijzen. A priori valt niet te zeggen of men *te veel* betaalt voor de turbines in de onderzochte projecten. In deze paragraaf wordt het uiterste, weinig realistische geval onderzocht, waarin enkel met de laagste turbineprijs per vermogensklasse kan worden gerekend. Dit geeft een uiterste aan, van wat er te winnen zou zijn met scherpere turbineprijzen.

Tabel 3.2 *Turbineprijzen voor de verschillende projecten*

Projectnr.	850 kW	2 MW ⁴	2,3 MW	3 MW
9		2.800.000		
1		2.704.600		
7				3.320.000
3		2.689.600		
16				
11		2.689.600		
2		2.689.600		
10		2.490.000		
8				3.500.000
15			2.351.111	
12				3.296.000
14			2.322.250	
13		2.566.600		
4	750.000			
6				2.650.000
5				2.650.000

Bron: NWEA-gegevens.

Voor een 2 MW-turbine wordt tussen de 2,49 en 2,80 miljoen euro betaald en tussen de 2,65 en 3,50 miljoen euro voor een 3 MW-turbine. Een groot deel van de kostenverschillen kan verklaard worden door de gekozen rotordiameter of masthoogte. Of deze keuzes het meest voor de hand liggen, hangt af van het windaanbod ter plaatste. De door ECN/KEMA gebruikte windkaart, zie Figuur 4.2, is te generiek om hier een conclusie aan te verbinden. Wanneer wordt gerekend met de laagste turbineprijs in de klasse (2 MW vs. 3 MW) voor de onrendabele projecten, zien we in Tabel 3.3 de volgende verschuiving in kostprijs.

⁴ De kosten van turbines worden voor een belangrijk deel bepaald door de rotordiameter. Bij de projecten met een 2 MW-turbine betreft het in alle gevallen een windturbine met een rotordiameter van 90 meter.

Tabel 3.3 *Kostprijverschuiving bij verandering turbinekosten*

Projectnaam	Kosten turbine	Kostprijs [€ct/kWh]	Laagste Kosten [2 MW]	Laagste Kosten [3 MW]	Kostprijs [€ct/kWh]
9	2.800.000	10,96	2.490.000		10,26
1	2.704.600	10,55	2.490.000		10,13
7	3.320.000	10,41		2.650.000	9,25
3	2.689.600	10,34	2.490.000		10,09
16	2x 2 MW, 3x 3 MW	10,09	2.490.000	2.650.000	8,79
11	2.689.600	9,90	2.490.000		9,55
2	2.689.600	9,57	2.490.000		9,21
10	2.490.000	9,23	2.490.000		9,36
ECN/KEMA- advies 2009		9,12			
NWEA- gemiddelde		9,11			
8	3.500.000	8,95			
15	2.351.111	8,74			
12	3.296.000	8,51			
14	2.322.250	8,31			
13	2.566.600	7,90			
4	750.000	7,20			
6	2.650.000	5,81			
5	2.650.000	5,74			

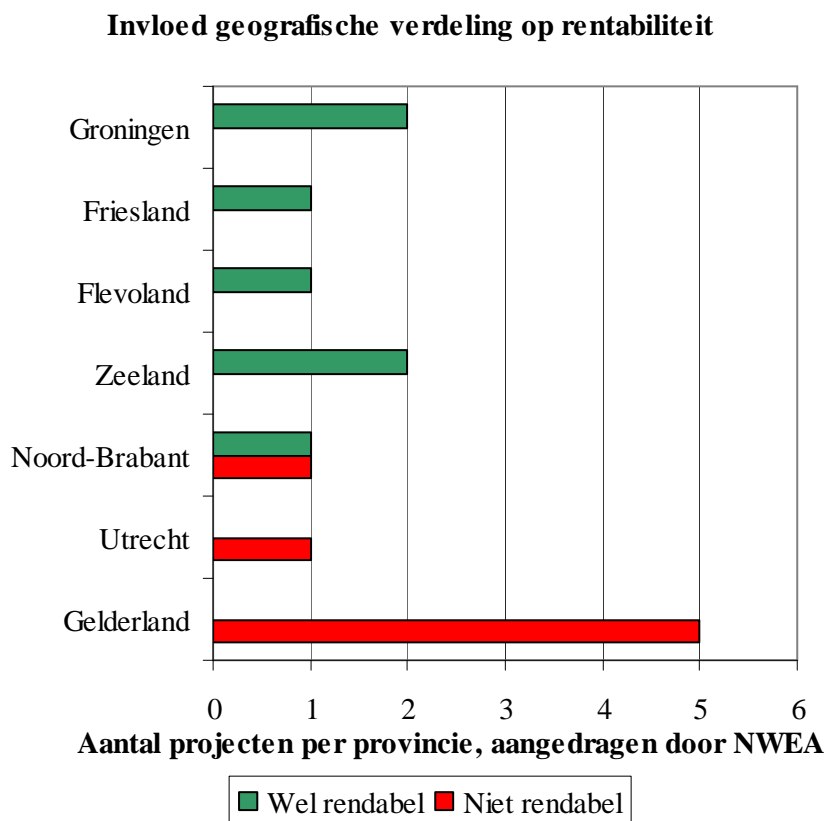
In het uiterste, en weinig voor de hand liggende, geval dat gerekend had kunnen worden met de laagste turbineprijs per type (2 MW vs. 3 MW), dan vermindert de kostprijs van de onrendabele projecten. Hiermee zou het percentage rendabele projecten stijgen van 50% naar 56% waardoor 75% (i.p.v. 70%) van het totale vermogen rendabel zou worden.

Om verdere projectkenmerken, zoals parkconfiguratie, teruglevercontracten, juridische aspecten en netaansluitingskosten te kunnen analyseren moet op detailniveau gekeken worden naar de kenmerken van de parken. Hiervoor zijn meer gegevens nodig van de onrendabele projecten dan beschikbaar waren voor deze studie. De variatie in deze projectkenmerken is doorgaans minder doorslaggevend voor de rentabiliteit van projecten dan de variatie in kosten van turbine en fundatie en de daarbij behorende windbenutting.

4. Invloed geografische verdeling op rentabiliteit

In dit hoofdstuk geven we aan hoe de geografische ligging is van de projecten die NWEA heeft aangedragen en beschouwen we of er een geografische verdeling in Nederland van rendabele en onrendabele projecten gemaakt kan worden.

Figuur 4.1 geeft aan waar de door NWEA aangedragen projecten zich in Nederland bevinden.⁵

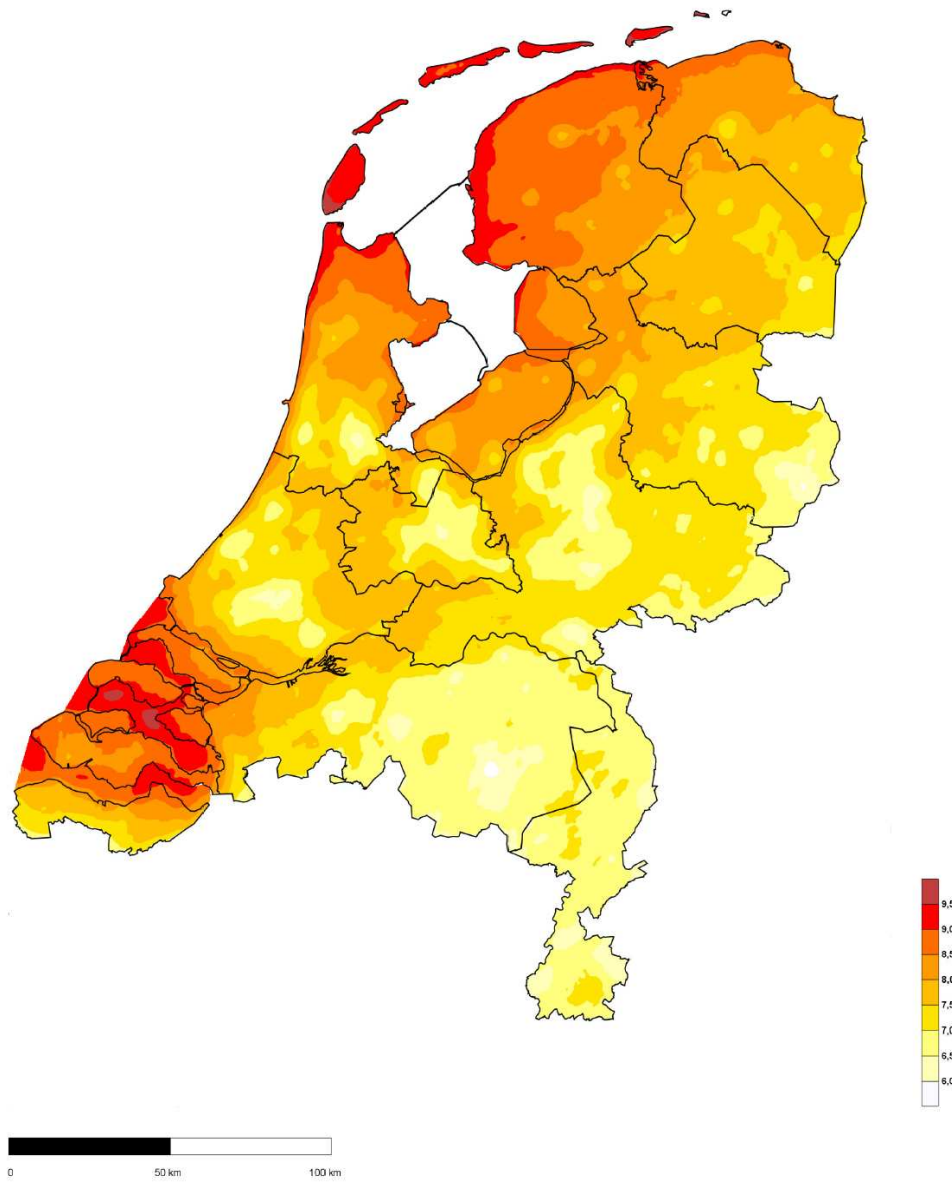


Figuur 4.1 *Geografische ligging van de genoemde projecten*

De projecten zoals aangedragen door NWEA die niet met een rentabiliteit van 15% op eigen vermogen gerealiseerd kunnen worden, in de figuur met rood aangegeven, zijn allemaal binnenlandlocaties. Deze binnenlandlocaties hebben een lagere gemiddelde windsnelheid dan in Noord- en West-Nederland. Windsnelheid is een belangrijke determinant voor de rentabiliteit van projecten.

De ligging van de rendabele en onrendabele projecten, waarvan Figuur 4.1 een indeling op provincieniveau toont, lijkt op hoofdlijnen een relatie te hebben met de windsnelheid op 100 meter hoogte volgens Figuur 4.2.

⁵ Twee projecten konden niet worden gelokaliseerd door gebrek aan gegevens.



Figuur 4.2 Windkaart van Nederland op 100 m hoogte

Bron: KEMA 2005 in opdracht van SenterNovem.

De veronderstelde correlatie tussen Figuur 4.1 en Figuur 4.2 impliceert dat op hoofdlijnen een geografische indeling in Nederland gemaakt kan worden van rendabele en onrendabele projecten. Tabel 4.1 geeft de windsnelheden aan zoals gemeten bij de verschillende NWEA-projecten. Uit deze tabel wordt duidelijk dat rendabele projecten over het algemeen hoge windsnelheden behalen. Met uitzondering van project 12 en 13, behalen alle rendabele projecten een windsnelheid van 7,0 m/s of hoger.⁶

⁶ Project 13 geniet (zeer) hoge vollasturen en heeft de laagste O&M-kosten van alle projecten. Project 12 heeft zowel lage investeringskosten als lage O&M-kosten. Dit is gunstig voor de rentabiliteit van de projecten.

Tabel 4.1 *Windsnelheid op ashoogte van de door NWEA aangedragen projecten*

Projectnaam	Kostprijs [€ct/kWh]	Capaciteit [MW]	Vollasturen [Uren/jaar]	Windsnelheid [m/s]
9	10,96	8	2.285	6,4
1	10,55	10	2.408	6,6
7	10,41	15	2.000	6,7
3	10,34	10	2.461	6,5
16	10,09	13	2.196	6,6
11	9,90	10	2.570	6,7
2	9,57	10	2.630	6,7
10	9,23	8	2.490	6,5
ECN/KEMA- advies 2009	9,12	15	2.200	
NWEA- gemiddelde	9,11	18	2.483	
8	8,95	108	2.400	7,4
15	8,74	41	2.125	7,2
12	8,51	10	2.095	6,6
14	8,31	18	2.168	7,2
13	7,90	10	2.706	6,8
4	7,20	0,9	2.588	7,0
6	5,81	3	3.300	8,5
5	5,74	6	3.300	8,5

De windsnelheden op ashoogte die op locatie van de projecten van NWEA-leden gemeten worden, zoals weergegeven in Tabel 4.1, blijken niet geheel consistent met de data van de windkaart op 100 meter hoogte. Wanneer we uitgaan van rendabele projecten bij 7,0 m/s of hoger en we vergelijken dit met de windkaart (100 meter hoogte), zouden we verwachten dat de projecten 1, 9, 10 en 16 eveneens een windsnelheid van 7,0 m/s of meer zouden kunnen halen. Volgens de gegevens van NWEA liggen de windsnelheden op ashoogte echter wat lager: rond de 6,5 m/s. Deze windgegevens wijken dus af van de gegevens van de windkaart, of de gewenste ashoogte om het project rendabel te krijgen kan niet gehaald worden.

Slechts op globaal niveau blijkt een geografische verdeling van rendabele en onrendabele projecten te maken. Hoewel de windsnelheid een belangrijke determinant is, blijkt een geografische indeling op basis van de windkaart niet sluitend. De windgegevens van het project kunnen afwijken van de windkaart of er zijn beperkingen ten aanzien van de ashoogte. Beide zaken kunnen grote gevolgen hebben voor de elektriciteitsopbrengst. Voor de totale rentabiliteit spelen naast de elektriciteitsopbrengst meerdere factoren een rol, zoals installatiekosten, contracten met leveranciers, bouwbeperkingen, netaansluitingskosten, pacht en toegangswegen. Deze factoren kunnen zeer locatiespecifiek zijn. Een geografische verdeling van rendabele en onrendabele projecten kan in algemene zin met de windkaart vergeleken worden, maar er zijn veel uitzonderingen mogelijk.

5. Behalen van de doelstelling: 2000 MW nieuw vermogen

Dit hoofdstuk bekijkt of de kabinetsdoelstelling gehaald kan worden bij het huidige ECN/KEMA-advies voor het SDE-basisbedrag en of andere ingrepen nodig zijn om de kabinetsdoelstelling te halen.

Het kabinet heeft als doel om 2000 MW extra wind op land te committeren voor 2012. Van dit vermogen heeft 492 MW al een SDE-beschikking. Eind 2006 had Nederland een opgesteld windvermogen op land van 1500 MW. Volgens de kabinetsdoelstelling dient er in 2011 in totaal 3500 MW wind op land te zijn gerealiseerd of gecommitteerd. Tot en met juni 2009 is er 1992 MW gerealiseerd. In de periode tot 2011 dient er nog 1508 MW gerealiseerd of gecommitteerd te worden.

De projecten die voor de periode tot en met 2011 gecommitteerd kunnen worden, hebben reeds een vergunning aangevraagd. Deze projecten zijn bekend bij SenterNovem. Het vermogen dat de komende jaren wordt verwacht, is weergegeven in Tabel 5.1. SenterNovem maakt hierbij onderscheid tussen een maximaal haalbare variant, en een realistische variant. De maximale variant gaat uit van de aanname dat alle projecten en initiatieven volledig in hun maximale variant worden gerealiseerd. Bij de realistische variant wordt gerekend met een slaagkans die is vastgesteld op basis van een inschatting van betrokken projectontwikkelaars en provincies/gemeenten.

Tabel 5.1 *Nieuw vermogen in de periode tot en met 2011 (maximale en realistische variant)*

	2 ^e helft 2009 [MW]	2010 [MW]	2011 [MW]	Totaal [MW]
Maximaal	12,8	1005,2	718,7	1736,7
Realistisch	9,7	730,0	436,8	1176,5

Bron: SenterNovem, juni 2009.

In de realistische variant zal vanaf nu 1177 MW worden gecommitteerd tot 2011. Dit is afgezien van het subsidiebedrag. Zelfs als subsidie niet in ogenschouw genomen wordt, wordt de doelstelling niet gehaald. Een hoger subsidiebedrag of andere ingrepen kunnen niet leiden tot zo veel meer gecommitteerd vermogen dat de doelstelling daarmee binnen bereik komt.

In de maximale variant kan maximaal 1737 MW worden bijgebouwd in komende jaren. Hiermee zou de doelstelling gehaald kunnen worden. De vraag blijft dan of de projecten ook financieel uit kunnen. Als we de locaties bekijken van deze projecten zien we dat de meeste projecten in de windrijke gebieden gepositioneerd zijn.



Figuur 5.1 *Maximaal aantal haalbare projecten wind op land t/m 2011*

Als we deze kaart op de windkaart leggen, zien we dat ongeveer 170 MW aan projecten in windarme gebieden ($<7,5$ m/s op 100 m) liggen⁷. Deze projecten zouden wellicht niet uit kunnen komen met de huidige SDE-vergoeding en zouden mogelijk gebaat zijn bij differentiatie van de SDE-vergoeding. De overige projecten liggen echter in windrijke gebieden ($>7,5$ m/s op 100 m hoogte). Voor deze projecten is winddifferentiatie waarschijnlijk overbodig. Als deze projecten maximaal gerealiseerd kunnen worden én andere indicatoren dan windsnelheid dusdanig zijn dat alle projecten in windrijke gebieden winstgevend kunnen zijn met de SDE-vergoeding, is het theoretisch mogelijk de doelstelling te halen.

Deze kans wordt echter klein geacht, aangezien verschillende procedures al vertraging hebben opgelopen door ruimtelijke besluiten die laten langer op zich wachten, overheden die het niet eens zijn over locaties, enzovoorts. Differentiatie of veranderingen in de SDE-vergoeding kunnen deze vertraging niet verhelpen.

⁷ Uit hoofdstuk 4 blijkt dat de grens tussen rendabele en onrendabele projecten ongeveer bij 7,0 m/s op 100 meter hoogte ligt. Omdat tegelijk ook geconstateerd werd, dat deze grens geen scherpe scheiding voorstelde, wordt in dit hoofdstuk een extra marge gehanteerd: projecten worden in hoofdstuk rendabel geacht, als de windsnelheid op 100 meter hoogte 7,5 m/s is.

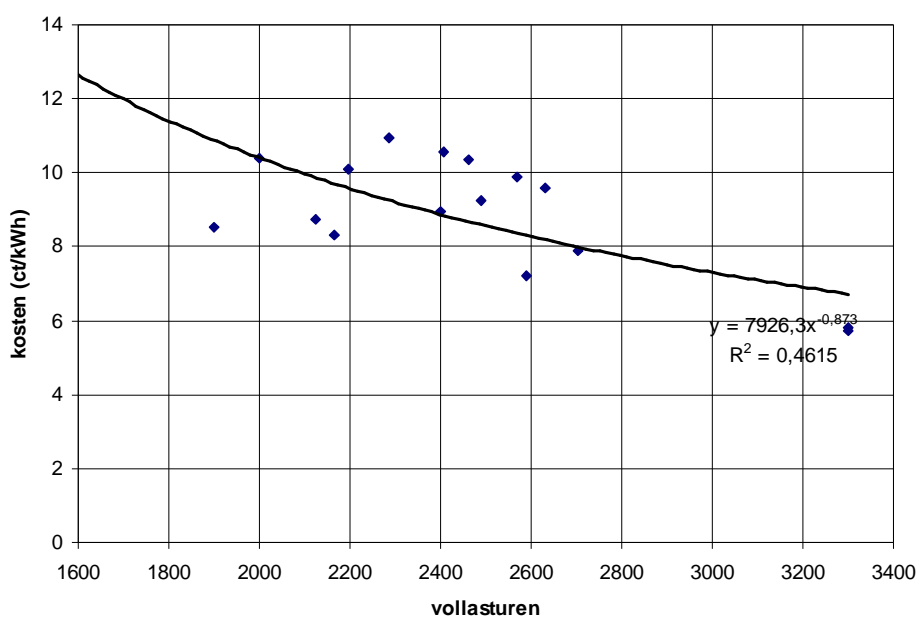
6. Uitvoerbaarheid differentiatie

6.1 Mogelijkheden tot differentiatie

Dit hoofdstuk gaat in op de vraag of differentiatie in Nederland praktisch goed uitvoerbaar is of dat een ander alternatief, bijv. het Duitse systeem, beter past. Hiervoor is onder andere gekeken naar eerdere studies die zijn uitgevoerd over differentiatie en gekeken of dezelfde overwegingen nog steeds geldig zijn. Vervolgens is gekeken naar de correlatie van de kosten van projecten met het aantal vollasturen en met een referentieopbrengst.

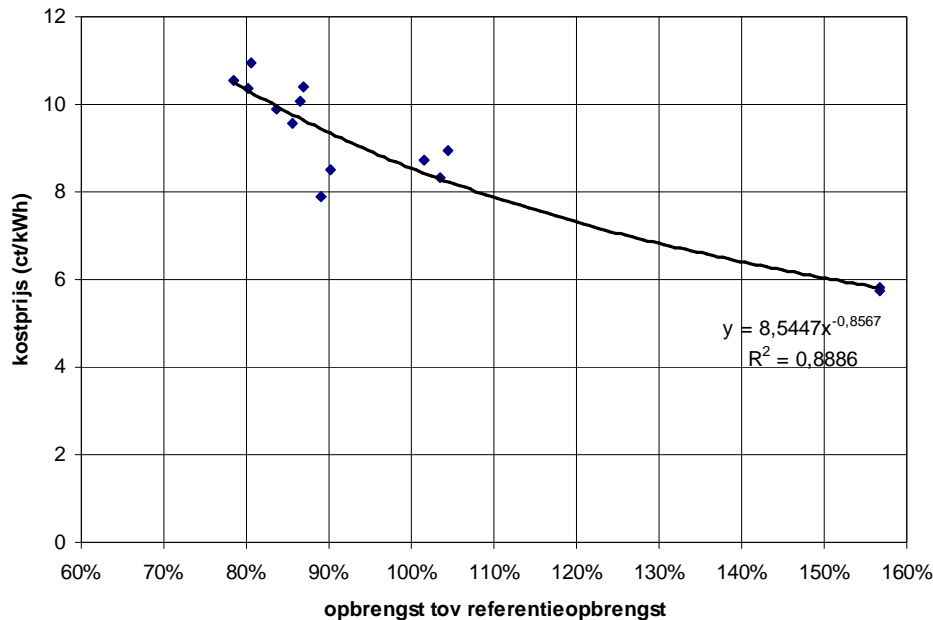
Een van de eerdere studies is (Van Sambeek *et al.*, 2003). Die studie is mede geschreven naar aanleiding van de motie Gerkens van 17 december 2002: “Onderzoek de mogelijkheden voor een meer gedifferentieerd systeem waarbij rekening wordt gehouden met de regionale verschillen betreffende windsnelheden en de regelmaat waarmee deze voorkomen.” In het rapport (Van Sambeek *et al.*, 2003) worden de mogelijkheden voor differentiatie van het tarief voor windenergie op land uitgewerkt. Geconcludeerd werd: “Ondanks dat de efficiëntie van de MEP-vergoeding enigszins kan worden gereduceerd door de prikkel voor het vergroten van het specifiek vermogen, lijkt de vollasturensystematiek, gegeven de doelstellingen die zij beoogt, een efficiënt systeem. De onderzochte vergoedingssystemen in het buitenland lijken geen aangrijppunten te bieden voor verbetering van de efficiëntie van de MEP-vergoeding en het tegelijkertijd beantwoorden aan de spreidingsdoelstelling volgens BLOW. Derhalve is vooralsnog de aanbeveling om op basis van financieel-technische overwegingen die in dit rapport zijn uitgewerkt de huidige vollasturensystematiek te behouden.”

Voor de uitvoerbaarheid gelden nog dezelfde opmerkingen. Een differentiatie op basis van windkaarten leidt tot grensgevallen en onnauwkeurigheden in de subsidiebepalingen. Een differentiatie op basis van vollasturen (zoals die ook in het verleden is gebruikt) correleert slecht met de kosten van projecten. Zie Figuur 6.1 voor deze correlatie.



Figuur 6.1 Correlatie tussen vollasturen en productiekosten. De R^2 -waarde van 0,46 is een maat voor de correlatie, en impliceert in dit geval een slechte correlatie.

In (Van Sambeek *et al.*, 2003) is aangegeven dat voor differentiatie beter gekeken kan worden naar de verhouding tussen het vermogen en het rotoroppervlak, ofwel het specifieke vermogen in W/m^2 . Dit vertoont enige gelijkenissen met de zg. referentieopbrengsten. Naast het specifieke vermogen is ook de windsnelheid, en daardoor de hoogte van de turbine van belang. Hier wordt bij het referentieopbrengstensysteem rekening mee gehouden. Wanneer gebruik wordt gemaakt van een karakterisering op basis van referentieopbrengsten, zoals in Duitsland, wordt een goede correlatie gevonden tussen de kosten van de opgewekte energie en de windlocatie, zie Figuur 6.2.



Figuur 6.2 *Correlatie tussen opbrengst in relatie tot referentieopbrengst, en productiekosten. De R^2 -waarde van 0,89 is een maat voor de correlatie, en impliceert in dit geval een goede correlatie.*

Figuur 6.2 laat zien dat de werkelijke productiekosten goed ingeschat kunnen worden door te kijken naar de verhouding tussen de werkelijke opbrengst van een project, en de referentieopbrengst op basis van turbinetype en rotordiameter. Als twee uitbijterprojecten worden verwijderd, stijgt deze correlatie zelfs tot 0,97. Een systeem waarbij de hoogte van de vergoeding afhangt van de werkelijke opbrengst ten opzichte van de referentieopbrengst biedt een goede basis voor het uitwerken van een gedifferentieerd systeem.

6.2 Gevolgen van differentiatie

Differentiatie van de SDE-vergoeding op basis van de werkelijke opbrengst t.o.v. de referentieopbrengst lijkt goed aan te sluiten bij de kosten en baten van de windprojecten. Uit Figuur 6.2 blijkt evenwel dat sommige projecten, vooral in windrijke gebieden, een lagere subsidiebehoefte hebben dan het niveau van 9,4 €ct/kWh dat de SDE in 2009 biedt. Als de context van de basisbedrag verder hetzelfde blijft - het merendeel van de projecten moeten uit kunnen met een 'redelijke' vergoeding van kapitaal - dan zal niet alleen de SDE-vergoeding voor projecten in windarme gebieden stijgen, maar ook de SDE-vergoeding voor projecten in windrijke gebieden dalen. De budgettaire gevolgen van winddifferentiatie kunnen binnen de opdracht van deze studie dan ook niet eenvoudig ingeschat worden.

Reeds gerealiseerde projecten laten vaak projectspecifieke meerkosten zien, zoals een hoogtebeperking, een dure netaansluiting of een hoge grondprijs. Dat deze projecten toch gerealiseerd konden worden, had vaak te maken met de relatief hoge windsnelheid. Hierdoor was de relatief

grote elektriciteitsopbrengst voldoende om de projectspecifieke meerkosten te compenseren. Door winddifferentiatie kan de SDE-vergoeding voor windrijke gebieden dalen, waardoor de hogere elektriciteitsopbrengst minder vaak projectspecifieke meerkosten kan compenseren. Dit impliceert dat een differentiatie van de SDE-vergoeding voor wind op land niet alleen tot meer realisatie van windenergie in windarme gebieden leidt (tot ca. 170 MW extra voor 2012), maar wellicht ook tot minder realisatie van windenergie in windrijke gebieden. Bij de uiteindelijke vormgeving van eventuele differentiatie, is het raadzaam aan dit mogelijke neveneffect aandacht te besteden, zeker in het licht van de overheidsdoelstelling voor wind op land.

Een vergoeding die afhangt van de werkelijke opbrengst in relatie tot de referentieopbrengst, heeft ijking nodig. De referentieopbrengst hangt af van zaken als turbinetype, rotordiameter en masthoogte. De werkelijke opbrengst heeft ook te maken met het lokale windaanbod. Zoals in hoofdstuk 4 is aangetoond, geeft een generieke windkaart niet voldoende detailinformatie om het projectspecifieke windaanbod te bepalen. Zo wordt in Duitsland de definitieve vergoeding bepaald aan de hand van de werkelijke productie van een windproject in de eerste paar jaar. In Duitsland ontvangt een project initieel een hoog feed-in-tarief. Afhankelijk van de werkelijke productie wordt vroeger of later het feed-in-tarief voor het project verlaagt. Op voorhand zijn drie aanpassingen mogelijk, nadat na enkele jaren de ijking heeft plaatsgevonden:

1. Het moment waarop van een hoog tarief naar een laag tarief wordt overgestapt varieert.
2. De hoogte van de vergoeding na ijking wordt aangepast.
3. De duur van de subsidie wordt aangepast.

In alle drie gevallen zal tot aan de ijking een vastgestelde SDE-vergoeding uitgekeerd worden. Daarna wordt ofwel de duur van de SDE-vergoeding aangepast, ofwel de hoogte van de SDE-vergoeding aangepast. Beide tussentijdse aanpassingen zijn niet toegestaan binnen de huidige SDE-regeling. Dit impliceert dat voor differentiatie van de SDE-vergoeding voor wind op land, de AMvB aangepast dient te worden.

Tot slot zij opgemerkt dat de overheid niet enkel een doelstelling voor wind op land in 2012 heeft, maar ook een afspraak voor wind op land na 2012. Deze afspraak, vastgelegd in het convenant 'Sectorakkoord Energie 2008-2020', voorziet in een forse doorgroei van windenergie op land nadat de 4000 MW is gerealiseerd (zie artikel 4.1.1). Hiertoe dienen wel maatschappelijke en institutionele barrières verminderd te worden (Van Dril *et al.*, 2009). Een keuze ten aanzien van winddifferentiatie dient daarom niet enkel, conform de opdracht van deze studie, in het licht gezien te worden van de doelstelling voor 2012, maar ook in het licht van de mogelijkheden voor verdere doorgroei van windenergie op land na 2012.

Referenties

- Van Dril, A.W.N. (coord) (2009): *Verkenning Schoon en Zuinig*, ECN-E--09-022, Petten, april 2009.
- Lensink, S.M., J.W. Cleijne, M. Mozaffarian, E.A. Pfeiffer, S.L. Luxembourg, G.J. Stienstra (2009): *Eindadvies basisbedragen 2010*, ECN-E--09-058, Petten, september 2009.
- Rademaekers, K., N. van Gorp (2009): *Contra-expertise op ECN/Kema-advies SDE wind op land*, ECORYS Nederland BV, Rotterdam, 27 februari 2009.
- Van Sambeek, E.J.W., H.J. de Vries, H.J.T. Kooijman (2003): *MEP-vergoeding voor windenergie op land, Onderzoek naar de robuustheid van de vollasturesystematiek en mogelijkheden voor alternatieve differentiatie in de vergoeding voor windenergie op land*, ECN-C--03-050, Petten, mei 2003.