

Notitie                    **Basisbedrag wind op land voor windrijke locaties**

Van                    : S.M. Lensink  
                          C.J. Faasen

ECN  
KEMA



## Samenvatting

Het Ministerie van EL&I heeft aan ECN onderzoek gevraagd naar het basisbedrag voor wind op land voor windrijke locaties met een maximum aantal vollasturen van 3050. Het daarbij behorende basisbedrag adviseren ECN en KEMA op 8,2 €/kWh. Deze combinatie van basisbedrag en maximum aantal vollasturen leidt echter tot een onnodig grote financiële verplichting die per beschikking wordt aangegaan. In het licht van het halen van de 14%-doelstelling voor duurzame energie, adviseren ECN en KEMA om een lager maximum aantal vollasturen te overwegen, zodat met hetzelfde SDE+-budget meer windvermogen geëncmitteerd kan worden.

Op basis van het onderzoek adviseren ECN en KEMA aan het Ministerie van EL&I een lagere vollasturennorm van 2650 te overwegen. Het corresponderende basisbedrag hierbij is 8,5 €/kWh. De lagere vollasturennorm met bijbehorend basisbedrag draagt bij aan de effectiviteit en efficiëntie van de SDE+-ondersteuning voor wind op land, omdat windprojecten eerder voor SDE+-in aanmerking komen, omdat de extra categorie voor ontwikkelaars meerwaarde biedt ten opzichte van de vrije categorie van 9,0 €/kWh en omdat met hetzelfde budget meer windvermogen geëncmitteerd kan worden.

## 1. Inleiding

Op 20 december 2011 heeft het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie aan ECN gevraagd om een basisbedrag te berekenen voor wind op land voor windrijke locaties. Daarbij verwijst het Ministerie naar het wetgevingsoverleg van 5 december 2011 en de motie Van der Werf (kamerstuk 33 000 XIII, nr. 68). Het geeft daarbij aan dat voor de openstelling 2012 een extra categorie wordt geïntroduceerd voor windturbines kleiner dan 6 MW met meer vollasturen en een lager basisbedrag. Van ECN wordt een onderzoek gevraagd naar een basisbedrag voor 3050 vollasturen en tevens verzoekt het Ministerie aan ECN om voor afronding van het onderzoek NWEA te consulteren.

## 2. Proces

ECN werkt bij alle adviezen over basisbedragen in het kader van de SDE+-regeling samen met KEMA. Ook het basisbedrag voor wind op land voor windrijke locaties is door ECN en KEMA gezamenlijk onderzocht. Op 5 januari heeft ECN een discussiememo opgesteld over de mogelijke consequenties, zowel financieel als ruimtelijk, van een categorie met 3050 vollasturen. Dit memo is op 10 januari besproken door NWEA, ECN en KEMA in aanwezigheid van het Ministerie van EL&I. De opmerkingen die ter tafel kwamen zijn in het vervolgonderzoek door ECN en KEMA meegewogen. Op verzoek van EL&I heeft NWEA een reactie nagezonden. Deze reactie is op 13 januari 2012 binnengekomen. De invloed van de inbreng van NWEA op het uiteindelijke advies van ECN en KEMA wordt in Hoofdstuk 5 nader toegelicht.

## 3. Aanpak

### 3.1 Kosten

In de zomer van 2011 hebben ECN en KEMA de productiekosten geïnventariseerd van windprojecten die in 2012 een SDE+-vergoeding kunnen aanvragen (Lensink *et al.*, 2011). Dit advies sluit aan bij die inventarisatie. Dit betekent dat de ontwikkelingen in bijvoorbeeld turbineprijzen van de afgelopen zes maanden niet zijn beschouwd. Deze keuze is mede gemaakt omwille van de consistentie tussen de categorie voor 2200 vollasturen, waarvan het basisbedrag van 9,6 €/kWh reeds is aangekondigd, en de nieuwe categorie voor windrijke locaties.

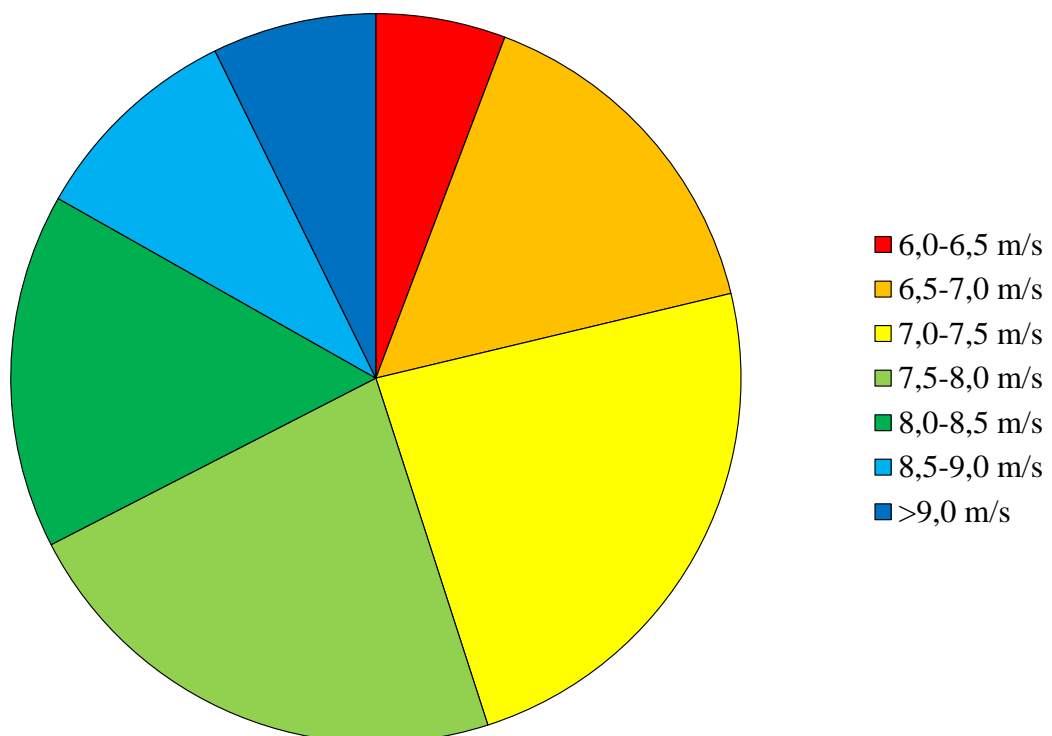
Gebruik gemaakt is van een set van bijna 50 combinaties van generator, rotorbladen en masthoogte. Deze combinaties worden verder in de notitie aangeduid als 'turbines'. Deze turbines, van enkele verschillende leveranciers, variëren in vermogen tussen de 800 kW en 3,6 MW, in rotordiameter tussen de 50 en 110 meter en in masthoogte tussen de 40 en 140 meter. Voor iedere turbine is een raming gemaakt van de investeringskosten. Ook de variabele O&M-kosten (voor verzekeringen en onderhoud) kennen kleine verschillen tussen de turbines. Voor vaste O&M-kosten is in het eerder aangehaalde eindadvies basisbedragen SDE+ 2012 gerekend met 15,3 €/kW per jaar voor een denkbeeldig park van 15 MW bestaande uit turbines van 2 à 3 MW. Een deel van deze kosten schaalbaar met het parkvermogen, een deel schaalbaar met het turbinevermogen. Voor dit advies is aangenomen dat deze vaste O&M-kosten bij benadering enkel meeschalen met het turbinevermogen.

### 3.2 Verdeling van windrijke locaties

De windsnelheid heeft grote invloed op de productiekosten van windenergie. Alvorens tot een basisbedrag te komen voor windenergie dienen keuzes of aannames gemaakt te worden ten aanzien van de windsnelheid. Het eindadvies voor de basisbedragen SDE+ 2012 bevat een basisbedrag van 9,6 €/kWh bij 2200 vollasturen. In die berekening is een project van 15 MW beschouwd dat op een willekeurige plek in Nederland geplaatst zou worden, waarbij de kosten van projecten in windarme gebieden even zwaar meewegen in het advies als die van projecten in windrijke gebieden.

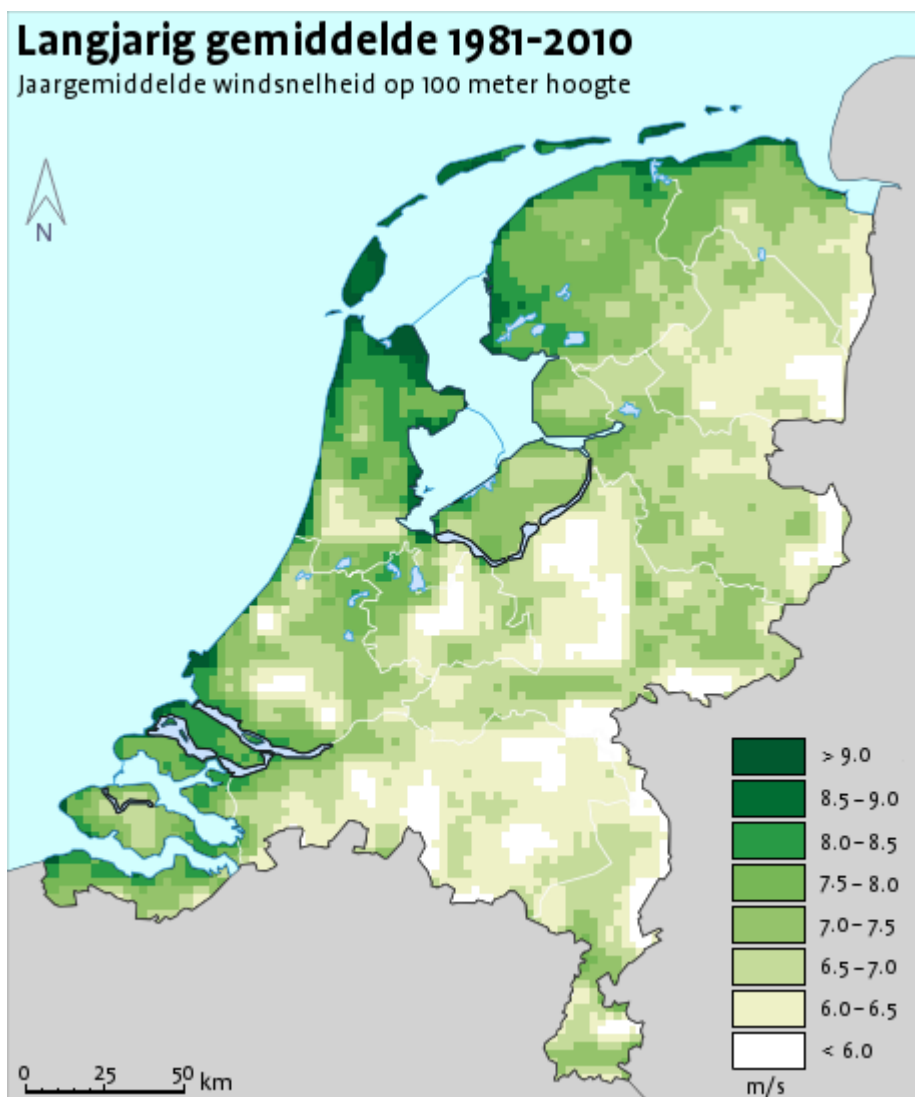
In de onderzoeksopdracht spreekt het ministerie van EL&I over windrijke locaties. Daarmee is de oude rekenmethodiek - zie Bijlage A in (Van Tilburg *et al.*, 2007) - niet langer toepasbaar. Het is nu immers expliciet gemaakt in de opdracht dat de nieuwe categorie zich richt op het rendabel maken van projecten in enkel de windrijke gebieden. Anders geformuleerd, de productiekosten van wind op land dienen berekend te worden onder voorwaarde dat een zekere windsnelheid gemiddeld wordt gehaald. De algemene formulering van *windrijk* laat enige ruimte aan ECN en KEMA in de vertaling naar een specifiek windsnelheid-criterium.

Op basis van informatie die is aangedragen door EL&I, hebben ECN en KEMA een indicatieve verdeling gemaakt van verwachte nieuwe windprojecten over verschillende windsnelheidsklassen, zie Figuur 3.1. Uit eerder onderzoek (Cleijne *et al.*, 2010) is gebleken dat met het basisbedrag van 9,6 €/kWh bij 2200 vollasturen, windprojecten rendabel te maken zijn mits het tenminste 7,0 m/s waait op 100 meter hoogte (niet per se open terrein). Als onderdeel van de studie naar winddifferentiatie (Luxembourg *et al.*, 2011) is, naar analogie van het Duitse systeem, een referentiewindregime bepaald dat representatief is voor een belangrijk deel van Nederland. Deze is geadviseerd op een windsnelheid van 7,5 m/s op 100 meter hoogte bij een ruwheidslengte van 0,1 meter (relatief open terrein).



Figuur 3.1 Verdeling van het vermogen van nieuwe windprojecten over windsnelheidsklassen (indicatief)

In het overleg van 10 januari 2012 heeft ECN voorgesteld om voor ‘windrijk’ aan te sluiten bij het genoemde referentie-windregime van 7,5 m/s op 100 meter hoogte. Ongeveer de helft (in ver-mogen) van nieuwe projecten kent deze windsnelheid van 7,5 m/s of meer. Beschouwende een re-actie van NWEA dat kostenefficiëntie reeds een integraal onderdeel is van de SDE+-regeling en overwegende de noodzaak om de kostenberekening voor windrijke locaties consistent te houden met de berekening van 9,6 €/kWh bij 2200 vollasturen uit het eindadvies (Lensink *et al.*, 2011), kiezen ECN en KEMA in deze notitie ervoor om de berekening uit te voeren voor projecten met een windsnelheid van 7,0 m/s op 100 meter in relatief open terrein. Uit Figuur 3.2 valt af te leiden dat grote delen van Nederland deze windsnelheid *niet* halen. Een windsnelheid van 7,0 m/s op 100 meter kan volgens ECN en KEMA dan ook windrijk genoemd worden.



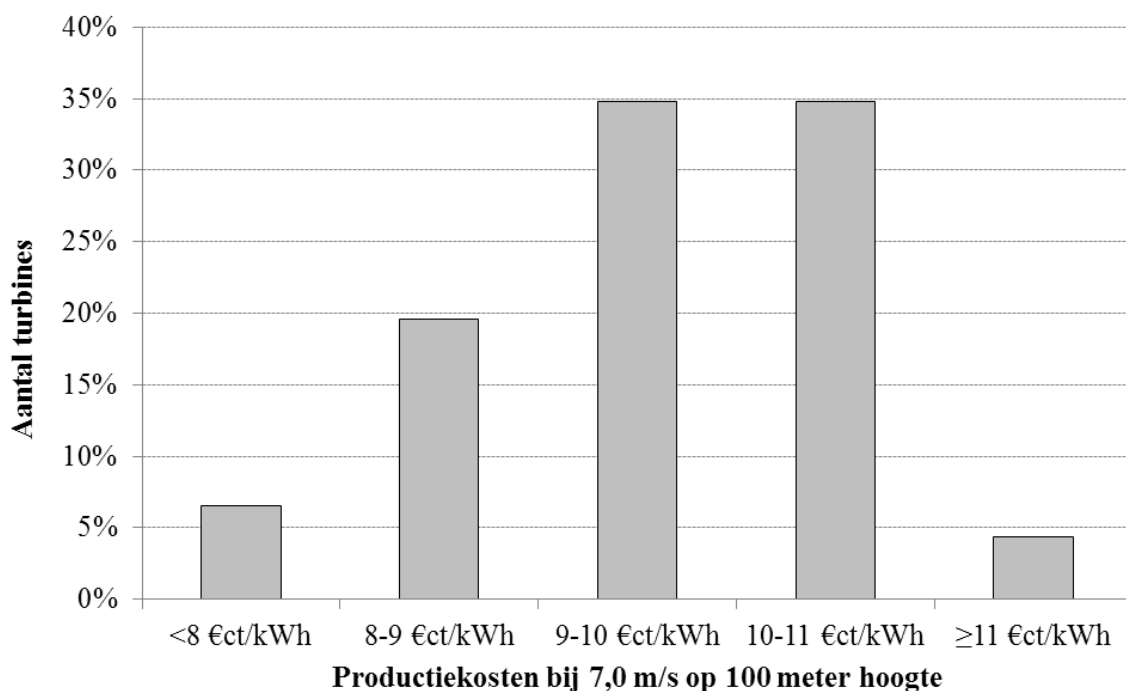
Figuur 3.2 Jaargemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte  
Bron: KNMI

### 3.3 Turbineselectie

De variatie in turbines is ontstaan om optimaal in te kunnen spelen op de lokale windcondities. In andere woorden: sommige turbines zijn *binnenlandturbines*, andere turbines zijn *kustturbines*. Voor

de berekening van een basisbedrag mag worden verondersteld dat ontwikkelaars in eerste instantie voor die turbines kiezen, die passen bij de lokale windcondities. Dit correspondeert in hoge mate met turbines met de laagste productiekosten van elektriciteit (in €/kWh). In dit onderzoek wordt daarom ook een selectie gemaakt, waarbij alleen de turbines met de laagste elektriciteitsproductiekosten in de berekening meetellen. Het gevolgde berekeningsproces wordt in deze paragraaf toegelicht.

Van alle circa 50 turbines zijn de elektriciteitsproductiekosten berekend bij de 100 meter-windsnelheid van 7,0 m/s, zie Figuur 3.3. Turbines die lager zijn dan 100 meter hebben een geringere windsnelheid op hubhoogte dan 7,0 m/s. Hier is voor gecorrigeerd door de berekende windsnelheid op hubhoogte, onder aanname van een open landschap, te gebruiken in de berekening.



Figuur 3.3 *Spreading in elektriciteitsproductiekosten van de onderzochte turbines*

Het basisbedrag is niet per se gelijk aan de elektriciteitsproductiekosten, omdat een SDE+-beschikking gemaximeerd is op een vooral vastgesteld aantal vollasturen. Bij turbines die meer elektriciteit produceren dan dit aantal vollasturen, zal de SDE+-vergoeding worden uitgekeerd over iets minder dan de volledige elektriciteitsproductie. In de uiteindelijke berekening van het basisbedrag wordt dit effect verrekend.

Het vastgesteld aantal vollasturen, in de onderzoeksopdracht gezet op 3050, is normstellend. Turbines die het vastgesteld aantal vollasturen niet kunnen halen, zijn uit de kostenberekening verwijderd. Van de resterende turbines zijn vervolgens enkel de kosteneffectiefste beschouwd.

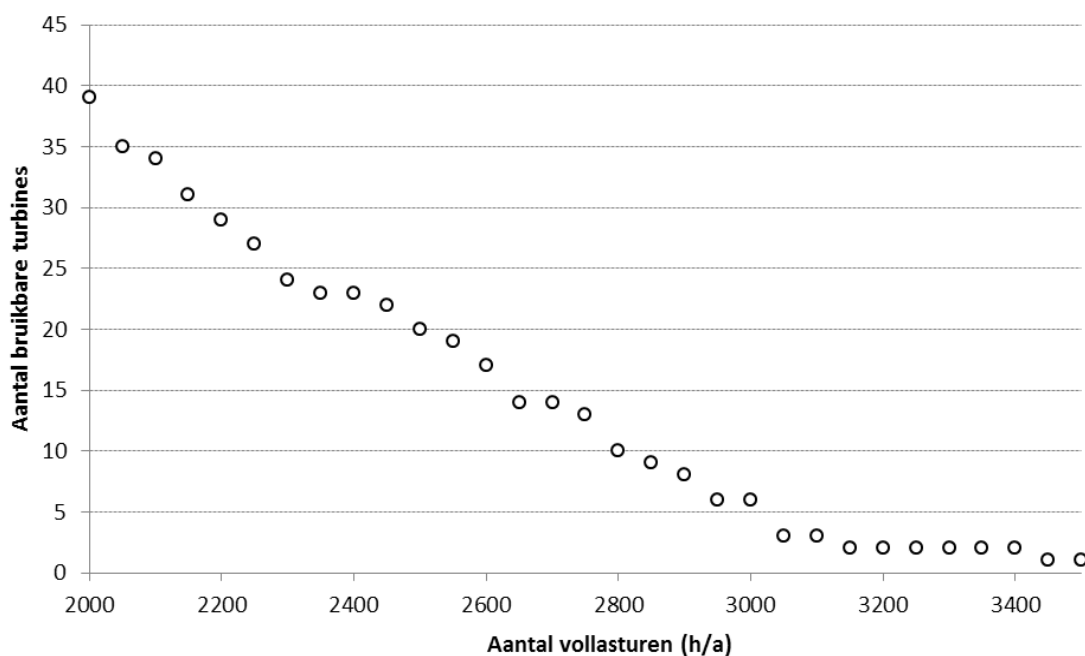
De in deze paragraaf gedocumenteerde berekeningswijze verschilt van de berekeningswijze voor de 2200 vollasturen-categorie, zie Bijlage A in (Van Tilburg *et al.*, 2007). Beide berekeningswijzen blijken tot hetzelfde resultaat te leiden mits het begrip *kosteneffectiefste* gedefinieerd wordt als de kosteneffectiefste 50% van de turbineset. Daarom wordt ook in de berekening van een basisbedrag

voor windrijke gebieden enkel de 50% van de turbines beschouwd met de laagste kWh-prijs die ten minste een zeker aantal vollasturen halen.

## 4. Berekening

### 4.1 Basisbedrag

De berekeningswijze, zoals toegelicht in Hoofdstuk 3, is toe te passen onafhankelijk van het vast te stellen maximum aantal vollasturen. Naarmate het aantal vollasturen hoger gesteld zal worden, zal naar verwachting het benodigde basisbedrag afnemen. In de berekeningswijze worden echter enkel die turbines beschouwd, die dat maximum aantal vollasturen ook daadwerkelijk kunnen halen. Een gevolg daarvan is, dat het aantal turbines waarop de basisbedragberekening rust, minder wordt naarmate het aantal vollasturen hoger is, zie Figuur 4.1.

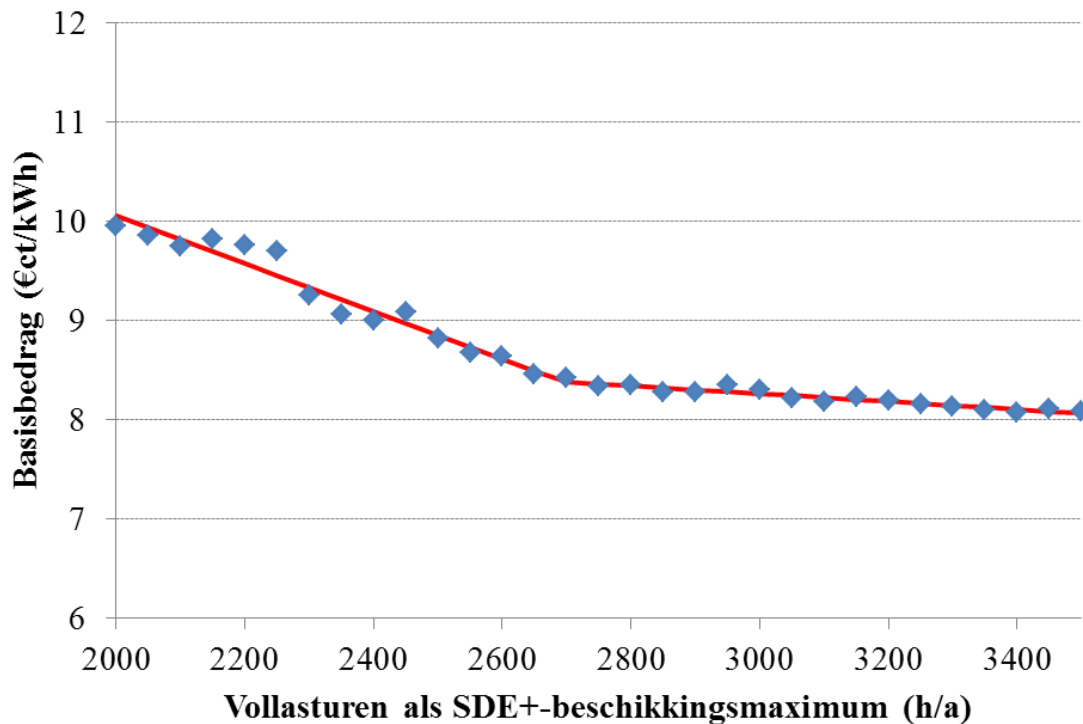


Figuur 1.1 *Aantal turbines waarop de basisbedragberekening rust, afhankelijk van maximum aantal vollasturen*

De vermindering van het aantal turbines is weliswaar geleidelijk, maar wiskundig gezien verloopt het in discrete stappen. Deze stapsgewijze vermindering van het aantal turbines leidt ertoe, dat de relatie tussen het berekende basisbedrag en het maximum aantal vollasturen in beperkte mate een springerig gedrag kan vertonen. Daardoor is een enkelvoudige berekening voor alleen 3050 vollasturen onvoldoende robuust. Het is ook zaak om te kijken naar het basisbedrag bij omliggende normen, bijvoorbeeld bij 3000 en 3100 vollasturen, waarna eventueel springerig gedrag uitgemiddeld kan worden om meer recht te doen aan de realiteit.

De berekening is daarom uitgevoerd voor 2000 tot 3500 vollasturen, in stappen van 50 vollasturen. Het blijkt dat het basisbedrag lineair daalt van 10 €/kWh bij 2000 vollasturen tot 8,4 €/kWh bij een aantal vollasturen van circa. 2700, waarna het nagenoeg constant blijft, zie Figuur 4.2.

ECN en KEMA hebben beperkte duiding uitgevoerd waarom de curve uit Figuur 4.2 deels sterker daalt en deels minder sterk daalt. Een belangrijke factor lijkt in ieder geval de dalende omvang van het turbinesample te zijn waarop de berekening is gebaseerd, naarmate het maximum aantal vollasturen toeneemt (zie Figuur 4.1). De berekeningswijze van de fit staat in Tekstbox 4.1.



Figuur 4.2 Relatie aantal vollasturen in de SDE+-regeling en tussen basisbedrag (zie Tekstbox 1)

Tekstbox 4.1 Beschrijving van de fitmethode uit Figuur 4.2

De formule die op numerieke wijze gefit is met behulp van de kleinste kwadratenmethode, luidt:  
 $y = \max(a \cdot x + b; c \cdot x + d)$ , waarin:

- y Basisbedrag (€/kWh)
- x Maximum aantal vollasturen (h/a)
- a fitparameter,  $a \approx -0,00242$  €/kWh/(h/a)
- b fitparameter,  $b \approx 14,9$  €/kWh
- c fitparameter,  $c \approx -0,00040$  €/kWh
- d fitparameter,  $d \approx 9,5$  €/kWh

In de gesprekken tussen ECN, KEMA, NWEA en EL&I is niet alleen gesproken over een maximum van 3050 vollasturen, zoals EL&I aan ECN gevraagd heeft te onderzoeken. Andere besproken normstellingen lagen op 2200, 2400 en 2650 vollasturen. In Tabel 4.1 is voor elk van deze opties het berekende basisbedrag weergegeven.

Tabel 4.1 *Berekende basisbedrag voor enkele normstellingen van maximum aantal vollasturen*

Maximum aantal vollasturen [h/a]	Berekende basisbedrag [€/kWh]
2200	9,6
2400	9,1
2650	8,5
2700	8,4
2750	8,4
3050	8,2

## 4.2 Analyse van verschillende keuzes voor maximum aantal vollasturen

Het Ministerie van EL&I heeft niet aan ECN gevraagd om advies te geven van een maximum aantal vollasturen voor de categorie wind op land voor windrijke locaties. Naar aanleiding van het overleg op 10 januari 2012 tussen NWEA, ECN en KEMA, waarin de norm van 3050 vollasturen veel aandacht kreeg, heeft ECN besloten om aan het onderzoek ook een analyse toe te voegen van voor- en nadelen van verschillende keuzes voor maximum aantal vollasturen. Deze Paragraaf vormt hier een relaas van. De paragraaf dient niet gelezen te worden als integraal oordeel. Ook de criteria die opgenoemd worden, kunnen niet beschouwd worden als dekkend overzicht van alle relevante criteria.

### *Aansluiting bij daadwerkelijke kosten*

In het parlement is de wens uitgesproken om “te differentiëren naar de daadwerkelijke kosten van een specifiek project”. Voor windenergie betekent dat vooral dat het maximum aantal vollasturen waarover SDE+ wordt verstrekt, zo goed mogelijk aansluit bij het aantal vollasturen dat technisch en economisch aannemelijk lijkt. Nu loopt het aantal vollasturen bij 7,0 m/s op 100 meter hoogte voor de onderzochte turbines uiteen van 1800 tot ruim 3500. Het gemiddelde van de 50% van turbines die de meeste vollasturen halen, ligt op iets minder dan 2450. Om recht te doen aan de in het parlement uitgesproken wens, zou het aantal vollasturen op ten minste 2450 dienen te liggen.

### *Aansluiting bij lopende vergunningstrajecten*

De projecten die in 2012 SDE+ kunnen aanvragen, dienen in 2012 ook hun vergunningen ontvangen te hebben. Deze projecten zijn voor het grootste gedeelte ontwikkeld in de verwachting van een SDE+-vergoeding van 9,6 €/kWh voor maximaal 2200 vollasturen. De verhouding tussen het turbinevermogen en de rotordiameter kan daarbij afwijken van het economisch optimum. Zo kunnen slechts drie turbines de norm van 3050 vollasturen halen bij 7,0 m/s (zie ook Figuur 4.1). Dit betreft turbines met een rotordiameter van ten minste 100 meter. Het ligt in de rede dat veel projecten in de pijplijn geen gebruik kunnen maken van zulke grote rotoren, zonder grote vertraging in de projectvoorbereiding op te lopen. Redelijkerwijs zou in de turbinesample in ieder geval een turbine van circa 80 meter hoogte en een rotordiameter van minder dan 100 meter voor moeten komen. Dergelijke turbines, die vergunningstechnisch in veel gevallen mogelijk geacht mogen worden, zijn economisch haalbaar bij een maximum aantal vollasturen van minder dan 2800.

### *Maximaal te committeren vermogen*

Een derde criterium kan de omvang van de verplichtingen zijn die de overheid aangaat bij het afgeven van een SDE+-beschikking. Dit is het verschil tussen het basisbedrag en de basiselektriciteitsprijs, vermenigvuldigd met het maximum aantal vollasturen en met de looptijd van de beschikking (15 jaar). Dit criterium is een maat voor het aantal MW aan windenergie dat in een openstellingsronde bediend kan worden. Voor een project dat in de 2200 vollasturen-categorie indient, is de maximale SDE+-uitbetaling € 1,84 miljoen per MW. Voor een project dat in de vrije categorie tegen 9,0 €/kWh aanvraagt, is de uitbetaling maximaal € 1,64 miljoen per MW. Bij een aantal vollasturen van meer dan 2800, zal de verplichting hoger zijn dan de verplichting die hoort bij de 2200



vollasturen-categorie. Het optimum (ten hoogste 2,5% meer dan het minimum van 1,78 M€/MW bij 2700 vollasturen) ligt tussen de 2550 en 2800 vollasturen, zie Figuur 4.3.

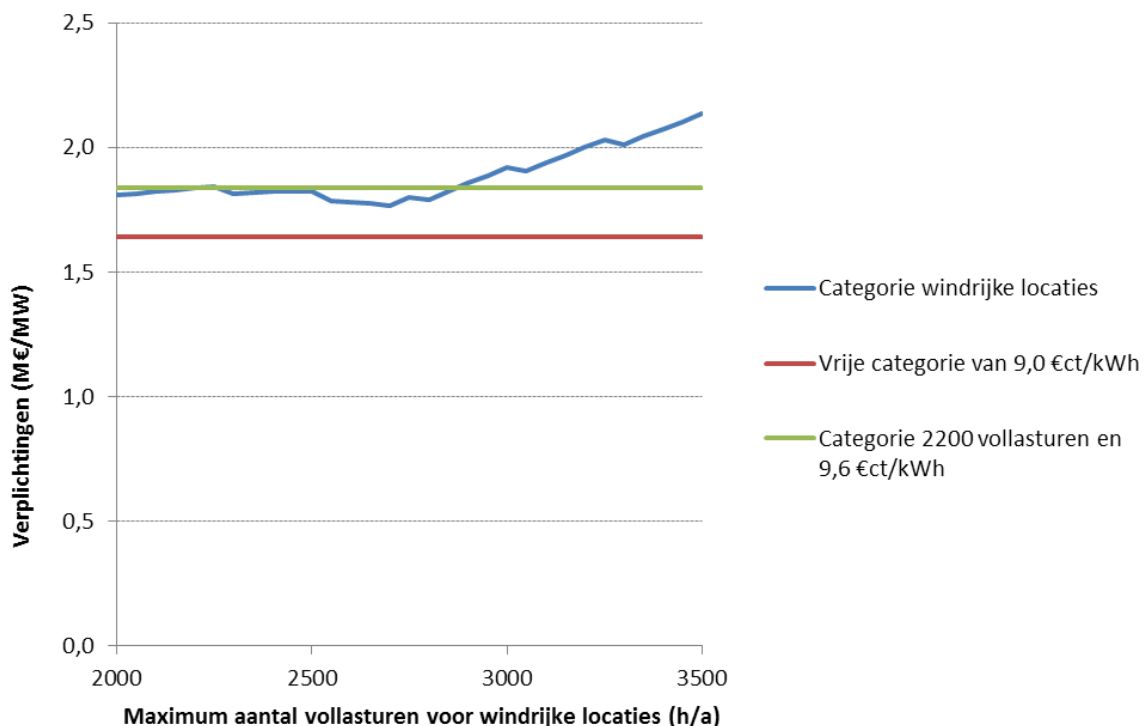
#### *Optimalisatie van SDE+-uitbetaling*

Een vierde criterium is de daadwerkelijke uitbetaling via de SDE+. Deze hangt uiteraard af van de hoogte van en ontwikkeling in de elektriciteitsprijs. Voor een zo laag mogelijke kWh-uitbetaling geldt: hoe lager het basisbedrag hoe beter, en dus hoe hoger het aantal vollasturen hoe beter. Per MW aan gecommiteerd vermogen en uitgaande van een nominaal constante elektriciteitsprijs van 6,8 €ct/kWh en onbalans- en profielfactor van 11% daarvan, is de uitbetaling via de SDE+ het laagst tussen de 2650 en 2900 vollasturen. Met ten hoogste 65.000 euro per MW per jaar is de uitbetaling dan gelijk aan of minder dan de uitbetaling in de vrije categorie.

#### *Meerwaarde voor marktpartijen*

Een windontwikkelaar heeft zonder nieuwe categorie voor windrijke locaties, wel de keuze om een fase eerder SDE+ aan te vragen in de vrije categorie tegen 9,0 €ct/kWh. Vanuit het perspectief van de windsector heeft een categorie voor windrijke locaties vooral meerwaarde als de financiële positie (inkomstenstroom) ten minste niet *slechter* is dan als hij voor de vrije categorie zou hebben geselecteerd. Om te voorkomen dat een categorie voor wind op land op windrijke locaties, onbenut blijft in de SDE+ 2012, moet de categorie voor investeerders meerwaarde hebben boven de reeds bestaande vrije categorie van 9,0 €ct/kWh bij 2200 vollasturen.

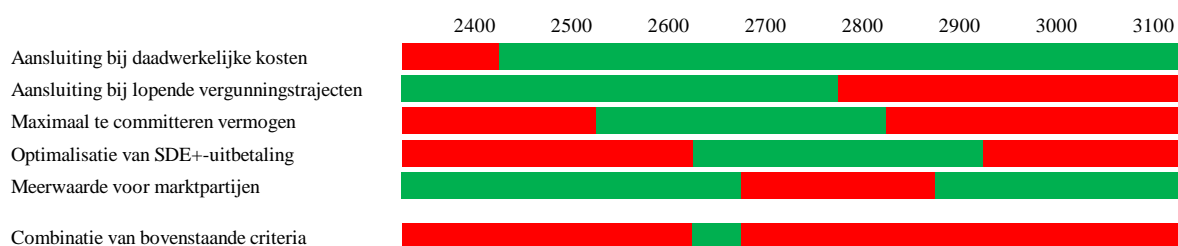
De uitkomst van deze analyse hangt af van de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs. Bij eerder genoemde elektriciteitsprijsaannames biedt ieder aantal vollasturen een verbetering voor de ontwikkelaar met uitzondering van 2700 tot 2850 vollasturen. Een kanttekening hierbij is, dat een SDE+-vergoeding die uitbetaald wordt over (nagenoeg) de gehele elektriciteitsproductie meer zekerheid biedt voor de investeerder. Hij wordt immers minder afhankelijk van de elektriciteitsprijs.



Figuur 4.3 Relatie tussen omvang van verplichtingen en maximum aantal vollasturen

Figuur 4.4 plaatst alle criteria in een overzicht. Een norm van 3050 vollasturen voldoet aan het criterium om aan te sluiten bij de daadwerkelijk kosten van windenergie, maar bij een basisbedrag van 8,2 €/kWh zou het voor een ontwikkelaar aantrekkelijker zijn om van de vrije categorie gebruik te blijven maken. De norm van 3050 vollasturen leidt bovendien tot een minder efficiënte besteding en reservering van SDE+-middelen (zie Figuur 4.3, verplichtingen in categorie windrijke locaties).

Voor een efficiënte benutting van de SDE+-middelen, heeft een norm van 2650 tot 2750 de grootste voordelen. Daar staat tegenover deze norm nauwelijks leidt tot meerwaarde voor een windprojectontwikkelaar, waarbij het risico reëel is dat de categorie niet benut wordt. Deze meerwaarde hangt overigens sterk af van de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs in de komende jaren.



Figuur 4.4 *Indicatieve score voor vollasturenmaximum op basis van enkele criteria (rood=negatieve score; groen=positieve score).*

ECN en KEMA zien een norm van 2650 tot 2750 vollasturen voor de categorie wind op land voor windrijke locaties als optimaal op basis van de behandelde indicatoren. Binnen deze bandbreedte verschilt het optimum per indicator. NWEA stelt voor om uit te gaan van een maximum aantal vollasturen van 2650. Aangezien er naar inzicht van ECN en KEMA geen steekhoudend onderscheid te maken valt binnen de bandbreedte 2650-2750 vollasturen, geven ECN en KEMA ter overweging om bij het vaststellen van de norm ook de reactie van NWEA doorslaggevend te laten zijn (Hirdes, 2012). Dientengevolge luidt het advies van ECN en KEMA om het maximum aantal vollasturen voor de categorie wind op land voor windrijke locaties te stellen op 2650.

### 4.3 Goedkopere projecten

Een indicator die de meerwaarde voor marktpartijen aangeeft, roept de vraag op of de nieuwe categorie dan nog wel tot goedkopere projecten kan leiden. Deze vraag is ook zinvol in het licht van de in de berekeningen gehanteerde windsnelheid van 7,0 m/s op 100 meter hoogte. ECN en KEMA hebben de gevolgen berekend van een extra categorie voor wind op land voor windrijke locaties met ten minste 2650 vollasturen op de financiële aantrekkelijkheid van diverse turbines. Daaruit blijkt dat in de vrije categorie met 2200 vollasturen, turbines met een relatief groot vermogen en kleine rotordiameter gunstig scoren. Dit zijn turbines met elektriciteitsproductiekosten die wel tot 1 €/kWh hoger kunnen liggen dan de kostenefficiëntste turbines. In termen van het projectrendement maakt de keuze tussen deze turbines echter nauwelijks iets uit – men kan dit zien als een ongewenst indirect effect van de vollasturensystematiek.

Bij een extra categorie met een maximum aantal vollasturen van 2650 en een basisbedrag van 8,5 €/kWh, wordt het minder aantrekkelijk om verkeerd gedimensioneerde turbines te benutten. In plaats van een turbine met een vermogen van circa 3 MW en een rotordiameter van 80 of 90 meter, zal men geneigd zijn om ofwel het vermogen te verkleinen ofwel de rotordiameter te vergroten. In beide gevallen leidt het tot lagere productiekosten van windenergie. Hoewel dit effect kwantitatief gering is – zeker vanwege de beperkingen binnen een traject van vergunningverlening, vertalen deze lagere kosten zich wel door in een lager basisbedrag, dus lagere uitgaven via de SDE+.

## 5. Conclusie

Het Ministerie van EL&I heeft aan ECN onderzoek gevraagd naar het basisbedrag voor wind op land voor windrijke locaties met een maximum aantal vollasturen van 3050. Het daarbij behorende basisbedrag adviseren ECN en KEMA op 8,2 €/kWh.

Op verzoek van het Ministerie van EL&I hebben ECN en KEMA overleg gevoerd met NWEA en dit heeft tot aanscherping van de inzichten geleid. Op basis van de in dat overleg op tafel gebrachte aandachtspunten hebben ECN en KEMA hun advies op de volgende punten aangescherpt:

- De referentie-windsnelheid voor windrijke locaties is verlaagd van 7,5 naar 7,0 m/s.
- De variabele O&M-kosten zijn gedifferentieerd naar windturbine.
- De financiële consequenties ten opzichte van de vrije categorie zijn in kaart gebracht.
- De basisbedragen bij andere vollasturenmaxima zijn berekend.

Op basis van het onderzoek adviseren ECN en KEMA aan het Ministerie van EL&I een lagere vollasturennorm van 2650 te overwegen. Het corresponderende basisbedrag hierbij is 8,5 €/kWh. Bij 3050 vollasturen zijn turbinetypes die bedrijfseconomisch rendabel gebruikt kan worden beperkt tot met name de grote, doorgaans wat duurdere types. Door de lagere vollasturennorm – 2650 ten opzichte van 3050 – stijgt het basisbedrag weliswaar met 4%, maar de subsidiebasis (het aantal vollasturen) daalt daarentegen met 13%. ECN en KEMA zien hierbij zowel de effectiviteit als de efficiëntie van de SDE+-ondersteuning voor wind op land toenemen.

De lagere vollasturennorm met bijbehorend basisbedrag draagt bij aan de effectiviteit en efficiëntie van de SDE+-ondersteuning voor wind op land, omdat windprojecten eerder voor SDE+-in aanmerking komen, omdat de extra categorie voor ontwikkelaars meerwaarde biedt ten opzichte van de vrije categorie van 9,0 €/kWh en omdat met hetzelfde budget meer windvermogen gecommitteerd kan worden.

## Referenties

- Cleijne, J.W., S.M. Lensink en C.J. Faasen (2010): *SDE Wind op land met vollasturen en differentiatie*, ECN-E--10-001, Petten, januari 2010.
- Hirdes, T. (2012): *NWEA reactie mbt de extra categorie WoL SDE+ 2012*, e-mail, Utrecht, 13 januari 2012.
- Lensink, S.M., J.A. Wassenaar, M. Mozaffarian, S.L. Luxembourg en C.J. Faasen (2011): *Basisbedragen in de SDE+ 2012, eindadvies*, ECN-E--11-054, Petten, september 2011.
- Luxembourg, S.L., X. van Tilburg, J.W. Cleijne en S.M. Lensink (2011): *Differentiatie als onderdeel van de SDE+ voor wind op land*, ECN-E--11-050, in voorbereiding.
- Tilburg, X. Van, S.M. Lensink, J.W. Cleijne, A.E. Pfeiffer en M. Mozaffarian (2007): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009, Consultatiedocument voor het conceptadvies*, ECN-E--08-059, Amsterdam, december 2007.