



Energieonderzoek Centrum Nederland

# Renovatie windturbines

## Berekening van de onrendabele top

F.J. Verheij (KEMA)

H.J. de Vries (ECN)



Mei 2005

ECN-C--05-058

## Verantwoording

Dit rapport is door ECN en KEMA geschreven in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken. Dit rapport is geschreven onder ECN-projectnummer 77676. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project en dit rapport is H.J. de Vries, telefoon: 0224-564851, e-mail: devries@ecn.nl. Contactpersoon bij KEMA voor dit rapport is F.J. Verheij, telefoon: 026-3562445, e-mail: frits.verheij@kema.com.

## Abstract

The Dutch Ministry of Economic Affairs has asked ECN and KEMA to calculate the financial gaps of wind turbines that have been, or are to be renovated. The reason for this is that monitoring of the requests for ministerial approvals for renovation (currently eligible for full support) at SenterNovem shows that costs for renovation are much lower than investment costs of new wind turbines and, thus, excessive governmental support for renovated wind turbines could occur. Following the recommendations of the evaluation of the MEP in 2004, the Ministry of Economic Affairs aims to introduce a separate MEP-category for renovated wind turbines.

In this report an overview of the financial gaps is given, including the assumptions made for the calculations. These assumptions have been verified by interviews with maintenance companies, owners of renovated wind turbines and banks.

The results of this study show that the financial gap for renovated wind turbines is significantly lower than that of a new wind turbine. In line with the recommendations of the evaluation of the MEP a separate category for renovated wind turbines could be considered, based on the following financial gaps:

### *Financial gap and maximum number of full load hours of renovated wind turbines*

	2005 and 1st half of 2006	2nd half of 2006 and 2007
Financial gap [ct/kWh]	1,7	0,8
Maximum number of full load hours	18.000	20.000

# INHOUD

Lijst van tabellen	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	6
2. Achtergrond	7
3. Referentiecasses gerenoveerde windturbines	8
3.1 Overeenkomsten en verschillen tussen oude en nieuwe windturbines	8
3.2 Investeringskosten	8
3.3 EIA	9
3.4 Vollaasturen	9
3.5 Kosten voor onderhoud	9
3.6 Lengte van termijnen	10
3.7 Verdeling eigen vermogen / vreemd vermogen	11
3.8 Invoergegevens referentiecasses	12
4. Onrendabele top van gerenoveerde windturbines	14
5. Conclusies	15
Bijlage 1 Lijst van geïnterviewden	16

## Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>Onrendabele top en maximum aantal vollasturen van gerenoveerde windturbines</i>	5
Tabel 3.1	<i>Overzicht referentiecasses 75-149 kW<sub>e</sub>, 150-499 kW<sub>e</sub> en 500 kW<sub>e</sub> en groter</i>	13
Tabel 4.1	<i>Onrendabele top van gerenoveerde windturbines per klasse en per periode</i>	14
Tabel 5.1	<i>Onrendabele top en maximum aantal vollasturen van gerenoveerde windturbines</i>	15

## Samenvatting

Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA gevraagd de onrendabele toppen te berekenen van gerenoveerde windturbines. Aanleiding is dat, blijkens monitoring van de beschikkingaanvragen bij SenterNovem, de renovatiekosten fors onder de investeringskosten voor nieuwe windturbines liggen wat mogelijk leidt tot overmatige overheidssubsidie. In lijn met de uitkomsten van de tussenevaluatie van de MEP zou een aparte categorie voor renovatie van windturbines daarom te overwegen zijn.

Dit rapport geeft een overzicht van de berekende onrendabele toppen, inclusief een toelichting op de gehanteerde aannames voor de berekeningen. De aannames zijn geverifieerd door interviews met onderhoudsbedrijven, eigenaren van gerenoveerde windturbines en banken.

Naar aanleiding van de resultaten van deze studie en de daarin berekende onrendabele toppen, is het uit oogpunt van efficiëntie aan te bevelen om, in lijn met de aanbevelingen uit de tussenevaluatie van de MEP, een aparte categorie voor renovatie van windturbines te introduceren. Hierdoor kunnen de volgende resultaten als basis gehanteerd worden.

Tabel S.1 *Onrendabele top en maximum aantal vollasturen van gerenoveerde windturbines*

	2005 en 1e helft 2006	2e helft 2006 en 2007
Onrendabele top [ct/kWh]	1,7	0,8
Maximum aantal vollasturen	18.000	20.000

## 1. Inleiding

De huidige MEP-subsidieregeling van het Ministerie van Economische Zaken is van kracht vanaf juli 2003 en geldt voor installaties voor opwekking van duurzame elektriciteit die in bedrijf zijn gesteld na 1 januari 1996. Voor installaties van voor deze datum kan men bij SenterNovem ontheffing aanvragen om in aanmerking te komen voor de MEP-regeling, als aan een van de volgende voorwaarden wordt voldaan:

- Een nieuwe productie-installatie is opgericht nadat de vorige teloor is gegaan.
- Een productie-installatie waarvoor al eerder subsidie is verkregen ingrijpend is gerenoveerd.
- Een productie-installatie waarvoor al eerder subsidie is verkregen ingrijpend is uitgebreid.

Ook installaties die na 1996 in bedrijf zijn gesteld, komen na renovatie opnieuw in aanmerking voor de MEP-vergoeding.

In de Tussenevaluatie van de MEP<sup>1</sup> in 2004 is aangegeven dat het in de rede ligt een apart (lager) subsidiebedrag voor renovatie te introduceren wanneer uit monitoringsresultaten zou blijken dat hiertoe aanleiding bestaat. Monitoring uit beschikkingsaanvragen bij SenterNovem laten zien dat de renovatiekosten fors onder de investeringskosten voor nieuwe turbines liggen. Het Ministerie van Economische Zaken heeft ECN en KEMA daarom gevraagd de onrendabele top van windturbines na renovatie te berekenen. Er heeft geen marktconsultatie plaatsgevonden, zoals in het jaarlijkse MEP onderzoek gebruikelijk is. Wel zijn diverse interviews afgenomen met onderhoudsbedrijven, eigenaren van gerenoveerde windturbines en banken.

De studie betreft alleen gerenoveerde windturbines en is dus beperkt tot de tweede categorie windturbines van bovengenoemde productie-installaties. Dit rapport beschrijft de resultaten van deze studie en is als volgt opgebouwd. Hoofdstuk 2 geeft nadere achtergrondinformatie. De referentiecases zijn beschreven in Hoofdstuk 3. De resultaten van de berekeningen van de onrendabele top en een beperkte gevoeligheidsanalyse zijn weergegeven in Hoofdstuk 4. In het afsluitende hoofdstuk staan de conclusies.

---

<sup>1</sup> Tussenevaluatie Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie, Ministerie van EZ, Augustus 2004.

## 2. Achtergrond

Eigenaren van 'oudere' windturbines maken veelvuldig gebruik van de mogelijkheid om voor ontheffing in aanmerking te komen. De reden hiervan is duidelijk: in Nederland zijn in de eerste helft van de jaren negentig honderden windturbines geplaatst waarvan het merendeel in 2005 nog een technische levensverwachting heeft van minimaal 5 jaar. Het is uit financieel oogpunt voordelig voor deze eigenaren om van de MEP-regeling gebruik te maken.

Met name de mogelijkheid van renovatie wordt veelvuldig benut. De revisie beoogt het in nieuwstaat brengen van de aandrijftrein, oftewel rotorbladen, naaf, lageringen, hoofdas, tandwielkast en generator. Daarnaast worden een aantal componenten gecontroleerd en bij defecten of afwijkingen hersteld.

In de periode tot en met het eerste kwartaal 2005 zijn blijkens een overzicht van SenterNovem ca. 300 windturbines met een bouwjaar van voor 1996 gerenoveerd. Het totaal nominaal geïnstalleerd vermogen van deze turbines is bijna 80 MW. De eigenaren hebben bij SenterNovem goedkeuring van de renovatieplannen, en daarmee ontheffing, aangevraagd om in aanmerking te komen voor de MEP-regeling.

Exploitanten van gerenoveerde windturbines hebben recht op 7,8 of 7,7 ct/kWh voor maximaal 18.000 vollasturen afhankelijk of de MEP is aangevraagd in 2004 respectievelijk 2005 (geldt ook voor 1e helft 2006). Voor renovaties van windturbines in de 2e helft van 2006 of 2007 geldt in principe een MEP-vergoeding van 6,5 ct/kWh met een maximum van 20.000 vollasturen.

De totale MEP-uitgaven voor de windturbines uit de lijst van SenterNovem (bijna 80 MW) bedragen jaarlijks naar schatting €11 miljoen op basis van de huidige regeling en uitgaande van minimaal 1.800 vollasturen per windturbine per jaar.

Het potentieel van windturbines dat in de jaren 1994 t/m 1996 is gebouwd - en waarvoor nog geen beschikking is afgegeven - bedraagt 66 MW. Als deze windturbines allemaal in 2005 worden gerenoveerd en optimaal presteren, bedragen de jaarlijkse MEP-uitgaven hiervoor ruim €9 miljoen.

Het is ook voor eigenaren van windturbines van na 1996 aantrekkelijk om hun windturbine te renoveren. Met een relatief kleine investering kan dan opnieuw MEP-vergoeding worden ontvangen. In de tweede helft van de jaren negentig en het begin van deze eeuw is er jaarlijks gemiddeld 40-50 MW aan windvermogen gebouwd in Nederland. Als ook deze windturbines de komende jaren worden gerenoveerd, stijgen de jaarlijkse MEP-uitgaven hiervoor elk jaar met ruwweg €5 tot €7 miljoen.

Deze kosten kunnen mogelijk sneller oplopen als windturbines versneld worden gerenoveerd, bijvoorbeeld omdat het maximum aantal MEP-uren binnen 10 jaar is gerealiseerd.

De hierboven genoemde prognoses van de MEP-uitgaven zijn weliswaar maximum bedragen, maar duidelijk is dat gerenoveerde windturbines een substantieel beslag kunnen gaan leggen op de beschikbare MEP gelden.

### 3. Referentiecases gerenoveerde windturbines

#### 3.1 Overeenkomsten en verschillen tussen oude en nieuwe windturbines

SenterNovem heeft tot nog toe de meeste ontheffingen afgegeven voor de LW75 en de LW80 windturbines, bijna 130 in totaal. Daarnaast zijn bijna 140 ontheffingen afgegeven voor windturbines in de klasse 150-400 kW<sub>e</sub> en ruim 40 in de klasse van 500 kW<sub>e</sub> en groter.

Uit het overzicht van SenterNovem blijkt dat de renovatiekosten per kW<sub>e</sub> afhankelijk zijn van de grootte (nominaal vermogen) van de windturbine. Interviews met enkele onderhoudsbedrijven bevestigen de hoogte van de renovatiekosten en de verschillen daarin tussen de vermogensklassen. Om inzicht te krijgen in de gevolgen van verschillende renovatiekosten op de onrendabele top bij verschillende vermogensklassen, zijn in eerste instantie aparte referentiecases opgesteld voor de volgende klassen van windturbines:

- 75-149 kW<sub>e</sub>
- 150-499 kW<sub>e</sub>
- 500 kW<sub>e</sub> en groter.

Per klasse is de onrendabele top berekend voor windturbines die zijn/worden gerenoveerd in de periode 1 januari 2005 - 30 juni 2006. Om een doorkijk te geven voor windturbines die de komende twee jaar worden gerenoveerd, zijn ook berekeningen gemaakt voor de periode 1 juli 2006 - 31 december 2007.

De onrendabele top is ook berekend voor een 'gemiddelde' gerenoveerde windturbine. Daarvoor zijn alleen de gegevens van windturbines groter dan 150 kW<sub>e</sub> gebruikt omdat uit de statistieken van SenterNovem blijkt dat meer dan 2/3 van de windturbines in de klasse 75-149 kW<sub>e</sub> inmiddels is gerenoveerd. Een deel van de nog te renoveren turbines is/wordt bovendien vervangen door een grotere windturbine. De klasse 75-149 kW<sub>e</sub> is dan ook niet representatief voor de renovatie in de komende jaren. Ook voor de vermogensklasse 150-449 kW<sub>e</sub> is een gedeelte reeds gerenoveerd.

Bij het formuleren van de referentiecases zijn waar mogelijk dezelfde invoergegevens gebruikt die ook zijn toegepast bij de berekening van de onrendabele top van nieuwe windturbines in de genoemde perioden. Om te weten of, en zo ja welke, invoergegevens aanpassing behoeven, zijn telefonische interviews afgenomen met exploitanten van 'oudere' windturbines, met onderhoudsbedrijven en met banken. Daarnaast is gebruik gemaakt van gegevens van SenterNovem. De resultaten zijn in de volgende alinea's beschreven.

#### 3.2 Investeringskosten

Voor de berekening van de onrendabele top van nieuwe windturbines is een afschrijvingstermijn van 10 jaar gehanteerd. Dit uitgangspunt is eveneens toegepast voor de berekening van de onrendabele top van 'oude', gerenoveerde windturbines. Daar de meeste van deze windturbines minimaal 10 jaar oud zijn, is de (fiscale) restwaarde gelijk aan €0,-.

De investeringskosten voor de onderhavige windturbines zijn dan ook gelijk aan de renovatiekosten. Op basis van een overzicht dat SenterNovem ons heeft verstrekt, bedragen deze kosten gemiddeld €275,-/kW<sub>e</sub> voor windturbines in de klasse 75-149 kW<sub>e</sub> nominaal vermogen, €225,-/kW<sub>e</sub> voor windturbines in de klasse 150-499 kW<sub>e</sub> en €155,-/kW<sub>e</sub> voor windturbines in de klasse



van 500 kW<sub>e</sub> en groter. In interviews met onderhoudsbedrijven zijn vergelijkbare bedragen genoemd.

Toekomstige renovaties in de vermogensklasse 75-149 kW<sub>e</sub> zijn nauwelijks meer te verwachten (zie Paragraaf 3.1). Ook zijn een groot deel van de turbines in de vermogensklasse 450-449 kW<sub>e</sub> reeds gerenoveerd. Toekomstige renovaties zijn voor een gedeelte dus nog te verwachten in de vermogensklasse 150-499 kW<sub>e</sub>, maar voor het grootste gedeelte in de vermogensklasse >500 kW<sub>e</sub>. Om een representatief beeld van toekomstige renovaties te krijgen, is daarom gekeken naar een ‘gemiddelde’ windturbine. Voor deze referentiecasse zijn de renovatiekosten berekend op basis van de gemiddelde renovatiekosten voor turbines groter dan 150 kW<sub>e</sub> volgens de SenterNovem gegevens. De renovatiekosten van de ‘gemiddelde’ turbine bedragen €185,-/kW<sub>e</sub>.

De renovatiekosten van deze windturbines zijn gering ten opzichte van de investeringskosten van nieuwe windturbines: 15-25%. Dit percentage is nog lager wanneer de renovatiekosten worden vergeleken met de oorspronkelijke (geïndexeerde) investeringskosten.

### 3.3 EIA

Uit gesprekken met SenterNovem blijkt dat de investeringen voor het renoveren van windturbines opnieuw in aanmerking komen voor de Energie Investerings Aftrek. De investeringen zijn volledig voor de EIA opvoerbaar. In de modelberekening wordt daarom de EIA voor 100% van de investering toegekend.

### 3.4 Vollasturen

KEMA heeft een analyse gemaakt van een aantal projecten die in de eerste helft van de jaren 1990 zijn gebouwd en het gemiddeld aantal vollasturen over een groot aantal jaren berekend. De resultaten lopen uiteen van enkele honderden tot meer dan 2.000 vollasturen per jaar met een gemiddelde van ongeveer 1.300 vollasturen per jaar.

Naar verwachting zullen eigenaren van slecht presterende windturbines eerder vervangen dan renoveren. Daarmee zal het gemiddelde aantal vollasturen hoger uitvallen. Voor de referentiecasses is uitgegaan van het principe dat ook in eerdere MEP-studies is gehanteerd: het aantal uren om 80% van de projecten in Nederland door te laten gaan. Om die reden is bij de berekening uitgegaan van 1.800 (2005/1e helft 2006) respectievelijk 2.000 vollasturen per jaar (2e helft 2006/2007), conform de data die ook voor nieuwe windturbines in deze jaren wordt gehanteerd.

### 3.5 Kosten voor onderhoud

In deze kosten zijn ‘standaard’ ook de verzekerings- en garantiekosten meegenomen plus een reservering voor grote, onvoorziene reparaties die buiten de garanties na jaar 5 vallen. Tevens zijn de zogenaamde grondkosten en de kosten voor de OZB in de post ‘onderhoud’ ondergebracht. Om inzicht te krijgen in de onderhoudskosten van gerenoveerde turbines zijn enkele onderhoudsbedrijven van het onderhavige type windturbines geïnterviewd.

Een aantal onderhoudsbedrijven geeft aan dat met name de kleinere windturbines, tot 100 kW<sub>e</sub>, na 8 tot maximaal 10 jaar sowieso aan revisie toe zijn. De voor de MEP-regeling benodigde revisie wordt dan gecombineerd met het noodzakelijke groot onderhoud. Voor de grotere windturbines is dit verband minder duidelijk, maar zeker aan een groot aantal turbines in de 150 tot 500 kW<sub>e</sub> vermogensklasse is een revisie na ongeveer 10 jaar goed besteed. Een aantal onderhoudsbedrijven voert gelijktijdig met de revisie één of meerdere modificaties uit. Het betreft hierbij ook modificaties die niet in het type-certificaat zijn opgenomen en, voor zover bekend, niet zijn gemeld aan de certificerende instantie.

De revisie betreft het in nieuwstaat brengen van de aandrijftrein en de controle en eventueel vernieuwen van overige componenten. Per component geven wij een beknopt overzicht van de onderhoudswerkzaamheden:

- Tandwielkast. Na demontage volgt een volledige revisie waarbij alle lagers worden vernieuwd en het binnenwerk wordt gedemonteerd en gecontroleerd. Als een component, zoals as, tandwiel, lagerbus of afdichting buiten zijn toleranties valt, wordt deze vernieuwd of bewerkt zodat weer wordt voldaan aan de vereiste tolerantie. De kast wordt opnieuw gespoten. Revisie van de tandwielkast inclusief de kosten voor de hijskraan vormt de grootste kostenpost van de renovatie.
- Rotorbladen. Deze worden van de turbine gehaald en gereviseerd. Dit bestaat in ieder geval uit het schoonmaken en uit het repareren van kleine defecten als scheurtjes en oneffenheden. Bij veel schade worden de bladen vervolgens voorzien van een nieuwe topcoating en slijtlaag op de neus. Dit is het een na duurste onderdeel van de renovatie.
- Generator. Ook deze wordt eerst gedemonteerd. De revisiekosten aan de generator blijken in de praktijk mee te vallen. Standaard worden de lagers vervangen en indien nodig lagerbussen, aandrijfjas en (flexibele) koppeling met de tandwielkast. Als de isolatiewaarde van de wikkelingen te laag is, brengt het revisiebedrijf nieuwe isolatie aan. Indien nodig wordt de generator opnieuw gespoten.
- Overige componenten. Andere componenten worden niet gedemonteerd maar op de turbine gecontroleerd. Belangrijkste hiervan zijn: kruimotoren en rem, tipverstelling, hydraulische systemen, hoofdrem, elektrisch conversiesysteem. Sommige bedrijven vernieuwen standaard alle hydrauliekleidingen terwijl anderen dat slechts doen na geconstateerde afwijkingen of defecten.

Uit de interviews met de onderhoudsbedrijven blijkt dat de onderhoudscontracten na revisie niet anders zijn dan die voor de revisie. Het onderhoudscontract betreft enkel het halfjaarlijkse preventieve onderhoud, de uren voor een beperkt aantal correctieve bezoeken en de kosten van offeringsmaterialen maar niet de kosten voor grote reparaties of vervangingen. Gesteld wordt wel dat in de eerste jaren na de revisie de onderhoudskosten voor de eigenaar duidelijk lager zullen uitvallen dan in latere jaren omdat geen grote reparaties te verwachten zijn. Voor oudere windturbines worden geen all-in contracten afgesloten.

De onderhoudsbedrijven geven één, in sommige gevallen twee, jaar garantie op de revisiewerkzaamheden. De garantie betreft enkel de uitgevoerde werkzaamheden en geen opbrengst- of beschikbaarheidgarantie.

Na revisie voldoet de windturbine weer aan de voorwaarden voor machinebreukverzekering. Een aantal verzekeraars stelt aanvullende voorwaarden of definieert uitsluitingen bij turbines ouder dan 10 jaar. Deze vervallen na revisie.

De totale onderhoudskosten na renovatie, uitgedrukt in kosten per  $kW_e$ , liggen in dezelfde range als voor nieuwe windturbines. Informatie uit een beperkt aantal interviews bij banken onderschrijven deze cijfers. De grondcontracten en de OZB veranderen niet na renovatie. Om deze reden is  $€39/kW_e$  (all-in tarief) aangehouden voor de berekening van de onrendabele top. Aangezien in dit tarief ook een reservering voor groot onderhoud is opgenomen, is ook de gevoeligheid hiervan op de onrendabele top onderzocht.

### 3.6 Lengte van termijnen

Het onrendabele top model maakt onderscheid in de economische levensduur van de turbine, de afschrijvingstermijn, de termijn waarover de lening terugbetaald dient te worden en de termijn waarop de MEP vergoeding ontvangen wordt.

Banken gaan voor hun leningen uit van een technische levensduur van 15 jaar, al is soms 20 jaar genoemd. De turbines in deze studie hebben na de renovatie volgens de banken nog een verwachte restlevensduur en daarmee ook een afschrijvingstermijn van 5 jaar.

De onderhoudsbedrijven melden zonder uitzondering dat de windturbine na revisie weer minimaal 10 jaar zonder problemen in bedrijf kan. Sommige bedrijven melden dat 20 jaar, zoals gedefinieerd in het type-certificaat, de maximale levensduur van de turbine is.

Alhoewel de technische levensduur niet gelijk hoeft te zijn aan de economische levensduur, is in deze studie in overleg met het Ministerie van Economische Zaken een *economische restlevensduur van 10 jaar* aangehouden. Ook voor de *beleidstermijn* (de periode waarover de MEP wordt uitgekeerd) geldt een termijn van *10 jaar*.

De lening van banken heeft een looptijd van 4, maximaal 5 jaar. De termijn is in ieder geval nooit langer dan de afschrijvingstermijn die de banken hanteren. Andere grondslagen voor de leningstermijn zijn: de looptijd van de pachtcontracten en de inhoud en lengte van de onderhoudscontracten. Deze dient minimaal door te lopen tot de einddatum van de lening.

Omdat de economische levensduur op 10 jaar is gesteld, is voor de berekening van de onrendabele top een *afschrijvingstermijn van 10 jaar* gehanteerd. Op basis van de door de banken verstrekte informatie is gerekend met een *leningstermijn van 5 jaar*.

Uit de interviews met de banken blijkt ook dat er geen groenverklaringen (voor de financiering van groenbeleggen) zijn afgegeven voor gerenoveerde windturbines omdat deze verklaringen slechts een looptijd hebben van 10 jaar en deze meestal verstreken is voor de renovatie. Dit heeft gevolgen voor de rente waarmee gerekend wordt, zie de volgende alinea's.

Zoals eerder genoemd heeft een type-certificaat een geldigheidsduur van 20 jaar, een termijn die vaak ook wordt gehanteerd voor een milieuvergunning. Deze termijn heeft echter geen invloed op de uitgevoerde berekeningen.

In het model worden de volgende termijnen gebruikt:

- economische levensduur: 10 jaar,
- MEP-periode: 10 jaar,
- afschrijvingsperiode: 10 jaar,
- leningstermijn: 5 jaar.

### 3.7 Verdeling eigen vermogen / vreemd vermogen

Gerenvoerde windturbines zijn op een andere wijze gefinancierd dan nieuwe windenergie projecten. Op de eerste plaats zijn er geen groenverklaringen afgegeven en is er op het moment van financiering nog onduidelijkheid of een MEP-vergoeding wordt toegekend. Om deze reden vindt er vaak een zogenaamde bancaire financiering plaats tegen een regulier rentetarief. Gezien de relatief korte looptijd van de lening, hanteren banken iets lagere tarieven dan de gangbare 5% die voor de berekening van de onrendabele top van nieuwe windturbines worden gebruikt. Omdat de korting voor de 'groene rente' vervalt, is het verschil beperkt tot ongeveer 1% (100 basispunten). Daarbij is opgemerkt dat de rente op dit moment erg laag is en langzaam begint op te lopen. In de onderhavige berekeningen is uitgegaan van *4,5% rente*.

De financiering van gerenoveerde windturbines wisselt zeer sterk van project tot project. Uit interviews blijkt uitersten van 100% vreemd vermogen tot 100% eigen vermogen. In het laatste geval blijkt overigens dat boeren hun eigen vermogen deels 'financieren' met extra hypotheek op hun boerderij of grond. De meeste windturbines worden dus direct of indirect gefinancierd

met een groot deel vreemd vermogen. Voor ons reden om dezelfde verhouding van *20% eigen vermogen en 80% vreemd vermogen* aan te houden voor de berekening van de onrendabele top.

Vanwege de geringe omvang van de projecten, worden veel van deze windturbines door lokale banken gefinancierd. Het eigen vermogen wordt ingebracht door bijvoorbeeld de opgebouwde reserves uit de cash flow van de windturbine of door bronnen uit andere bedrijfsvoeringen. Banken zijn soms bereid de renovatiekosten 100% te financieren mits er garanties worden afgegeven door de eigenaar, zoals borgstellingen of een (extra) hypotheek op gronden.

Andere eisen die banken stellen aan hun lening zijn: de te financieren windturbine moet een betrouwbare staat van dienst te hebben (een 'stabiele' elektriciteitsproductie in de afgelopen jaren), de windturbinefabrikant of het onderhoudsbedrijf moet een garantie van minimaal 2 jaar afgeven, er moet een onderhoudscontract van meerdere jaren zijn afgesloten, de eigenaar en het onderhoudsbedrijf moeten bonafide zijn en er dient een 'degelijke' cash flow te zijn (stroomcontract).

De rendementspercentages voor eigen vermogen zijn conform de percentages die zijn gebruikt bij de berekening van de onrendabele top van nieuwe windturbines voor de betreffende jaren. Deze percentages zijn overigens niet relevant bij financiering met 100% vreemd vermogen.

### 3.8 Invoergegevens referentiecasses

Op de volgende pagina's zijn referentiecasses weergegeven in de vorm van tabellen. In de laatste kolom staat een korte toelichting op de invoergegevens. De cases zijn gebaseerd op gemiddelde waarden van de invoerdata.

Tabel 3.1 *Overzicht referentiecases 75-149 kW<sub>e</sub>, 150-499 kW<sub>e</sub> en 500 kW<sub>e</sub> en groter*

<i>INPUTVARIABLEN</i>	<i>Waarde 1/1/2005 - 30/6/2006</i>	<i>Waarde 1/7/2006 - 31/12/2007</i>	<i>Eenheid</i>	<i>Commentaar</i>
Unit grootte	75-500+	75-500+	kW <sub>e</sub>	Standaard.
Bedrijfstijd/vollasturen	1800	2000	Uren/jaar	Standaard.
Economische levensduur	10	10	Jaar	Restlevensduur max. 10 jaar.
Investeringskosten:				Investeringskosten zijn gelijk aan de renovatiekosten.
Klasse 75-149 kW <sub>e</sub>	275	275	€/kW <sub>e</sub>	Niet representatief voor toekomstige renovaties.
Klasse 150-499 kW <sub>e</sub>	225	225	€/kW <sub>e</sub>	Deels representatief voor toekomstige renovaties.
Klasse ≥ 500 kW <sub>e</sub>	155	155	€/kW <sub>e</sub>	Deels representatief voor toekomstige renovaties.
'Gemiddeld' 150 kW <sub>e</sub> en groter	185	185	€/kW <sub>e</sub>	Representatief voor toekomstige renovaties.
Onderhoudskosten (vast)	39	39	€/kW <sub>e</sub>	Feitelijk geen all-in tarief, maar alle kosten vergelijkbaar met periode voor renovatie.
Onderhoudskosten variabel	0	0	€/kWh <sub>e</sub>	Zie hierboven.
Overige operationele kosten	0	0	€/kWh <sub>e</sub>	Standaard.
Marktprijs stroom	0,027	0,032	€/kWh	Standaard.
Kosten van onbalans	0,006	0,006	€/kWh	Standaard.
EIA van toepassing	ja (voor 100%)	ja (voor 100%)		EIA is ook voor 'het weer in nieuwstaat brengen' van installaties van toepassing.
Rente lening	4,5%	4,5%		Korte looptijd, geen groenverklaring.
Vereiste return on equity	15%	15%		Standaard.
Equity share in investering	20%	20%		Extreme verschillen per windturbine, maar 'standaard' is realistische case.
Debt share in investering incl.	80%	80%		Zie hierboven.
Vennootschapsbelasting	31,5%	30,5 / 30%		Standaard.
Termijn lening	5	5	Jaar	Banken: lening maximaal 5 jaar.
Afschrijvingstermijn	10	10	Jaar	Restlevensduur als maatgevend gegeven gebruikt.
Beleidsperiode	10	10	Jaar	Periode waarover MEP-subsidie verleend wordt.

## 4. Onrendabele top van gerenoveerde windturbines

De renovatiekosten van de windturbines die tot nog toe zijn aangemeld bij SenterNovem blijken afhankelijk van het nominale vermogen. Om deze reden is de onrendabele top berekend voor verschillende vermogensklassen, zie ook Paragraaf 3.1. De resultaten variëren van 0,6 tot 2,4 ct/kWh.

Zoals in Paragraaf 3.1 reeds is aangegeven, is de klasse 75-149 kW<sub>e</sub> niet representatief voor toekomstige renovaties. Om deze reden is de onrendabele top van een ‘gemiddelde’ windturbine berekend, gebaseerd op de vermogensklassen 150 kW<sub>e</sub> en groter. De onrendabele top van deze turbine is 1,7 respectievelijk 0,8 ct/kWh ( $\pm 0,3$  ct/kWh).

Tabel 4.1 *Onrendabele top van gerenoveerde windturbines per klasse en per periode*

Windturbineklasse	Onrendabele top 2005 en 1e helft 2006 [ct/kWh]	Onrendabele top 2e helft 2006 en 2007 [ct/kWh]
75-149 kW <sub>e</sub>	2,4	1,5
150-499 kW <sub>e</sub>	2,0	1,1
$\geq 500$ kW <sub>e</sub>	1,4	0,6
Voor toekomstige renovaties representatieve ‘gemiddelde’ (150+ kW <sub>e</sub> ) turbine	1,7	0,8

Op basis van het overzicht van SenterNovem en de berekende onrendabele top van gerenoveerde windturbines (zie resultaten in Tabel 4.1) bedragen de totale MEP-uitgaven van deze windturbines ongeveer €2,7 miljoen per jaar. Uitgaande van maximaal 50 MW aan gerenoveerde windturbines in de klasse 150 kW<sub>e</sub> en groter in de komende jaren, groeit dit bedrag met ongeveer €0,7-1,5 miljoen per jaar.

De onrendabele top is gevoelig voor met name de investeringskosten. Uit de statistiek blijken daarin grote variaties aanwezig. Om een beter inzicht te krijgen in de effecten op de onrendabele top, is nog een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij de onrendabele top is berekend voor ‘goedkope’ en ‘dure’ renovaties: €125 respectievelijk €300/kW<sub>e</sub>. Dit leidt tot maximaal 0,3 ct/kWh afwijking ten opzichte van de minima en maxima in Tabel 4.1.

Variaties van 10% in vollasturen, onderhoudskosten, elektriciteitsprijs en verhouding vreemd / eigen vermogen, resulteren eveneens in lagere of hogere onrendabele toppen van enkele tienden eurocenten per kWh. Doordat het grootste gedeelte van de kleine windturbines in het verleden gerenoveerd is, is het aannemelijk dat toekomstige renovaties voornamelijk turbines groter dan 150 kW<sub>e</sub> betreffen. De spreiding in de onrendabele toppen is dan beduidend minder en komt overeen met de variatie in investeringskosten van nieuwe windparken.

In alle gevallen, zelfs in het ‘duurste’ scenario, is de onrendabele top van de gerenoveerde windturbines beduidend lager dan de onrendabele top van nieuwe windturbines.

## 5. Conclusies

Uit de aanvragen voor renovatie, en daarmee ontheffing voor de MEP, en uit de interviews blijkt dat de kosten van renovatie van windturbines fors lager liggen dan de (investerings)kosten waarop de onrendabele topberekening voor nieuwe windturbines is gebaseerd. De huidige MEP-regeling leidt daarmee tot een overmatige overheidssubsidie voor gerenoveerde turbines.

De MEP-tarieven zijn gebaseerd op de onrendabele top van *nieuwe* windparken. Uit deze studie blijkt dat enkele invoergegevens voor de berekening van de onrendabele top van *gerenoveerde* windturbines wezenlijk anders zijn. Zo zijn de investeringskosten van de eerste categorie beperkt tot de renovatiekosten. Deze kosten zijn afhankelijk van de grootte van de turbine. Op basis van de statistiek van SenterNovem zijn onrendabele toppen berekend voor windturbines in de klassen (met tussen haakjes de gemiddelde renovatiekosten per klasse): 75-149 kW<sub>e</sub> (€275,-/kW<sub>e</sub>), 150-499 kW<sub>e</sub> (€225,-/kW<sub>e</sub>) en 500 kW<sub>e</sub> en groter (€155,-/kW<sub>e</sub>).

Ook is de onrendabele top van een representatieve ‘gemiddelde’ windturbine berekend. Deze is alleen gebaseerd op de renovatiekosten van windturbines in de vermogensklassen 150 kW<sub>e</sub> en groter (€185,-/kW<sub>e</sub>), omdat het grootste gedeelte van de turbines in de klasse 75-149 kW<sub>e</sub> reeds is gerenoveerd.

Naar aanleiding van de resultaten van deze studie en de daarin berekende onrendabele toppen, is het aan te bevelen om, in lijn met de aanbevelingen uit de tussenevaluatie van de MEP, een aparte categorie voor renovatie van windturbines te introduceren. Omdat toekomstige renovaties vooral te verwachten zijn in de vermogensklassen >150 kW<sub>e</sub>, en om verdere onderverdeling van MEP categorieën te voorkomen, is het aan te bevelen om één MEP categorie voor gerenoveerde windturbines te introduceren. Hiervoor kan de onrendabele top van een ‘gemiddelde’ turbine als basis gebruikt worden, zie Tabel 5.1.

Tabel 5.1 *Onrendabele top en maximum aantal vollasturen van gerenoveerde windturbines*

	2005 en 1e helft 2006	2e helft 2006 en 2007
Onrendabele top (in ct/kWh)	1,7	0,8
Maximum aantal vollasturen	18.000	20.000

Ter vergelijking, de huidige MEP-tarieven zijn 7,7 respectievelijk 6,5 ct/kWh. Uitgaande van een toename van gemiddeld 40-50 MW aan potentieel te renoveren windvermogen in de komende jaren resulteert toepassing van de huidige MEP-tarieven op deze categorie windturbines in een jaarlijkse stijging van de MEP-uitgaven met ruwweg €5 tot €7 miljoen.

Aanpassing van de MEP-tarieven aan de onrendabele top van gerenoveerde windturbines, zoals berekend in deze studie, beperkt de MEP-uitgaven tot een jaarlijkse stijging van €0,7-1,5 miljoen per jaar.

Tot slot bevelen wij aan om de renovatiekosten van windturbines te blijven monitoren en de vaststelling van de onrendabele top van ‘gerenoveerde windturbines’ mee te nemen in de jaarlijkse ‘MEP-ronde’.

## Bijlage 1 Lijst van geïnterviewden

### *SenterNovem*

Alle in dit rapport gebruikte kostengegevens zijn gebaseerd op renovatiebeschikkingen zoals deze bij SenterNovem zijn afgegeven. Hierover heeft uitvoerig overleg met André Hoogveen plaatsgevonden.

### *Onderhoudsbedrijven*

De volgende vier bedrijven en personen zijn geconsulteerd, met daarbij aangegeven de vanaf eind 2003 tot begin 2005 gerenoveerde turbines:

Leverancier	Contactpersoon	Gereviseerde turbines
Bettink Service & onderhoud	Onder-Dhr. J. de Jong (manager service)	50× LW18/80 (80 kW) 8× BONUS 300 (300 kW) 8× BONUS 300 (300 kW)
MainWind	Dhr. R. de Knecht (directeur)	15× NedWind 23 PI (250 kW) 4× NedWind 40 (500 kW)
Hoekstra Suwâld	Dhr. M. Boersma (sales onderhoud en revisie)	70× LW18/80 (80 kW) 15× BONUS 300 (300 kW) 1× Micon 700 (225 kW) 1× Vestas V29 (250 kW)
Vestas Central Europe	Dhr. T. Berends (manager revisies)	10× Vestas V29 (250 kW) 13× Vestas V39 (500 kW) 1× Vestas V42 (500 kW) 2× Micon 530 (250 kW) 3× Micon 700 (225 kW) 2× Micon 750 (400 kW) 1× Micon 1500 (600 kW) 1× NTK 150 (150 kW) 12× NTK 500 (500 kW) 4× NTK 600 (600 kW)

### *Banken*

De Rabobank, de ASN Bank en de Triodos Bank hebben telefonisch en per e-mail informatie verstrekt over de financiering van gerenoveerde windturbines.

### *Exploitanten*

KEMA heeft ca. 20 boeren gebeld. Hiervan bleek ongeveer 1/3 hun windturbine te hebben gerenoveerd. Hun informatie is consistent met de informatie die de onderhoudsbedrijven en banken hebben verstrekt.