

Juni 2004

ECN-C--04-062



INVENTARISATIE EN MONITORING
VAN NEVENEFFECTEN VAN DE VOLLASTURENSYSTEMATIEK
VOOR WIND OP LAND IN DE MEP

E.J.W. van Sambeek
H.J. de Vries
S.J.A. Bakker
S. van Egmond

Verantwoording

Dit rapport is geschreven in opdracht van SenterNovem. Dit rapport is geschreven onder het contract 'Inventarisatie en monitoring van neveneffecten in de vollasturenbepaling voor wind op land in de MEP', ECN-projectnummer 7.7607. Contactpersoon bij ECN voor het bovengenoemd project en dit rapport is E.J.W. van Sambeek, telefoon: 0224-564227, e-mail: vansambeek@ecn.nl.

Abstract

With a change in the Dutch electricity law starting July 2003 (Environmental quality of electricity production, or 'MEP'), the operating support for onshore wind changed to a system in which the feed-in tariff for onshore wind turbines is limited to a maximum of 18.000 full load hours.

This report reviews the effects of this system on the development of the production of wind energy in the Netherlands.

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN	4
LIJST VAN FIGUREN	4
SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	7
1.1 MEP-vollasturensystematiek	7
1.2 Opdrachtformulering	7
1.3 Achtergrond	8
1.4 Leeswijzer	8
2. METHODEN	10
2.1 Uitgangssituatie	10
2.2 Bronnen en methode	10
2.3 Beperkingen	10
3. VERVANGING EN RENOVATIE	12
3.1 Vervanging	13
3.2 Renovatie	14
3.3 Toekomstige ontmanteling	15
4. TURBINEKEUZE	17
4.1 Implementatie	17
4.2 Ontwikkeling van de turbinemarkt in Nederland	19
4.2.1 Vraag naar hoge specifieke vermogens	20
4.2.2 Aanbod van MEP-turbines	21
5. CONCLUSIES	23
BIJLAGE A BRONNEN	25
BIJLAGE B INTERVIEWVRAGEN EN GEÏNTERVIEWDEN	26
BIJLAGE C BEGRIPPENKADER	27
BIJLAGE D ONTMANTELING EN VERVANGING	28

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 4.1	<i>Ontwikkeling specifiek vermogen van nieuwe windturbines in NL</i>	18
Tabel 4.2	<i>Turbines en het bijbehorende nominale en specifieke vermogen</i>	19
Tabel 4.3	<i>Nieuwe parken naar type sinds 2001</i>	20
Tabel D.1	<i>Ontmantelde turbines en vervanging in 2002 (WSH)</i>	28
Tabel D.2	<i>Ontmantelde turbines en vervanging in 2003 (WSH)</i>	28
Tabel D.3	<i>Ontmantelde turbines en vervanging in 2004 (WSH)</i>	29

LIJST VAN FIGUREN

Figuur 3.1	<i>Vergelijking ontmanteld, nieuw geplaatst en vervangingsvermogen (inclusief renovatie)</i>	13
Figuur 3.2	<i>Aantal MW per jaar (geïnstalleerd in 1996-98) dat 18.000 vollasturen bereikt</i>	16
Figuur 4.1	<i>Ontwikkeling van specifiek vermogen van nieuwe windturbines in NL</i>	18

SAMENVATTING

Met de introductie van de Milieukwaliteit Elektriciteit Productie (MEP) in juli 2003 werd ook het systeem van de vollasturen voor de productie van elektriciteit uit windenergie op land geïntroduceerd. Dit systeem beperkt voor een windturbine op land het totaal aantal uren onder vollast waarvoor de producent een vergoeding vanuit de MEP kan krijgen, tot een maximum van 18.000 vollasturen over een maximale periode van 10 jaar. Bij de introductie van de vollasturensystematiek zijn door diverse partijen een aantal effecten voorspeld. Dit zijn:

1. Na afloop van de 18.000 vollasturen zullen turbines ontmanteld worden, om vervolgens gerenoveerd of vervangen en opgeschaald te worden. Op locaties waar de 18.000 vollasturen binnen tien jaar geproduceerd worden, zal dit direct na afloop van de MEP-vergoeding gebeuren.
2. Turbines zullen zodanig worden aangepast dat de periode waarover MEP-vergoeding ontvangen wordt, zo lang mogelijk is. In de praktijk zal zich dit uiten in de keuze van turbines met een te groot generatorvermogen, de ontwikkeling van speciale turbines voor de Nederlandse markt (MEP-turbines) en het vergroten van bestaande generatorvermogens door het uitvoeren van retrofits.

Het Ministerie van Economische Zaken heeft SenterNovem gevraagd te monitoren of deze effecten daadwerkelijk optreden. SenterNovem heeft deze opdracht uitbesteed aan ECN Beleidsstudies. In dit rapport wordt aan de hand van de gegevens uit de implementatiepraktijk van de MEP het al dan niet optreden, en zo ja de mate waarin, van de effecten van de vollasturensystematiek in kaart gebracht. Hierbij worden specifiek de volgende vragen beantwoord:

1. Reageren marktpartijen op de 18.000 vollasturengrens in de MEP, zowel bij het bereiken van de 18.000 vollasturen in bestaande projecten als bij nieuwe projecten?
2. Is het een prikkel tot retrofit met een nieuwe generator met een groter vermogen in bestaande turbines?
3. Bieden fabrikanten nieuwe turbintypen aan met hoger specifiek vermogen dan in het verleden gebruikelijk was, speciaal voor de Nederlandse markt?

ECN heeft vervolgens onderzocht of deze effecten optreden, en of deze toe te wijzen zijn aan de vollasturensystematiek, of -in algemenere termen- aan de MEP. Hiervoor is gekeken naar statistische gegevens uit onder andere de KEMA Windmonitor en CBS, gegevens van Wind Service Holland (WSH), databases en gegevens van SenterNovem, EnerQ, certificerende instellingen en fabrikanten, en informatie van diverse internetbronnen. Vervolgens zijn met interviews met marktpartijen (onder andere turbinefabrikanten, banken, projectontwikkelaars, vergunningverlenende instanties, producenten, onderhoudsbedrijven, elektriciteitsleveranciers en brancheverenigingen) ontbrekende gegevens aangevuld.

Nieuwe locaties: reageren marktpartijen op de 18.000 vollasturen grens in de MEP?

Het leidend beginsel bij de exploitatie van een windlocatie is het maximaliseren van de netto contante waarde (NCW) uit die locatie. Bij deze maximalisatie is de vollasturensystematiek een van de sturende factoren, naast onder andere beperkingen vanuit de ruimtelijke ordening, de kosten van het project en financieringsaspecten.

De analyse van de statistische gegevens laat geen effecten van de vollasturensystematiek zien op nieuwe locaties. Dit is een gevolg van de lange aanloopperiode van windenergieprojecten, waardoor projecten die onder de MEP zijn opgezet nog in de pijplijn zitten en niet in de statistiek zichtbaar zijn. De eerste projecten zullen naar verwachting aan het eind van de zomer gerealiseerd worden. Uit de interviews komt het beeld dat wanneer er geen ruimtelijke beperkingen gelden, er een afweging gemaakt wordt op basis van turbinekosten, stroomopbrengsten en financieringsmogelijkheden van het project. De vollasturensystematiek speelt daarin geen door-

slaggevende rol, tenzij twee turbintypen beide binnen de gestelde projectvoorwaarden vallen. In dat geval gaat de voorkeur naar turbines met een groter specifiek vermogen.

Bestaande locaties: reageren marktpartijen op de 18.000 vollasturen grens in de MEP?
Wanneer de 18.000 vollasturen zijn geproduceerd, staat de exploitant voor de keuze om met de bestaande turbine door te draaien, de bestaande turbine te renoveren zodat deze opnieuw in aanmerking komt voor de MEP (opMEPpen) of de bestaande turbine te vervangen door een nieuwe, grotere turbine. Normaliter zou de exploitant aan het einde van de economische levensduur van de turbine voor deze keuze komen te staan. Door de vollasturensystematiek wordt dit moment vervroegd.

Bij het bepalen van bovengenoemde keuze is het maximaliseren van de NCW uit de locatie leidend. Doorslaggevend in de keuze zijn de beperkingen die vanuit de ruimtelijke ordening gelden. Indien geen beperkingen met betrekking tot ashoogte en rotordiameter gelden, wordt vooral gekozen voor vervanging en opschaling. Indien vanuit de vergunningverlening wel beperkingen gelden voor ashoogte en rotordiameter dan wordt vooral gekozen voor renovatie. Daarnaast kan het vanuit het oogpunt van het uitdienen van stroomcontracten en het voorbereiden van het vergunningstraject voor vervangings- en opschalingsprojecten gunstig zijn om tijdelijk voor renovatie te kiezen. De vollasturensystematiek heeft dus een zichtbare vervroeging van opschaling of renovatie van turbines tot gevolg, maar de ruimtelijke beperkingen van de locatie bepalen in eerste instantie de keuze voor renoveren of vervangen en opschalen. Daarnaast spelen aspecten als het uitdienen van stroomcontracten, toekomstige mogelijkheden tot uitbreiding en kosten van opschaling een rol.

Bieden fabrikanten nieuwe turbintypen aan met hoger specifiek vermogen dan in het verleden gebruikelijk was, speciaal voor de Nederlandse markt?

De statistische gegevens laten een trend zien in de ontwikkeling van het specifiek vermogen. Dit is echter een autonome trend, die niet is toe te wijzen aan de vollasturensystematiek. Er worden door de grote turbinefabrikanten geen speciale MEP-turbines ontwikkeld. De Nederlandse turbine markt is daarvoor te klein.

Is het een prikkel tot retrofit met een nieuwe generator met een groter vermogen in bestaande turbines?

Retrofits worden niet uitgevoerd. Hoewel er wel vraag naar is geweest, zijn de mogelijkheden praktisch beperkt door het maximum gewicht dat op een mast geplaatst kan worden, en de beschikbare ruimte in het generatorhuis.

1. INLEIDING

1.1 MEP-vollasturensystematiek

Met de introductie van de Milieukwaliteit Elektriciteit Productie (MEP) in juli 2003 werd ook het systeem van de vollasturen voor de productie van elektriciteit uit windenergie op land geïntroduceerd. Het begrip equivalente vollasturen, of kortweg vollasturen, is de energieproductie van een turbine in kilowatturen gedeeld door het nominaal vermogen in kilowatt. Het begrenzen van de periode waarin een turbine in aanmerking komt voor de MEP-vergoeding tot een maximum van 18.000 vollasturen legt de maximaal uit te keren hoeveelheid MEP-vergoeding per turbine vast. De regeling beoogt een nivellerend effect op de financiële aantrekkelijkheid van windprojecten op windrijke en windarme locaties te hebben. Hierdoor zou het voor alle provincies mogelijk moeten zijn om hun taakstelling in het kader van het windconvenant BLOW te realiseren. Bij gangbare dimensionering van turbines zullen deze op goede locaties reeds eerder dan 10 jaar het maximum aantal vollasturen bereiken, terwijl de mindere locaties de volle 10 jaar nodig hebben om aan het maximum te raken.

Alleen windturbines die na 1996 in productie zijn genomen komen in aanmerking voor de MEP-vergoeding. Voor turbines van voor 1996 moet ontheffing worden aangevraagd, waardoor deze voor een deel van de productie ook MEP-vergoeding kunnen ontvangen.

De vollasturensystematiek heeft een aantal consequenties, die effect kunnen hebben op het duurzaam gebruik van windturbines, windlocaties en MEP-gelden:

- Op een gunstige locatie wordt het maximum van 18.000 vollasturen al na 6 tot 7 jaar bereikt. De producent zal dan de afweging maken tussen doordraaien en het stopzetten en ontmantelen van de turbine, terwijl deze afweging vanuit een duurzaamheidsperspectief eigenlijk pas aan het eind van de (technische) levensduur van de turbine gemaakt zou moeten worden.
- Wanneer een turbine al ontmanteld wordt na de MEP-periode, is er sprake van niet duurzaam gebruik van materialen, daar de technische levensduur van de turbine minimaal 15 jaar bedraagt. Daarnaast zijn de MEP-vergoedingen berekend op basis van een economische levensduur van 15 jaar. Wanneer de turbine vervroegd wordt afgebroken, hebben de MEP-vergoedingen niet tot de beoogde 15 jaar productie van duurzame elektriciteit geleid.
- In plaats van stopzetten en ontmantelen kan een producent ook de turbine renoveren of vervangen en opschalen, waardoor opnieuw MEP-vergoeding ontvangen kan worden. Dit heeft twee effecten: ten eerste wordt een technisch nog goede turbine vervangen door een nieuwe (niet duurzaam gebruik van materialen), ten tweede is de periode waarover de MEP-vergoeding effect heeft, korter dan de 15 jaar waar bij de berekening van de vergoeding vanuit wordt gegaan.
- Om de totale hoeveelheid MEP-vergoeding te vergroten kan voor nieuwe locaties de afweging gemaakt worden turbines met een hoger specifiek vermogen aan te schaffen, waardoor het aantal vollasturen per jaar afneemt en de MEP-periode verlengd wordt.

1.2 Opdrachtformulering

Gedurende de eerste helft van 2004 voert het Ministerie van Economische Zaken de eerste tussentijdse evaluatie uit. In het kader van deze tussenevaluatie bestaat bij EZ de behoefte om nader in kaart te brengen of en zo ja in welke mate de effecten van de vollasturensystematiek die zijn geconstateerd in de praktijk optreden. EZ heeft daarom SenterNovem gevraagd een monitoringstudie te verrichten naar de effecten van de vollasturensystematiek. Deze monitoringstudie levert een feitelijke basis voor de evaluatie van de vollasturensystematiek in het kader van de

evaluatie van de MEP door EZ. De evaluatie zelf, dat wil zeggen het schetsen van de bredere context en het afwegen van de ernst van de geconstateerde effecten (indien ze daadwerkelijk optreden) in het licht van beleidsdoelstellingen en criteria, valt buiten deze monitoringstudie. SenterNovem heeft vervolgens ECN gevraagd de uitvoering van dit monitoringsproject op zich te nemen.

De doelstelling van dit project is om aan de hand van de gegevens uit de implementatiepraktijk van de MEP het al dan niet optreden, en zo ja de mate waarin, van de effecten van de vollasturensystematiek in kaart te brengen. Hierbij worden specifiek de volgende vragen beantwoord:

1. Reageren marktpartijen op de 18.000 vollasturen grens in de MEP, zowel bij het bereiken van de 18.000 vollasturen in bestaande projecten als bij nieuwe projecten?
2. Is het een prikkel tot retrofit met een nieuwe generator met een groter vermogen in bestaande turbines?
3. Bieden fabrikanten nieuwe turbintypen aan met hoger specifiek vermogen dan in het verleden gebruikelijk was, speciaal voor de Nederlandse markt?

1.3 Achtergrond

Het aantal gunstige locaties voor de windenergieprojecten in Nederland is beperkt. Er is daardoor voor projectontwikkelaars een natuurlijke prikkel om goede locaties zo optimaal mogelijk te benutten. Deze natuurlijke prikkel wordt echter beïnvloed door verschillende factoren, die ertoe kunnen leiden dat een locatie niet de maximale productie van duurzame elektriciteit uit windenergie oplevert. Daar waar de overheid zich richt op een maximale opbrengst van duurzame elektriciteit tegen een minimale hoeveelheid subsidiegeld, richt een projectontwikkelaar zich over het algemeen enkel op een maximale financiële opbrengst. Doordat daarmee niet noodzakelijkerwijs de maximale opbrengst van duurzame elektriciteit uit een locatie wordt gewonnen, bestaat er een spanningsveld tussen de optimalisatie die de overheid beoogd, en de optimalisatie zoals die in praktijk wordt uitgevoerd.

Er zijn verschillende factoren die invloed hebben op de daadwerkelijke productie van duurzame elektriciteit uit windenergie op een locatie.

De meest bepalende factor voor het optimaal benutten van een locatie is de ruimtelijke ordening. Vaak zijn er beperkingen op de toegestane ashoogte, hetgeen het rotoroppervlak van de turbine beperkt. De maximale hoeveelheid uit de wind te winnen energie is voornamelijk afhankelijk van het bestreken rotoroppervlak.

Bij een gegeven bestreken rotoroppervlak kan het generatorvermogen aangepast worden aan het windregime plaatselijke. Een producent zal altijd proberen de netto contante waarde van een project te maximaliseren. Wanneer de locatie beperkingen kent, die invloed hebben op de keuze van de turbine, wordt ook de maximale elektriciteitsopbrengst beperkt. De MEP-vergoeding heeft een groot aandeel in de financiële opbrengst van een project. Wanneer de elektriciteitsopbrengst beperkt wordt door beperkingen op de locatie, zal door het aanpassen van de generatorgrootte geprobeerd worden de hoeveelheid MEP-vergoeding te maximaliseren, en zo de netto contante waarde van het project te maximaliseren.

1.4 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 van deze rapportage wordt de methodologie uitgelegd. Hoofdstuk 3 en 4 analyseren de mogelijke prikkels die kunnen optreden bij bestaande projecten na het bereiken van de 18.000 vollasturen (Hoofdstuk 3) en prikkels die van invloed kunnen zijn bij het opzetten van nieuwe projecten (Hoofdstuk 4). Tot slot komen de conclusies aan bod.

De tussenevaluatie waaronder dit onderzoek valt, volgt kort op de introductie van de MEP. Hierdoor zijn nog niet alle effecten zichtbaar. Behalve een inventarisatie van de nu reeds in de praktijk voorkomende effecten is in dit onderzoek ook getracht een inschatting te geven van de nog te verwachten effecten, voortbouwend op het eerder door ECN gedane vullasturen onderzoek.

2. METHODEN

2.1 Uitgangssituatie

In principe kunnen er in drie situaties effecten optreden als gevolg van de vollasturensystematiek. De eerste situatie is die waarin een bestaande turbine de 18.000 vollasturen is gepasseerd, en dientengevolge niet langer in aanmerking komt voor de MEP-vergoeding. Een producent heeft dan twee mogelijkheden om opnieuw voor de MEP-vergoeding in aanmerking te komen: het renoveren van de turbine waarbij het vermogen van de turbine gelijk blijft (het zogenaamde opMEPpen), of het vervangen van de turbine door een grotere, nieuwe turbine.

De tweede situatie is die waarin een bestaande turbine wordt uitgebreid, zodanig dat het nominaal vermogen toeneemt. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan het vervangen van de generator door een generator met een groter vermogen. Dit wordt in praktijk retrofit genoemd.

Een derde situatie is die waarin een nieuw project wordt gestart, en waarbij een turbine wordt gekozen die optimaal aansluit bij de vollasturensystematiek in plaats van een turbine die op die locatie technisch optimaal zou zijn. Er zijn twee mogelijkheden: er kan gekozen worden voor een turbine met een hoger specifiek vermogen (waarbij het toenemen van het specifiek vermogen ook een autonome trend zou kunnen zijn), of turbinefabrikanten zouden speciale ‘MEP-turbines’ voor de Nederlandse markt kunnen ontwikkelen.

2.2 Bronnen en methode

Voor elk van deze situaties is bekeken of de effecten daadwerkelijk optreden, en of deze toe te wijzen zijn aan de vollasturensystematiek, of, in algemenere termen, aan de MEP. Hiervoor is gekeken naar statistische gegevens uit onder andere KEMA Windmonitor en CBS, gegevens van Wind Service Holland (WSH), databases en gegevens van SenterNovem, EnerQ, certificerende instellingen en fabrikanten, en informatie van diverse internetbronnen. De bronnen verschillen voor wat betreft compleetheid en soort gegevens. In Bijlage A wordt een overzicht gegeven van de geraadpleegde bronnen en de waarde die deze bronnen hadden voor dit onderzoek.

Om een beter zicht te krijgen op de effecten die (nog) niet in de statistieken zijn terug te vinden en om een completer beeld te krijgen van het samenspel van factoren dat de investeringen in en exploitatie van wind op land bepaalt, zijn verschillende marktpartijen (onder andere turbinefabrikanten, banken, projectontwikkelaars, vergunningverlenende instanties, producenten, onderhoudsbedrijven, elektriciteitsleveranciers en brancheverenigingen) benaderd in telefonische interviews. De resultaten van deze interviews zijn in de meeste gevallen geanonimiseerd verwerkt. Bijlage B geeft een overzicht van de vragen die gesteld zijn.

2.3 Beperkingen

Een eerste opmerking die geplaatst kan worden bij deze monitoring is dat er nog erg weinig nieuwe projecten zijn die volledig onder de MEP zijn gerealiseerd, en dat eventuele effecten van de MEP nog niet volledig in de statistiek terug te vinden zijn. Daar de MEP per 1 juli 2003 in werking is getreden, en de doorlooptijd van projecten tussen de één (hoewel uitzonderlijk) tot vijf jaar ligt, kunnen de eerste volledig onder de MEP gerealiseerde projecten pas aan het eind van de zomer van 2004 verwacht worden. Dit wordt overigens door de interviews bevestigd. Wel zijn er verschillende renovatie- en vervangingsprojecten uitgevoerd, waarbij de MEP een rol gespeeld zou kunnen hebben. Daarnaast zit er nog een groot aantal projecten in de pijplijn.

Voor alle mogelijke effecten geldt dat deze slechts beperkt of niet zijn terug te vinden in de statistiek.

Een laatste belangrijke opmerking is dat de vollasturesystematiek zeker niet de enige factor is die van invloed is op de investeringen en bedrijfsvoering van windturbine exploitanten en fabrikanten. Vergunningen, ruimtelijke ordening aspecten, andere niet economische afwegingen, maar ook zaken als de financieringsmogelijkheden, zijn allemaal factoren die invloed hebben op de uiteindelijke keuze voor een bepaalde turbine op een bepaalde locatie. Het is erg moeilijk om de effecten van de vollasturesystematiek te isoleren van alle andere zaken die een rol spelen in de uiteindelijke afweging voor de plaatsing van specifieke turbines. Daarom wordt in het rapport aangegeven waar de beperkingen van afweging liggen, en hoe de vollasturen in het totale kader van deze afweging geplaatst dienen te worden.

3. VERVANGING EN RENOVATIE

In dit hoofdstuk wordt het eerste deel van de eerste vraag waarop dit onderzoek antwoord dient te geven onderzocht. *De vraag die in dit hoofdstuk beantwoordt wordt, is of marktpartijen in bestaande projecten reageren op het bereiken van de 18.000 vollasturengrens.*

De effecten van de vollasturensystematiek zouden invloed kunnen hebben op bestaande projecten die de 18.000 vollasturengrens hebben bereikt. Een van de effecten die op zou kunnen treden is dat wanneer de 18.000 vollasturen zijn bereikt, de turbine wordt ontmanteld en vervangen, of gerenoveerd, waarna deze opnieuw voor 18.000 vollasturen in aanmerking zou komen voor MEP-vergoeding.

Hoewel de MEP alleen geldt voor turbines die na 1996 zijn geplaatst, is de prikkel tot renovatie of vervanging juist relevant voor turbines die voor 1996 zijn geplaatst. Voor de elektriciteit die opgewekt wordt met deze turbines worden alleen nog inkomsten uit de elektriciteitscontracten gegenereerd. Dit zijn vaak langlopende contracten, die zijn afgesloten voor een periode van 10 jaar. Wanneer de MEP-vergoeding eindigt, is het voor een turbine-eigenaar vaak nauwelijks interessant om op basis van alleen de stroomvergoeding door te draaien. Hij heeft dan de mogelijkheid het contract open te breken en te beëindigen, of hij kan de turbine vervangen of renoveren, waarna kan worden voldaan aan de verplichtingen in het elektriciteitscontract, terwijl de turbine opnieuw rendabel geëxploiteerd wordt. Dit heeft zowel voor de stroomafnemer als de producent voordelen, omdat de contracten niet hoeven worden opengebroken, hetgeen vrij veel administratie met zich meebrengt, en de productie naar ieders (financiële) tevredenheid door kan gaan.

Het totaal geplaatst vermogen in Nederland laat zich uitdrukken in de volgende formule:

$$P_t = P_{t-1} + P_{\text{nieuw}} - P_{\text{ontmanteld}} + P_{\text{gerenoveerd}} + P_{\text{vervangen}}$$

Waarbij

P_t totaal geplaatst vermogen in jaar t is

P_{t-1} het totaal geplaatst vermogen in het voorgaande jaar is

P_{nieuw} het totaal nieuw geplaatst vermogen is (exclusief renovatie en vervanging)

$P_{\text{ontmanteld}}$ het totaal ontmantelde vermogen is

$P_{\text{gerenoveerd}}$ het totaal gerenoveerde vermogen is en

$P_{\text{vervangen}}$ het totaal vervangende vermogen is.

Deze formule zal gebruikt worden om e.e.a. te verduidelijken.

Wanneer een turbine de 18.000 vollasturengrens is gepasseerd, zijn er twee mogelijkheden. Ten eerste kan de turbine vervangen worden door een nieuwe, grotere turbine volgens de huidige stand der techniek. Een tweede optie is de oude turbine te renoveren (in nieuwstaat te brengen), het zogenaamde 'opMEPpen'. Beide opties worden in dit hoofdstuk verder uitgewerkt.

In provincies waar de ruimtelijke ordening nauwelijks of geen beperkingen stelt aan de omvang van de turbine, heeft de vervanging door een grotere turbine de voorkeur aan boven het renoveren, aangezien de inkomsten duidelijk hoger liggen bij een grotere turbine. Er wordt immers meer stroom opgewekt dan bij een kleine turbine, met als gevolg dat de inkomsten groter zijn. Uit interviews met turbine-eigenaren en projectontwikkelaars blijkt dat het vervangen van turbines door grotere in de praktijk bijna altijd geprefereerd wordt boven het renoveren, maar dat dit niet altijd mogelijk is in verband met eisen gesteld in de ruimtelijke ordeningsfeer (bijvoorbeeld bouwvergunningen en milieuvergunning). Het aanvragen van vergunningen kost over het alge-

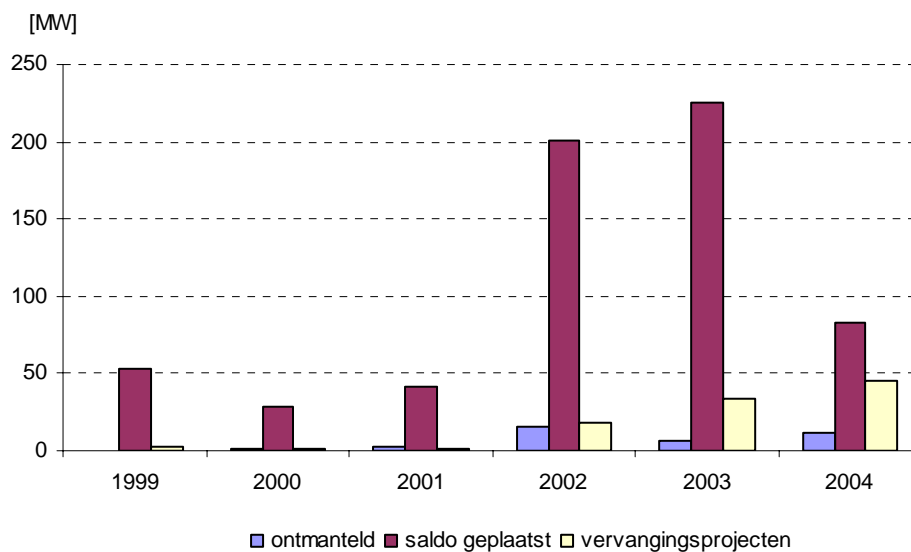
meen veel tijd (tussen de 1 tot 5 jaar) en staat daardoor vervanging door een grotere turbine in de weg.

Het vervangen en opschalen van turbines en het renoveren worden in dit hoofdstuk verder uitgewerkt.

3.1 Vervanging

Het aantal ontmantelingen is sinds 1999 toegenomen. Volgens de Wind Service Holland website zijn in 2004 (tot en met 8 juni) 51 turbines met een totaal vermogen van 11,2 MW ontmanteld. In 2003 was de ontmanteling, zowel in absolute als in relatieve termen, ongeveer twee keer zo laag als het jaar daarvoor. De eerste getallen tot 8 juni 2004 suggereren een forse toename van het aantal turbines en MW's dat buiten bedrijf gesteld is. Netto zijn er 38 turbines bijgekomen. Qua vermogen is er wel een netto toename van ruim 80 MW.

Figuur 3.1 geeft een overzicht van het nieuw geplaatst vermogen, het ontmantelde vermogen en het vermogen van de vervangingsprojecten in Nederland, voor de periode 1999-2004. De figuur laat niet alleen een toename zien van het vermogen dat op nieuwe locaties is geïnstalleerd, maar ook een duidelijke stijging van het aantal vervangingsprojecten. Voor 2003 en 2004 is het nieuwe vermogen uit vervangingsprojecten respectievelijk 34 en 46 MW (15% en 51%). Hierbij dient te worden opgemerkt dat de data voor 2004 nog niet volledig is. In de loop van het jaar kan de verhouding tussen nieuw geplaatst vermogen en het vervangingsvermogen nog veranderen.



Figuur 3.1 *Vergelijking ontmanteld, nieuw geplaatst en vervangingsvermogen (inclusief renovatie)*

Figuur 3.1 laat zien dat het ontmantelen en vervangen van turbines deels een autonome trend is, die ook al zichtbaar was voor 2002. Dit is logisch te verklaren. Door op te schalen worden de cashflows vergroot, waardoor er per locatie meer directe opbrengst is. Toch is er een duidelijke toename van het aantal vervangingsprojecten te zien. Deze trend wordt ook in de interviews bevestigd: in de laatste jaren is het aantal vervangingen fors toegenomen. De MEP vormt daarin de hoofdreden: op dezelfde locatie kunnen de inkomsten fors vergroot worden door het doen van een nieuwe investering, terwijl de inkomsten zonder MEP beperkt zijn. De onderhoudskosten van een turbine wegen dan vaak op tegen de inkomsten uit de verkoop van de stroom, maar het ontmantelen van de turbine en openbreken van het stroomcontract geeft veel administratieve druk.

In Bijlage D worden overzichten gegeven van de ontmantelde en vervangen turbines.

Deze overzichten laten zien dat van de 40 in 2002 ontmantelde turbines, er in ieder geval 23 vervangen zijn, waarbij het totaal ontmantelde vermogen van 15 MW is vervangen door 23 MW nieuw vermogen. In 2002 werd er voornamelijk opgeschaald, waarbij het vermogen en de rotordiameter fors is toegenomen. Alleen in Espel lijkt de vervanging van de Tacke 43/600 binnen de huidige vergunning te hebben plaatsgevonden, dat wil zeggen, de rotordiameter en het vermogen wijken nauwelijks af van die van de ontmantelde turbine.

De meeste van de in 2003 ontmantelde turbines zijn vóór 1996 in gebruik genomen. Twee Vestas V47-600 turbines uit Zeewolde, een V44-600 turbine uit Lelystad en een BM 20/160 turbine uit Borssele zijn na 1996 in gebruik genomen. De turbines in Flevoland zijn vervangen door grotere turbines, van de turbines uit Borssele is niet bekend of deze vervangen zullen worden.

De in 2003 vervangen turbines hebben een totaal vermogen van ongeveer 7 MW. De 33 vervangende turbines hebben samen een vermogen van ongeveer 34 MW. Daarbij dragen de vervangingen meer bij aan de productiecapaciteit dan de ontmantelde turbines deden.

Bijna al de in 2004 ontmantelde turbines zijn vóór 1996 geïnstalleerd. Slechts voor 2 projecten in Zeewolde is het mogelijke vollastureneffect relevant, omdat het hierbij gaat om turbines die na 1 januari 1996 in gebruik zijn genomen. De reden van ontmanteling blijkt vooralsnog niet te achterhalen (de eigenaar bleek niet te achterhalen). Wel is duidelijk dat het om vervanging door een grotere turbine gaat.

Het overzicht van de vervangingen in 2004 laat zien dat het ontmantelde vermogen ongeveer 11 MW was, en dat de vervangingen samen ongeveer 40 MW opleveren. Ook in 2004 geldt dus dat de ontmantelde turbines vervangen worden door grotere turbines.

Uit de interviews komt een duidelijk beeld naar voren. Daar waar de vergunning het toelaat, worden de turbines na afloop van de MEP-periode vervangen door grotere turbines. Hierbij speelt de vergunning de eerste bepalende rol: wanneer er geen beperking is op bijvoorbeeld ashoogte, wordt de technisch/economisch meest interessante turbine uitgekozen. De vollasturensystematiek speelt pas in tweede of derde instantie een rol.

Conclusies

- Het aantal vervangingen is in de laatste jaren toegenomen. Dit is deels een autonome trend, deels een gevolg van de vollasturensystematiek.
- De beperkingen in de ruimtelijke ordening hebben een groter effect op de keuze van de vervangende turbine dan de vollasturensystematiek.

3.2 Renovatie

Wanneer een locatie gebonden is aan vergunningen waarin het type turbine opgenomen is, is het over het algemeen eenvoudiger (en goedkoper) de turbine in nieuwstaat te brengen. Dit kan door de turbine te reviseren, of door een soortgelijk type turbine te plaatsten. Er hoeft dan geen nieuw vergunningtraject ingezet te worden (hetgeen tussen de 1 tot 5 jaar duurt), en de turbine die na een lange draaitijd tegen hogere onderhoudskosten begint aan te lopen kan vervangen worden door een nieuwe turbine, waarbij de onderhoudskosten lager zijn. Het renoveren vereist ook geen hele grote investeringen. Een LW18/80 kostte bij introductie ongeveer 150.000 gulden (€70.000). Het renoveren van een turbine kost tussen de €20.000 en €30.000, afhankelijk van het type en de werkzaamheden.

Tot dusver worden met name turbines die vóór 1996 zijn geïnstalleerd gerenoveerd. Hoewel dit turbines betreffen die niet onder de vollasturensystematiek vallen, is uit interviews gebleken dat de renovatie uitgevoerd wordt zodra alleen nog inkomsten uit de elektriciteitscontracten gegeneerd. Het versneld in nieuwstaat brengen van een turbine die technisch nog jaren meekan, is een effect dat duidelijk toe te wijzen is aan de mogelijkheid die de MEP biedt, om met een relatief kleine investering de inkomstenstroom te vergroten. Hoewel duidelijk is dat het reviseren van turbines een praktijk is die al voor de MEP bestond, is uit de interviews wel naar voren gekomen dat de revisies nu versneld worden uitgevoerd.

Het is niet eenvoudig te achterhalen hoeveel turbines al zijn vervangen door turbines van hetzelfde type en bij welk aantal dit nog gaat gebeuren. Wel zijn er indicaties dat dit effect vooral voor de kleinere turbines (75-80 kW) relevant is. Deze staan in grote getale in de provincie Friesland. De Vereniging voor Windeigenaren Friesland heeft aangegeven dat in totaal ongeveer 2/3 van deze turbines in de provincie gerenoveerd is of gaat worden. Het overige deel zal worden vervangen door een turbine met een grotere capaciteit.

Sinds begin 2004 hebben verschillende servicebedrijven goedkeuring van SenterNovem voor renovatie van de LW 18/80, en de Bonus 300. Dit zal naar verwachting ook gebeuren met de LW 15/75, LW 250 en Bonus 600. De meeste van hun klanten komen uit Friesland, Groningen en de Noord-Oost-Polder.

Ook handelaren in tweedehands turbines signaleren een duidelijke toename van het aantal renovatieprojecten. Met name de vergunning is in de eerste plaats bepalend is voor de keuze tot vervanging of renovatie, en de vollasturensystematiek pas in tweede of derde instantie voor de turbinekeus.

Overigens zijn er ook andere redenen waarom renovatie een optie kan zijn zonder dat de vergunning vervanging en opschaling in de weg zou staan. Het renoveren biedt de mogelijkheid de huidige elektriciteitscontracten uit te dienen, waarbij tegen een lage investering ook de eigen inkomsten weer op peil komen. Vaak worden renovatiekosten zelfs gedeeld door elektriciteitsafnemers en producenten. Een andere reden kan zijn dat vervanging nog niet wenselijk is, bijvoorbeeld omdat de verwachting is dat over een aantal jaar de vergunningen uitgebreid kunnen worden, of dat over een aantal jaar een uitbreiding van het park mogelijk is. Dan is renovatie een goede tussenoplossing voor de producent: tegen geringe meerkosten worden de inkomsten voor de komende MEP-periode veilig gesteld.

Conclusies

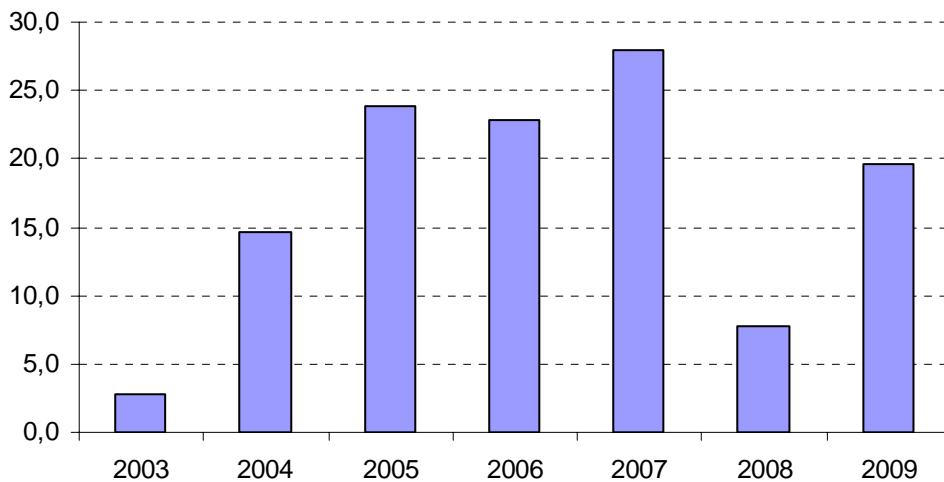
- Vergunningen zijn bepalend voor de keuze tussen vervangen of renoveren. Wanneer een locatie beperkt is door de vergunningen, is vervanging geen optie en zal er gekozen worden voor renovatie.
- Wanneer vervanging niet mogelijk is, worden turbines na afloop van de 18.000 vollasturen bijna meteen gerenoveerd om weer in aanmerking te komen voor de MEP-vergoeding.
- Ook kan renovatie het opschalen een aantal jaar uitstellen, om zo bijvoorbeeld voldoende tijd te hebben om vergunningen in orde te krijgen, of om de huidige stroomcontracten uit te dienen.

3.3 Toekomstige ontmanteling

Er blijkt uit de interviews dat er nog veel vervangingen en renovaties in de pijplijn zitten. Het gaat hierbij om voornamelijk turbines van voor 1996, maar ook turbines van na 1996 beginnen nu door de 18.000 vollasturen te raken. Op basis van de gegevens van de windmonitor kan een verwachting worden opgesteld van het tijdstip waarop turbines 18.000 vollasturen bereiken. Hiervoor worden per turbine de 18.000 vollasturen gedeeld door het gemiddelde van de opge-

geven gedraaide vollasturen, waarna bekend is over welke periode de 18.000 vollasturengrens bereikt wordt. Dit geeft een beeld van de te verwachten ontmanteling, renovatie en vervanging. Voor de turbines uit 1996-1998 zijn de data van de windmonitor redelijk compleet (de database bevat 120 MW van de 133 MW opgesteld vermogen). Dit zijn de turbines waarvoor het mogelijke vollastureneffect voor de komende drie jaar het meest relevant is.

Op grond van de gegevens in de windmonitor over turbines geplaatst in 1996-1998, is een prognose te geven voor de korte termijn. Figuur 3.2 geeft deze prognose, waarbij vooral de jaren 2003-2006 een betrouwbare inschatting geven. De periode na 2006 wordt in toenemende mate beïnvloed door gebrekkige data over geplaatste turbines na 1998. Er ontbreekt een betrouwbare monitoring.



Figuur 3.2 Aantal MW per jaar (geïnstalleerd in 1996-98) dat 18.000 vollasturen bereikt

Figuur 3.3 laat zien dat in 2004, 2005 en 2006 naar verwachting respectievelijk 14 MW, 24 MW en 23 MW de 18.000 vollasturen bereiken. Tot nu toe is in 2004 slechts 2.6 MW van na 1996 uit bedrijf genomen. In 2003 is 7 MW uit gebruik genomen, waarvan 2.4 MW van turbines vanaf 1996. Wanneer in 2004 ineens veel turbines uit 1996 of later worden ontmanteld, dan kan dit wijzen op een vollasturen prikkel. Per turbine zou dan moeten worden nagegaan of de vollasturensystematiek de motivatie voor vervanging of ontmanteling is.

Interviews met onder andere SenterNovem, die de beschikkingen verleent, laten zien dat de verwachting bestaat dat de komende jaren de turbines van voor 1996 vervangen dan wel gerenoveerd zullen worden. Er zijn tot dusver ongeveer 150 aanvragen bij SenterNovem binnen gekomen, en er komen er maandelijks ongeveer 15 bij. De aanvragen laten zien dat met name in de provincie Friesland, waar de vergunningverlening op gemeenteniveau vaak beperkend is, het aantal renovaties groter is dan het aantal vervangingen. In de provincie Noord-Holland en Zeeland daarentegen is het aantal vervangingen groter dan het aantal renovaties. De algemene verwachting bij diverse marktpartijen is dat in de komende twee jaar de turbines van voor 1996 vervangen of gerenoveerd zullen worden.

Conclusies

- Er ontbreekt een goede monitoring op grond waarvan goede voorspellingen gedaan kunnen worden over het vermogen dat waarschijnlijk in de nabije toekomst de 18.000 vollasturengrens bereikt.
- Op basis van de beschikbare gegevens lijkt in de komende 3 jaar tussen de 15 en 25 MW van de bestaande capaciteit van voor 1996 vervangen of gerenoveerd te worden.

4. TURBINEKEUZE

In dit hoofdstuk wordt het tweede gedeelte van de eerste opdrachtvraag beantwoord: *reageren marktpartijen op de 18.000 vollasturengrens in de MEP bij nieuwe projecten?*

De vollasturesystematiek kan gevolgen hebben voor de turbinekeuze bij nieuwe projecten. Op een goede locatie of op grote ashoogte wordt normaliter een turbine met een hoog specifiek vermogen gekozen. Op een minder goede locatie wordt normaal gesproken een lager specifiek vermogen gekozen. De vollasturesystematiek bevat een prikkel om op goede locaties, wanneer de afweging tussen twee turbines die qua kosten en overige aspecten beide binnen een project zouden passen, te kiezen voor de turbine met het grootste specifieke vermogen. Als gevolg van het hogere specifieke vermogen wordt de periode waarover de MEP-vergoeding wordt ontvangen verlengd, en neemt de totaal ontvangen vergoeding toe.

De gevolgen van deze prikkel zouden zichtbaar moeten worden in de implementatiecijfers, aan de aanbodkant van turbines en aan de vraagkant door windstroom producenten. Echter, de waarneming van dit effect wordt bemoeilijkt door een tweetal oorzaken. Ten eerste is er in de afgelopen tien jaar een autonome trend waarneembaar naar hogere specifieke vermogens. Deze trend wordt verderop toegelicht. Ten tweede zijn er nog geen projecten die onder de MEP tot stand zijn gekomen. Wel zitten er nog veel projecten in de pijplijn, maar de meeste projecten die momenteel geïmplementeerd worden, zijn voor de MEP tot stand gekomen. Op het moment dat de bouwvergunningen vastliggen is het moeilijk het turbinetype nog te wijzigen, hetgeen dan ook niet vaak gebeurt.

De prikkel tot verhoging van het specifiek vermogen kan zich op drie manieren manifesteren. Ten eerste is het mogelijk dat bij nieuwe projecten er een bewuste keuze wordt gemaakt voor een turbine met een hoger specifiek vermogen, waardoor de 18.000 vollasturengrens later bereikt wordt. De tweede mogelijkheid is het vergroten van het specifiek vermogen door het vervangen van de generator (ook wel retrofit genoemd). De derde manier waarop de prikkel tot vergroting van het specifiek vermogen zichtbaar kan zijn is wanneer fabrikanten specifieke MEP-turbines gaan ontwikkelen. Dit hoofdstuk analyseert deze drie effecten aan de implementatiekant, de aanbodkant en de vraagkant.

4.1 Implementatie

De ontwikkeling van het specifiek vermogen van nieuw gebouwde windturbines volgens Wind Service Holland, is weergegeven in Tabel 4.1, waarbij naast de jaargemiddelden ook de spreiding van het specifiek vermogen. De kwaliteit van de WSH data is erg hoog. Volgens de samenstellers is de dekkingsgraad vrijwel 100%, doordat fabrikanten de cijfers rechtstreeks doorgeven aan WSH.

De analyses van het specifiek vermogen zijn uitgevoerd per project. Een project is in dit verband een locatie waar één of meer turbines geplaatst zijn.

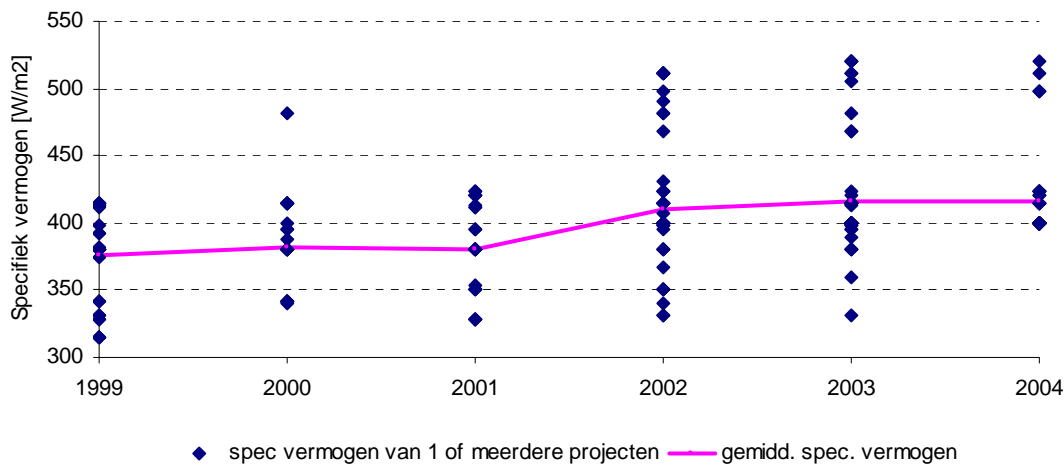
Tabel 4.1 *Ontwikkeling specifiek vermogen van nieuwe windturbines in NL*

Jaar	MW	# Projecten	Specifiek vermogen [W/m^2]	
			Gemiddeld	St. dev.
1999	50	35	376	35
2000	35	24	382	38
2001	42	24	381	34
2002	216	47	410	57
2003	233	66	416	37
2004*	94	40	416	26

* tot 21 juni 2004.

Bron: WSH

Zoals uit de tabel blijkt, is het specifiek vermogen in de periode waarin de MEP begon te spelen (vanaf 2002) nauwelijks toegenomen. Dit is in figuur 4.1 eenvoudig te zien. Overigens is ook bij de Windmonitordata van KEMA een vrij constante trend te zien, en is het gemiddelde specifieke vermogen in 2003 naar aantal turbines $423 W/m^2$, wat goed overeenkomt met de WSH-data.



Figuur 4.1 *Ontwikkeling van specifiek vermogen van nieuwe windturbines in NL*

Uit de tabel en figuur blijkt dat er een grote spreiding van het specifiek vermogen is: het minimum en het maximum per jaar wijkt enkele tientallen procenten af het gemiddelde. Dit hangt samen met de grote variëteit aan ashoogtes en locaties. Er lijkt in 2001 een sprong te zijn naar toenemende specifiek vermogen, hoewel dit beeld enigszins vertekent door de gebruikte schaal van de figuur. Daarna is het gemiddelde specifieke vermogen ongeveer gelijk gebleven. Dit komt mede door de hogere efficiency van windturbines en de hogere masten die hogere windsnelheden voor de turbine opleveren. Het plaatsen van windturbines in minder windrijke gebieden levert naar verwachting juist een lager specifiek vermogen op.

De gemiddelden van 2003 en 2004 laten geen trendbreuk zien. De eerste cijfers van 2004 wijzen op een constant gemiddelde. De maximale specifieke vermogens van de voorafgaande jaren liggen ook op ongeveer hetzelfde niveau. Echter, er zijn in 2004 nog geen turbines met een specifiek vermogen lager dan $400 W/m^2$ opgesteld.

Het is mogelijk dat de kleinere afwijking van het gemiddelde zoals die in 2004 te zien is, te maken heeft met een kleinere spreiding in ashoogtes. De samenstelling van de 35 parken die reeds in 2004 gebouwd zijn, zijn verdeeld over verschillende provincies. De hoge specifieke vermogens komen voor in Rotterdam (volgens WSH binnenkort verwacht bij het Hartelkanaal, $497 W/m^2$), Wieringerwerf ($497 W/m^2$) en Harlingen ($520 W/m^2$), dus op windrijke locaties.

De projecten met hoge specifieke vermogens uit 2002 en 2003 bevestigen dit beeld, met kustlocaties in Noord- en Zuid-Holland en Flevoland.

De interviews met windturbinefabrikanten geven een duidelijke verklaring voor het gelijk blijven van het specifiek vermogen:

- Door de turbines efficiënter te maken kan meer windenergie omgezet worden in elektriciteit.
- Deze efficiency slag wordt vooral bereikt door verbeterde aërodynamica op de rotor, betere mogelijkheden tot bladhoekafstelling en toepassing van grotere ashoogtes.

Om de in dit rapport gebruikte voorbeelden makkelijker in het perspectief van de vollasturen-systematiek te kunnen plaatsten, wordt in Tabel 4.2 een overzicht gegeven van gebruikte turbines en het bijbehorende specifiek vermogen.

Tabel 4.2 *Turbines en het bijbehorende nominale en specifieke vermogen*

Turbine	Fabrikant	Nominaal vermogen [kW]	Specifiek vermogen [W/m ²]	Rotordiameter [m]	Rotoroppervlak [m ²]
NM 52/900	Neg Micon	900	421	52,2	2140
NM 54/950	Neg Micon	950	407	54,5	2333
NM 54/1000	Neg Micon	1000	429	54,5	2333
NM 92/2750	Neg Micon	2750	414	92	6648
NM 80/2750	Neg Micon	2750	547	80	5027
BONUS 300 kW	Bonus	300	342	33,4	876
BONUS 600 kW	Bonus	600	477	40	1257
V47-600 kW	Vestas	600	346	47	1735
V44-600	Vestas	600	395	44	1521
V52-850 kW	Vestas	850	400	52	2124
V66/1750	Vestas	1750	512	66	3421
V90/3000	Vestas	3000	472	90	6362
V80/2000	Vestas	2000	398	80	5027
E 48/750	Enercon	750	414	48	1810
E 58/1000	Enercon	1000	371	58,6	2697
E66-1800	Enercon	1800	468	70	3848
E66-2000	Enercon	2000	520	70	3848
LW 18/80	Lagerwey	80	314	18	254
LW 15/75	Lagerwey	75	424	15	177
N80-2500	Nordex	2500	497	80	5027

Conclusies

- Uit de implementatiegegevens valt geen effect van de vollasturen-systematiek voor de keuze van hogere specifieke vermogens af te leiden. Wel is de spreiding in de specifieke vermogens in 2004 kleiner dan in voorgaande jaren.

4.2 Ontwikkeling van de turbinemarkt in Nederland

Bij de keuze van een type turbine speelt een veelheid aan factoren een rol. Eén van deze factoren is de subsidieregeling, maar dit moet naast een aantal andere overweging worden gezien.

Met name de vergunningen zijn bepalend voor de turbinekeuze. Hierbij is de toegestane ashoogte erg van belang. Wanneer de ashoogte niet wordt beperkt, is de keuze voor een technisch op-

timale turbine op een locatie vaak logischer dan een suboptimale turbine die langer voor de MEP in aanmerking komt.

Daarnaast spelen financierbaarheid, kostprijs van de turbines en andere overwegingen altijd een grote rol.

4.2.1 Vraag naar hoge specifieke vermogens

In de toepassingscijfers zijn geen ontwikkelingen te zien in de hoogte van het specifiek vermogen. Een andere manier om vollasturen effecten waar te kunnen nemen, is door de verkoop van specifieke turbines te beschouwen.

Eind november 2002 werd voor de markt duidelijk dat de vollasturesystematiek zou gaan gelden. Vanaf dat moment zouden er dus orders kunnen verschuiven als gevolg van de MEP. Een verschuiving die op zou kunnen treden is het minder verkopen van de V52/850 van Vestas, ten voordele van de NM 52/900 en NM54/950. Deze turbines passen namelijk beter in de regeling, aangezien deze turbines een hoger specifiek vermogen hebben. Tabel 4.2 geeft een overzicht van nieuwe parken per turbinetype.

Tabel 4.3 *Nieuwe parken naar type sinds 2001*

jaar-kwartaal	NM54/950	NM900/52	V52-850
2001-1		6	
2001-2			1
2001-3		2	
2001-4		2	
2002-1			2
2002-2		5	4
2002-3		2	6
2002-4	4	2	3
2003-1	8	1	6
2003-2			9
2003-3			20
2003-4	7*		8
2004-1+2**	6	6	31
totaal	25	27	88

*kwartaal 3 en 4, uit WSH database.

** 1 januari-21juni 2004, WSH database.

Bron: KEMA, WSH

De drie genoemde type turbines hadden in 2001-2003 zo'n 50% van de markt op parkbasis. Van de eerste 28 projecten van 2004 op de WSH site waren er 22 (met in het totaal 33 turbines) van de genoemde V52/850 van Vestas en 6 van Neg-Micon (19 turbines). Het marktaandeel van de V52-850 is dus in begin 2004 nog steeds ongeveer 60% op turbinebasis. Op basis van deze gegevens is het dus (nog) niet aan te tonen dat de V52/850 moeilijk verkoopbaar is. Hierbij moet wel worden opgemerkt dat de geplaatste turbines bijna geheel projecten betreffen die al voor de MEP regeling in de pijplijn zaten. Wanneer bouwvergunningen al zijn afgegeven, is het wijzigen van turbinekeus een tijdrovende zaak en daarmee een barrière. De eerste projecten die onder de MEP zijn opgezet worden in de tweede helft 2004 verwacht.

Het omzetten van een vergunning is een lastig en tijdrovend proces. Bij een levertijd van 8-9 maanden zaten deze projecten nog in de pijplijn vanaf het ingaan van de MEP. De effecten van de MEP op de verkoop van de V52/850 zouden dit jaar nog duidelijk moeten zijn in de installatiecijfers.

Conclusies

- De voorspelde vraag naar hogere specifieke vermogens is in de statistiek nog niet waar te nemen. Wel blijkt uit interviews dat de projecten in de pijplijn wel deze effecten kunnen laten zien. Daarbij wordt wel aangetekend dat niet alleen de MEP-vergoeding bepalend is in de turbinekeuze, ook zaken als kosten, financierbaarheid en inpassing in de ruimtelijke ordening zijn van belang.

4.2.2 Aanbod van MEP-turbines

De fabricage van turbines die specifiek op de MEP zijn ontworpen, is een ander mogelijk effect van de vollasturensystematiek. De Nederlandse markt is in vergelijking met de wereldmarkt niet zodanig groot, dat het voor turbinefabrikanten die op de wereldmarkt spelen interessant is om een specifieke MEP turbine te ontwerpen. Lokale, kleinere turbinefabrikanten hebben hier meer voordeel bij, omdat zij relatief afhankelijk zijn van de Nederlandse markt.

Een fabrikant heeft een aantal mogelijkheden om een MEP-turbine te ontwikkelen. Ten eerste bestaat de optie een geheel nieuwe turbine te ontwerpen, waarbij deze geoptimaliseerd wordt om zo lang mogelijk gebruik te kunnen maken van de vollasturensystematiek. De kosten van het ontwikkelen en certificeren van een speciale geheel nieuwe MEP-turbine wegen nauwelijks op tegen de extra inkomsten die vanuit de Nederlandse markt gegenereerd zouden worden.

Een tweede optie is het aanpassen van een bestaande turbine, zodanig dat met een relatief kleine verandering (en dus betrekkelijk geringe kosten) een turbine langer gebruik kan maken van de MEP. Voorbeelden hiervan zijn wel in de markt te zien, maar de aanpassingen zijn niet specifiek aan de MEP toe te wijzen.

Het opvoeren van het generatorvermogen is over het algemeen een autonome stap in de ontwikkeling van de turbine, samenhangend met de toename van de efficiency van turbines. Door de aanpassing neemt de productie gemiddeld met een paar procent toe. Er zijn verschillende fabrikanten die het vermogen van een turbine aanpassen. Zo is bijvoorbeeld de Enercon E66 nu ook beschikbaar in een 1,8 en 2 MW uitvoering, als gevolg van de eerder genoemde autonome groei.

Nordex heeft reeds 14 turbines van haar model N80 in Nederland geplaatst. Deze heeft een diameter van 80 meter en een geïnstalleerd vermogen van 2,5 MW en scoort gunstig in de MEP. Nordex introduceert nu op de Duitse markt de N90, een turbine met 90 meter diameter en 2,3 MW vermogen voor laag windregimes. Nordex ontwerpt geen turbines speciaal voor de Nederlandse markt vanwege de MEP-regeling. Daarvoor is die markt te klein.

GE Wind Energy introduceerde haar nieuwe serie GE 2.X. Deze bestaat uit de 2,7 MW met 84 meter diameter, de 2,5 MW met 88 meter diameter en de 2,3 MW met 90 meter diameter. Het prototype van de 2,5 MW met 88 meter diameter is in het weekend van 8 mei op het ECN-testveld geplaatst. De prototypen van de andere typen worden binnenkort in Duitsland geplaatst. Ook GE maakt geen turbine speciaal voor de Nederlandse markt vanwege de MEP-regeling. Daar is die markt te klein voor.

Een andere mogelijkheid om het specifiek vermogen van een turbine op te voeren is het uitvoeren van een retrofit. Hierbij wordt de oorspronkelijke generator vervangen door een generator met een hoger specifiek vermogen. In de praktijk blijkt dit echter zeer lastig te zijn. Hoewel er bij de turbinefabrikanten wel aanvragen zijn binnengekomen, zijn deze tot dusver afgewezen op technische gronden. Zo is bijvoorbeeld de draagconstructie (mast) van een turbine ontworpen om een bepaald generatorgewicht binnen de veiligheidsmarges te kunnen dragen, en zou door het vergroten van de generator het gewicht buiten de veiligheidsmarges vallen. Daarnaast zijn er ook een aantal andere praktische problemen, zoals het passend maken van de generator zodat deze in een generatorhuis geplaatst kan worden dat ontworpen is voor een kleinere generator.

Deze variant die toegepast zou kunnen worden om het aantal vollasturen te vergroten, is in de praktijk dus niet zichtbaar. Ook is het niet waarschijnlijk dat dit in de praktijk zal plaatsvinden.

Conclusies

- Fabrikanten ontwikkelen geen specifieke MEP-turbines. Ook worden geen retrofits uitgevoerd.
- Wel is het waarschijnlijk dat, wanneer de overige elementen als vergunning en financierbaarheid van een project vergelijkbaar zijn, producenten de voorkeur geven aan turbines die beter binnen de MEP regeling passen.

5. CONCLUSIES

De doelstelling van dit project was om aan de hand van de gegevens uit de implementatiepraktijk van de MEP het al dan niet optreden, en zo ja de mate waarin, van de effecten van de vollasturensystematiek in kaart te brengen. Hierbij is specifiek gekeken naar de deelvragen:

1. Reageren marktpartijen op de 18.000 vollasturen grens in de MEP, zowel bij het bereiken van de 18.000 vollasturen in bestaande projecten als bij nieuwe projecten?
2. Is het een prikkel tot retrofit met een nieuwe generator met een groter vermogen in bestaande turbines?
3. Bieden fabrikanten nieuwe turbintypen aan met hoger specifiek vermogen dan in het verleden gebruikelijk was, speciaal voor de Nederlandse markt?

Uit het onderzoek komen de volgende antwoorden op de deelvragen.

1.a Bestaande locaties: reageren marktpartijen op de 18.000 vollasturen-grens in de MEP?

Wanneer de 18.000 vollasturen zijn geproduceerd, staat de exploitant voor de keuze om met de bestaande turbine door te draaien, de bestaande turbine te renoveren zodat deze opnieuw in aanmerking komt voor de MEP of de bestaande turbine te vervangen door een nieuwe, grotere turbine. Normaliter zou de exploitant aan het einde van de economische levensduur van de turbine voor deze keuze komen te staan. Door de vollasturensystematiek wordt dit moment vervroegd.

Het aantal vervangingen is in de laatste jaren toegenomen. Dit is deels een autonome trend, deels een gevolg van de vollasturensystematiek. De beperkingen in de ruimtelijke ordening hebben een groter effect op de keuze voor vervanging of renovatie dan de vollasturensystematiek. Wanneer de ruimtelijke ordening beperkend is, worden turbines niet vervangen door grotere, nieuwe turbines maar zal er gekozen worden voor renovatie.

Wanneer vervanging niet mogelijk is, worden turbines na afloop van de 18.000 vollasturen bijna meteen gerenoveerd om weer in aanmerking te komen voor de MEP-vergoeding. Ook kan renovatie het opschalen een aantal jaar uit te stellen, om zo bijvoorbeeld voldoende tijd te hebben om vergunningen in orde te krijgen, of om de huidige stroomcontracten uit te dienen.

De vollasturensystematiek heeft dus een zichtbare vervroeging van opschaling of renovatie van turbines tot gevolg, maar de ruimtelijke beperkingen van de locatie bepalen in eerste instantie de keuze voor renoveren of vervangen en opschalen. Daarnaast spelen aspecten als het uitdienen van stroomcontracten, toekomstige mogelijkheden tot uitbreiding en kosten van opschaling een rol.

Er ontbreekt een goede monitoring op grond waarvan goede voorspellingen gedaan kunnen worden over het vermogen dat waarschijnlijk in de nabije toekomst de 18.000 vollasturengrens bereikt. Op basis van de beschikbare gegevens lijkt in de komende 3 jaar tussen de 15 en 25 MW van de bestaande capaciteit van voor 1996 vervangen of gerenoveerd te worden.

1.b Nieuwe locaties: reageren marktpartijen op de 18.000 vollasturen grens in de MEP?

Het leidend beginsel bij de exploitatie van een windlocatie is het maximaliseren van de netto contante waarde (NCW) uit die locatie. Bij deze maximalisatie is de vollasturensystematiek een van de sturende factoren, naast onder andere beperkingen vanuit de ruimtelijke ordening, de kosten van het project en financieringsaspecten.

Uit de implementatiegegevens valt geen effect van de vollasturensystematiek voor de keuze van hogere specifieke vermogens af te leiden. Wel is de spreiding in de specifieke vermogens in 2004 kleiner dan in voorgaande jaren. Dit is een gevolg van de lange aanlooperperiode van wind-energieprojecten, waardoor projecten die onder de MEP zijn opgezet nog in de pijplijn zitten en niet in de statistiek zichtbaar zijn. De eerste projecten zullen naar verwachting aan het eind van de zomer gerealiseerd worden. Uit de interviews komt het beeld dat wanneer er geen ruimtelijke beperkingen gelden, er een afweging gemaakt wordt op basis van turbinekosten, stroomopbrengsten en financieringsmogelijkheden van het project. De vollasturensystematiek speelt daar in geen doorslaggevende rol, tenzij twee turbintypen beide binnen de gestelde projectvoorwaarden vallen. In dat geval gaat de voorkeur uit naar turbines met een groter specifiek vermogen.

Bieden fabrikanten nieuwe turbintypen aan met hoger specifiek vermogen dan in het verleden gebruikelijk was, speciaal voor de Nederlandse markt?

De statistische gegevens laten een –beperkte- trend zien in de ontwikkeling van het specifiek vermogen. Dit is echter een autonome trend, die niet is toe te wijzen aan de vollasturensystematiek. Er worden door de grote turbinefabrikanten geen speciale MEP-turbines ontwikkeld. De Nederlandse turbinemarkt is daarvoor te klein.

Is het een prikkel tot retrofit met een nieuwe generator met een groter vermogen in bestaande turbines?

Retrofits worden niet uitgevoerd. Hoewel er wel vraag naar is geweest, zijn de mogelijkheden praktisch beperkt door het maximum gewicht dat op een mast geplaatst kan worden, en de beschikbare ruimte in het generatorhuis.

BIJLAGE A BRONNEN

Hoewel er veel bronnen beschikbaar zijn met gegevens die in dit onderzoek gebruikt zijn, is er geen enkele bron die alle gegevens bevat dan wel bijgewerkt heeft, om een goede monitoring te doen naar de effecten van de vollasturensystematiek. Er is voor deze studie gebruik gemaakt van de volgende bronnen:

Bron	Gebruikte informatie
Windmonitor KEMA/CBS	Geeft de historische implementatie van windvermogen in Nederland. Gebruikt is het opgesteld vermogen inclusief historische productiecijfers van turbines opgesteld tussen 1996 en 1999, voor de berekening van de verwachte ontwikkeling vervanging en renovatie
Windservice Holland (WSH)	De WSH geeft een overzicht van de Historische implementatie van windvermogen in Nederland, Turbinetypes en -fabrikanten en Specifiek vermogen per turbine. De WSH is dan ook gebruikt voor de analyse van de ontwikkeling van het specifiek vermogen in Nederland. Daarnaast is deze bron gebruikt voor de tot nog toe uitgevoerde Renovaties, vervanging en ontmanteling.
Duurzame Energie in Nederland 2002	Levert alleen totalen van de historische implementatie van windvermogen in Nederland, en is daarom gebruikt als cross-check en achtergrond bij de analyses.
Wind op land monitor SenterNovem	Deze database bevat van een groot aantal gemeenten de inventarisatie van initiatieven. De gegevens hebben betrekking op initiatieven in het voortraject voor verlening van vergunningen en realisatie. Hieruit worden op provinciaal niveau overzichten gegenereerd. Deze bron is als achtergrond gebruikt.
EnerQ administratie = CertiQ administratie	Gebruikt als achtergrond informatie over het totaal aan MEP ontvangende windturbines. Informatie over de technische gegevens van de turbine is niet beschikbaar, wel over het aantal draaiuren.
Diverse vakbladen zoals Windpower Monthly, Stromen, etc	Artikelen die iets aangeven over het al of niet optreden van de mogelijke vollastureneffecten. Er zijn wel artikelen beschikbaar, maar geen praktijkvoorbeelden van voorspelde effecten. De bron is dan ook vooral als achtergrond gebruikt.
Certificerings-instellingen: TUV Nord, DNV, GL	Gebruikt voor de analyse van ontwikkeling van het specifiek vermogen, en ontwikkelingen van turbines speciaal voor de Nederlandse markt. Hierbij is gebruik gemaakt van de overzichten van nieuw gecertificeerde turbines voor de Nederlandse markt met informatie over Rotordiameter, Nominaal vermogen, Specifiek vermogen en Turbinetypes en -fabrikant
EIA administratie Senter	Telefonisch benaderd om de analyse met betrekking tot Renovaties en retrofits te toetsen aan de Meldingen wijzigingen van projecten die een EIA-beschikking hebben
Ontheffingsaanmeldingen voor renovatie bij Senter/EZ	Door vertrouwelijke aard van de gegevens maar beperkt gebruik van gemaakt, geeft wel informatie over afwegingen die bij keuze turbines spelen

BIJLAGE B INTERVIEWVRAGEN EN GEÏNTERVIEWDEN

Prikkel vervanging turbines

E-bedrijven, co-operaties, particulieren:

Wat zijn de plannen voor vervanging of retrofit?

Gaat het bij vervanging om renovatie of om uitbreiding?

Wat zijn de redenen voor vervanging? (Bijv. technische vervanging, verhoging opbrengst uit locatie, beter gebruik maken van de MEP, bereiken 18000 vollasturen grens)

Wat is de geplande datum van ontmanteling van de oude turbine en ingebruikname nieuwe?

Is reeds een ontheffing voor renovatie bij Senter aangevraagd?

Wat is het (specifiek) vermogen en type turbine van de oude en nieuwe turbine?

Welke beperkende factoren spelen een rol bij vervanging? (Bijv. vergunningen, lopende stroom en groencertificaten contracten, netaansluiting, financiering)

Banken:

Hoeveel plannen voor vervangingsinvesteringen worden aan de bank voorgelegd?

Is een stijging van het aantal vervangingsinvesteringen sinds de MEP merkbaar?

Hoe financiert de bank een vervangingsinvestering?

Provincies en BLOW-coördinatoren:

Wat zijn de beperkingen de mogelijkheden voor vervanging vanuit de milieuvergunningen en ruimtelijke ordening inpassing?

Tweedehands turbine handelaren:

Is bij gebruik van tweedehands turbines opnieuw certificering nodig? Wie doet certificering van tweedehands LW turbines?

Prikkel verhogen specifiek vermogen

Netbedrijven:

Zien netbedrijven een ontwikkeling in aangesloten vermogen per aansluiting (o.b.v. type-certificaten) bij de aanvragen netaansluitingen en aanvragen groenverklaringen?

Turbinefabrikanten:

Hoe kan de hoge implementatie van relatief MEP-onaantrekkelijke turbines in 2003 en 2004 worden verklaard?

Betreft dit oude bestellingen die nu pas worden gebouwd?

Wanneer wordt het effect van de MEP op turbinebestellingen eventueel wel zichtbaar in de verkoopstatistieken?

Wordt de keuze voor bepaalde turbines ingegeven door de 18000 vollasturengrens? In welke gevallen? Welke andere factoren zijn doorslaggevend voor turbinekeuze?

Speciale MEP-turbines voor NL-markt

Turbinefabrikanten:

Wat zijn de belangrijkste redenen om turbines met een hoog specifiek vermogen te ontwikkelen?

Wat is de autonome ontwikkeling in specifiek vermogen?

Hebben de hoge specifieke vermogens van recent gecertificeerde turbines te maken met een dimensionering van nieuw te ontwikkelen turbines op de MEP?

BIJLAGE C BEGRIPPENKADER

De volgende begrippen worden in dit rapport gebruikt:

- *Nominaal elektrisch vermogen [kW]*, ook wel aangeduid als *rated power*¹ is de maximum gemiddelde waarde in een PV-curve zoals die wordt vastgesteld volgens de norm IEC-61400-12 door een bij o.a. MEASNET² aangesloten instantie.
- *Specifiek vermogen [W/m²]* is het nominaal elektrisch vermogen van de turbine in verhouding tot het bestreken rotoroppervlak.
- *Equivalente vollasturen*, of kortweg vollasturen, is de jaargemiddelde energieproductie van een turbine in kilowatturen gedeeld door het nominaal vermogen in kilowatt.
- *Duur van de MEP [jaar]* wordt bepaald door 18.000 vollasturen te delen door het jaarlijkse aantal vollasturen van de turbine, welke op haar beurt wordt berekend door de load factor te vermenigvuldigen met het aantal uren per jaar (8760). De maximum duur van de MEP is 10 jaar.
- *Ontmanteling*: De ontmanteling, sloop, vervanging, buitengebruikstelling, total-loss verklaring van een turbine.
- *Renovatie*: Van een renovatie is sprake wanneer de renovatie tot gevolg heeft dat de van belang zijnde voorzieningen, die zorg dragen voor de omzetting van hernieuwbare energiebronnen in elektriciteit, in nieuwstaat worden gebracht.
- *Vervanging*: De ontmanteling van een turbine, waarna er een grotere turbine voor in de plaats wordt gezet.
- *Retrofit*: Het vervangen van een generator in een reeds geplaatste turbine door een generator met een groter vermogen.
- *Netto contante waarde*: de inkomsten die een project na aftrek van alle kosten genereert.

¹ Deze definitie komt overeen met de beschrijving zoals die wordt gegeven door de certificerende instanties Germanischer Lloyd, (1993) en Det Norske Veritas & Risø National Laboratory (2002).

² MEASNET: *Measuring Network of Wind Energy Institutes* (<http://www.measnet.org>). De PV-curve is de relatie tussen vermogen en windsnelheid, door MEASNET in het engels aangeduid als *power performance*.

BIJLAGE D ONTMANTELING EN VERVANGING

De onderstaande tabellen laten de ontmanteling en vervanging zien in 2002, 2003 en 2004.

Tabel D.1 *Ontmantelde turbines en vervanging in 2002 (WSH)*

ontmanteld plaats	provincie	type	jaar in gebruik	#	vervangen door type	#
(diversen)		LW 15/75	voor 1995	6		
Nieuwe Niedorp	N-H	LW 18/80	voor 1995	1	Bonus 44/600	1
Anna Paulowna	N-H	LW 18/80	voor 1995	1	Bonus 33/300	1
Burgwerd	Fr	V 29/225		1	V 52/850	1
Hichtum	Fr	Bonus 31/250		1	V 52/850	1
It Heidenskip	Fr	M 530 26/250		1	NM 52/900	1
Schraard	Fr	M 530 26/250		1	NM 52/900	1
? ¹⁾		Polenko 9,6/15		1		
? ¹⁾		Kenetech 33/365		2		
Slufterdam	Z-H	Nedwind 35/500	1991	13	GE 70.5/1500	8
Ulketocht	N-H	Nedwind 35/500		10	LW 51/750	8
Oostburg	Zl	Nedwind 40/500		1	?	
Espel	Fl	Tacke 43/600		1	V 47/660	1

¹⁾ plaats onbekend.

Tabel D.2 *Ontmantelde turbines en vervanging in 2003 (WSH)*

ontmanteld plaats	provincie	type	jaar in gebruik	#	vervangen door type	#
Arum	Fr	LW 15/75	voor 1995	1	V 52 / 850	2
Workum	Fr	LW 15/75	voor 1995	1	NM 54 / 950	1
Workum	Fr	LW 15/75	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Parrega	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	NM 48 / 600	1
Arum	Fr	LW 18/80	voor 1995	2		
Kimswerd	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Wieringerwerf	N-H	LW 18/80	voor 1995	2		
Middenmeer	N-H	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Wons	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Pingjum	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Middenmeer	N-H	LW 18/80	voor 1995	4	V 52 / 850	2
Slotdorp	N-H	LW 18/80	voor 1995	2	NM 52/900	2
Wieringerwerf	N-H	LW 18/80	voor 1995	4	V 52 / 850	4
Warns	Fr	LW 18/80	voor 1995	4	V 52 / 850	2
Ferwoude	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	LW 18/80-	1
Gaast	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	NM 48/750	1
Borssele	Zl	BM 20/160	1998	3		
Wieringerwerf	N-H	M700 29/225	1995	2	NM 52 / 900	1
Friens	Fr	M 700 29/225	1995	1		
Middenmeer	N-H	V 29/225	1995	2	V 52 / 850	2
It Heidenskip	Fr	M700 29/225		1	NM 54 / 950	1
Hichtum	Fr	V 29/225	voor 1996	1	V 52 / 850	1
Wytmarsum	Fr	BN 31/250	1995	1	V 52 / 850	1
It Heidenskip	Fr	BN 31/250	1995	1	V 52 / 850	1
Nijhuizum	Fr	NM 530 (26/250)	1993 of eerder	1	NM 54 / 950	1
Arum	Fr	BN 33/300	1995	1	V 52 / 850	1
Lelystad	Fl	V 44-600	1996	1	V 52 / 850	1
Zeewolde	Fl	V 47-660	na 1996	2	V 52 / 850	2

Tabel D.3 *Ontmantelde turbines en vervanging in 2004 (WSH)*

ontmanteld plaats	provincie	type	jaar in gebruik	#	vervangen door type	#
R'dam-Maasvlakte	Z-H	LW 15/75	voor 1995	4	-	
Pingjum	Fr	LW 15/75	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Makkum	Fr	LW 15/75	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Ooltgensplaat	Z-H	LW 15/75	voor 1995	1	-	
Warns	Fr	LW 18/80	voor 1995	4	-	
Tjerkwerd	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Kreileroord	N-H	LW 18/80	voor 1995	1	NM 92 / 900	1
Middenmeer	N-H	LW 18/80	voor 1995	2	V 52 / 850	1
Oude-Bildtzijl	Fr	LW 18/80	voor 1995	5	NM 54 / 950	2
Wieringerwerf	N-H	LW 18/80	voor 1995	3	V 52 / 850	1
Kreileroord	N-H	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	
Warfsterturbine	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Moddergat	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	-	
Slootdorp	N-H	LW 18/80	voor 1995	4	V 52 / 850 + NM 52 / 900	3 + 1
Workum	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Ferwoude	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	V 52 / 850	1
Witmarsum	Fr	LW 18/80	voor 1995	1	-	
Wervershoof	N-H	V 29/225	voor 1996	1	-	
Kubaard	Fr	M 530 31/225	1994	2	NM 48 / 750 N 80/2500 (ver-	2
R'dam Hartelkanaal	Z-H	Nedwind 35/500	1993	10	wacht 6/04)	9
Zeewolde	Fl	V 47/660	1997 of later	2	?	
Zeewolde, Bosruiterwg	Fl	V 47/660	1997 of later	2	V 52/850	2

NB. Gerenoveerde turbines zijn niet in de tabel opgenomen.