

Tutkimusselostus  
PRO2/5098/04

TUULIVOIMAN TUOTANTOTILASTOT.  
VUOSIRAPORTTI 2003

Julkinen

Timo Laakso

Espoo, 14.5.2004

Tutkimusselostus  
PRO2/5098/04

TUULIVOIMAN TUOTANTOTILASTOT.  
VUOSIRAPORTTI 2003

Julkinen

Timo Laakso

VTT Prosessit  
PL 1601, 02044 VTT  
puh. (09) 456 5796, telefax (09) 460 493

Espoo, 14.5.2004

<b>Suorittajaorganisaatio ja osoite</b> VTT Prosessit, Energian tuotanto PL 1606 02044 VTT <b>Projektipäällikkö</b> Timo Laakso <b>VTT:n diaarinumero</b>	<b>Tilaja</b> TEKES  <b>Tilajan yhdyshenkilö</b> Jerry Laine  <b>Tilajan tilaus- tai viitenumero</b>
<b>Projektin nimi ja suoritunnus</b> Tuulivoima kylmissä ilmastoissa – kansainvälinen yhteistyö	<b>Selostuksen numero ja sivumäärä Päiväys</b> PRO2/5098/04 14.5.2004 41 s. + liitt. 6 s.

**Tutkimusselostuksen nimi ja kirjoittajat**  
**TUULIVOIMAN TUOTANTOTILASTOT. Vuosiraportti 2003.**

Laakso, T.

**Tiivistelmä**

Tuotantotilastointiin osallistuvien tuulivoimaloiden tuotanto oli 85,8 GWh (44 MW) vuonna 2003, mikä vastaa noin 0,1 % Suomen vuoden 2003 sähkönkulutuksesta. Suomen tuulivoimakapasiteetti oli 52 MW vuoden 2003 lopussa. Suomen tuulivoimakapasiteetti on tällä hetkellä pieni verrattuna muihin EU-maihin. Euroopan tuulivoimakapasiteetti oli vuoden 2003 lopussa 28634 MW, josta vuoden 2003 aikana asennettua uutta kapasiteettia on 5384 MW.

Suomessa tuulivoiman edistäminen tapahtuu osana kansallista ilmastostrategiaa, jota toteutetaan Uusiutuvien energialähteiden edistämisohjelman avulla. Ohjelmassa on asetettu tavoitteeksi 500 MW tuulivoimakapasiteetti vuoteen 2010 mennessä. Tuulivoimaa tuetaan sähköveron palautuksen verran, 0,68 €/kWh, ja lisäksi uudet tuulivoimainvestoinnit voivat saada investointitukea enimmillään 40 % investoinnista. Investointituen suuruus päätetään projektikohtaisesti.

Vuosi 2003 oli keskimääräistä heikkotuulisempi. Ilmatieteen laitoksen laskemien tuotantoindeksien mukaan tuulivoimatuotanto oli Pohjanlahdella 87–101 %, Ahvenanmaalla 86 % ja Suomenlahdella 82 % pitkän aikavälin keskimääräisestä tuotannosta. Vertailujaksona käytetään vuosien 1987-2001 keskimääräistä tuotantoa.

Tuulivoimalaitosten tekninen käytettävyys vuonna 2003 oli kohtuullisen hyvä, 95 %. Käytettävyyttä laskivat hydraulikka-, jarru- ja kääntöjärjestelmäviat. Suomen tuulivoimalaitosten keski-ikä oli vuoden lopussa 6,3 vuotta.

Vuosiraportti sisältää laitosten tuotanto- ja käytettävyystietojen lisäksi yhteenvedon vika- ja häiriötilastoista vuodelta 2003.

**Jakelu:**

<b>Tutkimusselostuksen päävastuullinen laatija</b>  Tutkija Timo Laakso <b>Hyväksynyt</b>  Ryhmäpäällikkö Risto Komulainen	<b>Tarkastanut</b>  Tiimipäällikkö Esa Peltola <b>Julkisuus</b>  Julkinen
---	--

## Tiivistelmä

Tuotantotilastointiin osallistuvien tuulivoimaloiden tuotanto oli 85,8 GWh (44 MW) vuonna 2003, mikä vastaa noin 0,1 % Suomen vuoden 2003 sähkönkulutuksesta. Suomen tuulivoimakapasiteetti oli 52 MW vuoden 2003 lopussa. Suomen tuulivoimakapasiteetti on tällä hetkellä pieni verrattuna muihin EU-maihin. Euroopan tuulivoimakapasiteetti oli vuoden 2003 lopussa 28634 MW, josta vuoden 2003 aikana asennettua uutta kapasiteettia on 5384 MW. /1/.

Suomessa tuulivoiman edistäminen tapahtuu osana kansallista ilmastostrategiaa, jota toteutetaan Uusiutuvien energialähteiden edistämishjelman avulla. Ohjelmassa on asetettu tavoitteeksi 500 MW tuulivoimakapasiteetti vuoteen 2010 mennessä. Tuulivoimaa tuetaan sähköveron palautuksen verran, 0,68 €/kWh, ja lisäksi uudet tuulivoimainvestoinnit voivat saada investointitukea enimmillään 40 % investoinnista. Investointituen suuruus päätetään projektikohtaisesti.

Kaupallisten tuulivoimalaitosten taloudellisin koko on kasvanut viime vuosina. Viime vuosina eniten on myyty 1-2.5 MW laitoksia. Vuonna 1991 Suomessa pystytettyjen laitosten keskikoko oli alle 200 kW ja vuonna 1999 894 kW. Tilastointiin osallistuvien tuulivoimalaitosten keskiteho oli vuoden 2003 lopussa 664 kW (2002 lopussa 666 kW).

Vuosi 2003 oli keskimääräistä heikkotuulisempi. Ilmatieteen laitoksen laskemien tuotantoindeksien mukaan tuulivoimatuotanto oli Pohjanlahdella 87–101 %, Ahvenanmaalla 86 % ja Suomenlahdella 82 % pitkän aikavälin keskimääräisestä tuotannosta. Vertailujaksona käytetään vuosien 1987-2001 keskimääräistä tuotantoa.

Tuulivoimalaitosten tekninen käytettävyys vuonna 2003 oli kohtuullisen hyvä, 95 %. Käytettävyyttä laskivat hydraulikka-, jarru- ja kääntöjärjestelmäviat. Suomen tuulivoimalaitosten keski-ikä oli vuoden lopussa 6,3 vuotta.

Vuosiraportti sisältää laitosten tuotanto- ja käytettävyystietojen lisäksi yhteenvedon tuulivoimaloissa vuonna 2003 esiintyneistä vioista ja häiriöistä.

## Abstract

The wind power production of the wind capacity that takes part in statistics was 85,8 GWh, which corresponded to 0.1 % of Finland's electricity consumption in 2003. Installed wind capacity was 52 MW at the end of the year. Number of the operating turbines was 74.

Promotion of wind power is part of the Renewable Energy Program that practices the national climate strategy. Wind energy receives investment subsidies and a production subsidy of 0.68 €/MWh. The amount of the investment subsidy is up to 40 % of the total investment. The exact amount is granted separately for each project.

The rated power of wind power plants has continued to rise steadily. The average size was 664 kW at the end of 2003.

Year 2003 was less windy compared to long term average. The production indexes which are provided by the Finnish Meteorological Institute, for different sea areas were as follows, 87–101 % in Gulf of Bothnia, 86 % in Åland and 82 % in the Gulf of Finland. Average capacity factor of standard wind turbines, which operated the whole year, was 22% (17 % in 2002).

Technical availability of the standard wind power plants was 95 % in 2003. Hydraulic, yaw mechanism failures and break problems caused majority of reported downtime. The average age of wind turbines was 6.3 years at the end of 2003.

This report contains production and availability figures of the grid connected wind turbines in Finland as well as component summary of failure statistics.

## Alkusanat

Tuulivoiman tuotantotilastoa on ylläpidetty vuodesta 1992 lähtien Suomen Tuulivoimayhdistyksessä vapaaehtois pohjalla, ja vuodesta 1994 lähtien osana VTT Energian (nykyisin VTT Prosessit) IEA-yhteistyötä. Vuodesta 1996 eteenpäin tuotantotilastot on kerätty VTT:n tietokantaan siten, että Ilmatieteen laitos on toimittanut tuotantoindeksit ja tuulivoiman tuottajat tuotanto- ja häiriötiedot.

Tuotantotilastot perustuvat tietokantaan, joka luotiin projektissa “Tuulivoiman tuotantotilastoinnin kehittäminen” vuonna 1996. Tilastoituna on tuotannon lisäksi laitosten häiriöajat ja vikaerittelyt sekä Ilmatieteen laitoksen laskemat tuotantoindeksit. Tuotantoindeksi on mitta tuulienergian määrästä kunakin kuukautena verrattuna ko. kuukauden keskimääräiseen tuulisuuteen. Lisäksi tietokannassa on laitosten teknisiä tietoja sekä sijoituspaikkakunta, lääni ja verkkoyhtiö.

Tuulivoimatilastoja käytetään valtakunnallisessa ja kansainvälisessä energiatilastoinnissa. Tilastot helpottavat julkisen investointituen kohdentumisen ja tuloksellisuuden seuranta. Kun tuulivoimalaitoksista raportoidaan tuotannon lisäksi häiriöajat, ja tuulisuuden vaihtelu otetaan huomioon tuotantoindeksissä, voidaan tietoja käyttää arvioidun ja toteutuneen tuotannon mittaamiseen. Lisäksi tilastoaineistoa voidaan käyttää laitosten teknisen toimivuuden seurantaan, mistä on yhdessä tuotannon arvioinnin parantumisen kanssa apua uusia tuulivoimalaitoshankkeita suunniteltaessa.

Tämä vuosiraportti on tehty seuraten soveltuvin osin Ruotsin tuulivoimatilastojen vuosiraporttia /2/.

Tuotantotilastot julkaistaan kuukausittain VTT:n internetsivulla <http://www.vtt.fi/pro/pro2/tuulitilastot/tuulitilastot.htm> ja neljännesvuosittain Tuulensilmä ja Vindögar lehdissä. Vuosittain julkaistaan tuulivoimatilastoinnin vuosiraportti. Raportti on ladattavissa pdf-formaatissa VTT:n internetsivuilta. Tilastokeskukselle on toimitettu vuosittain brutto- ja nettotuotannot laitoksittain osaksi Suomen ja Euroopan energiatilastoja.

Kiitos tästä tuotanto- ja vikatilastoihin perustuvasta raportista kuuluu tuulivoiman tuottajille, joiden toimittamien tietojen perusteella raportti on laadittu.

# Sisällysluettelo

Tiivistelmä .....	4
Abstract.....	5
Alkusanat .....	6
Sisällysluettelo .....	7
1. Kuukausiraportointi.....	8
2. Tilastointiin osallistuvat laitokset .....	9
2.1 Tuulivoimalaitokset tyypeittäin.....	12
3. Määritelmät ja tunnusluvut.....	15
4. Tuulen energiasisältö.....	17
4.1 Tuotantoindeksit .....	17
5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys .....	20
5.1 Teho ja sähköntuotanto 90-luvulla .....	20
5.2 Laitoskoon kehitys .....	22
5.3 Tunnuslukuja .....	22
6. Tuotantovertailuja .....	24
6.1 Tuotannon tunnusluvut vuonna 2003 .....	24
6.2 Tuotannon jaotteluja vuodelta 2003 .....	26
6.3 Euroopan tuulivoimakapasiteetti .....	28
7. Käyttökatkot.....	32
7.1 Tekninen käytettävyys.....	32
7.2 Käyttökatkojen erittelyt.....	32
7.3 Jäätymiset ja kylmä aika .....	35
8. Tuulivoima ja sähkön kulutus.....	37
8.1 Tuulivoiman kausivaihtelu .....	37
8.2 Tuulivoimatuotanto valtakunnan huipun aikana.....	38
Lähdeluettelo .....	41
Liite 1: Tuulivoimatilastojen kuukausiseurantalomake sekä lomake uuden laitoksen ilmoittamiseksi tilastotietokantaan	
Liite 2: Laitoskohtaiset tuotantotilastot 2003	

# 1. Kuukausiraportointi

Tilastointiin ovat osallistuneet Suomen verkkoonkytketyt yli 50 kW tuulivoimalaitokset. Inkoon Kopparnäsin tutkimuslaitokset, jotka purettiin vuoden 2001 alussa, eivät ole osallistuneet tilastointiin. Pyhätunturilla sijainnut 220 kW tutkimuskäytössä ollut laitos purettiin syksyllä 2001. Enontekijön Paljasselällä sijainnut 65 kW laitos purettiin vuoden 2002 syksyllä.

Tavoitteena on tilastoida Suomen jokaisen tuulivoimalaitoksen kuukausittaiset tuotantotiedot (brutto ja netto) sekä mahdolliset häiriöajat erittelyineen.

Vanhempien laitosten häiriöaikoja ei voida kerätä automaattisesti, ja tämän vuoksi osa häiriöajoista on jouduttu jälkeempään arvioimaan. Tietokantaan lisättävien uusien laitosten häiriöaikojen tilastointi aloitetaan niiden koekäyttövaiheen päättymisen jälkeen. Koekäyttö kestää yleensä kuukaudesta muutamaan kuukauteen laitoksen verkkoonkytkennästä.

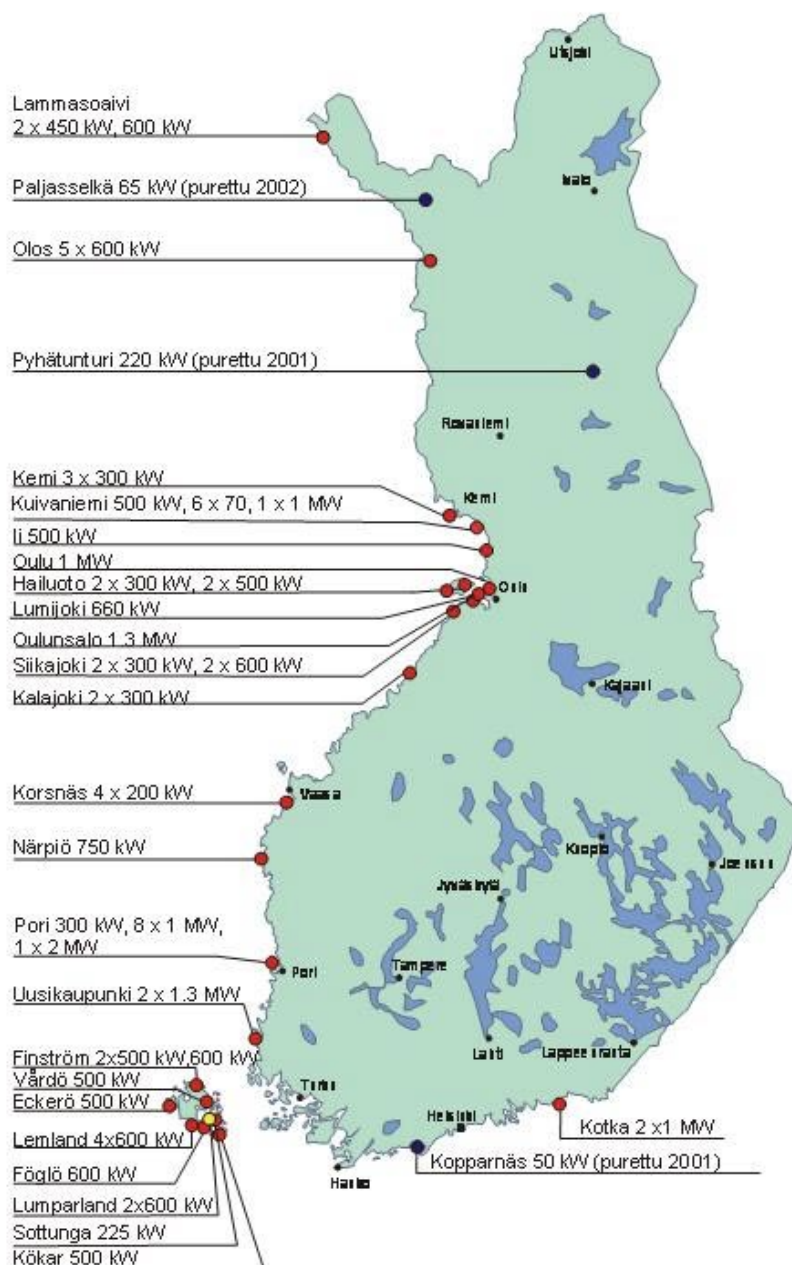
Vuodesta 1999 lähtien tuotanto- ja vikaraportoinnissa on käytetty Excel-tiedostoja, joiden sisältämät tiedot luetaan tilastotietokantaan automaattisesti tietokoneohjelman avulla. Vuoden 2002 aikana tilastotietokantaan lisättiin valmiudet tuulivoimaloiden käyttökustannusten tilastoimiseksi. Käyttökustannukset kerätään laitosten omistajilta vuosittain. Tilastotietojen keräämisessä käytettävät lomakkeet on esitetty liitteessä 1.

Tilastojen perusteella SENERille on ilmoitettu kuukausittain arvio kokonaistuulisähköntuotannosta. Arvio Suomen sähkötilastojen pikatilastoja varten tehdään kuukauden 10. päivään mennessä raportoineiden voimaloiden ilmoittamien tuotantolukujen perusteella. Kuukausittaiset laitoskohtaiset yhteenvedot on ladattavissa osoitteesta <http://www.vtt.fi/pro/pro2/tuulitilastot/kuukausi.htm> kuukauden 10. päivän jälkeen.



## 2. Tilastointiin osallistuvat laitokset

Tilastointiin osallistui vuonna 2003, yhteensä 44MW. Laitosten sijainnit on esitetty kuvassa 1. Suomen tuulivoimakapasiteetti vuoden 2003 lopussa oli 52MW, 74 laitosta.



Kuva 1. Tilastointiin osallistuvien tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2003 lopussa. Vuoden 2003 aikana käyttöön otettiin Lumparland 1 ja 2.

Rannikon tuulivoimalaitokset on nimetty sijaintipaikkansa kunnan mukaan ja Lapin tuulivoimalaitokset sijoituspaikkatunturin mukaan. Nimen perässä olevien numeroiden perusteella voi päätellä kuinka monen laitoksen ryhmästä on kyse. Tästä muodostavat poikkeuksen Hailuoto, jossa laitokset 1–3 sijaitsevat ryhmänä Marjaniemessä ja laitos 4 on Huikussa saaren itäkärjessä; Siikajoki, jossa laitokset 1–2 ovat Varessäikän ja laitokset 3–4 Tauvon kalasatamassa; Kuivaniemi, jossa laitokset 2–4 sijaitsevat Kuivamatalalla noin 0,5 km rannikosta. Porissa muita laitoksia aikaisemmin rakennettu 300 kW Pori 1 sijaitseen Reposaassa ja Meri-Pori nimisistä laitoksista 1-4 Reposaaren Pengertiellä, 5 Reposaassa ja laitokset 6–9 Tahkoluodossa.

*Taulukko 1. Omistusmuoto-lyhenne on selitetty taulukossa 2. Ensimmäinen laitos, 300 kW Kopparnäs, on purettu vuonna 1995, Pyhätunturin laitos purettiin vuoden 2001 aikana ja Paljasselän laitos vuonna 2002.*

Laitos ID	Nimi	Aloitus-pvm	Omistaja	OMISTUS-MUOTO	Yhteyshenkilö	Valmistaja	Teho kW
2	Paljasselkä	02.91	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Nordtank	(65)
3-6	Korsnäs 1-4	11.91	Korsnäsin Tuulivoimapuisto Oy	C	Herbert Byholm	Nordtank	4x200
7	Sottunga	01.92	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	225
8-9	Siikajoki 1-2	04.93	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x300
10-11	Kalajoki 1-2	04.93	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x300
12-14	Kemi 1-3	08.93	Kemin Tuulivoimapuisto Oy	C	Tarmo Malvalehto	Nordtank	3x300
15	Pori	09.93	Pori energia	U	Timo Mäki	Nordtank	300
16-17	Hailuoto 1-2	10.93	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x300
18	Pyhätunturi	10.93	Kemijoki Arctic Technology Oy	U	Esa Aarnio	WindWorld	(220)
19-20	Hailuoto 3-4	04.95	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x500
21	Eckerö	08.95	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	500
22	Kuivaniemi	08.95	VAPOn tuulivoima Oy	I	Mauno Oksanen	Nordtank	500
23-24	Lammasoivi 1-2	10.96	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	2x450
26	li	01.97	lin Energia Oy	U	Risto Paaso	Nordtank	500
27-28	Siikajoki 3-4	04.97	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x600
29	Kökar	10.97	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	500
30	Lemland 1	11.97	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	600
31	Lemland 2	11.97	Ålands Skogsägarförbund	O	Henrik Lindqvist	Vestas	600
32-33	Lemland 3-4	11.97	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Vestas	2x600
35	Värdö	09.98	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	500
36-37	Finström 1-2	10.98	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Enercon	2x500
41-43	Kuivaniemi 2-4	10.98	VAPOn tuulivoima Oy	I	Mauno Oksanen	NEGMicon	3x750
39-40	Olos 1-2	11.98	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	2x600
38	Lammasoivi 3	11.98	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	600

44	Lumijoki 1	03.99	Lumituuli Oy	C	Aarne Koutaniemi	VESTAS	660
45-52	Meri-Pori 1-8	06.99	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	Bonus	8x1000
53	Oulunsalo 1	08.99	Oulun Seudun Sähkö KOK	U	Kari Kuusela	Nordex	1300
56	Närpiö 1	09.99	Ab Öskata Vind Närpes Oy	C	Martin Smith	NEGMicon	750
54-55	Kotka 1-2	09.99	Kotkan energia Oy	U	Jarmo Ritola	Bonus	2x1000
57-59	Olos 3-5	09.99	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	3x600
60	Finström 3	10.99	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Enercon	600
61	Föglö	09.99	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	600
62-63	Uusikaupunki 1-2	10.99	Propel Voima Oy	U	Osmo Laine	Nordex	2x1300
64-66	Kuivaniemi 5-7	11.99	VAPOn tuulivoima Oy	I	Mauno Oksanen	NEGMicon	3x750
69	Oulu 1	09.01	Oulun Energia Oy	U	Lasse Tapio	WinWinD	1000
70	Meri-Pori 9	07.02	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	Bonus	2000
71	Kuivaniemi 8	12.02	VAPOn tuulivoima Oy	I	Mauno Oksanen	VESTAS	2000
72-73	Lumparland 1-2	8.03	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	600

Vuoden 2003 lopussa käytössä olevista laitoksista pisimpään käytössä olleita ovat Korsnäsin 4 laitosta, jotka ovat olleet käytössä marraskuusta 1991 lähtien. Uusimmat tilastoinnissa mukana olevat laitokset sijaitsevat Ahvenanmaalla Lumparlandissa, jossa otettiin käyttöön elokuussa 2003 kaksi nimellistehoaltaan 600 kW laitosta. Vuoden 2003 aikana otettiin tuulivoimaloita käyttöön lisäksi Kristiinankaupungissa, Kokkolassa ja Oulunsalossa yhteensä 8 MW.

Maailmalla tuulivoimakapasiteetin kasvaessa vanhoja pieniä laitoksia on alettu korvata uudemmilla ja suuremmilla laitoksilla. Syynä tähän on hyvätuulisten paikkojen maksimaalinen hyödyntäminen.

Suomessa on vuoden 2003 loppuun mennessä purettu vain muutamia laitoksia. Inkoon Kopparnäsin tutkimuslaitokset (purettu vuoden 2001 alussa) eivät osallistuneet tilastointiin. Vuoden 2001 syyskuussa purettiin Pelkosenniemen Pyhätunturilla sijainnut 220 kW tutkimuslaitos. Laitoksella oli merkittävä asema arktisen tuulivoiman tutkimus- ja kehitystyössä. Vuoden 2002 aikana purettiin Enontekiön Paljasselällä sijainnut 65 kW tuulivoimala.

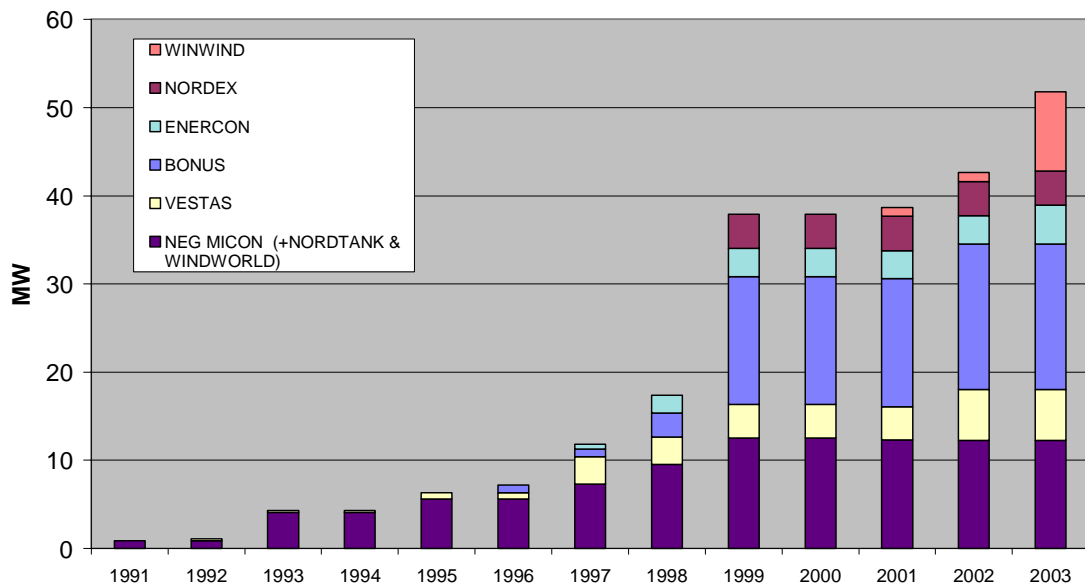
*Taulukko 2. Suomen verkkoonkytkettyjen ja tilastointiin osallistuvien tuulivoimalaitosten omistusmuodot vuoden 2003 lopussa. Omistusmuoto-jaottelu on Euroopan tilastojen EUWINet mukaan.*

Omistusmuoto		Laitoksia		Kapasiteetti	
		lkm	%	MW	%
U	Sähköyhtiö (Utility company)	35	53 %	26.2	60 %
C	Kuluttajaomisteinen (Consumer owned company)	22	33 %	10.0	23 %
I	Teollisuus (Industry owned company)	8	12 %	7.0	16 %
O	Muu yritys (Other)	1	2 %	0.6	1 %
YHTEENSÄ		66	100.0 %	43.8	100.0 %

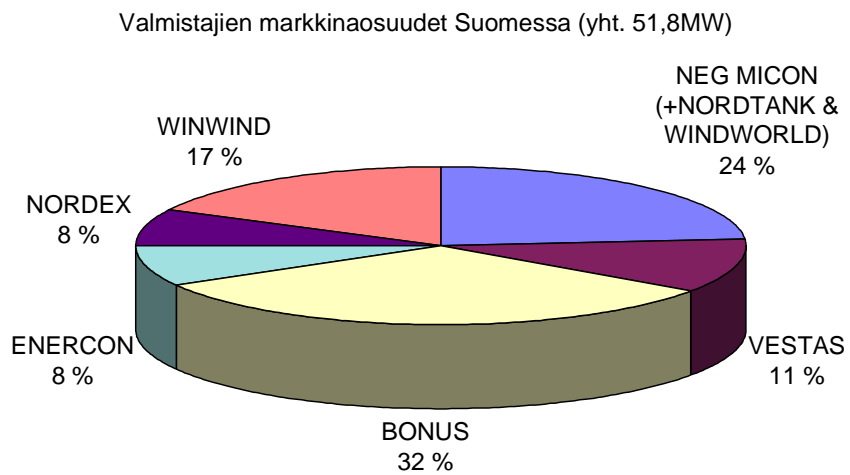
## 2.1 Tuulivoimalaitokset tyypeittäin

Tuulivoimalavalmistajien markkinaosuuksien kehittyminen Suomessa vuodesta 1991 on esitetty kuvassa 2. Vuoden 2003 aikana uutta kapasiteettia otettiin käyttöön yhteensä 9,2MW. Ahvenanmaan Lumparlandissa otettiin käyttöön heinäkuussa 2003 kaksi saksalaisen Enerconin toimittamaa 600kW laitosta. PVO-Innopower Oy otti käyttöön Kokkolassa, Oulunsalossa ja Kristiinankaupungissa yhteensä 8MW vuoden 2003 aikana. Laitostoimittaja oli suomalainen WinWinD Oy.

Valmistajien markkinaosuudet Suomen koko tuulivoimakapasiteetista vuoden 2003 lopussa on esitetty kuvassa 3. Suomessa käytössä olevien tuulivoimaloiden tyypit on koottu taulukkoon 3.



Kuva 2. Markkinaosuuksien kehitys Suomessa kapasiteetin mukaan vuosina 1991-2003.



Kuva 3. Tuulivoimalavalmistajien markkinaosuudet Suomen tuulivoimakapasiteetista vuoden 2003 lopussa.

*Taulukko 3. Suomessa käytössä olevat tuulivoimalaitostyyppit vuoden 2003 lopussa.*

Valmistaja	Nimellisteho (kW)	Laitosten lkm	Yhteensä kW
VESTAS	2000	1	2000
BONUS	2000	1	2000
NORDEX	1300	3	3900
BONUS	1000	10	10000
WINWIND	1000	9	9000
NEG MICON	750	4	3000
NEGMICON	750	3	2250
VESTAS	660	1	660
BONUS	600	6	3600
VESTAS	600	4	2400
NORDTANK	600	2	1200
ENERCON	600	4	2400
ENERCON	500	4	2000
NORDTANK	500	4	2000
VESTAS	500	1	500
BONUS	450	2	900
NORDTANK	300	10	3000
VESTAS	225	1	225
NORDTANK	200	4	800
		74	51835

### 3. Määritelmät ja tunnusluvut

Koska tuulivoimalaitokset ovat erikokoisia, niiden tuotantoja ei voi suoraan verrata toisiinsa. Tuulivoimalaitosten tuotantolukuja verrataan yleensä kahden tunnusluvun avulla: suhteuttamalla tuotanto nimellistehoon (huipunkäyttöaika kWh/kW eli h) tai roottorin pyörähdyspinta-alaan (kWh/m<sup>2</sup>). Mikäli tuulivoimalaitoksen vuosituotanto ylittää 1000 kWh/m<sup>2</sup> tai huipunkäyttöaika on yli 2400 h, on laitos tuottanut erittäin hyvin. Heikot tunnusluvut johtuvat joko huonoista tuulisuusolosuhteista, suuresta häiriötuntimäärästä, tai teknisistä vioista. Heikot tuuliolosuhteet voivat johtua huonosta sijoituspaikasta tai keskimääräistä heikkotuulisemmasta vuodesta. On myös huomioitava, että laitos jossa on suuri roottori suhteessa generaattorin kokoon (niin sanottu heikkojen tuulien laitos) antaa suuren huipunkäyttöajan mutta pienen tuotannon pyörähdyspinta-alaa kohden, kun taas erittäin tuulisille paikoille suunniteltu laitos (suuri generaattori suhteessa roottoriin) antaa päinvastaiset tunnusluvut.

**Tuotanto roottorin pyyhkäisyypinta-alaa kohti  $e$  (kWh/m<sup>2</sup>):** 
$$e = \frac{Tuot.(kWh)}{\pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2}$$

**Kapasiteettikerroin CF:** 
$$CF = \frac{Tuot.(kWh)}{Nimellisteho(kW) \cdot tunnit(h)}$$

**Huipunkäyttöaika  $t_h$  (h):** 
$$t_h = \frac{Tuot.(kWh)}{Nimellisteho(kW)}$$

**Häiriöaika (h):** aika, jolloin tuulivoimalaitoksella on käyttökatko huollon, vian, ohimenevän häiriön tai muun pysäytyksen vuoksi. Häiriöaikaan ei lasketa laitoksen normaalitoimintaan kuuluvia aikoja, jolloin tuulen nopeus on alle laitoksen käynnistymisnopeuden (3 ... 5 m/s) tai yli myrskyrajan (20 ... 25 m/s), tai kun lämpötila on alle laitoksen toimintalämpötilarajan (-15 ... -30 °C riippuen laitoksesta). Häiriöaikaan lasketaan mukaan sähköverkosta aiheutuneet seisokit, jotka eivät kuitenkaan vähennä laitoksen teknistä käytettävyyttä.

**Tekninen käytettävyys (%):** 
$$\frac{tunnit - (Häiriöaika - sähköverkkohäiriöt)}{tunnit}$$

esim. tekninen käytettävyys vuodelta 2000: tunnit saa arvon 8760 +24 h (karkausvuosi). Keskimääräinen käytettävyys kaikille laitoksille: häiriöaika yhteensä poislukien sähköverkkohäiriöt. Tunnit yhteensä kaikille laitoksille ottaen huomioon kesken vuotta aloittaneiden laitosten pienemmän tuntimäärän.

**Tuotantoindeksi (%):** sääasemalta mitattujen tuulennopeushavaintojen perusteella laskettu tuotanto suhteessa pitkän aikavälin havainnoista laskettuun keskimääräiseen

tuotantoon. Tuulennopeushavainnot muutetaan keskitehoksi käyttäen 1500 kW (aikaisemmin 500 kW) tuulivoimalaitoksen tehokäyrää. Lämpötilan muutoksista johtuvan ilman tiheyden vaihtelun vaikutus tuotantoon otetaan huomioon.

**Napakorkeus Z (m):** korkeus maan pinnasta roottorin (ja navan) keskipisteeseen.



## 4. Tuulen energiasältö

Tuulivoimalle on ominaista tuotannonvaihtelut tunti-, kuukausi- ja vuositasolla. Tuulivoimatuotantoa arvioitaessa on siis huomioitava myös tarkasteltavan jakson tuulisuus (energiasältö) verrattuna keskimääräiseen.

Tuulienergialle on etsitty indeksi kuvaamaan jakson tuulisuutta verrattuna keskimääräiseen tuulisuuteen, hieman samaan tapaan kuin energiatilastojen astepäiväluku, joka kuvaa lämmitysenergian riippuvuutta ulkolämpötilasta. Indeksiksi on valittu tuotantoindeksi, joka saadaan laskennallisesti muuttamalla Ilmatieteen laitoksen sääasemilla mitatut tuulen nopeustiedot tuulivoimalaitoksen tehokäyrän avulla tehoarvoiksi.

Indeksit lasketaan neljältä sääasemalta, jotka on valittu kuvaamaan Suomen neljää merialuetta (mittausmaston korkeus ilmoitettu suluissa):

1. Suomenlahti: Helsinki Isosaari (17 m)
2. Ahvenanmaa ja Saaristomeri: Lemland Nyhamn (16 m)
3. Selkämeri ja Merenkurkku: Valassaaret Mustasaari (18 m)
4. Perämeri: Hailuoto Marjaniemi (46 m).

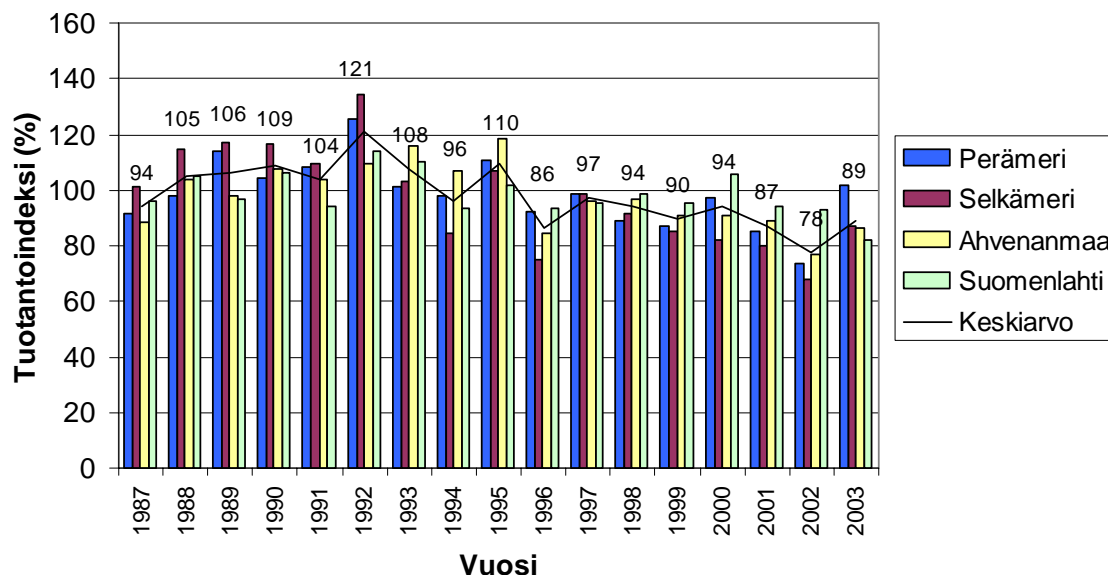
Lapin tunturialueilta ei ole saatavilla pitkän ajan keskiarvon määrittämiseen vaadittavaa havaintoaineistoa, joten Lapin alueelle tuotantoindeksiä ei voida toistaiseksi määrittää.

Ennen vuotta 2002 lasketuissa tuotantoindekseissä vertailujaksona käytettiin vuosia 1985-95 ja indeksien laskennassa nimelisteholtaan 500kW voimalan tehokäyrää. Vuoden 2002 aikana suoritettun tilastoinnin kehittämishankkeen yhteydessä päivitettiin tuotantoindeksien laskenta ja laskennassa käytetty vertailujakso. Vertailujaksoa pidennettiin aiemmin käytetystä 11 vuodesta 15 vuoteen ja vertailujaksoksi valittiin 1987-2001. Indeksien laskennassa käytetään vuodesta 2002 alkaen nimelisteholtaan 1500 kW laitosta. [3]

### 4.1 Tuotantoindeksit

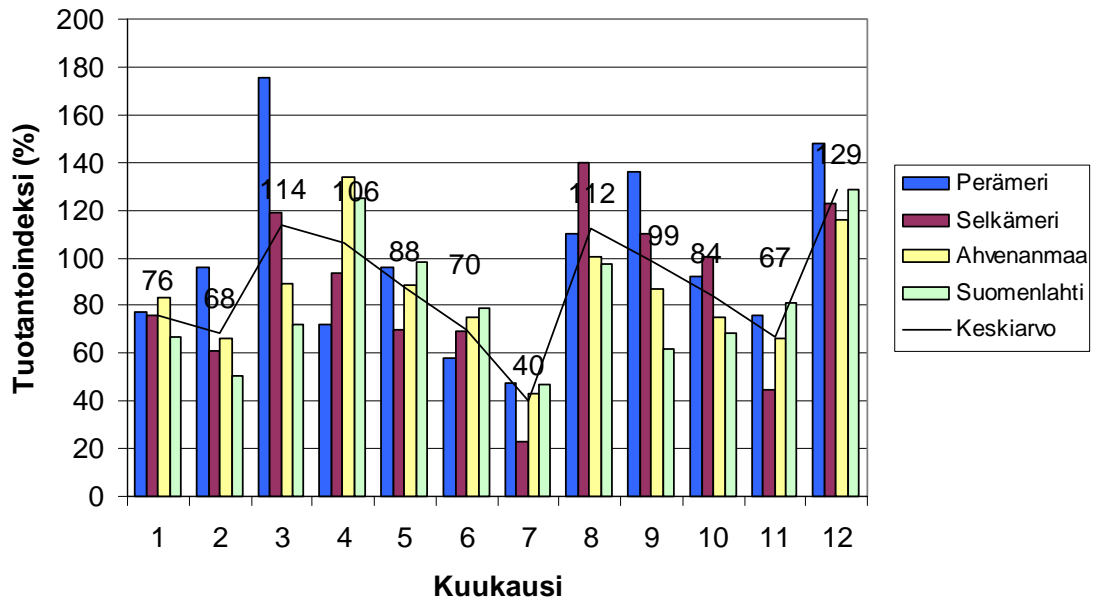
Kokonaisuudessa vuosi 2003 oli keskimääräistä heikkotuulisempi. Suomenlahdella vuosi oli kaikkia aikaisempia vertailuvuosia heikkotuulisempi. Perämerellä vuosi oli hiukan tuulisempi suhteessa vertailujaksoon 1987–2001. Eri merialueiden tuulisuutta

kuvaavat Ilmatieteen laitoksen laskemat tuotantoindeksit vuonna 2003 olivat: Perämeri 102 %, Selkämeri 87 %, Ahvenanmaa 86 % ja Suomenlahti 82 %. Vuosittaiset tuotantoindeksit sekä niiden keskiarvo on esitetty kuvassa 4. Kuukausitason indeksejä vuodelta 2003 on esitetty kuvassa 5.



Kuva 4. Tuulivoiman tuotantoindeksit Suomen rannikolla vuosina 1987–2003. 100 % on keskimääräinen tuotanto vertailuajanjaksolla 1987 – 2001. Keskiarvo on merkitty viivalla ja numeroilla.

Vuonna 2003 maaliskuu oli Perämerellä poikkeuksellisen hyvätuulinen, myös syys- ja joulukuu olivat tuulia. Joulukuu 2003 oli maanlaajuisesti vuoden tuulisin kuukausi. Merialueiden tuotantoindeksien keskiarvo oli 129. Heinäkuu oli huomattavan tyyni koko maassa, mutta ennen kaikkea Selkämerellä.



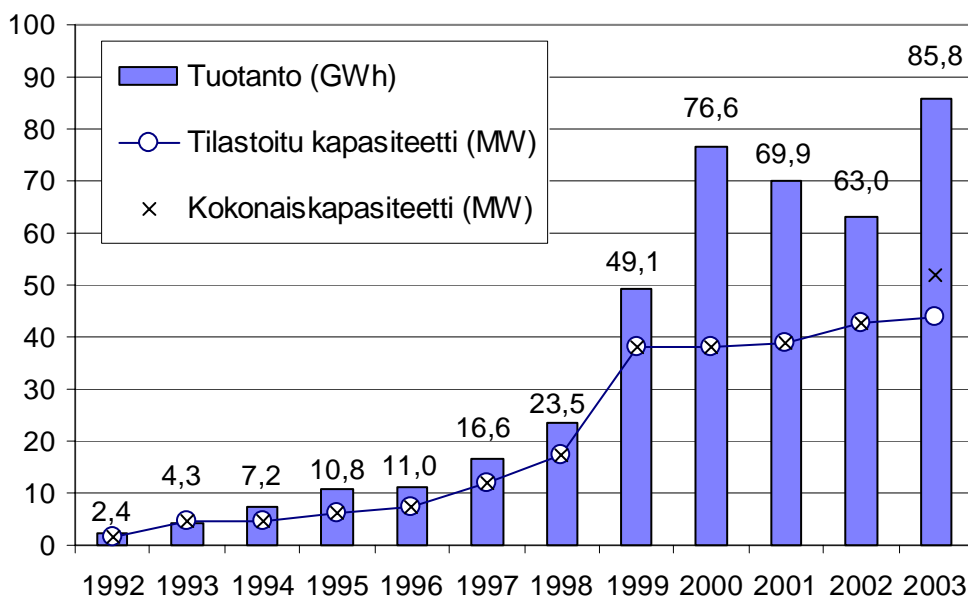
Kuva 5. Kuukausittaiset tuotantoindeksit v. 2003 neljältä sääasemalta. 100% on keskimääräinen kuukausituotanto vertailuajanjaksolla 1987-2001. Keskiarvo on merkitty viivalla ja numeroilla.

## 5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Vuoden 2003 tuotantotilasto tuulivoimalaitoksittain on esitetty taulukkona liitteessä 2.

### 5.1 Teho ja sähköntuotanto 90-luvulla

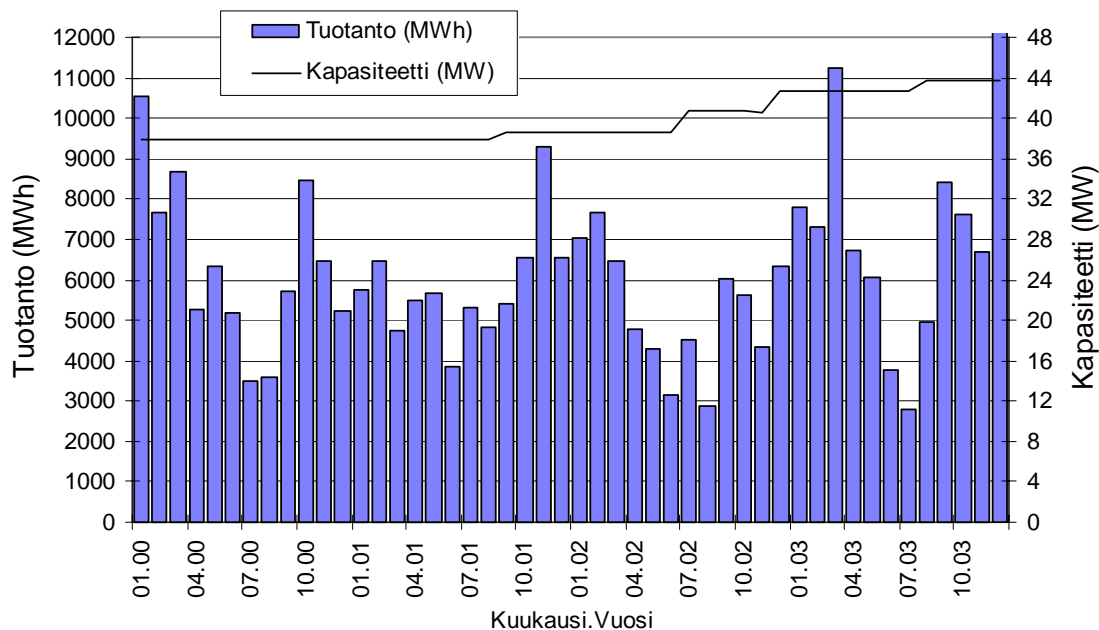
Tilastointiin osallistuvien 66 laitoksen yhteenlaskettu tuotanto vuonna 2003 oli 85,8 GWh ja kapasiteetti vuoden lopussa 43,8 MW. Suomen kokonaistuulivoimakapasiteetti vuoden 2003 lopussa oli 51,8 MW. Tuulivoimakapasiteetin kasvun osalta vuosi 1999 on ollut tähän mennessä paras: kasvua edellisvuoteen verrattuna 20,56 MW (118 %) ja tuotannossa 25,6 GWh (109 %). Vuonna 2000 Suomessa ei rakennettu lisäkapasiteettia. Tuotanto kasvoi vuonna 2000 27,5 GWh (56%). Vuonna 2003 uutta tuulivoimakapasiteettia rakennettiin 8,2 MW. Kapasiteetin lisäys on suurin sitten vuoden 1999. Tuotannon kasvu selittyy vuoden 2002 aikana käyttöön otettujen laitosten hyvillä tuotantoluvuilla vuonna 2003 sekä siitä, että päättynyt vuosi oli edellisiä tuulisempi. Tuotannon kehitys 1992–2003 on esitetty kuvan 6 pylväinä. Samassa kuvassa näkyy myös asennettu kapasiteetti vuoden lopussa. Kuvassa 7 näkyy tilastointiin osallistuvien laitosten osalta Suomen kuukausittainen tuulivoimatuotanto sekä kapasiteetin kasvu kolmen viimeisen vuoden ajalta.



Kuva 6. Asennetun tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehitys Suomessa vuosina 1992 – 2003. Tuotanto on ainoastaan tilastointiin osallistuvien laitosten osalta.

Taulukko 4. Suomeen tuulivoimakapasiteetin kehitys vuosina 1991–2003.

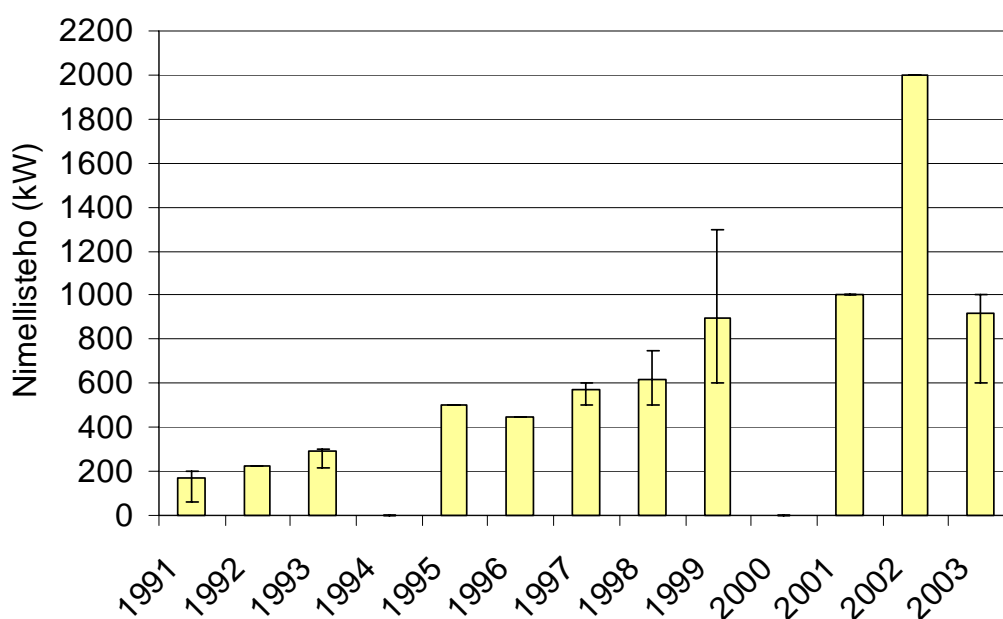
Vuosi	Uusi kapasiteetti		Käytöstä poistettu		Vuoden lopussa	
	MW	lkm	MW	lkm	MW kumul.	lkm
1991	0,865	5			1,2	6
1992	0,225	1			1,4	7
1993	3,22	11			4,6	18
1994	0	0			4,6	18
1995	2	4	0,3	1	6,3	21
1996	0,9	2			7,2	23
1997	4,6	8			11,8	31
1998	5,55	9			17,4	40
1999	20,56	23			37,9	63
2000	0	0			37,9	63
2001	1	1	0,22	1	38,7	63
2002	4	2	0,065	1	42,6	64
2003	9,2	10			51,8	74



Kuva 7. Tilastointiin osallistuvien laitosten tuotanto ja kapasiteetin kehitysi Suomessa kuukausittain vuosina 2000 – 2003.

## 5.2 Laitoskoon kehitys

Asennetun uuden kapasiteetin keskiteho on kasvanut 173 kW:sta (vuonna 1991) 894 kW:iin (vuonna 1999). Vuonna 2001 asennettiin yksi 1 MW laitos Oulun Vihreäsaareen ja vuonna 2002 kaksi 2MW laitosta, toinen Porin Tahkoluotoon ja toinen Kuivaniemeen. Vuonna 2003 asennettiin kaksi 600kW laitosta ja kahdeksan 1 MW laitosta. Vuoden 2003 lopussa Suomen tuulivoimalaitosten keskikoko oli 700 kW (74 laitosta, yht. 51,8 MW).



Kuva 8. Vuosittain asennetun uuden tuulivoimakapasiteetin keskitehon kehitys 1991 – 2003 ja vuosittain asennetun kapasiteetin koonvaihtelu.

## 5.3 Tunnuslukuja

Eri vuosien tuotantotietojen vertailemiseksi laitosten yhteenlasketusta tuotannosta on laskettu keskimääräiset tunnusluvut taulukkoon 5. Taulukossa on myös yksittäisten laitosten maksimi- ja minimiarvot (parhaiten tuottanut laitos ja huonoiten tuottanut laitos). Laskelmiin on otettu mukaan ainoastaan ne laitokset, jotka ovat olleet koko vuoden toiminnassa. Tutkimuslaitokset eivät ole mukana taulukossa. Vuoden 2001 vuosiraportin ja sitä vanhempien raporttien vastaavaan taulukkoon verrattuna keskimääräiset tuotantoindeksit ovat suurempia, mikä johtuu tuotantoindeksien

vertailujakson pidentämisestä. Taulukossa 5 esitetyt painotetut tuotantoindeksit ovat vertailukelpoisia.

*Taulukko 5. Tilastointiin osallistuvien standardilaitosten tuotantoluvuista laskettuja tunnuslukuja vuosilta 1994 – 2003.*

Vuosi	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Laitosten lukumäärä	15	15	19	21	29	38	61	61	62	64
Vuosituotanto (MWh)	6707	8123	10049	13553	21063	30666	76225	69359	61029	84619
Eniten tuottaneen laitoksen tuotanto	694	812	1085	1312	1477	1387	2960	2650	2406	6578
Vähiten tuottaneen laitoksen tuotanto	307	385	263	349	299	275	307	164	221	259
<b>Huipunkäyttöaika keskimäärin (h)</b>	<b>1666</b>	<b>2018</b>	<b>1668</b>	<b>1929</b>	<b>1828</b>	<b>1765</b>	<b>2025</b>	<b>1780</b>	<b>1528</b>	<b>1900</b>
Suurin huipunkäyttöaika	2314	2706	2170	2623	2954	2775	2842	2918	2621	3289
Pienin huipunkäyttöaika	1032	1370	1131	1224	1136	1166	1218	821	443	861
<b>Tuotanto pyyhkäisypinta-alaa kohti</b>	<b>670</b>	<b>813</b>	<b>663</b>	<b>790</b>	<b>727</b>	<b>730</b>	<b>856</b>	<b>742</b>	<b>636</b>	<b>790</b>
Suurin tuotanto kWh/m <sup>2</sup>	920	1076	953	1126	1158	1088	1154	1157	1027	1450
Pienin tuotanto kWh/m <sup>2</sup>	410	545	450	486	452	463	484	345	183	343
<b>Kapasiteettikerroin keskimäärin</b>	<b>0,19</b>	<b>0,23</b>	<b>0,19</b>	<b>0,22</b>	<b>0,21</b>	<b>0,20</b>	<b>0,23</b>	<b>0,20</b>	<b>0,17</b>	<b>0,22</b>
Suurin kapasiteettikerroin	0,26	0,31	0,25	0,30	0,34	0,32	0,32	0,33	0,30	0,38
Pienin kapasiteettikerroin	0,12	0,16	0,13	0,14	0,13	0,13	0,14	0,09	0,05	0,10
Tuotantoindeksi keskimäärin*	95 %	110 %	88 %	98 %	92 %	89 %	91 %	85%	73 %	83%

\*Laitosten tuotannolla painotettu keskiarvo Perämeren, Selkämeren, Suomenlahden ja Ahvenanmaan tuotantoindekseistä

Keskimääräiset tunnusluvut ovat kahta edellistä vuotta parempia, mutta eivät kuitenkaan poikkeuksellisen hyviä. Vuoden 2003 tunnusluvuissa erottuu sen sijaan kaikkien aikojen parhaat luvut yksittäisen laitoksen huipunkäyttöajassa, kapasiteettikertoimessa ja tuotannossa roottorin pyyhkäisypinta-alaa kohti. Porin Tahkoluodossa sijaitseva Meri-Pori 9 rikkoi aikaisemmat ennätykset siitakin huolimatta, että tuotantoindeksien mukaan vuosi 2003 ei ollut alueella poikkeuksellisen tuulinen.

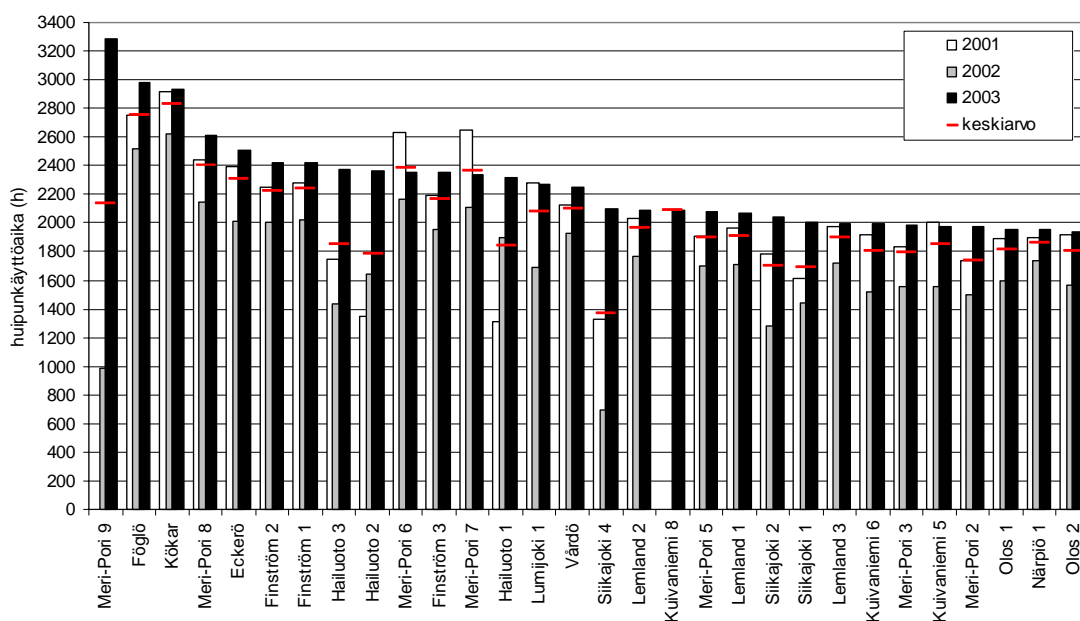
## 6. Tuotantovertailuja

### 6.1 Tuotannon tunnusluvut vuonna 2003

Nimellisteholtaan erikokoisten tuulivoimaloiden tuotantolukujen vertailemiseksi on laskettu tunnuslukuja, joiden avulla laitosten suorituskyvyn vertaileminen helpottuu. Tunnusluvut laitosten vuosituonannoista on esitetty kuvissa 9 ja 10. Hyvin tuottaneet laitokset yltyvät yli 2400 tunnin huipunkäyttöaikaan ja yli 1000 kWh/m<sup>2</sup> tuotantoon pyyhkäisyypinta-alaa kohti.

Vuosi 2003 oli tuulisempi edelliseen vuoteen verrattuna. Vuonna 2003 2400 tunnin huipunkäyttöajan ylitti seitsemän laitosta, Meri-Pori 9 ja Meri-Pori 8 sekä Ahvenanmaalla sijaitsevat Kökar, Föglö, Eckerö ja Finström 1 ja 2. Vuonna 2002 ainoastaan Kökarin ja Föglön laitokset ylsivät yli 2400 tunnin huipunkäyttöaikaan. Meri-Pori 9 tunnusluvut ovat parhaat Suomessa toistaiseksi saavutetut. Erityisesti tuotanto roottorin pinta-alaa kohden oli hyvä.

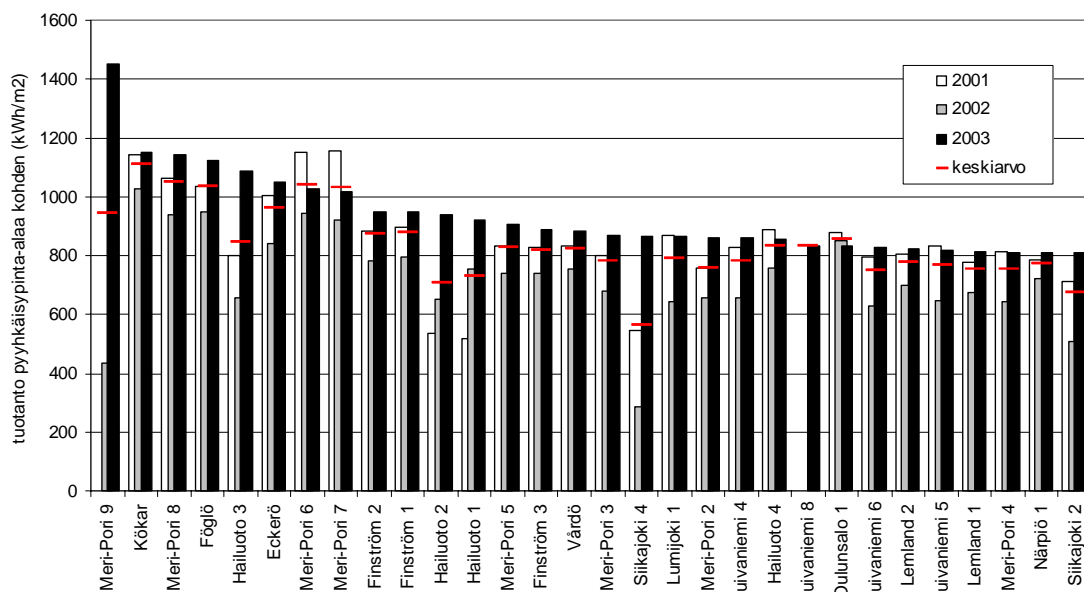
30 parasta voimalaa v. 2003



Kuva 9. Suomen 30 parasta tuulivoimalaitosta vuoden 2003 huipunkäyttöajan mukaisessa järjestyksessä. Vertailun vuoksi kuvaan on merkitty myös vuosien 2001 ja 2002 huipunkäyttöajat sekä vaakasuoralla viivalla näiden kolmen vuoden keskiarvo.

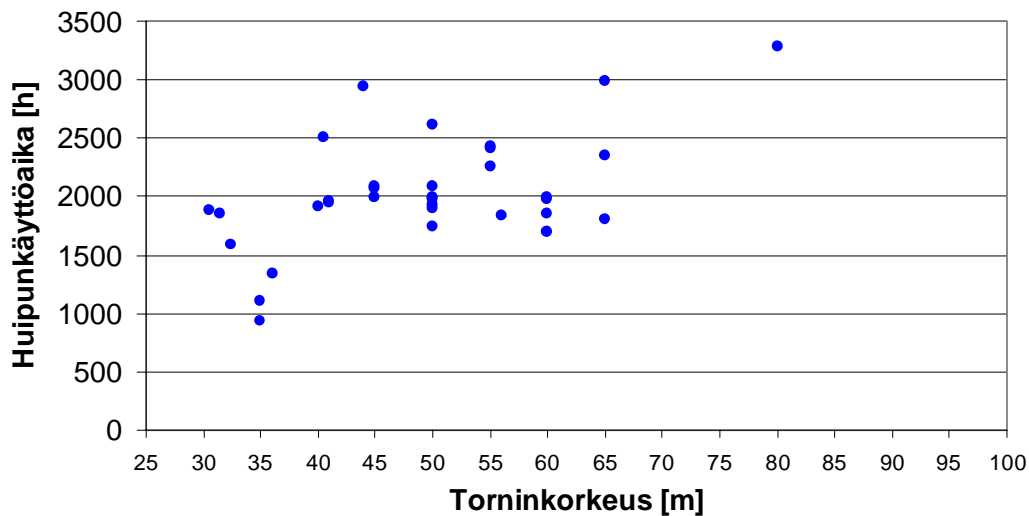


30 parasta tuulivoimalaitosta v. 2003



Kuva 10. Suomen 30 parasta tuulivoimalaitosta järjestettynä vuoden 2003 ominaistuotannon (tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohden) mukaan. Vertailun vuoksi kuvaan on merkitty myös vuosien 2001 ja 2002 ominaistuotannot sekä vaakasuoralla viivalla näiden kolmen vuoden keskiarvo.

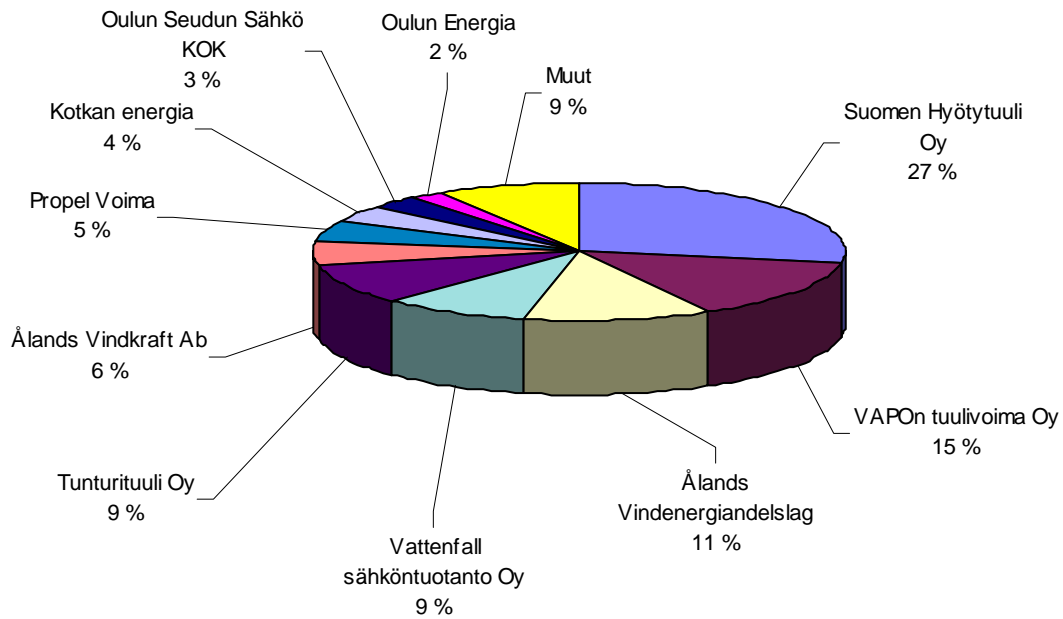
Kuvassa 11 on vertailtu huipunkäyttöaika suhteessa tornin korkeuteen. Mukana tarkastelussa on kokovuoden käytössä olleet laitokset, joiden vuotuinen käytettävyys oli yli 95%. Laitoksista joiden tornin korkeus on 30-50 metriä on Suomessa eniten käyttökokemusta.



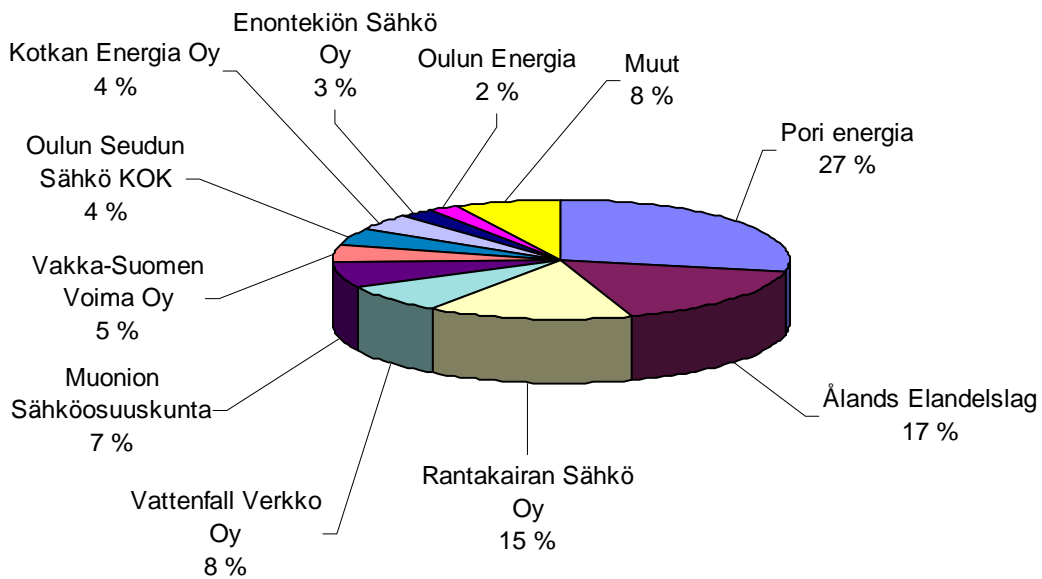
Kuva 11. Laitosten huipunkäyttöajat suhteessa tornin korkeuteen vuonna 2003. Mukana tarkastelussa vain koko vuoden käytössä olleet laitokset, joiden käytettävyys on ollut yli 95%.

## 6.2 Tuotannon jaotteluja vuodelta 2003

Tilastointiin osallistuvien sähköntuottajien tuulivoiman tuotanto vuonna 2003 jaoteltuna omistajien mukaan on esitetty kuvassa 12. Suurimmat tuulivoimatuottajat olivat Suomen Hyötytuuli Oy (27 % Suomen tuulisähköstä) ja VAPOn tuulivoima Oy (15 %). Kuvassa 13 on esitetty ne jakeluverkkoyhtiöt, joiden verkkoon tuulivoimaa on vuonna 2003 syötetty. Tuulivoimatuotannon jakautuminen lääneittäin on esitetty kuvassa 14. Vuonna 2003 eniten tuulisähköä tuotettiin Länsi-Suomessa (37 %). Länsi-Suomessa, Oulun seudulla (31%) ja Ahvenanmaalla (18%) tuotettiin 86% vuoden aikana tuotetusta tuulisähköstä.

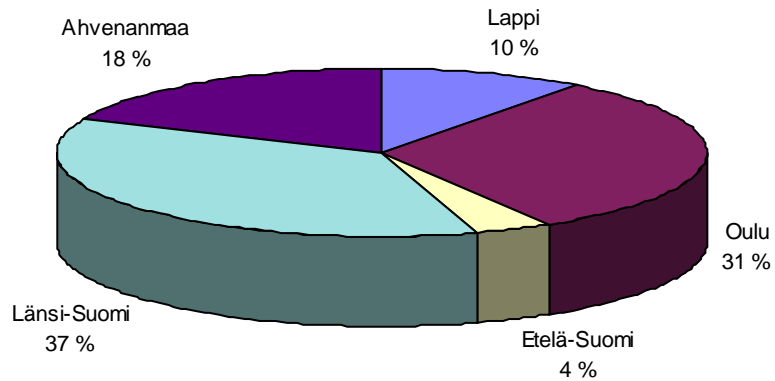


Kuva 12. Tuulivoimatuottajien osuudet tuotetusta tuulisähköstä (yhteensä 85,8 GWh) tilastointiin osallistuvien laitosten osalta vuonna 2003.



Kuva 13. Jakeluverkkoyhtiöiden osuudet tuulivoiman tuotannosta (yhteensä 85,8 GWh) tilastointiin osallistuvien laitosten osalta vuonna 2003.

### Tuulivoimantuotanto alueittain 2003



*Kuva 14. Tuulivoimatuotannon (yhteensä 85,8 GWh) alueellinen jakautuminen tilastointiin osallistuvien laitosten osalta Suomessa vuonna 2003.*

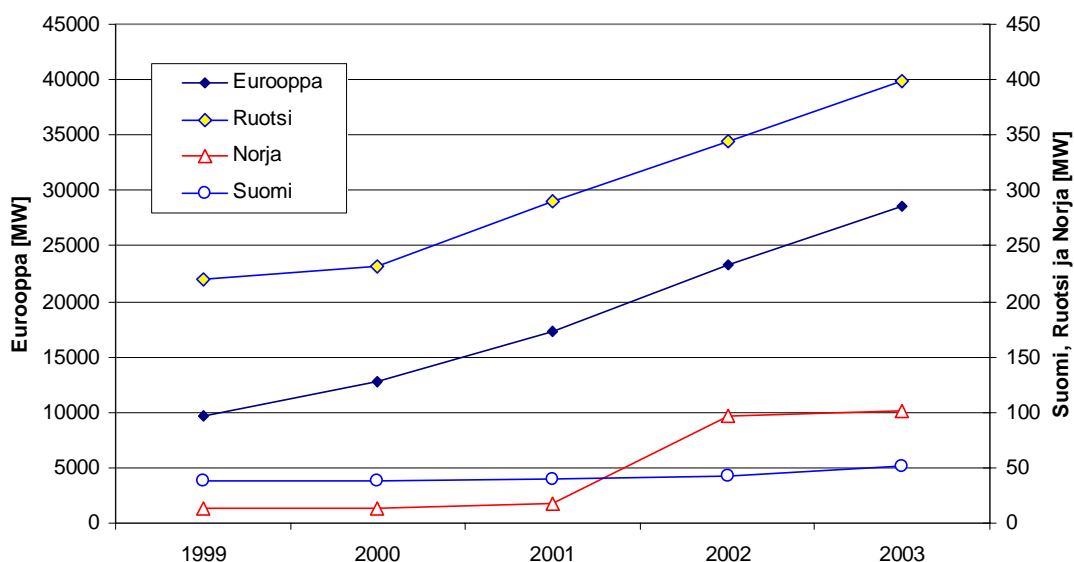
### 6.3 Euroopan tuulivoimakapasiteetti

Taulukossa 6 on esitetty Euroopan tuulivoimakapasiteetin kehitys maittain vuosina 1999-2003. Vuonna 2003 Euroopassa rakennetusta tuulivoimakapasiteetista valtaosa rakennettiin Saksaan ja Espanjaan. Euroopan tuulivoimakapasiteetti vuoden 2003 lopussa oli 28634 MW, josta vuoden 2003 aikana rakennettiin 5384 MW, 18.8 %.

Kuvassa 15 on esitetty tuulivoimakapasiteetin kehitys Ruotsissa, Norjassa ja Suomessa. Samaan kuvaan on myös merkitty euroopan tuulivoimakapasiteetin kehitys.

Taulukko 6. Euroopan tuulivoimakapasiteetti /1/.

MW	Kapasiteetti vuoden lopussa				
	1999	2000	2001	2002	2003
Saksa	4442	6113	8754	11994	14609
Espanja	1812	2235	3337	4825	6202
Tanska	1738	2300	2417	2889	3110
Italia	277	427	697	788	904
Hollanti	433	446	493	693	912
Britannia	362	406	474	552	649
Ruotsi	220	231	290	345	399
Kreikka	158	189	272	297	375
Irlanti	74	118	125	137	186
Portugali	61	100	125	195	299
Itävalta	34	77	94	140	415
Ranska	25	66	78	148	239
Suomi	38	38	39	43	52
Belgia	11	13	31	35	68
Puola	0	5	22	27	57
Turkki	9	19	19	19	19
Norja	13	13	17	97	101
Luxemburg	6	10	15	17	22
Tsekki	0	7	7	3	10
Sveitsi	3	3	5	5	5
Romania	0	1	1	1	1
<b>Yhteensä</b>	<b>9716</b>	<b>12822</b>	<b>17319</b>	<b>23250</b>	<b>28634</b>



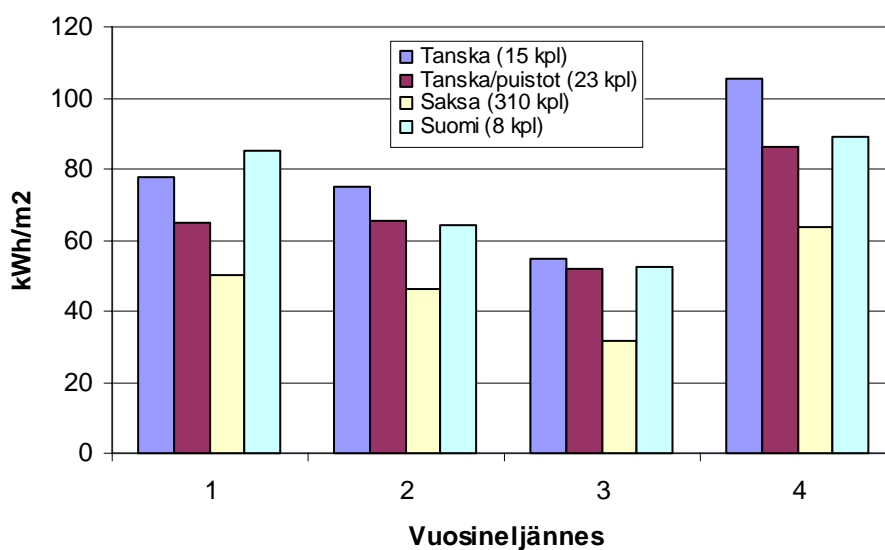
Kuva 15. Tuulivoimakapasiteetin kehitys Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa.

Kuvissa 16 ja 17 on esitetty kuukausikeskiarvot vuosineljänneksittäin kapasiteetikertoimille ja tuotannolle roottorin pyyhkäisy-pinta-alaa kohti 1000 kW

tuulivoimaloille Tanskassa, Saksassa ja Suomessa. Kuviin mukaan otettujen laitosten häiriöaika on ollut alle 10 % jokaisena vuosineljänneksen kuukautena. Kuviin on merkitty näkyviin tarkastelussa mukana olleiden laitosten määrästä.

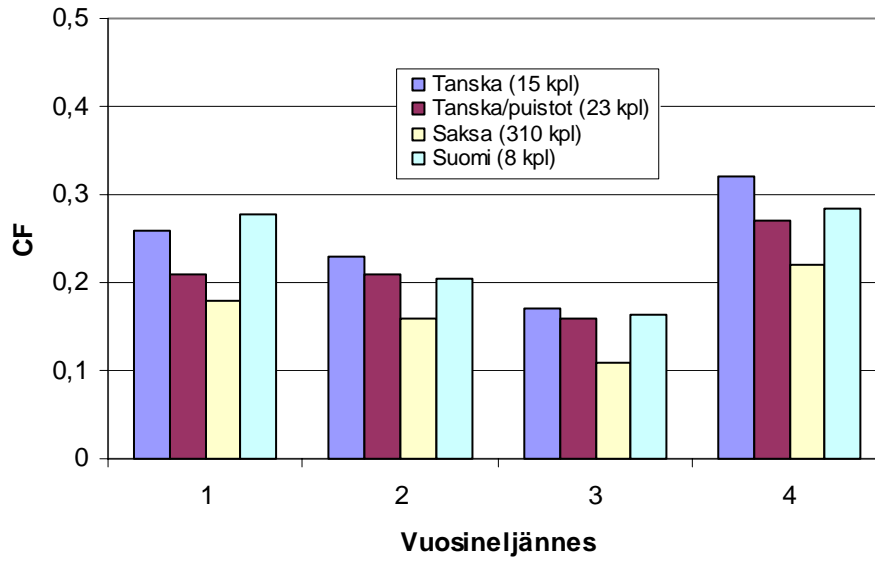
Tanskassa yksittäisten laitosten tunnusluvut olivat samantasoisia kuin Suomessa vuonna 2003. Saksassa raportoivien laitosten tunnusluvut olivat selvästi heikompia verattuna Suomeen ja Tanskaan.

### 1000 kW laitokset kuukausikeskiarvot



Kuva 16. Vuoden 2003 kuukausikeskiarvot vuosineljänneksittäin. Tuotanto roottorin pyyhkäisyypinta-alaa kohti 1000 kW laitoksille /4/.

### 1000 kW laitokset kuukausikeskiarvot



Kuva 17. Vuoden 2003 kapasiteettikertoimien kuukausikeskiarvot 1000 kW laitoksille vuosineljänneksittäin /4/.

## 7. Käyttökatkot

Suomen tuulivoimaloiden keski-ikä oli vuoden 2003 lopussa 6,3 vuotta.

### 7.1 Tekninen käytettävyys

Vuonna 2003 niiden standardilaitosten, jotka raportoivat häiriöajat, keskimääräinen tekninen käytettävyys oli 95,3 % (vuonna 2002 96,3 %). Käytettävyyttä laski suuri häiriötuntien määrä. Häiriöt aiheuttivat jopa enemmän käyttökatoja kuin viat. Lisäksi Muu syy nimikkeeseen alla raportoitiin selvästi suurempi määrä seisonta-aikaa verrattuna edellisiin vuosiin. Vuonna 2003 raportoiduista vioista pääosa aiheutui hydrauliiikan, jarrujen ja kääntöjärjestelmän komponenttien vikaantumista. Voimansiirron komponenttien vikaantumisia raportoitiin edellisiä vuosia vähemmän.

Vuonna 2003 56 % (5114 h, 27 kpl) vikojen aiheuttamista käyttökatoista aiheutui hydrauliiikan, jarrujen ja kääntöjärjestelmän komponenttien vioista ja niiden korjauksista. Kääntöjärjestelmään ja jarruihin liittyvät käyttökatkot olivat kestoaltaan keskimäärin 10 vuorokauden pituisia ja hydrauliiikkaan liittyvät viat viiden vuorokauden mittaisia.

Teknisessä käytettävyydessä ei ole otettu huomioon sähköverkon aiheuttamia käyttökatoja. Muut tuotantoseisokit, kuten vuosihuollot, korjaukset ja häiriöt jolloin tuulivoimala ei ole ollut valmiustilassa, on otettu huomioon käytettävyyttä vähentävinä (kts. luku 3).

### 7.2 Käyttökatojen erittelyt

Taulukossa 7 on esitetty raportoidut käyttökatkot vuodesta 1996 lähtien. Käyttökatojen aiheuttamat häiriöajat on jaoteltu taulukossa häiriön syyn mukaan. Huollot ovat suunniteltuja huoltoja, jotka tuulivoimalaitoksissa tehdään yleensä puolivuositain. Kohtaan häiriöt on kerätty ne keskeytykset, joissa toimenpiteeksi on riittänyt voimalan uudelleenkäynnistys. Kohdassa muu syy on esim. tutkimuksen tai esittelyn vuoksi aiheutunut seisonta-aika. Vika tarkoittaa niitä tapauksia, joissa on jouduttu tekemään korjaustoimenpiteitä. Sähköverkosta aiheutuneet häiriöt eivät alenna laitoksen käytettävyyttä. Samoin osa jäätyishäiriöistä on aiheuttanut ainoastaan alentuneen tuotannon, jolloin laitoksen käytettävyys ei ole alentunut. Vuonna 2003 viat raportoitiin 89 % osalta tilastointiin osallistuvasta kapasiteetista. Seuraavassa tarkastelussa on mukana ainoastaan se osa Suomen tuulivoimakapasiteetista, jonka osalta häiriöajat on raportoitu.



Taulukossa 8 vuoden 2003 vikatunnit on jaoteltu vikaantuneen komponentin ja vian syyn mukaan. Taulukossa on esitetty myös komponenttivikojen lukumäärät. Kuvassa 18 on esitetty vikojen aiheuttamien käyttökatkojen jakautuminen eri komponenttien välille.

Useimpiin Suomessa käyttöön otettaviin voimalaitoksiin tehdään arktisia modifikaatioita, jotta voimalat toimisivat matalissa lämpötiloissa ja niiden jälkeen. Aikaisempien vuosien tapaan, vuonna 2003 tapahtui käyttökatkoja, jotka liittyivät arktisiin modifikaationihin tai niiden puuttumiseen. Matalien lämpötilojen ja jäätyminen aiheuttamia vikoja esiintyi pääasiassa kääntöjärjestelmissä. Tyypillisiä matalien lämpötilojen ja jäätyminen aiheuttamia häiriöitä olivat tuulimittarien häiriöt, pääkytkimien laukeamiset, värinäsensorihälytykset ja hydraulikkaan liittyvät häiriöt. Matalien lämpötilojen ja jäätyminen aiheuttamat viat painottuvat vanhimpiin käytössä olevista laitoksista, mikä on selvä merkki uudempien laitosten paremmasta soveltuvuudesta Suomen oloihin.

Kuvassa 19 on esitetty vikatilastoinnin ajalta 1996–2003 vikoja aiheuttaneiden komponenttien prosenttiosuudet.

*Taulukko 7. Standardilaitosten raportoimat käyttökatkot vuosina 1996-2003. Kesken vuotta aloittaneet laitokset ovat mukana tilastossa.*

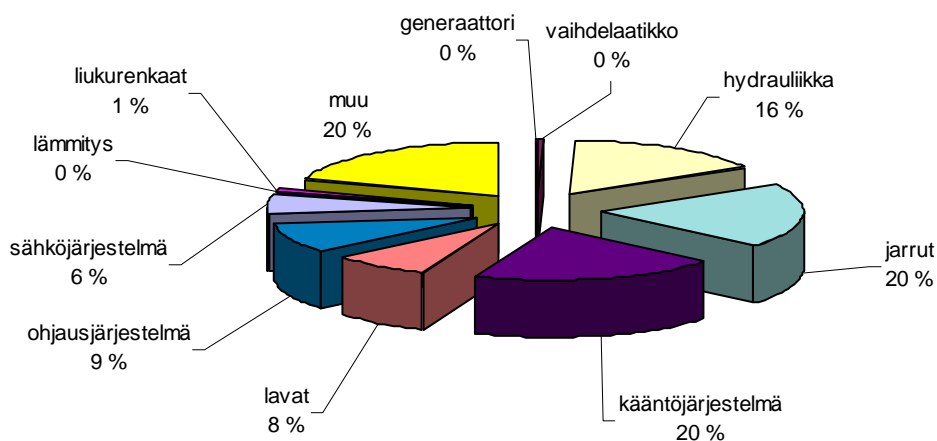
Häiriö	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
huolto	192	286	398	730	1489	1407	1301	1092
häiriö	977	608	1571	4377	6708	3887	3831	9939
jäätyminen	1208	463	168	532	589	3691	721	642
muu syy	154	185	166	63	415	53	53	3231
sähköverkko	472	388	319	522	1453	583	343	517
vika	748	5688	13177	8059	21132	26645	8396	9203
vika (vain häiriöaika raportoitu)	343							
Häiriöaika yhteensä	3751	9615	17797	16282	31786	35908	14988	24624
% kapasiteetistä raportoitu	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	72 %	89 %
% ajasta	2,2 %	3,6 %	5,9 %	3,5 %	5,9 %	6,7 %	3,8 %	5,2 %

Häiriöaikaa keskimäärin 5,0 % vuosina 1996-2003.

Taulukko 8. Suomen tuulivoimalaitosten viat vuonna 2003: häiriötunnit komponenttien ja vian aiheuttajien mukaan.

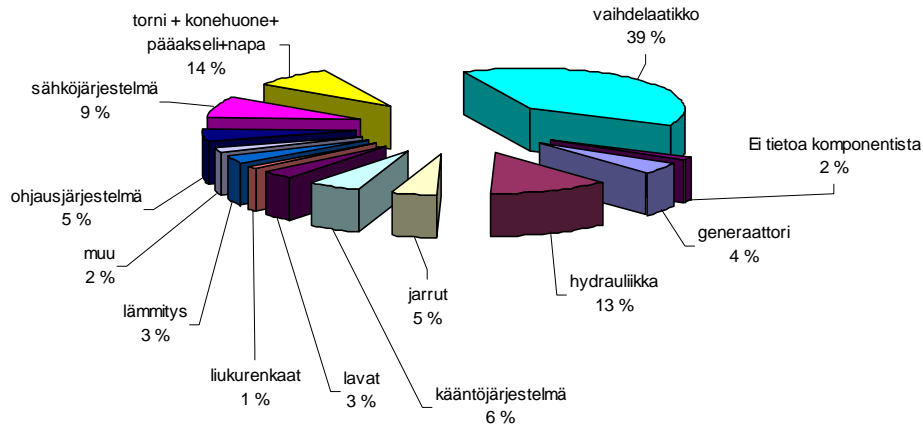
Komponentti	Häiriöaika	Osuus %	Vika lkm	jää/lumi	kuluminen	muu	ohjausyksikön toimintavirhe	oikosuiku	valmistusvirhe	väsyminen
anturit	324	3,5 %	6	34	290					
generaattori	6	0,1 %	2			6				
hydrauliikka	1489	16,2 %	12		1489				27	
ilmajarrut	482	5,2 %	3		455					
kytkimet	533	5,8 %	1		533					
kääntöjärjestelmä	310	3,4 %	2		310					
kääntöjärjestelmän hammaspyörät	156	1,7 %	1						156	
Kääntöjärjestelmän pultit	18	0,2 %	1		18					
kääntömootori	1320	14,3 %	3		1320					
lapakulman säätömekanismi	241	2,6 %	2		241					
liukurenkaat	93	1,0 %	4		93					
mekaaninen jarru	1821	19,8 %	8		1821					
muu	153	1,7 %	8		62	89		2		
ohjausyksikkö	6	0,1 %	1				6			
tehoelektronikka	128	1,4 %	4		106	22				
torni	175	1,9 %	1							175
vaihdelaatikko	33	0,4 %	1		33					
vaihteen tiivisteet	8	0,1 %	1		8					
verkkoonkytkentä	404	4,4 %	2			184		220		
Ei tietoa komponentista	1503	16,3 %	8							
<b>Yhteensä</b>	<b>9203</b>	<b>1</b>	<b>71</b>	<b>34</b>	<b>6779</b>	<b>301</b>	<b>6</b>	<b>222</b>	<b>183</b>	<b>175</b>
<b>% vika ajasta</b>				<b>0,4 %</b>	<b>73,7 %</b>	<b>3,3 %</b>	<b>0,1 %</b>	<b>2,4 %</b>	<b>2,0 %</b>	<b>1,9 %</b>

### Vikojen aiheuttamat käyttökatkot 2003



Kuva 18. Vikojen aiheuttamien käyttökatojen (yhteensä 9203 h) jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille vuonna 2003. Tutkimuslaitokset eivät ole mukana tarkastelussa.

### Vikojen aiheuttamat käyttökatkot vuosina 1996-2003



Kuva 19. Vikojen aiheuttamien käyttökatkojen jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille vuosina 1996–2003. Tutkimuslaitokset eivät ole mukana tarkastelussa.

## 7.3 Jäätymiset ja kylmä aika

Vikatilastoihin rekisteröidään myös jäätymistapaukset (Taulukko 9). Osa Suomen tuulivoimalaitoksista on varustettu lapalämmitysjärjestelmillä. Tunturialueiden ulkopuolelle lapalämmitysjärjestelmiä on Porissa. Näissä laitoksissa jäätymisen on lämmitysjärjestelmälaitteiston vika eikä esiinny tilastoissa jäätymistapauksena. Laitosten ohjausjärjestelmien käyttämät tuulimittarit on yleensä lämmitettyjä. Siitäkin huolimatta niissä esiintyy joskus jäätymisiä.

Vuonna 2003 jäätymistapauksia havaittiin 4:ssä ja kylmäaikaa 8:ssa Suomen 66 laitoksesta, mikä on samaa tasoa kuin edellisenä vuonna. Yleisimpiä jäätymisen ja kylmän aiheuttamia ongelmia olivat laitoksen käynnistymättömyys johtuen vaihteistoöljyjen kangistumisesta, tuulimittarien jäätymisen ja lapoihin kerääntynyt jää. Osa laitosten jäätymistapauksista jää todennäköisesti raportoimatta, koska laitoksilla on vain kaukovalvonta, minkä seurauksena pienemmät jäätymistapaukset näkyvät ainoastaan tuotannon alenemisena.

*Taulukko 9. Jäätymistapauksia ja jään aiheuttamia häiriöitä raportoineiden laitosten lukumäärät ja jäätymisaikojen pituus eri vuosina. Osuus häiriöajasta on laskettu suhteessa niiden laitosten kokonaishäiriöaikoihin, joissa jäätymistapauksia esiintyi.*

ALUE	1996		1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003	
	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia
Lappi	119	2							159	8	5	1				
Ahvenanmaa	12	1	55	5	23	3	49	9	7	3	44	3	26	2		
Perämeri	858	4	372	5	98	2	532	7	573	7	4143	15	434	3	408	1
Selkämeri	219	5	68	4	75	2					38	1	411	5	301	3
Suomenlahti																
Koko Suomi	1208	12	495	14	196	7	581	16	739	18	4230	20	871	10	709	4
Osuus häiriöajasta	44,5 %		20,9 %		8,6 %		12,5 %		9,1 %		26 %		15 %		27 %	

Tuulivoimalaitokset pysäytetään, mikäli suunniteltu alin käyttölämpötila alittuu. Suomessa käytössä olevien tuulivoimaloiden alimmat käyttölämpötilat ovat välillä -15 °C ... -30 °C. Tyypillisesti uudemmilla laitoksilla alin käyttölämpötila on -25 °C ja -30 °C välillä. Matalista lämpötiloista aiheutunut seisonta-aika on nimeltään kylmäaikaa. Uudemmissa laitoksissa kylmäaikaa ei esiintynyt vuonna 2003. Tilastoihin raportoidut kylmäajat on esitetty taulukossa 10. Kylmäaika ei ole häiriöaikaa vaan osa laitoksen suunniteltua toimintaa.

*Taulukko 10. Laitosten kylmäaika eri vuosina.*

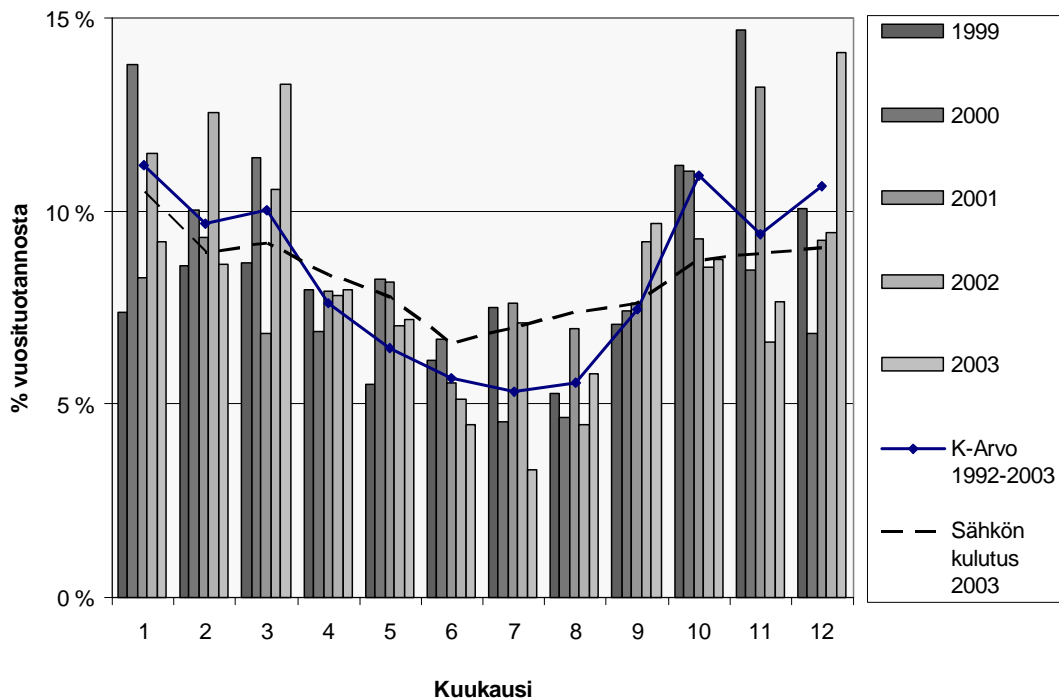
ALUE	1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003	
	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia	Tuntia	Laitoksia
Lappi					450	3	32	1	100	6				
Ahvenanmaa			1	1										
Perämeri	28	1	890	4	2477	8	72	1	706	4	504	3	90	3
Selkämeri	60	4	397	4	699	4	100	2	1733	7	686	4	1044	5
Suomenlahti														
Koko Suomi	88	5	1288	9	3626	15	204	4	2539	17	1190	7	1134	8
Osuus laitosten vuoden tunneista	0,2 %		1,6 %		2,8 %		0,6 %		1,7 %		1,9 %		1,6 %	

## **8. Tuulivoima ja sähkön kulutus**

Tuulivoiman tuotanto on talvella keskimäärin suurempaa kuin kesällä, kuten sähkön kulutuskin. Kun sähkön kulutuksessa on huippu, ei tuulivoimaa kuitenkaan aina ole saatavilla. Valtakunnan huipun aikaista tuulivoimatehoa voidaan käyttää hyväksi, kun arvioidaan tuulivoiman kapasiteettivaikutusta valtakunnan ja jakelusähkölaitoksen kannalta: miten paljon muuta sähköntuotantokapasiteettia voidaan jättää rakentamatta kun rakennetaan tuulivoimaa, jonka tuotanto on vaihtelevaa. Tutkimusten perusteella tuulivoiman kapasiteettivaikutus valtakunnan tasolla on tuotannon kapasiteettikertoimen suuruusluokkaa /5/.

### **8.1 Tuulivoiman kausivaihtelu**

Tuulivoimatuotanto on yleensä talvikuukausina huomattavasti suurempaa kuin kesäkuukausina /6/. Vuosien 1999–2003 kuukausittainen tuulivoiman tuotanto on esitetty kuvassa 20. Mukana ovat ainoastaan ne standardivoimalaitokset, jotka ovat olleet käytössä koko vuoden. Talvikuukausina (loka-maaliskuu) on tuotettu keskimäärin 60% vuotuisesta tuulisähköstä. Sähkön kulutus kuvassa 20 on sähkön bruttokulutus kuukausittain suhteessa vuosikulutukseen vuonna 2003 /7/.



Kuva 20. Tuulivoiman keskimääräinen kausivaihtelu: Suomen standardilaitosten yhteenlasketun tuotannon jakautuminen eri kuukausille vuosina 1998–2003. Suomen sähkön kulutuksen jakautuminen eri kuukausille vuonna 2003 näkyy katkoviivana [7].

## 8.2 Tuulivoimatuotanto valtakunnan huipun aikana

Tuulivoimalaitosten tuntitehot on selvitetty valtakunnan sähkön kulutuksen huippujen ajalta (taulukko 11). Kaikista tuulivoimalaitoksista ei ole ollut käytettävissä tuntitehoja, joten taulukossa on ilmoitettu kunkin vuoden kohdalla kyselyyn vastanneiden laitosten nimellisteho, ja tuotettu teho prosenttina nimellistehosta.

*Taulukko 11. Tuulivoimatuotanto valtakunnan kulutushuipun aikana.*

<b>Vuosi</b>	<b>Valtakunnan huippu</b>	<b>Tuulivoiman tuntiteho</b>	<b>% nimellistehosta</b>	<b>Ilmoittaneiden laitosten nimellisteho</b>
<b>1992</b>	20.1.92 klo 09-10	634 kW	79 %	0,8 MW
<b>1993</b>	27.1.93 klo 09-10	0 kW	0 %	0,8 MW
<b>1994</b>	11.2.94 klo 20-21	529 kW	13 %	4,0 MW
<b>1995</b>	31.1.95 klo 20-21	1364 kW	36 %	3,8 MW
<b>1996</b>	9.2.96 klo 20-21	42 kW	1 %	5,3 MW
<b>1996</b>	19.12.96 klo 08-09	1679 kW	35 %	4,8 MW
<b>1998</b>	2.2.98 klo 08-09	1061 kW	16 %	6,5 MW
<b>1999</b>	29.1.99 klo 08-09	3035 kW	20 %	15,47 MW
<b>2000</b>	25.1.00 klo 08-09	6563 kW	36 %	18,15 MW
<b>2001</b>	5.2.01 klo 08-09	1285 kW	5 %	23,9 MW
<b>2002</b>	2.1.02 klo 16-17	3710 kW	16 %	23,1 MW
<b>2003</b>	3.1.03 klo 17-18	935 kW	4 %	24,3 MW

Kymmenen vuoden perusteella saadaan huipunaikaiseksi tuulivoimatuotannoksi keskiarvona 22 % (tuulivoimateholla painotettu keskiarvo 16 %).

Tarkemmin huipunaikaista tuotantoa on arvioitu kahdelta vuodelta 1999 ja 2000 käyttäen hyväksi tuulivoiman toteutuneista tuntitehoja. Koko Suomen tuulivoimatuotannolle on tehty yhteisaikasarja tunneittain siten, että Lapin ja Ahvenanmaan osuus on kummankin 10 % asennetusta kapasiteetista [8]. Vuonna 1999 oli keskimääräistä tynempi alkuvuosi ja myös huipun aikainen tuulivoimatuotanto jäi selvästi alle keskimääräisen tuotannon. 10 suurinta huippua olivat yhden vuorokauden sisällä. Vuonna 2000 oli keskimääräistä tuulisempi alkuvuosi ja huipunaikainen tuulivoimatuotanto oli hieman keskimääräistä tuulivoimatuotantoa korkeampi. Täysin tyyntä ei huipun aikoina ollut, kun tarkastellaan koko Suomea. Alhaisimmat tuulivoimatuotannot jäävät kuitenkin huipun aikana vain muutama prosenttiin nimellistehosta.

*Taulukko 12. Tuulivoimatuotanto valtakunnan kulutushuippujen aikana vuosina 1999 ja 2000. Tuotanto % asennetusta kapasiteetista sekä koko vuoden aikana että 10, 50 ja 100 suurimman kulutushuipun aikana, keskimäärin sekä vaihteluvälinä (pienin ja suurin tuulivoimatuotanto huippujen aikana).*

	<b>Koko vuonna</b> Keskiarvo min-max	<b>10 suurimman huipun aikana</b> Keskiarvo min-max	<b>50 suurimman huipun aikana</b> Keskiarvo min-max	<b>100 suurimman huipun aikana</b> Keskiarvo min-max
<b>Suomi 1999</b>	22.1 % 0.0-88.6 %	6.9 % 4.7-10.2 %	7.1 % 2.8-36.9 %	8.5 % 2.2-45.9 %
<b>Suomi 2000</b>	23.5 % 0.1-90.1 %	34.4 % 4.0-71.8 %	29.6 % 2.9-71.8 %	26.8 % 2.9-71.8 %



# Lähdeluettelo

- 1 <http://www.ewea.org/>, viittauspäivämäärä 17.2.2004.
- 2 Andersson, A., Olsson, G. Driftuppföljning av Vindkraftverk över 50 kW. Årsrapport 1999. Vattenfall, Tukholma, 2000.  
<http://www.elforsk.se/varme/varm-vind.html>
- 3 Laakso, T., Peltola, E., Tuulivoiman seuranta ja tilastointi, VTT Prosessit, projektiraportti, PRO4/T7506/03, 2003.
- 4 Wind Turbine Performance Summary, Wind Stats Newsletter, Vol.16, No. 2, 2003 -Vol. 17, No. 1, 2004.
- 5 Peltola, E., Petäjä, J. Tuulivoima Suomen energiahuollossa. VTT Julkaisuja 775, Espoo, 1993.
- 6 Holttinen, H. et al. Tuulivoimatuotannon vaihtelut ja niiden arviointi. VTT Tiedotteita 1800, Espoo, 1996.
- 7 SENER: Sähkön pikatilasto <http://www.energia.fi/sahko/ptil.html>, viittauspäivämäärä 19.2.2004.
- 8 Holttinen, H. The impacts of hourly wind variations in the need for system flexibility for large scale wind power production in the Nordic countries. In Proceedings of Global Wind Power Conference, Paris 2.-5.4.2002.

OHJE: TÄYTÄ VAIN HARMAAT SOLUT (voit liikkua TAB näppäimellä)

Kuukausi / Vuosi

2000

Raportoijan nimi

TUOTANTO:		(kW)	(kWh)	(kWh)	(h)	(h)	(h)
ID Tuulivoimala	Lempinimi	Teho	brutto	netto	tuotantoaika	myrsky	kylmä aika
54 Tuulivoimala 1	Mylly 1	1000	0	0		0	0
55 Tuulivoimala 2	Mylly 2	1000	0	0		0	0
- Yhteensä		2000	0	0			

HÄIRIÖAIKA:		(kW)	(h)	(h)	(h)	(h)	(h)	(h)
ID Tuulivoimala	Lempinimi	Teho	Häiriöaika	sähköverkko	häiriö	vika	huolto	jäätyminen
54 Tuulivoimala 1	Mylly 1	1000	0	0	0	0	0	0
55 Tuulivoimala 2	Mylly 2	1000	0	0	0	0	0	0

- huolto: etukäteen suunniteltu (puoli)vuosihuolto

häiriö: toimenpiteeksi riittää esim. manual reset

vika: vaatii osan korjauksen/vaihdon, sisältää koko häiriöajan vian huomaamisesta sen korjaami

**KOMMENTIT JA TARKENNUKSET (viat ja häiriöt, syy ja komponentti):**

ID Tuulivoimala	Lempinimi	
54 Tuulivoimala 1	Mylly 1	
55 Tuulivoimala 2	Mylly 2	
- jäätymishavainto:		

vikojen ja häiriöiden vuoksi menetetty tuotanto (arvio): kWh

muuta/lisättävää:

OHJE: TÄYTÄ VAIN HARMAAT SOLUT.

Vuosi

Raportoija

Omistavan yrityksen LY tunnus

**1 Puiston käyttökustannukset**

Käyttökustannuksiin kuuluvat	Lähde: <a href="http://www.tuulivoimayhdistys.fi/sisalto/tietoa/altener/kustan.htm">http://www.tuulivoimayhdistys.fi/sisalto/tietoa/altener/kustan.htm</a>	Kustannus [ ]
Hallinnointikulut		<input type="text"/>
Vakuutukset		<input type="text"/>
Huolto- ja korjausmenot	(Kaikki mukaan lukien)	<input type="text"/>
Muut	(esim. maa-alueen vuokra)	<input type="text"/>
<b>Yhteensä</b>		<b>0</b>

**2 Mahdolliset laitoskohtaiset suuremmat kustannukset, jotka sisältyvät huolto- ja korjausmenoihin**

ID	Laitos	Vika	Kustannus [ ]
5	Mylly 1		<input type="text"/>
4	Mylly 5		<input type="text"/>
.			<input type="text"/>
.			<input type="text"/>
.			<input type="text"/>
.			<input type="text"/>

**Täyttöohjeita**

Tiedot siirretään automaattisesti tästä tiedostosta tietokantaan, joten on tärkeää, että tiedot laitetaan oikeisiin ruutuihin. Ei väliä, vaikka teksti ei mahtuisi näkyvään osaan.

Turkoosit ruudut ovat joko ihan pakko täyttää tai sitten se on ainakin erittäin suositeltavaa. Valkoiset ruudut ovat tilanteesta riippuen vapaaehtoisia.

Voimalat tulevat saamaan "virallisen" nimen sijoituspaikan ja juoksevan numeron mukaan. Samaan sijoituspaikkaan kuuluvat voimalat ovat osa samaa tuulipuistoa. Sen lisäksi niille voi antaa lempinimen, jonka ne yleensä saavat kastetilaisuudessa.

Mikäli samaan sijoituspaikkaan rakennetaan erilaisia voimaloita (voimalatyyppin, napakorkeuden, etc. mukaan), tulee tämä lomake täyttää useampaan kertaan.

**Projekti- ja sijoituspaikkatietoja**

Projektin aloituspvm	<input type="text"/>	(pp.kk.vvvv)
Sijoituspaikan kunta	<input type="text"/>	
Sijoituspaikan nimi	<input type="text"/>	
Sijoituspaikan lähin postinumero	<input type="text"/>	
Latitude	<input type="text"/>	(Käytetään karttasovelluksiin)
Longitude	<input type="text"/>	(Käytetään karttasovelluksiin)
Koordinaattien tarkkuus	<input type="text"/>	(Arvioi suullisesti)
Sijoituspaikan luonne (tunturi, etc.)	<input type="text"/>	
Arvioitu vuosituotanto	<input type="text"/>	MWh (Mikäli ei arvioitu laitoksittain)
Arvion tekijä	<input type="text"/>	(Täytä, vaikka olisi arvioitu laitoksittain)

**Omistajataho**

Yrityksen nimi	<input type="text"/>	
Yrityksen LY	<input type="text"/>	(Yritysten yksilöllistä tunnistamista varten)
Osoite	<input type="text"/>	
Postinro	<input type="text"/>	
Postitoimipaikka	<input type="text"/>	
Muuta	<input type="text"/>	

**Käyttäjätaho**

(Voi olla sama kuin omistajataho)

Yrityksen nimi	<input type="text"/>	
Yrityksen LY	<input type="text"/>	(Yritysten yksilöllistä tunnistamista varten)
Osoite	<input type="text"/>	
Postinro	<input type="text"/>	
Postitoimipaikka	<input type="text"/>	
Muuta	<input type="text"/>	

**Yhteyshenkilöt**

	Yhteyshenkilö 1	Yhteyshenkilö 2	Yhteyshenkilö 3	
Etunimi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Sukunimi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Yritys LY	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Puhelin	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Fax	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
E-mail	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Omistajatahon edustaja	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	kyllä/ei
Käyttäjä	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	kyllä/ei
Sähkölaitoksen edustaja	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	kyllä/ei
Kuukausiraportoija	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	kyllä/ei
Muuta	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	

Investointitietoja				
Investointituki		%		
Tuen myöntäjä		(Henkilö)		
Investointikustannukset		mk		
Voimaloiden hinta		mk		
Perustusten hinta		mk		
Tie/maanrakennuskustannukset		mk		
Pystytys		mk		
Verkkoonliitäntä		mk		
Suunnittelu, hallinto		mk		
Muuta				

Laitostietoja				
Valmistaja				
Laitostyyppi				
Laitoksien lukumäärä				
Napakorkeus				

Komponenttieroittelyä				
	Lavat	Generaattori	Vaihteisto	Torni
Valmistaja				
Komponentin tyypinimi				

Yksittäisistä laitoksista				
	Lempinimi	Verkkoon kytkemispvn	Lämmitysjärjestelmä	Arvioitu tuotanto MWt
Sijoituspaikan voimala 1				
Sijoituspaikan voimala 2				
Sijoituspaikan voimala 3				
Sijoituspaikan voimala 4				
Sijoituspaikan voimala 5				
Sijoituspaikan voimala 6				
Sijoituspaikan voimala 7				
Sijoituspaikan voimala 8				
Sijoituspaikan voimala 9				
Sijoituspaikan voimala 10				
Sijoituspaikan voimala 11				
Sijoituspaikan voimala 12				
Sijoituspaikan voimala 13				
Sijoituspaikan voimala 14				
Sijoituspaikan voimala 15				
Sijoituspaikan voimala 16				
Sijoituspaikan voimala 17				
Sijoituspaikan voimala 18				
Sijoituspaikan voimala 19				
Sijoituspaikan voimala 20				
Sijoituspaikan voimala 21				
Sijoituspaikan voimala 22				
Sijoituspaikan voimala 23				
Sijoituspaikan voimala 24				
Sijoituspaikan voimala 25				
Sijoituspaikan voimala 26				
Sijoituspaikan voimala 27				
Sijoituspaikan voimala 28				
Sijoituspaikan voimala 29				
Sijoituspaikan voimala 30				
Sijoituspaikan voimala 31				
Sijoituspaikan voimala 32				
Sijoituspaikan voimala 33				
Sijoituspaikan voimala 34				
Sijoituspaikan voimala 35				
Sijoituspaikan voimala 36				
Sijoituspaikan voimala 37				
Sijoituspaikan voimala 38				

Nimi	Teho kW	Valmistaja	Z/D m	Arvio MWh	Tuotanto MWh	t <sub>h</sub> h	e kWh/m <sup>2</sup>	CF	Häiriöaika h	Käytettävyys
Korsnäs 1	200	Nordtank	32/25	380	279	1393	586	0,16	792	91 %
Korsnäs 2	200	Nordtank	32/25	380	316	1582	666	0,18	91	100 %
Korsnäs 3	200	Nordtank	32/25	380	287	1435	604	0,16	832	92 %
Korsnäs 4	200	Nordtank	32/25	380	259	1294	544	0,15	1922	79 %
Sottunga	225	Vestas	30/27	450	415	1846	725	0,21	199	98 %
Siikajoki 1	300	Nordtank	30/31	650	601	2002	796	0,23		
Siikajoki 2	300	Nordtank	30/31	670	611	2038	810	0,23		
Kalajoki 1	300	Nordtank	30/31	660	515	1716	682	0,20		
Kalajoki 2	300	Nordtank	30/31	660	462	1540	612	0,18		
Kemi 1	300	Nordtank	35/31	610	259	862	343	0,10	643	93 %
Kemi 2	300	Nordtank	35/31	610	334	1112	442	0,13	29	100 %
Kemi 3	300	Nordtank	35/31	610	281	935	372	0,11	29	100 %
Pori	300	Nordtank	30/31	700	564	1881	748	0,21	136	98 %
Hailuoto 1	300	Nordtank	30/31	725	694	2314	920	0,26		
Hailuoto 2	300	Nordtank	30/31	725	708	2361	939	0,27		
Lammasoivi 2	450	Bonus	35/37	1100	537	1193	499	0,14	2031	77 %
Lammasoivi 1	450	Bonus	35/37	1100	531	1180	494	0,13	1725	80 %
Hailuoto 3	500	Nordtank	35/37	1195	1188	2375	1087	0,27		
Hailuoto 4	500	Nordtank	37/37	1275	933	1866	854	0,21		
Kuivaniemi 1	500	Nordtank	35/37	1060	671	1341	614	0,15	168	98 %
Ii	500	Nordtank	39/37	1030	621	1242	568	0,14	1259	86 %
Eckerö	500	Vestas	40/39	1200	1252	2505	1048	0,29	10	100 %
Kökar	500	Enercon	44/40	1200	1469	2937	1151	0,34	51	99 %
Värdö	500	Enercon	55/40	1200	1126	2253	883	0,26	15	100 %
Finström 1	500	Enercon	55/40	1200	1209	2418	948	0,28	57	99 %
Finström 2	500	Enercon	55/40	1200	1212	2424	950	0,28	25	100 %
Siikajoki 3	600	Nordtank	49/43	1350	949	1582	654	0,18		
Siikajoki 4	600	Nordtank	45/44	1350	1256	2094	865	0,24		
Lemland 1	600	Vestas	45/44	1200	1240	2067	816	0,24	10	100 %
Lemland 2	600	Vestas	45/44	1200	1252	2087	824	0,24	38	100 %
Lemland 3	600	Vestas	45/44	1200	1195	1992	786	0,23	71	99 %
Lemland 4	600	Vestas	50/44	1200	1135	1892	747	0,22	44	99 %
Lammasoivi 3	600	Bonus	41/44	1400	1143	1905	752	0,22	797	91 %
Olos 1	600	Bonus	41/44	1400	1175	1958	773	0,22	294	97 %
Olos 2	600	Bonus	41/44	1400	1164	1940	765	0,22	232	97 %
Olos 3	600	Bonus	41/44	1400	1104	1840	726	0,21	528	94 %
Olos 4	600	Bonus	41/44	1400	1143	1906	752	0,22	281	97 %
Olos 5	600	Bonus	41/44	1400	1081	1802	711	0,21	514	94 %

Nimi	Teho kW	Valmistaja	Z/D m	Arvio MWh	Tuotanto MWh	t <sub>h</sub> h	e kWh/m <sup>2</sup>	CF	Häiriöaika h	Käytettävyys
Föglö	600	Enercon	65/45	1400	1789	2982	1125	0,34	70	99 %
Finström 3	600	Enercon	65/45	1400	1411	2352	887	0,27	37	100 %
Lumparland 1	600	Enercon	65/45	1500	591	984	371	0,27	19	80 %
Lumparland 2	600	Enercon	65/45	1500	556	926	349	0,25	26	79 %
Lumijoki 1	660	Vestas	50/47	1800	1499	2271	864	0,26		
Kuivaniemi 2	750	NEGMicon	50/44	1500	997	1329	656	0,15	1532	83 %
Kuivaniemi 3	750	NEGMicon	50/44	1500	909	1212	598	0,14	1714	81 %
Kuivaniemi 4	750	NEGMicon	50/44	1500	1305	1740	858	0,20	80	99 %
Närpiö 1	750	NEGMicon	45/48	1600	1466	1955	810	0,22	907	91 %
Kuivaniemi 5	750	NEGMicon	50/48	1500	1484	1979	820	0,23	24	100 %
Kuivaniemi 6	750	NEGMicon	50/48	1500	1494	1992	826	0,23	36	100 %
Kuivaniemi 7	750	NEGMicon	50/48	1500	1447	1930	800	0,22	24	100 %
Meri-Pori 1	1000	Bonus	60/54	2340	1810	1810	790	0,21	611	93 %
Meri-Pori 2	1000	Bonus	60/54	2340	1975	1975	862	0,23	134	99 %
Meri-Pori 3	1000	Bonus	60/54	2330	1988	1988	868	0,23	138	98 %
Meri-Pori 4	1000	Bonus	60/54	2320	1857	1857	811	0,21	187	98 %
Meri-Pori 5	1000	Bonus	50/54	2450	2080	2080	908	0,24	192	98 %
Meri-Pori 6	1000	Bonus	50/54	2670	2356	2356	1029	0,27	646	93 %
Meri-Pori 7	1000	Bonus	50/54	2600	2333	2333	1019	0,27	534	94 %
Meri-Pori 8	1000	Bonus	50/54	2580	2613	2613	1141	0,30	163	98 %
Kotka 1	1000	Bonus	60/54	2000	1691	1691	738	0,19	67	99 %
Kotka 2	1000	Bonus	60/54	2000	1700	1700	742	0,19	427	99 %
Oulu 1	1000	WinWinD	56/60	2500	1837	1837	650	0,21	151	98 %
Oulunsalo 1	1300	Nordex	65/60	3000	2347	1806	830	0,21	867	90 %
Uusikaupunki 1	1300	Nordex	69/60	2340	2205	1696	780	0,19	582	93 %
Uusikaupunki 2	1300	Nordex	69/60	2340	2099	1615	742	0,18	567	94 %
Meri-Pori 9	2000	Bonus	80/76	6000	6578	3289	1450	0,38	29	100 %
Kuivaniemi 8	2000	Vestas	78/80	4500	4174	2087	830	0,24	1345	85 %
YHTEENSÄ	43835			98560	85762					
KESKIARVO	664,1				1299	1871	776	0,22	435	95 %
Maksimi	2000			6000	6578	3289	1450	0,38	2031	100 %
Minimi	200			380	259	862	343	0,10	10	77 %

Teho Nimellisteho  
 Z/D Napakorkeus ja roottorin halkaisija  
 Arvio Keskimääräinen arvioitu vuosituotanto  
 t<sub>h</sub> Huipunkäyttöaika kWh/kW  
 e Tuotanto suhteessa roottorin pyyhkäisyypinta-alaan kWh/m<sup>2</sup>  
 CF Kapasiteettikerroin (kWh/kW,h)  
 Käytettävyys Tekninen käytettävyys (häiriöajasta on vähennetty sähköverkkohäiriöt),  
 puuttuu mikäli häiriöaikaa ei ole raportoitu

- 1 <http://www.ewea.org/>, viittauspäivämäärä 17.2.2004.
- 2 Andersson, A., Olsson, G. Driftuppföljning av Vindkraftverk över 50 kW. Årsrapport 1999. Vattenfall, Tukholma, 2000. <http://www.elforsk.se/varme/varm-vind.html>
- 3 Laakso, T., Peltola, E., Tuulivoiman seuranta ja tilastointi, VTT Prosessit, projektiraportti, PRO4/T7506/03, 2003.
- 4 Wind Turbine Performance Summary, Wind Stats Newsletter, Vol.16, No. 2, 2003 - Vol. 17, No. 1, 2004.
- 5 Peltola, E., Petäjä, J. Tuulivoima Suomen energiahuollossa. VTT Julkaisuja 775, Espoo, 1993.
- 6 Holttinen, H. et al. Tuulivoimatuotannon vaihtelut ja niiden arviointi. VTT Tiedotteita 1800, Espoo, 1996.
- 7 SENER: Sähkön pikatilasto <http://www.energia.fi/sahko/ptil.html>, viittauspäivämäärä 19.2.2004.
- 8 Holttinen, H. The impacts of hourly wind variations in the need for system flexibility for large scale wind power production in the Nordic countries. In Proceedings of Global Wind Power Conference, Paris 2.-5.4.2002.