

AALTO-UNIVERSITETET
Tekniska högskolan
Fakulteten för elektronik, kommunikation och automation

Anders Stenberg

Analys av vindkraftsstatistik i Finland

Diplomarbete som inlämnats för granskning som lärdomsprov för avläggande av diplomingenjörsexamen.

Esbo 5.2.2010

Övervakare Prof. Jorma Luomi

Handledare Tekn.dr Hannele Holttinen

Författare:	Anders Stenberg	
Arbetets namn:	Analys av vindkraftsstatistik i Finland	
Datum:	5.2.2010	Sidantal: 57 + 10
Fakultet:	Fakulteten för elektronik, kommunikation och automation	
Institution:	Institutionen för elektroteknik	
Professur:	S-81 Elektriska drivsystem	
Övervakare:	Prof. Jorma Luomi	
Handledare:	Tekn.dr Hannele Holttinen	
<p>Statistikuppföljningen i Finland innefattar produktionsstatistik, hindertider samt klassificering av tekniska fel. Produktionsstatistik har samlats in sedan år 1992 och felstatistik sedan år 1996.</p> <p>I det här diplomarbetet analyseras vindkraftsstatistiken. I analysen granskas felstatistiken som samlats in mellan åren 1996 och 2008. Informationen är uppdelad enligt verkens komponenter och driftår. På detta sätt får man en uppfattning om de enskilda komponenternas andel av den totala hindertiden. Identifieringen av de kritiska komponenterna är av stor vikt för att forskningen, utvecklingen och resurserna ska styras i rätt riktning. Denna analys ger även information om när det statistiskt sett är sannolikt att fel uppstår, vilket underlättar planeringen av underhåll och anskaffningen av reservdelar. Analysen inkluderar data från sammanlagt 72 vindkraftverk.</p> <p>Detta diplomarbete behandlar även vindkraftens utveckling till dagens datum samt framtidsplanerna för Finlands del. Enligt planerna ligger en kraftig utbyggnad av vindkraften framför oss. Detta kommer att påverka statistikuppföljningen eftersom mängden data kommer att mångdubblas. Denna studie behandlar också vindkraftverkens funktionsprincip samt de viktigaste komponenterna i ett vindkraftverk.</p> <p>Resultatet av det analyserade materialet visar att de största enskilda orsakerna till lång hindertid är fel i växeln och hydraulsystemet medan det största antalet fel uppkommer i hydraulsystemet. Hindertiden är ungefär 200 timmar per år och verk, jämnt fördelad över verkens drifttid, med undantag för de äldsta verken där andelen hindertid är klart större. De äldre verken har haft stora problem med hydrauliken och luftbromsarna. Detta ger en indikation på att andelen hindertid ökar när verkets ålder överskrider 15 år.</p>		
Nyckelord: vindenergi, vindkraft, statistik, felstatistik, hindertid, driftuppföljning		

Tekijä:	Anders Stenberg	
Työn nimi:	Suomen tuulivoimatilastojen analysointi	
Päivämäärä:	5.2.2010	Sivumäärä: 57 + 10
Tiedekunta:	Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta	
Laitos:	Sähkötekniikan laitos	
Professori:	S-81 Sähkökäytöt	
Työn valvoja:	Prof. Jorma Luomi	
Työn ohjaaja:	Tekn.tri Hannele Holttinen	
<p>Suomalainen tuulivoimatilastoseuranta koostuu tuotantotilastotiedoista sekä seisokkiaika- ja vikaerittelytiedoista. Tuotantotilastoja on ylläpidetty vuodesta 1992 ja vikatilastoja vuodesta 1996.</p> <p>Tämä diplomityö sisältää tuulivoimatilastojen analysoinnin. Analyysissä tutkitaan vikatilastojen saatua dataa vuodesta 1996 vuoteen 2008. Tieto on jaoteltu tuulivoimalaitoksen komponenttien ja käyttövuosien mukaan. Tällä tavalla saadaan arvioitua eri komponenttien osuudet käyttökatkoista. Kriittisten komponenttien tunnistaminen on tärkeä osa tuulivoiman tutkimusta ja kehitystä. Näitä tietoja voidaan hyödyntää myös huollon suunnittelussa ja varaosien hankkimisessa. Analyysi sisältää dataa kaiken kaikkiaan 72 laitoksesta.</p> <p>Tässä diplomityössä käydään myös läpi tuulivoiman kehitys tähän päivään saakka sekä tulevaisuuden tavoitteet Suomen osalta. Tavoitteena on lisätä tuulivoimaa voimakkaasti. Tämä aiheuttaa muutoksia myös tilastojen seurantaan kun datamäärä kasvaa moninkertaiseksi. Työssä käydään myös läpi tuulivoimalan toimintaperiaate ja tärkeimmät komponentit.</p> <p>Analysoidun datan perusteella eniten seisokkiaikaa aiheuttivat vaihteen ja hydraulikkajärjestelmän viat ja lukumääräisesti eniten vikoja tapahtuu hydraulikkajärjestelmässä. Seisokkiaika on melko tasaisesti jakautunut käyttövuosien varrelle noin kahteensataan tuntia vuodessa laitosta kohden. Poikkeuksena tähän ovat vanhat laitokset joissa on ollut suurempia hydraulikkajärjestelmään ja ilmajarruun liittyviä ongelmia. Tämän aineiston perusteella seisokkiaika lisääntyy kun laitokset ovat yli 15 vuotta vanhoja.</p>		
Avainsanat: tuulienergia, tuulivoima, tilastot, vikatilastot, häiriöaika, seisokkiaika		

Author:	Anders Stenberg	
Title of thesis:	Analysis of wind turbine statistics in Finland	
Date:	5.2.2010	Number of pages: 57 + 10
Faculty:	Faculty of Electronics, Communications and Automation	
Department:	Department of Electrical Engineering	
Professorship:	S-81 Electric Drives	
Supervisor:	Prof. Jorma Luomi	
Instructor:	Hannele Holttinen, D.Sc. (Tech.)	
<p>The wind turbine statistics in Finland comprise data on monthly production and downtime from grid connected turbines. Statistics of production have been compiled since 1992 and the failure statistics since 1996.</p> <p>This thesis contains an analysis of the wind turbine statistics. In the analysis the failure statistics between the years 1996 and 2008 are examined. The thesis presents disturbance time of different components as a function of the life time of turbines. The result is an estimate for the downtime of each component. Data from 72 wind turbines are included in the analysis. This information is of great importance in the field of research and development but can also be used in the scheduling of maintenance and acquisition of spare parts.</p> <p>In this work, the development of wind power until today and the future wind power scenario in Finland are reported. There will be a large increase in wind power according to the target. This development will also have an influence on compiling of statistics as the amount of data grows. The thesis also deals with the operational principle of a wind turbine and the most important components of the system.</p> <p>The study shows that the main causes of downtime are failures in the gear and the hydraulic system. The largest number of failures arises in the hydraulic system. The downtime is spread evenly over the life time of a turbine with about 200 hours of downtime per year and turbine with the exception of the oldest turbines in the survey. This was due to an increase in downtime in the hydraulic system and tip brakes of older turbines. This result indicates a rise in downtime as the turbine reaches an age of 15 years.</p>		
Keywords: wind energy, wind power, statistics, failure statistics, downtime		

Förord

Syftet med detta diplomarbete har varit att kartlägga och analysera vindkraftsstatistiken i Finland. Arbetet har gjorts vid forskningsgruppen för vindenergi vid Statens tekniska forskningscentral (VTT). Jag vill tacka professor Jorma Luomi som övervakat detta diplomarbete samt teknologie doktor Hannele Holttinen som handlett arbetet för god handledning och kreativa idéer.

Jag vill tacka Henrik Lindqvist och Marika Lindberg vid Ålands Vindenergi Andelslag och Raimo Huuhtanen på Vapo för möjlighet till studiebesök i Mariehamn och Kuivaniemi samt Herbert Byholm från Vasa Elektriska för värdefull information om vindkraftverken i Korsnäs.

Jag tackar även min familj för stöd och uppmuntran under hela min studietid. Ett extra stort tack riktas till Maria för arbetet med språkgranskningen.

Esbo 5.2.2010

Anders Stenberg

Innehållsförteckning

Förord	5
Innehållsförteckning.....	6
Symbolförteckning.....	8
1 Inledning.....	9
2 Utveckling av vindkraften.....	10
2.1 Vindkraften i Finland.....	10
2.2 Vindkraften i Finland i framtiden.....	13
2.3 Vindkraften i övriga delar av världen.....	14
3 Vindkraftverken och deras komponenter	18
3.1 Funktionsprincip.....	18
3.2 Typer av vindkraftverk	18
3.3 Vindkraftverkens komponenter.....	19
3.3.1 Rotorn	20
3.3.2 Växeln	23
3.3.3 Generatoren och elsystemet	24
3.3.4 Tornet och fundamentet	27
3.3.5 Girsystemet.....	28
3.3.6 Hydraulsystemet	29
3.3.7 Kontrollenheten, mätningstrustningen och övervakningen.....	29
4 Statistikuppföljning och rapportering.....	30
4.1 Datainsamling	30
4.2 Beräknade värden	32
4.3 Rapportering.....	33
4.4 Exempel på driftuppföljning i andra länder	34
5 Felstatistik	35
5.1 Val av data	35
5.2 Fördelning av den totala hindertiden.....	36
5.3 Kategorisering av fel	38
5.4 Distribution av hindertid och fel med avseende på verkens ålder	41
5.4.1 Växeln	42
5.4.2 Generatoren.....	43
5.4.3 Elsystemet	44
5.4.4 Bladvinkelregleringen.....	44
5.4.5 Bromsarna	45
5.4.6 Hydrauliken.....	46
5.4.7 Girsystemet.....	47
5.4.8 Givarna.....	48
5.4.9 Kontrollsystemet.....	48
5.4.10 Rotorn	49
5.4.11 Strukturen.....	50
5.4.12 Uppvärmningen	50
5.4.13 Nätanslutningen	51

6	Automatisering av rapporteringen	52
6.1	Timserier via Finsk Energiindustri.....	52
6.2	Inrapportering via vindkraftverkets kommunikationssystem	53
6.3	Automatisering av felstatistik	54
7	Sammanfattning	55
	Källor	56
	Bilaga 1: Vindkraftverk i Finland (2008).....	58
	Bilaga 2: Planerade vindkraftsprojekt (December 2009).....	61
	Bilaga 3: Kuvatekstit ja taulukkotekstit	64
	Bilaga 4: Figure and table captions in English	66

Symbolförteckning

A	tvärsnittsytta
A_t	teknisk tillgänglighet
CF	kapacitetsfaktor
e	produktion per svept ytenhet
P_n	nominell effekt
P_{vind}	vindens effekt
T	tidsintervall
τ	utnyttjningstid
t_{off}	tiden för driftstopp
v	vindens hastighet
W	produktion
ρ	luftens densitet

1 Inledning

Vindkraften är den källa av förnybar energi som utökas mest i dag. En expandering av vindkraften är nödvändig för att Finland ska uppnå de krav EU ställt angående förnybara energikällor och minskning av koldioxidutsläpp. Finlands vindkraftskapacitet uppgick i slutet av år 2008 till 142 MW och målsättningen i regeringens energistrategi för år 2020 är 2 000 MW.

Vindkraftsstatistiken är en bra källa för information vid planering av nya vindkraftsinvesteringar. Statistikuppföljningen innefattar förutom produktionsstatistik även information om stagnations- och hindertider samt klassificering av tekniska fel. Statistiken fungerar även som resultatuppföljning över produktionen och ger dessutom ett värde för verkens tekniska tillgänglighet.

Produktionsstatistik har samlats in av vindkraftsproducenter sedan 1992 och information om fel och störningar sedan 1996. Målet med min studie är att undersöka de data som statistikinsamlingen gett med tyngdpunkt på en analys av felstatistiken. Informationen är uppdelad per komponent enligt verkens driftår i ett försök att illustrera komponenternas statistiska livslängd. En trovärdig uppskattning av komponenternas livslängd är av stor hjälp vid planeringen av underhåll och förebyggande service. Informationen analyseras också som en helhet för att identifiera de komponenter som orsakar hindertid för vindkraftverken.

Kapitel två behandlar vindkraftens utveckling i Finland och världen samt framtidsplanerna för Finlands del. I kapitel tre tas vindkraftverkens funktionsprincip och tekniska aspekter upp. Här finns även information om vilka tekniska lösningar som används i Finland. Kapitel fyra redogör för hur driftuppföljningen och rapporteringen fungerar i praktiken. Kapitel fem innehåller en analys av felstatistiken. Information om antalet tekniska fel och hindertid analyseras för att hitta de svaga punkterna i ett vindkraftverk. Kapitel sex behandlar automatisering av rapporteringen med tanke på framtiden, för att de krav som en snabbare utveckling av vindkraften innebär ska kunna nås. Några alternativa modeller presenteras. Kapitel sju är en sammanfattning av de viktigaste aspekterna.

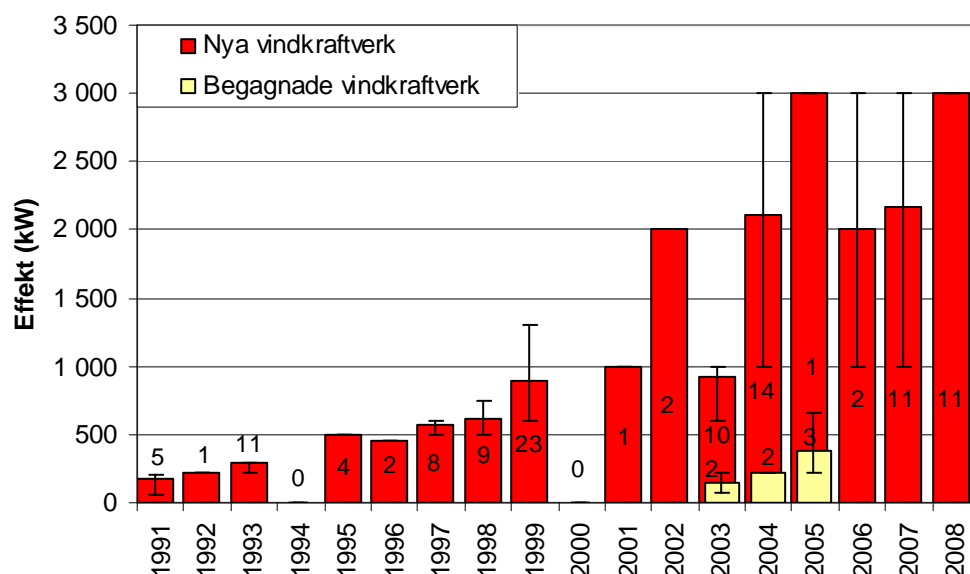
2 Utveckling av vindkraften

2.1 Vindkraften i Finland

Första vindkraftverket som kopplades in i det finländska kraftnätet restes 1986 (Malmgren & Mansén 2000 s. 7). Vindkraftverket var dansktillverkat med en effekt på 300 kW och restes i Ingå, främst som ett forskningsobjekt för att samla information och data under drift. Starten innebar många tekniska problem, speciellt under den kalla perioden av året, vilket i sin tur gav många erfarenheter av drift i kallt klimat. Verket monterades ner 1994.

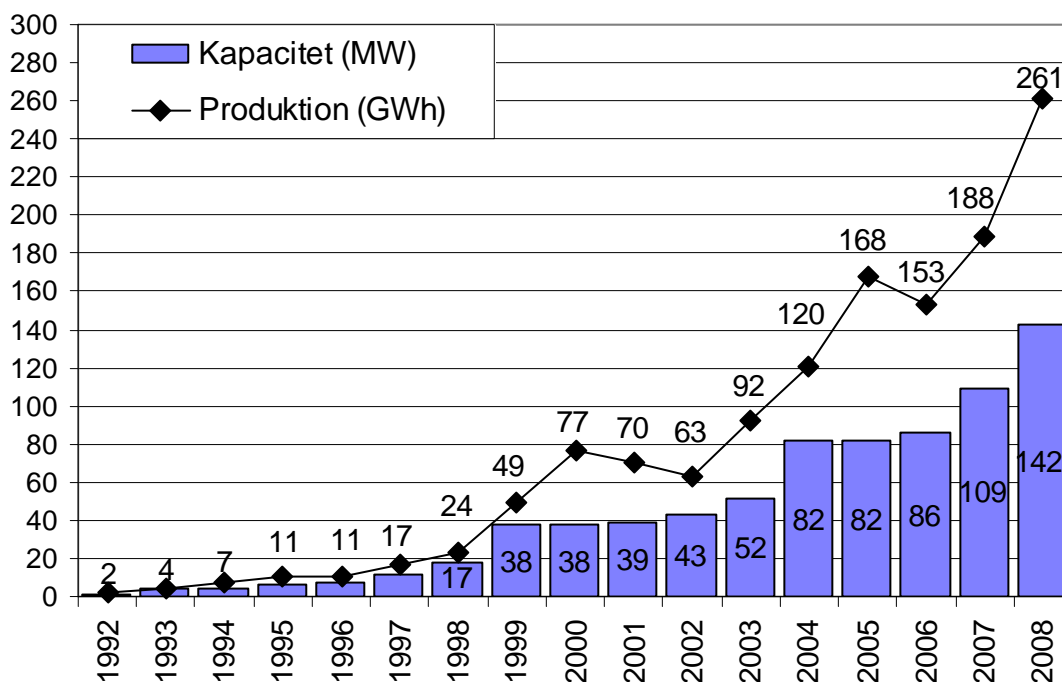
Nästa stora steg i utvecklingen var 1991 när den första vindkraftsparken byggdes i Korsnäs. Där restes fyra verk, alla med en effekt på 200 kW. Dessa verk möjliggjorde forskning kring hur vindkraftverk kan anslutas till distributionsnätet. Eftersom nätet inte planerats för att ansluta elproducenter till det, väckte frågor som vindkraftverkens inverkan på elnätets komponenter samt kvaliteten på elen stort intresse, se t.ex. (Lemström 1991) eller (Holttinen & Peltola 1994).

Från år 1991 byggdes vindkraften ut ytterligare med några vindkraftverk per år, där effekterna för de enskilda verken småningom blev större och närmade sig 1 MW. Denna utveckling presenteras i figur 1. Under år 1999 restes 23 vindkraftverk, varav åtta i Björneborg, som i och med det fick landets största vindkraftspark. Då var den största effekten för ett enskilt vindkraftverk 1,3 MW och den totala effekten 38 MW. Antalet vindkraftverk i hela landet var då 63.



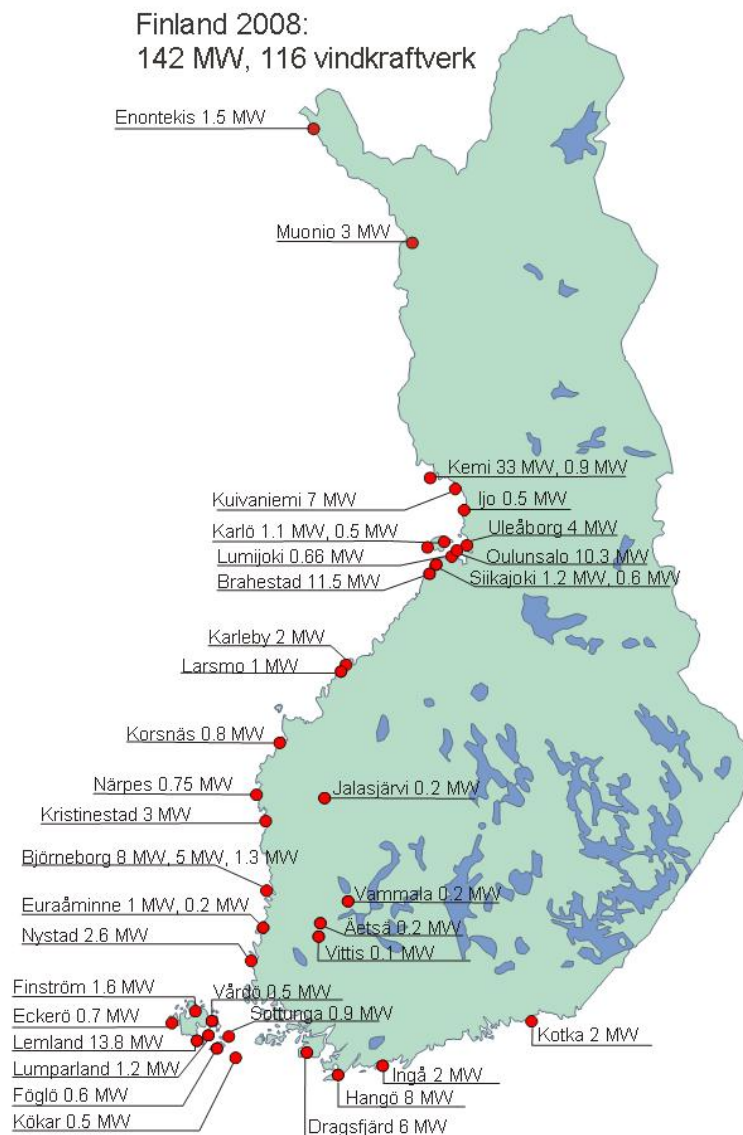
Figur 1. Årligen byggda vindkraftverk: medeleffekt och variation. Antalet verk anges med hjälp av siffror i staplarna.

Mellan år 2000 och 2007 restes 48 vindkraftverk, av dem var 41 nya och sju begagnade. Under år 2008 restes elva verk, nio av dem i Kemi och två i Uleåborg. Alla dessa enheter har en effekt på 3 MW, vilket innebär att den totala effekten steg med 33 MW och utgjorde 142 MW i slutet av 2008. Då var antalet vindkraftverk i landet 116. Mera information om verken finns i bilaga 1, vindkraftverk i Finland. Kapacitetens och produktionens utveckling under åren 1992 till 2008 ses i figur 2.



Figur 2. Vindkraftskapaciteten och produktionen i Finland under åren 1992–2008.

Vindkraftverken i Finland är i huvudsak placerade vid väst- och sydkusten samt på Åland. Placeringen av vindkraftverken presenteras i figur 3. Orsaken till att vindkraftverken är placerade på detta sätt är att vindens energiinnehåll är större vid kusten eller ute till havs än i inlandet, vilket är avgörande för hur mycket ett vindkraftverk kan producera.



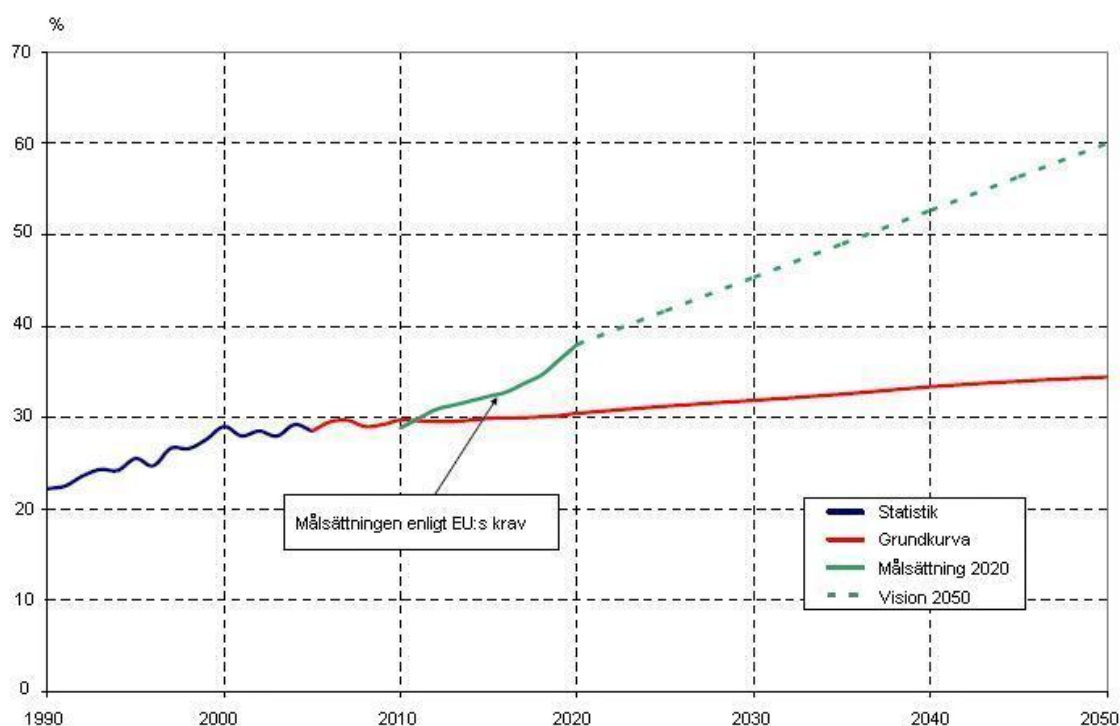
Figur 3. Vindkraftverkens placering vid slutet av 2008.

Eftersom den finländska terrängen är varierande och består av både skogar och sjöar kan det vara svårt att avgöra om en plats är lämplig för vindkraft. Därför görs det noggranna mätningar i området innan de planerade projekten blir förverkligade. Ett bra hjälpmedel är att göra en produktionsanalys med hjälp av en vindatlasmodell (Meteorologiska institutet 2009). Dessutom har vindkraftsstatistiken en betydande roll i planeringen av nya vindkraftverk eftersom antalet referenspunkter ökar.

Förutom goda vindförhållanden finns det en rad andra faktorer som bör tas i beaktande. Sådana faktorer är till exempel utgifter vid eventuella vägbyggen och transporter, markförhållanden och närmiljön samt kostnaderna för anslutningen till elnätet och möjligheten att koppla in verket till önskvärd spänningsnivå.

2.2 Vindkraften i Finland i framtiden

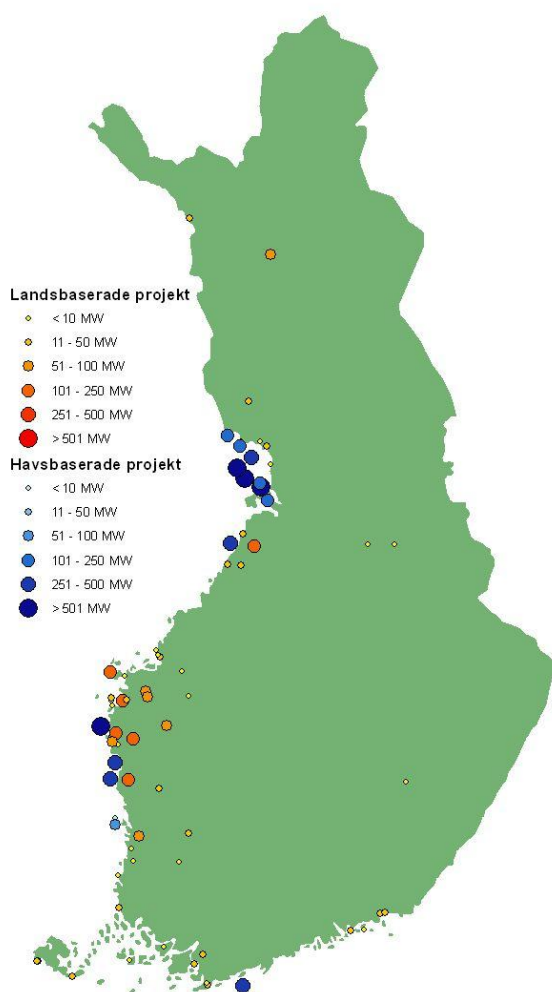
I november 2008 presenterade regeringen en strategi för Finlands energipolitik som står som riktlinje fram till år 2020 (Arbets- och näringsministeriet 2008). Strategin innefattar även en preliminär plan fram till år 2050. Utgångspunkten är att få ner koldioxidutsläppen enligt de gränser EU satt upp. För Finlands del innebär detta att koldioxidutsläppen ska minska med 16 % fram till 2020 jämfört med nivån år 2005. Enligt rapporten bör den totala energianvändningen hållas under 310 TWh och elförbrukningen under 98 TWh år 2020. Dessutom bör 38 % av den totala energianvändningen komma från förnybara källor. År 2005 var denna andel 28,5 %. Detta kan ses i figur 4 där kurvorna visar den aktuella och den eftersträvade utvecklingen för andelen förnyelsebar energi.



Figur 4. Andelen förnyelsebara energikällor från 1990 till 2005 samt en uppskattning både på den aktuella och den eftersträvade utvecklingen fram till 2050 (Arbets- och näringsministeriet 2008 s. 42).

Enligt strategirapporten bör vindkraftens andel uppgå till 6 TWh, vilket motsvarar ungefär 24 % av det totala tillskottet av förnyelsebar energi på 25 TWh. Detta innebär att effekten måste höjas från 142 MW, som vi har i dagsläget, till ungefär 2 000 MW år 2020. För att snabba på utbyggnaden av vindkraften utarbetas en inmatningstariff som är planerad att tas i bruk i början av 2010. Tariffens nivå kommer att ligga på 83,5 €/MWh för en period på 12 år efter att verket tagits i bruk. Nivån på tariffen kommer dessutom att vara en aning högre de närmaste åren, nämligen 90,2 €/MWh, för att ytterligare sporra en snabb utbyggnad (Arbets- och näringsministeriet 2009 s. 9–10).

Figur 5 visar en karta över Finland där de planerade vindkraftsprojekten är markerade. Bland projekten för 2010 finns till exempel 12 MW i Fredrikshamn, 24 MW i Torneå, 18 MW i Lovisa och 12 MW i Brahestad. Dessutom planerar EPV Vindkraft Ab en park på 39 vindkraftverk och en effekt på ungefär 117 MW i Korsholm år 2011. Bland projekten i havsområden är Hyötytuuli Oy först ute med ett pilotprojekt i Björneborg på två turbiner, vardera 3 MW. Målet är en park på 100 MW år 2011. Dessutom finns det planer på vindkraftsparker i havsområden bland annat i trakterna kring Uleåborg, Närpes, Kristinestad och Ingå. Effekterna per park stiger upp mot hundratals megawatt per projekt. Närmare uppgifter om projekten finns i bilaga 2.

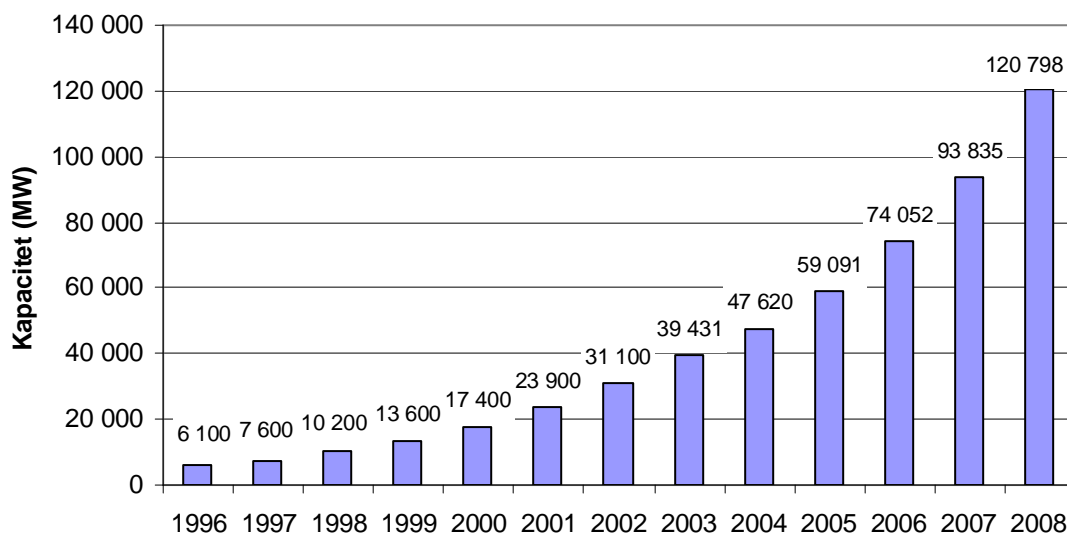


Figur 5. Planerade vindkraftsprojekt i Finland. Kartan är uppdaterad i december 2009.

2.3 Vindkraften i övriga delar av världen

Det världsomfattande rådet för vindenergi (GWEC) skriver i årsrapporten för 2008 (Global Wind Energy Council 2009a s. 8) att världens vindkraftskapacitet var drygt 120 GW vid slutet av året. Detta motsvarar en årlig elproduktion på cirka 260 TWh.

Figur 6 visar hur kapaciteten har utvecklats sedan 1996. Under 2008 installerades 27 GW, vilket innebär att den totala effekten ökade med 28,8 % från år 2007.



Figur 6. Vindkraftskapaciteten i världen under åren 1996–2008 (Global Wind Energy Council 2009a s. 10).

Enligt rapporten (Global Wind Energy Council 2009a s. 8–9) hade USA den största andelen av de nya installationerna under år 2008. Den nya kapaciteten i USA uppgick till 8,4 GW och därmed var den totala kapaciteten över 25 GW vid årets slut. Agenturen för internationell energi (IEA) meddelar i årsrapporten för 2008 (International Energy Agency 2009 s. 287) att elproduktionen i USA var 71 TWh vilket motsvarar 1,9 % av landets totala elkonsumtion. USA gick därmed förbi Tyskland som hade knappt 24 GW vid samma tidpunkt. Kinas effekt fördubblades, för fjärde året i rad, och är nu drygt 12 GW (Global Wind Energy Council 2009a s. 24). I tabell 1 finns en mer detaljerad lista över fördelningen av kapaciteten länderna emellan.

Tabell 1. Vindkraftskapacitetens fördelning mellan olika länder vid slutet av 2008. (Global Wind Energy Council 2009a s. 9)

Land	MW	%
USA	25 170	20,8
Tyskland	23 903	19,8
Spanien	16 754	13,9
Kina	12 210	10,1
Indien	9 645	8,0
Italien	3 736	3,1
Frankrike	3 404	2,8
Storbritannien	3 241	2,7
Danmark	3 180	2,6
Portugal	2 862	2,4
Resten av världen	16 693	13,8
Total	120 798	100

Enligt uppgifter från den europeiska vindkraftsföreningen (EWEA) (European Wind Energy Association 2009a) har det installerats 8,9 GW ny kapacitet i Europa under 2008 och därmed var den totala kapaciteten 66 GW. Detta motsvarar en årlig elproduktion på cirka 140 TWh (European Wind Energy Association 2009b). Tyskland hade den största andelen ny kapacitet, nästan 1,7 GW, vilket innebär att de behåller sin ledande position angående den totala kapaciteten på 24 GW. Spanien hade drygt 1,6 GW nyinstallerad kapacitet, vilket bidrar till Spaniens totala kapacitet på knappa 17 GW. Finland är på 18:e plats med 142 MW i denna jämförelse. I tabell 2 finns mera detaljerade uppgifter om kapacitetens fördelning mellan de europeiska länderna.

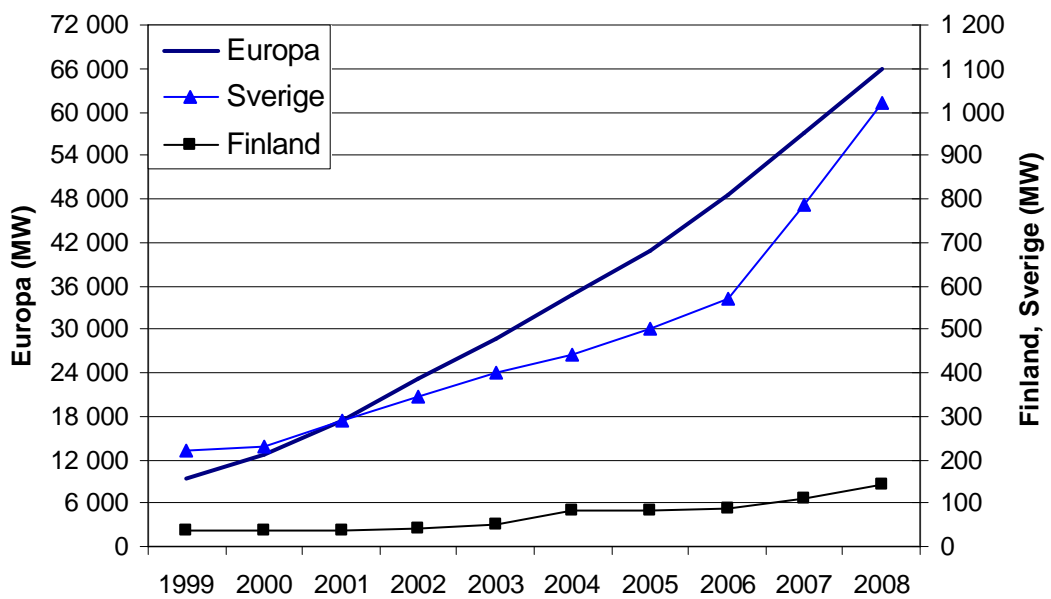
Enligt årsrapporten av IEA (International Energy Agency 2009 s. 95) producerade Danmark el med vindkraft motsvarande 19,3 % av landets elkonsumtion. Samma siffra (International Energy Agency 2009 s. 123, 135, 145, 225, 235) för Spanien är 11,5 %, för Portugal 11,0 %, för Irland 8,7 % och för Tyskland 6,5 % medan den i Finland är 0,3 %.

Tabell 2. Vindkraftskapacitetens utveckling samt fördelning mellan de europeiska länderna under tiden 2000–2008 (European Wind Energy Association 2009a).

MW	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tyskland	6 113	8 754	11 994	14 609	16 629	18 428	20 622	22 247	23 903
Spanien	2 235	3 337	4 825	6 203	8 263	10 027	11 615	15 131	16 740
Italien	427	697	788	904	1 265	1 717	2 123	2 726	3 736
Frankrike	66	78	148	253	390	757	1 567	2 454	3 404
Storbritannien	406	474	552	648	907	1 353	1 963	2 406	3 241
Danmark	2 300	2 417	2 889	3 115	3 118	3 122	3 136	3 125	3 180
Portugal	100	125	195	296	522	1 022	1 716	2 150	2 862
Holland	446	493	693	910	1 079	1 219	1 560	1 747	2 225
Sverige	231	290	345	399	442	500	572	788	1 021
Irland	118	125	137	191	339	496	745	795	1 002
Österrike	77	94	140	415	606	819	965	982	995
Grekland	189	272	297	375	473	573	746	871	985
Polen	5	22	27	63	63	73	152	276	472
Norge	13	17	97	101	160	267	325	326	428
Belgien	13	31	35	68	96	167	193	287	384
Bulgarien	0	0	0	0	1	10	36	57	158
Tjeckien	7	5	3	9	17	26	50	116	150
Finland	38	39	43	52	82	82	86	110	142
Ungern	0	1	2	2	3	17	61	65	127
Estland	0	2	2	2	3	30	32	59	78
Litauen	0	0	0	0	7	7	48	51	54
Luxemburg	15	15	17	22	35	35	35	35	35
Lettland	0	2	24	26	27	27	27	27	27
Schweiz	3	5	5	5	9	12	12	12	14
Resten av Europa	10	47	70	136	104	109	176	270	569
Europa	12812	17342	23212	28804	34640	40895	48563	57113	65932

För Sveriges del rapporterar energimyndigheten (Energimyndigheten 2009 s. 7) att det fanns 1 138 vindkraftverk i landet vid slutet av 2008. Enligt EWEA (European Wind Energy Association 2009a) var Sveriges kapacitet 1 021 MW vid samma tidpunkt och den totala produktionen för 2008 uppgick till 1,99 TWh (Energimyndigheten 2009 s. 8). Sveriges regering (Miljödepartementet 2009 s. 13) har sammanställt en energistrategi där vindkraftens andel innebär en elproduktion av storleksordningen 30 TWh år 2020.

Grafen i figur 7 visar tydligt att utbyggnaden av vindkraft i Sverige har skett i en mycket större omfattning än i Finland. Detta beror till en stor del på politiska åtgärder, det vill säga skillnader i bland annat stödsystem och lagar som berör utbyggnaden, se t.ex. (Henriksson & Frände 2008).



Figur 7. Vindkraftskapacitetens utveckling i Finland, Sverige och Europa under åren 1999–2008.

3 Vindkraftverken och deras komponenter

3.1 Funktionsprincip

Ett vindkraftverk tar till vara den kinetiska energin som finns i vinden genom att konvertera den till rotationsenergi och vidare till elektrisk energi med hjälp av en generator. Effekten i vinden är

$$P_{vind} = \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (3.1)$$

där A är tvärsnittsytan, ρ luftens densitet och v vindhastigheten.

Ett vindkraftverk kan inte konvertera all denna energi eftersom luften bakom verket i så fall skulle stå helt stilla. Enligt Betz lag, se t.ex. (Ackermann et al. 2005 s. 34), är det teoretiskt möjligt att ta till vara ungefär 59,3 % av vindens energiinnehåll, men i praktiken kan denna siffra inte uppnås eftersom det uppstår förluster vid överföring och omvandling av energin.

Vindens hastighet varierar kontinuerligt. Snabba förändringar, t.ex. vindpustar, beror på turbulens som uppkommer i luften. Förändringar som varierar med dygnet, t.ex. land- och sjöbris, beror på tryck- och temperaturskillnader. Längre variationer än dessa uppkommer i och med att väderförhållandena växlar med årstiderna. Dessa faktorer är av stor betydelse i valet av verkens teknik och design.

Energien som i praktiken tas till vara varierar kraftigt eftersom vindens hastighet påverkar effekten med en potens av graden tre. De snabba variationerna i vindens hastighet måste tas i beaktande vid designen av verket så att påfrestningarna fördelas jämnt. I ett längre tidsperspektiv är det vindens energiinnehåll som är den viktigaste faktorn. Detta innebär att vindhastighetens fördelning bör beaktas för att man ska få en uppskattning om energiinnehållet i vinden. En produktionskalkyl kan göras utgående från en jämförelse mellan vindhastighetens fördelning och verkets vindeffektkurva.

Det bör dock påpekas att det inte alltid är optimalt att tillverka vindkraftverk för en maximal utvinning av energi, eftersom det är en kombination av teknik och ekonomi som styr utvecklingen. Det mest fördelaktiga är att optimera kostnaderna per tillvaratagen kilowattimme.

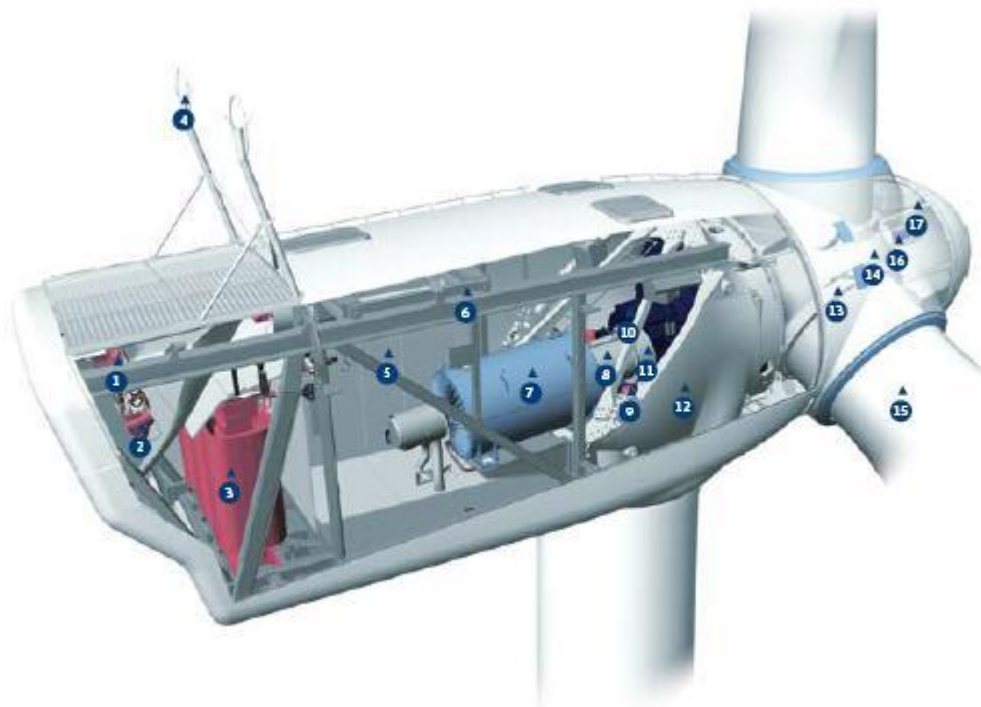
3.2 Typer av vindkraftverk

Under vindkraftens utveckling har många typer av konstruktioner undersökts och testats. Dessa kan indelas i två huvudgrupper beroende på rotoraxelns riktning; horisontal- eller vertikalaxlade vindkraftverk. De kändaste typerna av vertikalaxlade vindkraftverk är Savoniuursturbinen, Darrieuursturbinen samt Giromillturbinen. De

tillverkas vanligtvis i små modeller som inte kopplas till elnätet. Största fördelen med dessa verk är att maskinhuset kan placeras på marknivå vilket underlättar installation och underhåll. För mera information om de vertikalaxlade vindkraftverken se t.ex. (Wizelius 2007 s. 95–101). Bland de horisontalaxlade vindkraftverken, för industriellt bruk, är den vanligaste modellen en trebladig rotor, bland annat tack vare dess fördelaktiga effektkurva (Wizelius 2007 s. 89). En utförligare redovisning för de trebladiga horisontalaxlade vindkraftverkens funktion och konstruktion finns i nästa avsnitt.

3.3 Vindkraftverkens komponenter

Huvudkomponenterna i ett vindkraftverk är torn, maskinhus och rotor. På marknaden finns ett flertal tekniska lösningar och sammansättningar av dessa komponenter. De viktigaste delarna i maskinhuset för ett typiskt verk skildras i figur 8, hämtad ur broschyren för Vestas V90 (Vestas 2009).



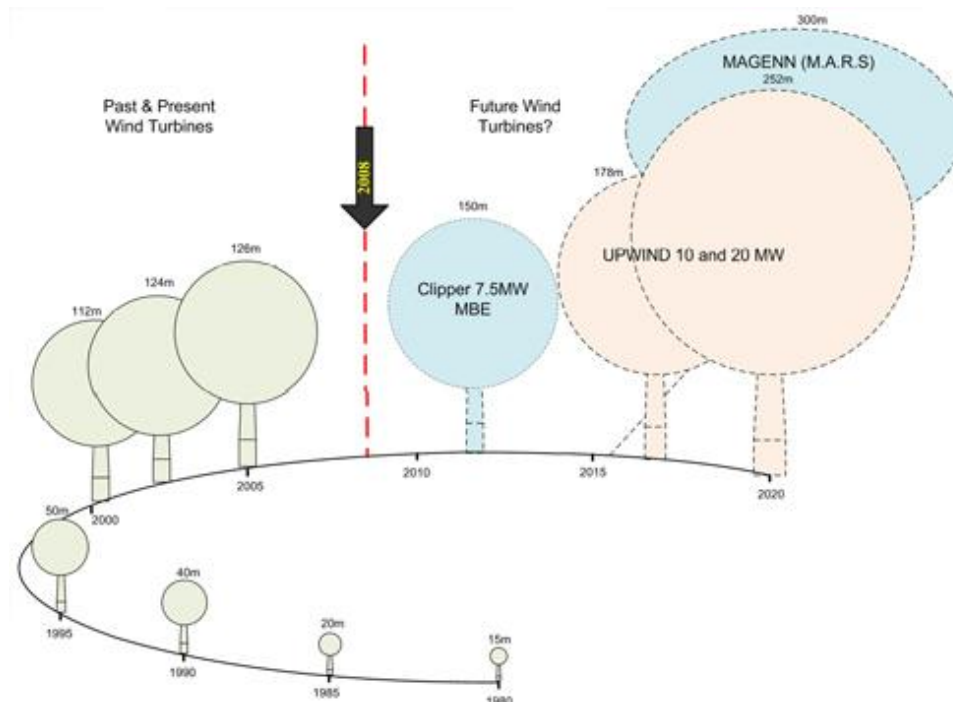
- | | |
|-----------------------------------|------------------------------|
| 1. Oljekylare | 10. Växellåda |
| 2. Generatorns luftkylning | 11. Mekanisk parkeringsbroms |
| 3. Högspänningstransformator | 12. Maskinfundament |
| 4. Anemometer | 13. Bladlager |
| 5. VMP-toppstyrning med omformare | 14. Nav |
| 6. Servicekran | 15. Rotorblad |
| 7. Generator | 16. Pitchcylinder |
| 8. Kompositkoppling | 17. Navstyrning |
| 9. Girväxel | |

Figur 8. Innehållet i maskinhuset för vindkraftverket Vestas V90 (Vestas 2009).

3.3.1 Rotorn

Rotorn i de horisontalaxlade vindkraftverken består av nav och rotorblad. Antalet rotorblad kan variera, men tre är det vanligaste antalet. I Finland har alla stora verk tre blad. Konstruktionen med tre blad har fördelaktiga egenskaper gällande effekt, stabilitet, ljudnivå och visuella egenskaper jämfört med andra alternativ. Kostnaden för rotorn är drygt 22 % av den totala kostnaden för hela verket (European Wind Energy Association 2009c s. 37).

Bladen tillverkas i huvudsak av polyester eller epoxi som förstärks med glasfiber eller kolfiber (Wizelius 2007 s. 116). Aluminium och stål är däremot numera uteslutna på grund av materialens vikt och dåliga utmattningsegenskaper. Utvecklingen går mot allt större blad, vilket illustreras i figur 9. Längre blad innebär större maximal effekt. De längsta bladen som serietillverkas idag är över 60 meter långa och de används för verk med effekten 5–6MW. Detta ställer allt tuffare krav på valet av material och design. Det börjar även bli allt vanligare att flera material används för olika delar av bladet. De allra längsta bladen tillverkas i sektioner för enklare transport. Forskningen kring rotorbladen och deras egenskaper har stor betydelse för vindkraftens utveckling. För Finlands del har VTT forskat inom EU-projektet UpWind (UpWind 2009) som behandlar vindkraftverk i storleksordningen 8–10 MW där bladlängden är upp mot 90 meter.



Figur 9. Utvecklingen av rotorns storlek för kommersiella vindkraftverk (Global Wind Energy Council 2009b).

Rotorbladen används även för effektregering. Vindkraftverken är planerade för att få maximal uteffekt vid en förutbestämd vind, så kallad märkvind, som vanligtvis ligger mellan 12 och 16 m/s. Effekttuttaget måste därför begränsas när vinden överskrider detta värde för att skydda generatoren för överbelastning. Metoderna för effektregeringen kan

delas in i stallreglering (överstegring), aktiv stallreglering och bladvinkelreglering, d.v.s. pitchreglering.

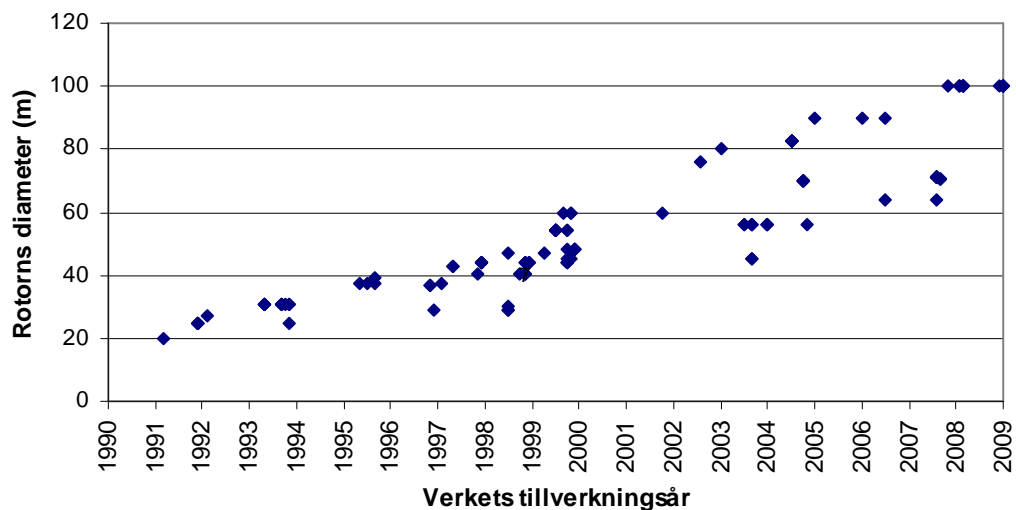
Stallreglerade verk (Hau 2006 s. 108–112) har bladen fastmonterade i navet. Stalleffekten uppkommer när vindens anfallsvinkel blir tillräckligt stor så att lyftkraften avtar. Bladen är torderade så att stalleffekten börjar vid de inre delarna av bladen och sprids utåt när vindstyrkan ökar. Denna konstruktion är väldigt enkel men kräver en noggrann förhandsberäkning av bladens geometri så att stalleffekten uppkommer vid önskat varvtal. På detta sätt justeras effektuttaget ur vinden för att undvika överbelastning.

En vidare utveckling från stallreglerade verk är aktiv stall (Hau 2006 s. 112–113). Regleringen aktiv stall baserar sig också på stalleffekten, men verken har då vridbara blad i navet. Detta betyder att stalleffektens utbredning kan regleras och produktionen kan därmed optimeras. Dessa två metoder används för att begränsa effektuttaget när vindhastigheten överskrider märkvinden.

För att stoppa rotationen i stallreglerade verk har verken en vridbar bladspets som kan användas som aerodynamisk broms. Problem med bladspetsarnas konstruktion uppstår när längden på rotorbladen ökas. Bladspetsens hastighet är hög när bladen är långa och den koncentrerade belastningen på bladspetsen blir svår att hantera. För att undvika detta problem vid större rotorer används bladvinkelreglering.

Bladvinkelregleringen (Hau 2006 s. 103–104) utnyttjar inte stalleffekten och bladen kan därför ha andra profiler. Regleringen fungerar genom att rotorbladen vrids i navet för att ändra vindens anfallsvinkel. Därmed justeras effektuttaget så att effektkurvan planar ut. Denna reglering kan även användas för att stoppa verket när stoppvinden uppnås genom att vrida bladen så att lyftkraften avtar.

Figur 10 visar hur diametern på rotorn har utvecklats för de vindkraftverk som är installerade i Finland fram till slutet av år 2008. Fördelningen mellan de olika alternativen för effektregleringen i de finländska vindkraftverken är presenterad i tabell 3. Tabellen visar att 61 verk använder bladvinkelreglering, 39 verk stallreglering och 16 verk aktiv stallreglering. De bladvinkelreglerade verkens andel kommer att öka den närmaste tiden i och med att detta system används i stora vindkraftverk. I Finland använder alla verk som installerats sedan 2005, det vill säga de 32 senaste installationerna, bladvinkelreglering.



Figur 10. Rotorns diameter för vindkraftverken i Finland.

Tabell 3. Fördelningen mellan bladvinkelreglering, stall och aktiv stall över de finländska vindkraftverken.

Tillverkare	Effekt (kW)	Antal	Totalt (kW)	Bladvinkel-	Stall	Aktiv stall
				reglering		
Nordtank	75	1	75		x	
Nordtank	200	4	800		x	
WindWorld	220	1	220		x	
Vestas	225	4	900	x		
NEGMicon	250	1	250		x	
Nordtank	300	8	2 400		x	
Bonus	450	2	900		x	
Vestas	500	1	500	x		
Nordtank	500	4	2 000		x	
Enercon	500	4	2 000	x		
Nordtank	600	2	1 200		x	
Vestas	600	4	2 400	x		
Enercon	600	4	2 400	x		
Bonus	600	6	3 600		x	
Vestas	660	2	1 320	x		
NEGMicon	750	7	5 250		x	
Bonus	1 000	10	10 000			x
WinWinD	1 000	12	12 000	x		
Nordex	1 300	3	3 900		x	
Vestas	2 000	1	2 000	x		
Bonus	2 000	1	2 000			x
Harakosan	2 000	3	6 000	x		
Enercon	2 000	5	10 000	x		
Bonus	2 300	5	11 500			x
Enercon	2 300	6	13 800	x		
WinWinD	3 000	15	45 000	x		
Totalt:		116 verk	142 415 kW	61 verk	39 verk	16 verk

3.3.2 Växeln

Rotationshastigheterna för ett vindkraftverk med effekten 3 MW ligger mellan 5 och 20 varv per minut (Vestas 2009). Verk med lägre effekt har större rotationshastighet. Generatoren är vanligtvis fyrpolig vilket kräver en rotationshastighet på cirka 1 500 varv per minut för att återge en spänning med frekvensen 50 Hz. Växelns uppgift är att konvertera huvudaxelns rotationshastighet så att den passar generatoren. Detta innebär en utväxling över 100 gånger på sekundäraxeln. På grund av den stora utväxlingen planeras växeln i steg, där det vanligaste antalet är tre.

Växelns design varierar från tillverkare till tillverkare men två huvudsakliga lösningar används (Hau 2006 s. 290–291). Den ena är parallellkoppling där den primära och den sekundära axeln är parallellkopplade. Dessa växlar är byggda för att klara en utväxling i storleksordningen 1:5. Den andra lösningen, planetväxeln, används för en utväxling upp till 1:12. Planetväxeln har kompaktare konstruktion där primära och sekundära axlarna ligger i samma linje och har samma rotationsriktning.

Växeln i ett vindkraftverk måste klara av stora påfrestningar som följd av variationerna i belastningen. Även vibrationer innebär allvarliga problem för växeln, speciellt i lagren. Ett haveri av växeln innebär stora ekonomiska kostnader, både i reparationskostnader och på grund av utebliven elproduktion. Kostnaden för själva växeln går upp mot 13 % av den totala kostnaden för hela verket (European Wind Energy Association 2009c s. 37). Detta är orsaken till stora satsningar för att förbättra växelns livslängd och prestanda. Övervakningsmetoderna har utvecklats för att eventuella reparationer bättre ska kunna förutses och planeras.

På grund av problemen gällande växeln har alternativa lösningar utvecklats. En lösning är vindkraftverk med en direkt driven mångpolig synkron generator. I detta fall behövs ingen utväxling och generatorns rotationshastighet kan tillåtas variera med vinden. En frekvensomriktare kopplas då in mellan generatoren och nätet för att omvandla frekvensen till nätets 50 Hz. Detta är en bra lösning med tanke på underhåll och tillgänglighet men till generatorns negativa sidor hör bland annat en stor diameter och hög vikt. Dessutom är tekniken dyrare och mera komplex. Ett annat alternativ är en hybrid version som kombinerar en mångpolig synkron generator med en planetväxel i ett steg (Winwind 2009). På detta sätt kan både generatorns dimensioner och utväxlingens storlek hållas nere.

I Finland fanns det 22 vindkraftverk som inte använde någon växel vid slutet av år 2008 medan hybridversionen användes i 27 verk. Tabell 4 är en lista över de finländska verken där Enercon och Harakosan är utan växel medan verken av Winwind använder en planetväxel i ett steg.

Tabell 4. Vindkraftverk i Finland som antingen är utan växel eller av hybridmodell.

Modell	Effekt	Antal	% av total MW	Växellåda
Enercon E-40	500 kW	8	2,8 %	Nej
Enercon E-66	2000 kW	5	7,0 %	Nej
Enercon E-70	2300 kW	6	9,6 %	Nej
Harakosan Z72	2000 kW	3	4,2 %	Nej
WinWinD WWD-1	1000 kW	12	8,4 %	Planetväxel i ett steg
WinWinD WWD-3	3000 kW	15	31,5 %	Planetväxel i ett steg

3.3.3 Generatoren och elsystemet

Generatoren i ett vindkraftverk är elsystemets huvudkomponent och systemet planeras utgående från den. Generatorns uppgift är att omvandla axelns rotationsenergi till elektrisk energi. En generator består av en roterande del, rotorn, och en stationär del, statorn.

Asynkrongeneratoren är den vanligaste typen av generator i vindkraftverk. När rotorn i en asynkrongenerator har högre rotationshastighet än det roterande magnetfältet, induceras en ström i rotorlindningarna. Till fördelarna hör bland annat enkel teknik, men framför allt ett lågt pris. Största nackdelen är att generatoren kräver reaktiv effekt vid drift vilket medför onödigt stora belastningar i överföringen, ifall den reaktiva effekten inte kompenseras. Generatoren får den reaktiva effekten från elnätet, vilket på samma gång ger den rätta frekvensen.

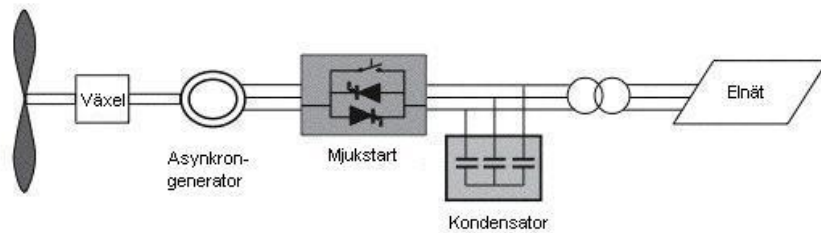
Synkrongeneratoren är tekniskt mera komplicerad och dyrare än asynkrongeneratoren. Denna typ av generator genererar en spänning där frekvensen varierar proportionellt med rotorns rotationshastighet. Därför kopplas en frekvensomriktare in efter generatoren för att konvertera frekvensen till elnätets frekvens. Den största fördelen med synkrongeneratoren är att ingen reaktiv effekt behövs från nätet för drift. Magnetiseringen sker då med permanenta magneter eller en magnetiseringslindning i rotorn.

Spänningen i ett vindkraftverk är vanligtvis trefasväxelspänning med spänningsnivån 690 V. Även frekvensomriktaren fungerar på denna spänningsnivå. För ett vindkraftverk med effekten 5 MW innebär detta en ström av storleken 4 180 A per fas vilket kräver en kabel med onödigt stora dimensioner (Farin et al. 2009 s.11). Därför krävs en upptrappning i spänningsnivån med en transformator för att få ner strömmen. Nivån för medelspänningen i distributionsnätet är 20 kV. Detta innebär att strömmen blir 145 A per fas, vilket är mera hanterbart. I vindkraftsparker där flera vindkraftverk är kopplade till samma transformator kan det vara skäl att höja spänningen ytterligare.

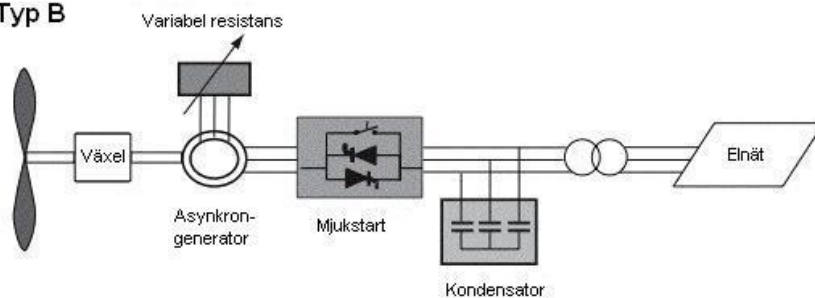
Figur 11 visar de vanligaste topologierna med avseende på valet av generator och kopplingen till elnätet. Konfiguration av typ A kan användas oberoende av effektregeringsmetod, men speciellt mycket har den använts i stallreglerade verk

(Hau 2006 s. 333). De andra konfigurationerna används med bladvinkelreglering (Ackermann et al. 2005 s. 57).

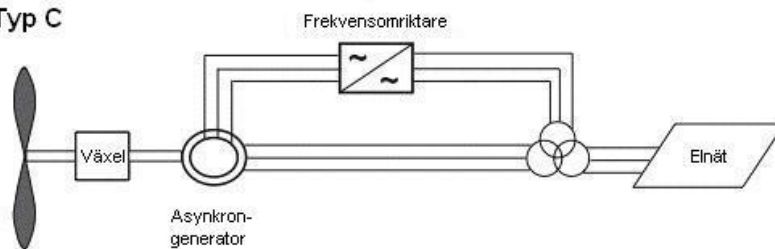
Typ A



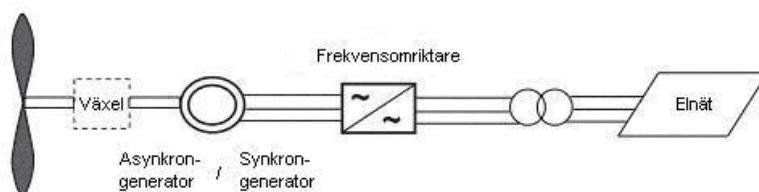
Typ B



Typ C



Typ D



Figur 11. Fyra vanliga kopplingskonfigurationer för vindkraftverk (Ackermann et al. 2005 s. 56).

Typ A: Fast varvtal

En konfiguration enligt typ A använder en asynkrongenerator som är direkt kopplad till elnätet via en transformator. Ju mera aktiv effekt som produceras desto mera reaktiv effekt kräver generatoren (Hau 2006 s. 333). Därför används kondensatorer för kompensation av den reaktiva effekten. Dessutom används tyristorer för mjukstart för att minska påfrestningen från inkopplingsströmmen.

De största nackdelarna med denna konfiguration är att hastigheten inte kan kontrolleras och de mekaniska påfrestningarna blir stora. Eftersom generatoren är direktkopplad till elnätet konverteras vindens fluktuationer till mekaniska påfrestningar som förflyttas vidare ut i elnätet som elektriska störningar (Ackermann et al. 2005 s. 57). Majoriteten av de mindre och äldre verken använder denna teknik (Hau 2006 s. 333).

Typ B: Begränsat variabelt varvtal

En lösning med begränsat variabelt varvtal (Ackermann et al. 2005 s. 58), även känd som OptiSlip, använder en asynkrongenerator som har en justerbar rotorresistans. Detta innebär att eftersläpningen, och därmed även effekten, kan kontrolleras. Storleken på intervallet är beroende av rotorresistansen men ligger vanligtvis på 0–10 % över synkronhastigheten. Detta tillåter allt större variationer i rotorns rotationshastighet utan att påverka frekvensens eller effektens stabilitet. Den överstigande energiomvandlingen i resistansen blir till spillvärme. Denna konfiguration är direkt kopplad till elnätet via en transformator och kräver reaktiv effekt vid drift, på samma sätt som typ A. Kondensatorer och mjukstart kan användas för att minska påfrestningarna.

Typ C: Kaskadkoppling med variabelt varvtal

Konfigurationen kaskadkoppling med variabelt varvtal använder en asynkrongenerator och är en vidareutveckling av konfigurationen i typ B. Istället för att konvertera strömmen i rotorresistansen till spillvärme kan den via en frekvensomriktare kopplas till elnätet och tas till vara. I och med att effektens riktning genom frekvensomriktaren kan gå åt båda hållen kan den även kompensera negativ eftersläpning. Frekvensomriktarens effekt bör vara ungefär 30 % av generatorns effekt för en optimal användning. På så sätt kan även det variabla intervallet ökas från ungefär –40 % till +30 % av synkronhastigheten.

Fördelen är ett stort variabelt intervall med en förhållandevis liten frekvensomriktare och en jämnare koppling till elnätet. Till nackdelarna hör bland annat bruket av släpningar som kräver byte och underhåll med jämna mellanrum. Dessutom är denna konfiguration svår att skydda mot fel i elnätet.

Typ D: Variabelt varvtal med fullskalig frekvensomvandling

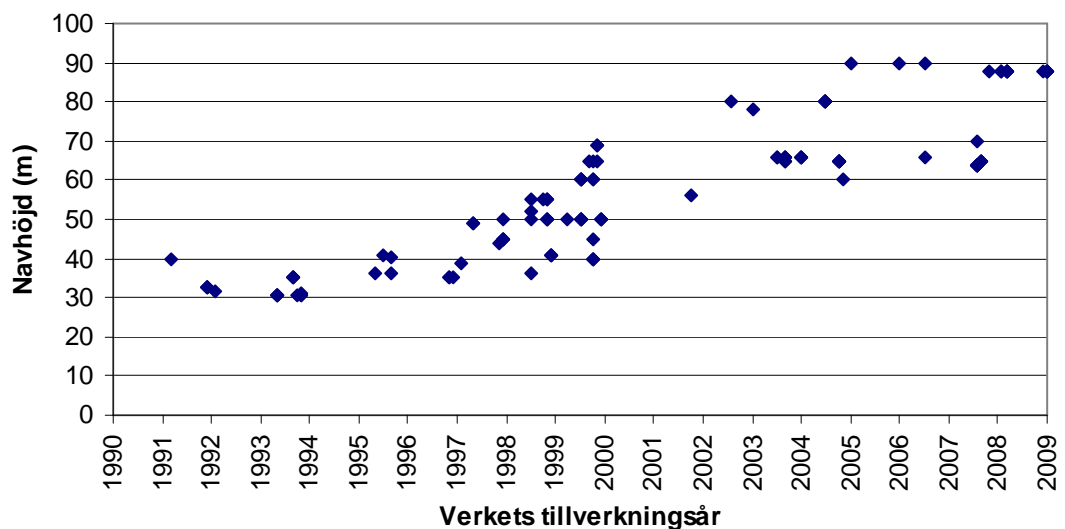
Både asynkron- och synkrongeneratorer kan användas när en fullskalig frekvensomriktare är kopplad mellan generatoren och elnätet. Trenden pekar även mot synkrongeneratorer med permanenta magneter, vartefter denna teknik blir billigare. På grund av frekvensomriktarens funktion fås full variabilitet med avseende på hastigheten.

Detta alternativ kan drivas utan växel om en mångpolig generator används. Tekniken är dyrare och generatoren större och tyngre, men större tillgänglighet och mindre underhåll uppnås i och med färre rörliga delar.

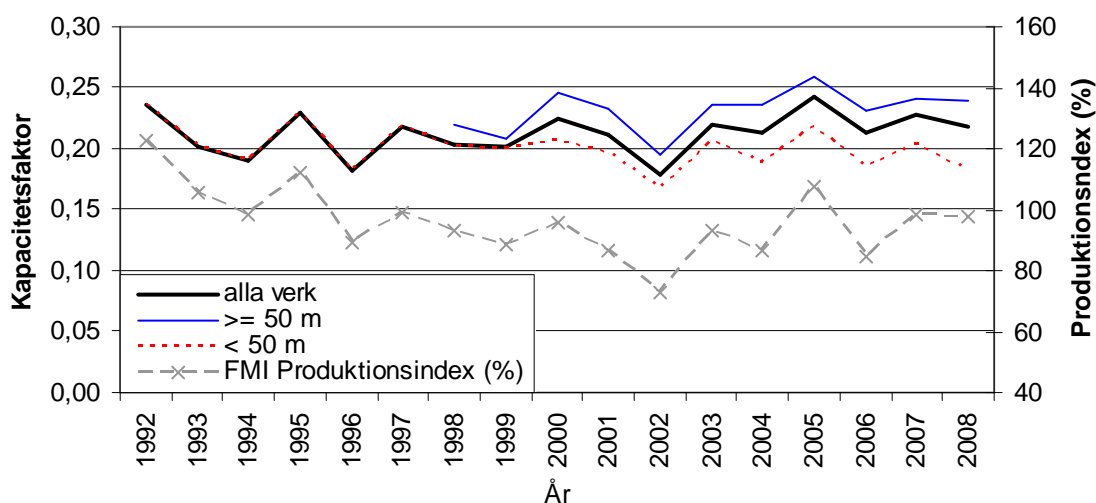
3.3.4 Tornet och fundamentet

Tornet i ett vindkraftverk bär upp maskinhuset och rotern. Den vanligaste konstruktionen består av stålrör. Rören är koniska, med minskande diameter högre upp, för att öka stabiliteten och på samma gång spara material. Tornens konstruktion och stabilitet är av stor betydelse eftersom brister i tornet kan få katastrofala följder. Fel i tornen är dock ovanligt. Rören tillverkas i sektioner om 20–30 meter och monteras ihop vid installationen av verket.

Figur 12 visar utvecklingen av navhöjden för de vindkraftverk som installerats i Finland fram till slutet av år 2008. I och med att rotorerna blivit större krävs allt högre torn. Detta har den fördelen att vindarna är mera gynnsamma på större höjder vilket gör att kapacitetsfaktorn utvecklas positivt. Denna utveckling kan ses i figur 13 där verken har delats in enligt navhöjden med 50 meter som gräns. De verk som har en navhöjd större än 50 meter har klart bättre värde på kapacitetsfaktorn än de lägre verken. Kapacitetsfaktorn är ett procentuellt värde som beskriver produktionens del av den största möjliga produktionen under en viss tid. Figuren innehåller även en kurva över vindens energiinnehåll, produktionsindex, för att illustrera variationerna i vinden. Produktionsindexet är uträknat utgående från Meteorologiska institutets mätningar. Ett produktionsindex på 100 % står för energiinnehållets medelvärde mellan åren 1987–2001.



Figur 12. Utvecklingen av navhöjden för vindkraftverken i Finland.



Figur 13. Navhöjdens inverkan på kapacitetsfaktorn.

Betongtorn och fackverkstorn är exempel på alternativa torn. Även kombinationer är möjliga, där den vanligaste är rörtorn ovanpå en sockel av betong. Fackverkstornens egenskaper är jämförelsevis goda eftersom de släpper igenom vinden, vilket leder till en mindre belastning på tornet. Dessutom är fackverkstornen billigare att tillverka än t.ex. rörtornen då det är möjligt att hålla materialkostnaderna nere. Fackverkstornen används däremot sällan i och med att dess konstruktion anses vara oestetisk.

Tornet monteras på ett fundament som delvis står som grund för vindkraftverket och som på samma gång hindrar det från att stjälpas. Fundamentets storlek och konstruktion beräknas utgående från verkets storlek och markens egenskaper.

För vindkraftverk som installeras ute till havs är det i huvudsak två modeller av fundament som används, pålfundament eller gravitationsfundament (Wizelius 2007 s. 126). Ett pålfundament kan beskrivas som en förlängning av verkets torn som fortsätter ner i marken medan ett gravitationsfundament är en konstruktion som fylls med tung massa. Exempel på nya modeller som är under utveckling, speciellt för stora djup, är ett trebent fundament av stålrör, tripod, samt flytande fundament.

3.3.5 Girsystemet

Vinden varierar kontinuerligt i både hastighet och riktning. Girsystemet justerar maskinhuset så att rotorn står vinkelrätt mot vinden för maximal utvinning av energin. Det är vanligt att ett hydraulsystem används för vridningen men även elektriska system finns tillgängliga.

När maskinhuset har vridits åt samma håll under en längre period, uppstår det spänningar i kabeln. I sådana fall vrider girmotorerna maskinhuset tillbaka till grundläget, så att kabeln lindas upp. Under denna operation måste verket stannas.

3.3.6 Hydraulsystemet

Hydrauliska system används för bladvinkelmekanismen, luftbromsarna, de mekaniska bromsarna och girsystemet. Speciellt i de äldre vindkraftverken ansågs fördelarna vara lägre kostnader, mindre storlek och bättre vridmoment jämfört med de elektriska systemen (Hau 2006 s 313–314). Dessutom var de hydrauliska systemen lättare att styra. Ett stort problem med hydrauliska system är att de kräver en noggrann övervakning och frekvent service och underhåll. Speciellt i Finland, på grund av det kalla klimatet, står de hydrauliska problemen för en stor andel av driftstoppen. Elektriska system används allt mera i både girsystemet och bladvinkelmekanismen på grund av den tekniska utvecklingen inom styrbara elektriska drivsystem.

3.3.7 Kontrollenheten, mätningsutrustningen och övervakningen

Ett vindkraftverk måste planeras och konstrueras för en totalt automatiserad drift. Allt annat vore ekonomiskt ohållbart. Information måste kontinuerligt samlas in och analyseras så att rätta justeringar och åtgärder utförs.

Information om vindens hastighet och riktning används till styrningen av verket. Utgående från vinddata manövreras verket av girsystemet och bladvinkelmekanismen så att produktionen och komponenternas livslängd optimeras. Från denna information tar kontrollsystemet även ställning till när generatoren ska vara inkopplad (Wizelius 2007 s. 139).

För att garantera en säker drift bör en mängd olika parametrar övervakas. Värden som analyseras är till exempel temperaturer, tryck och vibrationer i de olika komponenterna samt elektriska storheter. Vid fall av avvikelse meddelar varningssystemet och vid allvarigare situationer körs kraftverket ner. Fel i givarna är dock vanligt vilket ofta resulterar i onödiga produktionsstopp.

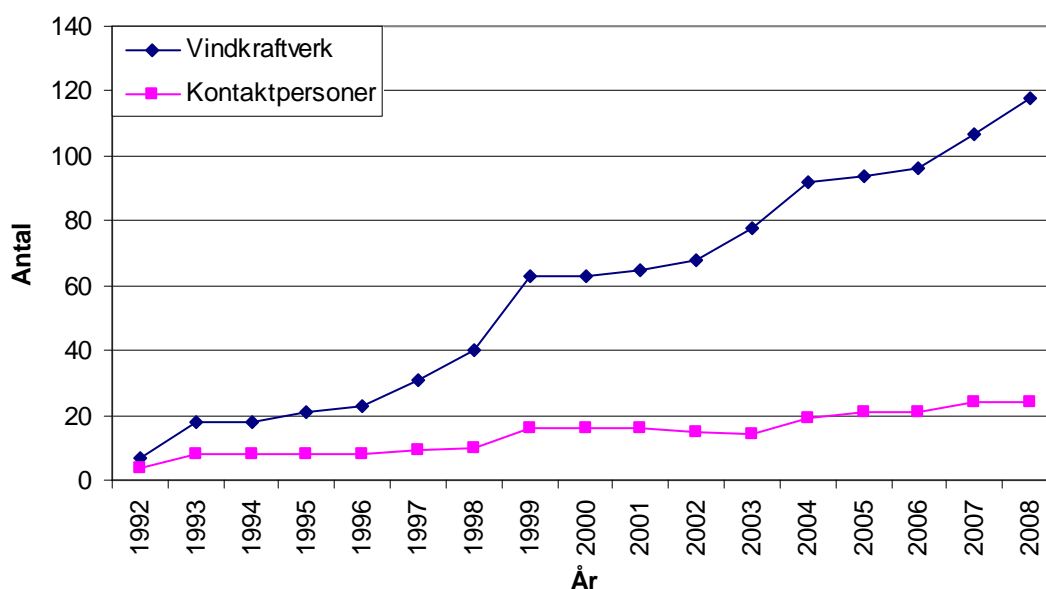
Övervakning av vindkraftverk är ett ämne som diskuteras livligt i dag. Målet är att minimera hindertiden genom att minska andelen oplanerade produktionsstopp. Största problemet är att förstå innebörden i den tillgängliga informationen. Från ett enda verk är det möjligt att mäta tusentals parametrar och om man inte hittar den relevanta informationen är resultatet en stor databas som man inte kan kontrollera.

4 Statistikuppföljning och rapportering

Statistikuppföljningen innefattar förutom produktionsstatistik även information om stagnations- och hindertider samt klassificering av tekniska fel. På samma gång fungerar statistiken som en resultatuppföljning över produktionen och ger dessutom ett värde för den tekniska tillgängligheten. Målet är att föra statistik över alla till elnätet kopplade vindkraftverk i Finland (Holtinen & Stenberg 2009 s. 9). När nya vindkraftsinvesteringar planeras är vindkraftsstatistiken en god källa för information. När dessutom vindens årliga variationer tas i beaktande fås en god uppskattning för både den ekonomiska lönsamheten och de tekniska lösningar som är ändamålsenliga.

4.1 Datainsamling

Den finska vindkraftsföreningen Suomen Tuulivoimayhdistys började på frivillig basis samla in produktionsstatistik från vindkraftverken år 1992, och från 1994 har VTT upprätthållit statistiken. År 1996 fick VTT Energi finansiering av det dåvarande Handels- och industriministeriet, det vill säga nuvarande Arbets- och näringsministeriet, för att utveckla statistikuppföljningen (Holtinen 1997). Sedan dess har statistiken samlats in genom att producenter har skickat in produktions- och driftstoppsinformation medan meteorologiska institutet har meddelat produktionsindex. Produktionsindex, som baserar sig på uträkningar gjorda av Meteorologiska institutet, används som referensvärde för vindens energiinnehåll. Dessa data samlas in månadsvis och sammanställs i en månadsrapport. Rapporteringen är frivillig. Antal verk som deltagit i statistikuppföljningen under åren 1992–2008 presenteras i figur 14. Figuren innehåller även en kurva över antalet personer som fungerat som kontaktpersoner under samma tidsperiod.



Figur 14. Antalet verk som statistikuppföljningen innefattar under åren 1992–2008. I figuren finns även kontaktpersonernas antal under samma tidsperiod.

Sedan 1999 har rapporteringen skett med blanketten som presenteras i figur 15. Informationen läses därefter in i ett databasprogram där den lagras och används för analyser. Databasen innehåller även information om verkens tekniska specifikation, placering, elbolag och produktionsindex.

FYLL ENDAST I DE GRÅA CELLERNA!

Månad / År		1 / 2000		Rapportörens namn							
PRODUKTION:		(kW)	(kWh)	(kWh)	(h)	(h)	(h)				
ID	Vindkraftverk	Namn	Effekt	Brutto	Netto	Generatortid	Storm	Köld			
1	Vindkraftverk 1	Verk 1	1000	0	0	0	0	0			
2	Vindkraftverk 2	Verk 2	1000	0	0	0	0	0			
- Totalt			2000	0	0						
HINDERTID:		(kW)	(h)	(h)	(h)	(h)	(h)	(h)	(h)	(h)	
ID	Vindkraftverk	Namn	Effekt	Hindertid	Elnät	Störning	Fel	Service	Nedisning	Annat	
1	Vindkraftverk 1	Verk 1	1000	0	0	0	0	0	0	0	
2	Vindkraftverk 2	Verk 2	1000	0	0	0	0	0	0	0	
service: planerad (halv)årservice störning: åtgärder t.ex. manuell återställning (ingen reparation behövs)											
KOMMENTARER: fel och störningar, orsak, komponent											
ID	Vindkraftverk	Namn									
1	Vindkraftverk 1	Verk 1									
2	Vindkraftverk 2	Verk 2									
-			nedisning:								
-			förlorad produktion orsakad av hindertid (uppskattning) <input type="text"/> kWh								
-			annat: <input type="text"/>								

Figur 15. Blankett som används för rapportering av produktionsvärden och hindertid.

Förklaringar till blanketten i Figur 15:

- **Brutto och netto**

För produktionen används två värden, bruttoproduktion och nettoproduktion. Bruttoproduktionen är den totala elenergin som verket har producerat medan nettoproduktionen står för den energi som levererats till elnätet. Skillnaden mellan brutto och netto är av storleksordningen 1–2 % och står för verkets egenförbrukning. Det är vanligt att egenförbrukningen endast registreras de timmar då produktionen är lika med noll, det vill säga då energin har riktningen mot verket. Verkets egen elmätare mäter bruttoproduktionen medan nettoproduktionen ofta mäts parkvis.

- **Generatortid**

Den tid som generatorn har producerat el, det vill säga när verket levererat el till nätet.

- **Storm**

För att skydda vindkraftverken kopplas de bort från nätet när maximal vindhastighet uppnås. Den maximala vindhastigheten för ett vindkraftverk ligger vanligtvis mellan 20 och 25 meter per sekund. Detta påverkar inte verkets tillgänglighet.

- **Köld**

Vindkraftverken stoppas när temperaturen sjunker under planerad driftstemperatur. Gränserna för verken som finns i Finland ligger mellan -15 °C och -30 °C . Gränsen för

nya verk ligger vanligtvis mellan $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ och $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Detta påverkar inte verkets tillgänglighet.

- **Elnät**

Driftstopp där orsaken till stoppet finns i distributionsnätet. Denna hindertid påverkar inte verkets tillgänglighet eftersom orsakerna är externa.

- **Störning**

Till störning räknas driftstopp där problemet löses utan aktivt arbete på plats. Orsaken kan till exempel vara överhettning eller andra störande faktorer där en omstart av verket räcker som åtgärd.

- **Fel**

Tekniska fel är alla driftstopp som antingen kräver reparation eller byte av komponent. Information om felet, som till exempel orsak, åtgärd och komponent, bör beskrivas i formuläret under kommentarer.

- **Service**

Service innebär ett planerat driftstopp. Grundsservice av vindkraftverk sker oftast två gånger om året men i och med bättre övervakningsmetoder kommer troligen frekventare service att bli vanligare.

- **Nedisning**

Vanliga komponenter som drabbas av nedisning är rotorvingar, anemometrar och motorerna till girsystemet.

- **Annat**

Driftstopp som inte grundar sig på tekniska problem. Bland annat forskning, testkörning eller uppvisning av verket räknas som andra orsaker till driftstopp.

Produktionsvärden och den totala hindertiden per månad och vindkraftverk är offentliga värden och rapporteras i en månadsrapport. Mera detaljerad information om felen, som antal timmar och orsak, behandlas konfidentiellt. Denna information får endast publiceras som större helheter, till exempel som statistik för hela Finland.

4.2 Beräknade värden

Det är svårt att direkt jämföra verkens produktion och prestanda på grund av att storleken på verken varierar. Därför är det vanligt att jämföra sådana parametrar som är oberoende av storleken. Exempel på detta är kapacitetsfaktorn, produktion per effektenhet, produktion per svept ytenhet och teknisk tillgänglighet. Vid närmare jämförelser bör man ta i beaktande att dessa värden även är beroende av verkens konstruktion. Exempelvis ger en stor svepyta med en förhållandevis liten generator ett högt värde för produktionen per effektenhet samt ett lågt värde för produktionen per svept yta och vice versa (Elforsk 2009 s. 27).

Kapacitetsfaktorn CF är ett procentuellt värde som beskriver produktionens del av den största möjliga produktionen under en viss tid. Kapacitetsfaktorn räknas ut med formeln

$$CF = \frac{W}{P_n T} \quad (4.1)$$

där W är verkets produktion, P_n är verkets nominella effekt och tiden T är det valda tidsintervallet.

Utnyttjningstiden τ står för antalet timmar som motsvarar produktion vid full effekt. Om utnyttjningstiden överstiger 2 400 timmar för ett kalenderår betyder det att verket producerat mycket bra. Detta värde räknas ut med formeln

$$\tau = \frac{W}{P_n} \quad (4.2)$$

Produktion per svept ytenhet e är produktionen delat med den svepyta som rotorn utgör vid rotationen. En god produktion innebär att detta värde är större än 1 000 kWh/m². Produktionen per svept ytenhet räknas ut med formeln

$$e = \frac{W}{A} \quad (4.3)$$

där A är arean av rotorns svepyta.

Teknisk tillgänglighet A_t är ett mått på hur stor del av tiden som verket har varit i drift under en viss tid. Detta innebär att alla driftsstopp påverkar tillgängligheten på ett negativt sätt. Fel som uppstår i elnätet är dock ett undantag och påverkar inte tillgängligheten. Tillgängligheten räknas ut med formeln

$$A_t = \frac{T - t_{off}}{T} \quad (4.4)$$

där t_{off} är den totala tiden för driftstopp.

4.3 Rapportering

Rapportering av statistiken sker i huvudsak i månadsrapporter via VTT:s webbplats på adressen <http://www.vtt.fi/windenergystatistics/>. Förutom månadsrapporterna publiceras en årsrapport på webbplatsen. Årsrapporten innehåller en analys av produktions- och felstatistiken samt uträknade nyckelvärden för hela året.

Statistiken publiceras även kvartalsvis i tidningarna *Tuulienergia*, *Vindögat* och *Windstats*. Tidningen *Tuulienergia* är Suomen Tuulivoimayhdistys medlemstidning medan *Vindögat* är medlemstidningen för Vindkraftföreningen, den svenskspråkiga

systerföreningen. I Windstats publiceras data från enskilda verk med en effekt större än 500 kW från Finland, Sverige, Danmark och Tyskland.

4.4 Exempel på driftuppföljning i andra länder

Driftuppföljningen i Sverige sker på frivillig basis där rapporteringsmöjligheterna är antingen manuell rapportering eller automatisk avläsning. Det automatiska avläsningssystemet innebär att verken kontaktas en gång per dygn för att avläsa produktionsvärden, generatortid och hindertid. Resultatet av de cirka 800 verken som använder detta system publiceras kontinuerligt på webbplatsen <http://www.vindstat.nu/>. Systemet kan användas i de vindkraftverk som har ett modem och ett kommunikationssystem som uppfyller vissa bestämda krav (Nordin et al. 2007 s. 3). För dem som inte vill ansluta sig till det automatiska avläsningssystemet eller där tekniken inte uppfyller kraven kan manuell rapportering via en blankett användas. Felstatistik samlades in i Sverige fram till 2005. Detta arbete avbröts på grund av bristfällig rapportering, skiftande kvalitet av svaren och kostnadsskäl. Blanketten som användes i Sverige står som modell för den finska versionen.

I Danmark är rapportering av produktionsstatistik obligatorisk enligt lagen (Nordin et al. 2007 s. 3). Ett automatiskt avläsningssystem används för att samla data som Energistyrelsen publicerar månadsvis. Däremot saknas uppföljning över hindertid eller orsak till produktionsbortfall.

Tyskland har under åren 1989–2006 drivit ett program som heter ”250 MW Wind” som sedan fortsatt i programmet ”German Wind Monitor” år 2007 (Durstewitz 2007). Till projektet hör över 18 500 verk vars data och erfarenheter rapporteras. Statistiken publiceras på webbplatsen <http://www.windmonitor.de/>. Denna statistik används av både tillverkare och serviceföretag för att minska på hindertiden.

5 Felstatistik

En undersökning av felstatistiken ger information om vilka komponenter som drabbas av fel och hur lång hindertid som uppstår. Undersökningen ger även riktlinjer angående orsakerna till den hindertid som uppkommit på grund av tekniska fel. Denna information kan i sin tur användas vid utveckling av och forskning kring verkens komponenter, vid val av övervakningsmetod och vid underhållsplanering. Intresset för att minska hindertiden är stort eftersom driftstopp orsakade av tekniska fel innebär kostnader i form av reparationskostnader, arbete, resor och bortfall i produktionen.

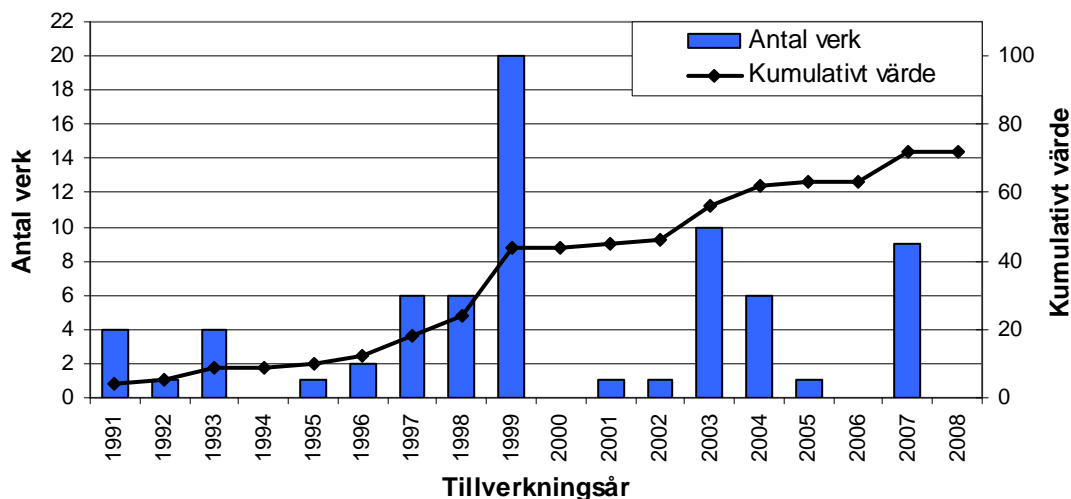
5.1 Val av data

Det är frivilligt att rapportera tekniska fel och hindertid. Rapporteringen kan skötas av ägaren, tillverkaren, underhållaren eller en tredje part, till exempel elbolaget. Detta leder till variationer i rapporternas kvalitet och kontinuitet. Dessa variationer i kombination med bristfällig dokumentation gör att direkta jämförelser kan ge felaktiga resultat. Av samma orsak bör resultaten av denna studie endast tolkas som riktgivande trender.

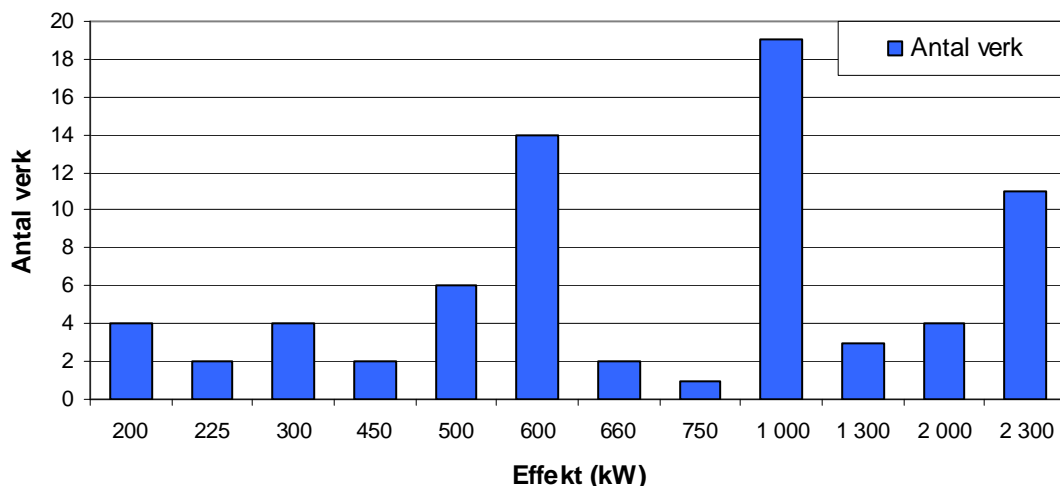
Denna studie behandlar data från vindkraftverk som är tillverkade mellan åren 1991 och 2008. Tekniken har utvecklats mycket under denna period, vilket innebär att uppkomst av och orsak till fel varierar utgående från verkens ålder. Utvecklingen har gått mot allt större verk där tekniken för de enskilda komponenterna måste utvecklas för att dessa ska klara av de större påfrestningarna som ökade dimensioner innebär.

För att resultaten av undersökningen ska vara trovärdiga bör även utgångsmaterialet vara trovärdigt. I praktiken betyder detta att rapporterna bör vara välgjorda och kontinuerligt ifyllda. Av det material som finns tillgängligt finns det brister i rapporteringen för 29 verk, som därför utelämnas ur denna analys. Dessutom står alla verk med effekten 3 MW, totalt 15 stycken, utanför denna analys eftersom dessa verk är nya på marknaden och därför inte direkt jämförbara med de övriga. Detta innebär att denna studie behandlar 72 av Finlands 116 vindkraftverk. Härefter används i denna studie data från dessa 72 verk ifall annat inte anges. Information om fel och hindertid har samlats in sedan 1996, vilket innebär att data för de verk som tillverkats före 1996 saknas för de första driftåren.

Vindkraftverkens tillverkningsår presenteras i figur 16. Fördelningen är relativt jämn, med några nya verk per år, med undantag för år 1999 då 20 verk togs i bruk. Verken och deras effekter presenteras i figur 17. De största effektgrupperna är 600 kW, 1 000 kW och 2 300 kW. Summan av effekterna uppgår till 73 MW, vilket betyder att medeleffekten är 1 014 kW.



Figur 16. Vindkraftverkens tillverkningsår.



Figur 17. Vindkraftverkens effekter.

Mängden data som finns till förfogande är begränsad vilket ställer krav på valet av analysmetod. Det finns inte tillräckligt med data för en gruppering enligt år, typ eller storlek och det är inte heller möjligt att dra några slutsatser angående tiden för felens upprepning. Därför görs det ingen skillnad på modell och storlek i denna analys, utan alla verk har samma tyngd. Däremot behandlas data i en gruppering enligt komponent och driftår. På så sätt får man en uppfattning om vilka fel som bidrar till hindertiden och när sannolikheten för uppkomsten av fel är störst.

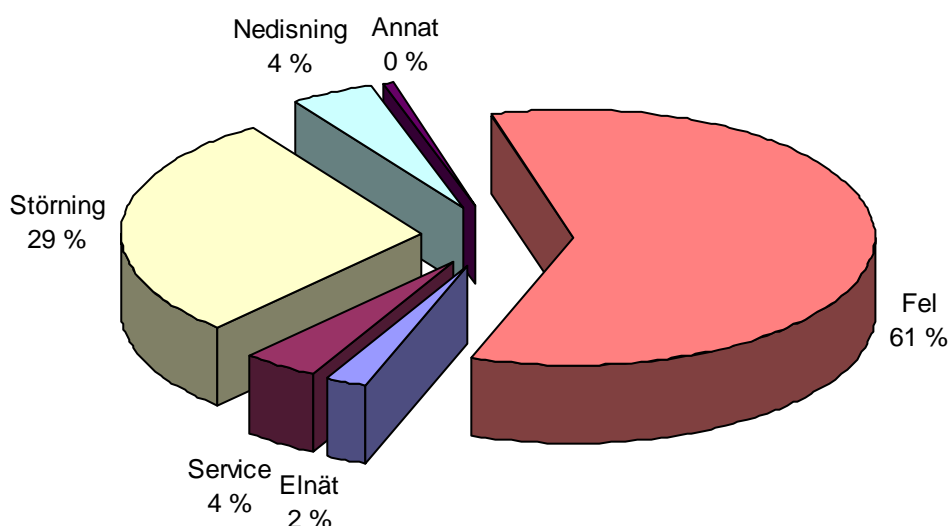
5.2 Fördelning av den totala hindertiden

Vid rapporteringen delas hindertiden upp i kategorier enligt orsaken till driftstoppet (se närmare kapitel 4.1). De enskilda kategoriernas andel av den totala hindertiden presenteras i tabell 5. Hindertiden är i medeltal 3,0 % av tiden, vilket betyder att den

tekniska tillgängligheten i medeltal är 97,0 %. Enligt årsrapporterna av vindkraftsstatistiken har den tekniska tillgängligheten varierat mellan 93 % och 98 %, med ett medelvärde på 95 % under tidsperioden 1996–2008, medan branschens målsättning är ett medeltal på 98 %. Den procentuella fördelningen mellan kategorierna illustreras i figur 18.

Tabell 5. Fördelningen av hindertiden enligt typ av fel.

Typ av fel	Totala hindertiden under perioden 1996–2008 (h)	Hindertid i medeltal per verk (h)	Hindertid i medeltal per verk och år (h)	Hindertidens andel av den totala tiden (%)
Elnät	5 504	76,4	5,9	0,07
Service	10 699	148,6	11,4	0,13
Störning	72 824	1 011,4	77,8	0,89
Nedisning	11 120	154,4	11,9	0,14
Annat	1 214	16,9	1,3	0,01
Fel	152 428	2 117,1	162,9	1,86
Totalt	253 789	3 524,8	271,1	3,03



Figur 18. Procentuell fördelning av den totala hindertiden.

Andelen hindertid orsakad av tekniska fel är 61 %. Målsättningen är att med erfarenheter och kunskap öka mängden service i förebyggande syfte och därmed minska andelen tekniska fel. En grundregel i dessa sammanhang är att ju tidigare man hittar tecken på brister och svagheter desto billigare och effektivare kommer åtgärden slutligen att bli.

5.3 Kategorisering av fel

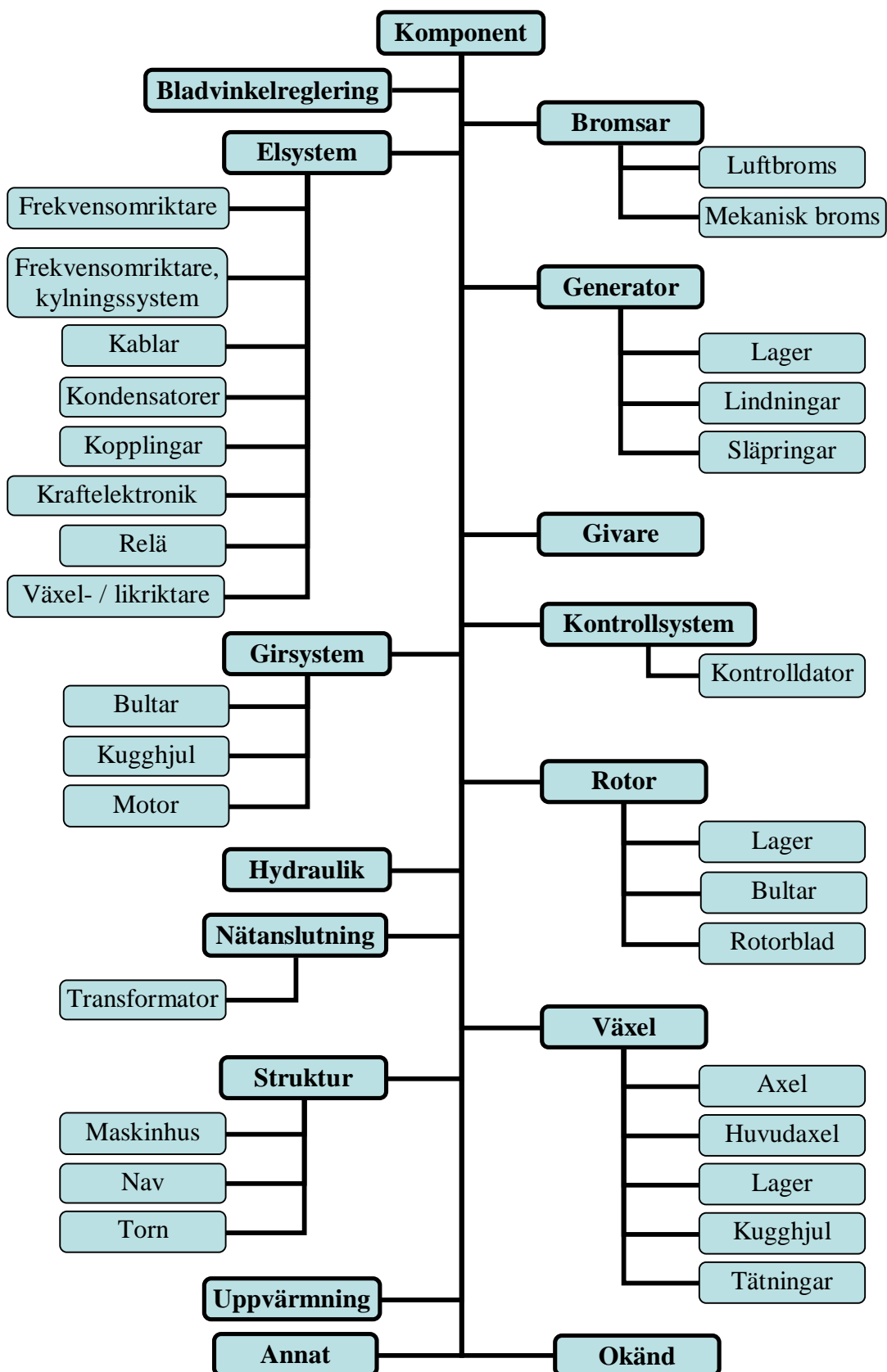
Ett vindkraftverk innehåller många komponenter och en kategorisering av komponenterna är nödvändig för att kontrollen över informationen i felstatistiken ska kunna bevaras. När ett tekniskt fel uppstår fyller rapportören i blanketten i figur 15. Orsak, åtgärd och komponent anges under kommentarer medan antalet timmar anges i fältet under hindertid. Utgående från denna information kategoriseras data komponentvis. Det är viktigt att kategorierna inte är för begränsade eftersom det bör finnas en kategori för alla eventuella fel som uppkommer. Å andra sidan leder detta till en viss tvetydighet eftersom kategorierna delvis går in i varandra.

I denna studie används totalt 15 kategorier som presenteras i tabell 6. Tabellen innehåller dessutom värden för både den totala hindertiden och antalet rapporterade fel per komponent. Medeltalet för antalet timmar per fel räknas ut utgående från dessa två värden.

En del av kategorierna innehåller undernivåer för precisering av komponenterna. Detta innebär att en del av informationen är gömd bakom huvudkategorierna. Detta är nödvändigt för att få fram information om större helheter hellre än detaljerade fel. Likväl granskas informationen i undernivåerna och resultaten presenteras i vissa fall även grafiskt. Figur 19 innehåller en komplett översikt över både komponenterna och deras undernivåer.

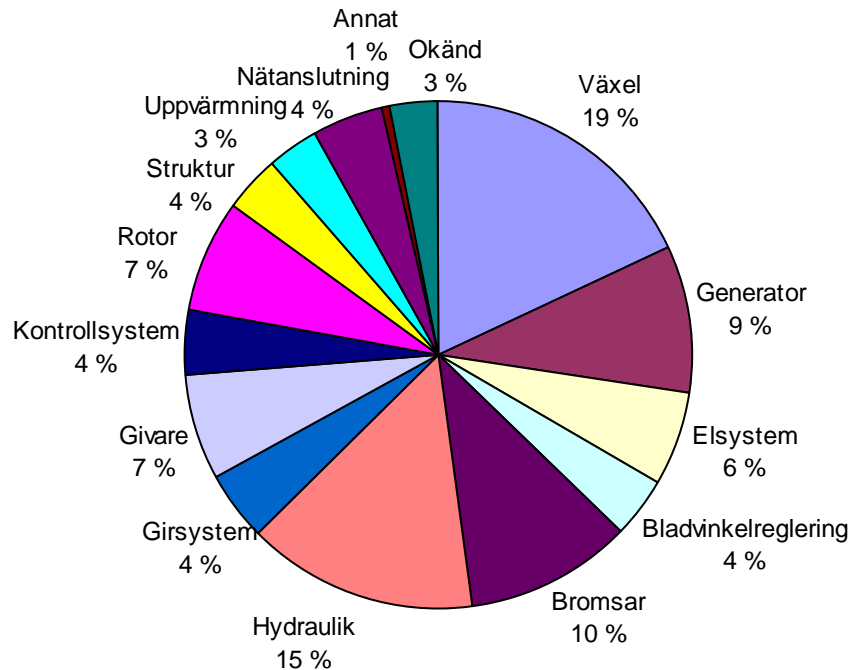
Tabell 6. Hindertid och felfrekvens komponentvis.

Komponent	Total hindertid per komponent (h)	Totala antalet rapporterade fel	Hindertid i medeltal per fel (h)	Minimal hindertid (h)	Maximal hindertid (h)
Växel	27 703	67	413	1	2 870
Generator	14 098	69	204	1	3 753
Elsystem	8 827	99	89	1	1 358
Bladvinkelreglering	6 038	74	82	3	467
Bromsar	15 986	47	340	4	2 624
Hydraulik	22 714	185	123	3	1 555
Girsystem	6 534	41	159	4	1 128
Givare	10 220	99	103	1	1 445
Kontrollsystem	6 450	59	109	1	1 726
Rotor	11 168	27	414	4	2 463
Struktur	5 410	10	541	6	4 960
Uppvärmning	5 043	33	153	2	1 044
Nätanslutning	6 617	42	158	2	1 159
Annat	828	29	29	1	150
Okänd	4 792	17	282	5	720
Totalt	152 428	898	170	1	4 960



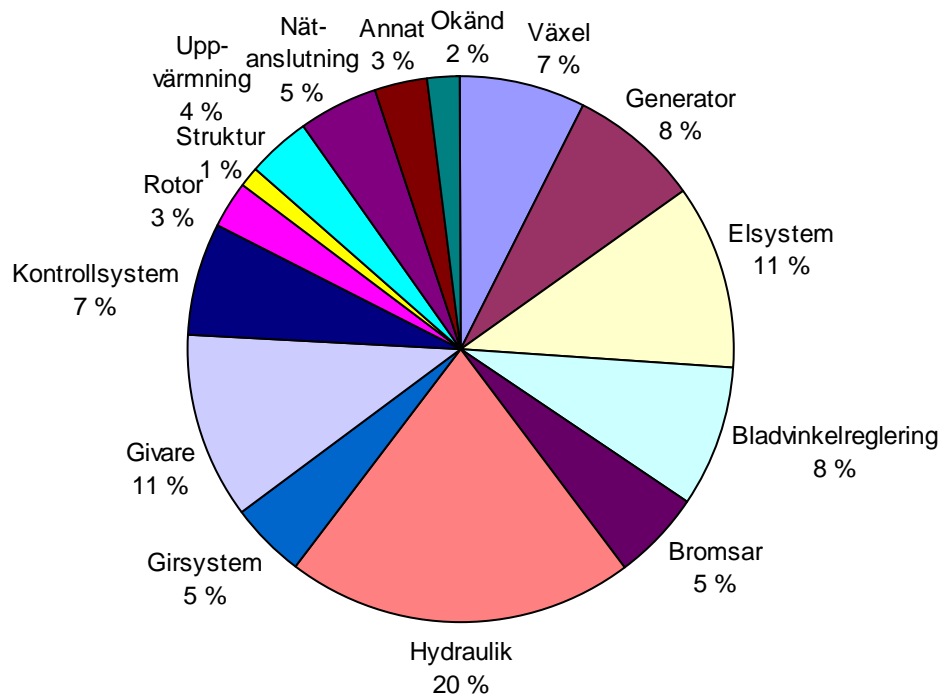
Figur 19. Översikt över komponenterna och deras undernivåer.

Figur 20 illustrerar den procentuella fördelningen av hindertiden där orsaken har varit ett tekniskt fel. Den största hindertiden orsakad av tekniska fel har kommit från problem med växeln (19 %) och hydraulsystemet (15 %).



Figur 20. Procentuell fördelning av hindertiden orsakad av tekniska fel.

Figur 21 illustrerar den procentuella fördelningen av antalet tekniska fel. Det största antalet fel har uppstått i samband med det hydrauliska systemet (20 %). Antalet fel för givare (11 %) och elsystemet (11 %) ligger på andra respektive tredje plats i denna jämförelse.



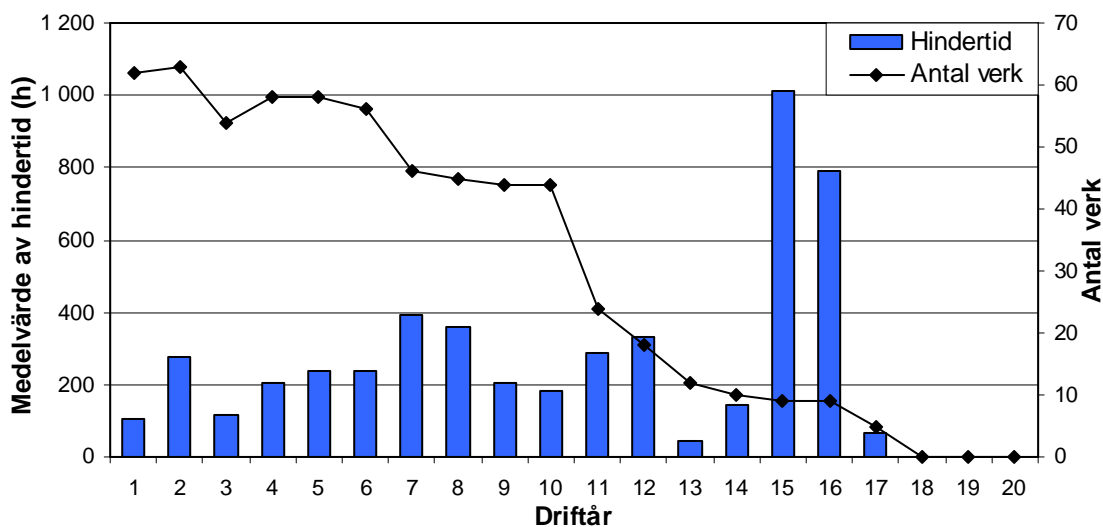
Figur 21. Procentuell fördelning om antalet tekniska fel.

5.4 Distribution av hindertid och fel med avseende på verkens ålder

En realistisk uppskattning av komponenternas livslängd är av stor hjälp vid planeringen av underhåll och förebyggande service. Statistiska metoder kan bidra med information om komponenters livslängd vilket underlättar planering och anskaffning av material och reservdelar. Resultatet av detta är bättre teknisk tillgänglighet och därmed högre elproduktion.

Diagrammet i figur 22 illustrerar sambandet mellan hindertid och driftår där hindertiden är medelvärdet per vindkraftverk och år. Linjen i diagrammet representerar antalet verk som tagits i beaktande respektive år. Utgående från denna figur fås årliga medelvärden som rör sig på bägge sidorna om 200 timmar per driftår. Driftår 15 och 16 är ett undantag till detta och ger en indikation på att hindertiden kan öka när verken blir gamla. Detta kan orsakas av att det är svårt att hitta komponenter och servicekunskap för gamla verk. Dessutom uppstår frågan om det är ekonomiskt lönsamt att reparera gamla verk när ett stort och kostsamt fel uppstår, vilket kan bidra till långa hindertider alternativt att verket ifråga läggs ner.

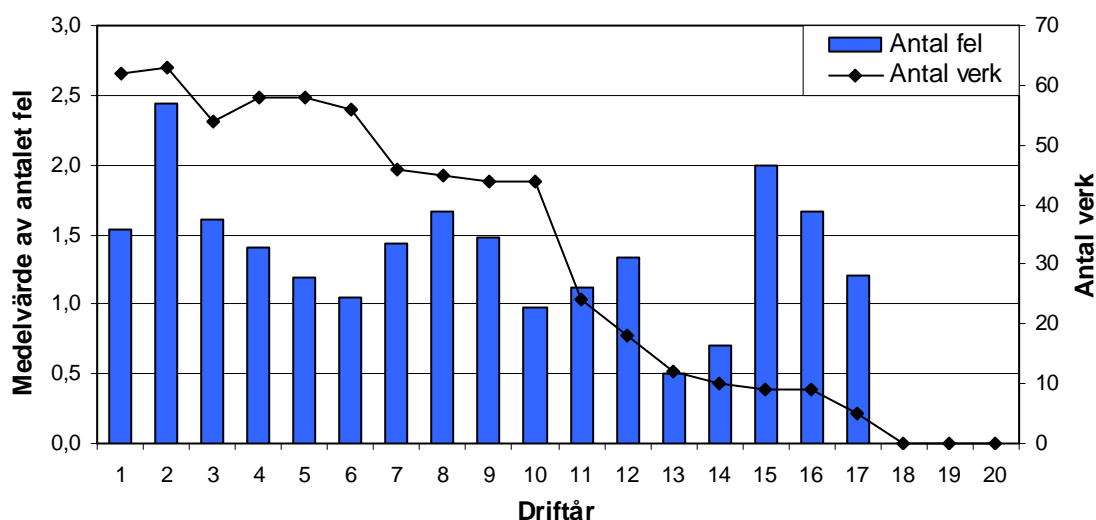
Från det tionde driftåret minskar antalet verk som rapporterat och detta innebär i sin tur att även den rapporterade hindertiden sjunker. Som en följd av detta blir medelvärdet starkt beroende av de enskilda händelserna och kan därför inte anses vara statistiskt pålitligt.



Figur 22. Medelvärde av hindertiden per vindkraftverk fördelat på verkens år i drift.

Medelvärdet av antalet rapporterade fel per driftår och verk presenteras i figur 23. Figuren visar att antalet rapporterade fel till största delen varierar mellan 1,0 och 1,5 per verk och driftår. År 2006 gjordes en likadan undersökning i Sverige där resultatet visade att medelvärdet varierade mellan 0,3 och 0,5 fel per verk och driftår (Ribrant 2006 s. 31). Dessa värden ger mera en uppskattning av rapporteringsfrekvensen än det verkliga antalet fel som uppstår i ett vindkraftverk. I den svenska analysen användes alla för

tillfället installerad verk medan denna analys endast behandlar verk som rapporterat väl under hela driftperioden.

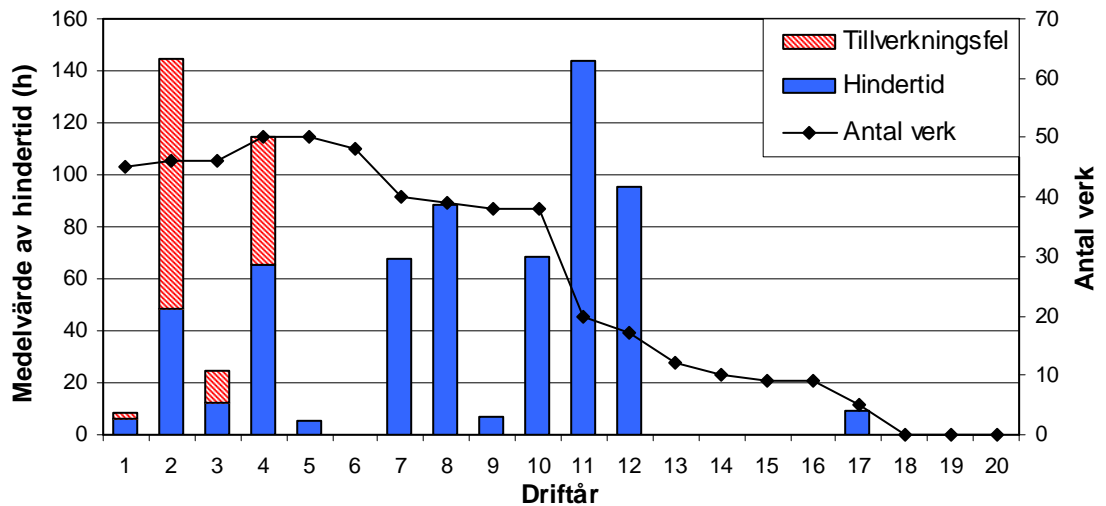


Figur 23. Medelvärde av antalet tekniska fel per vindkraftverk fördelat på verkens år i drift.

5.4.1 Växeln

Problem med växeln, samt alla komponenter som hör samman med den, har varit den största orsaken för uppkomsten av hindertid. Orsaken till detta är längre reparationstider jämfört med andra komponenter. Eftersom det finns vindkraftverk som saknar en växel är antalet verk som rapporterat in fel aningen mindre än det totala antalet verk. Figur 24 illustrerar växelns andel av hindertiden och antalet verk skilt för varje driftår. Orsaken till den stora hindertiden för det andra och fjärde driftåret är tillverkningsfel, som illustreras av den röda delen av stapeln. Från och med det sjunde driftåret har växeln en ansevärd del av hindertid per driftår. De längre driftstopp, när hindertiden är flera månader, uppkommer när växeln tas ner för reparation.

Statistiken innehåller information om tio växelbyten. Det kortaste driftstoppet på grund av byte av växeln är 24 timmar. Denna växel byttes ut före haveri i och med att bristerna upptäcktes i tid. Det längsta driftstoppet på grund av växelbyte är 2 245 timmar medan medeltalet är 662 timmar. Dessutom innehåller statistiken information om nio större reparationer av växeln där hindertiden överstiger en månad. Bakgrundsmaterialet motsvarar totalt 522 år av drift.

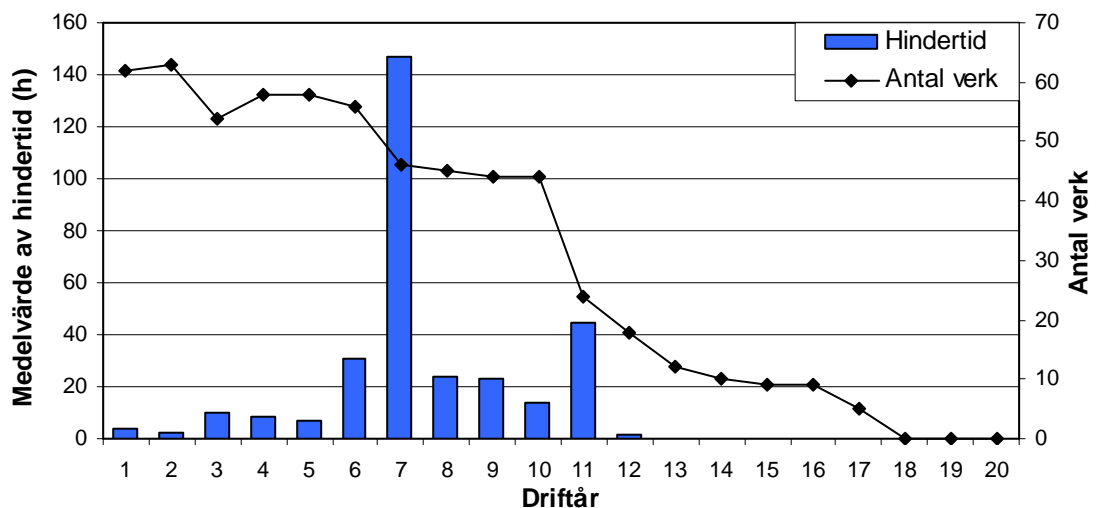


Figur 24. Hindertid orsakad av fel i växeln.

5.4.2 Generatorn

Figur 25 illustrerar generatorns andel av hindertiden. Underhåll och byte av släpningar hör till de vanligaste felen i samband med generatorn, eftersom ringarna slits under drift. Orsaken till den största stapeln, för det sjunde driftåret, är ett fall där byte av generator gav problem under en period på sex månader.

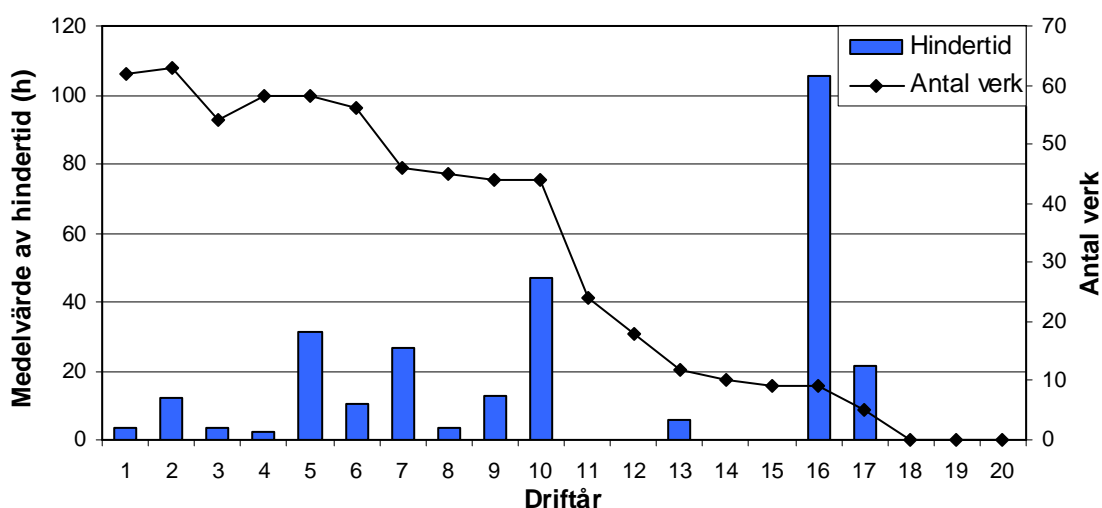
Databasen innehåller sammanlagt tio byten av generatorer. Det kortaste driftstoppet som ett generatorbyte har gett upphov till är 14 timmar medan det längsta är 1 306 timmar. Medeltalet för de tio bytena är 410 timmar och tidpunkterna för bytena sprider sig jämnt över verkens driftålder. Bakgrundsmaterialet motsvarar totalt 617 år av drift.



Figur 25. Hindertid orsakad av fel i generatorn.

5.4.3 Elsystemet

Elsystemets andel av hindertiden presenteras i figur 26. Problem i samband med elsystemet inträffar jämförelsevis ofta men reparationstiden är kort. Vanliga fel som uppkommer är söndriga säkringar, ledningar som brunnit eller defekta komponenter. Många av de vanligaste komponenterna är billiga och små, vilket innebär att det är möjligt att ha en del av dem i reserv.



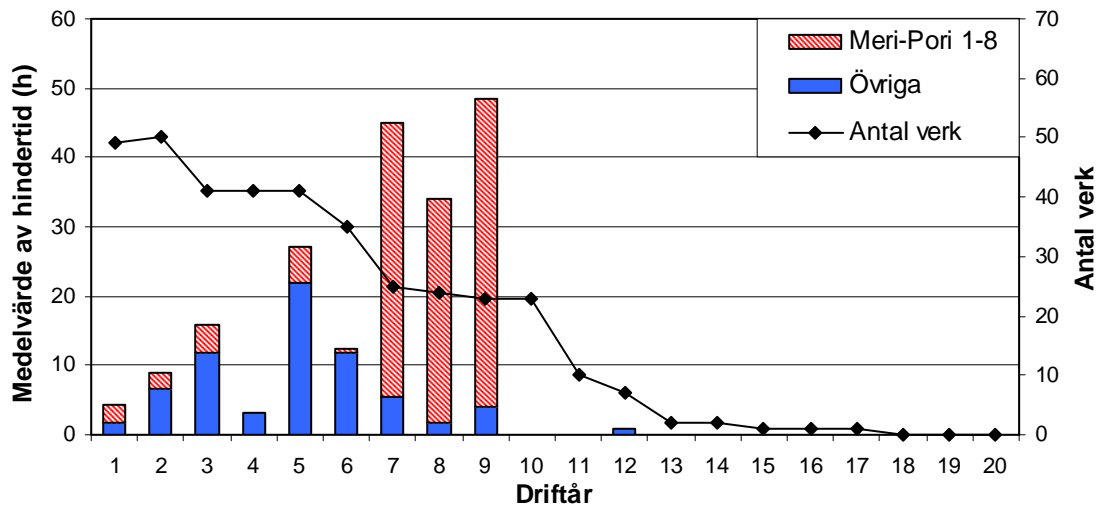
Figur 26. Hindertiden orsakad av fel i elsystemet.

5.4.4 Bladvinkelregleringen

Bladvinkelreglering används inte i verk med stallreglering och därför är antalet verk som rapporterat in dessa fel en aning mindre än det totala antalet verk som analyseras. Totalt har 51 verk rapporterat fel angående bladvinkelregleringen och av dessa använder 16 verk regleringsmetoden aktivt stall.

Problem med hydrauliken är den vanligaste orsaken till hindertid i samband med bladvinkelreglering men även motorernas lager och problem med mätninginstrument ger upphov till hindertid. Medelvärdet för bladvinkelregleringens andel av hindertiden presenteras i figur 27. Problemen ger upphov till ett tiotal timmar hindertid i medeltal per år.

Staplarna i figuren är indelade i två olika färger där summan står för den totala mängden hindertid kopplad till bladvinkelregleringen. Hindertiden för den röda färgen kommer från vindkraftverken som hör till parken Meri-Pori i Björneborg medan alla andra verk representeras av den blå färgen. Denna indelning är nödvändig eftersom testningar av utrustning för kallt klimat i samband med effektregeringen har gjorts i verken i Björneborg. Detta har gett upphov till en större hindertid än vid normal drift.



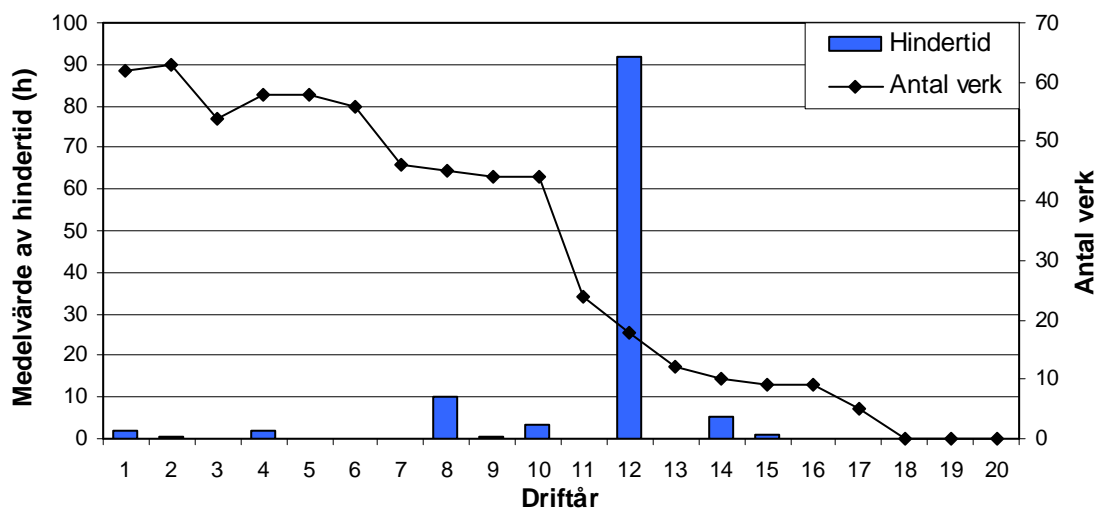
Figur 27. Hindertiden orsakad av fel med bladvinkelregleringen.

5.4.5 Bromsarna

Kategorin *bromsar* innehåller information om både den mekaniska bromsen och luftbromsen. Dessa behandlas skilt eftersom de skiljer sig märkbart från varandra med tanke på konstruktion och förekomsten av fel. De mekaniska bromsarnas andel är 2 603 timmar medan luftbromsarna har orsakat driftstopp för 13 383 timmar.

Den mekaniska bromsen

De mekaniska bromsarna slits vid användning och på grund av detta är byte och justering av bromsklossar och bromsskiva ett återkommande fel. Detta är inte ett stort problem och medför inte stora hindertider. En stor incident har dock rapporterats, vilket tydligt kommer fram i figur 28, där felet är relaterat till bromsens hydrauliska system.

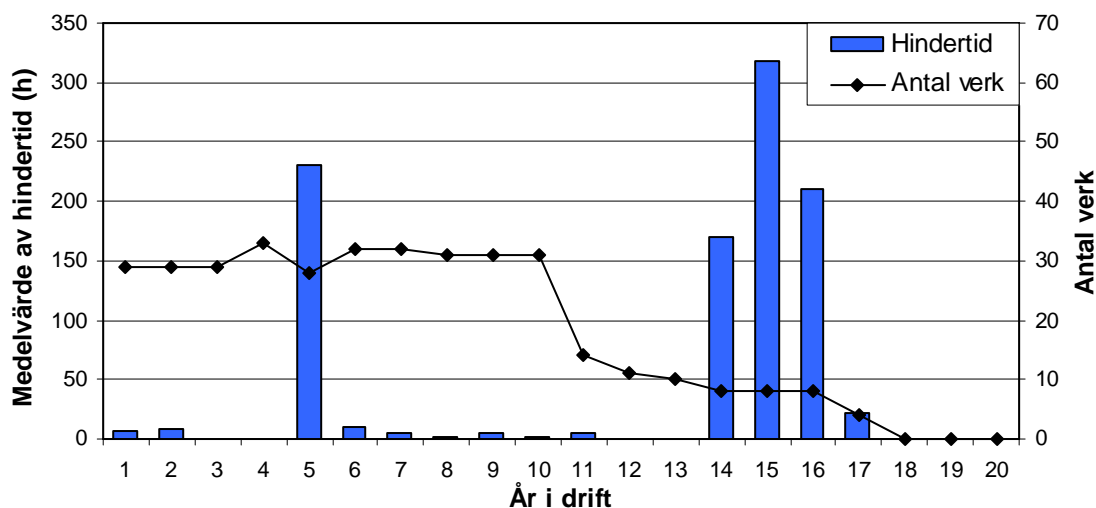


Figur 28. Hindertid orsakad av fel med den mekaniska bromsen.

Luftbromsen

Luftbroms används av verk som använder stallreglering. Detta innebär att antalet verk som rapporterat in fel är mindre i denna del av analysen. Eftersom nya vindkraftverk i regel använder bladvinkelreglering kommer problemen med luftbromsen att minska i framtiden.

Antalet fel som uppstår med luftbromsen är få medan andelen hindertid är stor. Med andra ord är fel ovanliga men när ett fel uppstår kan det innebära en lång hindertid. Orsaken är bland annat att byte och reparation av luftbromsen eller tillhörande komponenter är svåra att utföra. I figur 29 framkommer det tydligt att detta är ett problem för äldre vindkraftverk. Ett flertal verk har fått problem när de har nått en ålder av ungefär 15 år. Vid den åldern börjar vajern som går ut till vingspetsen vara skör och sannolikheten är stor att den brister. Stapeln för det femte driftåret är hög på grund av en storm som rasade år 2004 och förstörde vingspetsarna för tre verk. Denna typ av fel är ovanliga och i dessa fall var orsaken ett tillverkningsfel.



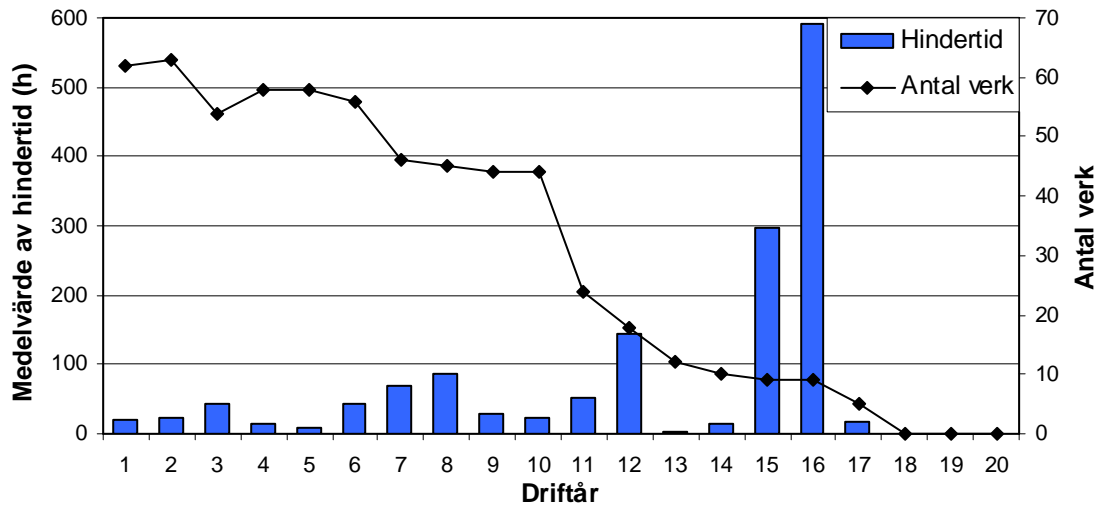
Figur 29. Hindertid orsakad av fel med luftbromsen.

5.4.6 Hydrauliken

Hydrauliska problem förekommer ofta och är en av de största orsakerna till tekniska problem. Hindertidens medelvärde per driftår presenteras i figur 30. Byte av hydraulpumpar och slangar är vanliga reparationer och förekommer mer eller mindre vid alla verk. Två verk har haft stora problem med hydrauliken under det femtonde och sextonde driftåret där hindertiden orsakad av hydrauliska problem är över fem procent av tiden.

Figuren innehåller data även från bladvinkelregleringen och bromsarna, som är kopplade till hydrauliska problem, eftersom en stor del av de hydrauliska felen uppstår i samband med dessa komponenter. Andelen hindertid i samband med bladvinkelregleringens hydrauliska problem är 3 028 timmar medan andelen hindertid

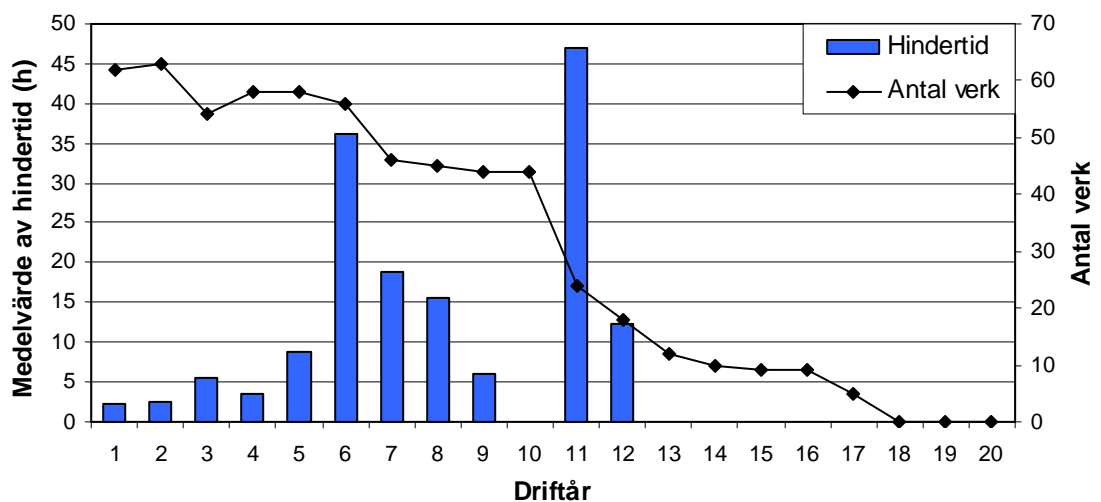
från bromsarna är 4 400 timmar. Den sammanlagda hindertiden för de hydrauliska problemen är således 30 142 timmar.



Figur 30. Hindertid orsakad av fel i det hydrauliska systemet.

5.4.7 Girsystemet

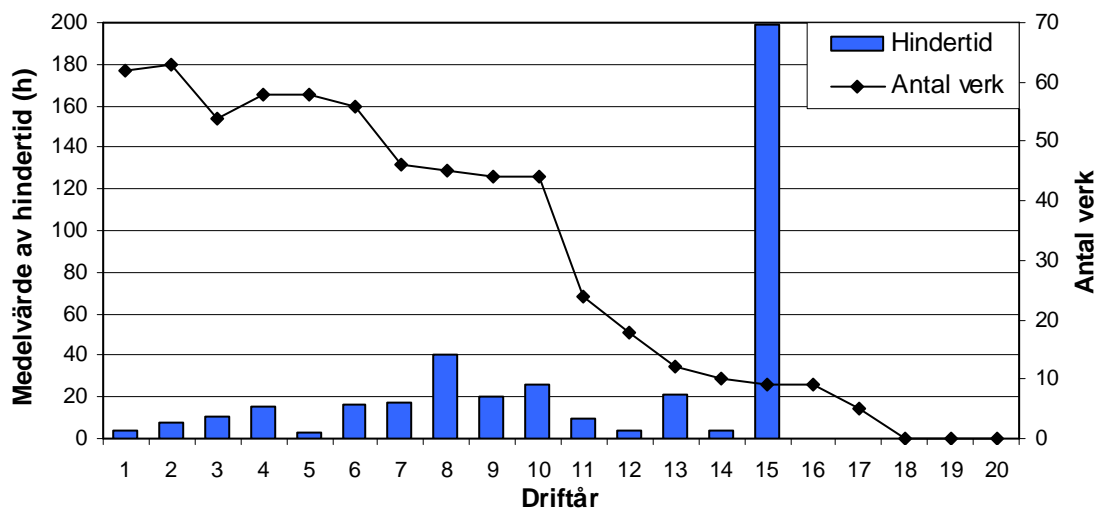
Fel i girsystemet är vanliga och den vanligaste åtgärden är byte av girmotor. Hindertiden för detta presenteras i figur 31. Hindertiden är endast några timmar per år under de första driftåren men ökar något när verket är äldre. En del av hindertiden har uppkommit på grund av nedisning medan orsaken till den största stapeln, för det elfte driftåret, var ett fall där väntetiden för en ny motor blev lång.



Figur 31. Hindertid orsakad av fel i girsystemet.

5.4.8 Givarna

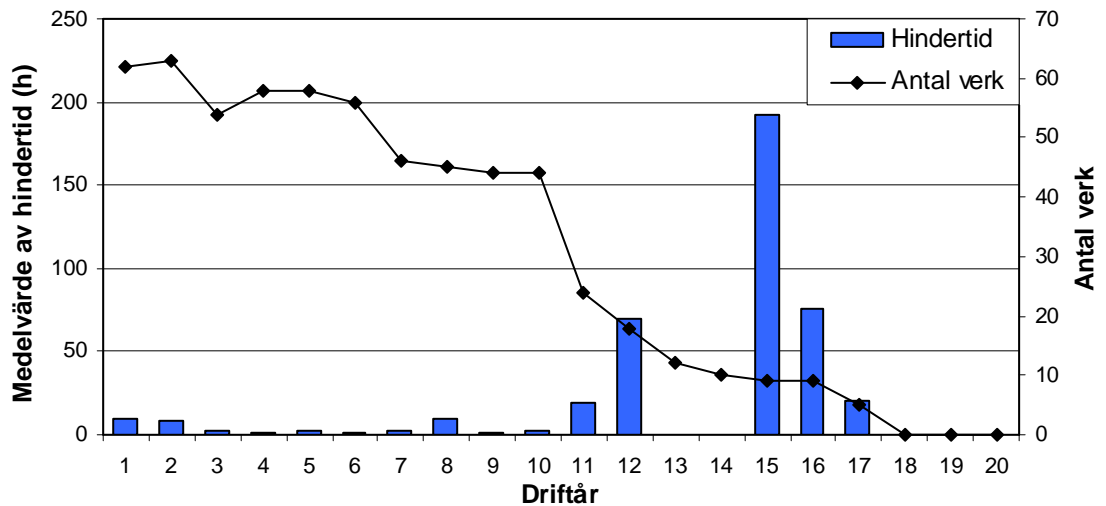
I ett vindkraftverk finns det en stor mängd givare. De används för mätningar av bland annat temperaturer, rotationshastigheter och vindhastigheten. Fel är vanliga men i figur 32 framkommer det att hindertiden är kort. En orsak är att reparationen vanligen består av enbart ett byte av en komponent. Brist på ny komponent är orsaken till det höga värdet för det femtonde driftåret. Detta är ett vanligt scenario för gamla verk vars tillverkning upphört.



Figur 32. Hindertid orsakad av fel i givare.

5.4.9 Kontrollsystemet

Andelen hindertid som uppkommer på grund av fel i kontrollsystemet är presenterad i figur 33. Den vanligaste orsaken under de tio första driftåren är byte av elektronikkretsar. Detta arbete är snabbt utfört om nya kretskort finns till förfogande och därför är andelen hindertid liten. När verken är över tio år är sannolikheten större att processdatorn går sönder, vilket medför ett betydligt längre driftstopp.

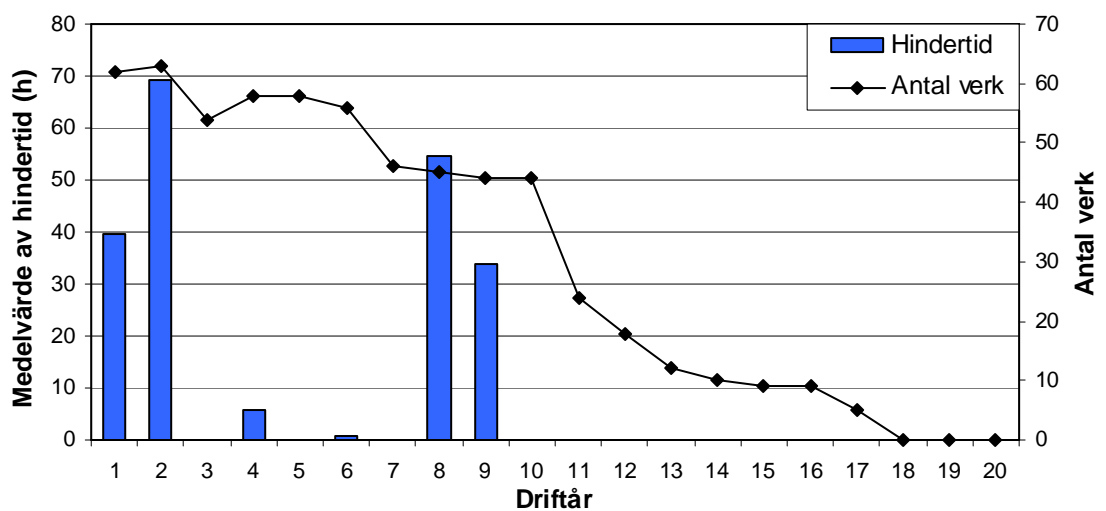


Figur 33. Hindertid orsakad av fel i kontrollsystemet.

5.4.10 Rotorn

Problem med rotorn i sig är ovanliga, men hindertiden kan bli lång, som figur 34 visar. Vid byte av huvudaxel och lager måste rotorn plockas ner, vilket innebär att reparationsarbetet kräver tid. Den stora mängden hindertid för de första driftåren är ett undantag som uppkommit i samband med test av utrustning för kallt klimat.

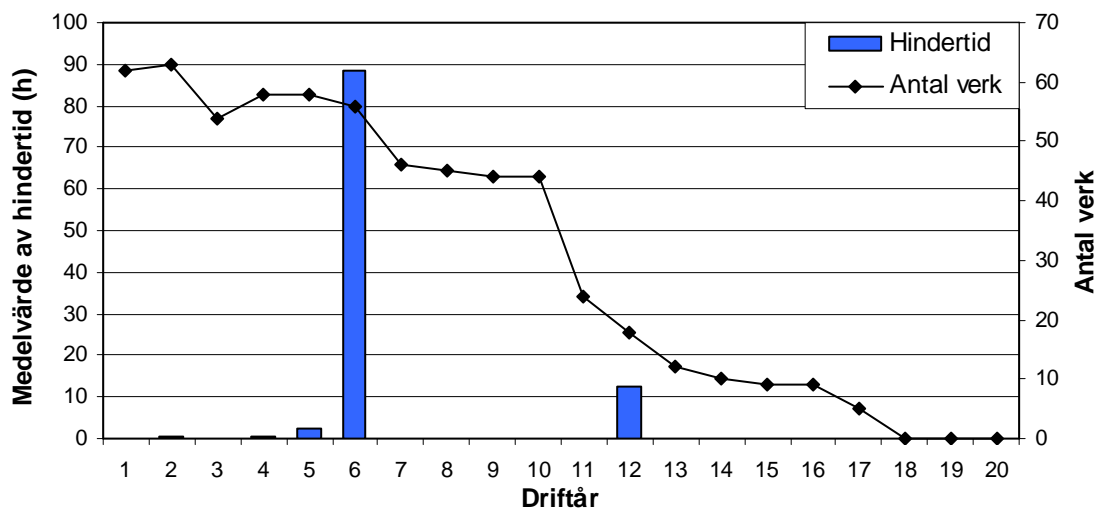
Staplarna för det åttonde och nionde driftåret orsakades av byte av rotorblad. Ett blixtnedslag är orsaken till den höga stapeln för det åttonde driftåret. Blixtnedslaget orsakade ett driftstopp på 2 463 timmar.



Figur 34. Hindertid orsakad av fel i rotorn.

5.4.11 Strukturen

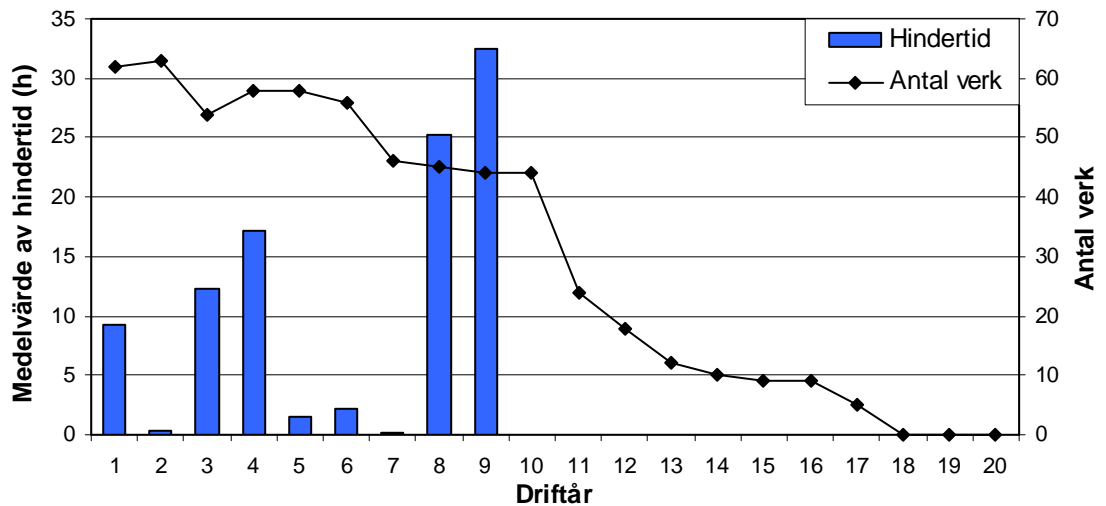
Till kategorin *struktur* hör de största komponenterna som tornet, maskinhuset och navet. Det är viktigt att de här komponenterna är tillräckligt välbyggda eftersom ett fel kan få stora ekonomiska följder. Felen är sällsynta, vilket kommer fram i figur 35, men en stor incident har lett till det stora värdet för det sjätte driftåret. Detta berodde på en brand i ett vindkraftverk där maskinhuset totalförstördes. Produktionen avstannade för drygt sex månader på grund av branden.



Figur 35. Hindertid orsakad av fel i strukturen.

5.4.12 Uppvärmningen

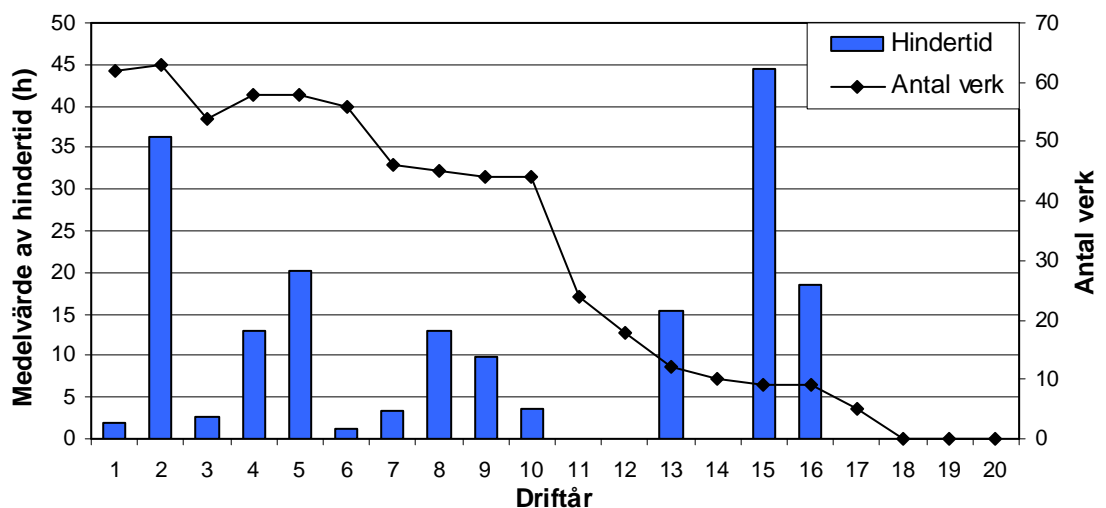
I ett vindkraftverk används utrustning för uppvärmning för anemometern och rotorbladen men också för maskinhuset och växeln. Uppvärmningen av bladen är nödvändigt främst i norra Finland där förhållandena är kallare än i de södra delarna av landet. Uppvärmningen sker med hjälp av en värmeslinga i bladen. Staplarna för det åttonde och nionde driftåret i figur 36 har uppkommit på grund av byte av värmeslingorna. De andra staplarna i figuren beror till största delen på problem med nedisning av anemometern. Det är viktigt att anemometern visar rätt eftersom en stor del av verkets inställningar utgår från vindhastigheten.



Figur 36. Hindertid orsakad av fel i uppvärmningen.

5.4.13 Nätanslutningen

Fördelningen av hindertiden för fel i nätverksanslutningen finns i figur 37. Den största enskilda källan för hindertid i denna kategori är transformatorn. Orsaken till det höga värdet för det andra driftåret är en transformator som brunnit. Detta ledde till ett driftstopp på 1 159 timmar. Till de vanligaste felen hör problem med brytare och frångiljare som förekommer så gott som varje år.



Figur 37. Hindertid orsakad av fel i nätanslutningen.

6 Automatisering av rapporteringen

Utvecklingen av vindkraften i Finland ställer stora krav på rapporteringen, som måste utvecklas för att nivån på statistikuppföljningen åtminstone ska upprätthållas, men helst förbättras. I det här kapitlet kommer jag att presentera tre möjligheter för framtida rapportering. Jag utgår från den rapporteringsmetod som används i dag (se kapitel 4). Utgångspunkten är de befintliga rapporterna samt dataströmmarna och jag kommer att analysera och ta tillvara deras fördelar. Rapporteringsprocenten har varit hög ända från starten och i dagsläget är det endast några små vindkraftverk som har avstått från rapportering. Det nuvarande systemet fungerar bra så länge antalet verk är lågt, men arbetsmängden ökar avsevärt när antalet vindkraftverk ökar.

Nya rapporteringsmodeller kräver arbete både i form av förhandlingar parterna emellan och utveckling av en ny modell. Bästa tänkbara scenario är att ägarna är välvilligt inställda till att delta i statistikuppföljningen och att de kan ha nytta av den information som publiceras. Beroende på valet av modell kan en stor del av arbetet bestå av makroprogrammering. Med hjälp av makron kan det manuella arbetet minimeras, vilket är nödvändigt eftersom antalet rapporter och antalet rader per rapport är stort.

De tre rapporteringsalternativ jag presenterar nedan är relativt enkla metoder att ta i bruk som sådana. Första alternativet är data via Finsk Energiindustri. Detta alternativ används delvis idag men kan få större betydelse i framtiden. Andra alternativet grundar sig på ibruktagandet av vindkraftverkens kommunikationsutrustning. Tredje alternativet är en utökning av felstatistiken med felrapporterna från tillverkaren. Dessa data ses ofta som företagshemligheter och är därmed hemligstämplade. Om ägaren och tillverkaren ger VTT tillstånd kunde dessa data användas för driftuppföljningen.

Dessa tre alternativ har en gemensam nämnare, de tillför statistikuppföljningen mera information men kan endast användas som komplement till dagens system. De kan med andra ord inte ersätta den manuella rapporteringsmodellen helt. På längre sikt kan det vara nödvändigt att utveckla helt nya system där exempelvis kommunikationen med vindkraftverket kunde ske via webben. Ett lämpligt tillfälle att ta i bruk nya system kunde vara i samband med resning av stora vindkraftsparker där ett nytt system verkligen kommer till sin rätt.

6.1 Timserier via Finsk Energiindustri

Finsk Energiindustri följer upp elproduktionen och elförbrukningen i Finland. Deras databas består av produktionsserier där mätningfrekvensen är en timme. Utgående från dessa serier räknas produktionen per månad ut. För att serierna ska kunna användas till driftuppföljningen behövs ett godkännande från ägaren.

Elproduktionen mäts med hjälp av en elmätare som kan vara kopplad efter kopplingscentralen och därför ger hela vindkraftsparkens nettoproduktion. Detta innebär

att endast en timserie över verkens totala nettoproduktion är tillgänglig medan de enskilda verkens produktionsserier inte kan fås. Detta är situationen till exempel i vindkraftsparken i Ajos där mätningen omfattar totalt tio verk med effekten 3 MW. I dessa fall används även bruttoproduktionen, som fås från verkens egna mätare, för uträkningen av de enskilda verkens nettoproduktion. Med hjälp av bruttoproduktionen fås förhållandet mellan verkens produktion. Detta förhållande används för en approximation av nettoproduktionen genom att multiplicera det med den totala nettoproduktionen. Denna approximation är god eftersom skillnaden mellan brutto- och nettoproduktionen endast är av storleksordningen 1–2 %.

Summan av timserierna kan direkt användas som värde för verkets nettoproduktion, i de fall där mätningen endast gäller ett verk. Dessa är fem till antalet och deras timserier har redan använts några år i samband med driftuppföljningen.

Serierna kan även användas för en uppskattning av andelen hindertid. Om delar av serien har värdet noll för längre perioder betyder det att verket är nere. Det finns en osäkerhet i uppskattningen eftersom ett fel som börjar eller slutar när det är vindstilla ger fel värden. Finns det däremot tillgång till timserier från andra verk som är belägna i närheten kan dessa användas som jämförelsevärden. På så sätt kan man eliminera de perioder då det varit vindstilla och en bättre uppskattning av hindertiden är möjlig. Detta är inte möjligt i de fall där serien innehåller produktion från flera verk. Denna metod kunde i viss mån användas i samband med felstatistiken, men dessa värden är endast uppskattningar. Det riktiga antalet timmar samt orsak och komponent måste ända rapporteras manuellt.

6.2 Inrapportering via vindkraftverkets kommunikationssystem

En stor del av vindkraftverken är utrustade med ett modem. Detta ger en möjlighet att närsomhelst, i praktiken dagligen, ringa upp verken och ladda ner driftuppgifterna till en databas. Denna mätning använder verkets mätare, vilket betyder att mätningarna motsvarar bruttoproduktionen. Ett system där bruttoproduktionen rapporteras via modem och nettoproduktionen via Finsk Energiindustri kunde vara ett tänkbart scenario i framtiden. För att förverkliga detta system krävs ägarens tillstånd och uppgifter om verkets kommunikationssystem.

Den största fördelen är en kontinuerlig dataström som är lätt att automatisera. Denna serie av data kan även användas för att registrera fel som orsakar dygnslånga hindertider. En nackdel är att detta system inte är i användning i Finland och måste byggas upp från grunden. Denna metod används däremot i Sverige sedan år 2002, så kunskap och erfarenheter finns nära till hands (se kapitel 4.4 för information om det svenska systemet). Det är inte möjligt att få detta system komplett i och med att en del av verken saknar denna utrustning. Detta betyder att en annan variant av rapportering är nödvändig, vilket även gäller för rapporteringen av felstatistiken.

6.3 Automatisering av felstatistik

Tillverkaren, till exempel Winwind, sammanställer en månadsrapport för varje enskilt verk. Rapporten innehåller förutom produktionsvärden även ett komplett sammandrag av månadens driftstopp i tabellform. En möjlighet för automatisering vore att få ägarnas tillstånd att använda dessa rapporter för driftuppföljning. Utgående från dessa rapporter kunde hindertiden räknas ut för varje enskilt verk. Detta vore speciellt viktigt med tanke på framtiden och dessutom för att få information av de verk som inte rapporterar i dagens läge.

En modell av rapportens sammanställning presenteras i tabell 7. Den fjärde kolumnen innehåller information om driftstörningen medan kolumn fem är öppen för eventuella kommentarer av tillverkaren. Kolumn tre innehåller tiden för driftstoppet. Informationen i dessa rapporter måste grupperas och summeras för att den ska motsvara databasens format. Detta är ett exempel på hur makron bör utnyttjas i samband med rapporteringen.

Tabell 7. Rapporteringsmodell över driftstoppen.

Produktionsavbrott				
Startdatum	Starttid	Produktionsstopp (d:hh:mm)	Status text	Information
1.1.2010	0:01	0:01:00	Störning	Information
2.1.2010	0:02	0:02:00	Störning	Information
3.1.2010	0:03	0:03:00	Störning	Information
4.1.2010	0:04	0:04:00	Störning	Information
5.1.2010	0:05	0:05:00	Störning	Information
6.1.2010	0:06	0:06:00	Störning	Information
7.1.2010	0:07	0:07:00	Störning	Information
8.1.2010	0:08	0:08:00	Störning	Information
9.1.2010	0:09	0:09:00	Störning	Information
10.1.2010	0:10	0:10:00	Störning	Information
11.1.2010	0:11	0:11:00	Störning	Information
12.1.2010	0:12	0:12:00	Störning	Information
13.1.2010	0:13	0:13:00	Störning	Information
14.1.2010	0:14	0:14:00	Störning	Information
15.1.2010	0:15	0:15:00	Störning	Information
16.1.2010	0:16	0:16:00	Störning	Information
17.1.2010	0:17	0:17:00	Störning	Information
18.1.2010	0:18	0:18:00	Störning	Information
19.1.2010	0:19	0:19:00	Störning	Information
20.1.2010	0:20	0:20:00	Störning	Information
...

7 Sammanfattning

Andelen vindkraft i Finland kommer att mångdubbleras under detta decennium. Vindkraftsstatistiken bidrar med information som är viktig vid bland annat planeringen, utvecklingen och tillverkningen av vindkraftverken och deras komponenter. En analys av felstatistiken ger svar på frågan om vilka tekniska fel hos vilka komponenter som bidrar till hindertiden. Analysen ger även en uppskattning av det driftår där felen statistiskt sett inträffar. Målsättningen är att öka andelen planerade underhåll för att minska andelen hindertid som uppkommer vid tekniska fel. Den tekniska tillgängligheten har idag ett medelvärde på 95 % medan målsättningen är 98 %.

I denna analys granskas den information som felstatistiken inbringat fram till slutet av år 2008. Analysen innefattar data från 72 av Finlands 116 vindkraftverk och motsvarar totalt 617 år av drift. Mängden tillgänglig data sätter begränsningar för analysen. Underlaget är för litet för en analys med en uppdelning enligt verk eller storlek. Av samma orsak är det inte heller möjligt att dra några slutsatser angående tiden mellan återkommande fel.

Enligt denna analys är hindertiden ungefär 200 timmar per år och verk. Ett undantag är de äldsta verken där andelen hindertid är större. Detta beror till en stor del på återkommande hydrauliska problem samt problem med luftbromsen. Detta resultat är ett tecken på att hindertiden ökar kraftigt när verken når en ålder av ungefär 15 år.

Andra resultat är att problem med växeln och hydraulsystemet har bidragit med den största andelen hindertid. För växeln är orsaken delvis långa reparationstider medan andelen hindertid i samband med hydrauliken är stor för gamla verk. Hydrauliska problem står även för största antalet rapporterade fel. Rotorn och växeln har det högsta medelvärdet för hindertid, medan bladvinkelregleringen och fel i elsystemet har det lägsta.

Den tekniska utvecklingen har varit snabb de senaste två decennierna. Planerad drifttid för ett vindkraftverk är vanligtvis 20 år och de äldsta verken i Finland närmar sig denna ålder. Detta innebär att tekniken i de äldre verken på många sätt skiljer sig från nya verk, vilket även kommer fram i granskningen av felstatistiken. Exempel på detta är utvecklingen av bladvinkelregleringen och användningen av hydrauliska komponenter. Denna trend kommer att bestå en tid framöver, vilket innebär att karaktären för de tekniska felen förändras kontinuerligt. Detta lämnar utrymme för fortsatt uppföljning och granskning av statistiken för att se hur situationen utvecklas i framtiden.

Målsättningen med statistikuppföljningen är att föra statistik över alla till elnätet kopplade vindkraftverk i Finland. Detta innebär att statistikuppföljningen bör utvecklas för att möta de krav som en kraftig utbyggnad av vindkraften innebär. Några alternativa förbättringar i dagsläget är produktionsdata via Finsk Energiindustri, statistik direkt via tillverkaren eller ibruktagandet av vindkraftverkens kommunikationssystem i samband med rapporteringen. Alla förändringar i rapporteringssystemet kräver dock en viss mängd arbete i form av utarbetande av nya blanketter och räknemetoder och här bör fördelarna vägas upp mot nackdelarna för att hitta den bästa lösningen.

Källor

Ackermann, T. et al. 2005. Wind power in power systems. Chichester, England: John Wiley & Sons, Ltd. 691 s. ISBN 0-470-85508-8.

Arbets- och näringsministeriet. 2008. Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. http://www.tem.fi/files/20585/Selontekoehdotus_311008.pdf, hämtat 17.7.2009.

Arbets- och näringsministeriet. 2009. Syöttötariffityöryhmän loppuraportti. [http://www.tem.fi/files/24645/Sy tt tariffity ryhm n loppuraportti 29-09-09.pdf](http://www.tem.fi/files/24645/Sy_tt_tariffity_ryhm_n_loppuraportti_29-09-09.pdf), hämtat 21.01.2010.

Durstewitz, M. 2007. Welcome "German Wind Monitor" – good bye "250 MW Wind Programme" http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/EWEC_2007_Durstewitz.pdf, hämtat 14.10.2009.

Energimyndigheten. 2009. Vindkraftsstatistik 2008. Sverige. <http://www.energimyndigheten.se/sv/Om-oss/Var-verksamhet/Framjande-av-vindkraft1/Statistik/>, hämtat 20.7.2009.

Elforsk. 2009. Driftuppföljning av vindkraftverk. Årsrapport 2008. Sverige. <http://www.vindstat.nu/Reports/arsrapp2008.pdf>, hämtat 12.10.2009.

European Wind Energy Association. 2009a. Wind power installed in Europe by end of 2008. http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/2008_wind_map.pdf, hämtat 20.7.2009.

European Wind Energy Association. 2009b. Wind energy statistics. http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/factsheets/EWEA_FS_Statistics.pdf, hämtat 21.1.2010.

European Wind Energy Association. 2009c. The economics of wind energy. http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-lr.pdf, hämtat 14.8.2009.

Farin, J. et al. 2009. Taajuusmuuttajien rakenne, mitoitus ja säätö generaattorikäytössä. Tutkimusraportti. 75 s. VTT-R-03623-09.

Global Wind Energy Council. 2009a. Global Wind 2008 report. <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Global%20Wind%202008%20Report.pdf>, hämtat 20.7.2009.

Global Wind Energy Council. 2009b. Wind Energy – The Facts (executive summary). <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/WETF.pdf>, hämtat 26.8.2009.

Hau, E. 2006. Wind turbines. 2.a upplagan. Berlin, Tyskland: Springer-Verlag. 774 s. ISBN-10 3-540-24240-6.

- Henriksson, D. & Frände, N. 2008. Förutsättning för vindkraft i Kvarken. Kvarkenrådet. <http://www.kvarken.org/Link.aspx?id=1057670>, hämtat 20.7.2009.
- Holttinen, H. 1997. Tuulivoiman tuotantotilastot. Vuosiraportti 1996. VTT Energia ENE6/1/97. Esbo: Statens tekniska forskningscentral. 28 s.
- Holttinen, H. & Peltola, E. 1994. Korsnäsin tuulivoimapuiston toiminta ja mittaukset. VTT Tiedotteita 1566. Esbo: Statens tekniska forskningscentral. 52 s. ISBN 951-38-4660-1.
- Holttinen H. & Stenberg A. 2009. Tuulivoiman tuotantotilastot. Vuosiraportti 2008. VTT Working Papers 132. Esbo: Statens tekniska forskningscentral. 47 s. ISBN 978-951-38-7193-2 <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2009/W132.pdf>, hämtat 9.10.2009.
- International Energy Agency. 2009. IEA Wind Energy, annual report 2008. 316 s. ISBN 0-9786383-3-6.
- Lemström, B. 1991. Vindkraft i distributionsnätet. Diplomarbete. Tekniska Högskolan, Elektrotekniska avdelningen. Esbo. 98 s.
- Malmgren, F. & Mansén, R. 2000. Handbok i vindkraftprojektering. Helsingfors: Motiva. 134 s. ISBN 952-5304-09-4.
- Meteorologiska institutet. 2009. Tuuliatlas - tarkat tuulitiedot Suomen kartalle. http://www.fmi.fi/tutkimus_yhteiskunta/yhteiskunta_32.html, hämtat 18.9.2009.
- Miljödepartementet. 2009. En sammanhållen klimat- och energipolitik – Klimat. Regeringens proposition 2008/09:162. <http://www.regeringen.se/content/1/c6/12/27/78/4ce86514.pdf>, hämtat 16.9.2009.
- Nordin, A. et al. 2007. Uppgradering av vindkraftsstatistiken. Elforsk rapport 08:11 http://www.vindenergi.org/Vindforskrappporter/V-147_%20R_08_11.pdf, hämtat 13.10.2009.
- Ribrant, J. 2006. Reliability performance and maintenance – A survey of failures in wind power systems. Diplomarbete. Kungliga tekniska högskolan, Stockholm. 71 s.
- UpWind. 2009. Work package 3: Rotor structures and materials. <http://www.upwind.eu/Paginas/Work%20packages/3%20Rotor%20structure%20and%20materials.aspx>, hämtat 26.8.2009.
- Vestas. 2009. Banar vägen till högre effekt. Broshyr. http://www.vestas.com/Files/Filer/SE/Brochures/V90_3_SV.pdf, hämtat 14.8.2009.
- Winwind. 2009. WWD-3 Wind turbine. Broshyr. http://www.winwind.fi/materiaalit/wwd3_datashet_en08.pdf, hämtat 14.8.2009.
- Wizelius, T. 2007. Vindkraft i teori och praktik. 2.a upplagan. Lund: Studentlitteratur. 399 s. ISBN 978-91-44-02660-2.

Bilaga 1: Vindkraftverk i Finland (2008)

Namn	Fabrikat	Effekt (kW)	Navhöjd (m)	Rotordiameter (m)	Driftstart
Huittinen 1	Nordtank	75	40,00	20	2003
Korsnäs 1	Nordtank	200	32,50	24,6	1991
Korsnäs 2	Nordtank	200	32,50	24,6	1991
Korsnäs 3	Nordtank	200	32,50	24,6	1991
Korsnäs 4	Nordtank	200	32,50	24,6	1991
Vaasantie	Windworld	220	31,00	25	2003
Ormhälla	Vestas	225	31,50	27	1992
Bredvik	Vestas	225	35,00	29	2004
Koppelo	Vestas	225	50,00	29	2004
Marjamäenvuori 1	Vestas	225	52,00	29	2005
Krisantie	NEGMicon	250	36,00	30	2005
Säikkä 1	Nordtank	300	30,50	31	1993
Säikkä 2	Nordtank	300	30,50	31	1993
Kemi 1	Nordtank	300	35,00	31	1993
Kemi 2	Nordtank	300	35,00	31	1993
Kemi 3	Nordtank	300	35,00	31	1993
Pori 1	Nordtank	300	30,50	31	1993
Marjaniemi 1	Nordtank	300	30,50	31	1993
Marjaniemi 2	Nordtank	300	30,50	31	1993
Lammasoaivi 1	Siemens	450	35,00	37	1996
Lammasoaivi 2	Siemens	450	35,00	37	1996
Marjaniemi 3	Nordtank	500	36,00	37,3	1995
Huikku	Nordtank	500	41,00	37,3	1995
Vatunki 1	Nordtank	500	36,00	37,3	1995
Laitakari 1	Nordtank	500	39,00	37,3	1997
Mellanön	Vestas	500	40,50	39	1995
Kökar 1	Enercon	500	44,00	40,3	1997
Vårdö 1	Enercon	500	55,00	40,3	1998
Pettböle 1	Enercon	500	55,00	40,3	1998
Pettböle 2	Enercon	500	55,00	40,3	1998
Tauvo 1	Nordtank	600	49,00	43	1997
Tauvo 2	Nordtank	600	49,00	43	1997
Knutsboda 1	Vestas	600	45,00	44	1997
Knutsboda 2	Vestas	600	45,00	44	1997
Knutsboda 3	Vestas	600	45,00	44	1997
Knutsboda 4	Vestas	600	50,00	44	1997
Lammasoaivi 3	Siemens	600	41,00	44	1998
Olos 1	Siemens	600	41,00	44	1998
Olos 2	Siemens	600	41,00	44	1998
Olos 3	Siemens	600	40,00	44	1999
Olos 4	Siemens	600	40,00	44	1999
Olos 5	Siemens	600	40,00	44	1999
Brättö	Enercon	600	65,00	45	1999
Pettböle 3	Enercon	600	65,00	45	1999
Lumparland 1	Enercon	600	65,00	45	2003
Lumparland 2	Enercon	600	65,00	45	2003
Routunkari	Vestas	660	50,00	47	1999
Kasberget	Vestas	660	55,00	47	2005

Namn	Fabrikat	Effekt (kW)	Navhöjd (m)	Rotordiameter (m)	Driftstart
Kuivamatala 1	NEGMicon	750	50,00	44	1998
Kuivamatala 2	NEGMicon	750	50,00	44	1998
Kuivamatala 3	NEGMicon	750	50,00	44	1998
Öskata 1	NEGMicon	750	45,00	48	1999
Vatunki 2	NEGMicon	750	50,00	48	1999
Vatunki 3	NEGMicon	750	50,00	48	1999
Vatunki 5	NEGMicon	750	50,00	48	1999
Meri-Pori 1	Siemens	1000	60,00	54	1999
Meri-Pori 2	Siemens	1000	60,00	54	1999
Meri-Pori 3	Siemens	1000	60,00	54	1999
Meri-Pori 4	Siemens	1000	60,00	54	1999
Meri-Pori 5	Siemens	1000	50,00	54	1999
Meri-Pori 6	Siemens	1000	50,00	54	1999
Meri-Pori 7	Siemens	1000	50,00	54	1999
Meri-Pori 8	Siemens	1000	50,00	54	1999
Kotka 1	Siemens	1000	60,00	54	1999
Kotka 2	Siemens	1000	60,00	54	1999
Kokkola T1	WinWinD	1000	66,00	56	2003
Kokkola T2	WinWinD	1000	66,00	56	2003
Riutunkari T4	WinWinD	1000	66,00	56	2003
Riutunkari T5	WinWinD	1000	66,00	56	2003
Riutunkari T6	WinWinD	1000	66,00	56	2003
Kristiina T1	WinWinD	1000	66,00	56	2003
Kristiina T2	WinWinD	1000	66,00	56	2003
Kristiina T3	WinWinD	1000	66,00	56	2003
Olkiluoto TU-1	WinWinD	1000	60,00	56	2004
Vihreäsaari T1	WinWinD	1000	56,00	60	2001
Fränsviken 1	WinWinD	1000	66,00	64	2006
Hilskansaari	WinWinD	1000	70,00	64	2007
Riutunkari T3	Nordex	1300	65,00	60	1999
Hankosaari 1	Nordex	1300	69,00	60	1999
Hankosaari 2	Nordex	1300	69,00	60	1999
Barö 3	Enercon	2000	65,00	70	2004
Sandö 1	Enercon	2000	65,00	70	2004
Sandö 2	Enercon	2000	65,00	70	2004
Sandö 3	Enercon	2000	65,00	70	2004
Sandö 4	Enercon	2000	65,00	70	2004
Högsåra 1	Harakosan	2000	65,00	70,7	2007
Högsåra 2	Harakosan	2000	65,00	70,7	2007
Högsåra 3	Harakosan	2000	65,00	70,7	2007
Meri-Pori 9	Siemens	2000	80,00	76	2002
Vatunki 6	Vestas	2000	78,00	80	2002
Båtskär 1	Enercon	2300	64,00	71	2007
Båtskär 2	Enercon	2300	64,00	71	2007
Båtskär 3	Enercon	2300	64,00	71	2007
Båtskär 4	Enercon	2300	64,00	71	2007
Båtskär 5	Enercon	2300	64,00	71	2007
Båtskär 6	Enercon	2300	64,00	71	2007
Raahe 1	Siemens	2300	80,00	82,4	2004
Raahe 2	Siemens	2300	80,00	82,4	2004
Raahe 3	Siemens	2300	80,00	82,4	2004
Raahe 4	Siemens	2300	80,00	82,4	2004

Namn	Fabrikat	Effekt (kW)	Navhöjd (m)	Rotordiameter (m)	Driftstart
Raahе 5	Siemens	2300	80,00	82,4	2004
Vihreäsaari T2	WinWinD	3000	90,00	90	2004
Ajos 1	WinWinD	3000	90,00	90	2005
Meri-Pori 10	WinWinD	3000	90,00	90	2006
Ajos T2	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Ajos T3	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Ajos T4	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Ajos T5	WinWinD	3000	88,00	100	2007
Ajos T6	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Ajos T7	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Ajos T8	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Ajos T9	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Ajos T10	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Ajos T11	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Riutunkari T1	WinWinD	3000	88,00	100	2008
Riutunkari T2	WinWinD	3000	88,00	100	2008

Bilaga 2: Planerade vindkraftsprojekt (December 2009)

Projekt på land	Fas	Uppskattad	Byggherre	Antal	Storlek	Totalt (min)	Totalt (max)
		start			(MW)	(MW)	(MW)
Fredrikshamn, Summa	under konstruktion	2010	Haminan energia Oy	4	3	12	12
Eckerö, Långnabba	planeringsskedet	2010	Ålands Vindenergi Andelslag	6	3	18	18
Föglö, Rödsjär	planeringsskedet	2010	Ålands Elandelslag	6		18	21
Hammarland, Stenarna	planeringsskedet	2010	Ålands Elandelslag	8		21	28
Kemi, Ajos	planeringsskedet	2010	Sumituuli Oy	1	2	2	2
Brahestad II	planeringsskedet	2010	Hyötytuuli Oy	4		12	14
Ijo, Laitakari	planeringsskedet	2010	Kansallistuuli Oy	1	3	3	3
Torneå, Röyttä	planeringsskedet	2010	Rajakiiri Oy	8		28	40
Korsnäs	planeringsskedet	2010	VS Vindkraft Ab	2	1	2	2
Närpes, Finnsätret	planeringsskedet	2010	EPV Vindkraft Ab	6		18	30
Hangö, Koverhar	planeringsskedet	2011	wpd Finland Oy			12	22
Hangö udd	planeringsskedet	2011	SABA Wind Oy Ab			3	3
Närpes, Norrskogen	planeringsskedet	2011	EPV Vindkraft Ab	30		90	150
Östermark	planeringsskedet	2011	EPV Vindkraft Ab			90	150
Kristinestad, Ömossa	planeringsskedet	2011	EPV Vindkraft Ab			135	225
Ilmola / Kurikka	planeringsskedet	2011	EPV Vindkraft Ab			60	100
Malax	planeringsskedet	2011	EPV Vindkraft Ab			105	175
Lillkyro	planeringsskedet	2011	EPV Vindkraft Ab			60	100
Korsholm, Replot	planeringsskedet	2012	EPV Vindkraft Ab			117	195
Muonio, Mielmukkavaara	planeringsskedet	2012	wpd Finland Oy / Forststyrelsen	10	3	30	40
Lovisa, Hästholmen	planeringsskedet	2013	Fortum Oy eller SABA Wind Oy Ab	7		14	21
Malax, Bergö	planeringsskedet	2013	Fortum Oy	5		15	20
Kristinestad, Björnholmen	planeringsskedet	2013	PVO Innopower Oy			5	21
Brahestad, Kopsa	planeringsskedet	2014	Kanteleen voima Oy	30		90	150
Euraåminne, Auvi	planeringsskedet		Kansallistuuli Oy	2	1	2	2

Landsbaserade projekt	Fas	Uppskattad start	Byggherre	Antal	Storlek (MW)	Totalt (min) (MW)	Totalt (max) (MW)
Kemi, Ajos	planeringsskedet		Kansallistuuli Oy	1	1	1	1
Simo, Ala-Penikka	under utredning	2010	Tuuliwatti Oy	3		10	10
Salo, Perniö	under utredning	2011	Tuuliwatti Oy	10	3	30	45
Björneborg II	under utredning	2011	ST1 Oy	3	3	9	9
Kauhava, Alahärmä	under utredning	2011	Lillbacka Powerco Oy	2		4	6
Juva, Loukeenvuori	under utredning	2011	Saimaan Voima Oy			2	6
Björneborg, Pelto	under utredning	2012	Tuuliwatti Oy	10	3	30	60
Salo, Finby	under utredning	2012	Tuuliwatti Oy	6	3	18	24
Tervola, Varevaara	under utredning	2012	Tuuliwatti Oy	10	3	30	30
Ijo, Kuivaniemi / Olhava	under utredning	2013	Tuuliwatti Oy			30	50
Pyhärinta, Rihtniemi	under utredning	2013	Propel Voima Oy			4	4
Kittilä, Kuolavaara / Keulakkopään	under utredning	2013	Fortum Oy / Forststyrelsen	18	2	36	54
Pyhäjoki, Mäkikangas	under utredning	2013	wpd Finland Oy	10		20	45
Fredrikshamn, Summa II	under utredning	2013	Haminan energia Oy	4	3	12	12
Paltamo, Kivesvaara	under utredning	2015	E.ON Kainuu			10	10
Ristijärvi, Saukkovaara	under utredning	2015	E.ON Kainuu				
Merijärvi, Ristivuori	under utredning		Herrfors Ab, Kanteleen Voima Oy	8		8	24
Sastamala	under utredning		Pertti Tuori	4	2	8	15
Korpo	under utredning		CWE Caring Wind Energy Oy Ab	2		4	4
Korsholm, Fjärdskär	under utredning		Kansallistuuli Oy	4		3	4
Närpes	under utredning		Öskata Vind Ab	1	1	1	1
Nykarleby, Kanäs	under utredning		Herrfors Ab			15	20
Nykarleby, Klubbskata	under utredning		Herrfors Ab			10	10
Nykarleby, Kantlax	under utredning		Herrfors Ab			10	10
Pyttis, Långö	under utredning		Kotkan Energia Oy	3	3	9	9
Lappo	under utredning		Kansallistuuli Oy			5	5
Vittis, Pahkionvuori	under utredning		Lännen lintu Oy / Sallilan Energia Oy	2	2	4	4
Pargas, Sorpo	under utredning			1	2	2	2
Honkajoki	under utredning		Vatajankosken Sähkö Oy	10		10	22

Landsbaserade projekt	Fas	Uppskattad start	Byggherre	Antal	Storlek	Totalt (min)	Totalt (max)
					(MW)	(MW)	(MW)
Nystad, Iso-Haidus / KIRSTA	under utredning		Propel Voima Oy	10		10	30
Luvia, Oosinselkä	under utredning		Porin Energia Oy				
Malax, Yttermalax	under utredning		Hyötytuuli Oy			5	18
Korsnäs, Bredskäret	under utredning		SaBa Wind Oy Ab	7	1	7	7
Laihela, Rajavuori	under utredning			8		30	90
Närpes, Nämpnäs	under utredning		SaBa Wind Oy Ab	18		36	54

Havsbaserade projekt	Fas	Uppskattad start	Byggherre	Antal	Storlek	Totalt (min)	Totalt (max)
					(MW)	(MW)	(MW)
Björneborg, offshore I	planeringsskedet	2010	Hyötytuuli Oy			2	3
Björneborg, offshore II	planeringsskedet	2011	Hyötytuuli Oy			90	90
Kemi, Ajos III	under utredning	2011	PVO Innopower Oy			120	200
Torneå, Röyttä III	under utredning	2012	Rajakiiri Oy	40		150	250
Raseborg, Ingå	planeringsskedet	2012	Suomen Merituuli Oy	60		180	300
Kristinestad, Sideby	planeringsskedet	2012	Suomen Merituuli Oy	73		219	365
Brahestad, Maanahkiainen	planeringsskedet	2012	Rajakiiri Oy	100		300	500
Kristinestad / Närpes	planeringsskedet	2013	PVO Innopower Oy	80	3	240	400
Ijo, Suurhiekkä	planeringsskedet	2013	wpd Finland Oy			400	600
Oulunsalo / Karlö	planeringsskedet	2015	Forststyrelsen / Oulunseudun Sähkö Oy / Lumituuli Oy		3	150	210
Ijo, Pitkämatala	planeringsskedet	2015	Fortum Oy			800	900
Ijo, Maakrunni	planeringsskedet	2015	Fortum Oy			350	400
Korsnäs	under utredning	2015	wpd Finland Oy			600	800
Oulu / Haukipudas	planeringsskedet	2016	PVO Innopower Oy			500	800

Bilaga 3: Kuvatekstit ja taulukkotekstit

Kuvatekstit:

1. Vuosittain rakennetun tuulivoimakapasiteetin keskitehon kehitys ja vaihteluväli. Uudet (nya) ja käytetyt (begagnade) kuvassa erikseen. Laitosten lukumäärä näkyy numerona pylvään sisällä.
2. Rakennetun tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehitys Suomessa.
3. Suomen tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2008 lopussa.
4. Uusiutuvan energian osuus loppukulutuksesta 1990–2005 sekä perusura ja tavoiteura vuosina 2006–2050.
5. Tuulivoimahankkeet Suomessa. Kartta päivitetty joulukuussa 2009.
6. Maailman tuulivoimakapasiteetti.
7. Tuulivoimakapasiteetin kehitys Suomessa, Ruotsissa ja Euroopassa.
8. Tuulivoimalan konehuone.
9. Kaupallisten voimaloiden roottorin koon kehitys.
10. Roottorin halkaisijan kehitys Suomen tuulivoimalaitoksilla.
11. Tuulivoimalan verkkoonliityntä neljä tavallisinta vaihtoehtoa.
12. Laitoskorkeuden kehitys Suomessa.
13. Laitoskorkeuden vaikutus kapasiteettikertoimeen.
14. Laitosten (vindkraftverk) ja yhteyshenkilöjen (kontaktpersoner) lukumäärä tilastossa.
15. Tilastossa käytetty lomake tietojen keräämiseen.
16. Analyysissä käytettyjen tuulivoimaloiden rakennusvuodet.
17. Analyysissä käytettyjen tuulivoimaloiden tehot.
18. Käyttökatkot jaoteltuna häiriön syyn mukaan. (elnät: *sähköverkko*, störning: *häiriö*, fel: *vika*, service: *huolto*, nedisning: *jäätyminen*, annat: *muu syy*)
19. Komponentti jaottelu. (komponent: *komponentti*, bladvinkelreglering: *lapakulman säätömekanismi*, elsystem: *sähköjärjestelmä*, frekvensomriktare: *taajuusmuuttaja*, kylningssystem: *jäähdytys*, kablar: *kaapelit*, kondensatorer: *kondensaattorit*, kopplingar: *kytkimet*, kraftelektronik: *tehoelektroniikka*, relä: *rele*, växel- / likriktar: *vaihto/tasasuuntaaja*, girsystem: *kääntöjärjestelmä*, bultar: *pultit*, kuggghjul: *hammaspyörä*, motor: *moottori*, hydraulik: *hydrauliikka*, nätanslutning: *verkkoonkytkentä*, transformator: *tehomuuntaaja*, struktur: *rakenne*, maskinhus: *konehuone*, nav: *napa*, torn: *torni*, uppvärmning: *lämmitys*, annat: *muu*, bromsar: *jarrut*, luftbroms: *ilmajarru*, mekanisk broms: *mekaaninen jarru*, generator: *generaattori*, lager: *laakeri*, lindningar: *käämet*, släpringar: *liukurenkaat*, givare: *anturi*, kontrollsystem: *ohjausjärjestelmä*, kontrolldator: *ohjausyksikkö*, rotor: *rottori*, rotorblad: *roottorinlapa*, växel: *vaihde*, axel: *akseli*, huvudaxel: *pääakseli*, tätningar: *tiivisteet*, okänd: *tuntematon*)
20. Vikojen aiheuttamien käyttökatojen jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille.
21. Vikojen aiheuttamien käyttökatojen lukumäärä jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille.
22. Tuulivoimaloiden keskimääräinen häiriöaika laitoksen käyttövuoden mukaan.
23. Vikojen lukumäärä käyttövuoden mukaan.
24. Vaihdevikojen aiheuttamat seisokkiajat.
25. Generaattorivikojen aiheuttamat seisokkiajat.

26. Sähköjärjestelmävikojen aiheuttamat seisokkiajat.
27. Lapakulmasäätövikojen aiheuttamat seisokkiajat.
28. Mekaaninen jarruvikojen aiheuttamat seisokkiajat.
29. Ilmajarruvikojen aiheuttamat seisokkiajat.
30. Hydraulikkavikojen aiheuttamat seisokkiajat.
31. Kääntöjärjestelmävikojen aiheuttamat seisokkiajat.
32. Anturivikojen aiheuttamat seisokkiajat.
33. Ohjaujärjestelmävikojen aiheuttamat seisokkiajat.
34. Roottorivikojen aiheuttamat seisokkiajat.
35. Rakennevikojen aiheuttamat seisokkiajat.
36. Lämmitysvikojen aiheuttamat seisokkiajat.
37. Verkkoonkytkentävikojen aiheuttamat seisokkiajat.

Taulukkotekstit:

1. Tuulivoimakapasiteetit eri maissa vuoden 2008 lopussa.
2. Euroopan tuulivoimakapasiteetti.
3. Suomessa käytetty tehonsäätömenetelmiä.
4. Vaihteettomat (Enercon, Harakosan) ja planeettavaihteratkaisut (Winwind) Suomessa.
5. Suomessa olevat laitokset ilman vaihdetta sekä).
6. Käyttökatkot häiriön syyn mukaan jaoteltuna.
7. Käyttökatkot komponenteittain.
8. Malli vikojen raportointilomakkeesta.

Bilaga 4: Figure and table captions in English

List of Figures:

1. Development of wind power capacity, including range. Separately for new (nya) and second-hand (begagnade) turbines. The numbers in the figure represent the number of turbines each year.
2. Development of installed capacity and total yearly wind power production in Finland.
3. Location of wind power plants at the end of year 2008.
4. Development of renewable energy sources until 2005 and planned development until 2050.
5. Wind power projects in Finland. Map updated in December 2009.
6. Global cumulative installed capacity.
7. Development of installed capacity in Finland, Sweden and Europe.
8. Components in the nacelle of a wind turbine.
9. Growth in rotor size of commercial wind turbine designs.
10. Development of rotor size of the wind turbines in Finland.
11. Four variants of common electrical configurations of wind turbines.
12. Development of hub height in Finland.
13. Hub height influence on capacity factor.
14. Number of turbines (vindkraftverk) versus the number of contact persons (kontaktpersoner) giving statistics in 1992–2008.
15. Form used in Finland to report wind power production and downtime.
16. Year of manufacture of the turbines in the analysis.
17. Nominal power of the turbines in the analysis.
18. Downtime breakdown is divided into categories based on the causes of downtime. (elnät: *network disturbance*, störning: *minor disturbance*, fel: *failure*, service: *maintenance*, nedisning: *icing*, annat: *other*)
19. Overview of wind turbine components. (komponent: *component*, bladvinkelreglering: *blade pitch mechanism*, elsystem: *electrical system*, frekvensomriktare: *frequency converter*, kylningssystem: *cooling system*, kablar: *cables*, kondensatorer: *capacitors*, kopplingar: *switches*, kraftelektronik: *power electronics*, relä: *relay*, växel- / likriktar: *inverter rectifier / rectifier*, girsystem: *yaw system*, bultar: *bolt*, kugghjul: *cog wheel*, motor: *motor*, hydraulik: *hydraulics*, nätanslutning: *grid connection*, transformator: *power transformer*, struktur: *structure*, maskinhus: *nacelle*, nav: *hub*, torn: *tower*, uppvärmning: *heating*, annat: *other*, bromsar: *brakes*, luftbroms: *tip break*, mekanisk broms: *mechanical break*, generator: *generator*, lager: *bearing*, lindningar: *windings*, släpringar: *slip rings*, givare: *sensor*, kontrollsystem: *control system*, kontroll dator: *control computer*, rotor: *rotor*, rotorblad: *rotor blade*, växel: *gear*, axel: *shaft*, huvudaxel: *main shaft*, tätningar: *packing*, okänd: *unknown*)
20. Downtime caused by component faults.
21. Distribution of the total amount of technical faults.
22. Downtime per turbine and operational year.
23. Number of faults per turbine and operational year.
24. Downtime caused by faults in the gear.
25. Downtime caused by faults in the generator.

26. Downtime caused by faults in the electrical system.
27. Downtime caused by faults in blade pitch mechanism.
28. Downtime caused by faults in the mechanical break system.
29. Downtime caused by faults in the tip brake.
30. Downtime caused by faults in the hydraulic system.
31. Downtime caused by faults in the yaw system.
32. Downtime caused by faults in sensors.
33. Downtime caused by faults in the control system.
34. Downtime caused by faults in the rotor.
35. Downtime caused by faults in the structure.
36. Downtime caused by faults in the heating system
37. Downtime caused by faults in the grid connection.

List of Tables:

1. Distribution of global installed wind power capacity at the end of 2008.
2. Distribution and development of installed wind power capacity in Europe.
3. Power control in the Finnish wind turbines.
4. Direct rotor-driven wind turbines (Enercon, Harakosan) and hybrid wind turbines in Finland (Winwind).
5. Distribution of downtime breakdown is divided into categories based on the causes of downtime.
6. Downtime and failure frequency for each component in a wind turbine.
7. Model of the incident report.