

Innholdsfortegnelse

Forord	3
Sammendrag	4
1 Innledning	5
2 Driftsforstyrrelser.....	6
2.1 Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE)	6
2.2 Antall driftsforstyrrelser og tapt vann	8
2.3 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak og landsdel	10
2.3.1 Antall driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel	12
2.3.2 Ikke levert energi som skyldes feil med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel	13
2.4 Prosentvis fordeling av antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi over tid	14
2.4.1 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året	14
2.4.2 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året	15
2.5 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet	15
2.6 Driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet	16
3 Feil	18
3.1 Antall feil under driftsforstyrrelser, feilhyppighet , ikke levert energi og tapt vann	18
3.1.1 Feil på kraftledninger	19
3.1.2 Feil på kabler	19
3.1.3 Feil på krafttransformatorer	20
3.1.4 Feil på effektbrytere	21
3.1.5 Feil på vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett	21
3.1.6 Feil på vannkraftaggregat med direkte innmating mot 33-110 kV nett	22
3.1.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler	23
3.1.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer	23
3.1.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett	24
3.1.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 33-110 kV nett	25
3.2 Prosentvis fordeling av feil over året	26
3.3 Variasjon i midlere reparasjonstid over året	27
3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid	29
3.4.1 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftledninger	29
3.4.2 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftkabler	29
3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for krafttransformatorer	30
3.4.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for effektbrytere	31
3.4.5 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett	31
3.4.6 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr	32
3.5 Prosentvis fordeling av utløsende årsak for feil og ikke levert energi	33
3.6 Prosentvis fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel	35
4 Avbrudd	37
4.1 Antall leveringspunkt fordelt på spenningsnivå	37
4.2 Gjennomsnittlig antall avbrudd per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå	37
4.3 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå	38
4.4 Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå	39
5 Vernrespons	40
5.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern	40
5.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern	41
5.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern	42
5.4 Ukorrekt vernrespons for distansevern fordelt på utløsende årsak	43

6	Leveringspålitelighet i sentralnettet	44
6.1	Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE	44
6.2	Antall avbrudd og ILE per avbrudd i sentralnettetspunktene	45
6.3	Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2005	46
7	Ikke levert energi og KILE for 2005	47
7.1	ILE og KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukergrupper	47
7.2	KILE fordelt over året	48
7.3	KILE fordelt på anleggsdel	49
7.4	KILE fordelt på årsak	50
7.5	KILE og ansvarlige konsesjonærer	51
	Vedlegg 1 Definisjoner	52

Forord

Årsstatistikken er utarbeidet av Statnett SF ved Nettstyringsdivisjonen, avdeling vern og feilanalyse. Statnett har siden 1. januar 1993 analysert driftsforstyrrelser og publisert statistikk for det norske regional- og sentralnettet. Statistikken er videreført etter retningslinjer utarbeidet av Samkjøringen, som var ansvarlig for statistikken frem til 1993.

Statnett tok i 1998 i bruk et nytt dataverktøy for registrering av driftsforstyrrelser i 132-420 kV nettet, «Statnetts driftsforstyrrelsesinformasjonssystem - SDI». Detaljeringsgraden i SDI er mye større enn tidligere, og det er en økt fokus på registrering av bryter- og vernrespons. Hensikten med registrering av vernrespons er å få oversikt over om vernene fungerer slik de er tiltenkt. Den «tradisjonelle» registreringen av feil og avbrudd er også forbedret og koordinert med FASIT-systemet. SDI gir muligheter for langt mer detaljerte analyser enn det som er presentert i denne statistikken. Spesielle statistikker kan fremskaffes ved henvendelse til Statnett SF.

Det utarbeides tre landsstatistikker for det norske kraftsystemet:

1. “FASIT - 20xx Feil og avbrudd i høyspennings fordelingsnett tom. 22 kV”
Statistikken utgis av EBL
2. “Statistikk over driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet - 20xx”
Statistikken utgis av Statnett
3. “AVBRUDDSSSTATISTIKK 20xx”
Statistikken utgis av NVE

Økt bruk av feil- og avbruddsstatistikk har skapt et behov for å se de tre landsstatistikkene i sammenheng. Det er opprettet en *Referansegruppe feil og avbrudd* (Statnett, NVE, EBL, Sintef Energiforskning og tre energiverk), med formål å utvikle innrapportering, innhold og distribusjon av de tre statistikkene på en best mulig måte. Denne statistikken er basert på en felles struktur som er utarbeidet av gruppen.

En forutsetning for dette er at statistikkene baseres på samme terminologi. Ettersom terminologien legger premisser for innholdet i statistikken, må de som bidrar med data være godt kjent med definisjonene som brukes. Også brukere av statistikken må ha et bevisst forhold til terminologien som statistikken bygger på. I regi av *Referansegruppe feil og avbrudd* ble det i 1997 satt i gang et arbeid med å systematisere og sammenstille sentrale definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet. De omforente definisjonene er basert på definisjoner som allerede er i bruk nasjonalt, i internasjonale standarder, samt terminologien som brukes i vedlikeholdssammenheng. Referansegruppen har i størst mulig grad forsøkt å bruke velkjente uttrykk, og lagt vekt på å presisere og klargjøre betydningen av hver enkelt definisjon. I tilfeller der det historisk sett har vært uenighet om bruk av begrep, har man nå søkt å komme til enighet om hvilket begrep som skal brukes. Resultatet ble første gang publisert i mai 1998. En revidert utgave ble ferdigstilt i oktober 2001, og kan fås ved henvendelse til referansegruppen.

Oslo 06.07.06

Statnett SF
Avdeling vern og feilanalyse
Postboks 5192 Majorstuen
0302 Oslo
tlf. 22 52 70 00
e-post: feilanalyse@statnett.no

Sammendrag

Statistikken gir en oversikt over feil, avbrudd, vernrespons og KILE tilknyttet driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2005. Både overføringsanlegg og produksjonsanlegg inngår i statistikken.

Det ble i 2005 registrert 873 driftsforstyrrelser og en samlet mengde ikke levert energi (ILE) på 1717 MWh. Dette er henholdsvis 13 % og 65 % lavere enn gjennomsnittet siste 10 år. Samlet mengde tapt vann var 37527 MWh, som er 11,6 % lavere sammenlignet med gjennomsnittet siste 10 år.

Det var flest driftsforstyrrelser i Vest-Norge, og færrest i Nord-Norge. Driftsforstyrrelsene fordelte seg jevnt utover året, med en økning i januar og november. Mengde ILE er størst i månedene januar, august og november. 74 % av driftsforstyrrelsene medførte ikke avbrudd.

Driftsforstyrrelser kan bestå av én eller flere feil. Det var til sammen 987 registrerte feil i 2005, hvorav 528 forbigående og 459 varige. De vanligste feilårsakene er teknisk utstyr og omgivelser (tordenvær og vind). Kraftledninger er spesielt utsatt for tordenvær og vegetasjon. For krafttransformatorer er teknisk utstyr den dominerende årsaken. Vannkraftaggregat samt vern og kontrollutstyr er spesielt utsatt for feil i teknisk utstyr og feil i forbindelse med konstruksjon/montasje. Det er også en forholdsvis stor andel feil på disse anleggsdelene hvor årsaken er registrert som ikke klarlagt.

Det var i 2005 totalt 0,23 avbrudd per leveringspunkt med spenningsnivå 33-420 kV. Avbruddshyppigheten var høyest for leveringspunkt på 132 kV nivå med 0,32 avbrudd per leveringspunkt. Gjennomsnittlig avbruddsvarighet for alle leveringspunkt var 8 minutter.

For 220-420 kV ledningsvern var 85,8 % av alle vernresponser korrekt. På disse spenningsnivåene er det dublerne vern, og vernresponsen er her relatert til hvert enkelt vern og ikke til ledningsavgangen som en helhet. For 132 kV ledningsvern var 90 % av all vernrespons korrekt, mens for transformatorvern var 56,1 % av vernresponsen korrekt. Andel ukorrekte utløsninger var omlag like stor for ikke-numeriske distansevern (9,7 %) som for numeriske distansevern (9,8 %). Årsaken til feil på ikke-numeriske distansevern er for en stor del ikke klarlagt eller feil på teknisk utstyr, mens årsaken til feil på numeriske distansevern i hovedsak er feilbetjening/feil innstilling.

I 2005 var det tilsammen 22 feil i sentralnettet som medførte ILE. Mengden ILE er beregnet til 390 MWh. Dette utgjør 2,5 % av all ILE i Norge og er noe lavere enn gjennomsnittet for perioden 1996-2005.

I nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV var det 63 feil som medførte KILE i 2005. Den totale KILE-kostnaden var omlag 21,2 millioner. Hele 73,9 % av kostnaden skyldes feil på vern og kontrollutstyr. KILE-kostnaden er høyest for feil der årsaken er konstruksjon/montasje (61,6%).

1 Innledning

Rapporten gir en oversikt over feil, avbrudd og vernrespons under driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2005. Statistikken omfatter alle driftsforstyrrelser i overføringsanlegg og produksjonsanlegg tilknyttet disse spenningsnivåene.

Statistikken er basert på data fra tre ulike registreringssystem. For perioden 1996 er alle data analysert og registrert av Statnett i et system fra 70-tallet. Systemet var basert på Nordels retningslinjer for registrering av driftsforstyrrelser. Dette systemet ble også brukt for driftsforstyrrelser på 132-420 kV nivå i 1997.

Endringer i NVEs Retningslinjer for Systemansvaret (RfS) av 1. mai 1997 medførte endringer i feilanalysearbeidet for konsesjonærer, samt i rapporteringsrutiner til Statnett. Tidligere var det frivillig å rapportere om driftsforstyrrelser på 45/66 kV nivå. RfS påla konsesjonær å gjøre feilanalyse på anleggsdeler med spenningsnivå 33-110 kV, og rapportere analyseresultatene til systemansvarlig. Pålegget gjaldt fra 01.01.97. I samråd med konsesjonærene ble det besluttet å bruke FASIT-systemet for innrapportering av analyseresultatene. Dette er den åttende årsstatistikken som inneholder data for 33-110 kV basert på innrapportering ved hjelp av FASIT.

Siden 1998 er data for 132-420 kV nettet registrert i Statnetts nye registeringsverktøy SDI. Driftsforstyrrelser på disse spenningsnivåene blir analysert og registrert av Statnett. Dette er den åttende statistikken som er laget på bakgrunn av data fra dette systemet.

Kvaliteten på dataene er generelt sett god for driftsforstyrrelser med spenningsnivå 132-420 kV. For lavere spenningsnivåer er det mer variert kvalitet på dataene. Fram til 1997 skyldtes dette i hovedsak at det var frivillig å rapportere driftsforstyrrelser. Etter 1997 skyldes det mer ulik kompetanse og oppfatning hos anleggseierne av hvordan data skal registreres. Samtidig arbeides det også kontinuerlig for å få hevet kvaliteten.

Denne statistikken er inndelt i sju kapitler. Det statistiske innholdet er inndelt i seks hovedkategorier:

- driftsforstyrrelser
- feil
- avbrudd
- vernrespons
- leveringspålitelighet i sentralnettet
- KILE

I vedlegg 1 presenteres en oversikt over definisjoner som er lagt til grunn i statistikken.

2 Driftsforstyrrelser

I dette kapitlet presenteres en oversikt over driftsforstyrrelser i 2005 sammenliknet med gjennomsnittet for de siste 10 år. Med driftsforstyrrelse menes utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. En driftsforstyrrelse kan bestå av én eller flere feil.

Innledningsvis vises antall driftsforstyrrelser med konsekvenser (ILE og tapt vann). Videre gis en oversikt over geografisk spredning av driftsforstyrrelser og ILE fordelt på utløsende årsak, samt en fordeling av driftsforstyrrelser over året. Avslutningsvis vises en prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet under driftsforstyrrelser og en oversikt over driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet.

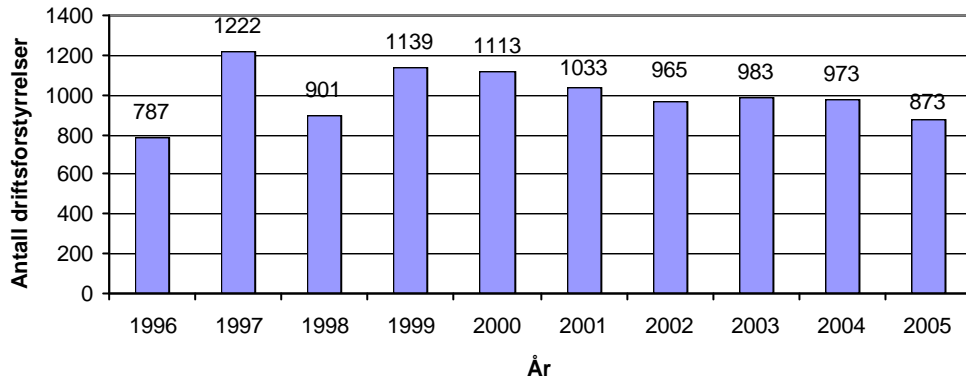
I flere av tabellene er driftsforstyrrelsene gruppert etter spenningsnivå (systemspenning). Det refereres da til spenningsnivået på anleggsdelen hvor driftsforstyrrelsens primærfeil inntraff. Feil på produksjonsutstyr er referert spenningsnivået produksjonsutstyret mater inn på. Enkelte driftsforstyrrelser kan være vanskelig å knytte til et bestemt spenningsnivå. Det kan f.eks være ved feil i felles hjelpeanlegg i en stasjon, feil i utenlandsk nett etc. Disse driftsforstyrrelsene er gruppert under «øvrige».

2.1 Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE)

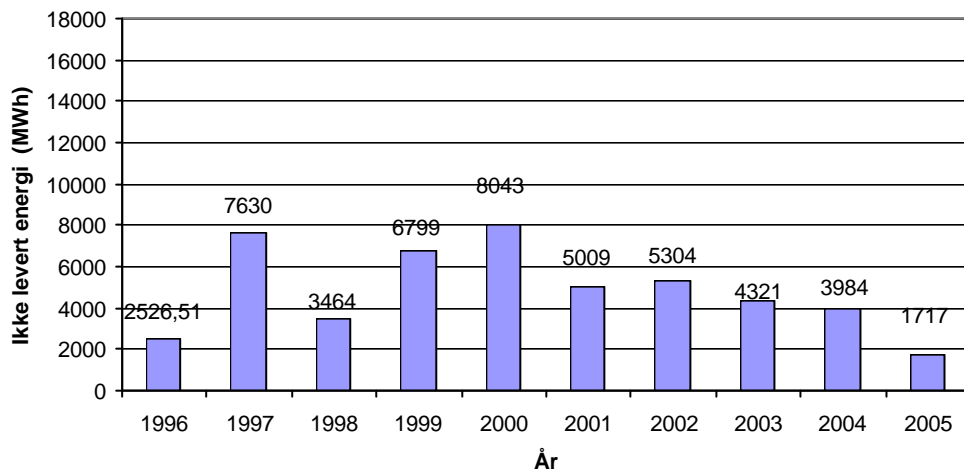
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi			
	Antall		%		MWh		%	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
420 kV	87	94,5	10,0	9,5	35	393	2,0	8,1
Ingen avbrudd	84	90,8	9,6	9,09	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	1	0,6	0,1	0,06	0	2	0,0	0,0
Langvarige avbr.	2	3,1	0,2	0,31	35	392	2,0	8,0
300-220 kV	146	191,9	16,7	19,2	274	1017	15,9	20,9
Ingen avbrudd	133	175,1	15,2	17,5	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	2	1,9	0,2	0,2	15	3	0,8	0,1
Langvarige avbr.	11	14,9	1,3	1,5	259	1010	15,1	20,7
132 kV	226	244,7	25,9	24,5	475	1465	27,7	30,0
Ingen avbrudd	170	180,3	19,5	18,0	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	10	15,7	1,1	1,6	5	10	0,3	0,2
Langvarige avbr.	46	48,7	5,3	4,9	470	1455	27,4	29,8
110-33 kV	328	402,9	37,6	40,3	836	1969	48,7	40,3
Ingen avbrudd	182	228,3	20,8	22,9	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	55	46,5	6,3	4,7	156	128	9,1	2,6
Langvarige avbr.	91	128,1	10,4	12,8	680	1841	39,6	37,7
Øvrige ¹⁾	86	64,9	9,9	6,5	97	36	5,7	0,7
Ingen avbrudd	79	62,7	9,0	6,3	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	0	0,3	0,0	0,0	0	0	0,0	0,0
Langvarige avbr.	7	1,9	0,8	0,2	97	36	5,7	0,7
Sum	873	998,9	100,0	100,0	1717	4880	100,0	100,0

¹⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «øvrige».

Tabellen viser at det i 2005 var til sammen 873 driftsforstyrrelser med en mengde ILE på 1717 MWh. Dette er henholdsvis på 13 % og 65 % lavere i forhold til gjennomsnittet de siste 10 år. I 2005 var det en betydelig reduisering i mengde ILE for alle spenningsnivåer sammenliknet med gjennomsnittet siste 10 år. Statistikken viser at 74,2 % av driftsforstyrrelsene i 2005 ikke medførte konsekvenser for sluttbrukere.

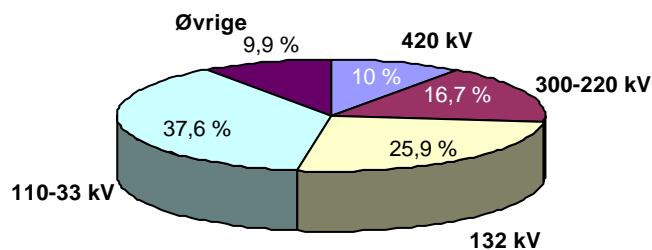


Figur 2.1 Antall driftsforstyrrelser per år i perioden 1996-2005.

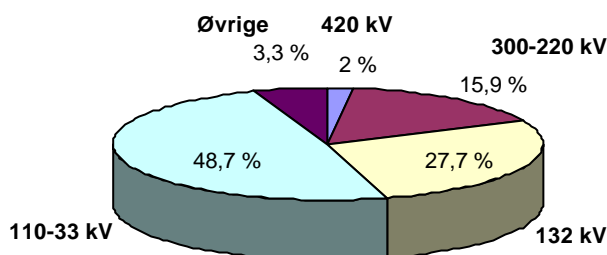


Figur 2.2 Ikke levert energi per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1996-2005.

Figur 2.3
Antall driftsforstyrrelser fordelt på spenningsnivå i 2005.



Figur 2.4
Ikke levert energi fordelt
på spenningsnivå i 2005.



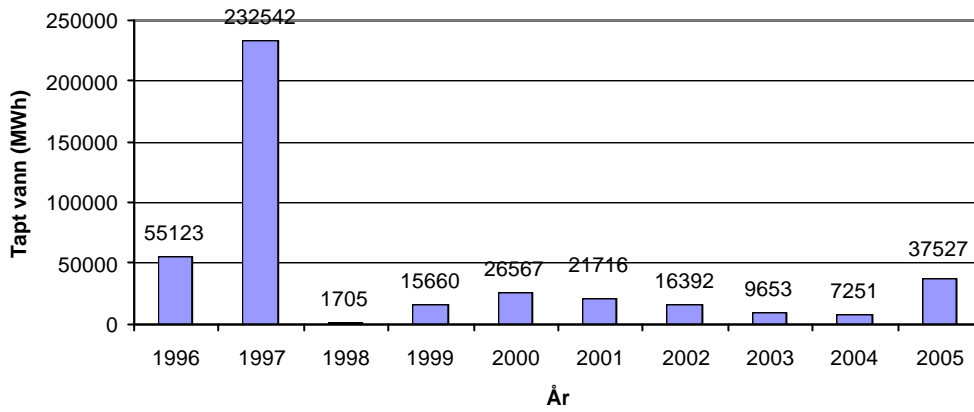
2.2 Antall driftsforstyrrelser og tapt vann

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
420 kV	87	94,5	10,0	9,5	0	205	0,0	0,5
Uten tapt vann	87	93,6	10,0	9,4	0	-	-	-
Med tapt vann	0	0,9	0,0	0,1	0	205	0,00	0,5
300-220 kV	146	191,8	16,7	19,2	24584	29988	65,5	70,7
Uten tapt vann	142	184,9	16,3	18,5	0	-	-	-
Med tapt vann	4	6,9	0,5	0,7	24584	29988	65,5	70,7
132 kV	226	244,7	25,9	24,5	7412	5492	19,8	12,9
Uten tapt vann	195	219,4	22,3	22,0	0	-	-	-
Med tapt vann	31	25,3	3,6	2,5	7412	5492	19,8	12,9
110-33 kV ¹⁾	328	402,9	37,6	40,3	2902	5233	7,7	12,3
Uten tapt vann	298	360,3	34,1	36,1	0	-	-	-
Med tapt vann	30	42,6	3,4	4,3	2902	5233	7,7	12,3
Øvrige ²⁾	86	65,1	9,9	6,5	2629	1495	7,0	3,5
Uten tapt vann	81	60,6	9,3	6,1	0	-	-	-
Med tapt vann	5	4,6	0,6	0,46	2629	1495	7,0	3,5
Sum	873	999,0	100	100,0	37527	42413	100,0	100,0

¹⁾ Det er ikke rapportert tapt vann knyttet til driftsforstyrrelser som er innledet på 33-110 kV nivå i 1997 og 1998. Gjennomsnittsverdien for dette spenningsnivået er beregnet for perioden 1996 og 1999-2005.

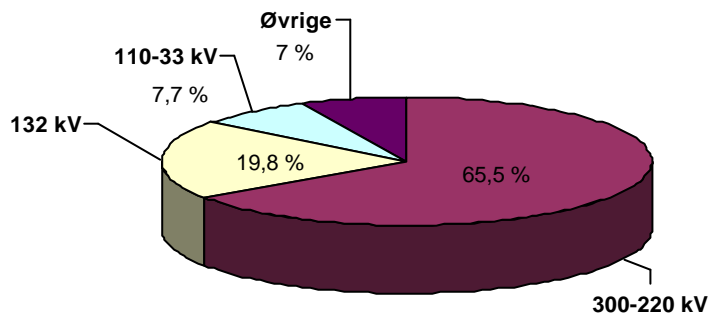
²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «øvrige».

Tabellen viser at det i 2005 var en samlet mengde tapt vann tilsvarende 37527 MWh. Dette er 88,4 % av gjennomsnittet de siste 10 år. I 2005 var det driftsforstyrrelser innledet på 220-300 kV nivå som forårsaket størst mengde tapt vann.



Figur 2.5 Tapt vann per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1996-2005.

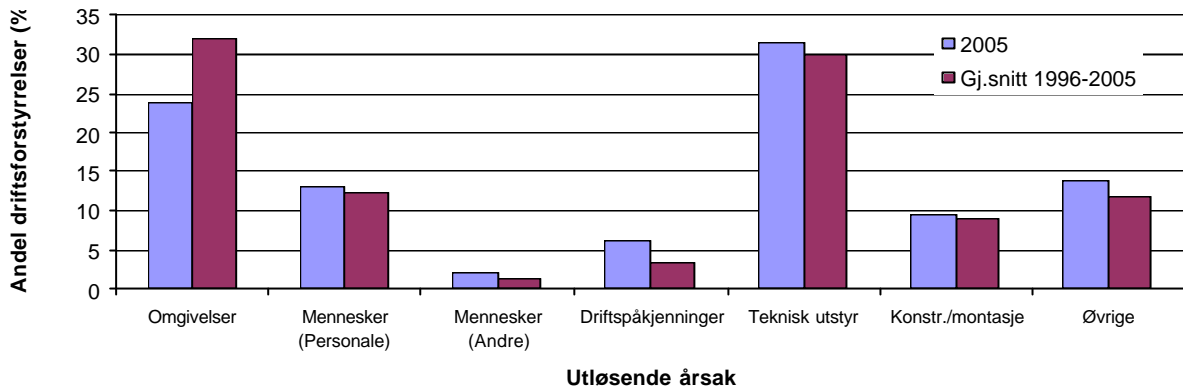
Figur 2.6
Tapt vann fordelt
på spenningsnivå i 2005.



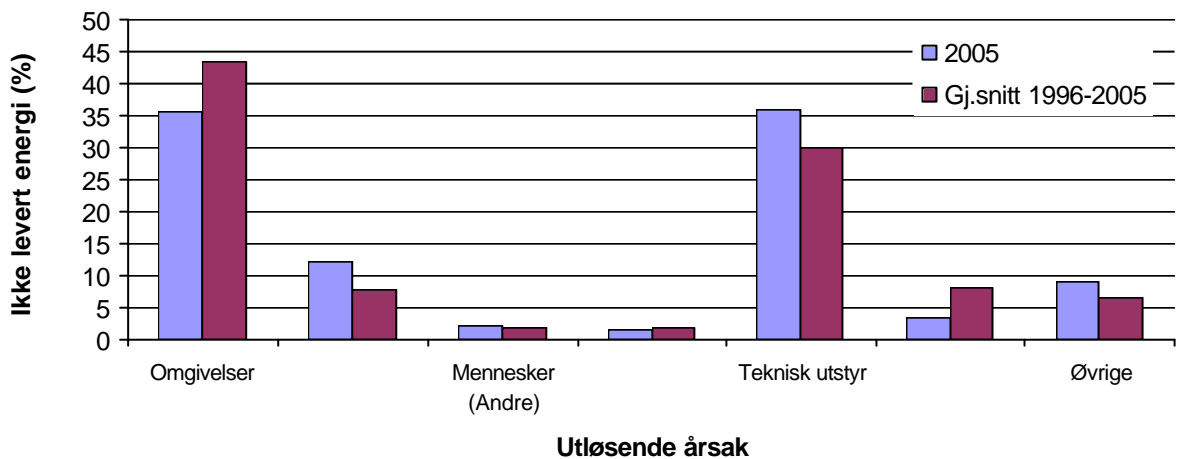
2.3 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak og landsdel

Utløsende årsak	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%		MWh		%	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
Omgivelser	208	319,8	23,8	32,0	611	2120	35,6	43,5	28288	7535	75,4	17,8
Øst-Norge	70	126,0	8,0	12,6	386	880	22,5	18,0	2748	2600	7,3	6,1
Vest-Norge	60	69,9	6,9	7,0	91	624	5,3	12,8	25525	3163	68,0	7,5
Midt-Norge	42	71,9	4,8	7,2	50	329	2,9	6,7	1	1720	0,0	4,1
Nord-Norge	36	52,0	4,1	5,2	84	288	4,9	5,9	14	53	0,0	0,1
Mennesker (Personale)	114	124,3	13,1	12,4	207	385	12,1	7,9	784	673	2,1	1,6
Øst-Norge	38	54,1	4,4	5,4	122	211	7,1	4,3	249	439	0,7	1,0
Vest-Norge	40	34,2	4,6	3,4	17	64	1,0	1,3	435	110	1,2	0,3
Midt-Norge	30	26,0	3,4	2,6	68	89	4,0	1,8	100	116	0,3	0,3
Nord-Norge	6	10,0	0,7	1,0	0	21	0,0	0,4	0	9	0,0	0,0
Mennesker (Andre)	19	15,2	2,2	1,5	38	90	2,2	1,9	18	20	0,0	0,0
Øst-Norge	11	8,1	1,3	0,8	25	20	1,5	0,4	18	20	0,0	0,0
Vest-Norge	3	3,1	0,3	0,3	0	12	0,0	0,3	0	0	0,0	0,0
Midt-Norge	4	2,8	0,5	0,3	0	18	0,0	0,4	0	0	0,0	0,0
Nord-Norge	1	1,2	0,1	0,1	12	41	0,7	0,8	0	0	0,0	0,0
Driftspåkjenninger	54	32,5	6,2	3,3	26	93	1,5	1,9	158	162	0,4	0,4
Øst-Norge	15	10,6	1,7	1,1	5	44	0,3	0,9	37	99	0,1	0,2
Vest-Norge	23	9,7	2,6	1,0	3	7	0,1	0,1	89	9	0,2	0,0
Midt-Norge	11	9,2	1,3	0,9	9	19	0,5	0,4	0	40	0,0	0,1
Nord-Norge	5	3,0	0,6	0,3	9	23	0,5	0,5	32	14	0,1	0,0
Teknisk utstyr	275	298,8	31,5	29,9	618	1469	36,0	30,1	7299	29341	19,5	69,2
Øst-Norge	89	101,4	10,2	10,2	308	565	18,0	11,6	3455	26849	9,2	63,3
Vest-Norge	85	106,1	9,7	10,6	86	300	5,0	6,2	2685	1296	7,2	3,1
Midt-Norge	85	72,6	9,7	7,3	105	364	6,1	7,5	503	854	1,3	2,0
Nord-Norge	16	18,7	1,8	1,9	118	240	6,9	4,9	656	342	1,7	0,8
Konstruksjon/montasje	83	90,6	9,5	9,1	60	400	3,5	8,2	314	4051	0,8	9,6
Øst-Norge	32	31,7	3,7	3,2	21	143	1,2	2,9	0	1335	0,0	3,1
Vest-Norge	38	32,7	4,4	3,3	6	83	0,4	1,7	307	431	0,8	1,0
Midt-Norge	4	19,4	0,5	1,9	6	128	0,4	2,6	0	2272	0,0	5,4
Nord-Norge	9	6,8	1,0	0,7	27	47	1,5	1,0	7	14	0,0	0,0
Øvrige	120	117,6	13,7	11,8	158	322	9,2	6,6	667	631	1,8	1,5
Øst-Norge	26	43,1	3,0	4,3	51	59	2,9	1,2	53	464	0,1	1,1
Vest-Norge	38	27,1	4,4	2,7	8	89	0,5	1,8	14	2	0,0	0,0
Midt-Norge	44	31,6	5,0	3,2	99	95	5,8	2,0	600	104	1,6	0,2
Nord-Norge	12	15,8	1,4	1,6	0	78	0,0	1,6	0	60	0,0	0,1
Sum	873	998,8	100,0	100,0	1717	4880	100,0	100,0	37527	42413	100,0	100,0

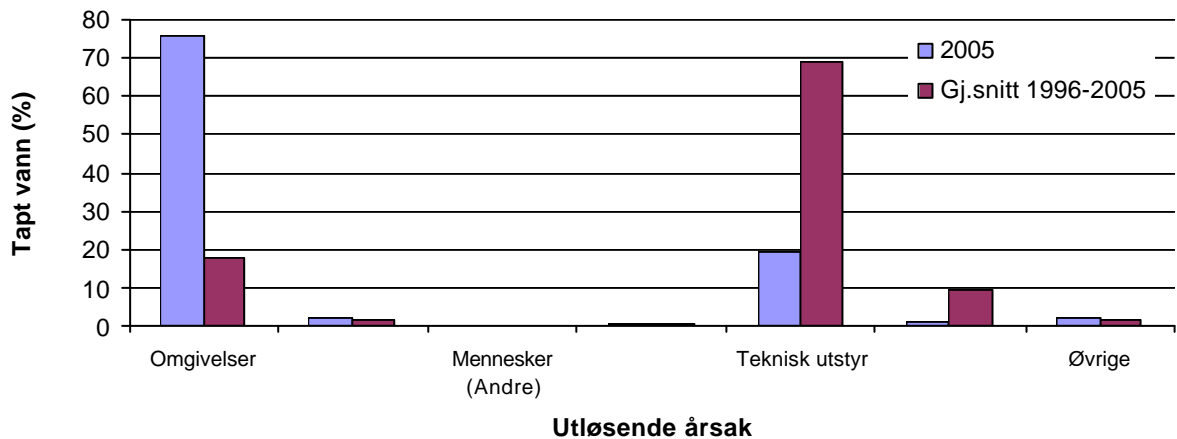
Det fremgår av tabellen at omgivelser og teknisk utstyr var de vanligste utløsende feilårsakene i forbindelse med driftsforstyrrelser i 2005. Dette tilsvarer gjennomsnittet siste 10 år. Driftsforstyrrelser der utløsende årsak var teknisk utstyr og omgivelser medførte også de største konsekvensene i form av ILE og tapt vann. Figur 2.8 viser at teknisk utstyr som utløsende årsak har en økning sammenlignet med gjennomsnittet 10 siste år, mens omgivelser har en reduksjon i forhold til gjennomsnittet. I 2005 ble det registrert flest driftsforstyrrelser i Vest-Norge, og færrest i Nord-Norge.



Figur 2.7 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak.



Figur 2.8 Prosentvis fordeling av ikke levert energi fordelt på utløsende årsak.

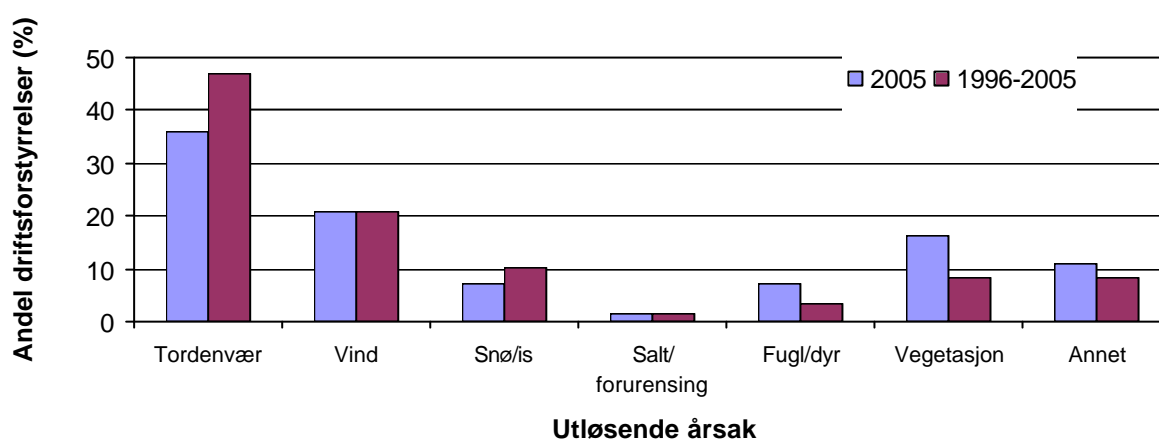


Figur 2.9 Prosentvis fordeling av tapt vann fordelt på utløsende årsak.

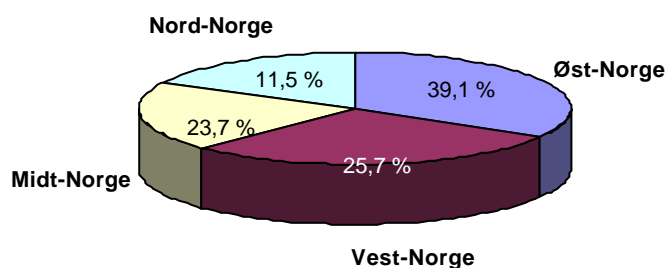
2.3.1 Antall driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
Øst-Norge	21	73,3	5	10,3	4	10,5	0	0,8	5	3,6	29	19,3	6	8,2
Vest-Norge	38	42,6	8	10,2	3	5,9	2	1,7	1	0,7	3	2,5	5	6,1
Midt-Norge	14	25,1	15	20,9	6	11,2	0	1,2	1	0,7	2	5,0	4	7,8
Nord-Norge	2	9,6	15	25,2	2	4,8	1	1,1	8	5,8	0	0,3	8	5,1
Sum	75	150,6	43	66,6	15	32,4	3	4,8	15	10,8	34	27,1	23	27,2

Tabellen gir en mer detaljert oversikt over årsakskategorien «omgivelser». Det fremgår av tabellen at tordenvær var den hyppigste feilårsakene i denne kategorien i 2005. Driftsforstyrrelser med utløsende årsak omgivelser fordelte seg relativt jevnt over landet sett i forhold til antall anleggsdeler.



Figur 2.10 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser».

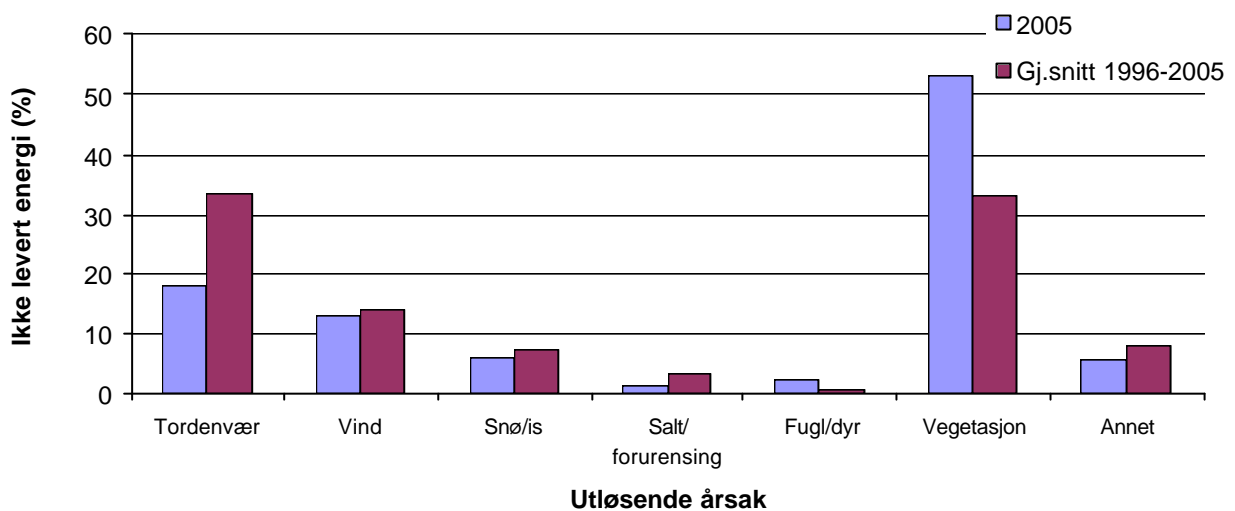


Figur 2.11 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser fordelt på landsdel i 2005 hvor utløsende årsak er omgivelser.

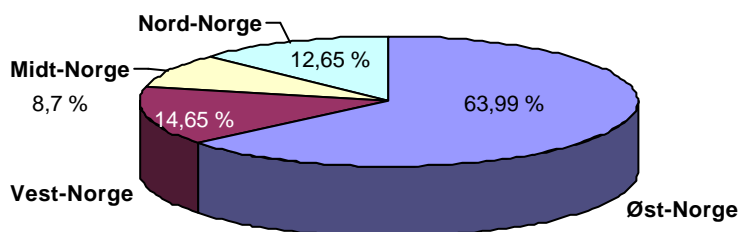
2.3.2 Ikke levert energi som skyldes feil med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
Øst-Norge	37,42	494,63	17,59	44,73	1,92	88,86	0,00	21,55	9,21	4,99	315,68	190,90	3,82	110,81
Vest-Norge	60,45	109,46	18,91	115,67	4,10	5,17	1,34	40,25	0,00	0,87	3,50	345,58	0,00	7,08
Midt-Norge	11,70	78,55	14,41	45,17	20,41	24,10	0,00	0,68	1,73	5,75	1,76	161,56	2,45	12,59
Nord-Norge	0,38	21,99	27,83	91,97	11,47	42,86	6,63	9,45	1,84	3,65	0,00	2,74	28,08	37,95
Sum	109,95	704,62	78,74	297,53	37,91	160,98	7,97	71,92	12,78	15,26	320,93	700,77	34,35	168,42

Av de driftsforstyrrelser hvor utløsende årsak var «omgivelser», var vegetasjon og tordenvær de faktorene som medførte størst mengde ILE i 2005. Tordenvær forårsaket relativt lite ILE i 2005 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år.



Figur 2.12 Prosentvis fordeling av ILE fordelt på omgivelser som utløsende årsak.



Figur 2.13 Prosentvis fordeling av ILE fordelt på landsdel i 2005 hvor utløsende årsak er omgivelser.

2.4 Prosentvis fordeling av antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi over tid

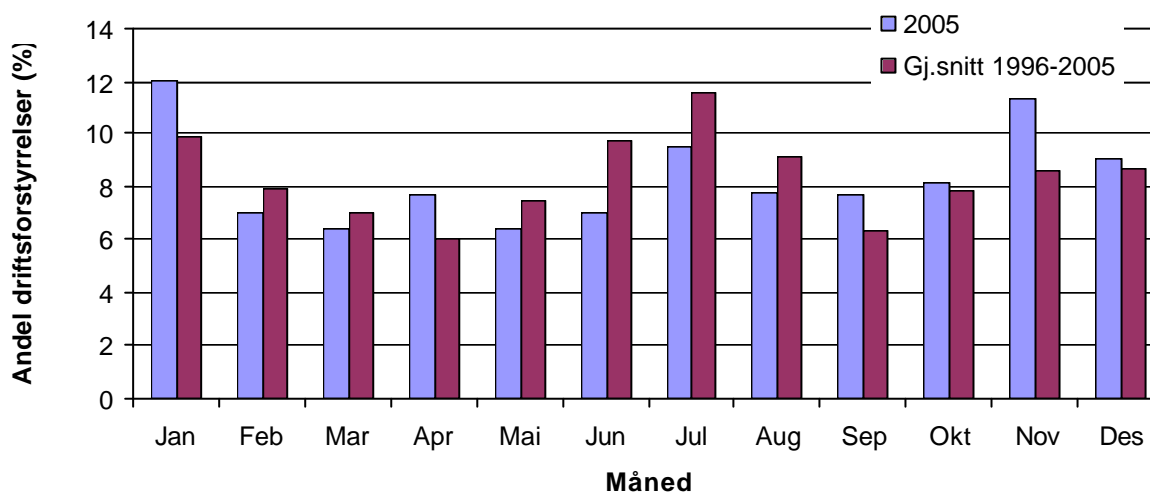
2.4.1 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året ¹⁾

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	86	11,6	9,3	4,7	5,8	3,5	7,0	9,3	5,8	3,5	9,3	9,3	20,9	100,0
300-220 kV	146	7,5	10,3	6,2	11,0	6,8	6,8	11,0	7,5	11,0	7,5	9,6	4,8	100,0
132 kV	226	11,5	5,8	4,9	6,6	5,3	11,9	8,8	9,7	8,0	5,8	12,4	9,3	100,0
110-33 kV	328	14,6	7,0	7,3	8,2	7,3	4,9	8,5	7,0	6,7	10,4	11,6	6,4	100,0
Øvrige ²⁾	87	11,5	2,3	9,2	4,6	8,0	2,3	12,6	8,0	9,2	5,7	12,6	13,8	100,0
Alle DF	873	12,0	7,0	6,4	7,7	6,4	7,0	9,5	7,8	7,7	8,1	11,3	9,0	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2005

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

Det fremgår av tabellen at driftsforstyrrelsene har fordelt seg forholdsvis jevnt utover året, med en viss økning i januar og november. For 2005 viser figur 2.14 at januar, april og november har hatt en viss økning av antall driftsforstyrrelser i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Likeledes har det i juni, juli og august vært betydelig færre driftsforstyrrelser enn



Figur 2.14 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året.

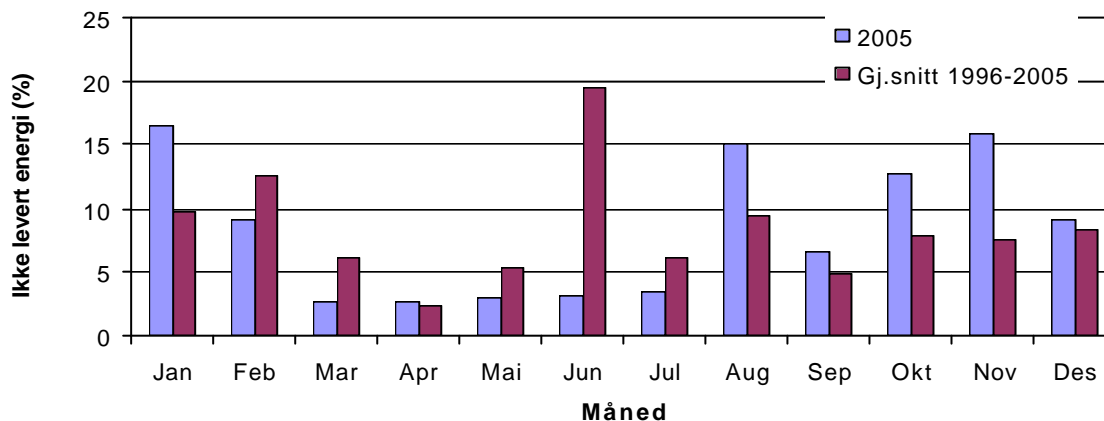
2.4.2 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året ¹⁾

Spenningsnivå referert primærfeil	ILE (MWh)	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	35	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	54,0	100,0
300-220 kV	274	7,3	0,4	0,0	0,0	2,6	0,0	1,9	75,1	10,1	2,7	0,0	0,0	100,0
132 kV	475	6,7	13,0	1,9	3,2	0,6	11,0	8,5	1,2	7,8	9,6	28,2	8,3	100,0
110-33 kV	836	27,4	11,3	3,5	3,5	4,9	0,1	1,6	5,9	4,7	19,8	15,0	2,4	100,0
Øvrige ²⁾	97	0,0	0,0	7,5	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1	0,0	0,0	81,1	100,0
Alle DF	1717	16,6	9,1	2,6	2,7	2,9	3,1	3,5	15,2	6,6	12,7	15,8	9,2	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2005

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

I 2005 var det størst mengde ILE i januar, august og november (47,6 %). Figur 2.15 viser at ILE i juni 2005 er betydelig redusert sammenlignet med gjennomsnittet siste 10 år. I januar, august, oktober og november er det derimot en viss økning. Den høye gjennomsnittsverdien av ILE i juni kommer av driftsforstyrrelsen i Rogaland 2002.



Figur 2.15 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året.

2.5 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet ¹⁾

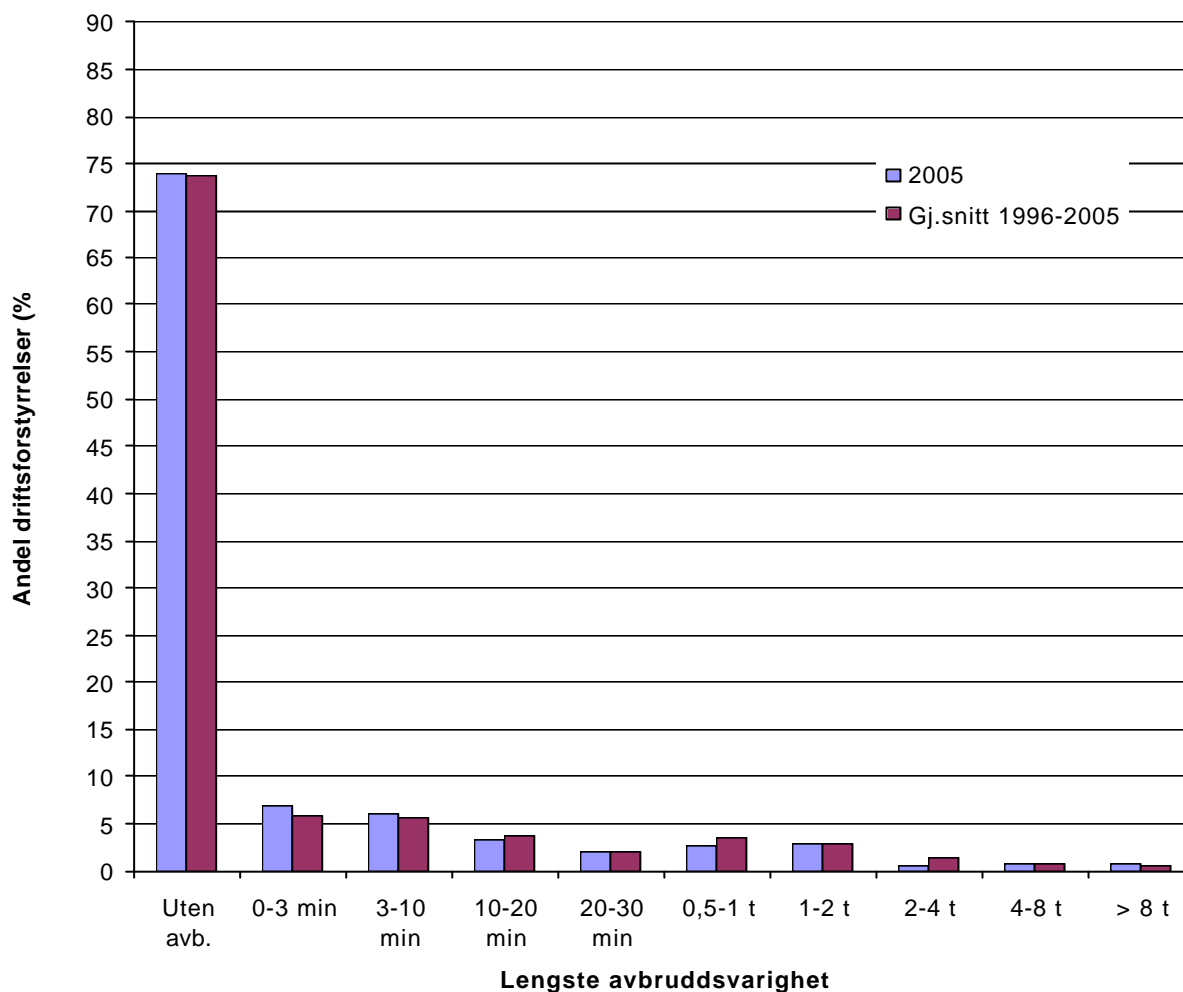
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Gj.sn. ³⁾ tt.mm	Uten avbr.	0-3 min	3-10 min	10-20 min	20-30 min	0,5-1 t	1-2 t	2-4 t	4-8 t	> 8 t	Sum
420 kV	86	0.06	96,5	1,2	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
300-220 kV	146	0.55	91,1	0,7	3,4	0,0	2,1	2,1	0,0	0,0	0,7	0,0	100,0
132 kV	226	0.36	74,8	4,0	6,6	3,1	4,0	4,4	1,8	0,4	0,4	0,4	100,0
110-33 kV	328	1.31	55,5	14,9	8,8	5,8	1,5	2,4	6,4	1,2	1,5	1,8	100,0
Øvrige ²⁾	87	0.22	90,8	0,0	3,4	1,1	0,0	3,4	1,1	0,0	0,0	0,0	100,0
Alle DF	873	1.22	74,0	6,9	6,1	3,2	1,9	2,7	3,0	0,6	0,8	0,8	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2005

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

³⁾ Gjennomsnittlig lengste avbruddsvarighet er bare basert på de driftsforstyrrelser som har medført avbrudd

Med lengste avbruddsvarighet menes den lengste tidsperiode en sluttbruker har avbrudd innenfor en driftsforstyrrelse. Det fremgår av tabellen at 74 % av alle driftsforstyrrelser i 2005 ikke medførte avbrudd. Over halvparten av driftsforstyrrelsene med avbrudd var avbruddsvarigheten mellom 0 og 20 min. Det er viktig å merke seg at tidsintervallene i tabellen og figuren nedenfor ikke er like lange. Tabellen og figuren må derfor tolkes med omhu.

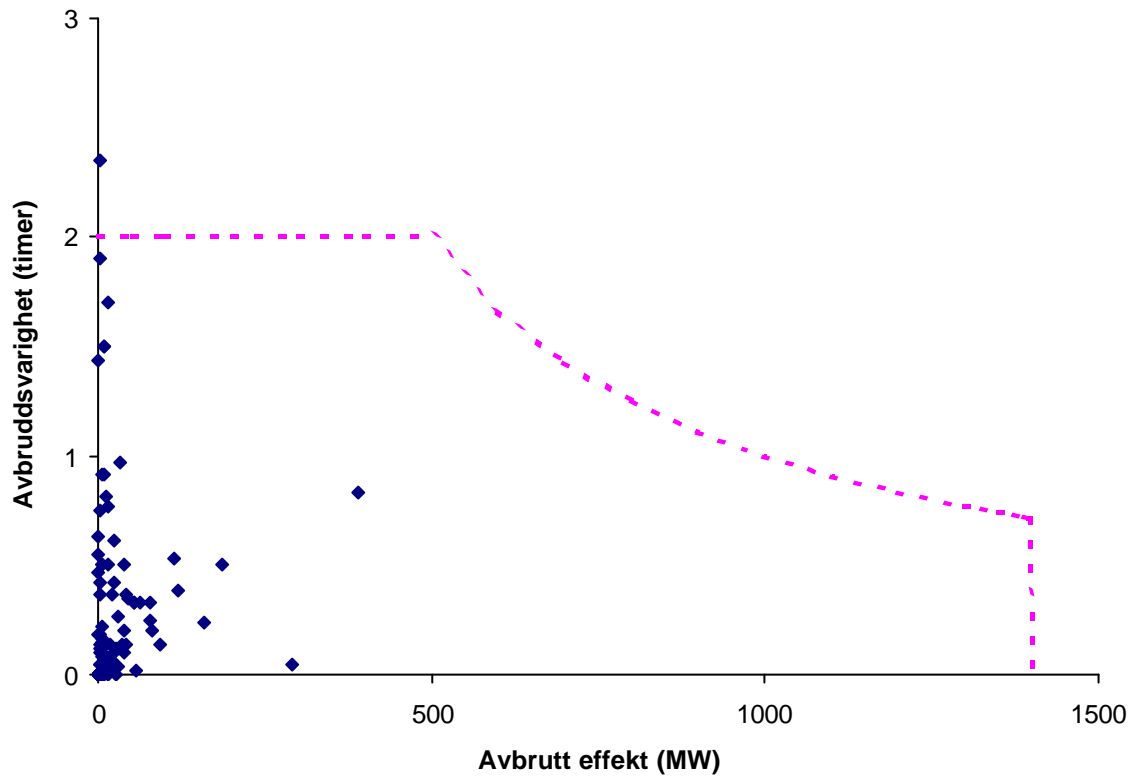


Figur 2.18 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet.

2.6 Driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet

Statnett hadde som mål i 2005 at ingen driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV skulle medføre avbrudd i mer enn 2 timer, eller medføre mer enn 1400 MW i avbrutt effekt og 1000 MWh ikke levert energi. I 2005 var det tilsammen 545 driftsforstyrrelser på disse spenningsnivåene, og 77 av disse driftsforstyrrelsene medførte ikke levert energi. Ingen driftsforstyrrelser medførte mer enn 1000 MWh ikke levert energi.

Figur 2.19 viser de enkelte driftsforstyrrelsene plottet inn i et xy-diagram med avbrutt effekt langs x-aksen og avbruddsvarighet langs y-aksen.



Figur 2.19 Driftsforstyrrelser i nett med spenning større eller lik 132 kV fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet i 2005

3 Feil

I dette kapitlet presenteres feil under driftsforstyrrelser. Feil er i denne sammenhengen knyttet til anleggsdeler. Feil er definert som en tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.

Det vises først en oversikt over feil som har ført til driftsforstyrrelser, angitt med feilhyppighet og konsekvenser (ILE og tapt vann). Deretter vises mer detaljerte oversikter over feil på spesifikke anleggsdeler fordelt på spenningsnivå og over tid (år). For de samme anleggsdeler gis det også oversikt over reparasjonstid, presentert som variasjon i midlere reparasjonstid over året samt kumulative fordelinger. Til slutt vises oversikter over utløsende årsak for feil under driftsforstyrrelser.

3.1 Antall feil under driftsforstyrrelser, feilhyppighet¹⁾, ikke levert energi og tapt vann

Anleggsdel	Antall km / anl.del	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
Kraftledning ²⁾	30360	165	0,54	0,88	67	0,22	0,28	232	0,76	1,10	497	29,0	26056	69,4
Kraftkabel ²⁾	1325	0	0,00	0,13	6	0,45	0,99	6	0,45	1,12	12	0,7	45	0,1
Krafttransformator	2719	9	0,33	0,35	14	0,51	0,57	23	0,85	0,93	48	2,8	29	0,1
Effektbryter		26			12			38			17	1,0	0	0,0
Skillebryter		6			10			16			130	7,5	1375	3,7
Strømtransf.		0			8			8			30	1,8	113	0,3
Spenningstransf.		0			15			15			34	2,0	866	2,3
Samleskinne		4			9			13			181	10,6	0	0,0
Avleder		1			5			6			0	0,0	0	0,0
Slukkespole		2			1			3			20	1,2	0	0,0
HF-sperre		0			0			0			0	0,0	0	0,0
Generator	666	16	2,40	3,21	66	9,91	6,16	82	12,31	9,37	5	0,3	1722	4,6
Magnetiseringsutstyr	666	1	0,15	0,43	10	1,50	1,16	11	1,65	1,58	0	0,0	200	0,5
Turbin	666	0	0,00	0,47	8	1,20	1,49	8	1,20	1,97	0	0,0	537	1,4
Turbinregulator	666	10	1,50	0,96	29	4,35	2,86	39	5,86	3,81	2	0,1	531	1,4
Ventilsystem	666	5	0,75	0,81	12	1,80	2,43	17	2,55	3,24	0	0,0	400	1,1
Anl. i vannvei		10			8			18			0	0,0	706	1,9
Vassdr./mag./dam		0			0			0			0	0,0	0	0,0
Fasekomp. (Rot.)	13	1	7,69	6,92	7	53,85	25,38	8	61,54	32,31	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (Kond.)	194	1	0,52	1,61	5	2,58	2,93	6	3,09	4,54	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (Reakt.)	36	0	0,00	1,18	3	8,33	4,60	3	8,33	5,78	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (SVC)	15	1	6,67	29,80	5	33,33	17,50	6	40,00	47,33	0	0,0	0	0,0
HVDC-anlegg		0			0			0			0	0,0	0	0,0
Stasjonsforsyning		4			7			11			54	3,2	0	0,0
Hjelpesystem		6			15			21			0	0,0	1220	3,3
Annet prim. anlegg		10			1			11			67	3,9	0	0,0
Ukjent		39			3			42			59	3,4	8	0,0
Vern ledn./kabel		79			39			118			198	11,5	738	2,0
Vern krafttransf.		27			18			45			82	4,8	7	0,0
Vern prod.anlegg		21			12			33			49	2,8	493	1,3
Vern øvrige		9			5			14			134	7,8	0	0,0
Kontr.ut. ledn./kabel		12			6			18			18	1,1	81	0,2
Kontr.ut. krafttransf.		12			6			18			60	3,5	0	0,0
Kontr.ut. prod.anl.		33			45			78			19	1,1	2401	6,4
Kontr.ut øvrig		18			2			20			0	0,0	0	0,0
Totalt		528			459			987			1717	100,0	37527	100,0

¹⁾ Feilhyppighet er bare beregnet for anleggsdeler hvor det foreligger oversikt over antall anleggsdeler.

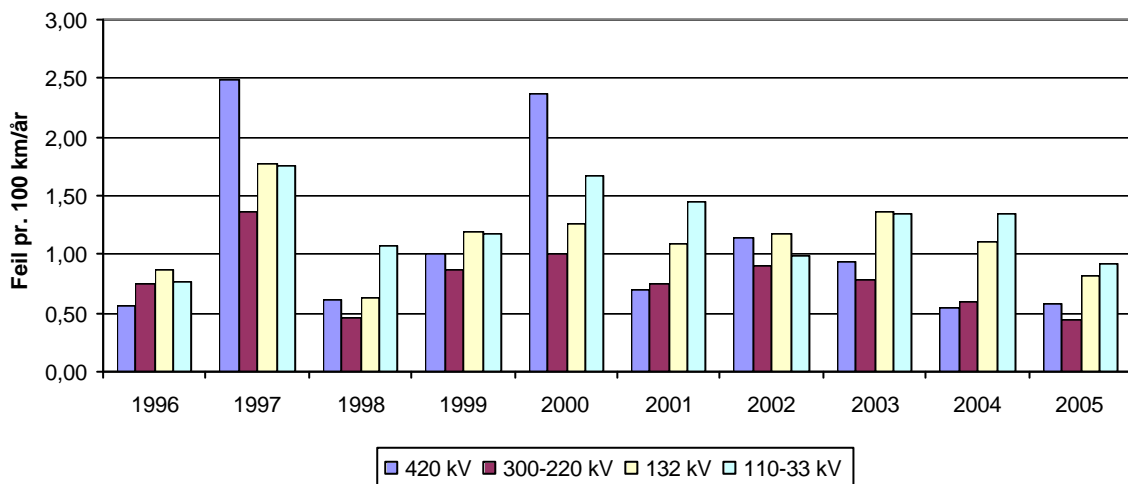
²⁾ Feilhyppighet for kraftledning og kraftkabel er oppgitt i feil pr. 100 km/år.

Statistikken for 2005 omfatter til sammen 987 feil, hvorav 528 forbigående og 459 varige. Flest feil ble registrert på kraftledninger og ledningsvern. Feilhyppigheten pr. 100 anleggsdel/år var størst for roterende fasekompensator og SVC-anlegg. Feil på kraftledning medførte de største konsekvensene i form av ILE og tapt vann.

3.1.1 Feil på kraftledninger

Spenningsnivå (kV)	Antall km	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
420	2573	14	0,54	1,02	1	0,04	0,08	15	0,58	1,10	19,00	3,8	0	0,0
300-220	5694	21	0,37	0,73	4	0,07	0,07	25	0,44	0,80	16,95	3,4	24400	93,6
132	10498	66	0,63	0,93	20	0,19	0,19	86	0,82	1,13	91,93	18,5	1598	6,1
110-33	11595	64	0,55	0,80	42	0,36	0,45	106	0,91	1,25	369,30	74,3	58	0,2
Totalt	30360	165	0,54	0,88	67	0,22	0,28	232	0,76	1,16	497,18	100,0	26056	100,0

Statistikken viser at feilfrekvensen på kraftledning på alle spenningsnivå skiller seg vesentlig fra gjennomsnittet siste 10 år. Det var til sammen 232 feil i 2005, fordelt på 165 forbigående og 67 varige feil. Varige feil er tilnærmet det samme som gjennomsnittet siste 10 år, mens forbigående feil har en reduksjon sammenlignet med gjennomsnitt siste 10 år.

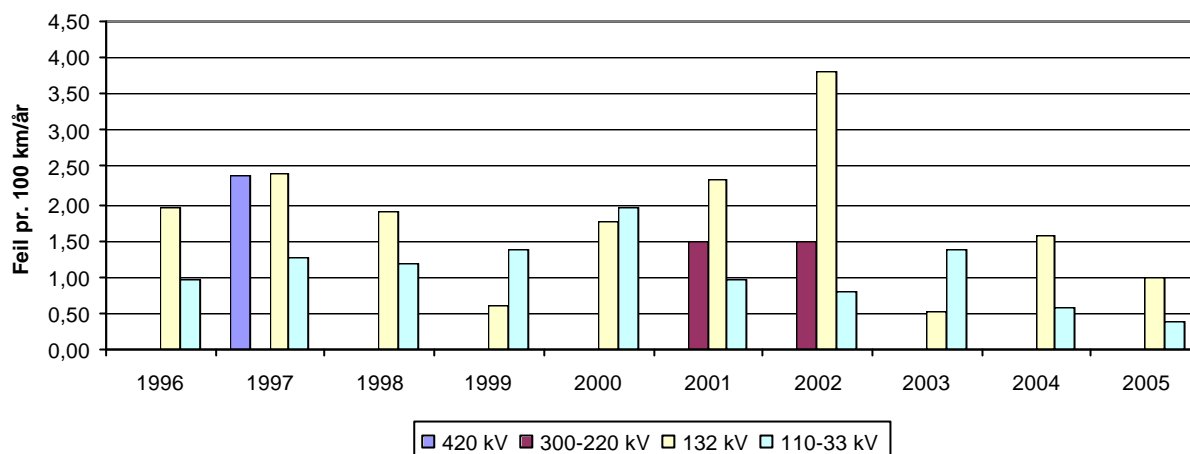


Figur 3.1 Feil på kraftledninger fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.2 Feil på kabler

Spenningsnivå (kV)	Antall km	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
420	24	0	0,00	0,24	0	0,00	0,00	0	0,00	0,24	0	0,0	0	0,0
300-220	68	0	0,00	0,00	0	0,00	0,30	0	0,00	0,30	0	0,0	0	0,0
132	202	0	0,00	0,05	2	0,99	1,74	2	0,99	1,79	1	8,7	0	0,0
110-33	1031	0	0,00	0,14	4	0,39	0,93	4	0,39	1,08	11	91,3	45	100,0
Totalt	1325	0	0,00	0,13	6	0,45	0,99	6	0,45	1,12	12	100,0	45	100,0

Figur 3.2 viser at i 2005 ble det registrert flest feil på 110-33 kV kabler, mens det var betydelig lavere feilfrekvens enn normalt de siste 10 årene. Det ble ikke registrert feil på kabler på 420 kV og 300-220 kV nivå i 2005.



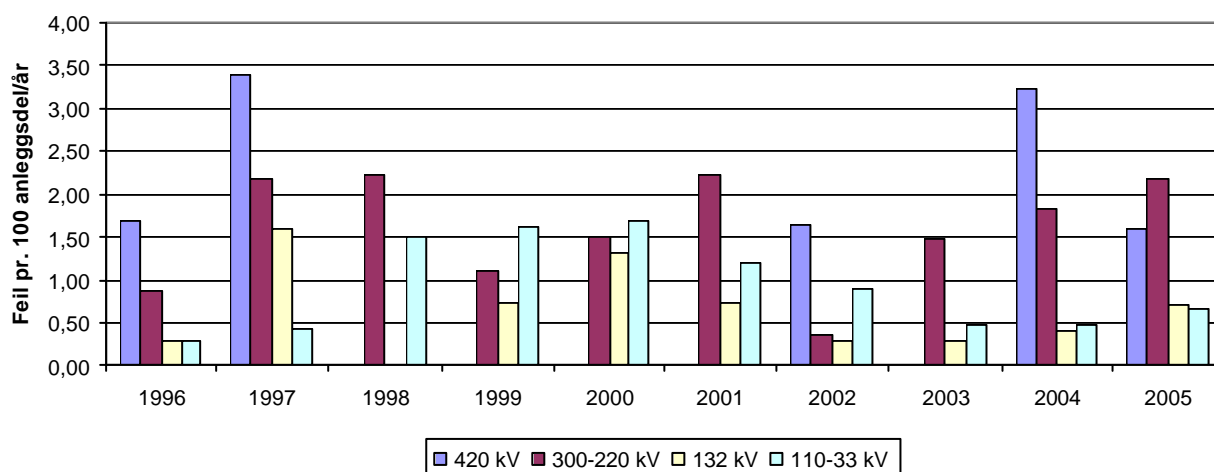
Figur 3.2 Feil på kabler fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.3 Feil på krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	Antall transf.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
420	62	0	0,00	0,33	1	1,61	0,83	1	1,61	1,16	0	0,0	0	0,0
300-220	274	1	0,36	0,38	5	1,82	1,22	6	2,19	1,60	28	56,7	0	0,0
132	720	2	0,28	0,27	3	0,42	0,36	5	0,69	0,64	3	6,6	15	51,7
110-33	1663	6	0,36	0,35	5	0,30	0,57	11	0,66	0,93	18	36,7	14	48,3
Totalt	2719	9	0,33	0,34	14	0,51	0,59	23	0,85	0,93	48	100,0	29	100,0

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

Tabellen viser at det ble registrert 23 feil på krafttransformatorer i 2005, derav 9 forbigående og 14 varige. Andel varige feil var noe lavere enn gjennomsnittet de 10 siste år. 47,8 % av feilene er registrert på krafttransformatorer med spenningsnivå 33-110 kV.

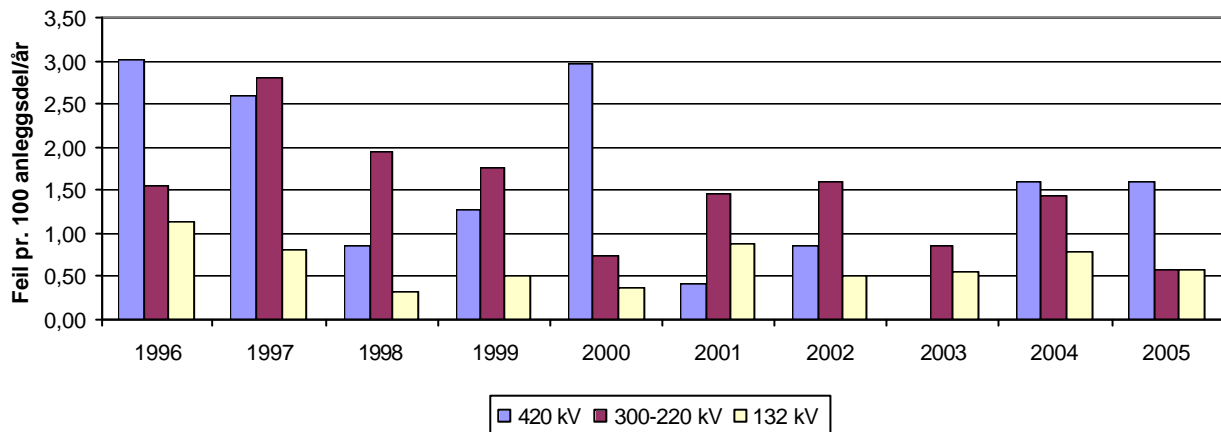


Figur 3.3 Feil på krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.4 Feil på effektbrytere

Spenningsnivå (kV)	Antall effektbryt.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
420	250	3	1,20	0,67	1	0,40	0,84	4	1,60	1,52	0	0,0	0	0
300-220	700	3	0,43	0,52	1	0,14	0,95	4	0,57	1,47	0	0,1	0	0
132	2058	5	0,24	0,34	7	0,34	0,30	12	0,58	0,64	11	67,3	0	0
110-33	-	15	-	-	3	-	-	18	-	-	5	32,6	0	0
Totalt	-	26	-	-	12	-	-	38	-	-	17	100,0	0	0

Tabellen viser at det var 38 feil på effektbrytere i 2005, derav 26 forbigående og 12 varige. Det gjøres oppmerksom på at feilmanøvrer og feilkoplinger av brytere i denne sammenheng blir registrert som feil på effektbrytere. Disse inngår i kategorien forbigående feil. Det er ikke beregnet noen feilhyppighet for 33-110 kV da det ikke foreligger noen oversikt over antall effektbrytere på dette spenningsnivået.



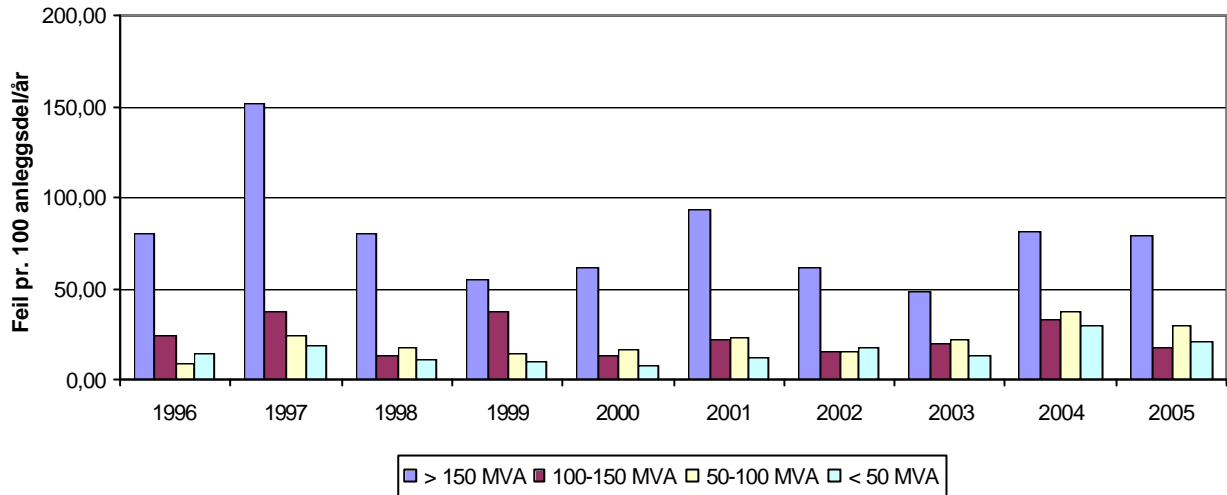
Figur 3.4 Feil på effektbrytere fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.5 Feil på vannkraftaggregat¹⁾ med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
> 150	33	2	6,06	22,57	24	72,73	56,65	26	78,79	79,22	0	0,0	0	0,0
100-150	46	4	8,70	5,09	4	8,70	18,36	8	17,39	23,44	0	0,0	0	0,0
50 -100	119	2	1,68	4,56	33	27,73	16,11	35	29,41	20,67	0	0,0	2127	86,4
< 50	140	7	5,00	3,88	22	15,71	11,50	29	20,71	15,38	0	0,0	334	13,6
Totalt	338	15	4,44	6,07	83	24,56	18,42	98	28,99	24,48	0	0,0	2461	100,0

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem

Tabellen viser at det var noe flere registrerte feil på vannkraftaggregat i 2005 enn gjennomsnittet siste 10 år. Antall feil var 98, hvor 15 var forbigående og 83 varige. Aggregat med ytelse større enn 150 MVA har forholdsvis høy feilfrekvens i forhold til aggregat med lavere ytelse. Dette skyldes trolig at disse aggregatene startes og stoppes hyppigere enn de øvrige aggregatene, samt bedre feilrapportering på store aggregat.



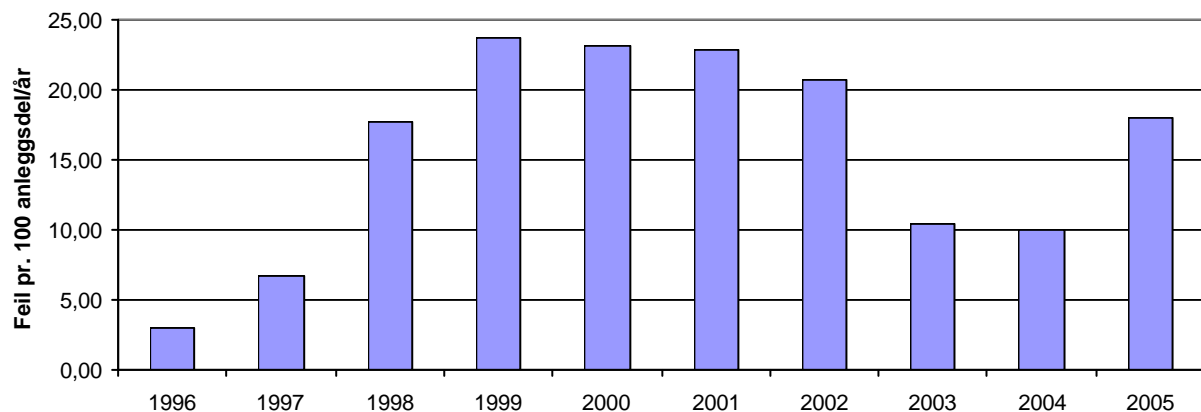
Figur 3.5 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

3.1.6 Feil på vannkraftaggregat¹⁾ med direkte innmating mot 33-110 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil		Varige feil		Alle feil								
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann		
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%	
0 -120	328	17	5,18	5,76	42	12,80	9,88	59	17,99	15,64	2	100,0	929	100,0

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem.

Figur 3.6 viser at det er langt flere registrerte feil på vannkraftaggregat med innmating mot 33-110 kV nett i årene 1998-2005 enn tidligere år. Dette kan skyldes endringer i rapporteringsrutiner. I 1998 ble anleggseiere pålagt å rapportere om disse feilene. Tidligere var dette basert på frivillig rapportering. Feilfrekvensen har vært relativt stabil i årene 1998-2002 og 2005, mens det var en vesentlig reduksjon i 2003 og 2004.



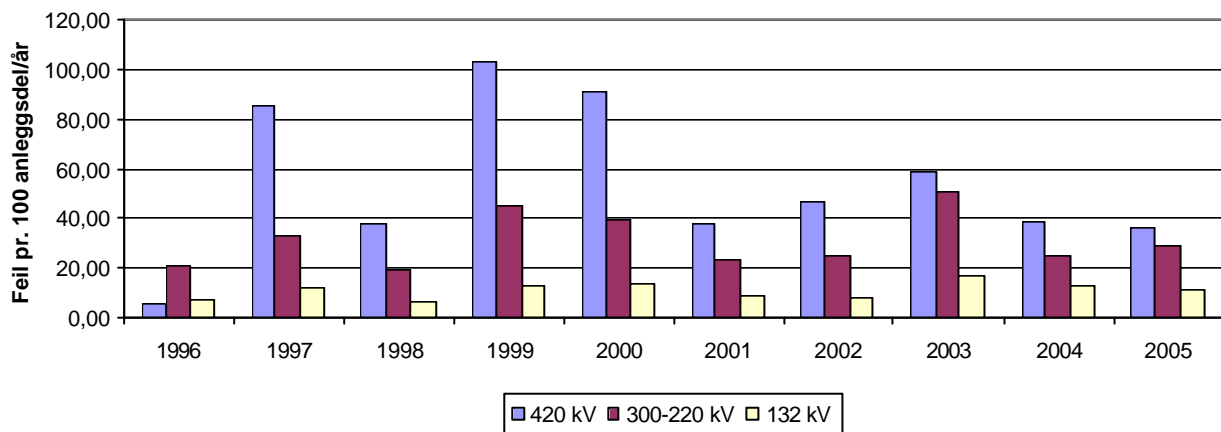
Figur 3.6 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

3.1.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler

Spenningsnivå (kV)	Antall ledn. ¹⁾	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
420	41	7	17,07	29,78	8	19,51	24,54	15	36,59	54,33	25	11,4	0	0,0
300-220	142	32	22,54	22,21	9	6,34	8,95	41	28,87	31,16	7	3,4	81	9,8
132	544	41	7,54	7,16	22	4,04	3,89	63	11,58	11,04	151	69,9	738	90,2
110-33	-	11	-	-	6	-	-	17	-	-	33	15,2	0	0,0
Totalt	-	91	-	-	45	-	-	136	-	-	216	100,0	818	100,0

¹⁾ Det refereres her til antall kraftledninger/kabler og ikke antall km kraftledning/kabel.

Det fremgår av tabellen at det var 136 feil, derav 91 forbigående og 45 varige feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler i 2005. Feilhyppigheten for 420 kV var klart redusert fra «topparene» 1999 og 2000 (se Figur 3.7). For 33-110 kV er det ikke beregnet noen feilhyppighet, da det ikke foreligger noen oversikt over antall ledninger og kabler. Det fremgår av tabellen at antall feil på dette spenningsnivået var forholdsvis lavt i 2005.



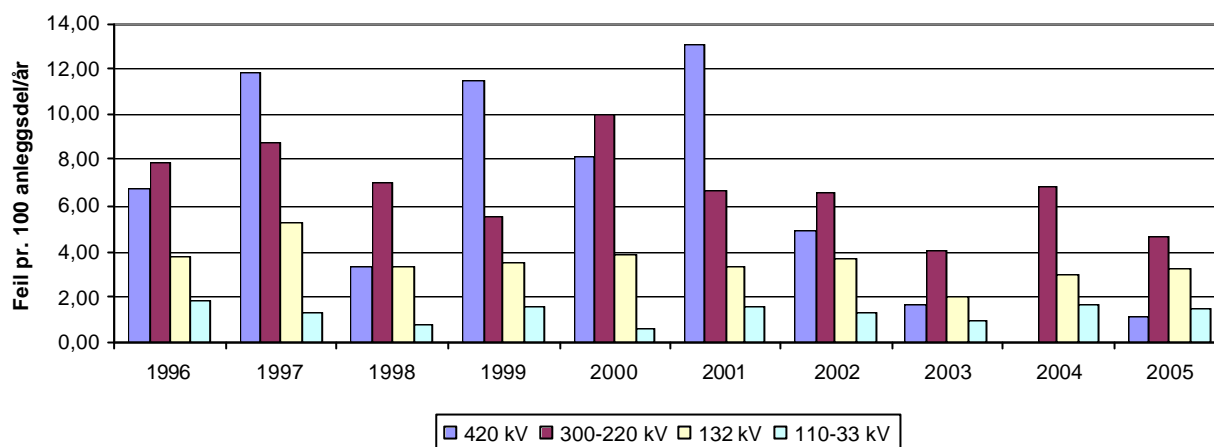
Figur 3.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	Antall transf.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
420	87	1	1,15	4,42	0	0,00	1,82	1	1,15	6,24	0	0,0	0	0,0
300-220	279	11	3,94	4,90	2	0,72	1,93	13	4,66	6,83	10	6,8	0	0,0
132	751	11	1,46	2,44	13	1,73	1,07	24	3,20	3,51	103	72,8	7	100,0
110-33	1663	16	0,96	0,70	9	0,54	0,60	25	1,50	1,30	29	20,4	0	0,0
Totalt	2780	39	1,40	1,67	24	0,86	0,88	63	2,27	2,56	142	100,0	7	100,0

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens høyspentside.

Antall feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer i 2005 er noe lavere enn gjennomsnittet siste 10 år. Det var høyest feilhyppighet på 300-220 kV nivå, mens det var størst mengde ikke levert energi på 132 kV. Vern og kontrollutstyr for transformatorer med spenningsnivå 33-110 kV har en relativt lav feilhyppighet. Dette kan skyldes liten fokus på denne typen feil hos anleggseiere, tilsvarende som for vern og kontrollutstyr for ledninger og kabler.



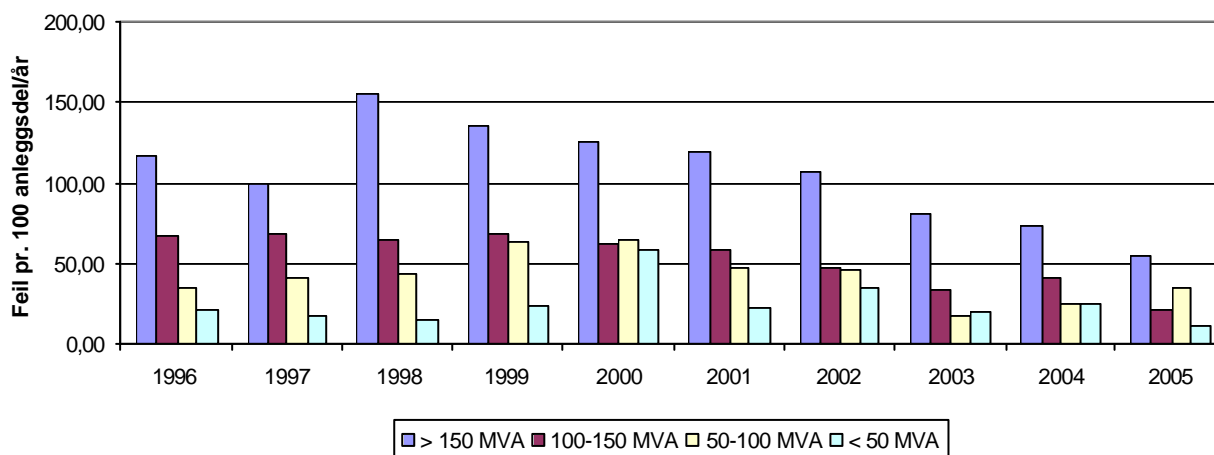
Figur 3.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat¹⁾ med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall transf.	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil					
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann		
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%	
> 150	33	7	21,21	52,50	11	33,33	54,15	18	54,55	106,65	0	0,0	0	0,0	
100-150	46	4	8,70	26,83	6	13,04	26,36	10	21,74	53,19	0	0,0	0	0,0	
50 -100	119	19	15,97	26,08	23	19,33	15,64	42	35,29	41,71	68	100,0	2460	95,9	
< 50	140	12	8,57	15,49	4	2,86	9,14	16	11,43	24,63	0	0,0	104	4,1	
Totalt	338	42	12,43	24,39	44	13,02	18,14	86	25,44	42,53	68	100,0	2564	100,0	

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringssystem

Feilhyppigheten på vern og kontrollutstyr for aggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett var i 2005 vesentlig lavere enn gjennomsnittet for de 10 siste år. I likhet med øvrige feil på vannkraftaggregat (tabell 3.1.5), hadde de største aggregatene den klart høyeste feilhyppigheten.



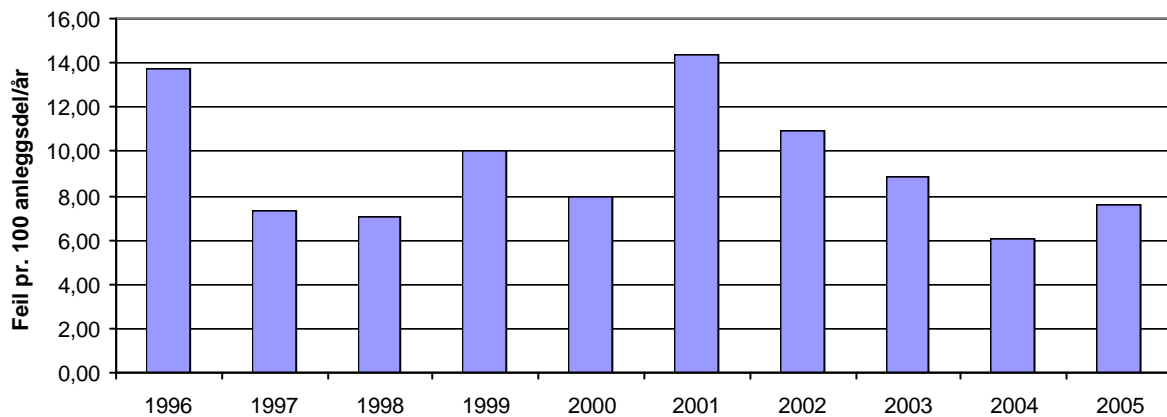
Figur 3.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

3.1.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat ¹⁾ med direkte innmating mot 33-110 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005		2005	Gj.snitt 1996-2005	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	12	3,66	4,66	13	3,96	4,73	25	7,62	9,39	0	-	402	100,0

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem

Det fremgår av tabellen at feilhyppigheten på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot nett med spenning 33-110 kV i 2005 er noe lavere enn gjennomsnittet siste 10 år. I 2005 var det til sammen 25 rapporterte feil, derav 12 forbigående og 13 varige.

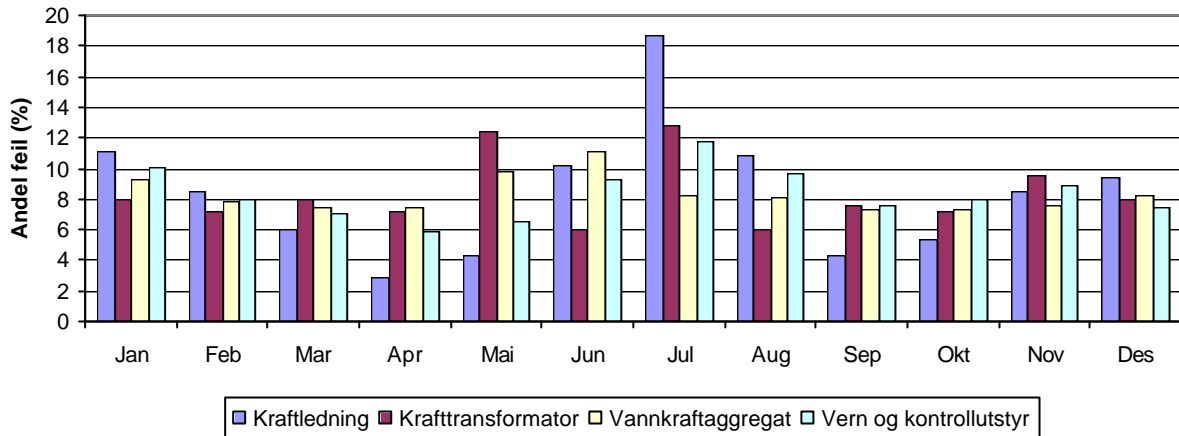


Figur 3.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

3.2 Prosentvis fordeling av feil over året

Anleggsdel	Antall feil	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
Kraftledning	3293	11,1	8,5	6,0	2,9	4,3	10,2	18,7	10,8	4,3	5,4	8,5	9,4	100,0
Kraftkabel	143	12,6	7,7	7,7	4,2	8,4	6,3	11,9	11,2	6,3	4,9	8,4	10,5	100,0
Krafttransformator	250	8,0	7,2	8,0	7,2	12,4	6,0	12,8	6,0	7,6	7,2	9,6	8,0	100,0
Effektbryter	489	12,9	9,6	7,6	6,3	8,8	9,4	7,0	8,2	5,9	8,8	7,4	8,2	100,0
Skillebryter	172	10,5	12,2	7,6	5,8	7,6	8,1	7,6	4,7	12,2	7,0	10,5	6,4	100,0
Strømtransf.	85	3,5	9,4	9,4	4,7	5,9	10,6	22,4	10,6	4,7	7,1	8,2	3,5	100,0
Spenningstransf.	126	1,6	9,5	10,3	4,0	7,1	7,1	14,3	8,7	7,1	14,3	7,1	8,7	100,0
Samleskinne	124	9,7	4,8	3,2	7,3	5,6	10,5	12,9	12,9	6,5	10,5	10,5	5,6	100,0
Avleder	100	10,0	9,0	3,0	7,0	4,0	12,0	8,0	7,0	9,0	13,0	9,0	9,0	100,0
Slukkespole	9	11,1	0,0	11,1	0,0	0,0	11,1	11,1	0,0	0,0	0,0	11,1	44,4	100,0
HF-sperre	6	0,0	0,0	16,7	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7	16,7	16,7	16,7	100,0
Generator	615	8,3	8,0	7,3	6,0	11,1	12,8	8,6	8,8	7,2	6,5	6,5	8,9	100,0
Magnetiseringsutstyr	104	16,3	3,8	4,8	13,5	7,7	7,7	6,7	6,7	7,7	2,9	11,5	10,6	100,0
Turbin	131	11,5	6,9	8,4	6,9	9,9	12,2	5,3	6,9	7,6	9,9	9,2	5,3	100,0
Turbinregulator	256	8,2	9,4	8,2	7,4	6,6	10,9	10,9	9,0	8,2	6,6	9,0	5,5	100,0
Ventilsystem	212	9,0	8,5	8,0	9,0	11,3	7,5	6,6	6,6	6,1	11,3	6,1	9,9	100,0
Anl. i vannvei	152	9,2	8,6	9,2	9,2	8,6	9,9	5,3	6,6	7,2	7,9	7,2	11,2	100,0
Vassdr./mag./dam	33	6,1	15,2	9,1	9,1	15,2	3,0	3,0	6,1	6,1	3,0	9,1	15,2	100,0
Fasekomp. (Rot.)	42	4,8	14,3	7,1	2,4	7,1	7,1	23,8	4,8	4,8	9,5	2,4	11,9	100,0
Fasekomp (Kond.)	84	2,4	10,7	7,1	6,0	4,8	7,1	10,7	7,1	9,5	11,9	14,3	8,3	100,0
Fasekomp (Reakt.)	15	6,7	0,0	13,3	0,0	26,7	13,3	6,7	13,3	0,0	0,0	13,3	6,7	100,0
Fasekomp (SVC)	58	5,2	5,2	8,6	0,0	13,8	6,9	12,1	20,7	12,1	6,9	5,2	3,4	100,0
HVDC-anlegg	38	15,8	10,5	0,0	0,0	0,0	13,2	5,3	18,4	10,5	7,9	7,9	10,5	100,0
Stasjonsforsyning	148	15,5	10,8	6,1	5,4	4,7	9,5	8,1	7,4	4,7	8,1	9,5	10,1	100,0
Hjelpesystem	238	10,5	7,1	9,2	10,5	8,0	7,1	7,1	3,4	7,1	13,0	9,2	7,6	100,0
Annet prim. anlegg	159	9,4	8,2	4,4	5,0	10,1	11,9	11,9	7,5	7,5	7,5	6,9	9,4	100,0
Ukjent	555	9,2	9,0	5,6	7,0	9,7	13,0	10,8	7,7	6,1	6,3	7,4	8,1	100,0
Vern ledn./kabel	917	8,9	8,4	6,5	3,8	4,7	10,4	16,4	10,6	7,3	5,9	8,6	8,5	100,0
Vern kraftransf.	520	13,3	8,1	6,3	5,6	4,0	9,2	11,9	8,3	6,0	9,2	10,2	7,9	100,0
Vern prod.anlegg	588	8,5	6,8	5,4	6,6	6,1	10,5	11,7	12,6	7,3	8,8	7,3	8,2	100,0
Vern øvrige	226	11,5	8,4	7,1	2,7	9,7	8,4	11,1	7,5	10,2	9,7	7,1	6,6	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	262	7,3	8,8	9,2	3,8	7,3	12,6	13,4	9,5	8,8	4,2	11,1	4,2	100,0
Kontr.ut. kraftrans.	188	8,0	11,2	10,1	6,9	6,4	5,3	8,5	8,0	11,2	10,6	5,9	8,0	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	1252	11,1	8,1	7,3	8,1	8,5	8,1	8,5	8,6	7,3	8,6	9,3	6,5	100,0
Kontr.ut øvrig	181	9,9	3,9	8,3	5,0	6,6	7,2	11,6	11,6	8,8	6,6	11,0	9,4	100,0
Alle anleggsdeler	11771	10,2	8,3	6,8	5,4	6,8	9,8	12,8	9,4	6,5	7,3	8,5	8,3	100,0

Tabellen viser hvordan feil på de ulike anleggsdelene fordelte seg over året for perioden 1996-2005. Fordelingen for alle anleggsdeler totalt viser at feilhyppigheten var størst i januar og juli. Kraftledninger hadde en spesielt høy feilhyppighet i juli. Dette skyldes naturlig nok at kraftledninger er spesielt utsatt for værpåkjenninger. Enkelte anleggsdeler har forholdsvis få feil, og det er noe tilfeldig når de inntreffer. Feil på vern og kontrollutstyr fordelte seg forholdsvis likt med feil på primæranleggene.



Figur 3.11 Feil på anleggsdeler fordelt over året.

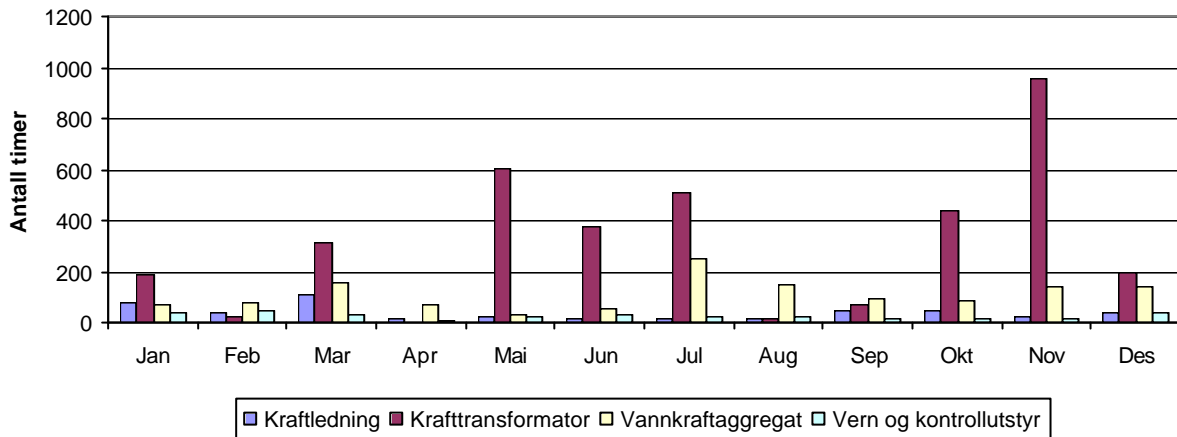
3.3 Variasjon i midlere reparasjonstid (tt.mm) over året

Anleggsdel	Middel verdi	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Kraftledning	42.25	77.44	36.36	107.57	12.54	25.08	17.30	12.21	13.02	50.54	49.58	25.44	42.31
Kraftkabel	191.28	217.16	189.27	208.09	47.24	104.27	426.21	71.42	129.02	542.32	246.14	112.51	153.10
Krafttransformator	361.42	192.05	25.16	312.5	3.55	602.41	373.04	505.56	14.20	68.14	439.11	956.39	195.36
Effektbryter	199.28	195.57	166.59	75.30	24.41	125.53	142.49	231.53	25.08	176.29	49.15	338.25	615.14
Skillebryter	62.14	8.29	36.42	323.19	67.56	135.49	15.45	1.52	28.05	35.21	46.17	46.20	6.53
Strømtransf.	83.34	17.12	2.58	342.36	39.40	31.27	8.53	27.12	208.01	1.30	51.16	38.33	32.05
Spenningstransf.	120.36	14.38	30.09	80.21	877.04	325.19	31.25	49.32	42.31	251.15	48.58	102.11	97.59
Samleskinne	173.22	1711.22	1.31	7.00	229.3	3.40	120.13	74.25	15.4	44.31	91.55	37.38	27.08
Avleder	58.10	23.51	15.53	11.48	15.07	24.0	57.58	22.41	13.21	348.38	57.32	25.59	32.08
Slukkespole	26.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.45	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.47
HF-sperre	11.29	0.0	6.0	7.56	6.36	0.0	0.0	0.0	0.0	3.41	16.41	0.0	28.0
Generator	141.31	20.21	229.50	21.15	90.3	142.25	476.35	18.38	256.57	7.12	29.08	12.31	132.36
Magnetiseringsutstyr	40.06	33.39	11.34	4.23	79.15	7.02	22.03	57.31	5.16	57.52	123.0	7.40	66.32
Turbin	77.48	156.14	35.47	139.58	35.34	17.22	18.26	23.31	620.48	13.08	15.54	2.03	1.35
Turbinregulator	7.53	5.48	9.03	4.36	6.01	5.40	6.08	3.02	33.45	4.40	4.40	4.20	1.50
Ventilsystem	5.48	5.39	8.14	3.23	18.58	2.59	4.15	5.20	1.59	9.39	3.59	3.56	5.15
Anl. i vannvei	75.04	0.46	27.15	0.54	0.0	106.05	47.19	34.03	4.51	302.51	110.58	6.05	13.05
Vassdr./mag./dam	13.08	0.0	13.08	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fasekomp. (Rot.)	553.44	7.00	32.20	4.12	0.57	0.41	24.00	2.15	0.0	0.0	0.0	0.0	3254.00
Fasekomp (Kond.)	87.27	0.0	17.22	8.38	1.51	5.02	0.0	10.30	0.0	32.27	494.16	42.42	0.0
Fasekomp (Reakt.)	21.35	0.0	0.0	16.55	0.0	0.0	43.45	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.47
Fasekomp (SVC)	4.15	0.0	0.0	0.0	0.0	8.10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.19	0.0
HVDC-anlegg	82.59	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.08	0.21	0.0	164.13	0.0	0.0	0.0
Stasjonsforsyning	6.28	1.17	3.38	7.25	1.06	2.51	13.48	4.02	15.21	13.37	1.38	3.18	1.27
Hjelpesystem	4.00	1.34	1.36	6.48	3.35	3.23	1.50	7.45	11.17	2.21	2.53	6.38	3.45
Annet prim. anlegg	71.00	85.38	36.08	5.43	491.19	13.35	2.17	2.09	0.19	2.53	120.32	0.45	220.42
Ukjent	4.43	8.24	0.0	1.29	8.00	1.46	36.26	1.22	0.38	0.50	0.0	1.58	13.17
Vern ledn./kabel	29.01	8.25	13.34	151.36	8.45	9.58	16.18	41.4	5.14	5.06	19.08	18.54	5.05
Vern kraftransf.	12.27	18.21	20.35	2.42	1.41	1.26	2.10	7.24	17.47	3.02	11.42	32.10	1.54
Vern prod.anlegg	18.33	42.11	3.58	3.05	114.47	1.11	2.23	3.02	11.33	25.42	4.53	12.35	2.45
Vern øvrige	5.01	0.30	2.20	2.30	0.0	3.03	11.57	1.11	2.45	3.24	0.30	0.32	0.0
Kontr.ut. ledn./kabel	8.06	3.29	12.39	2.35	8.00	4.51	8.02	2.16	10.42	1.03	0.15	30.53	12.48
Kontr.ut. kraftransf.	59.53	963.58	4.11	4.34	24.18	0.52	0.21	14.22	20.40	2.50	7.10	0.16	2.36
Kontr.ut. prod.anl.	13.55	28.55	9.49	15.56	23.19	8.42	14.02	15.10	10.51	15.08	6.41	10.43	4.58
Kontr.ut øvrig	10.00	0.11	13.44	1.22	9.45	0.36	22.28	3.57	1.59	4.58	28.33	18.00	10.12

Tabellen viser hvordan midlere reparasjonstid fordelte seg over året for perioden 1996-2005. Det er kun varige feil som er med i underlaget, da det per definisjon bare er varige feil som krever reparasjon (se vedlegg 1).

Middelverdien for hele året viser at roterende fasekompensatorer og krafttransformatorer har lange reparasjonstider. Av fordelingen pr måned fremgår det at dette kan være litt tilfeldig. I dataunderlaget går det frem at det er noen få feil med lang reparasjonstid som trekker middelverdien opp.

Tradisjonelt sett har reparasjonstid vært en vanskelig parameter å registrere. Dette skyldes at det har vært ulik oppfatning av hva som inngår i reparasjonstiden. For eksempel skal administrative utsettelse (frivillig venting) trekkes fra reparasjonstiden. Det har variert i løpet av 10-års perioden hvordan dette er blitt praktisert.



Figur 3.12 Middelverdi for reparasjonstid fordelt over året.

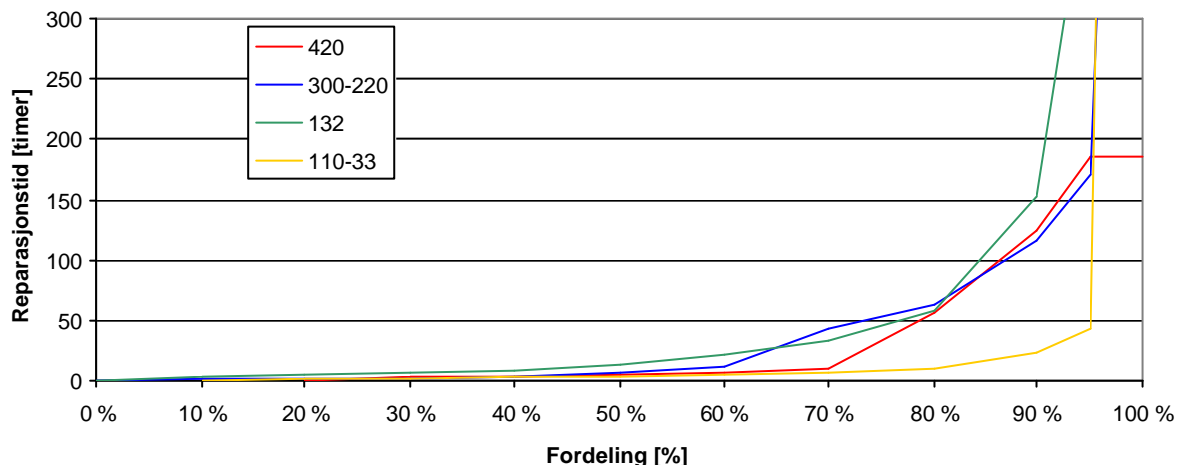
3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid

De neste tabellene og figurene viser kumulative fordelinger av reparasjonstider for ulike anleggsdeler. Prosentverdiene angir antall feil med kortere reparasjonstid enn den angitte verdien. F.eks. fører 80 % av alle kraftledningsfeil på 420 kV nivå til reparasjonstid **kortere** enn 78 timer. Det betyr igjen at 20 % av alle kraftledningsfeil medfører **lengre** reparasjonstid enn dette. Datagrunnlaget er alle varige feil som er registrert med reparasjonstid > 0 for perioden 1996-2005. Pr definisjon er det bare varige feil som krever reparasjon. Alle tider er oppgitt på formatet (tt.mm).

3.4.1 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for kraftledninger

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	18	28.32	51.10	0.01	0.02	0.38	2.40	4.00	4.50	7.18	10.36	56.30	123.45	185.00
300-220	37	61.35	206.14	0.30	1.10	2.00	2.17	4.00	6.00	12.0	42.45	63.00	116.00	1256.59
132	187	91.24	332.17	0.01	3.00	4.33	6.58	8.12	12.30	21.09	32.55	57.39	153.00	3052.00
110-33	374	16.42	133.55	0.01	0.18	1.00	1.38	2.30	3.31	5.00	6.55	10.00	24.00	2520.00

Tabellen viser at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for kraftledninger. 50 %-verdien (medianen) hadde en forholdsvis høy verdi for spenningsnivå 132 kV sammenlignet med de andre spenningsnivåene.



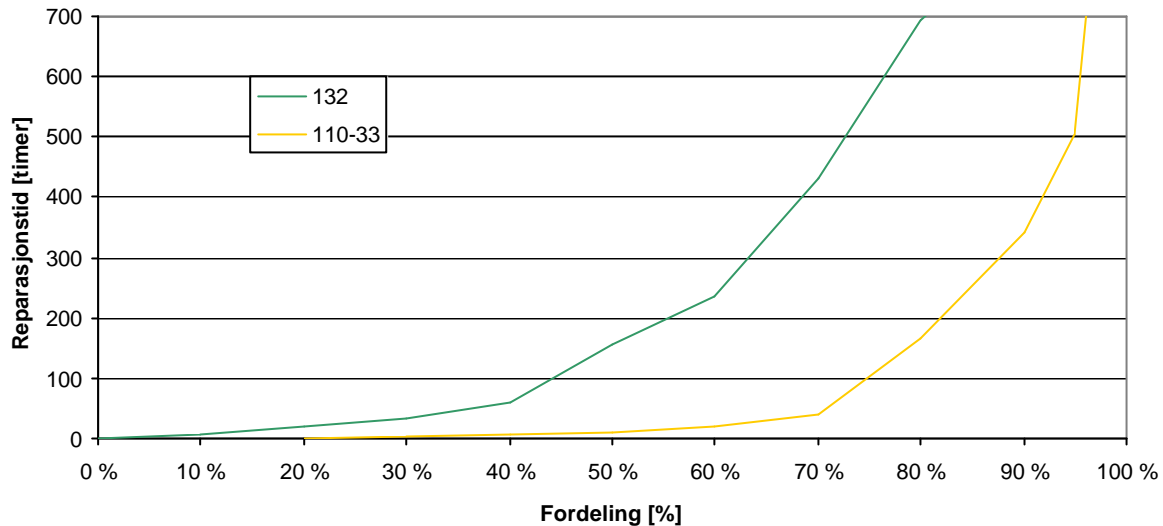
Figur 3.13 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftledninger.

3.4.2 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for kraftkabler

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
300-220 ¹⁾	2	14.48	18.4	1.36	28.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
132	30	374.43	514.04	0.10	7.59	20.18	34.26	59.14	155.00	234.00	431.00	695.00	845.00	2364.00
110-33	57	101.13	225.55	0.01	0.31	1.07	3.36	6.00	10.00	19.20	40.00	166.39	342.08	1388.00

¹⁾ For få feil til å lage en kumulativ fordeling. I stedet er det oppgitt hver enkelt reparasjonstid.

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for kraftkabler øker med spenningsnivå. Sammenlignet med kraftledninger i forrige tabell har kraftkabler forholdsvis mye lengre reparasjonstid.



Figur 3.14 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftkabler.

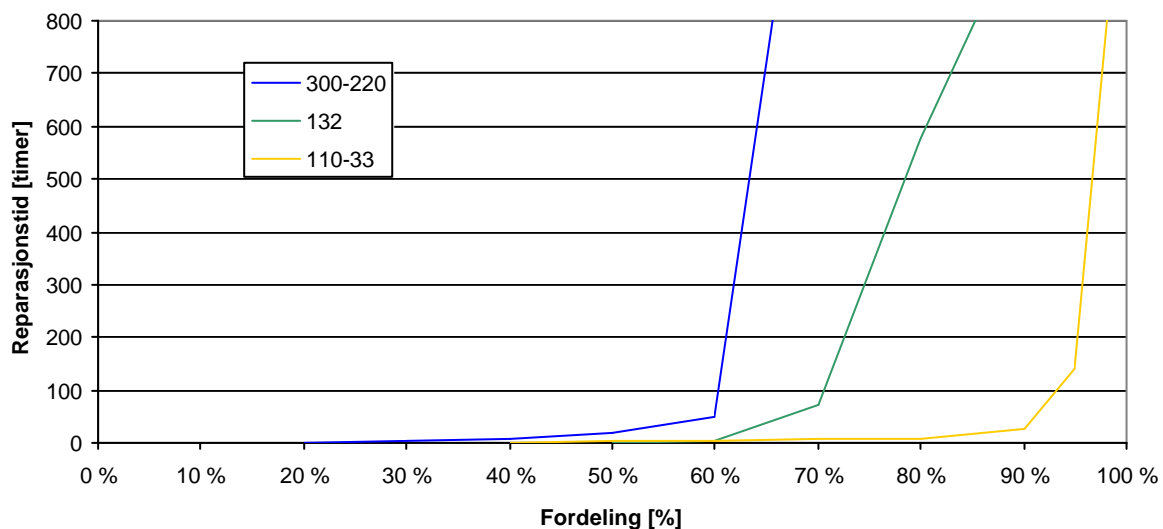
3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420 ²⁾	5	536.48	888.18	1.58	15.00	72.00	515.00	2080.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
300-220	29	1000.12	1598.43	0.04	0.45	1.29	2.00	8.00	17.19	48.00	1389.51	2880.00	3746.00	5852.00
132	22	367.38	802.04	0.07	0.13	0.40	0.56	1.33	1.51	5.30	71.47	574.32	1000.00	2784.00
110-33	59	30.48	157.18	0.05	0.12	0.25	0.30	1.08	2.30	3.30	5.53	8.20	24.39	1198.20

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

²⁾ For få feil til å lage en kumulativ fordeling. I stedet er det oppgitt hver enkelt reparasjonstid.

Det fremgår av tabellen at reparasjonstid på krafttransformatorer øker med stigende spenningsnivå . For 220-300 kV nivå og 132 kV nivå vil ca 30 % av alle feil ha veldig lang reparasjonstid.

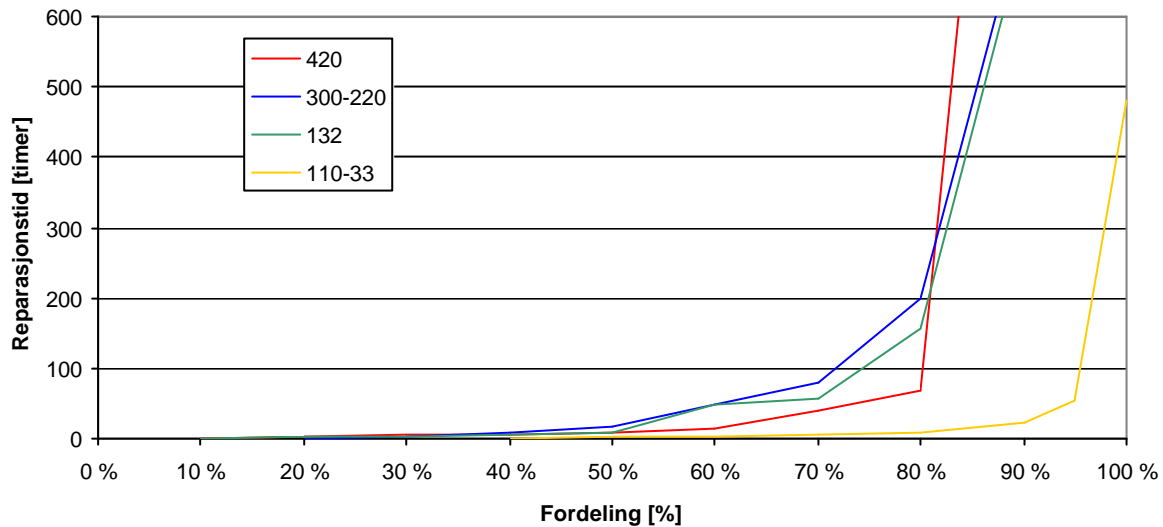


Figur 3.15 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for krafttransformatorer.

3.4.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for effektbrytere

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	21	454.19	1150.27	0.20	0.36	1.30	6.00	6.48	8.20	14.00	39.43	68.00	1520.00	4382.54
300-220	61	294.01	770.56	0.06	0.30	1.10	3.53	8.00	18.13	48.00	80.51	197.52	753.00	4000.00
132	57	224.58	583.17	0.03	0.57	2.00	3.43	5.00	7.25	48.00	58.00	156.00	720.00	3075.00
110-33	67	18.14	67.16	0.01	0.08	0.26	0.51	1.23	2.00	4.00	6.00	9.00	24.00	480.00

Tabellen viser at reparasjonstider for effektbrytere øker med stigende spenningsnivå. 50 %-verdien er omlag tre ganger så lang for 220-300 kV nivå som for 132 kV nivå.



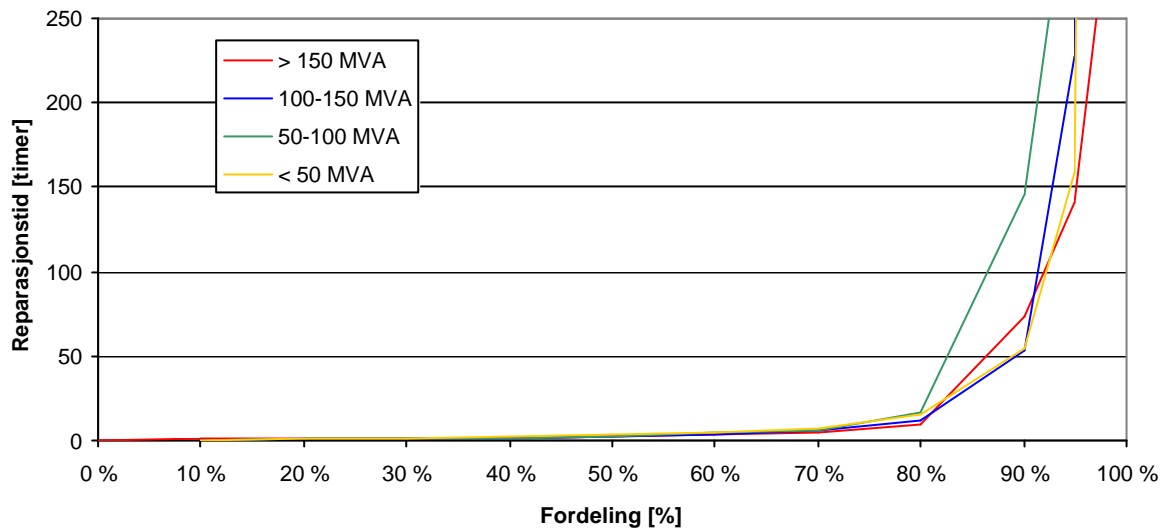
Figur 3.16 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for effektbrytere.

3.4.5 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for vannkraftaggregat 1) med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
> 150	149	20.53	56.13	0.15	0.42	0.53	1.00	1.15	2.00	3.00	5.00	9.30	73.28	400.00
100-150	184	60.03	292.49	0.05	0.30	0.44	1.00	1.40	2.26	3.00	5.29	11.46	53.00	2600.00
50-100	82	124.53	536.27	0.06	0.30	0.46	1.03	1.43	2.39	4.37	6.07	17.00	145.53	4320.00
< 50	173	70.20	360.38	0.05	0.33	1.00	1.30	2.00	3.00	4.26	7.00	14.55	54.00	3078.00

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringssystem

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for vannkraftaggregat var relativt uavhengig av ytelse på aggregatet. 50 %-verdien (medianen) ligger mellom 2 og 3 timer for samtlige ytelsesgrupperinger. Dette er forholdsvis korte reparasjonstider sammenlignet med 50 %-verdien for kraftkabler, krafttransformatorer, effektbrytere og kraftledninger.



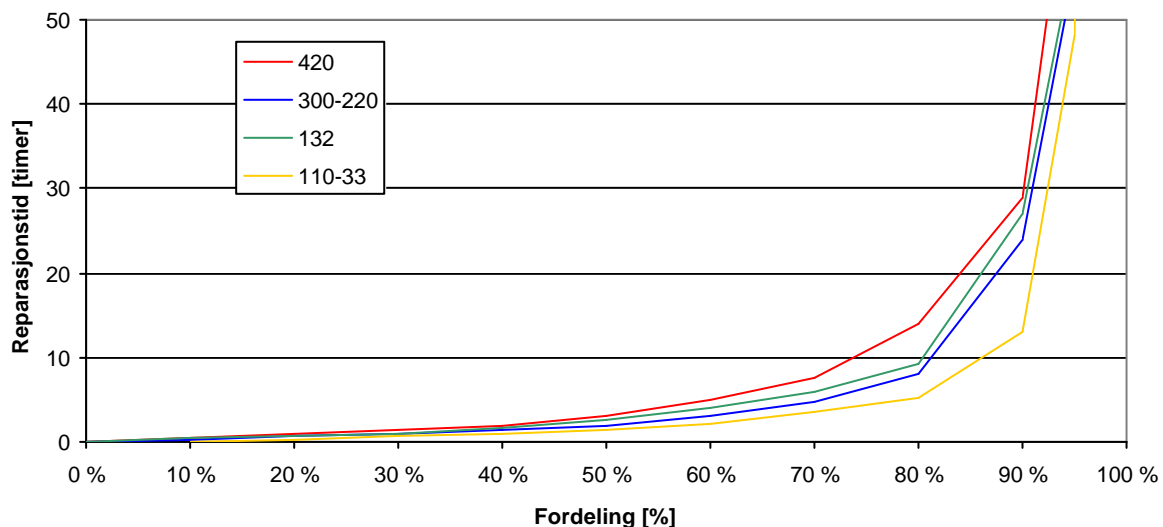
Figur 3.17 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vannkraftaggregat.

3.4.6 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for (tt.mm) vern og kontrollutstyr

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	167	20.48	114.07	0.01	0.25	1.00	1.24	2.00	3.00	5.00	7.30	14.00	29.00	1450.00
300-220	363	21.56	117.51	0.01	0.21	0.40	1.00	1.26	2.00	3.00	4.47	8.00	24.00	1488.00
132	367	20.45	154.23	0.01	0.22	0.44	1.00	1.37	2.30	4.00	6.00	9.10	27.00	2880.00
110-33	268	10.03	39.21	0.01	0.06	0.20	0.37	1.00	1.22	2.06	3.27	5.20	13.00	484.29

I denne tabellen inngår varige feil for alle typer vern og kontrollutstyr. For produksjonsanlegg er vern og kontrollutstyr referert spenningsnivået produksjonsanlegget mater inn på.

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr er relativt uavhengig av spenningsnivå. 50 %-verdien ligger for alle spenningsnivåene mellom 1 og 3 timer. Mellom 70 og 80 % av alle feil repareres innen 10 timer.



Figur 3.18 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr.

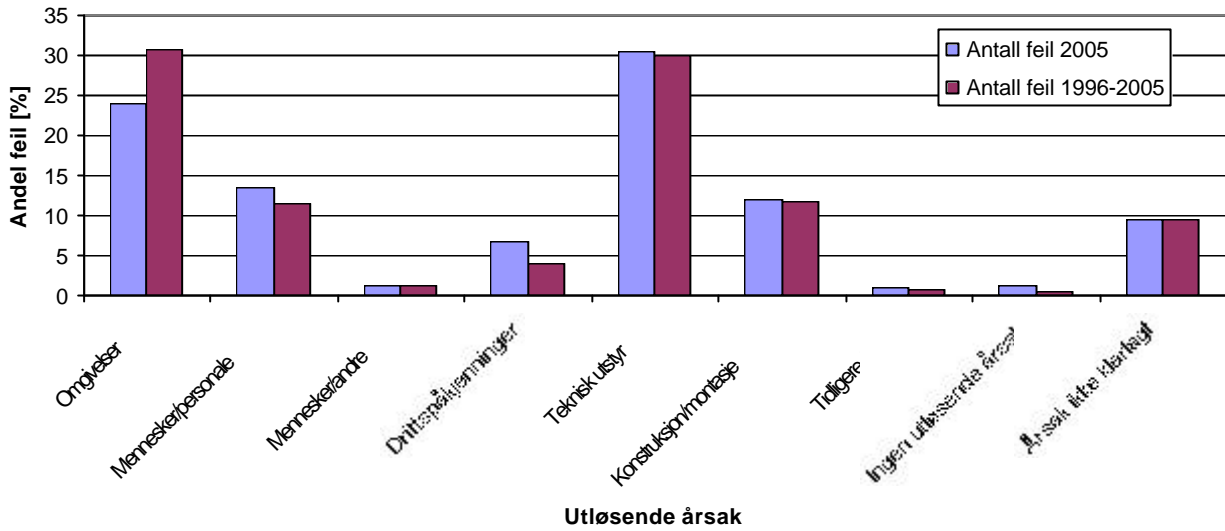
3.5 Prosentvis fordeling av utløsende årsak for feil og ikke levert energi

Utløsende årsak	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil			
	Antall feil		ILE		Antall feil		ILE		Antall feil		ILE	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
Omgivelser	34,7	43,9	19,5	42,3	13,9	16,4	35,4	36,2	24,1	30,6	27,6	37,7
Tordenvær	17,5	26,0	6,6	19,0	1,3	2,7	3,0	3,3	9,5	15,0	4,6	7,7
Vind	7,0	9,6	2,9	11,7	2,8	2,4	4,7	4,4	4,9	6,2	3,8	6,5
Snø/is	2,2	3,7	2,2	6,5	1,1	2,3	2,2	2,6	1,6	3,0	2,2	3,7
Frost/tele	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Vann/hedbør/fuktighet	0,6	0,3	1,5	0,1	0,7	1,0	1,6	2,0	0,6	0,6	1,5	1,5
Salt/forurensing	0,6	0,3	1,0	0,3	0,2	0,6	0,1	2,3	0,4	0,4	0,6	1,7
Fremmedlegemer	0,0	0,2	0,0	0,1	1,3	0,6	0,0	0,0	0,6	0,4	0,0	0,0
Fugl/dyr	2,8	1,2	1,6	0,4	0,2	0,7	0,0	0,3	1,5	1,0	0,7	0,4
Vegetasjon	2,4	1,1	2,0	3,6	5,2	4,6	23,4	17,8	3,6	2,6	13,2	13,6
Brann/eksplosjon	0,2	0,1	1,7	0,1	0,0	0,2	0,0	0,3	0,1	0,1	0,8	0,2
Annet/Ukjent	1,4	1,4	0,0	0,4	0,9	1,1	0,3	3,1	1,1	1,2	0,2	2,3
Mennesker/personale	20,7	15,4	20,1	10,6	6,5	7,4	10,3	6,9	13,6	11,5	14,7	7,9
Mennesker/andre	0,8	0,8	0,1	2,7	1,7	1,8	3,0	1,5	1,2	1,2	1,6	1,8
Feilbetjening	6,4	5,0	15,6	3,9	0,7	2,2	0,0	4,6	3,5	3,6	7,2	4,4
Arbeid/prøving	11,4	8,7	3,3	4,4	3,3	3,6	9,1	1,7	7,3	6,2	6,3	2,5
Trefelling	0,4	0,3	0,2	0,5	1,3	1,0	3,9	0,5	0,8	0,6	2,1	0,5
Graving/sprenging	0,2	0,1	1,0	0,1	0,4	0,4	0,0	0,3	0,3	0,2	0,4	0,2
Anleggsarbeid	0,2	0,2	0,0	1,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,3
Trafikkskade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Hærverk/sabotasje	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
Annet/Ukjent	3,0	1,8	0,2	3,4	2,4	1,6	0,4	0,9	2,6	1,7	0,3	1,6
Driftspåkjenninger	7,6	4,1	4,1	3,0	6,3	3,9	1,8	4,2	6,8	3,9	2,8	3,8
Overbelastning	2,2	1,2	1,9	1,1	0,7	0,8	0,0	0,3	1,4	1,0	0,9	0,5
Høy/lav spenning	1,4	1,0	0,2	0,9	0,7	1,1	1,3	1,9	1,0	1,0	0,8	1,6
Annet/Ukjent	4,0	1,9	2,1	1,0	5,0	2,0	0,4	2,0	4,4	1,9	1,2	1,7
Teknisk utstyr	14,7	17,1	4,5	13,0	49,7	47,4	39,5	31,6	30,6	30,0	22,8	26,0
Aldring	2,0	2,3	0,0	0,4	12,4	11,4	21,7	13,3	6,8	6,2	11,4	9,5
Slitasje	0,4	0,3	0,0	0,0	3,5	3,2	0,0	0,9	1,8	1,6	0,0	0,7
Korrosjon	0,0	0,2	0,0	0,0	0,7	0,3	0,0	1,7	0,3	0,2	0,0	1,2
Lekkasje	0,0	0,1	0,0	0,2	1,1	1,3	0,0	1,0	0,5	0,6	0,0	0,7
Løse deler	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,9	0,0	0,7	0,1	0,4	0,0	0,5
Skadet/defekt del	0,8	0,7	0,1	0,4	10,0	7,8	11,3	5,2	5,1	3,8	6,0	3,7
Sprekk/brudd	0,2	0,1	0,0	0,5	2,0	1,4	0,1	1,4	1,0	0,6	0,1	1,1
Annet/Ukjent	11,4	13,4	4,4	11,5	19,8	21,1	6,4	7,4	15,0	16,5	5,4	8,5
Konstruksjon/montasje	11,6	9,2	25,9	22,4	13,3	15,7	6,7	14,4	12,1	11,8	15,5	16,6
Konstr.-dimensjoneringsfeil	1,4	1,6	16,7	3,8	1,5	1,8	2,3	1,2	1,4	1,6	9,0	2,0
Produksjonsfeil	0,8	0,2	0,6	0,9	0,7	1,3	0,0	0,7	0,7	0,7	0,3	0,8
Montasjefeil	1,0	0,6	0,0	1,4	2,0	2,9	0,4	4,3	1,4	1,6	0,2	3,4
Feil i innstilling/justering	4,0	3,4	0,2	2,2	6,5	6,9	3,8	6,8	5,1	4,9	2,1	5,4
Mangelfulle instr./rutiner	0,4	0,1	1,5	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	0,1	0,7	0,0
Mangelfullt vedlikehold	0,0	0,2	0,0	0,2	0,7	1,8	0,0	1,0	0,3	0,9	0,0	0,8
Utilstrekkelig vern	2,2	1,3	1,8	10,9	0,0	0,3	0,0	0,0	1,1	0,8	0,8	3,1
Annet/Ukjent	1,8	1,8	5,0	2,9	1,7	0,8	0,1	0,2	1,7	1,3	2,4	1,0
Tidligere feil	1,6	0,8	7,4	1,1	0,2	1,1	0,0	1,8	0,9	0,9	3,4	1,6
Ingen utløsende årsak	0,8	0,6	0,5	0,2	2,0	0,6	0,4	0,3	1,3	0,6	0,4	0,2
Årsak ikke klarlagt	7,6	8,1	17,8	4,7	6,3	5,7	3,0	3,2	9,4	9,4	11,0	4,4
Sum	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

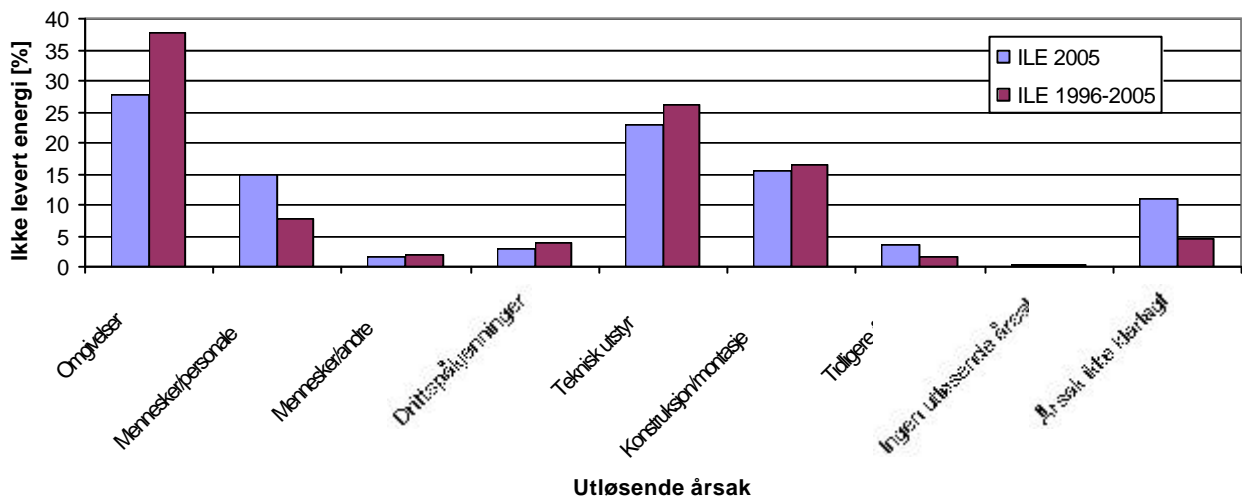
I tabellen inngår alle varige og forbigående feil fordelt på utløsende årsak. Med utløsende årsak menes hendelse eller omstendighet som fører til svikt på en enhet (se definisjoner i vedlegg 1).

Tabellen viser at det er samsvar mellom utløsende årsak for feil under driftsforstyrrelser i 2005 og gjennomsnittet siste 10 år. Dessuten reduseres stadig andelen feil der årsak ikke er klarlagt, noe som kan skyldes større fokusering på analyse og rapportering. I 2005 var denne på 9,4 %.

Mennesker/personale har en økt andel ikke levert energi i 2005 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. 27,6% av all ILE skyldtes omgivelser i 2005.



Figur 3.19 Antall feil fordelt på utløsende årsak.



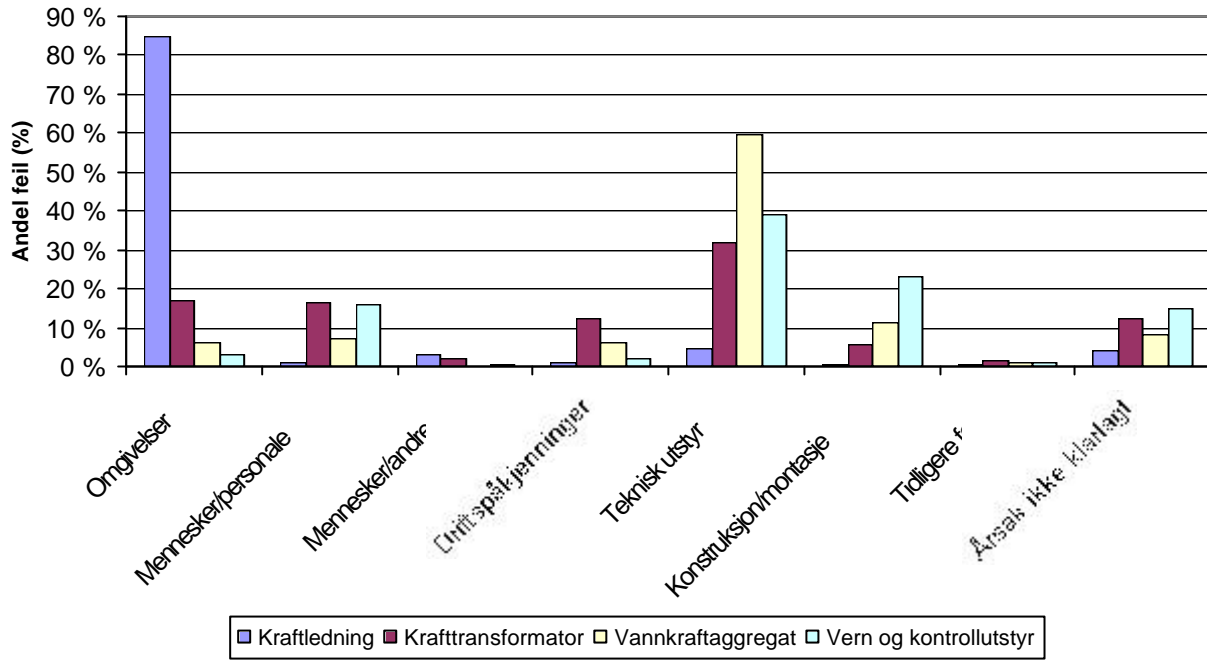
Figur 3.20 Ikke levert energi fordelt på utløsende årsak.

3.6 Prosentvis fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel

Anleggsdel	Ant. feil 2005	Omgivelser		Mennesker/personale		Mennesker/andre		Driftspåkjenninger		Teknisk utstyr		Konstruksjon/montasje		Tidligere feil		Ikke klarlagt/Ingen utløsn.		Sum	
		2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
Kraftledning	232	84,9	84,9	1,3	1,2	3,0	2,9	0,9	1,2	4,7	4,7	1,3	0,5	0,4	0,5	3,4	4,2	100,0	100,0
Kraftkabel	6	16,7	10,6	0,0	3,5	0,0	7,1	0,0	8,5	50,0	40,4	0,0	16,3	0,0	1,4	33,3	12,1	100,0	100,0
Krafttransformator	23	17,4	17,0	8,7	16,6	4,3	2,0	13,0	12,6	39,1	32,0	4,3	5,7	0,0	1,6	13,0	12,6	100,0	100,0
Effektbryter	38	2,6	5,4	57,9	36,2	0,0	0,0	7,9	3,5	28,9	38,3	0,0	7,7	0,0	0,6	2,6	8,3	100,0	100,0
Skillebryter	16	12,5	7,6	31,3	29,8	0,0	1,2	6,3	1,8	18,8	45,0	12,5	8,2	12,5	3,5	6,3	2,9	100,0	100,0
Strømtransf.	8	12,5	12,9	0,0	5,9	0,0	1,2	0,0	2,4	75,0	43,5	0,0	14,1	0,0	3,5	12,5	16,5	100,0	100,0
Spenningstransf.	15	6,7	17,5	0,0	0,8	0,0	0,0	6,7	14,3	73,3	41,3	0,0	6,3	0,0	7,1	13,3	12,7	100,0	100,0
Samleskinne	13	30,8	33,1	7,7	9,7	0,0	0,8	0,0	2,4	38,5	29,0	0,0	4,8	7,7	6,5	15,4	13,7	100,0	100,0
Avleder	6	16,7	29,0	0,0	2,0	0,0	0,0	33,3	26,0	16,7	21,0	0,0	2,0	0,0	8,0	33,3	12,0	100,0	100,0
Slukkespole	3	33,3	11,1	33,3	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	33,3	22,2	0,0	11,1	0,0	11,1	0,0	33,3	100,0	100,0
HF-sperre	0	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	16,7	0,0	0,0	100,0	100,0
Generator	82	3,7	10,0	6,1	9,5	0,0	0,0	22,0	6,5	43,9	52,7	11,0	11,7	0,0	0,8	13,4	8,8	100,0	100,0
Magnetiseringsutstyr	11	0,0	1,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0,0	6,7	90,9	73,1	9,1	9,6	0,0	1,0	0,0	4,8	100,0	100,0
Turbin	8	25,0	7,7	0,0	12,3	0,0	0,0	50,0	12,3	12,5	37,7	12,5	17,7	0,0	4,6	0,0	7,7	100,0	100,0
Turbinregulator	39	5,1	2,4	5,1	5,1	0,0	0,0	2,6	5,1	76,9	63,9	0,0	11,0	0,0	1,2	10,3	11,4	100,0	100,0
Ventilsystem	17	5,9	1,9	0,0	0,5	0,0	0,0	17,6	2,4	52,9	81,1	0,0	9,0	5,9	0,5	17,6	4,7	100,0	100,0
Anl. i vannvei	18	11,1	34,2	27,8	15,1	0,0	0,0	22,2	5,9	22,2	27,6	11,1	8,6	0,0	0,7	5,6	7,9	100,0	100,0
Vassdr./mag./dam	0	0,0	72,1	0,0	4,7	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	20,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	100,0
Fasekomp. (Rot.)	8	0,0	2,9	12,5	14,7	0,0	0,0	0,0	2,9	75,0	64,7	0,0	5,9	0,0	0,0	12,5	8,8	100,0	100,0
Fasekomp (Kond.)	15	6,7	10,6	0,0	4,1	0,0	0,8	13,3	26,0	80,0	48,8	0,0	4,9	0,0	0,0	0,0	4,9	100,0	100,0
Fasekomp (Reakt.)	0	0,0	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	33,3	0,0	33,3	0,0	11,1	0,0	11,1	100,0	100,0
Fasekomp (SVC)	0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79,2	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	4,2	100,0	100,0
HVDC-anlegg	0	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	0,0	10,5	0,0	0,0	0,0	65,8	100,0	100,0
Stasjonsforsyning	11	0,0	4,1	27,3	37,8	0,0	0,0	0,0	1,4	45,5	31,8	27,3	18,2	0,0	2,0	0,0	4,7	100,0	100,0
Hjelpesystem	21	9,5	14,3	23,8	19,0	0,0	0,8	0,0	6,3	57,1	43,5	0,0	9,7	4,8	0,8	4,8	5,5	100,0	100,0
Annet prim. anlegg	11	0,0	10,1	27,3	21,4	9,1	2,5	27,3	25,2	0,0	14,5	9,1	13,8	27,3	5,0	0,0	7,5	100,0	100,0
Ukjent	42	16,7	38,3	16,7	11,8	4,8	1,0	16,7	7,0	0,0	4,6	0,0	1,6	0,0	0,4	45,2	35,3	100,0	100,0
Vern ledn./kabel	118	0,8	1,9	13,6	7,9	0,0	0,0	1,7	1,6	25,4	25,4	36,4	34,0	0,0	1,4	22,0	27,8	100,0	100,0
Vern krafttransf.	45	2,2	5,0	26,7	21,9	0,0	1,2	8,9	4,1	11,1	16,3	44,4	36,2	0,0	0,4	6,7	14,9	100,0	100,0
Vern prod.anlegg	33	0,0	2,4	6,1	11,1	0,0	0,2	9,1	4,1	45,5	39,6	27,3	24,4	0,0	2,2	12,1	16,0	100,0	100,0
Vern øvrige	14	7,1	7,0	28,6	19,2	0,0	0,0	0,0	3,3	28,6	26,3	35,7	24,9	0,0	0,9	0,0	18,3	100,0	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	18	11,1	3,5	44,4	33,5	0,0	1,3	0,0	0,4	22,2	32,2	16,7	14,5	0,0	0,4	5,6	14,1	100,0	100,0
Kontr.ut. krafttrans.	18	0,0	5,2	33,3	31,9	0,0	1,3	0,0	0,4	16,7	36,2	27,8	14,4	0,0	1,3	22,2	9,2	100,0	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	78	0,0	1,7	23,1	16,1	1,3	0,2	3,8	1,4	51,3	59,8	12,8	13,8	0,0	0,9	7,7	6,1	100,0	100,0
Kontr.ut øvrig	20	0,0	2,7	15,0	13,0	0,0	0,5	5,0	2,2	75,0	59,8	5,0	15,2	0,0	0,5	0,0	6,0	100,0	100,0

Det fremgår av tabellen at den dominerende årsakskategorien for feil på kraftledninger i 2005 var omgivelser. For feil på krafttransformatorer var feil i teknisk utstyr den dominerende årsaken. For vannkraftaggregat (generator, magn.utstyr, turbin, turbinreg. og ventilsystem) var feil i teknisk utstyr den dominerende årsaken. Feil i teknisk utstyr og konstruksjon/montasje er også dominerende årsaker ved feil på vern og kontrollutstyr i 2005, men andel feil hvor mennesker/personale er innblandet er også forholdsvis stor. Driftspåkjenninger og teknisk utstyr er registrert som årsak til flere feil på de fleste anleggsdelene i 2005 enn gjennomsnittet siste 10 år.

Figur 3.21 viser hvordan utløsende årsak fordeler seg for et utvalg av anleggsdelene for perioden 1996-2005.



Figur 3.21 Fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel for perioden 1996-2005.

4 Avbrudd

I dette kapitlet gis det en oversikt over avbrudd som følge av feil under driftsforstyrrelser i hovednettet. Med avbrudd menes her uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere. Avbruddene er i denne sammenhengen knyttet til definerte leveringspunkt i hovednettet. Dette er samme type statistikk som presenteres i NVEs avbruddstatistikk. I NVEs avbruddsstatistikk er avbruddene knyttet til rapporteringspunkt (se definisjon i vedlegg 1).

I denne statistikken er leveringspunktene definert i skillet mellom hovednettet og underliggende nett eller i punkt hvor hovednettet leverer direkte til sluttbruker. Statistikken gir altså en oversikt over avbruddsforholdene for sluttbrukere under definerte leveringspunkt som følge av driftsforstyrrelser i hovednettet. Registrering av avbrudd knyttet til leveringspunkt har blitt gjort siden 1996.

Innledningsvis gis en oversikt over antall leveringspunkt som inngår i statistikken. Så presenteres avbruddshyppighet, avbruddsvarighet og mengde ILE per leveringspunkt for de ulike spenningsnivåene.

4.1 Antall leveringspunkt fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå	Antall leveringspunkt
420-220	36
132	288
110-33	150

Følgende punkt er definert som leveringspunkt:

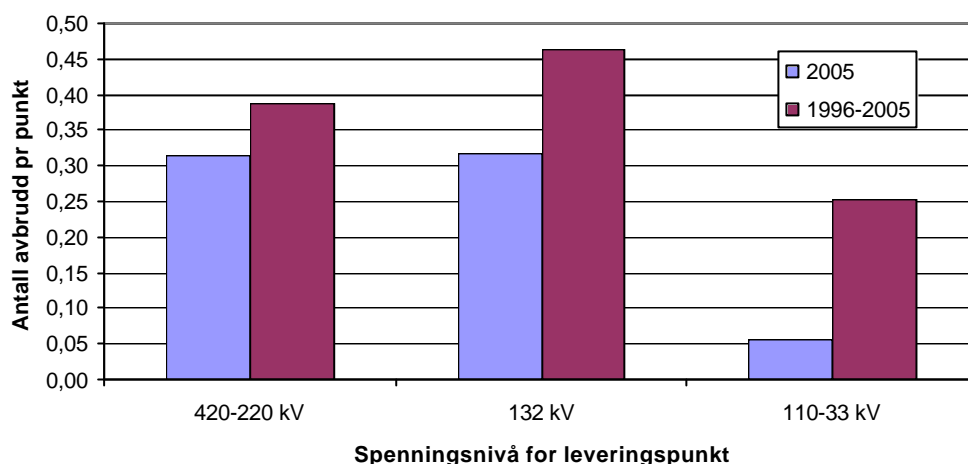
- *Samleskinner med systemspenning 132-420 kV med direkte transformering mot 22 kV eller lavere spenningsnivå i samme stasjon, eller med levering direkte mot sluttbruker*
- *Samleskinner med systemspenning 33-110 kV med direkte transformering til høyere spenningsnivå i samme stasjon*

4.2 Gjennomsnittlig antall avbrudd per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå ¹⁾		Sum	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
420-220	0,29	0,33	0,00	0,01	0,03	0,05	0,31	0,39
132	0,03	0,08	0,27	0,36	0,02	0,03	0,32	0,46
110-33	0,01	0,08	0,04	0,16	0,00	0,02	0,05	0,25
Alle leveringspunkt	0,04	0,10	0,17	0,27	0,02	0,02	0,23	0,39

¹⁾ Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå

Det fremgår av tabellen at avbruddshyppigheten per leveringspunkt i 2005 var høyest for 132 kV nivå, og lavest på 110-33 kV nivå. Avbrudd var i hovedsak forårsaket av feil som inntraff på samme spenningsnivå som leveringspunktene.



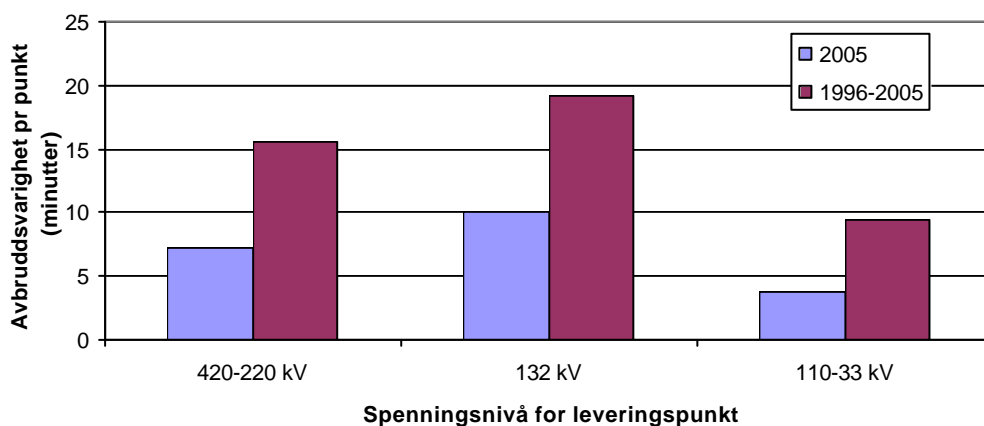
Figur 4.1 Gjennomsnittlig antall avbrudd pr leveringspunkt.

4.3 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per leveringspunkt (minutter) fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå ¹⁾		Sum	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
420-220	7	13	0	0	0	2	7	16
132	1	3	9	14	1	3	10	19
110-33	3	3	0	5	0	1	4	9
Alle leveringspunkt	2	4	5	10	1	2	8	16

¹⁾ Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå.

Tabellen viser at det i 2005 var lengst avbruddsvarighet for leveringspunkt på 132 kV nivå. På alle spenningsnivå er avbruddsvarigheten vesentlig lavere enn gjennomsnittet de 10 siste årene.



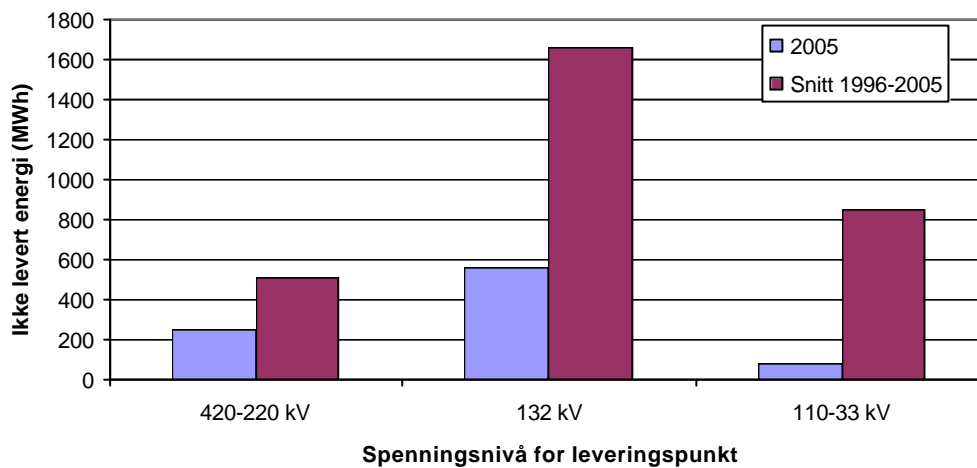
Figur 4.2 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr leveringspunkt.

4.4 Ikke levert energi (MWh) fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå ¹⁾		Sum	
	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005	2005	1996-2005
420-220	235	460	0	7	12	42	247	508
132	64	353	450	1234	42	68	556	1656
110-33	63	584	16	236	0	27	78	846
Alle leveringspunkt	361	1397	466	1477	54	137	881	3010

¹⁾ Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå.

Det fremgår av tabellen at alle spenningsnivå har vesentlig lavere ikke levert energi i 2005 enn gjennomsnittet siste 10 år. Dette er naturlig da det var en kraftig reduksjon i mengde ILE sammenlignet med tidligere år. (Se figur 4.3)



Figur 4.3 Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå.

5 Vernrespons

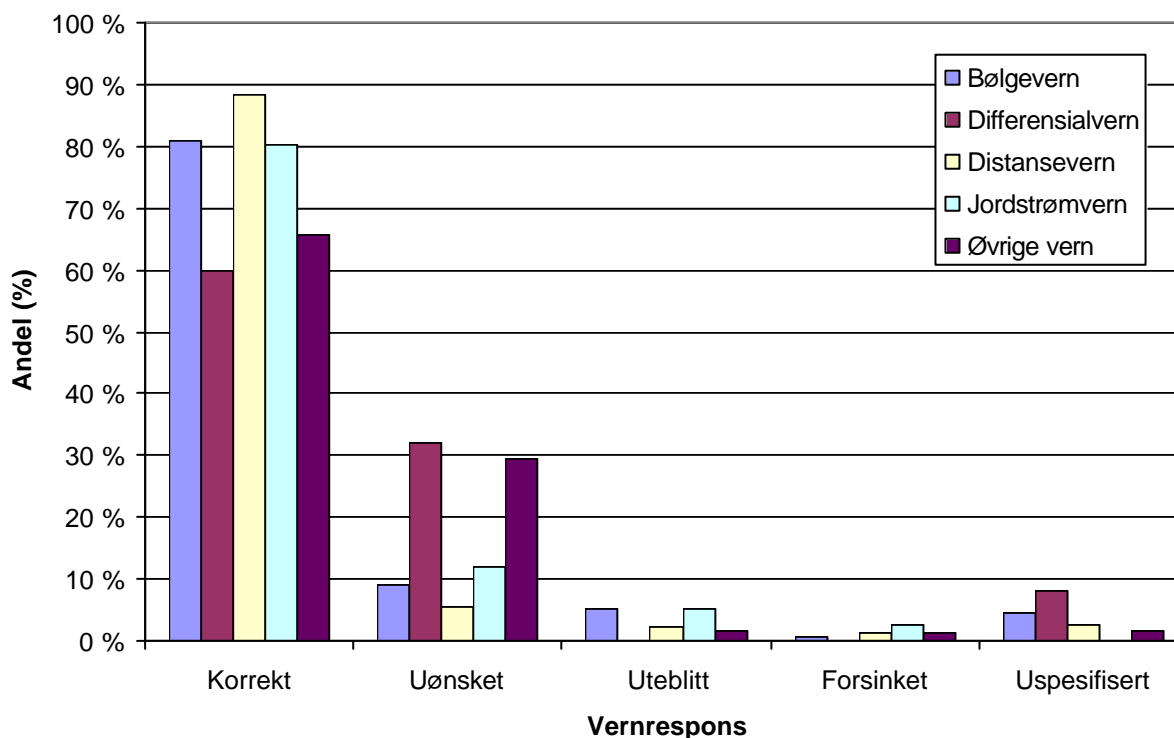
Statnett har siden 1999 registrert all respons fra vern i nett med spenningsnivå fra og med 132 kV. Dette omfatter blant annet alle korrekte, uønskede og uteblitte vernutløsninger. I dette kapitlet presenteres statistikk som er hentet fra disse registreringene.

5.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern

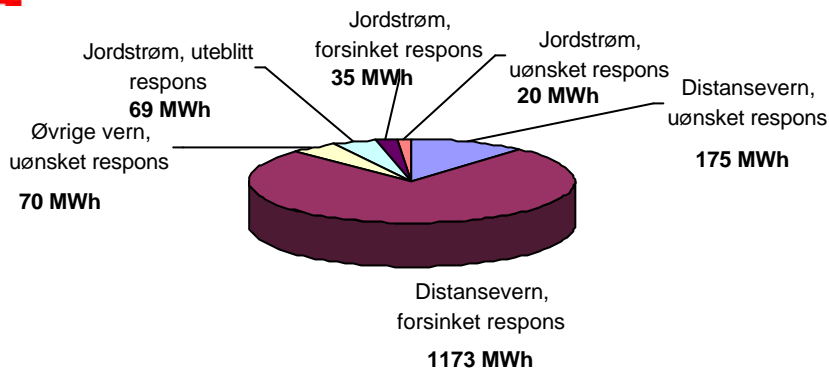
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Bølgevern	199	80,9	9,0	5,0	0,5	4,5
Differensialvern	25	60,0	32,0	0,0	0,0	8,0
Distansevern	2330	88,3	5,6	2,2	1,2	2,7
Jordstrømvern	117	80,3	12,0	5,1	2,6	0,0
Øvrige vern	169	65,7	29,6	1,8	1,2	1,8
Totalt	2840	85,8	7,8	2,5	1,2	2,7

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern for årene 1999-2005. Det er hovedsaklig distansevern som benyttes som ledningsvern, og statistikken viser at dette vernet har en høy andel korrekte utløsninger (88,3 %). I nett med spenningsnivå 220-420 kV er ledningsvern dublert. I tabellen over er vernresponsen relatert til hvert enkelt vern og ikke til ledningsavgangen som en helhet. De ukorrekte funksjonene trenger derfor ikke å ha medført videre konsekvenser. Den høye andelen ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes i hovedsak uønskede utløsninger ved fjernutløsning.

Figur 5.2 viser at det er ukorrekt respons fra distansevern og jordstrømvern som har medført ikke levert energi, henholdsvis 1348 MWh og 125 MWh.



Figur 5.1 Fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999 -2005.



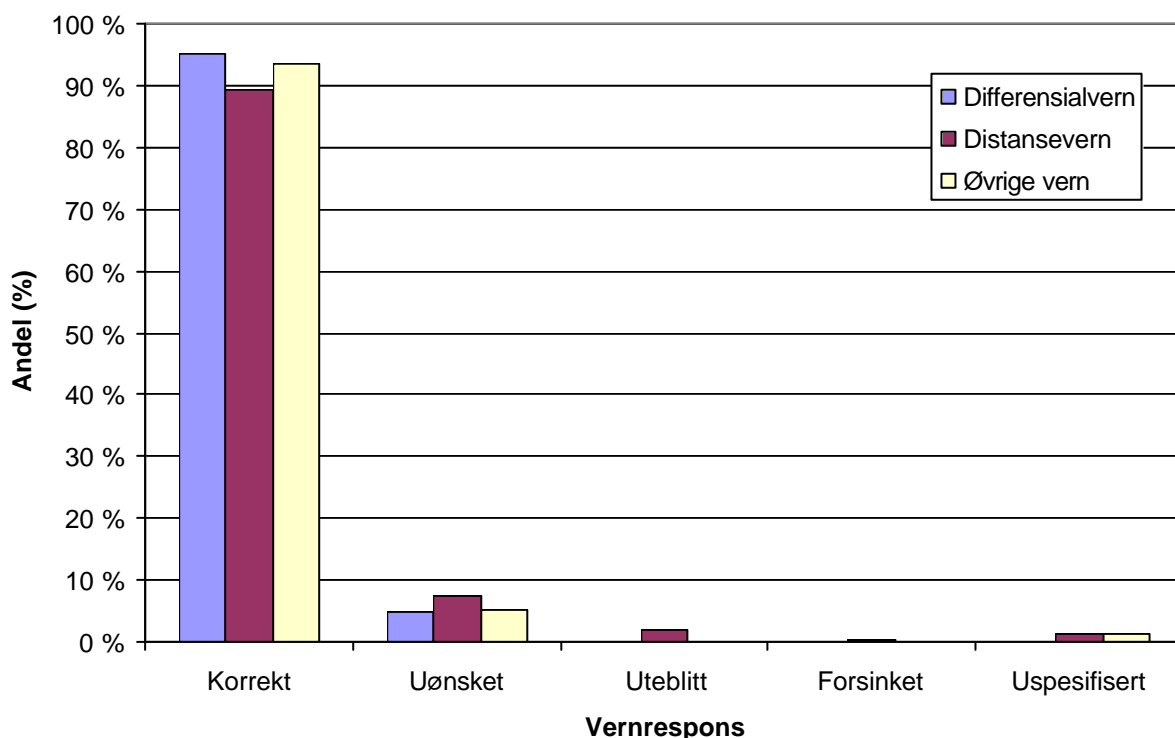
Figur 5.2 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999-2005.

5.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern

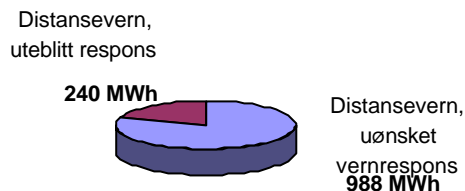
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	168	95,2	4,8	0,0	0,0	0,0
Distansevern	1953	89,2	7,4	1,9	0,2	1,2
Øvrige vern	139	93,5	5,0	0,0	0,0	1,4
Totalt	2260	90,0	7,1	1,6	0,2	1,2

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern for årene 1999-2005. Andel ukorrekte utløsninger for distansevern er omlag den samme som for 220-420 kV ledningsvern. Ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes hovedsaklig uønskede utløsninger av overstrømsvern.

Figur 5.4 viser at det er uønskede og uteblitte utløsninger av distansevern som har medført ikke levert energi i 1999-2005, hhv 988 MWh og 240 MWh. Ukorrekt vernrespons av ledningsvern i 132 kV nett har hatt tilsvarende konsekvenser i form av ikke levert energi som ukorrekt vernrespons av ledningsvern i 220-420 kV nett.



Figur 5.3 Fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2005.



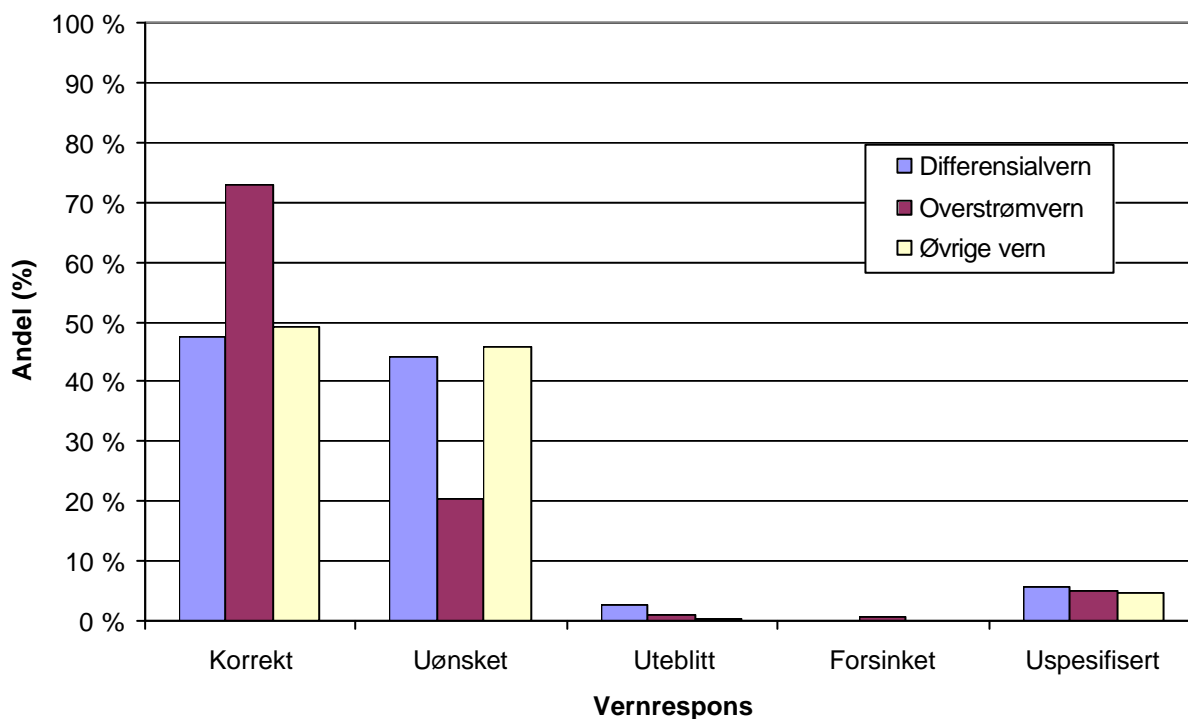
Figur 5.4 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2005.

5.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern

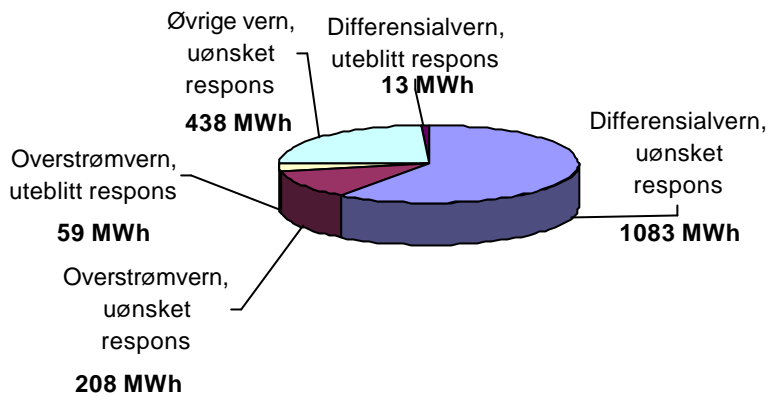
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	344	47,4	44,2	2,6	0,0	5,8
Overstrømvern	404	72,8	20,5	1,0	0,7	5,0
Øvrige vern	538	49,1	45,7	0,4	0,0	4,8
Totalt	1286	56,1	37,4	1,2	0,2	5,1

Tabellen viser fordeling av vernrespons for transformatorvern i 132-420 kV nett for årene 1999-2004. Andel ukorrekte utløsninger er hele 43,9 %. For differensialvernet er over halvparten av utløsningene ukorrekte (52,6 %).

Figur 5.6 viser at det er uønskede utløsninger av differensialvern og «øvrige vern» som har medført mest ikke levert energi i 1999-2005, hhv 1096 MWh og 438 MWh.



Figur 5.5 Fordeling av vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2005.

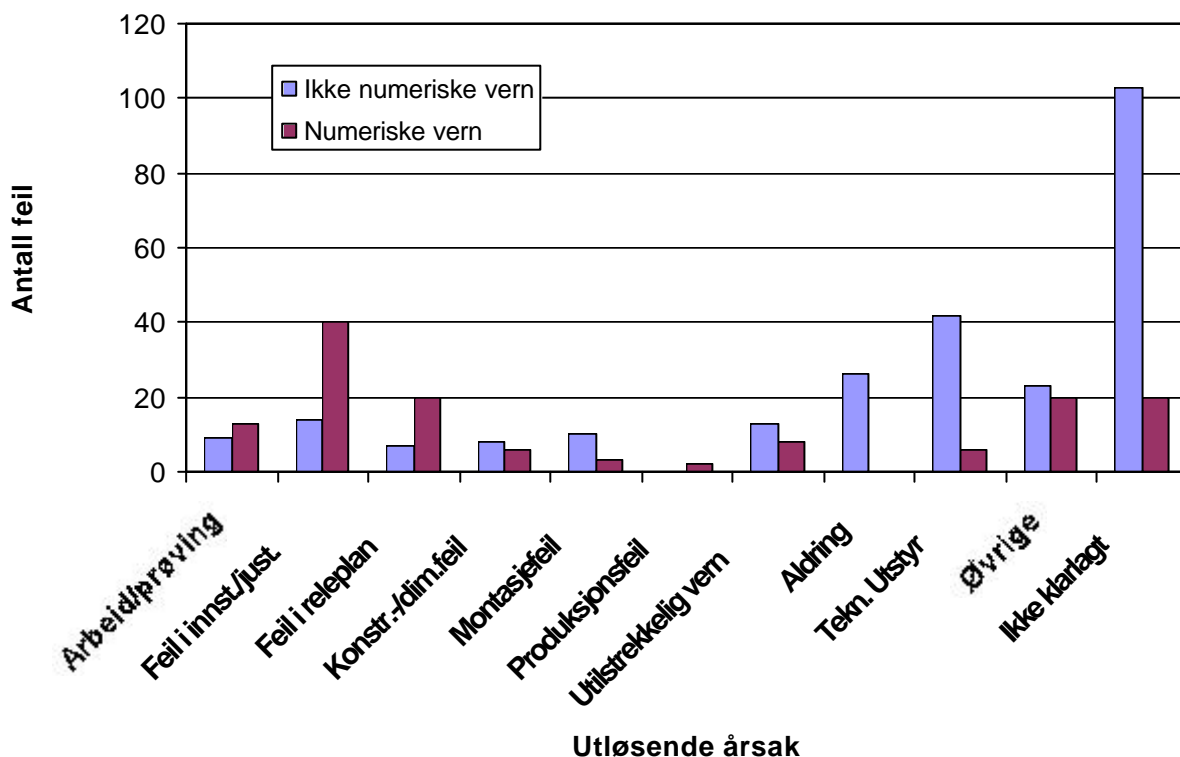


Figur 5.6 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2005.

5.4 Ukorrekt vernrespons for distansevern fordelt på utløsende årsak

Figur 5.7 viser en oversikt over ukorrekte utløsninger av distansevern i 132-420 kV nett for 1999-2005. Statistikken viser at 9,7 % av utløsningene har vært ukorrekte for ikke numeriske distansevern. For numeriske distansevern har 9,8 % av utløsningene vært ukorrekte.

For ikke numeriske distansevern er i svært mange tilfeller feilårsaken ikke klarlagt. Forøvrig er de hyppigste feilårsakene aldring og øvrige feil på teknisk utstyr samt montasjefeil. For numeriske vern er den hyppigste feilårsaken feil innstilling/justering.



Figur 5.7 Ukorrekt vernrespons for distansevern i 132-420 kV nett fordelt på utløsende årsak i 1999-2005.

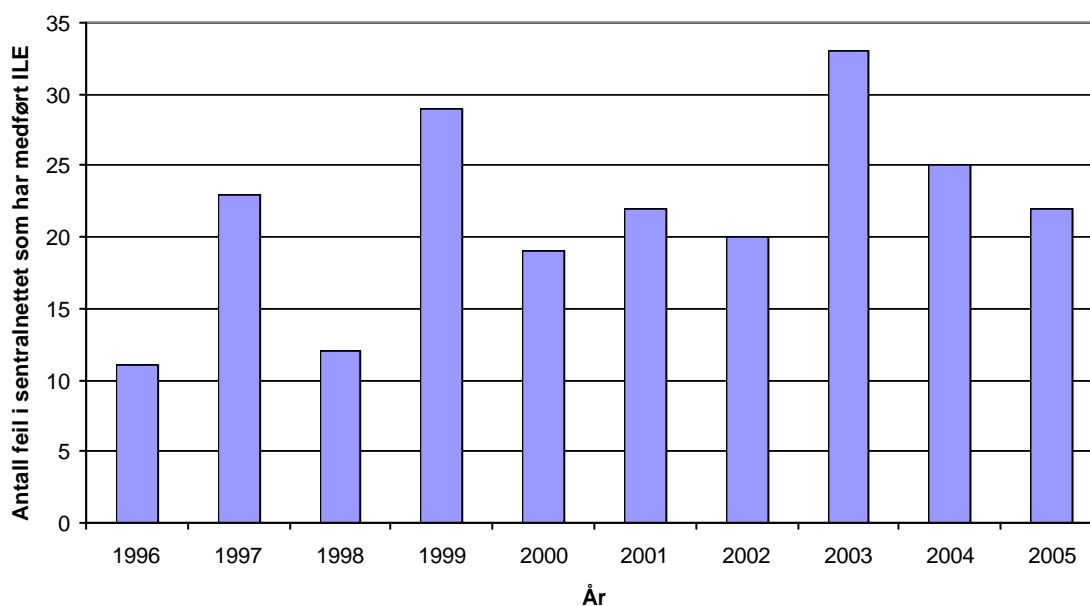
6 Leveringspålidelighet i sentralnettet

I dette kapittelet gis det en oversikt over leveringspålideligheten i sentralnettet. Sentralnettets utstrekning har endret seg i løpet av årene. I denne statistikken er alle data for perioden 1995-2005 referert til sentralnettets utstrekning pr. 31.12.05.

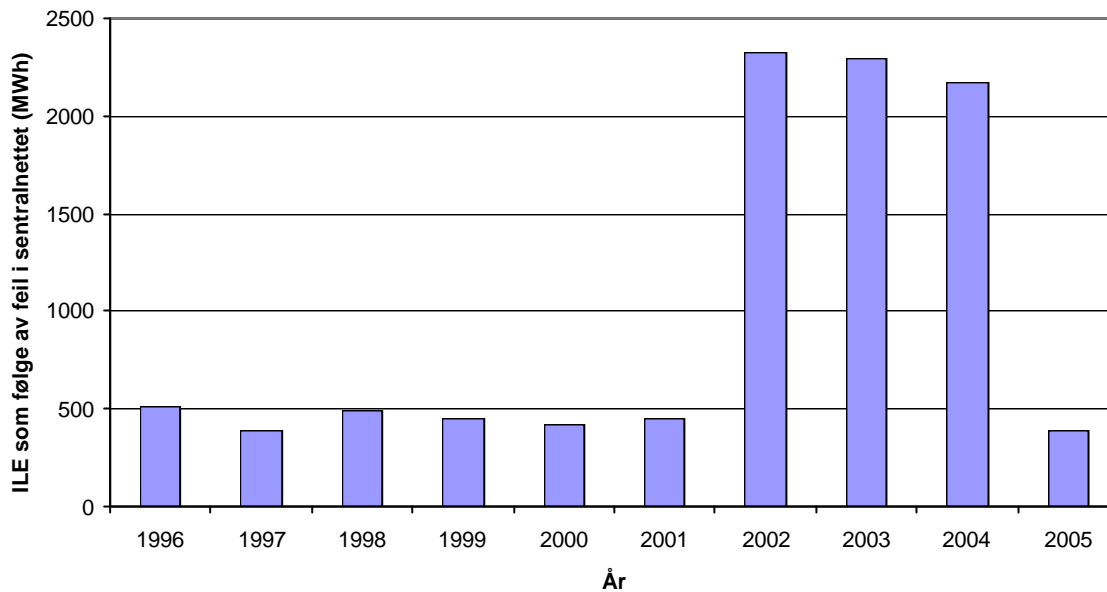
6.1 Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE

År	Antall feil som har medført ILE	ILE som følge av feil i sentralnettet (MWh)	ILE totalt i Norge (MWh)	Andel ILE som følge av feil i sentralnettet (%)
1996	11	514	35474	1,4
1997	23	387	40464	1,0
1998	12	494	27556	1,8
1999	29	449	30824	1,5
2000	19	416	26984	1,5
2001	22	446	20222	2,2
2002	20	2326	19780	11,8
2003	33	2295	21858	10,5
2004	25	2172	15996	13,6
2005	22	390	15607	2,5
	22	989	25477	3,9

Tabellen viser at det har vært 22 feil per år i sentralnettet som har medført ikke levert energi. NVE har siden 1995 samlet inn avbruddsdata som gir oversikt over all ikke levert energi som skyldes varslede og ikke varslede avbrudd i nett med spenning over 1 kV. Denne statistikken viser at ikke levert energi i Norge i snitt har vært 25,5 GWh per år. I perioden 1996-2005 har feil ved driftsforstyrrelser i sentralnettet medført 3,9 % av all ikke levert energi. I årene 2002-04 var det en markant økning av ILE som følge av feil i sentralnettet. Dette kommer hovedsaklig på grunn av to store feil på Vestlandet og en stor feil i Gudbrandsdalen og at redusert effekt nå inngår i KILE-ordningen, samt at sentralnettets utstrekning har blitt større.



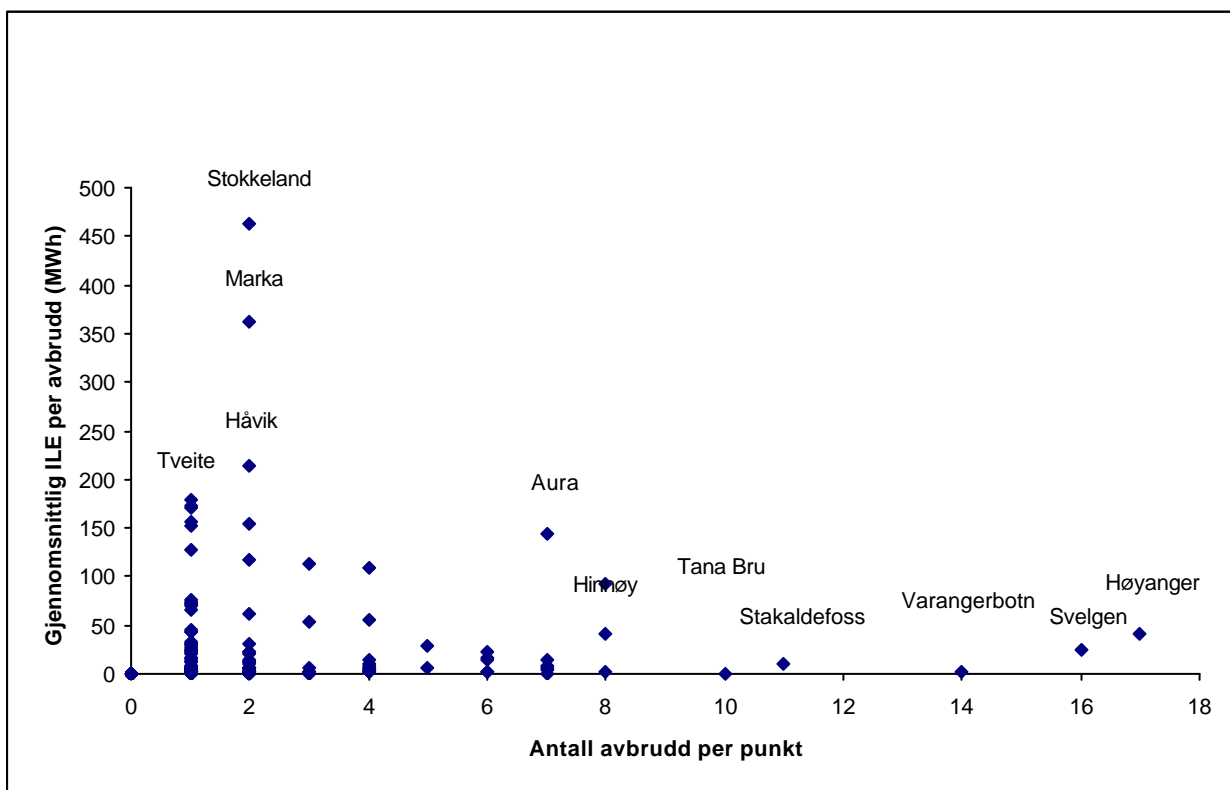
Figur 6.1 Antall feil som har medført ILE i sentralnettet.



Figur 6.2 ILE som følge av feil i sentralnettet.

6.2 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i sentralnettetspunktene

Figur 6.3 viser antall avbrudd og ikke levert energi per avbrudd for sentralnettspunktene i perioden 1996-2005. Av de 212 sentralnettspunktene er det 91 (43 %) som ikke har hatt avbrudd i løpet av perioden. De sentralnettspunktene som har hatt høyest avbruddshyppighet ligger i Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal samt de tre nordligste fylkene. Sentralnettspunktene Stokkeland og Marka har hatt mest ikke levert energi per avbrudd.



Figur 6.3 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i perioden 1996-2005.

6.3 Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2005

Sentralnettspunkt	kV	Fylke	Sum ILE (MWh)	Antall avbrudd	Sum avbruddsvarighet (min)
SMESTAD	45	OSL	127,3	1	27
SOGN	45	OSL	72,5	1	50
KOBBELV	420	NOR	71,1	1	30
HØYANGER	132	SOG	63,5	3	99
HUSNES	300	HOR	14,5	1	3
MINNE	132	AKE	8,7	1	20
ARENDAL	132	AAG	7,8	1	30
BÆRUM	45	AKE	5,6	1	16
FØRRE	300	ROG	4,5	1	55
SAUDA	66	ROG	4,1	1	6
HOLEN	420	AAG	3,5	1	60
KOLSVIK	300	NOR	2,5	1	8
KVANDAL	132	TRO	2,1	1	141
LYNGEN	132	TRO	0,7	1	9
GISKEMO	132	MØR	0,4	1	2
NORE 1	420	BUS	0,4	1	20
ISTAD	66	MØR	0,3	1	6
OFOTEN	132	NOR	0,1	1	11
SKARNES	132	HED	ikke rapportert	1	8
EIDSKOG	132	HED	ikke rapportert	1	20

Tabellen viser hvilke sentralnettspunkt som har hatt avbrudd i 2005. Det var tilsammen 22 feil som medførte ILE og mengden ikke levert energi var 390 MWh.

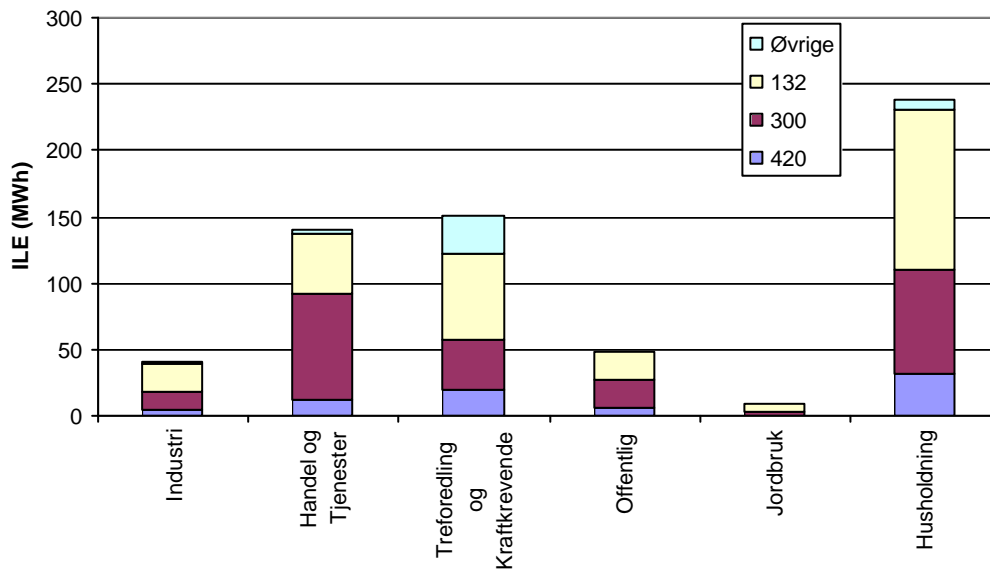
7 Ikke levert energi og KILE for 2005

I dette kapitlet gis en oversikt over KILE-kostnader knyttet til nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV for 2005. Kapitlet belyser hvordan KILE-kostnadene fordeler seg på spenningsnivå, sluttbrukergrupper, ulike anleggsdeler og årsaker, samtidig som den viser fordelingen av KILE over året. Kapitlet gir også en oversikt over ikke levert energi som inngår i de foregående kapitlene, men som ikke ble omfattet av KILE-ordning for 2005. KILE-kostnadene er beregnet ut fra gjeldende standardsatser. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle individuelle avtaler konsesjonærene har inngått med sluttbrukere.

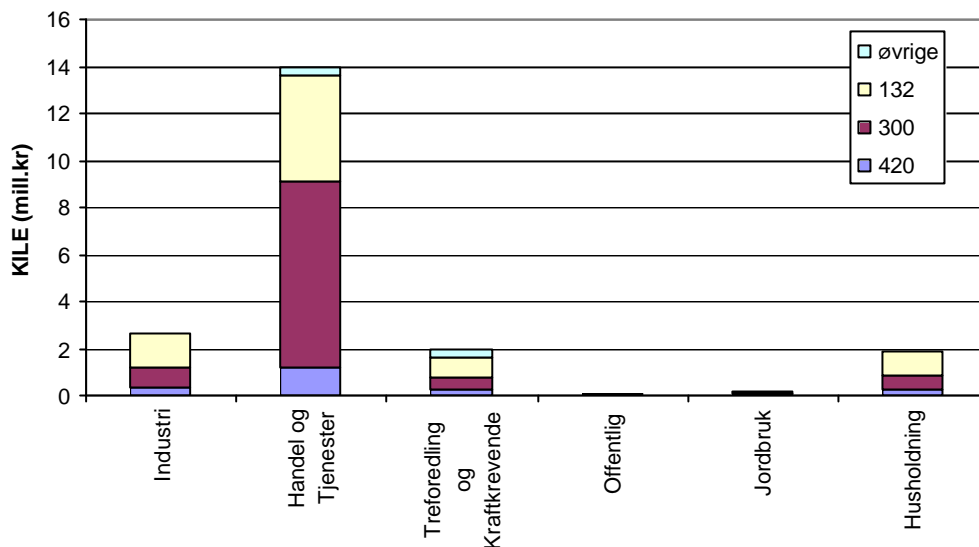
7.1 ILE og KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukerkategoriene

Spenningsnivå	Antall feil som har medført KILE	ILE Industri (MWh)	ILE Handel og Tjenester (MWh)	ILE Treforedling og kraftkrevende (MWh)	ILE Offentlig (MWh)	ILE Jordbruk (MWh)	ILE Husholdning (MWh)	ILE Totalt (MWh)	KILE (kr)
420	5	4,9	11,9	19,0	6,2	0,5	32,0	74,4	kr 2 091 594
300	10	13,1	79,8	38,9	21,1	2,5	78,2	233,6	kr 10 207 658
132	42	21,7	46,1	64,7	20,2	5,6	120,9	279,2	kr 8 152 839
Øvrige	6	0,8	2,7	28,6	1,5	0,1	7,2	40,9	kr 772 161
Sum	63	40,4	140,6	151,2	49,0	8,7	238,3	628,1	kr 21 224 252

Tabellen viser at det har vært 63 feil i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV som har medført KILE i 2005. Den totale KILE-kostnaden var omlag 21,2 millioner. Det er flest feil på 132 kV nivå, mens kostnadene per feil er høyest på 300 kV nivå. Under kategorien «Øvrige» er det blant annet med to systemfeil som medførte KILE-kostnader. Figurene 7.1 og 7.2 viser fordelingen av ILE og KILE fordelt på sluttbrukergrupper og spenningsnivå.



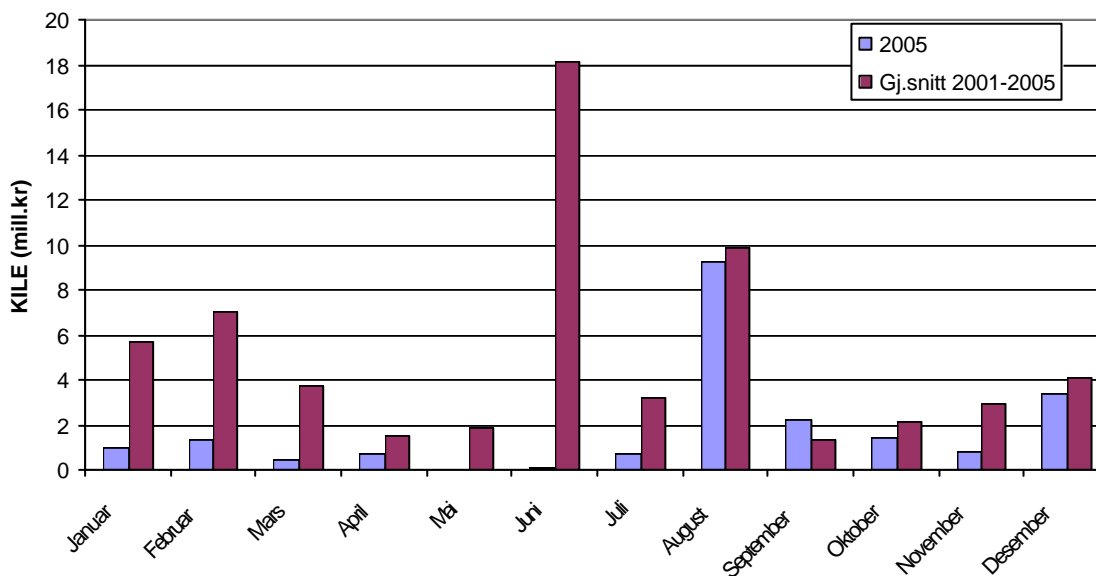
Figur 7.1 ILE fordelt på sluttbrukerkategoriene og spenningsnivå i 2005



Figur 7.2 KILE fordelt på sluttbrukerkategoriene og spenningsnivå i 2005

7.2 KILE fordelt over året

I 2005 var det høyest KILE-kostnad i august, og lavest i juni. Figur 7.3 viser samtidig at det var størst reduksjon av KILE i januar, februar og juni, og høyest økning av KILE i september sammenlignet med gjennomsnittet de siste 5 år. Dette kommer av de store feilene som skjedde på Vestlandet juni 2002 og februar 2004, og i Gudbrandsdalen august 2003.

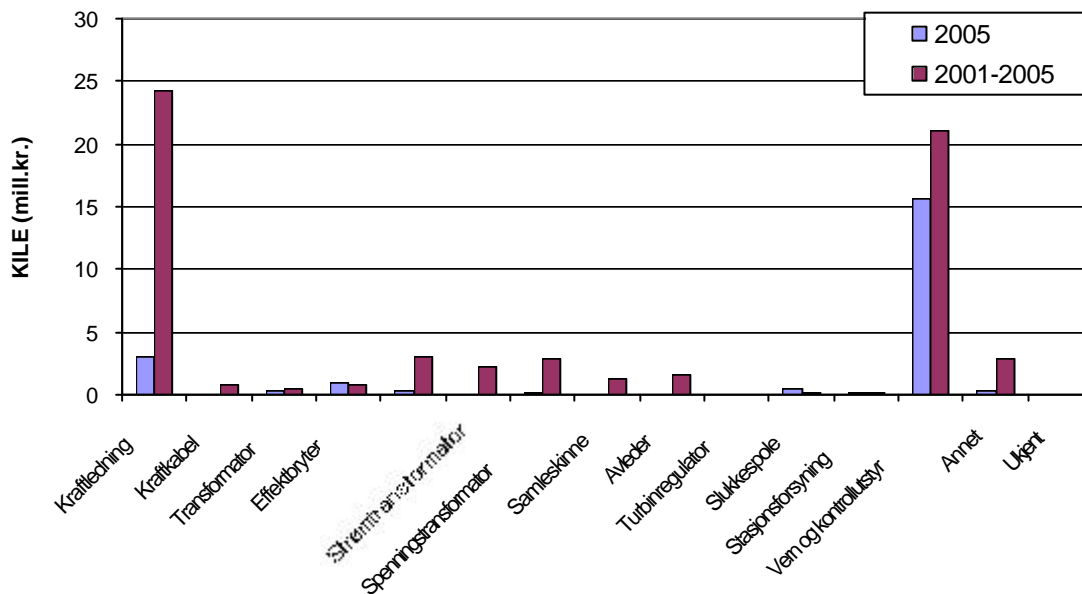


Figur 7.3 KILE fordelt over året

7.3 KILE fordelt på anleggsdel

Anleggsdel	Antall hendelser		KILE	
	2005	2001-2005	2005	2001-2005
Kraftledning	13	21,6	kr 3 012 678	kr 24 279 855
Kraftkabel	1	1,6	kr 15 587	kr 761 187
Transformator	1	2,0	kr 260 000	kr 418 867
Effektbryter	3	3,6	kr 881 263	kr 751 379
Skillebryter	2	2,0	kr 318 706	kr 3 062 623
Strømtransformator	2	2,4	kr 27 067	kr 2 295 625
Spenningstransformator	1	0,8	kr 114 440	kr 2 870 942
Samleskinne	0	1,8	kr 0	kr 1 305 604
Avleder	2	2,0	kr 830	kr 1 556 911
Turbinregulator	0	0,2	kr 0	kr 4 128
Slukkespole	2	0,4	kr 521 067	kr 104 213
Stasjonsforsyning	1	0,4	kr 110 098	kr 87 368
Vern og kontrollutstyr	33	4,3	kr 15 692 086	kr 21 082 854
Annet	2	1,8	kr 270 430	kr 2 829 228
Ukjent	0	0,6	kr 0	kr 20 768
Totalt	63	74,0	kr 21 224 252	kr 71 483 377

Tabellen viser at omlag 73,9 % av KILE-kostnadene 2005 i nett med spenning større eller lik 132 kV skyldes feil på vern og kontrollutstyr. Dette dreier seg ofte om sekundærfeil som utvider omfanget av driftsforstyrrelsene. Samtidig viser tabellen at KILE-kostnadene for kraftledninger er vesentlig lavere enn snittet de siste 5 år..

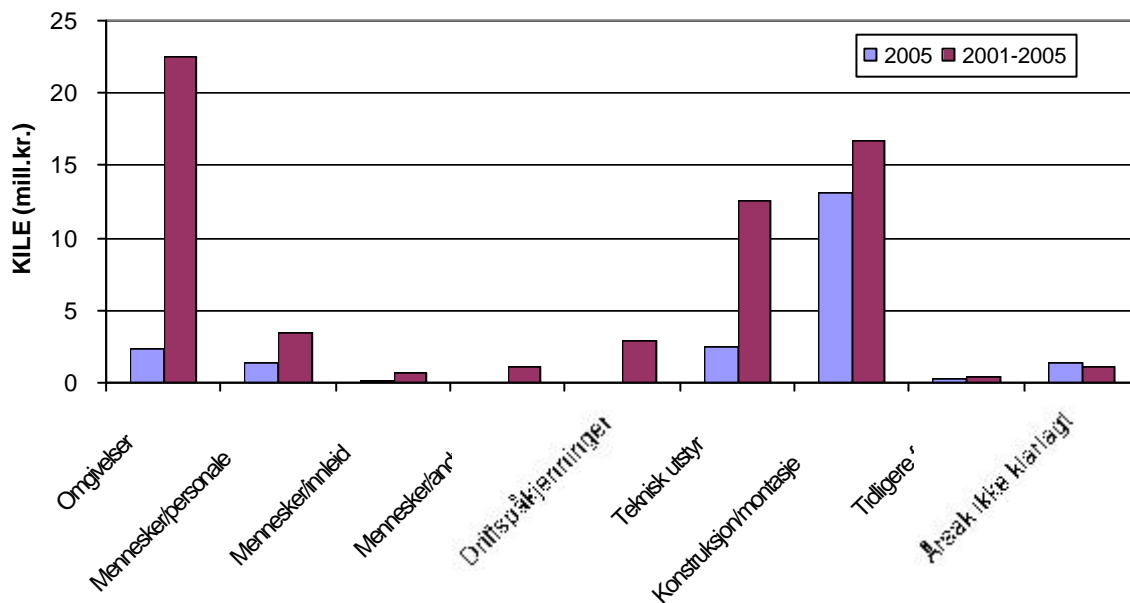


Figur 7.4 KILE fordelt på anleggsdel

7.4 KILE fordelt på årsak

Utløsende årsak	Antall hendelser		KILE	
	2005	2001-2005	2005	2001-2005
Omgivelser	12	20,4	kr 2 301 290	kr 22 580 003
Mennesker/personale	11	8,8	kr 1 442 217	kr 3 463 531
Mennesker/innleid	1	1,0	kr 104 937	kr 731 569
Mennesker/andre	0	0,4	kr 0	kr 1 097 422
Driftspåkjenninger	2	4,4	kr 66 330	kr 2 847 312
Teknisk utstyr	12	12,4	kr 2 529 304	kr 12 523 372
Konstruksjon/montasje	17	15,0	kr 13 077 499	kr 16 718 520
Tidligere feil	1	1,0	kr 283 529	kr 399 086
Årsak ikke klarlagt	7	4,8	kr 1 419 147	kr 1 070 737
Totalt	63	69,5	kr 21 224 252	kr 71 483 377

Tabellen viser at KILE-kostnaden i 2005 er høyest for feil hvor årsaken var konstruksjon/montasje (61,6 %).



Figur 7.5 KILE fordelt på årsak

7.5 KILE og ansvarlige konsesjonærer

Konsesjonær	Antall feil		ILE (MWh)		KILE	
	2005	2001-2005	2005	2001-2005	2005	2001-2005
Agder Energi Nett AS	2	2,2	4,2	10,2	kr 125 280	kr 304 452
Andøy Energi AS	0	0,3	0	0,2	kr 0	kr 5 405
Arendals Fossekompani ASA	1	1,0	7,8	7,8	kr 311 820	kr 311 820
Aurland Energiverk AS	0	0,5	0	0,4	kr 0	kr 17 337
BKK Nett AS	5	2,8	10,4	58,0	kr 373 275	kr 1 628 431
Buskerud Nett AS	6	3,8	34,0	16,7	kr 1 056 641	kr 497 422
Eidsiva Energi AS	2	1,8	20,6	25,2	kr 1 089 450	kr 928 997
Gudbrandsdal Energi AS	0	0,3	0	6,5	kr 0	kr 157 560
Hadeland Energiverk	1	0,6	1,1	3,2	kr 15 587	kr 66 413
Hadsel Energiverk AS	0	0,3	0	1,7	kr 0	kr 58 302
Hafslund ASA	1	1,4	179,9	71,8	kr 9 083 246	kr 3508752
Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0	0,3	0	2,0	kr 0	kr 98 921
Helgeland kraftlag A/L	1	3,4	13,1	57,2	kr 364 724	kr 1 489 591
Hålogaland Kraft AS	0	0,3	0	0,3	kr 0	kr 11 215
Istad Kraft AS	1	0,6	3,3	0,7	kr 116 087	kr 25 429
Kragerø Energi AS	0	0,3	0	1,6	kr 0	kr 36 267
Kvæningen Kraftverk AS	0	0,3	0	1,9	kr 0	kr 70 905
Lofotkraft AS	2	1,4	38,7	12,8	kr 1 037 203	kr 345 441
Lyse Nett AS	1	1,8	0,1	327,2	kr 3 690	kr 11 281 306
Midt Nett Buskerud AS	0	0,3	0	0,3	kr 0	kr 6 789
Neset Kraft AS	0	0,3	0	0,2	kr 0	kr 11 206
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0	0,5	0	19,6	kr 0	kr 843 684
Notodden Energi AS	0	0,3	0	17,0	kr 0	kr 660 499
Oppland Energi Nett AS	1	0,6	11,0	6,3	kr 330 426	kr 168 650
Otra Kraft DA	1	0,6	0,0	10,6	kr 0	kr 257 720
Salten Kraftsamband AS	1	1,2	0,0	15,4	kr 0	kr 374 340
Skagerak Nett AS	6	5,6	4,0	48,1	kr 130 377	kr 1 433 250
Sogn og Fjordane Energiverk AS	0	1,8	0	62,6	kr 0	kr 1 137 350
Statkraft SF	0	0,8	0	4,0	kr 0	kr 94 275
Statnett SF	27	30,2	298,5	1317,9	kr 7 145 331	kr 31 577 520
Sunnhordland Kraftlag AS	1	0,8	0,8	0,6	kr 22 553	kr 13 803
Tafjord Kraftnett AS	0	0,8	0,0	0,8	kr 0	kr 31 854
Troms Kraft Nett AS	1	1,4	0,7	33,5	kr 18 562	kr 1 125 739
Trønder Energi Nett AS	1	2,2	0,0	68,7	kr 0	kr 3 271 917
Tussa Nett AS	0	0,3	0,0	0,5	kr 0	kr 12 393
Tyssefaldene Aktieselskabet	0	0,3	0,0	24,0	kr 0	kr 369 875
Varanger Kraft AS	0	0,5	0,0	2,7	kr 0	kr 109 187
Vest-Telemark Kraftlag	0	0,8	0,0	3,7	kr 0	kr 104 494
Sum	62	69	628	161,4	kr 21 224 252	kr 71 483 377

Tabellen gir en oversikt over ansvarlig konsesjonær med antall feil, mengde ILE og KILE-kostnad knyttet til driftsforstyrrelser på 132-420 kV nivå.

Antall feil som har medført KILE i 2005 er 63. Dette er en reduksjon på 10,1 % sammenlignet med snittet siste 5 år. I tillegg er det en reduksjon på de totale KILE-kostnadene for 2005 på 70,4 % i forhold til snittet siste 5 år.

På grunn av manglende innrapportering av KILE-tall fra enkelte nettselskaper må denne oversikten ikke ses på som endelig. Samtidig må fordelingen av de innrapporterte tallene mellom konsesjonærene betraktes som foreløpig i det denne statistikken publiseres. For endelige tall henvises det til avbruddstatistikken fra NVE.

Vedlegg 1

Definisjoner knyttet til driftsforstyrrelser

	Definisjon	Kommentar
Driftsforstyrrelse	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet.	<p>En driftsforstyrrelse innledes av en primærfeil, og kan bestå av flere feil. Feil kan skyldes svikt på enheter i kraftsystemet, systemfeil eller svikt i rutiner.</p> <p>En påtvungen utkobling blir som hovedregel ikke regnet som driftsforstyrrelse dersom det er tid til å gjøre preventive tiltak før utkoblingen skjer, for eksempel legge om driften. Et unntak er dersom man har jordfeil i spolejordet nett. Selv om man legger om driften når man seksjonerer bort feilen, vil dette bli regnet som en driftsforstyrrelse.</p> <p>En mislykket innkobling blir regnet som en driftsforstyrrelse dersom det må utføres korrigerende vedlikehold før eventuelt nytt innkoblingsforsøk. Eksempelvis vil det ikke være en driftsforstyrrelse dersom det er tilstrekkelig å kvittere et signal før et aggregat lar seg koble inn på nytt.</p> <p>En driftsforstyrrelse kan for eksempel være:</p> <ol style="list-style-type: none"> bryterfall som følge av lynnedslag på ledning mislykket innkobling av aggregat der det må gjøres reparasjon eller justering før aggregatet kan kobles inn på nettet nødutkobling pga brann uønsket utløsning av transformator som følge av uhell under testing av vern
Utkobling	Manuell bryterutkobling.	<p>En utkobling kan være planlagt, påtvungen eller utilsiktet.</p> <p>Ordet utkobling er utelukkende knyttet til manuell utkobling (inkl. fjernstyring) av bryteren, og omfatter ikke automatisk bryterfall eller sikringsbrudd.</p>
Utløsning	Automatisk bryterfall eller sikringsbrudd.	<p>Ordet utløsning er utelukkende knyttet til at automatikk kobler ut bryteren, eventuelt at en sikring ryker. Det omfatter altså ikke manuell utkobling av bryteren.</p>
Utfall	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi.	<p>Etter utfall er en enhet utilgjengelig.</p> <p>Utfall av en enhet kan skyldes feil på en komponent i enheten eller utfall av en annen enhet.</p> <p>Eksempelvis kan utfall av en ledning medføre at en samleskinne blir spenningsløs. Ettersom samleskinnen ikke lenger kan transportere/levere energi, er samleskinnen utilgjengelig.</p> <p>En toviklingstransformator er utilgjengelig som følge av bryterfall på den ene siden eller på begge sider.</p> <p>En ledning med T-avgreining (og en bryter i hver ende) er utilgjengelig dersom det er bryterfall i en, to eller alle tre ender. Dersom det er bryterfall bare i den ene enden, og de to andre lednings-</p>

endene fortsatt ligger inne, transporterer/leverer to av ledningsdelene fortsatt energi. En ledningsdel er da utilgjengelig, mens de to andre er tilgjengelige. Det kan sies om hele enheten at den er delvis utilgjengelig. Dersom to av tre eller alle tre brytere faller er enheten utilgjengelig.

Utetid	Tid fra utfall til enheten igjen er driftsklar.	Brukes i denne sammenheng i forbindelse med utfall under driftsforstyrrelser
---------------	---	--

Definisjoner knyttet til feil

	Definisjon	Kommentar
Feil	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.	Feil er enhver mangel eller avvik som gjør at en enhet ikke er i stand til å utføre den funksjonen den er bestemt til å gjøre i kraftsystemet.
Varig feil	Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig.	En varig feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Kvittering av signal eller reseting av datamaskin regnes ikke som vedlikehold.
Forbigående feil	Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig.	Gjelder feil som ikke medfører andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av signal eller reseting av datamaskin. Gjelder også feil som har ført til langvarige avbrudd, eller tilfeller der det har vært foretatt inspeksjon eller befaring uten at feil ble funnet.
Gjentakende feil	Tilbakevendende feil på samme enhet og med samme årsak som gjentar seg før det har vært praktisk mulig å foreta utbedring eller å eliminere årsaken.	Tradisjonelt omtalt som intermitterende feil. Feil som gjentar seg etter at det har blitt foretatt kontroll uten at feil ble funnet eller utbedret, regnes ikke som gjentakende feil.
Fellesfeil	To eller flere primærfeil med en og samme feilårsak.	Tradisjonelt omtalt som common mode feil. Et mastehavari der flere ledninger er ført på felles mast er eksempel på en fellesfeil. Havari av masten vil da medføre feil og utfall av to eller flere enheter.
Primærfeil	Feil som innleder en driftsforstyrrelse.	En driftsforstyrrelse kan ha flere primærfeil, for eksempel ved fellesfeil eller doble jordlutninger.
Systemfeil	Tilstand karakterisert ved at en eller flere kraftsystemparametre har overskredet gitte grenseverdier uten at det har oppstått feil på bestemte enheter. nettdeler omtales som systemfeil.	Tradisjonelt omtalt som systemproblem. Eksempelvis vil 1) høy frekvens i et separattnett 2) effektpendlinger 3) høy eller lav spenning i
Feilårsak	Forhold knyttet til konstruksjon, produksjon, installasjon, bruk eller vedlikehold som har ført til feil på enhet.	<p>Feilårsak klassifiseres i utløsende -, bakenforliggende -og medvirkende årsak.</p> <p>Feilårsak knyttes til én feil. Alle feil har en utløsende årsak. Noen feil har også medvirkende eller bakenforliggende årsaker.</p> <p>Et eksempel på bruk av årsaksbeskrivelsene kan være mastehavari under sterk vind og snø. Den utløsende feilårsaken er vind, medvirkende feilårsak er snø (eller omvendt), mens den bakenforliggende feilårsak er materialtretthet. Den bakenforliggende feilårsak kan altså være tilstede lenge før driftsforstyrrelsen inntreffer, men driftsforstyrrelsen inntreffer ikke før en utløsende feilårsak er tilstede.</p>

Utløsende årsak	Hendelse eller omstendigheter som fører til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
Bakenforliggende årsak	Hendelse eller omstendigheter som er tilstede før svikt inntreffer, men som i seg selv ikke nødvendigvis fører til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
Medvirkende årsak	Hendelse eller omstendigheter som opptrer i kombinasjon med utløsende årsak, hvor begge årsakene bidrar til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
Reparasjonstid	Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar.	Gjelder bare for varige feil. Reparasjonstiden inkluderer ikke administrativ utsettelse (frivillig venting). Nødvendige forberedelser for å kunne foreta reparasjon inkluderer også i reparasjonstiden, for eksempel henting eller bestilling av utstyr, venting på utstyr, transport.

Definisjoner knyttet til konsekvenser for sluttbrukere og produksjonsenheter

	Definisjon	Kommentar
Avbrudd	Tilstand karakterisert ved uteblitt eller redusert levering av elektrisk energi til én eller flere sluttbrukere, hvor forsyningspenningen er under 1 % av kontraktsmessig avtalt spenning.	<p>Avbrudd er utelukkende knyttet til sluttbrukere.</p> <p>Avbrudd kan være varslet eller ikke varslet.</p> <p>Fasebrudd der sluttbruker har halv spenning, skal etter definisjonen ikke registreres som avbrudd.</p> <p>Avbruddene klassifiseres i:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Langvarige avbrudd (> 3 min) • Kortvarige avbrudd (≤ 3 min)
Ikke varslet avbrudd	Avbrudd som skyldes driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling der berørte sluttbrukere ikke er informert på forhånd.	Ettersom avbrudd er knyttet til sluttbrukere, har det mer mening å snakke om varslet / ikke varslet avbrudd framfor planlagt / ikke planlagt avbrudd.
Varslet avbrudd	Avbrudd som skyldes planlagt utkobling der berørte sluttbrukere er informert på forhånd.	<p>Inkluderer også avbrudd som går utover varslet tid.</p> <p>NVE har følgende kommentar til hva som er «godkjent varsling»:</p> <p>Det forutsettes at varsling foregår på en hensiktsmessig måte (individuell eller offentlig meddelelse) slik at kundene har mulighet til å innrette seg i forhold til avbruddet som kommer. Dette er et selger / kundeforhold som NVE i utgangspunktet ikke vil blande seg bort i. Kundene har plikt til å holde seg informert om det som skjer, og nettselskapene ønsker forhåpentligvis et godt forhold til kundene sine og bør derfor ta hensyn til kundenes behov mht varsling (avisoppslag og eventuelt direkte meddelelser i god tid før avbruddet er planlagt). Det finnes regler for varsling i forhold til kunder som har utkoblbar kraft med egen tariff.</p>
Avbruddsvarighet	Tid fra avbrudd inntreffer til sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktsmessig avtalt spenning.	Dette betyr i praksis at sluttbruker har full energileveranse. Avbruddet inntreffer ved første utløsning / utkobling. Ved manglende registrering av utløsning/utkobling, inntreffer avbruddet når nettselskapet får første melding om registrert avbrudd.

Lengste avbruddsvarighet	Lengste tidsperiode en sluttbruker har avbrudd innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling.	Hvis en sluttbruker har flere avbrudd innenfor samme hendelse skal lengste avbruddsvarighet regnes som summen av disse tidsperiodene.
Total avbruddsvarighet	Tid fra første sluttbruker mister forsyning innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling til siste sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktmessig avtalt spenning.	
Ikke levert energi (ILE)	Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet.	<p>Beregnet størrelse basert på forventet lastkurve i det tidsrommet svikt i leveringen varer. Med svikt i levering menes her avbrudd eller redusert levering av energi. Last som blir liggende ute etter at forsyningen er tilgjengelig igjen, skal ikke tas med i den forventede mengden ikke levert energi. Ved beregning av avbruddskostnader er dette tatt høyde for i den spesifikke avbruddskostnaden.</p> <p>Ikke levert energi er med andre ord ikke nødvendigvis knyttet til et avbrudd. Dette kan for eksempel være tilfelle dersom sluttbrukeren har kontraktmessig avtalt spenning, men ikke tilstrekkelig energi leveranse pga begrensninger i kraftsystemet.</p>

Øvrige definisjoner med relevans for feil og avbrudd

	Definisjon	Kommentar
Sluttbruker	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre.	
Leveringspunkt	Punkt i nettet der elektrisk energi utveksles.	<p>Denne definisjonen er en fellesbetegnelse, og kan i praksis omfatte alle punkt i nettet.</p> <p>Leveringspunkt kan ytterligere klassifiseres i matepunkt, utvekslingspunkt og koblingspunkt.</p>
Rapporteringspunkt	Leveringspunkt med krav om rapportering av avbrudd til NVE.	Per 2000 gjelder: Rapporteringspunkt er lavspenningssiden av fordelingstransformatorer, samt høyspenningspunkt med levering direkte til sluttbruker.
Kraftsystemenhet	Gruppe anleggsdeler som er avgrenset ved en eller flere effektbrytere.	<p>Denne definisjonen benyttes i hovednettet ved registrering av utfall.</p> <p>Ved utfallsregistrering er det hensiktsmessig å gruppere anleggsdeler som kan betraktes som en enhet ved utfall. Da det alltid er effektbrytere som blir utløst / koblet ut, er anleggsdelene gruppert i kraftsystemenheter utfra hvor effektbryterne er plassert.</p> <p>Eksempler på en kraftsystemenhet kan være en kraftledning mellom to effektbrytere, et blokkkoblet aggregat med transformator bak en effektbryter, en kraftledning med T-avgreininger mellom tre eller flere effektbrytere.</p>
Anleggsdel	Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et anlegg.	
Komponent	Del av anleggsdel.	

Vedlegget er hentet fra «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet» (EBL, NVE, Sintef, Statnett, versjon 2, 2001). Publikasjonen kan bestilles hos de fire organisasjonene.

