

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 Utfall	40
5.1 Gjennomsnittlig antall utfall per kraftsystemenhet fordelt på årsak	40
5.2 Gjennomsnittlig utetid per kraftsystemenhet fordelt på årsak	41
5.3 Kumulativ fordeling av utetid i 2003	42
5.4 Fordeling av antall utfall per enhet	43

5.5 Kumulativ fordeling av antall utfall per driftsforstyrrelse.....	43
6 Vernrespons	45
6.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern	45
6.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern	46
6.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern	47
6.4 Ukorrekt vernrespons for distansevern fordelt på utløsende årsak.....	48
7 Leveringspålidelighet i sentralnettet.....	49
7.1 Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE	49
7.2 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i sentralnettetspunktene	50
7.3 Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2003	51
8 Ikke levert energi og KILE for 2003	52
8.1 ILE og KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukergrupper	52
8.2 KILE fordelt over året	53
8.3 KILE fordelt på anleggsdel	54
8.4 KILE fordelt på årsak	55
8.5 KILE og ansvarlige konsesjonærer	56
Vedlegg 1 Definisjoner	57

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 utfallsregistrering og registrering av vernrespons. Hensikten med utfallsregistreringen er å få en oversikt over hvordan driftsforstyrrelser påvirker tilgjengeligheten av ulike anleggsdeler i kraftsystemet, mens 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 02.08.04

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, utfall, vernrespons og KILE tilknyttet driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2003. Både overføringsanlegg og produksjonsanlegg inngår i statistikken.

Det ble i 2003 registrert 983 driftsforstyrrelser og en samlet mengde ikke levert energi (ILE) på 4318 MWh. Dette er en reduksjon på henholdsvis 2 % og 27 % i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Samlet mengde tapt vann var 9653 MWh, som er en reduksjon på 77,3 % sammenlignet med gjennomsnittet siste 10 år.

Det var flest driftsforstyrrelser i Øst-Norge, og færrest i Nord-Norge. Driftsforstyrrelsene fordelte seg jevnt utover året, med en økning i juli og desember. Mengde ILE er størst i månedene august og desember. Vegetasjon forårsaket ca. 39 % av total ILE i 2003. 66,2 % av driftsforstyrrelsene medførte ikke avbrudd.

Driftsforstyrrelser kan bestå av én eller flere feil. Det var til sammen 1116 registrerte feil i 2003, hvorav 701 forbigående og 415 varige. De vanligste feilårsakene er teknisk utstyr og omgivelser (tordenvær og vind). Kraftledninger er spesielt utsatt for tordenvær og vind. For krafttransformatorer er teknisk utstyr sammen med konstruksjon/montasje og omgivelser de dominerende årsakene. 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 2003 totalt 0,39 avbrudd per leveringspunkt med spenningsnivå 33-420 kV. Avbruddshyppigheten var høyest for leveringspunkt på 132 kV nivå med 0,57 avbrudd per leveringspunkt. Gjennomsnittlig avbruddsvarighet for alle leveringspunkt var 13 minutter.

I forbindelse med driftsforstyrrelser ble det i 2003 registrert 0,56 utfall pr. kraftsystemenhet i hovednettet. Hele 76 % av alle driftsforstyrrelser i hovednettet medførte utfall av kun én til to kraftsystemenheter. 10 % av driftsforstyrrelsene medførte fra 5 utfall og opp til 175 utfall per driftsforstyrrelse. Aggregat hadde den største utfallshyppigheten, med et gjennomsnitt på 1,19 utfall per aggregat. Gjennomsnittlig utetid for aggregat var 13 timer og 43 minutter, mens 50 %-verdien (medianen) var 13 minutt. Kraftledninger hadde en utfallshyppighet på 0,87 per enhet, med en gjennomsnittlig utetid på 4 timer og 20 minutter. 50 %-verdien (medianen) for utetid for kraftledninger var 0 minutter. Årsaken til de høye verdiene for gjennomsnittlig utetid er enkeltutfall som trekker gjennomsnittsverdien opp.

For 220-420 kV ledningsvern var 86,5 % av all vernrespons 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 90,4 % av all vernrespons korrekt. For transformatorvern var 60,6 % av vernresponsen korrekt. Andel ukorrekte utløsninger var omlag like stor for ikke-numeriske distansevern (8,8 %) som for numeriske distansevern (10,9 %). 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 2003 var det tilsammen 33 feil i sentralnettet som medførte ILE. Mengden ILE er beregnet til 2326 MWh. Dette utgjør 11,8 % av all ILE i Norge og er vesentlig høyere enn gjennomsnittet for perioden 1995-2003.

I nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV var det 55 feil som medførte KILE i 2003. Den totale KILE-kostnaden var omlag 63,4 millioner. Hele 31,4 % av kostnaden skyldes feil på kraftledninger, men også vern og kontrollutstyr gir et betydelig bidrag (24,4%). KILE-kostnaden er høyest for feil der årsaken er omgivelser (39,2%).

1 Innledning

Rapporten gir en oversikt over feil, avbrudd, utfall og vernrespons under driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2003. Statistikken omfatter alle driftsforstyrrelser i overføringsanlegg og produksjonsanlegg tilknyttet disse spenningsnivåene.

Statistikken er basert på data fra tre ulike registreringssystem. For perioden 1993-1996 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 sjuende 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 sjettede 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 .

Denne statistikken er inndelt i åtte kapitler. Det statistiske innholdet er inndelt i syv hovedkategorier:

- driftsforstyrrelser
- feil
- avbrudd
- utfall
- 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 2003 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.

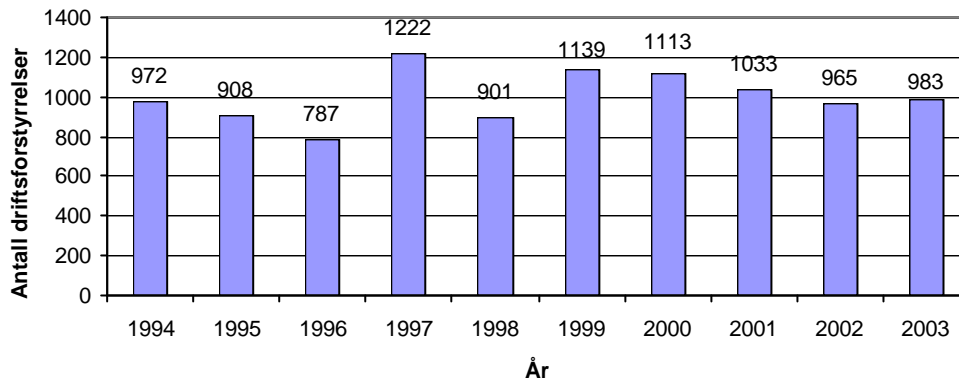
I flere av tabellene er driftsforstyrrelsene gruppert etter spenningsnivå (systemspenning). Det refereres da til spenningsnivået på anleggsdelen hvor driftsforstyrrelsens primærfeil inntraff. Feil på produksjonsutstyr er referert spenningsnivået produksjonsutstyret mater inn på. Enkelte driftsforstyrrelser 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)

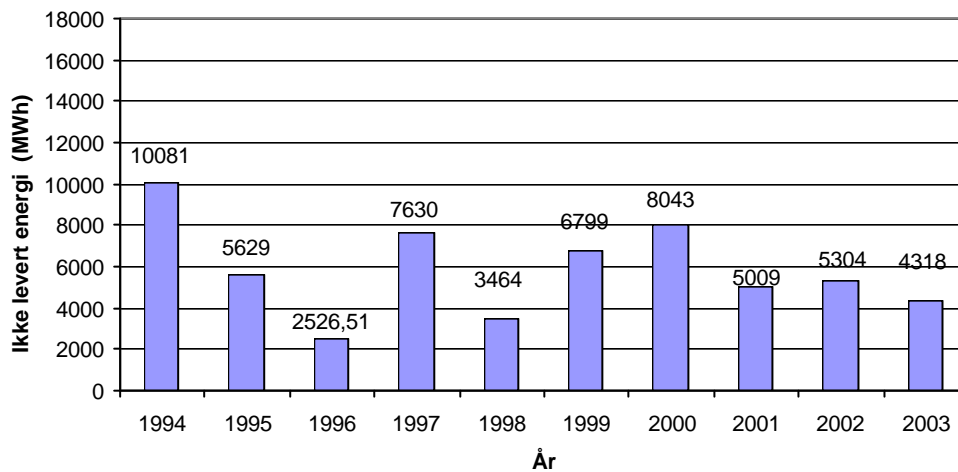
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi			
	Antall		%		MWh		%	
	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003
420 kV	86	100,0	8,7	10,0	150	605	3,5	10,3
Ingen avbrudd	82	96,1	8,3	9,59	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	0	0,4	0,0	0,04	0	1	0,0	0,0
Langvarige avbr.	4	3,5	0,4	0,35	150	604	3,5	10,3
300-220 kV	169	202,3	17,2	20,2	1866	1105	43,2	18,8
Ingen avbrudd	152	184,3	15,5	18,4	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	0	2,0	0,0	0,2	0	15	0,0	0,3
Langvarige avbr.	17	16,0	1,7	1,6	1866	1085	43,2	18,5
132 kV	222	253,0	22,6	25,2	798	1850	18,5	31,5
Ingen avbrudd	173	186,7	17,6	18,6	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	19	13,7	1,9	1,4	6	9	0,1	0,2
Langvarige avbr.	30	52,6	3,1	5,2	792	1841	18,3	31,3
110-33 kV	408	386,7	41,5	38,6	1481	2301	34,3	39,1
Ingen avbrudd	153	222,4	15,6	22,2	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	80	34,8	8,1	3,5	119	107	2,7	1,8
Langvarige avbr.	175	129,5	17,8	12,9	1363	2194	31,6	37,3
Øvrige ¹⁾	98	60,3	10,0	6,0	24	20	0,5	0,3
Ingen avbrudd	96	58,4	9,8	5,8	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	0	0,2	0,0	0,0	0	0	0,0	0,0
Langvarige avbr.	2	1,7	0,2	0,2	24	20	0,5	0,3
Sum	983	1002,3	100,0	100,0	4318	5880	100,0	100,0

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

Tabellen viser at det i 2003 var til sammen 983 driftsforstyrrelser med en mengde ILE på 4318 MWh. Dette er en reduksjon på 2 % i antall driftsforstyrrelser og 27 % i mengde ILE i forhold til gjennomsnittet de siste 10 år. Videre fremgår det at antall driftsforstyrrelser økte med avtakende spenningsnivå som for gjennomsnittet de siste 10 år. I 2003 var 41,5 % av driftsforstyrrelsene og 34,3 % av mengden ILE knyttet til spenningsnivå 33-110 kV. Statistikken viser at 66,8 % av driftsforstyrrelsene i 2003 ikke medførte konsekvenser for sluttbrukere.

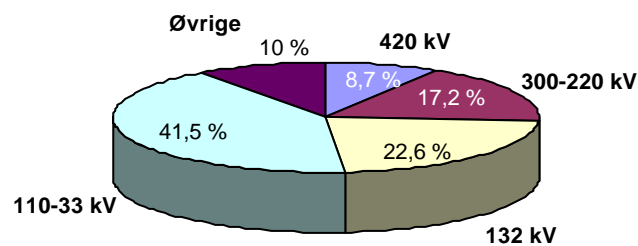


Figur 2.1 Antall driftsforstyrrelser per år i perioden 1994-2003.

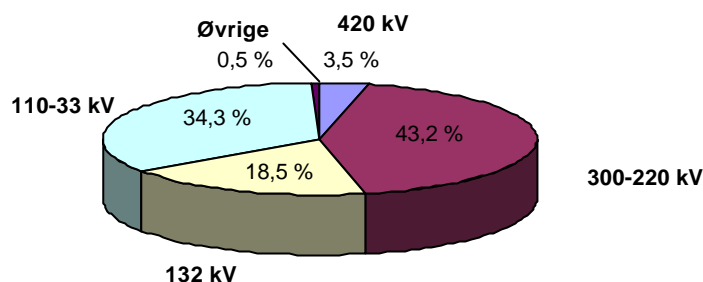


Figur 2.2 Ikke levert energi per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1994-2003.

Figur 2.3
Antall driftsforstyrrelser fordelt på spenningsnivå i 2003.



Figur 2.4
Ikke levert energi fordelt
på spenningsnivå i 2003.



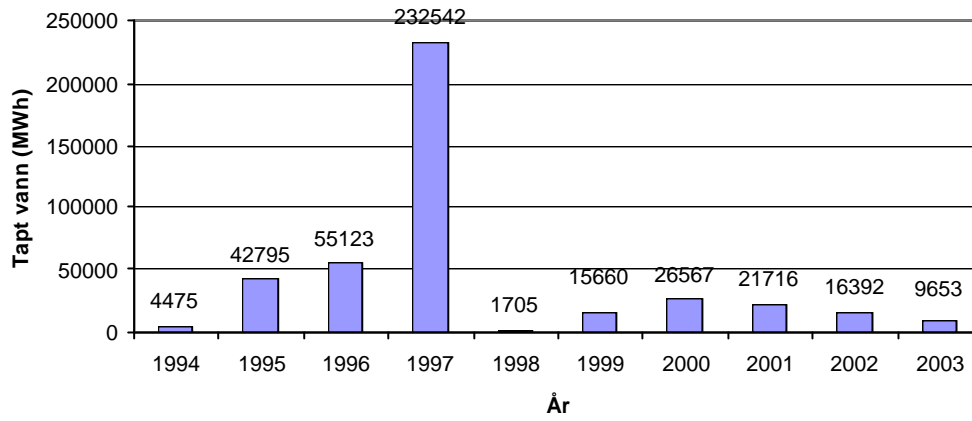
2.2 Antall driftsforstyrrelser og tapt vann

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%	
	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003
420 kV	86	100,0	8,7	10,0	0	204	0,0	0,5
Uten tapt vann	86	99,2	8,7	9,9	0	-	-	-
Med tapt vann	0	0,8	0,0	0,1	0	204	0,0	0,5
300-220 kV	168	202,2	17,1	20,2	4237	27751	43,9	65,0
Uten tapt vann	159	195,3	16,2	19,5	0	-	-	-
Med tapt vann	9	6,9	0,9	0,7	4237	27751	43,9	65,0
132 kV	222	253,0	22,6	25,2	951	5006	9,9	11,7
Uten tapt vann	202	229,8	20,5	22,9	0	-	-	-
Med tapt vann	20	23,2	2,0	2,3	12939	6205	59,8	11,7
110-33 kV ¹⁾	408	386,7	41,5	38,6	4464	8215	46,2	19,3
Uten tapt vann	388	347,4	39,5	34,7	0	-	-	-
Med tapt vann	20	39,3	2,0	3,9	4464	8215	46,2	19,3
Øvrige ²⁾	99	60,5	10,1	6,0	0	1487	0,0	3,5
Uten tapt vann	97	55,2	9,9	5,5	0	-	-	-
Med tapt vann	2	5,4	0,2	0,54	0	1487	0,0	3,5
Sum	983	1002,4	100	100,0	9653	42663	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 1994-96 og 1999-2003.

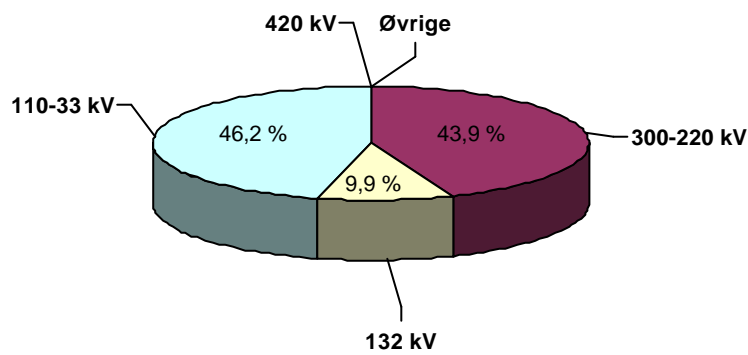
²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

Tabellen viser at det i 2003 var en samlet mengde tapt vann tilsvarende 9653 MWh. Dette er 22,7 % av gjennomsnittet de siste 10 år. Årsaken til det store avviket fra gjennomsnittet er at det i løpet av 10-årsperioden har vært enkelte store feil/havarier i kraftverk som har medført store vanntap. Spesielt en driftsforstyrrelse i Uvdal II i 1997 (viklingshavari på transformator) medførte et stort vanntap, beregnet til 201600 MWh. I 2003 var det driftsforstyrrelser innledet på 33-110 kV nivå som forårsaket størst mengde tapt vann.



Figur 2.5 Tapt vann per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1994-2003.

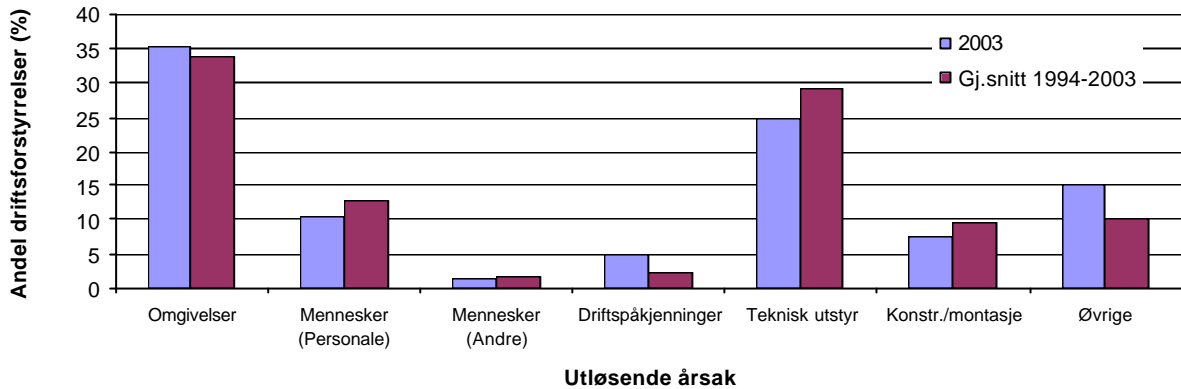
Figur 2.6
Tapt vann fordelt
på spenningsnivå i 2003.



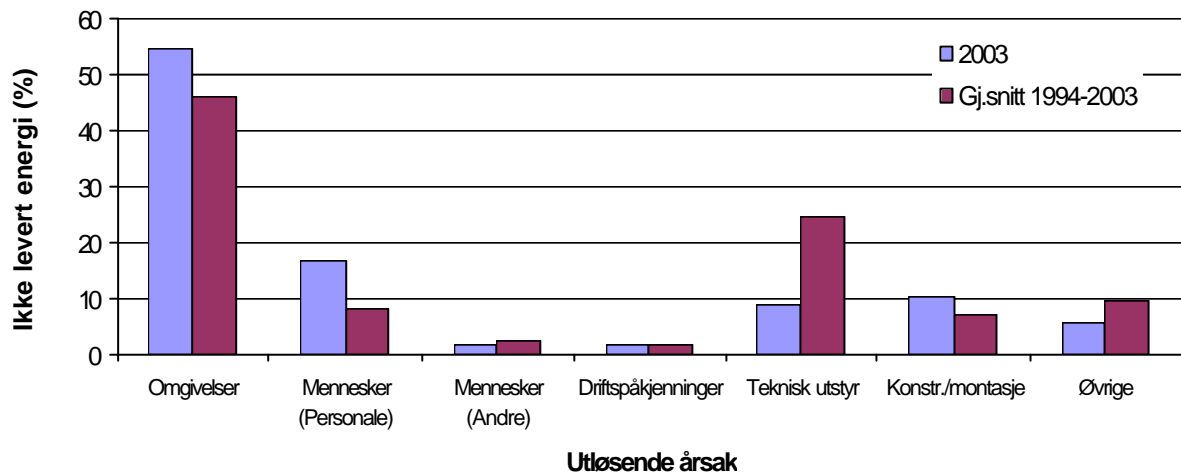
2.3 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak og landsdel

Utløsende årsak	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%		MWh		%	
	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003
Omgivelser	348	339,1	35,4	33,8	2362	2719	54,7	46,2	1907	4975	19,8	11,7
Øst-Norge	140	133,4	14,2	13,3	474	918	11,0	15,6	1863	2582	19,3	6,1
Vest-Norge	51	80,8	5,2	8,1	122	901	2,8	15,3	0	610	0,0	1,4
Midt-Norge	85	77,3	8,6	7,7	1593	404	36,9	6,9	45	1731	0,5	4,1
Nord-Norge	72	47,6	7,3	4,7	174	496	4,0	8,4	0	52	0,0	0,1
Mennesker (Personale)	103	128,6	10,5	12,8	717	480	16,6	8,2	975	647	10,1	1,5
Øst-Norge	38	58,3	3,9	5,8	258	197	6,0	3,3	788	430	8,2	1,0
Vest-Norge	25	33,1	2,5	3,3	13	135	0,3	2,3	0	65	0,0	0,2
Midt-Norge	34	25,9	3,5	2,6	412	123	9,5	2,1	187	106	1,9	0,2
Nord-Norge	6	11,3	0,6	1,1	34	24	0,8	0,4	0	46	0,0	0,1
Mennesker (Andre)	15	16,5	1,5	1,6	79	145	1,8	2,5	32	36	0,3	0,1
Øst-Norge	9	9,2	0,9	0,9	78	33	1,8	0,6	32	35	0,3	0,1
Vest-Norge	2	3,4	0,2	0,3	1	45	0,0	0,8	0	1	0,0	0,0
Midt-Norge	3	2,7	0,3	0,3	0	27	0,0	0,5	0	0	0,0	0,0
Nord-Norge	1	1,2	0,1	0,1	0	40	0,0	0,7	0	0	0,0	0,0
Driftspåkjenninger	47	24,1	4,8	2,4	79	101	1,8	1,7	0	50	0,0	0,1
Øst-Norge	9	8,6	0,9	0,9	54	41	1,2	0,7	0	1	0,0	0,0
Vest-Norge	21	5,8	2,1	0,6	19	6	0,4	0,1	0	0	0,0	0,0
Midt-Norge	15	7,2	1,5	0,7	5	31	0,1	0,5	0	40	0,0	0,1
Nord-Norge	2	2,5	0,2	0,2	1	23	0,0	0,4	0	8	0,0	0,0
Teknisk utstyr	245	293,3	24,9	29,3	390	1443	9,0	24,5	2867	28817	29,7	67,5
Øst-Norge	78	102,0	7,9	10,2	136	568	3,1	9,7	2521	27073	26,1	63,5
Vest-Norge	93	106,8	9,5	10,7	132	282	3,1	4,8	102	936	1,1	2,2
Midt-Norge	64	65,6	6,5	6,5	80	343	1,9	5,8	244	713	2,5	1,7
Nord-Norge	10	18,9	1,0	1,9	42	251	1,0	4,3	0	95	0,0	0,2
Konstruksjon/montasje	76	97,2	7,7	9,7	443	418	10,3	7,1	3682	7593	38,1	17,8
Øst-Norge	25	33,8	2,5	3,4	186	157	4,3	2,7	176	4783	1,8	11,2
Vest-Norge	28	34,6	2,8	3,5	9	81	0,2	1,4	2700	526	28,0	1,2
Midt-Norge	19	21,7	1,9	2,2	229	149	5,3	2,5	800	2271	8,3	5,3
Nord-Norge	4	7,1	0,4	0,7	19	31	0,4	0,5	6	13	0,1	0,0
Øvrige	149	103,4	15,2	10,3	248	573	5,7	9,7	190	546	2,0	1,3
Øst-Norge	46	40,4	4,7	4,0	43	280	1,0	4,8	140	459	1,5	1,1
Vest-Norge	28	22,8	2,8	2,3	11	117	0,2	2,0	0	1	0,0	0,0
Midt-Norge	49	25,8	5,0	2,6	92	97	2,1	1,6	50	26	0,5	0,1
Nord-Norge	26	14,4	2,6	1,4	103	80	2,4	1,4	0	60	0,0	0,1
Sum	983	1002,2	100,0	100,0	4318	5880	100,0	100,0	9653	42663	100,0	100,0

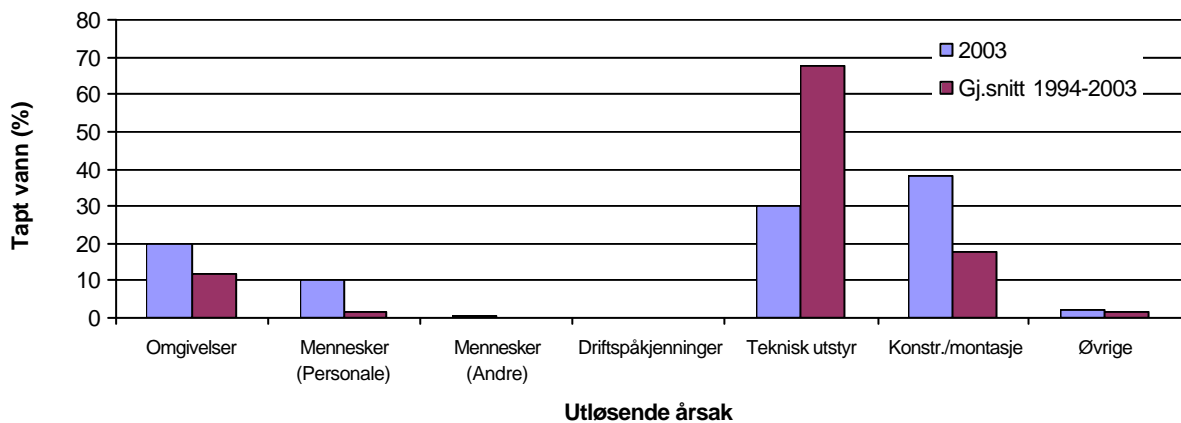
Det fremgår av tabellen at omgivelser og teknisk utstyr var de vanligste utløsende feilårsakene i forbindelse med driftsforstyrrelser i 2003. Dette tilsvarer gjennomsnittet siste 10 år. Driftsforstyrrelser der utløsende årsak var omgivelser medførte også de største konsekvensene i form av ILE. Mens driftsforstyrrelser hvor konstruksjon/montasje var utløsende årsak forårsaket mest tapt vann. Figur 2.9 viser at teknisk utstyr som utløsende årsak har en kraftig reduksjon sammenlignet med gjennomsnittet 10 siste år, mens konstruksjon/montasje har en stor økning i forhold til gjennomsnittet. I 2003 ble det registrert flest driftsforstyrrelser i Øst-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.

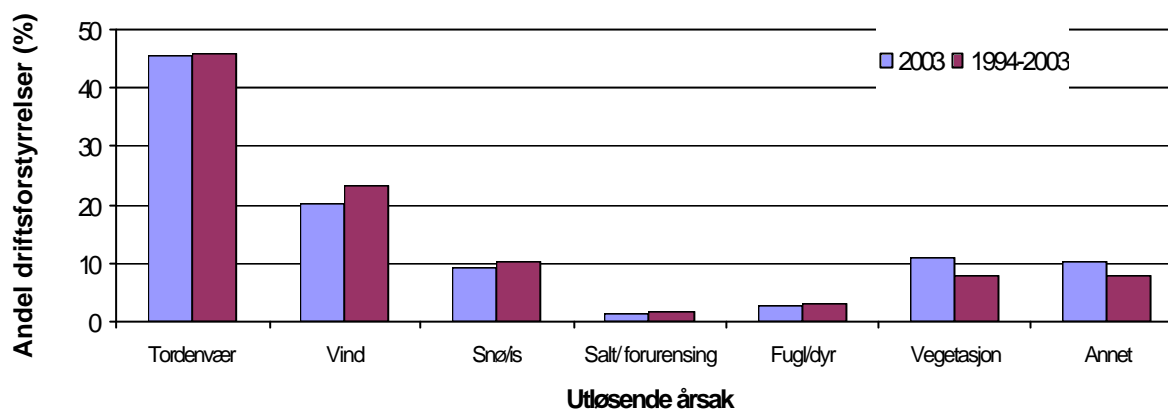


Figur 2.9 Prosentvis fordeling av tapt vann fordelt på utløsende årsak.

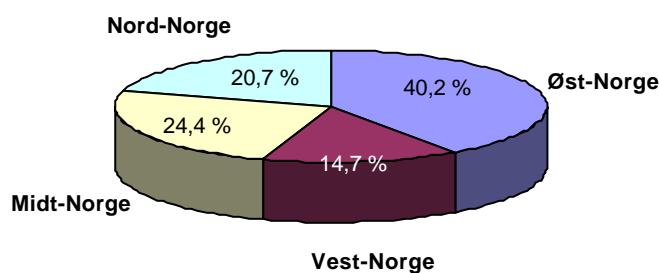
2.3.1 Antall driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003
Øst-Norge	72	78,0	11	12,0	7	12,4	1	0,9	4	4,2	29	17,5	16	8,4
Vest-Norge	32	44,9	7	17,8	1	6,4	4	1,8	1	1,0	2	2,7	4	6,0
Midt-Norge	35	24,5	21	25,3	12	11,5	0	1,8	0	0,7	7	6,3	10	7,2
Nord-Norge	19	8,3	31	23,7	12	4,7	0	1,1	4	4,7	0	0,3	6	4,7
Sum	158	155,7	70	78,8	32	35	5	5,6	9	10,6	38	26,8	36	26,3

Tabellen gir en mer detaljert oversikt over årsakskategorien «omgivelser». Det fremgår av tabellen at tordenvær var den hyppigste feilårsakene i denne kategorien i 2003. 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».

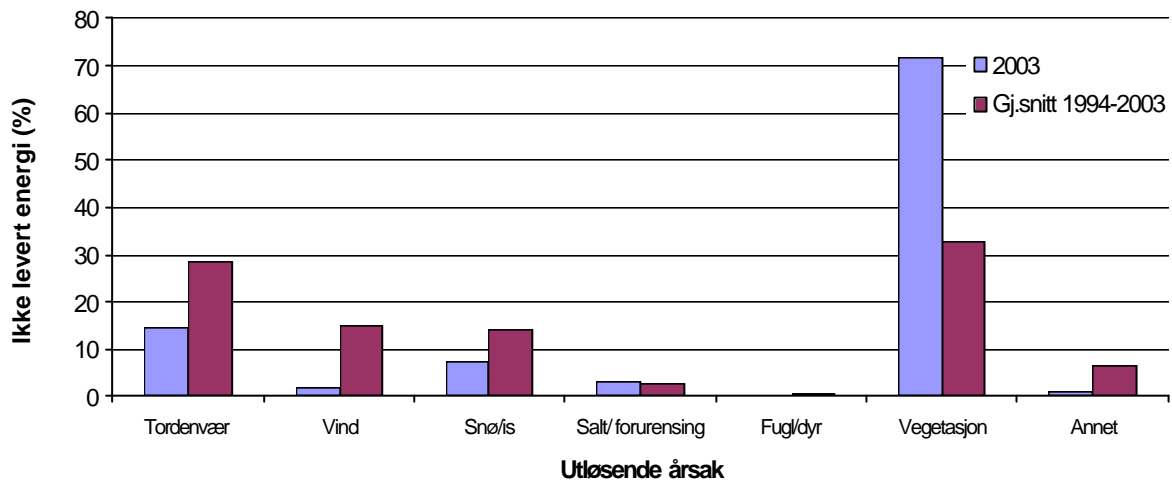


Figur 2.11 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser fordelt på landsdel i 2003 hvor utløsende årsak er omgivelser.

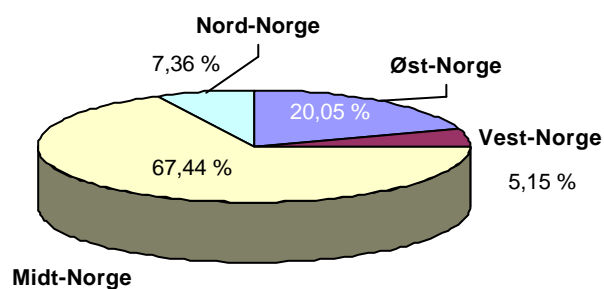
2.3.2 Ikke levert energi som skyldes feil med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003
Øst-Norge	39,30	520,78	25,80	55,96	24,28	101,81	8,89	21,54	1,95	4,07	373,16	179,91	0,19	110,13
Vest-Norge	47,18	127,06	4,53	188,58	0,00	5,04	69,19	41,95	0,74	7,17	0,00	511,53	0,00	20,88
Midt-Norge	241,52	100,61	10,41	56,39	4,48	28,92	0,00	2,18	0,00	2,94	1314,00	199,59	22,87	12,19
Nord-Norge	19,76	26,74	8,08	110,66	139,42	240,20	0,00	8,89	2,04	3,37	0,00	2,74	4,56	27,21
Sum	347,76	775,19	48,82	411,59	168,19	375,97	78,08	74,55	4,72	17,55	1687,16	893,76	27,62	170,41

Av de driftsforstyrrelser hvor utløsende årsak var «omgivelser», var vegetasjon og tordenvær de faktorene som medførte størst mengde ILE i 2003. Den største mengden ILE ble registrert i Midt-Norge hvor vegetasjon førte til en ILE på 1278 MWh. Vind forårsaket relativt lite ILE i 2003 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 2003 hvor utløsende årsak er omgivelser.

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

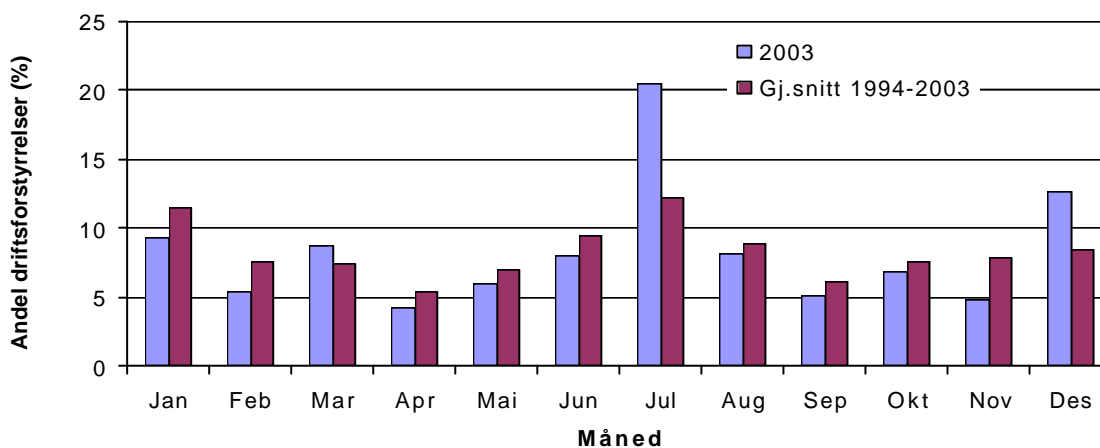
2.4.1 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året ¹⁾

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	86	15,1	3,5	4,7	1,2	8,1	7,0	16,3	8,1	7,0	11,6	3,5	14,0	100,0
300-220 kV	168	7,1	4,8	9,5	3,6	6,0	10,1	25,0	11,9	3,0	9,5	1,8	7,7	100,0
132 kV	222	8,6	5,0	7,2	3,6	3,6	6,8	28,8	7,2	4,5	5,4	5,9	13,5	100,0
110-33 kV	408	10,0	5,9	10,0	4,4	6,1	7,6	17,9	7,1	5,1	6,1	5,1	14,5	100,0
Øvrige ²⁾	99	7,1	7,1	9,1	8,1	10,1	10,1	9,1	8,1	9,1	5,1	7,1	10,1	100,0
Alle DF	983	9,4	5,4	8,7	4,2	6,1	8,0	20,5	8,1	5,2	6,9	4,8	12,6	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2003

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 Juli og Desember. For 2003 viser figur 2.14 at Juli og Desember har hatt en vesentlig økning av antall driftsforstyrrelser i forhold til gjennomsnittet siste 10 år.



Figur 2.14 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året.

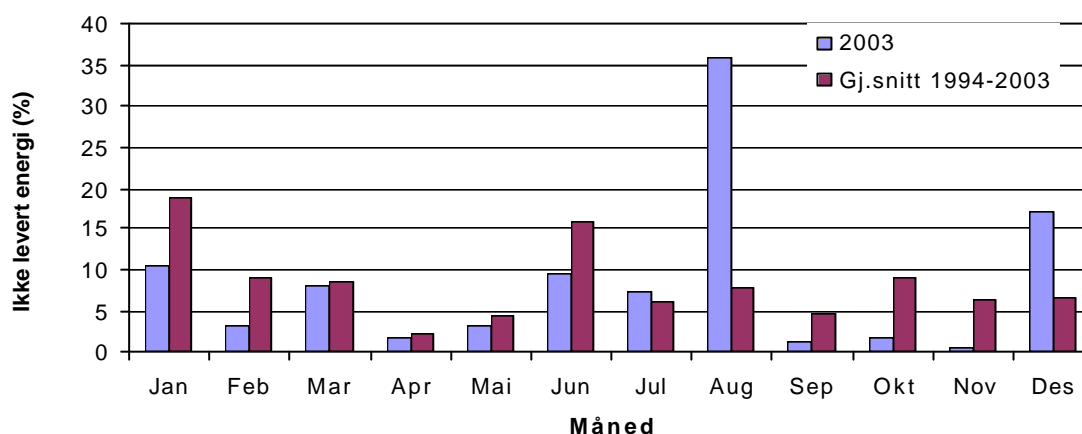
2.4.2 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året ¹⁾

Spenningsnivå referert primærfeil	ILE (MWh)	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	150	0,0	0,0	94,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	3,3	0,0	100,0
300-220 kV	1866	0,9	0,0	0,7	0,0	1,3	0,0	5,6	79,0	0,0	0,0	0,0	12,5	100,0
132 kV	798	42,4	0,2	0,1	7,1	7,3	12,7	8,2	0,9	0,9	4,1	0,1	16,0	100,0
110-33 kV	1481	6,8	8,6	13,5	0,9	3,7	21,1	9,7	4,2	1,6	2,6	1,5	25,8	100,0
Øvrige ²⁾	24	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	91,5	0,0	0,0	0,0	100,0
Alle DF	4318	10,6	3,0	8,3	1,6	3,2	9,6	7,3	35,7	1,2	1,7	0,6	17,2	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2003

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

I 2003 var det størst mengde ILE i August og Desember (52,9 %). Figur 2.15 viser at ILE i Januar og Juni 2003 er betydelig redusert sammenlignet med gjennomsnittet siste 10 år. I August og Desember er det derimot en betydelig økning.



Figur 2.15 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året.

2.5 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet ¹⁾

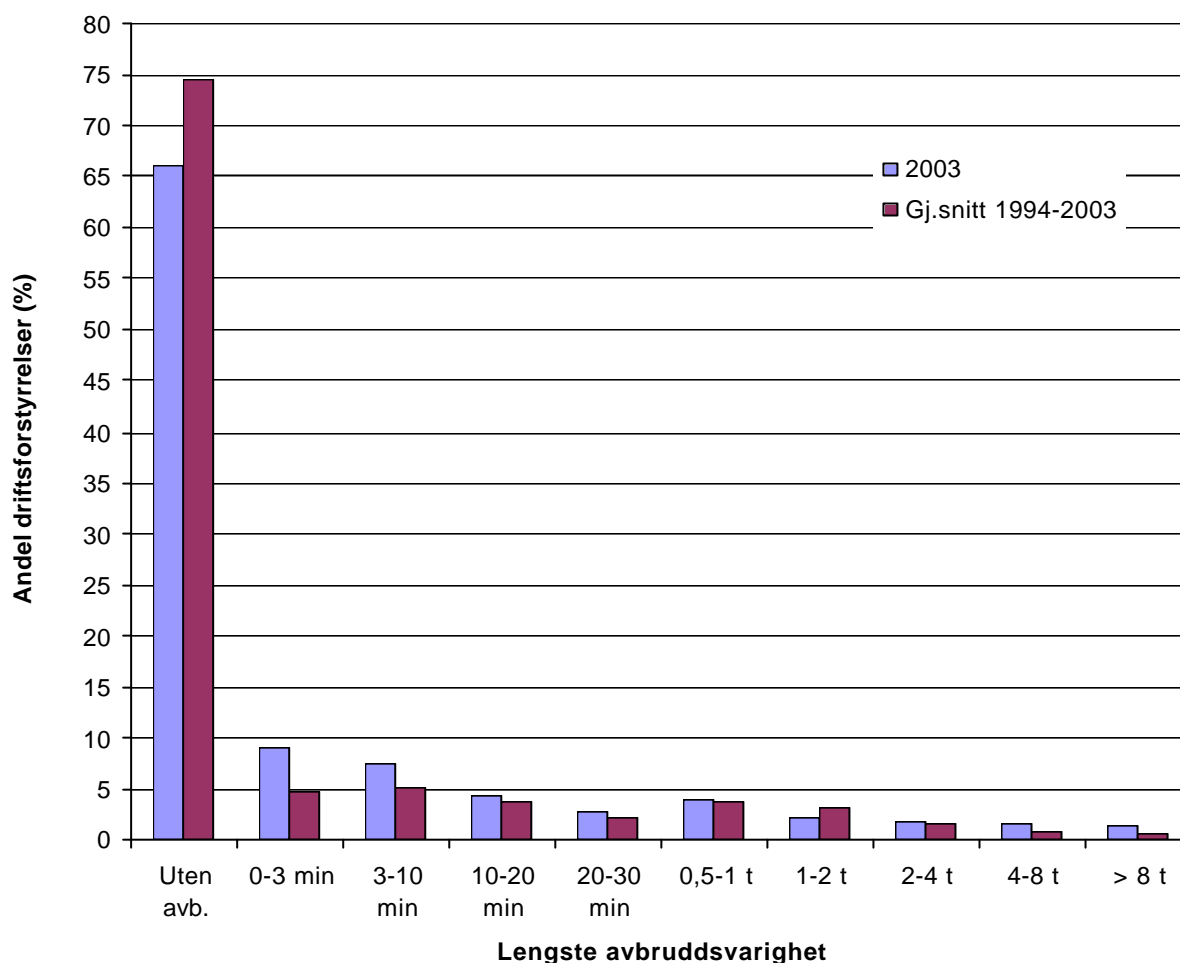
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Gj.sn. ³⁾ tt.mm	Uten avbr.	0-3 min	3-10 min	10-20 min	20-30 min	0,5-1 t	1-2 t	2-4 t	4-8 t	> 8 t	Sum
420 kV	86	0,21	95,3	0,0	1,2	1,2	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
300-220 kV	169	0,34	89,3	0,0	3,0	2,4	2,4	1,8	0,6	0,6	0,0	0,0	100,0
132 kV	222	0,40	76,6	9,0	3,2	2,7	2,7	2,3	2,7	0,5	0,0	0,5	100,0
110-33 kV	408	1,31	37,5	16,9	14,5	7,6	4,2	6,4	3,2	3,7	3,4	2,7	100,0
Øvrige ²⁾	98	0,21	96,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Alle DF	983	1,22	66,2	9,1	7,3	4,3	2,7	3,9	2,1	1,7	1,4	1,2	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2003

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 66,2 % av alle driftsforstyrrelser i 2003 ikke medførte avbrudd. Over halvparten av driftsforstyrrelsene med avbrudd var avbruddsvarigheten mellom 0 og 30 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.

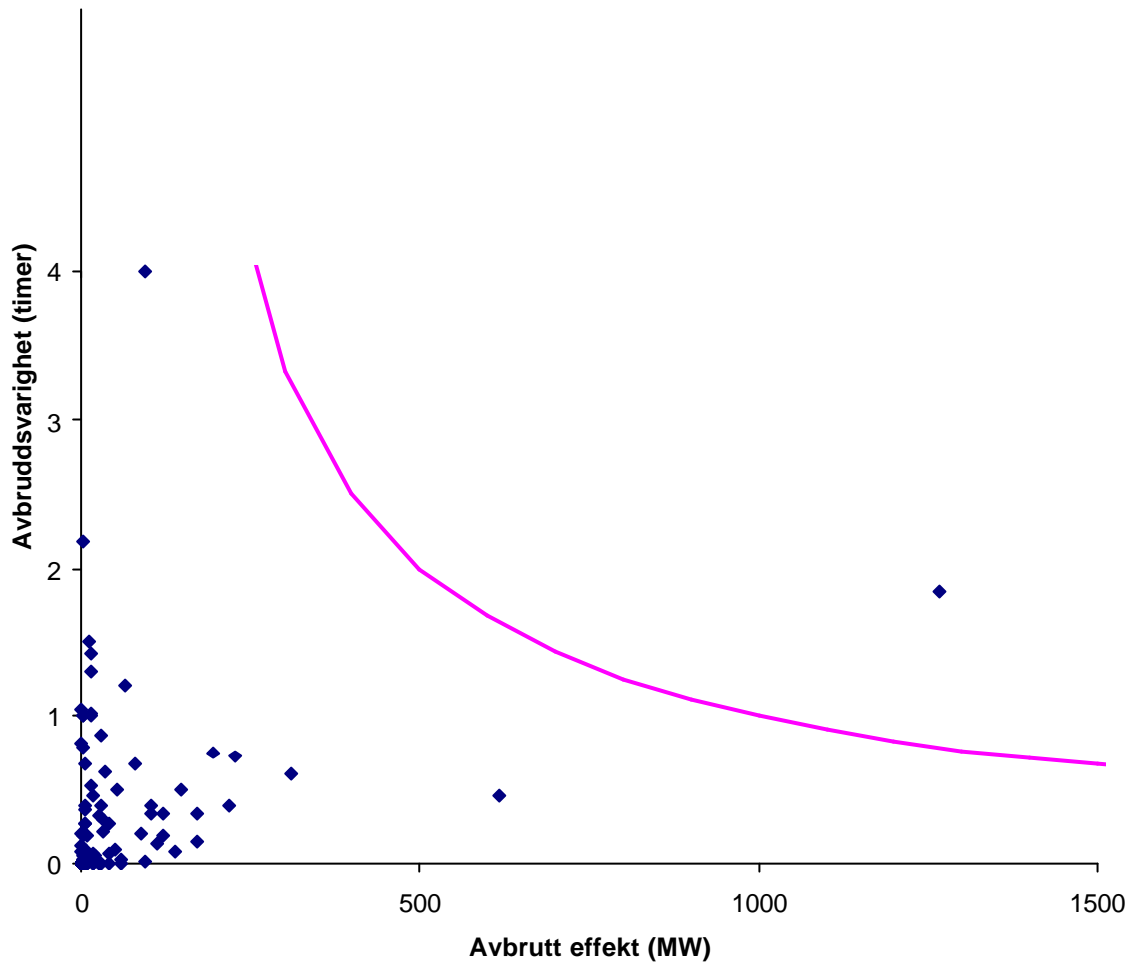


Figur 2.18 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet.

2.6 Driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet

Statnett hadde som mål i 2003 at ingen driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV skulle medføre mer enn 1000 MWh ikke levert energi. I 2003 var det tilsammen 575 driftsforstyrrelser på disse spenningsnivåene, og 77 av disse driftsforstyrrelsene medførte ikke levert energi. En driftsforstyrrelse medførte mer enn 1000 MWh ikke levert energi. Denne skyldtes overslag mot tretopp ved 300 kV ledning i Gudbrandsdalen.

Figur 2.19 viser de enkelte driftsforstyrrelsene plottet inn i et xy-diagram med avbrutt effekt langs x-aksen og avbruddsvarighet langs y-aksen. Den røde kurven viser målet på 1000 MWh ikke levert energi.



Figur 2.19 Driftsforstyrrelser i nett med spenning større eller lik 132 kV fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet i 2003

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	
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%
Kraftledning ²⁾	29895	271	0,91	0,91	92	0,31	0,28	363	1,21	1,22	1446	33,5	1804	18,7
Kraftkabel ²⁾	1311	0	0,00	0,15	15	1,14	1,06	15	1,14	1,21	58	1,3	0	0,0
Krafttransformator	2686	4	0,15	0,34	10	0,37	0,60	14	0,52	0,94	41	1,0	0	0,0
Effektbryter		22			10			32			47	1,1	60	0,6
Skillebryter		9			9			18			222	5,1	0	0,0
Strømtransf.		3			7			10			334	7,7	0	0,0
Spenningstransf.		0			16			16			89	2,1	2700	28,0
Samleskinne		5			13			18			499	11,6	425	4,4
Avleder		3			7			10			111	2,6	0	0,0
Slukkespole		0			0			0			0	0,0	0	0,0
HF-sperre		0			2			2			0	0,0	0	0,0
Generator	656	16	2,44	3,16	33	5,03	5,27	49	7,47	8,43	0	0,0	1052	10,9
Magnetiseringsutstyr	656	7	1,07	0,42	6	0,91	1,11	13	1,98	1,53	0	0,0	1	0,0
Turbin	656	2	0,30	0,49	3	0,46	1,47	5	0,76	1,95	0	0,0	25	0,3
Turbinregulator	656	3	0,46	0,75	15	2,29	2,38	18	2,74	3,13	0	0,0	116	1,2
Ventilsystem	656	1	0,15	0,73	15	2,29	2,07	16	2,44	2,80	0	0,0	2035	21,1
Anl. i vannvei		2			0			2			0	0,0	4	0,0
Vassdr./mag./dam		0			1			1			0	0,0	0	0,0
Fasekomp. (Rot.)	13	0	0,00	4,60	1	7,69	18,50	1	7,69	23,10	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (Kond.)	183	4	2,19	1,57	8	4,37	3,09	12	6,56	4,66	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (Reakt.)	36	2	5,56	1,47	2	5,56	5,27	4	11,11	6,74	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (SVC)	12	1	8,33	41,70	0	0,00	15,80	1	8,33	57,50	0	0,0	0	0,0
HVDC-anlegg		0			0			0			0	0,0	0	0,0
Stasjonsforsyning		4			1			5			0	0,0	0	0,0
Hjelpesystem		4			12			16			0	0,0	0	0,0
Annet prim. anlegg		20			10			30			130	3,0	153	1,6
Ukjent		67			17			84			201	4,7	0	0,0
Vern ledn./kabel		121			39			160			814	18,8	368	3,8
Vern krafttransf.		24			7			31			65	1,5	0	0,0
Vern prod.anlegg		21			10			31			0	0,0	496	5,1
Vern øvrige		10			4			14			30	0,7	0	0,0
Kontr.ut. ledn./kabel		14			4			18			1	0,0	0	0,0
Kontr.ut. krafttransf.		8			4			12			221	5,1	4	0,0
Kontr.ut. prod.anl.		45			40			85			8	0,2	410	4,2
Kontr.ut øvrig		8			2			10			0	0,0	0	0,0
Totalt		701			415			1116			4318	100,0	9653	100,0

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

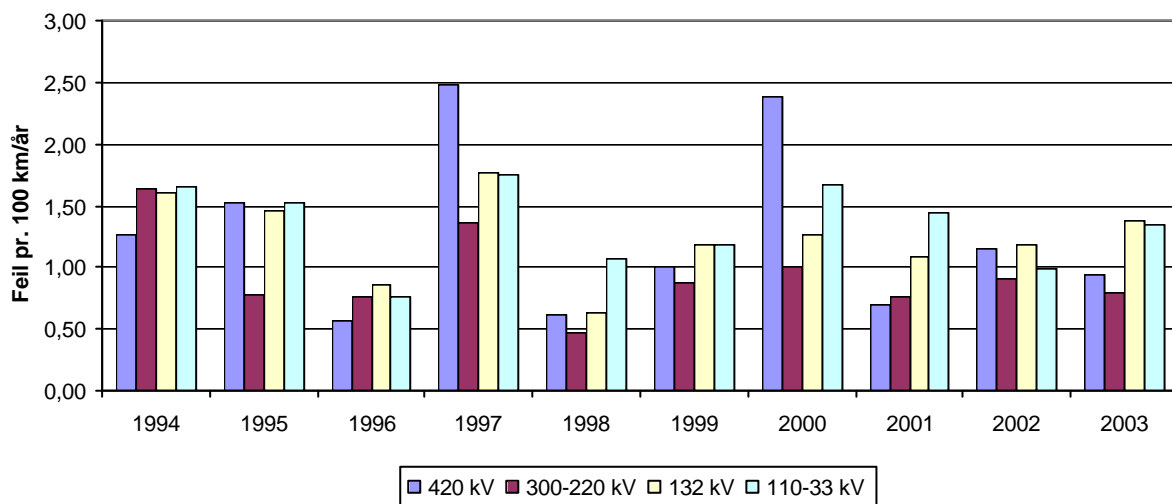
²⁾ Feilhyppighet for kraftledning og kraftkabel er oppgitt i feil pr. 100 km/år.

Statistikken for 2003 omfatter til sammen 1116 feil, hvorav 701 forbigående og 415 varige. Flest feil ble registrert på kraftledninger og ledningsvern. Feilhyppigheten pr. 100 anleggsdel/år var størst for roterende fasekompensator og SVC-anlegg. Feil på kraftledninger medførte de største konsekvensene i form av ILE. Feil på spenningstransformatorer medførte de største konsekvensene i form av 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		
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%	
420	2340	22	0,94	1,18	0	0,00	0,09	22	0,94	1,26	5,00	0,3	0	0,0	
300-220	5825	44	0,76	0,86	2	0,03	0,08	46	0,79	0,93	594,35	41,1	4	0,2	
132	10135	118	1,16	1,03	21	0,21	0,21	139	1,37	1,24	270,29	18,7	50	2,8	
110-33	11595	87	0,75	0,87	69	0,60	0,47	156	1,35	1,34	575,90	39,8	1750	97,0	
Totalt	29895	271	0,91	0,94	92	0,31	0,28	363	1,21	1,22	1445,54	100,0	1804	100,0	

Statistikken viser at feilfrekvensen på kraftledning på alle spenningsnivå i 2003 ikke skiller seg vesentlig fra gjennomsnittet siste 10 år. Det var til sammen 363 feil i 2003, fordelt på 271 forbigående og 92 varige feil. Forbigående feil og varige feil er tilnærmet det samme som gjennomsnittet siste 10 år.

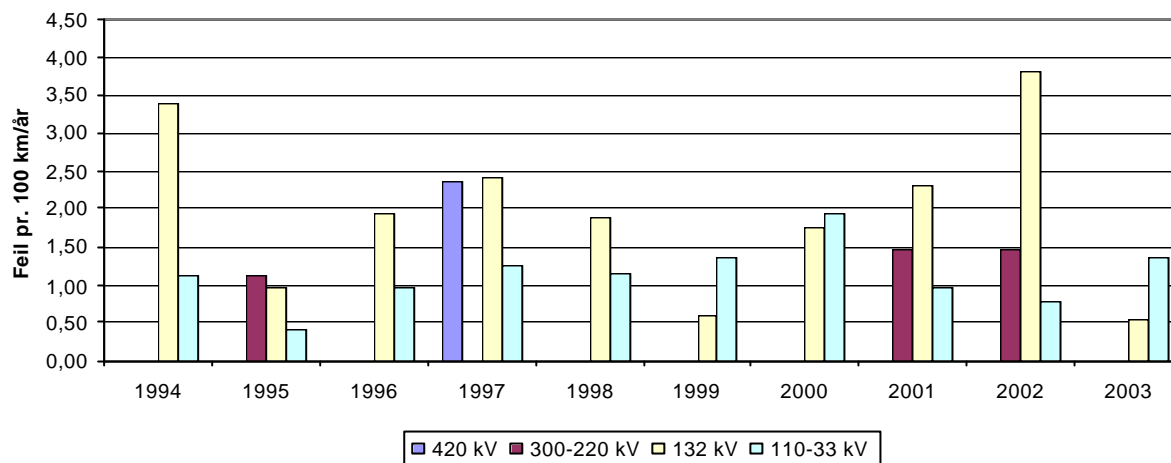


Figur 3.1 Feil på kraftledninger fordelt på år og spenningsnivå.

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		
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	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	67	0	0,00	0,00	0	0,00	0,41	0	0,00	0,41	0	0,0	0	0,0	
132	189	0	0,00	0,14	1	0,53	1,82	1	0,53	1,96	0	0,0	0	0,0	
110-33	1031	0	0,00	0,15	14	1,36	0,98	14	1,36	1,13	58	100,0	0	0,0	
Totalt	1311	0	0,00	0,15	15	1,14	1,06	15	1,14	1,21	58	100,0	0	0,0	

Figur 3.2 viser at i 2003 ble det registrert forholdsvis mange feil på 110-33 kV kabler, mens det var noe høyere feilfrekvens enn normalt de siste 10 årene. Det ble ikke registrert feil på kabler på 420 kV og 300-220 kV nivå i 2003.



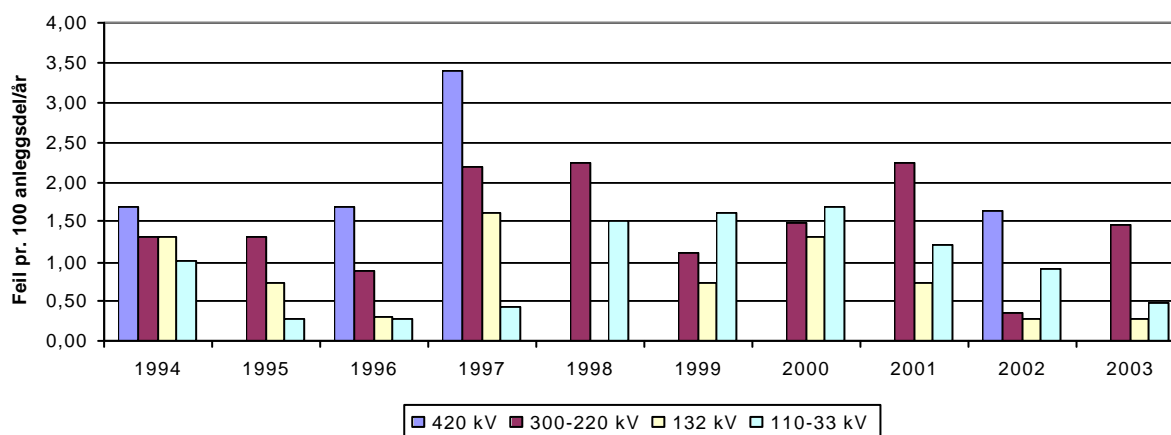
Figur 3.2 Feil på kabler fordelt på år og spenningsnivå.

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	
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%
420	61	0	0,00	0,34	0	0,00	0,50	0	0,00	0,84	0	0,0	0	0,0
300-220	272	1	0,37	0,35	3	1,10	1,11	4	1,47	1,46	4	8,9	0	0,0
132	690	0	0,00	0,31	2	0,29	0,42	2	0,29	0,73	20	49,2	0	0,0
110-33	1663	3	0,18	0,35	5	0,30	0,59	8	0,48	0,94	17	41,9	0	0,0
Totalt	2686	4	0,15	0,34	10	0,37	0,60	14	0,52	0,94	41	100,0	0	0,0

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

Tabellen viser at det ble registrert 14 feil på krafttransformatorer i 2003, derav 4 forbigående og 10 varige. Andel varige feil var noe lavere enn gjennomsnittet de 10 siste år. Det var ingen feil på krafttransformatorer på 420 kV. 57,1 % av feilene er registrert på krafttransformatorer med spenningsnivå 33-110 kV.

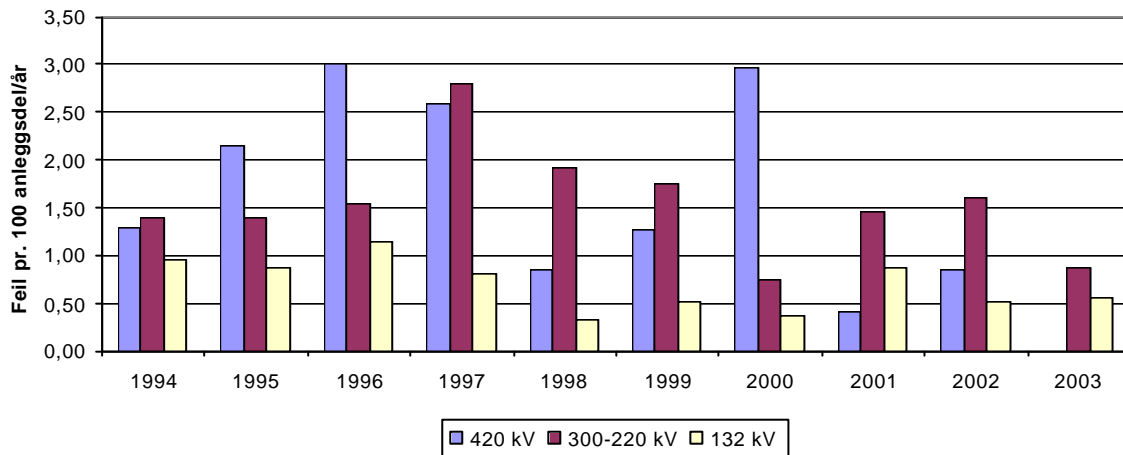


Figur 3.3 Feil på krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

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	
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%
420	236	0	0,00	0,60	0	0,00	0,94	0	0,00	1,54	0	0,0	0	0,0
300-220	692	2	0,29	0,51	4	0,58	1,04	6	0,87	1,55	1	1,9	0	0,0
132	1992	7	0,35	0,37	4	0,20	0,32	11	0,55	0,69	24	50,2	0	0,0
110-33	-	13	-	-	2	-	-	15	-	-	23	47,9	60	100,0
Totalt	-	22	-	-	10	-	-	32	-	-	47	100,0	60	100,0

Tabellen viser at det var 32 feil på effektbrytere i 2003, derav 22 forbigående og 10 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.



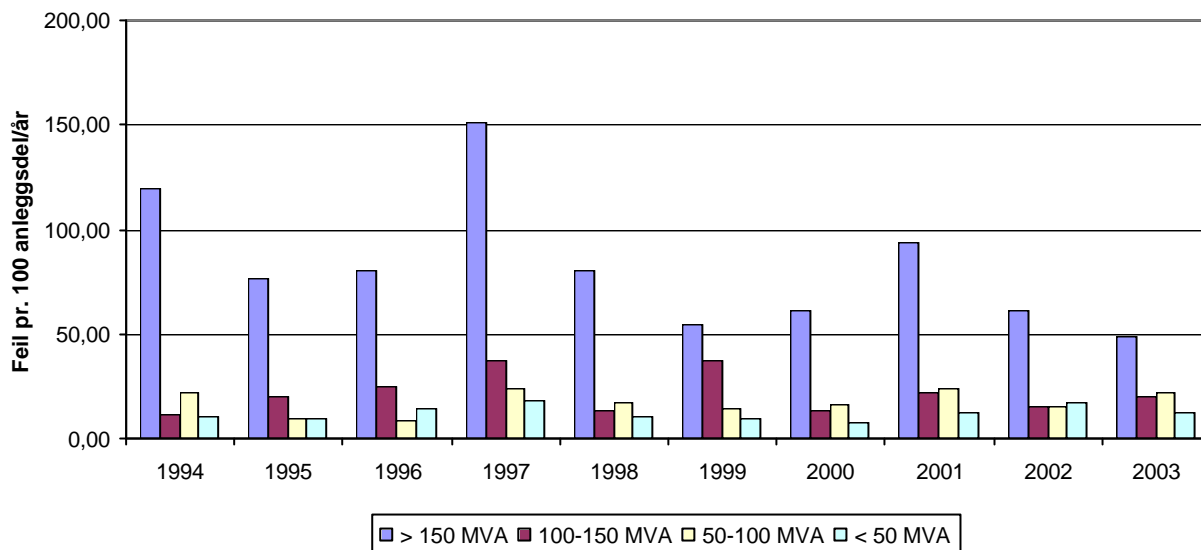
Figur 3.4 Feil på effektbrytere fordelt på år og spenningsnivå.

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	
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%
> 150	31	2	6,45	28,42	13	41,94	54,41	15	48,39	82,83	0	0,0	0	0,0
100-150	45	2	4,44	4,67	7	15,56	16,89	9	20,00	21,56	0	0,0	0	0,0
50 -100	119	5	4,20	4,41	21	17,65	12,80	26	21,85	17,21	0	0,0	116	10,0
< 50	133	8	6,02	2,73	9	6,77	9,56	17	12,78	12,29	0	0,0	1046	90,0
Totalt	328	17	5,18	6,03	50	15,24	15,99	67	20,43	22,02	0	0,0	1162	100,0

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

Tabellen viser at det var færre registrerte feil på vannkraftaggregat i 2003 enn gjennomsnittet siste 10 år. Antall feil var 67, hvor 17 var forbigående og 50 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.



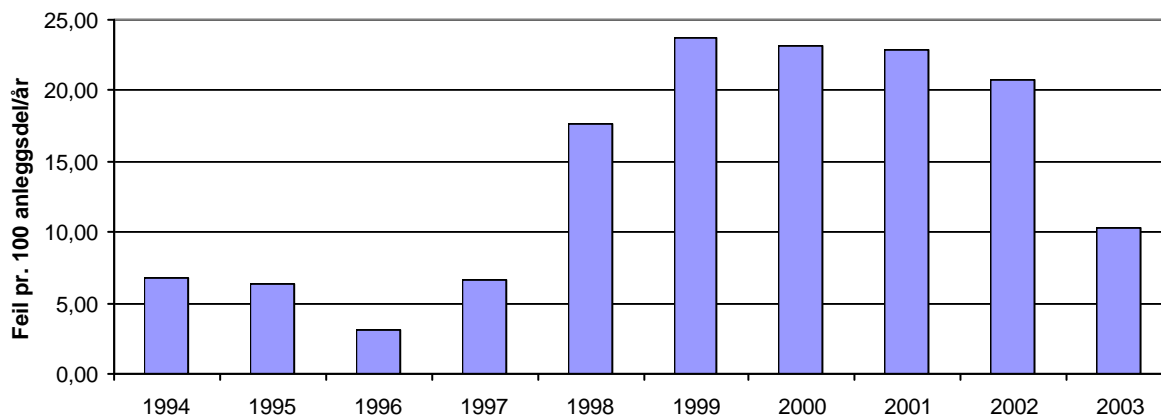
Figur 3.5 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

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		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	12	3,66	5,12	22	6,71	9,03	34	10,37	14,15	0	100,0	2067	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 1998-2003 enn tidligere år. Dette kan skyldes endringer i rapporteringsrutiner. I 1998 ble anleggseierne pålagt å rapportere om disse feilene. Tidligere har dette vært basert på frivillig rapportering. Feilfrekvensen har vært relativt stabil i årene 1998-2002, mens det var en vesentlig reduksjon i 2003.



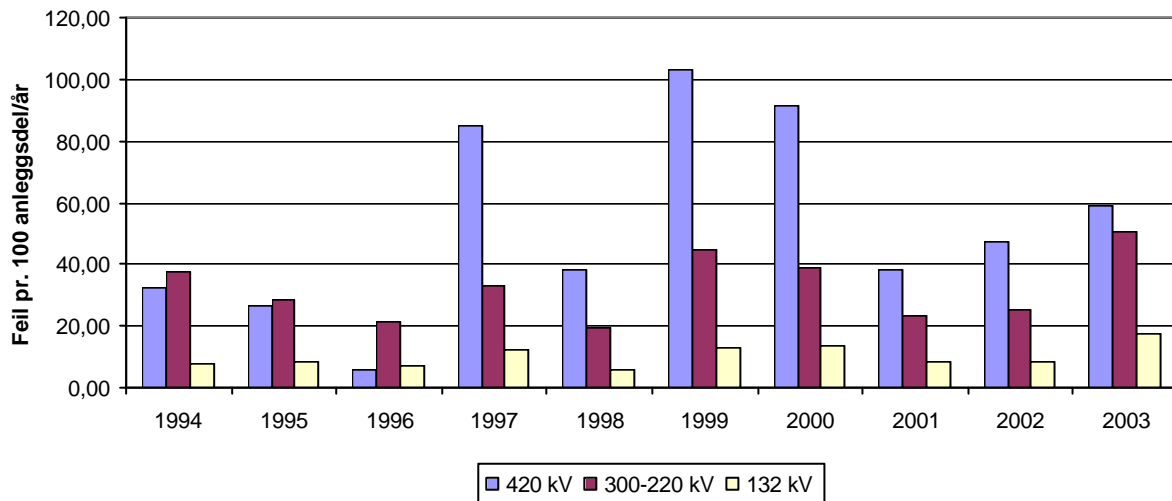
Figur 3.6 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

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	
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%
420	34	14	41,18	29,71	6	17,65	22,94	20	58,82	52,65	0	0,0	0	0,0
300-220	132	51	38,64	23,33	16	12,12	9,03	67	50,76	32,35	754	92,6	92	24,9
132	441	56	12,70	6,85	20	4,54	3,33	76	17,23	10,18	31	3,8	146	39,7
110-33	-	14	-	-	1	-	-	15	-	-	30	3,6	130	35,4
Totalt	-	135	-	-	43	-	-	178	-	-	814	100,0	368	100,0

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

Det fremgår av tabellen at det var 178 feil, derav 135 forbigående og 43 varige feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler i 2003. Feilhyppigheten for 420 kV var klart redusert fra «toppårene» 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 2003. Dette kan skyldes at en del anleggseiere i liten grad fokuserer på feil i vern og kontrollutstyr, og at feilene derfor ikke blir registrert.



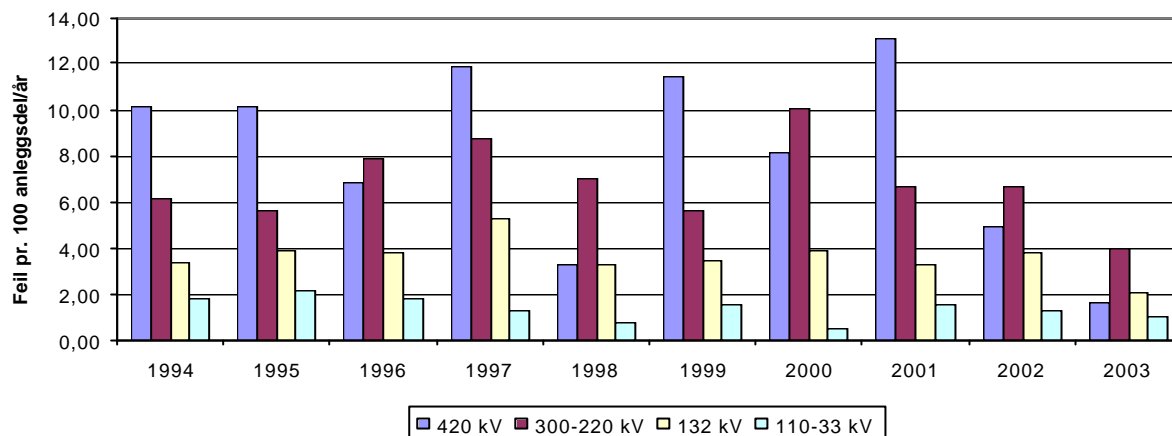
Figur 3.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler fordelt på år og spenningsnivå.

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	
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%
420	61	0	0,00	4,98	1	1,64	3,18	1	1,64	8,16	2	0,6	0	0,0
300-220	272	8	2,94	4,96	3	1,10	1,90	11	4,04	6,86	236	82,3	0	0,0
132	690	11	1,59	2,69	3	0,43	0,93	14	2,03	3,62	27	9,3	4	100,0
110-33	1663	13	0,78	0,79	4	0,24	0,59	17	1,02	1,38	23	7,9	0	0,0
Totalt	2686	32	1,19	1,81	11	0,41	0,88	43	1,60	2,69	287	100,0	4	100,0

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens høyspentside.

Antall feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer i 2003 er vesentlig lavere enn gjennomsnittet siste 10 år. Det var høyest feilhyppighet på og størst mengde ikke levert energi på 300-220 kV nivå. 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.



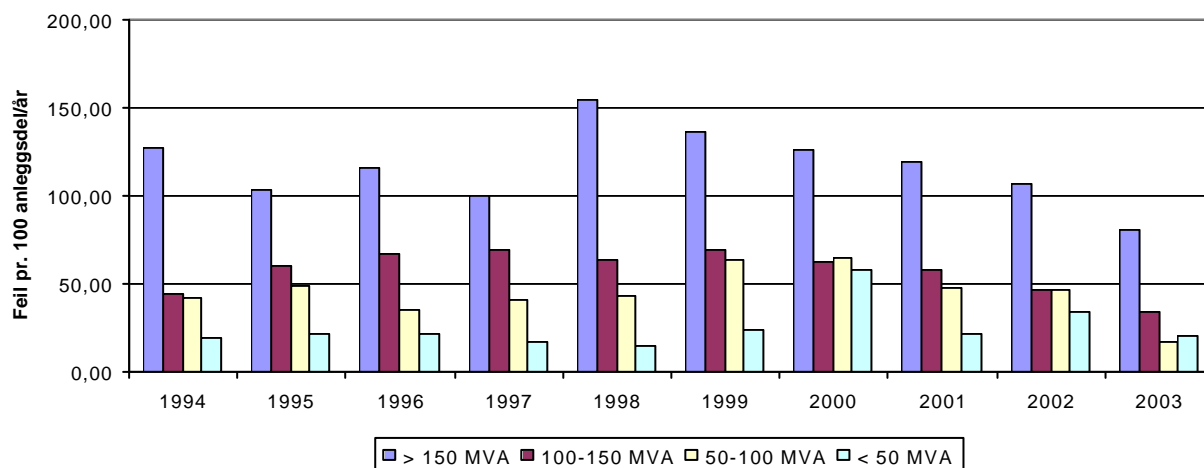
Figur 3.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

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		
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%	
> 150	31	12	38,71	58,62	13	41,94	58,30	25	80,65	116,92	0	0,0	130	23,0	
100-150	45	10	22,22	28,89	5	11,11	28,44	15	33,33	57,33	0	0,0	0	0,0	
50 -100	119	9	7,56	28,03	11	9,24	16,73	20	16,81	44,76	2	100,0	0	0,0	
< 50	133	17	12,78	15,58	10	7,52	9,63	27	20,30	25,21	0	0,0	435	77,0	
Totalt	328	48	14,63	25,99	39	11,89	19,41	87	26,52	45,40	2	100,0	565	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 2003 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.



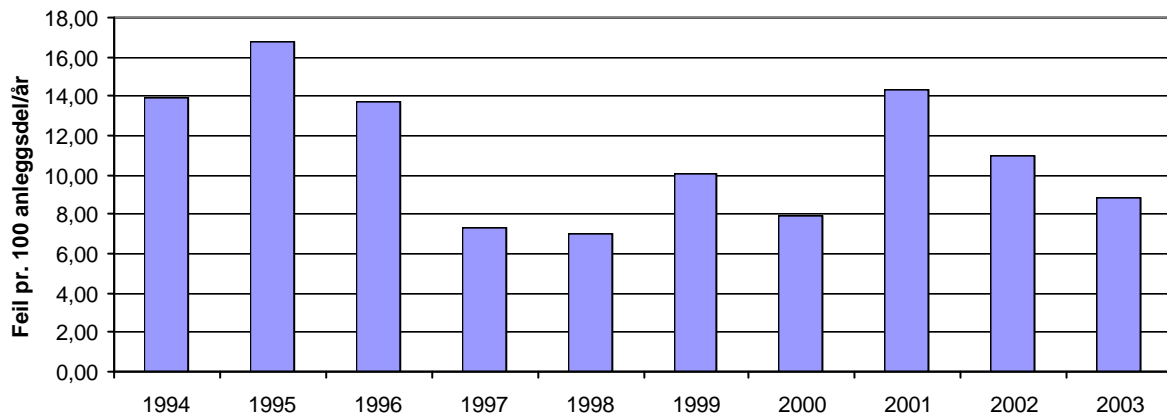
Figur 3.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

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	
			2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003		2003	Gj.snitt 1994-2003	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	18	5,49	6,02	11	3,35	5,07	29	8,84	11,08	6	-	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 2003 er tilnærmet likt gjennomsnittet siste 10 år. I 2003 var det til sammen 29 rapporterte feil, derav 18 forbigående og 11 varige.

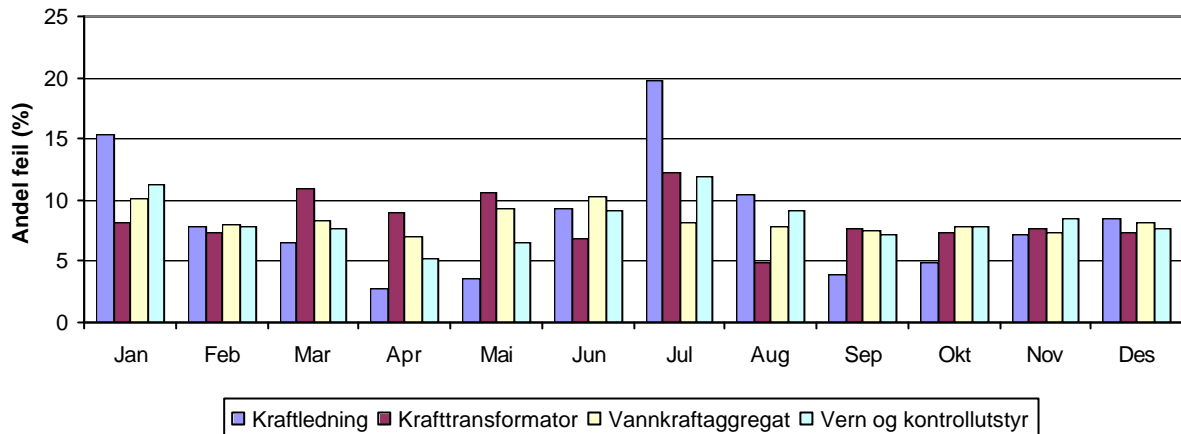


Figur 3.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

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	3591	15,3	7,9	6,5	2,8	3,6	9,3	19,7	10,4	3,9	4,9	7,2	8,5	100,0
Kraftkabel	149	12,8	6,7	6,7	4,0	7,4	4,7	12,8	12,8	7,4	8,1	6,0	10,7	100,0
Krafttransformator	246	8,1	7,3	11,0	8,9	10,6	6,9	12,2	4,9	7,7	7,3	7,7	7,3	100,0
Effektbryter	475	13,1	8,8	8,0	6,7	8,2	8,4	7,8	7,4	6,7	8,8	7,2	8,8	100,0
Skillebryter	198	11,1	11,6	5,6	5,1	9,6	9,1	8,6	7,1	11,1	5,1	9,6	6,6	100,0
Strømtransf.	81	4,9	6,2	8,6	2,5	7,4	9,9	23,5	12,3	4,9	9,9	7,4	2,5	100,0
Spenningstransf.	128	3,1	8,6	11,7	3,9	7,0	12,5	13,3	4,7	7,0	12,5	7,8	7,8	100,0
Samleskinne	135	14,8	4,4	7,4	7,4	3,7	11,1	12,6	11,1	5,2	11,1	5,9	5,2	100,0
Avleder	100	16,0	10,0	5,0	6,0	4,0	10,0	7,0	8,0	10,0	11,0	6,0	7,0	100,0
Slukkespole	11	9,1	0,0	9,1	0,0	0,0	9,1	18,2	9,1	0,0	0,0	18,2	27,3	100,0
HF-sperre	8	0,0	12,5	12,5	12,5	0,0	0,0	0,0	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	100,0
Generator	556	9,9	8,3	7,9	5,2	10,3	11,5	9,5	8,5	7,0	7,0	6,7	8,3	100,0
Magnetiseringsutstyr	101	13,9	2,0	6,9	13,9	5,9	9,9	7,9	7,9	6,9	4,0	10,9	9,9	100,0
Turbin	131	10,7	7,6	8,4	5,3	11,5	9,9	3,8	6,9	6,1	15,3	8,4	6,1	100,0
Turbinregulator	211	10,0	10,0	9,5	6,6	5,7	10,9	10,0	7,1	10,4	7,1	7,1	5,7	100,0
Ventilsystem	181	8,8	8,8	8,8	9,9	11,0	6,6	5,0	7,2	6,6	8,3	7,2	11,6	100,0
Anl. i vannvei	126	12,7	8,7	6,3	7,9	7,1	10,3	4,8	7,9	8,7	9,5	6,3	9,5	100,0
Vassdr./mag./dam	32	6,3	15,6	9,4	9,4	12,5	3,1	3,1	6,3	6,3	3,1	9,4	15,6	100,0
Fasekomp. (Rot.)	30	3,3	13,3	3,3	3,3	6,7	6,7	30,0	6,7	10,0	6,7	0,0	10,0	100,0
Fasekomp (Kond.)	86	3,5	10,5	7,0	8,1	4,7	5,8	11,6	5,8	10,5	10,5	15,1	7,0	100,0
Fasekomp (Reakt.)	13	7,7	0,0	23,1	0,0	23,1	23,1	7,7	0,0	0,0	7,7	0,0	7,7	100,0
Fasekomp (SVC)	69	7,2	2,9	7,2	1,4	11,6	5,8	14,5	17,4	13,0	8,7	7,2	2,9	100,0
HVDC-anlegg	46	15,2	8,7	2,2	0,0	0,0	13,0	4,3	17,4	10,9	10,9	6,5	10,9	100,0
Stasjonsforsyning	183	15,3	9,8	4,9	4,9	5,5	9,8	11,5	6,0	4,4	8,2	9,3	10,4	100,0
Hjelpesystem	218	10,1	8,3	8,3	8,3	7,8	7,8	7,3	5,5	6,9	12,4	9,2	8,3	100,0
Annet prim. anlegg	110	10,0	10,0	4,5	5,5	6,4	9,1	13,6	10,0	6,4	9,1	7,3	8,2	100,0
Ukjent	506	8,7	9,1	5,3	6,9	9,7	13,4	11,5	8,1	6,5	5,9	7,3	7,5	100,0
Vern ledn./kabel	921	11,3	8,4	7,3	3,1	5,4	10,2	17,7	9,0	5,8	6,3	7,8	7,7	100,0
Vern krafttransf.	488	13,3	8,2	5,7	4,7	4,1	8,4	12,3	10,0	7,2	8,0	8,8	9,2	100,0
Vern prod.anlegg	568	9,3	6,3	6,7	5,3	6,0	10,4	11,3	11,1	8,5	8,5	8,8	7,9	100,0
Vern øvrige	215	12,1	9,3	6,5	3,7	9,3	9,8	9,3	8,4	7,4	11,2	5,6	7,4	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	309	12,0	8,7	7,8	4,2	6,8	10,7	14,9	8,1	6,5	4,9	9,7	5,8	100,0
Kontr.ut. krafttrans.	230	12,6	10,4	10,9	5,7	5,7	7,0	9,1	6,1	9,6	8,7	7,0	7,4	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	1432	10,9	7,1	8,6	6,9	8,4	8,1	8,9	8,8	7,1	9,1	9,0	7,1	100,0
Kontr.ut øvrig	189	9,5	6,3	7,4	5,8	5,3	8,5	10,6	11,6	9,0	3,2	11,1	11,6	100,0
Alle anleggsdeler	12073	12,1	8,0	7,3	4,9	6,3	9,4	13,6	9,1	6,3	7,1	7,8	8,1	100,0

Tabellen viser hvordan feil på de ulike anleggsdelene fordelte seg over året for perioden 1994-2003. Fordelingen for alle anleggsdeler totalt viser at feilhyppigheten var størst i Januar og Juli. Kraftledninger hadde en spesielt høy feilhyppighet i Januar og 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.

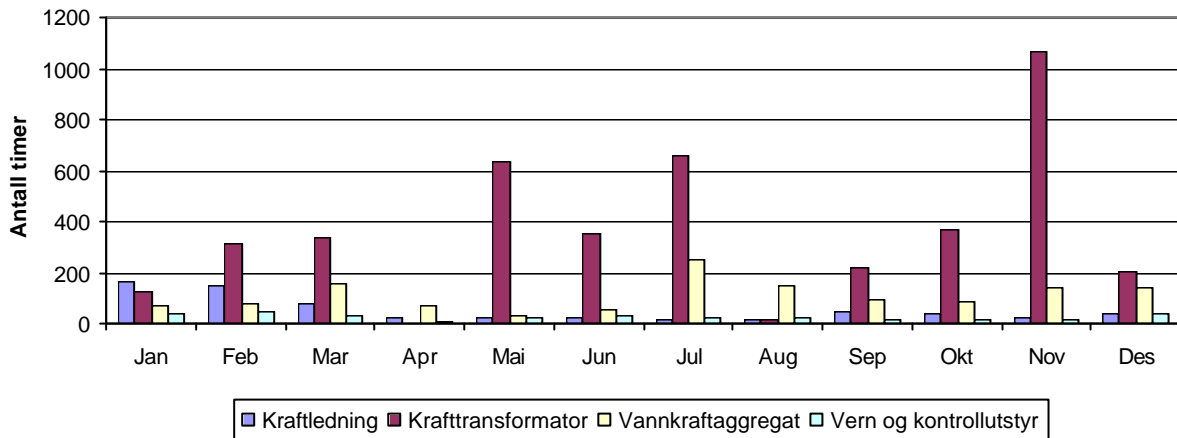
3.3 Variasjon i midlere reparasjonstid (tt.mm) over året

Anleggsdel	Middel verdi	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Kraftledning	77.41	168.17	147.28	81.54	23.06	20.24	20.24	13.06	15.32	43.31	38.52	25.4	42.52
Kraftkabel	207.47	212.42	303.59	394.4	47.33	177.03	185.57	130.24	165.11	390.23	246.48	74.06	215.28
Krafttransformator	392.40	124.08	315.46	334.55	3.03	638.23	352.28	657.46	12.36	217.12	370.05	1063.4	200.15
Effektbryter	285.23	330.57	204.17	77.24	885.25	332.52	136.35	361.05	43.46	140.19	44.07	360.04	502.03
Skillebryter	137.10	23.28	124.24	330.41	42.15	749.18	11.05	86.47	83.33	65.03	39.40	36.34	5.42
Strømtransf.	233.03	25.22	31.04	916.03	72.00	81.46	379.00	43.54	138.45	721.36	101.42	47.00	77.13
Spenningstransf.	182.20	107.37	913.17	84.42	292.44	245.10	50.47	56.38	56.06	259.41	54.31	162.3	103.22
Samleskinne	238.01	592.30	12.52	1195.07	229.30	25.27	143.55	147.23	253.54	62.28	61.59	8.40	21.46
Avleder	129.17	76.14	78.34	802.59	17.23	24.00	73.03	70.28	13.10	356.23	69.27	61.15	59.03
Slukkespole	213.46	0.00	0.00	0.51	0.00	0.00	43.45	0.00	1.10	0.00	0.00	1.44	482.58
HF-sperre	112.42	0.00	6.00	7.56	6.36	0.00	0.00	0.00	720.0	3.41	16.41	0.00	28.00
Generator	84.16	13.43	56.32	33.27	127.27	127.28	42.59	72.07	398.08	63.09	32.45	32.46	68.15
Magnetiseringsutstyr	89.35	45.06	43.34	7.25	137.23	6.09	55.41	375.01	5.22	80.32	67.51	35.42	84.39
Turbin	146.17	131.36	50.39	240.38	13.21	11.48	23.31	27.55	653.18	13.54	323.22	0.57	215.02
Turbinregulator	19.27	7.24	10.12	10.25	4.56	126.10	11.41	22.04	50.57	7.01	5.18	6.28	1.27
Ventilsystem	8.44	6.50	8.24	4.13	16.30	2.48	6.08	3.51	2.35	9.26	6.02	3.29	32.25
Anl. i vannvei	43.17	12.07	14.56	1.12	0.00	106.05	47.19	26.19	4.51	205.49	68.42	17.52	18.44
Vassdr./mag./dam	13.08	0.00	13.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fasekomp. (Rot.)	339.43	7.0	29.31	4.12	84.28	0.41	24.0	60.45	156.4	17.53	0.00	93.0	3254.00
Fasekomp (Kond.)	217.22	39.0	47.30	120.19	72.39	3.37	169.3	133.15	3.16	736.27	406.22	105.08	195.00
Fasekomp (Reakt.)	490.44	4.35	3240.0	17.40	0.00	336.26	20.03	0.00	1.10	0.00	3600.0	1.44	413.13
Fasekomp (SVC)	98.55	0.00	0.00	0.00	0.00	8.10	2.36	1056.0	0.00	5.15	0.00	1.03	0.00
HVDC-anlegg	72.37	7.15	0.00	0.00	0.00	8.33	249.18	0.21	0.00	111.12	0.40	7.37	0.00
Stasjonsforsyning	6.17	2.51	3.50	7.25	0.29	1.25	8.21	20.59	4.04	1.00	1.43	2.20	0.51
Hjelpesystem	4.32	1.39	3.53	6.47	2.45	3.35	1.33	1.44	10.27	8.34	1.22	7.24	4.39
Annet prim. anlegg	82.37	141.24	36.08	7.34	491.19	13.35	2.17	1.50	0.19	2.53	149.23	0.45	322.03
Ukjent	8.53	24.16	30.0	1.00	8.00	1.46	36.26	1.22	8.52	0.50	0.30	1.28	7.06
Vern ledn./kabel	29.50	11.60	12.09	152.59	10.30	64.49	13.37	34.35	7.56	27.22	22.08	8.36	3.31
Vern kraftransf.	13.52	17.48	39.31	3.22	1.47	1.14	2.06	6.18	20.46	7.35	11.28	35.23	0.47
Vern prod.anlegg	17.15	31.30	9.19	3.10	147.16	1.01	2.59	10.42	4.17	33.56	5.52	6.14	2.27
Vern øvrige	5.37	1.48	1.38	1.46	1.56	1.41	11.19	1.14	14.04	1.20	0.18	0.32	25.16
Kontr.ut. ledn./kabel	14.59	5.47	6.19	2.35	8.00	61.25	3.39	4.42	7.57	1.26	1.06	36.52	8.28
Kontr.ut. kraftrans.	50.29	300.13	16.15	3.16	28.25	2.45	28.23	77.10	21.24	3.57	5.35	2.11	47.17
Kontr.ut. prod.anl.	14.42	16.08	12.15	18.15	25.03	11.13	16.35	11.05	21.06	13.23	9.16	15.20	5.18
Kontr.ut øvrig	17.31	0.33	13.33	12.26	15.21	5.54	49.44	4.46	6.27	12.13	24.30	9.59	6.05

Tabellen viser hvordan midlere reparasjonstid fordelte seg over året for perioden 1994-2003. 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, reaktorer 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.*

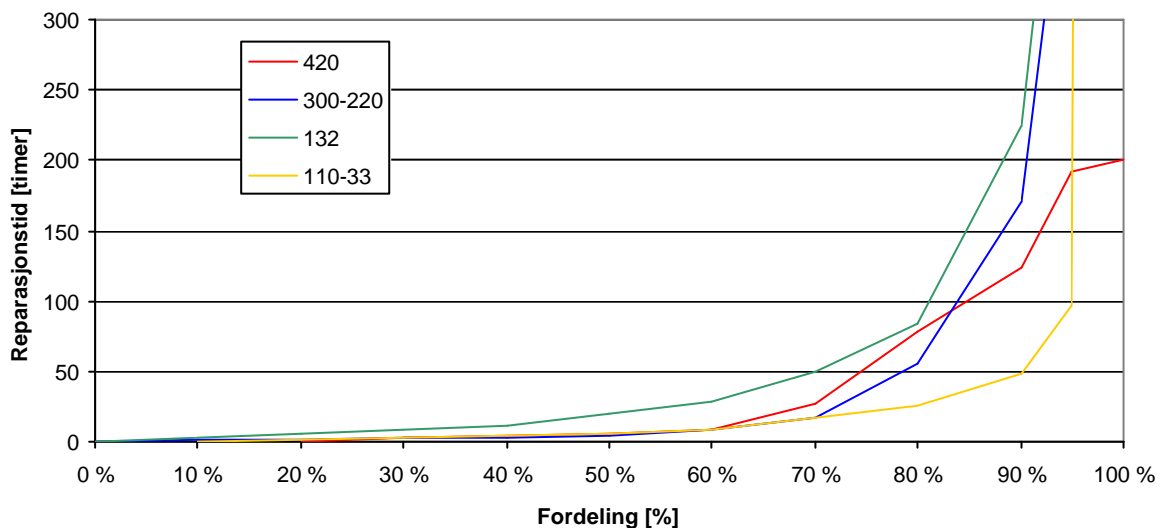
3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid

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 1994-2003. 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	24	37.55	59.52	0.13	0.21	0.38	2.40	4.00	5.04	8.53	27.00	78.00	123.45	200.00
300-220	49	94.10	287.47	0.30	1.12	2.00	2.33	3.33	4.21	8.00	16.30	55.32	170.37	1536.00
132	267	136.35	432.28	0.03	2.35	5.00	7.53	11.38	20.00	29.00	50.00	84.00	224.00	3360.00
110-33	534	48.31	374.07	0.02	0.28	1.22	2.44	4.04	5.31	8.33	17.00	25.00	49.00	7296.00

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



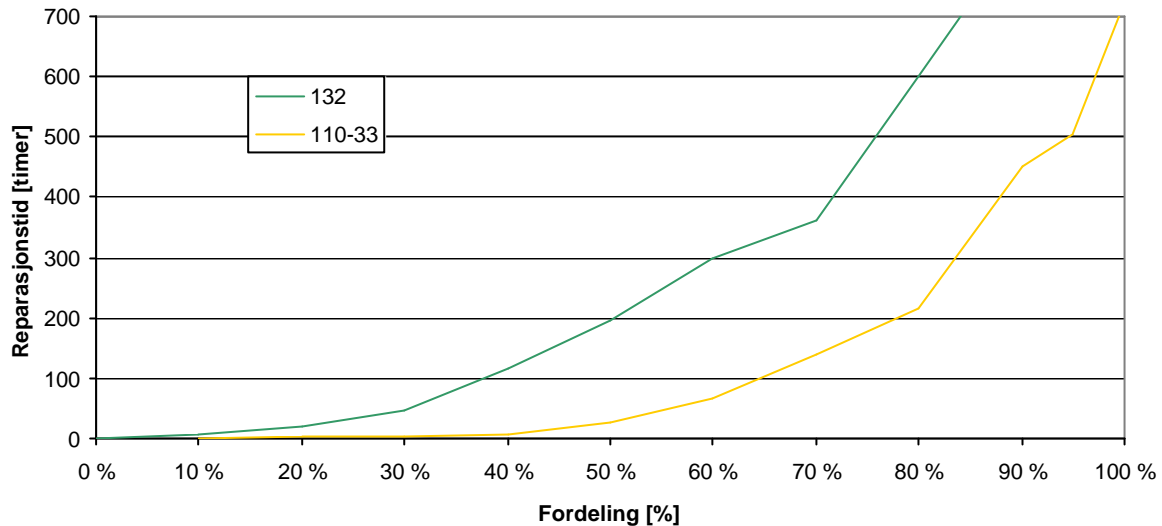
Figur 3.13 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftledninger.

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300-220 ¹⁾	4	382.39	705.19	1.36	28.00	61.00	1440.00	-	-	-	-	-	-	-
132	39	340.27	455.38	0.10	7.59	21.30	47.00	117.16	196.15	298.00	360.00	600.00	845.00	2364.00
110-33	69	122.40	182.02	0.01	0.38	1.40	4.00	8.00	27.11	66.40	138.08	216.00	450.00	722.54

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.

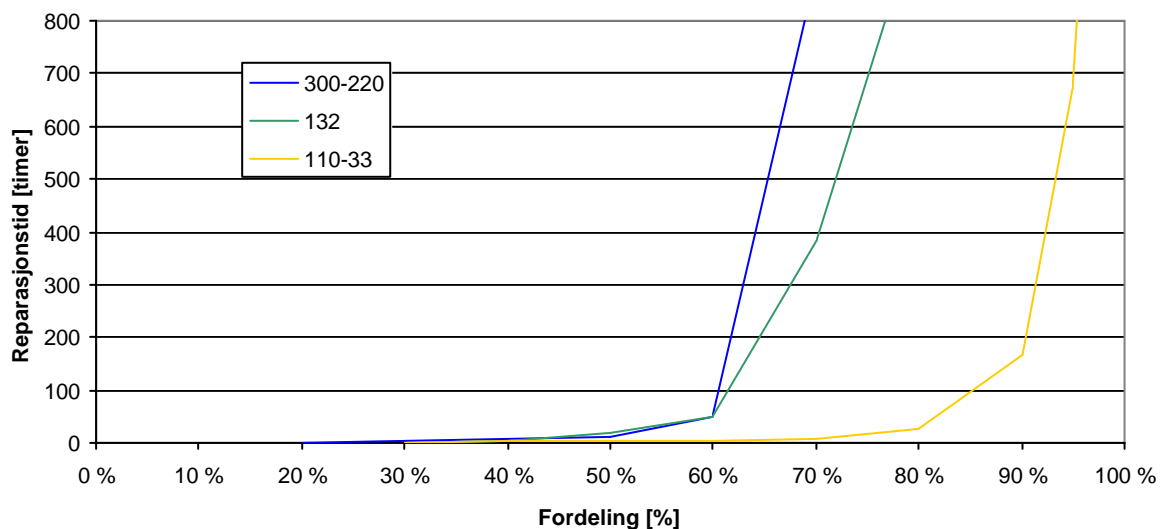
3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420 ²⁾	3	722.20	1176.07	15.00	72.00	2080.00	-	-	-	-	-	-	-	-
300-220	34	905.49	1500.38	0.32	1.00	1.29	2.00	6.58	11.24	48.00	893.00	2432.00	3151.00	5852.00
132	32	458.19	793.43	0.07	0.25	1.26	1.51	2.58	19.40	49.10	384.00	1000.00	1752.00	2784.00
110-33	73	111.21	391.50	0.08	0.16	0.27	0.31	2.00	3.00	5.20	8.49	24.39	166.39	2203.00

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.

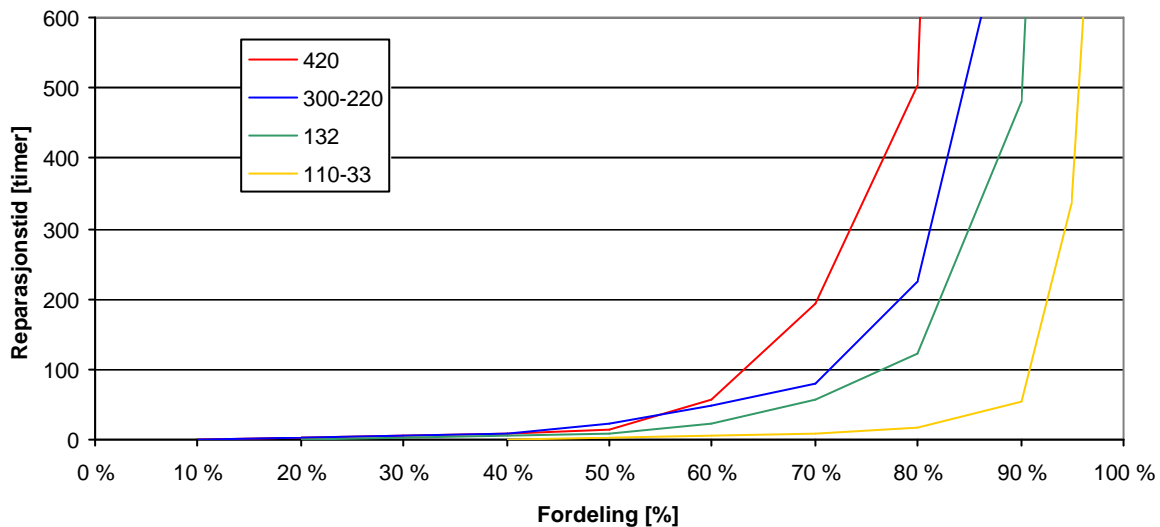


Figur 3.15 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for krafttransformatorer.

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	26	1072.09	2687.53	0.32	0.58	2.08	6.00	8.20	14.00	56.00	192.00	504.00	4382.54	12360.00
300-220	75	305.06	776.42	0.06	1.00	1.54	6.26	8.23	21.20	48.00	80.51	226.00	840.00	4000.00
132	73	230.08	629.26	0.03	0.46	1.07	2.00	5.20	8.42	24.00	56.02	121.53	480.00	3075.00
110-33	74	51.21	198.27	0.01	0.08	0.27	0.51	1.23	2.53	4.54	8.00	16.00	53.45	1512.00

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.



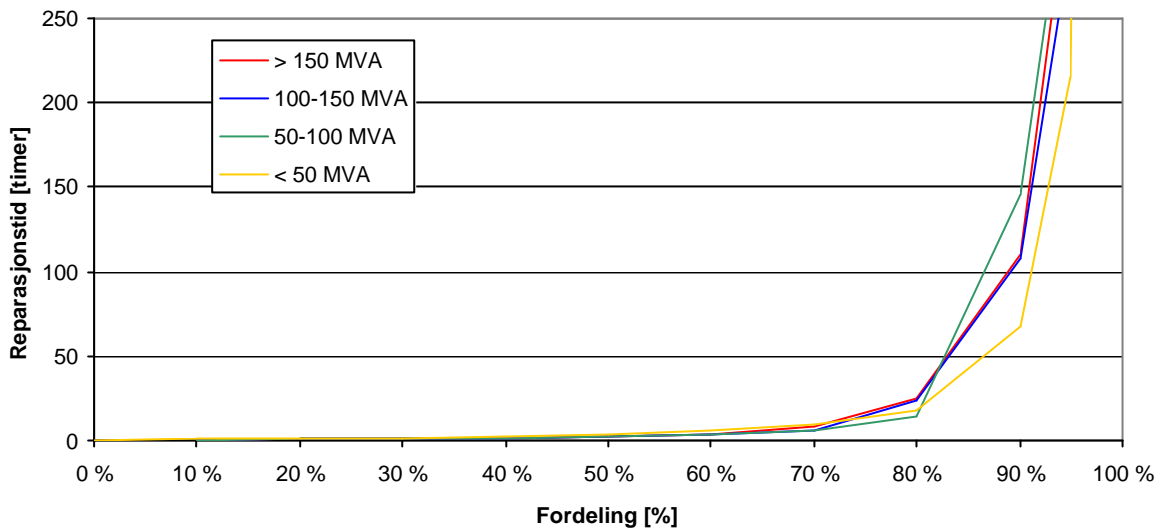
Figur 3.16 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for effektbrytere.

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	397	74.12	375.40	0.02	0.25	0.40	0.58	1.26	2.20	3.55	7.46	24.30	110.00	5760.00
100-150	169	69.23	286.29	0.13	0.30	0.48	1.00	1.33	2.39	4.04	6.30	24.00	108.00	2600.00
50-100	90	69.54	249.45	0.06	0.29	0.50	1.10	1.32	2.49	4.07	5.49	14.00	145.53	1522.00
< 50	178	56.46	270.33	0.12	0.42	1.02	1.43	2.30	3.49	5.41	9.10	18.00	68.00	2887.00

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 4 timer for samtlige ytelsesgrupperinger. Dette er forholdsvis korte reparasjonstider sammenlignet med 50 %-verdien for kraftkabler, krafttransformatorer, effektbrytere og kraftledninger.



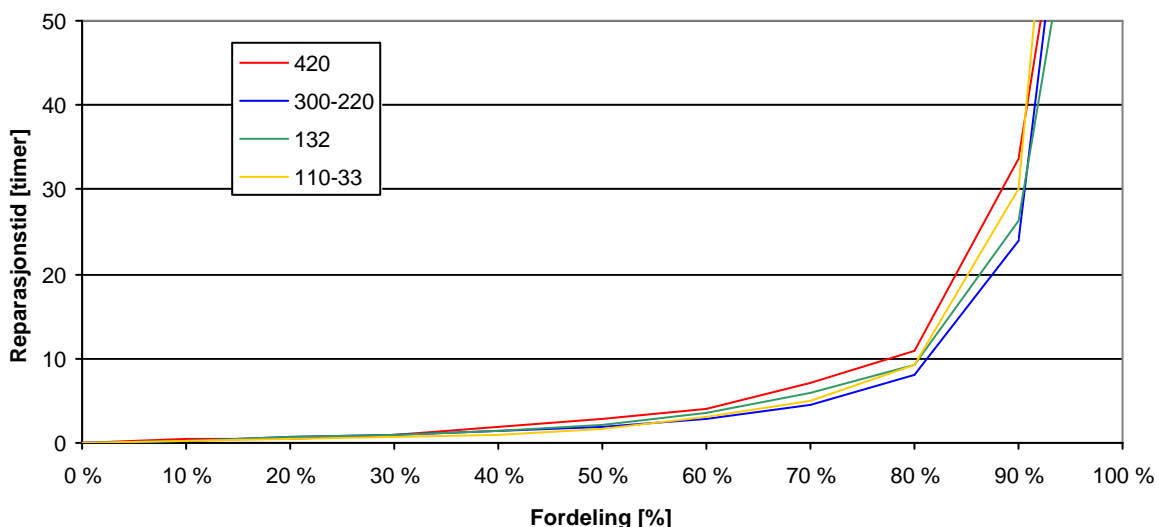
Figur 3.17 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vannkraftaggregat.

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	235	17.26	96.40	0.01	0.23	0.35	1.00	1.48	2.45	4.00	7.06	11.00	33.40	1450.00
300-220	532	23.25	108.48	0.01	0.19	0.37	1.00	1.22	2.00	2.54	4.30	8.00	24.00	1488.00
132	490	18.57	135.18	0.01	0.16	0.37	0.57	1.25	2.06	3.37	5.55	9.10	26.20	2880.00
110-33	355	15.48	49.40	0.01	0.10	0.25	0.43	1.02	1.35	3.00	5.00	9.15	30.00	552.00

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.

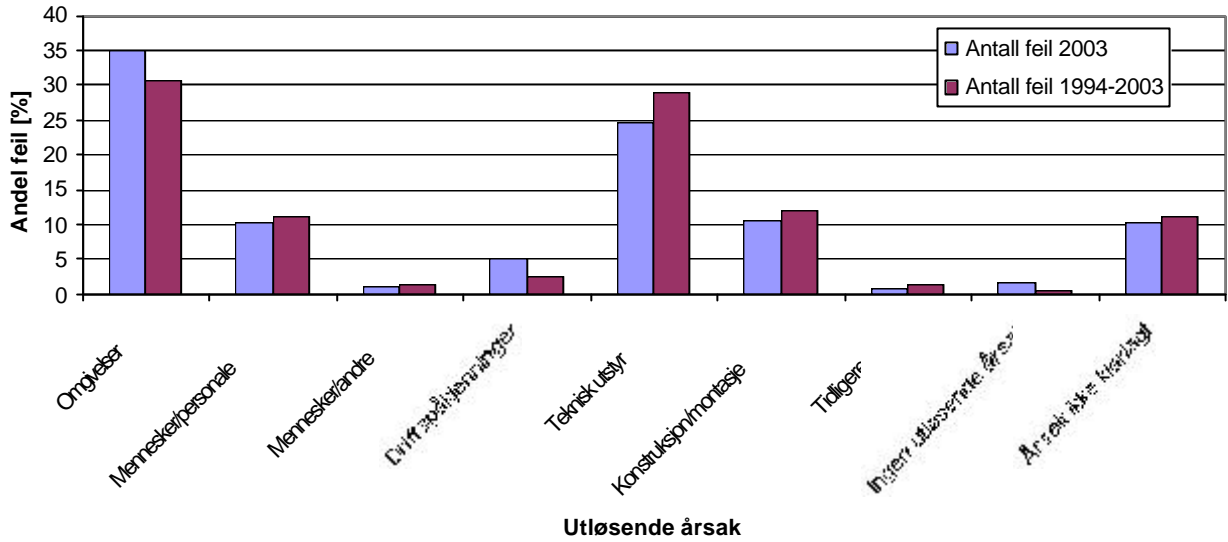
3.5 Prosentvis fordeling av utløsende årsak for feil og ikke levert energi

Utløsende årsak	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil			
	Antall feil		ILE		Antall feil		ILE		Antall feil		ILE	
	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003
Omgivelser	45,4	40,7	18,5	34,5	21,7	24,7	49,4	35,3	35,0	30,6	36,6	36,6
Tordenvær	27,0	23,2	6,9	13,8	2,2	10,3	8,6	4,8	16,8	14,7	7,8	6,2
Vind	9,5	10,1	2,0	11,8	2,9	4,4	0,6	3,9	6,7	6,8	1,1	6,0
Snø/is	3,6	3,4	7,0	4,3	2,2	3,1	1,8	8,4	3,0	3,1	3,8	6,6
Frost/tele	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Vann/hedbør/fuktighet	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,9	0,5	1,5	0,2	0,5	0,3	0,9
Salt/forurensing	0,2	0,4	1,3	0,2	1,0	0,4	2,2	0,3	0,4	0,5	1,8	1,3
Fremmedlegemer	0,2	0,1	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0
Fugl/dyr	1,1	1,0	0,2	0,4	0,7	0,6	0,1	0,2	0,9	0,9	0,1	0,2
Vegetasjon	1,5	1,0	0,9	2,9	11,4	3,4	35,3	15,6	5,1	2,4	21,3	13,2
Brann/eksplosjon	0,2	0,1	0,0	0,0	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1
Annet/Ukjent	2,3	1,2	0,3	1,1	0,2	1,0	0,0	0,4	1,4	1,2	0,1	2,0
Mennesker/personale	12,5	13,9	7,6	13,7	7,5	10,2	18,9	8,0	10,2	11,2	14,2	7,8
Mennesker/andre	0,8	0,9	1,1	3,5	1,7	1,7	1,3	2,0	1,1	1,4	1,2	1,9
Feilbetjening	4,2	4,8	1,0	8,9	3,1	3,3	8,6	4,7	3,7	3,8	5,5	5,0
Arbeid/prøving	7,8	7,9	6,3	3,2	3,1	5,3	10,3	2,0	5,8	6,0	8,6	1,8
Trefelling	0,0	0,3	0,0	0,4	0,5	0,9	0,0	0,4	0,2	0,6	0,0	0,3
Graving/sprenging	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,5	0,2	0,2	0,0	0,3
Anleggsarbeid	0,3	0,2	0,4	0,6	0,0	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2
Trafikkskade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Hærverk/sabotasje	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	0,2	0,8	0,1	0,3	0,1	0,5	0,1
Annet/Ukjent	0,9	1,6	1,0	3,7	1,2	1,6	0,4	2,0	1,0	1,5	0,6	1,8
Driftspåkjenninger	4,8	2,8	4,5	1,6	6,0	3,2	2,8	2,7	5,1	2,7	3,4	2,5
Overbelastning	0,8	0,8	0,9	0,6	1,9	0,8	1,7	0,2	1,2	0,7	1,4	0,3
Høy/lav spenning	0,6	0,7	3,4	0,5	0,5	0,7	0,3	1,0	0,5	0,7	1,5	1,0
Annet/Ukjent	3,5	1,3	0,2	0,5	3,6	1,7	0,8	1,5	3,4	1,3	0,5	1,1
Teknisk utstyr	14,3	18,2	47,5	18,8	44,0	32,0	11,7	25,9	24,8	28,9	25,5	26,3
Aldring	2,9	2,3	0,0	3,0	9,2	7,6	1,1	6,4	5,1	6,1	0,6	7,7
Slitasje	0,2	0,2	0,0	0,1	4,1	0,9	4,1	0,6	1,6	1,0	2,5	0,5
Korrosjon	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,9
Lekkasje	0,3	0,1	0,0	0,7	1,7	0,6	2,1	0,5	0,8	0,5	1,2	0,5
Løse deler	0,2	0,0	0,0	0,0	1,2	0,4	0,0	0,6	0,5	0,3	0,0	0,4
Skadet/defekt del	1,5	0,7	0,1	0,3	10,6	2,6	1,6	2,5	4,8	2,6	1,0	2,5
Sprekk/brudd	0,2	0,0	0,0	0,3	1,7	0,8	1,0	1,2	0,7	0,5	0,6	0,8
Annet/Ukjent	9,2	14,6	47,5	14,3	15,5	18,9	1,8	14,1	11,2	17,7	19,6	13,0
Konstruksjon/montasje	10,0	9,8	18,7	16,3	12,6	15,2	9,8	10,2	10,6	12,1	13,1	10,8
Konstr.-dimensjoneringsfeil	1,5	2,4	7,8	6,3	0,2	1,9	0,0	1,4	1,0	2,1	3,1	2,3
Produksjonsfeil	0,0	0,2	0,0	0,6	0,5	1,2	0,0	1,4	0,2	0,8	0,0	0,9
Montasjefeil	0,9	0,9	8,5	1,0	5,1	2,1	9,3	1,9	2,4	1,5	8,8	2,1
Feil i innstilling/justering	3,8	3,8	1,1	6,6	5,1	6,1	0,5	4,4	4,1	4,7	0,8	4,6
Mangelfulle instr./rutiner	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mangelfullt vedlikehold	0,0	0,3	0,0	0,2	1,4	2,0	0,0	0,4	0,5	1,3	0,0	0,4
Utilstrekkelig vern	1,8	1,0	0,7	0,7	0,0	0,7	0,0	0,2	1,1	0,7	0,3	0,2
Annet/Ukjent	2,0	1,2	0,5	0,8	0,2	1,3	0,0	0,4	1,3	0,8	0,2	0,3
Tidligere feil	1,1	1,2	0,0	2,2	1,0	1,7	0,8	11,0	1,0	1,5	0,5	8,3
Ingen utløsende årsak	2,6	0,5	0,9	0,1	1,0	0,4	2,1	0,2	1,9	0,5	1,6	0,2
Årsak ikke klarlagt	8,6	11,9	1,1	9,3	4,6	10,9	3,1	4,7	10,3	11,1	3,9	5,6
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

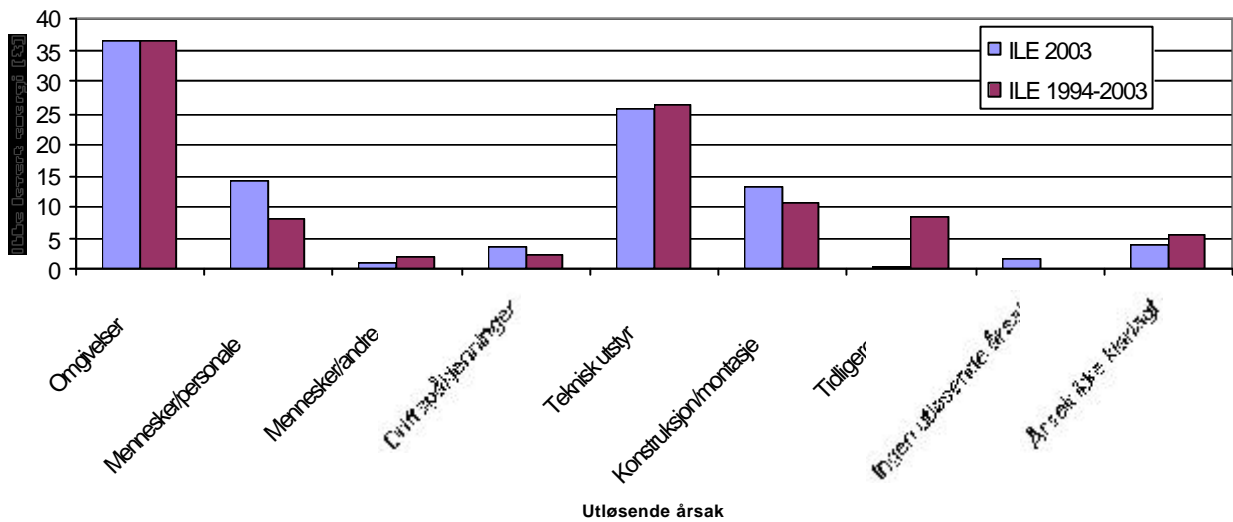
I tabellen inngår alle varige og forbigående feil fordelt på utløsende årsak. Med utløsende årsak menes hendelse eller omstendighet som fører til svikt på en enhet (se definisjoner i vedlegg 1).

Tabellen viser at det er samsvar mellom utløsende årsak for feil under driftsforstyrrelser i 2003 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 2003 var denne på 10,3 %.

Mennesker/personale og konstruksjon/montasje har økt andel ikke levert energi i 2003 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Omlag 36,6 % av all ILE skyldtes påvirkning fra omgivelser i 2003. Dette er nøyaktig det samme som gjennomsnittet siste 10 år.



Figur 3.19 Antall feil fordelt på utløsende årsak.



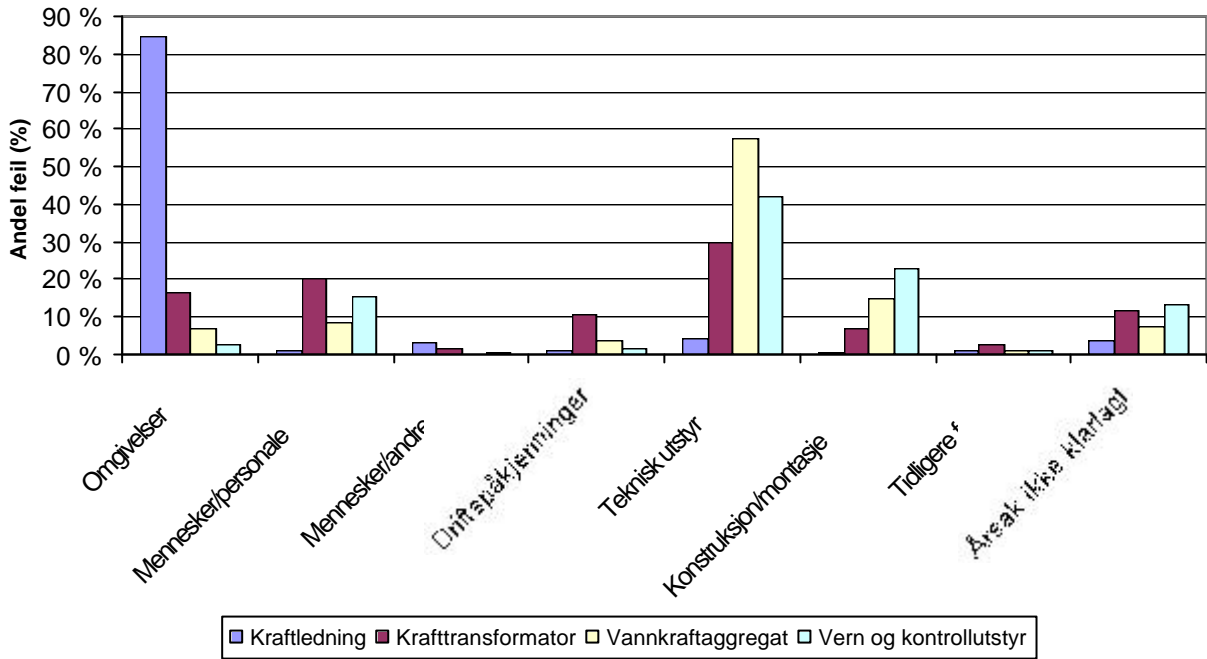
Figur 3.20 Ikke levert energi fordelt på utløsende årsak.

3.6 Prosentvis fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel

Anleggsdel	Ant. feil 2003	Omgivelser		Mennesker/personale		Mennesker/andre		Driftspåkjenninger		Teknisk utstyr		Konstruksjon/montasje		Tidligere feil		Ikke klarlagt/Ingen utløsn.		Sum	
		2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003	2003	1994-2003
Kraftledning	363	90,4	84,6	0,3	1,0	1,9	3,4	0,3	0,9	4,1	4,5	0,0	0,8	0,0	1,0	3,0	3,8	100,0	100,0
Kraftkabel	15	0,0	10,9	6,7	4,8	0,0	8,2	13,3	6,8	40,0	39,5	13,3	19,0	6,7	1,4	20,0	9,5	100,0	100,0
Krafttransformator	14	21,4	16,5	0,0	20,2	7,1	1,6	14,3	10,7	28,6	29,6	21,4	7,0	0,0	2,5	7,1	11,9	100,0	100,0
Effektbryter	32	0,0	3,2	46,9	34,5	0,0	0,0	3,1	2,6	21,9	40,9	9,4	10,0	0,0	1,3	18,8	7,5	100,0	100,0
Skillebryter	18	5,6	5,1	22,2	38,6	5,6	1,5	0,0	0,5	61,1	39,6	5,6	8,1	0,0	2,5	0,0	4,1	100,0	100,0
Strømtransf.	10	20,0	16,0	0,0	6,2	0,0	0,0	0,0	2,5	60,0	42,0	10,0	13,6	0,0	6,2	10,0	13,6	100,0	100,0
Spenningstransf.	16	18,8	19,5	0,0	1,6	0,0	0,0	31,3	11,7	31,3	39,1	12,5	7,0	6,3	10,2	0,0	10,9	100,0	100,0
Samleskinne	18	16,7	33,3	22,2	10,4	0,0	1,5	0,0	4,4	33,3	24,4	0,0	5,9	0,0	7,4	27,8	12,6	100,0	100,0
Avleder	10	30,0	27,0	10,0	2,0	0,0	0,0	30,0	18,0	0,0	22,0	0,0	3,0	0,0	17,0	30,0	11,0	100,0	100,0
Slukkespole	0	0,0	9,1	0,0	9,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,3	0,0	18,2	0,0	18,2	0,0	18,2	0,0	100,0
HF-sperre	2	0,0	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	50,0	50,0	0,0	0,0	50,0	25,0	0,0	0,0	100,0	100,0
Generator	49	6,1	11,6	12,2	11,3	0,0	0,0	6,1	2,8	53,1	50,8	10,2	14,6	2,0	0,7	10,2	8,1	100,0	100,0
Magnetiseringsutstyr	13	0,0	1,0	0,0	4,0	0,0	0,0	7,7	5,9	84,6	73,3	7,7	8,9	0,0	2,0	0,0	5,0	100,0	100,0
Turbin	5	0,0	6,2	20,0	14,6	0,0	0,0	20,0	8,5	60,0	34,6	0,0	23,8	0,0	4,6	0,0	7,7	100,0	100,0
Turbinregulator	18	0,0	1,9	0,0	5,2	0,0	0,0	16,7	4,8	55,6	61,0	16,7	14,8	5,6	1,0	5,6	11,4	100,0	100,0
Ventilsystem	16	0,0	1,7	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,1	93,8	80,7	6,3	13,3	0,0	0,0	0,0	2,8	100,0	100,0
Anl. i vannvei	2	0,0	39,7	50,0	11,1	0,0	0,0	0,0	4,0	50,0	29,4	0,0	6,3	0,0	0,8	0,0	8,7	100,0	100,0
Vassdr./mag./dam	1	0,0	47,6	0,0	4,8	0,0	0,0	100,0	6,3	0,0	34,9	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	4,8	100,0	100,0
Fasekomp. (Rot.)	1	0,0	5,0	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	5,0	100,0	60,0	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	10,0	100,0	100,0
Fasekomp (Kond.)	12	16,7	14,8	0,0	1,9	0,0	0,0	25,0	37,0	50,0	38,9	8,3	5,6	0,0	0,0	0,0	1,9	100,0	100,0
Fasekomp (Reakt.)	4	0,0	9,1	0,0	4,5	0,0	0,0	25,0	9,1	25,0	31,8	25,0	31,8	0,0	4,5	25,0	9,1	100,0	100,0
Fasekomp (SVC)	1	0,0	10,0	0,0	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	70,0	0,0	2,9	0,0	0,0	100,0	8,6	100,0	100,0
HVDC-anlegg	0	0,0	2,2	0,0	6,5	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	19,6	0,0	13,0	0,0	0,0	0,0	56,5	0,0	100,0
Stasjonsforsyning	5	0,0	4,9	40,0	35,5	0,0	0,0	20,0	1,1	40,0	33,3	0,0	17,5	0,0	1,6	0,0	6,0	100,0	100,0
Hjelpesystem	16	12,5	15,7	12,5	19,4	0,0	0,5	31,3	5,6	31,3	38,0	12,5	13,4	0,0	0,5	0,0	6,9	100,0	100,0
Annet prim. anlegg	20	0,0	13,6	20,0	18,2	5,0	2,7	15,0	21,8	30,0	20,0	10,0	14,5	0,0	1,8	20,0	7,3	100,0	100,0
Ukjent	84	33,3	40,7	11,9	11,5	1,2	0,7	9,5	5,5	7,1	4,9	2,4	1,8	0,0	0,4	34,5	34,5	100,0	100,0
Vern ledn./kabel	159	3,1	2,1	13,8	8,7	0,0	0,0	3,8	1,5	28,3	28,7	27,7	33,4	0,6	1,2	22,6	24,4	100,0	100,0
Vern krafttransf.	33	3,0	4,7	9,1	19,4	0,0	1,0	0,0	3,1	15,2	21,4	42,4	35,3	0,0	0,6	30,3	14,4	100,0	100,0
Vern prod.anlegg	30	3,3	1,6	10,0	12,1	0,0	0,0	3,3	3,5	26,7	40,5	36,7	24,8	10,0	2,6	10,0	14,8	100,0	100,0
Vern øvrige	14	14,3	4,4	42,9	16,6	0,0	0,5	0,0	2,9	28,6	27,8	14,3	28,8	0,0	1,5	0,0	17,6	100,0	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	18	0,0	5,8	27,8	29,3	0,0	1,9	0,0	0,0	38,9	32,0	22,2	17,0	0,0	0,8	11,1	13,1	100,0	100,0
Kontr.ut. krafttrans.	12	0,0	5,7	41,7	29,7	8,3	1,1	0,0	0,4	16,7	40,3	16,7	11,3	0,0	2,1	16,7	9,5	100,0	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	85	3,5	1,7	16,5	15,2	0,0	0,1	2,4	0,9	57,6	60,8	10,6	14,7	1,2	0,8	8,2	5,7	100,0	100,0
Kontr.ut øvrig	10	10,0	1,0	20,0	12,4	0,0	0,5	0,0	1,0	30,0	56,2	10,0	18,6	0,0	0,5	30,0	9,8	100,0	100,0

Det fremgår av tabellen at den dominerende årsakskategorien for feil på kraftledninger i 2003 var omgivelser. For feil på krafttransformatorer var feil i teknisk utstyr samt omgivelser og konstruksjon/montasje de dominerende årsakene. For vannkraftaggregat (generator, magn.utstyr, turbin, turbinreg. og ventilsystem) var feil i teknisk utstyr den dominerende årsaken, men også driftspåkjenninger var årsak til mange feil. Feil i teknisk utstyr og konstruksjon/montasje er også dominerende årsaker ved feil på vern og kontrollutstyr i 2003, 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 2003 enn gjennomsnittet siste 10 år.

Figur 3.21 viser hvordan utløsende årsak fordeler seg for et utvalg av anleggsdelene for perioden 1994-2003.



Figur 3.21 Fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel for perioden 1994-2003.

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	272
110-33	150

Følgende punkt er definert som leveringspunkt:

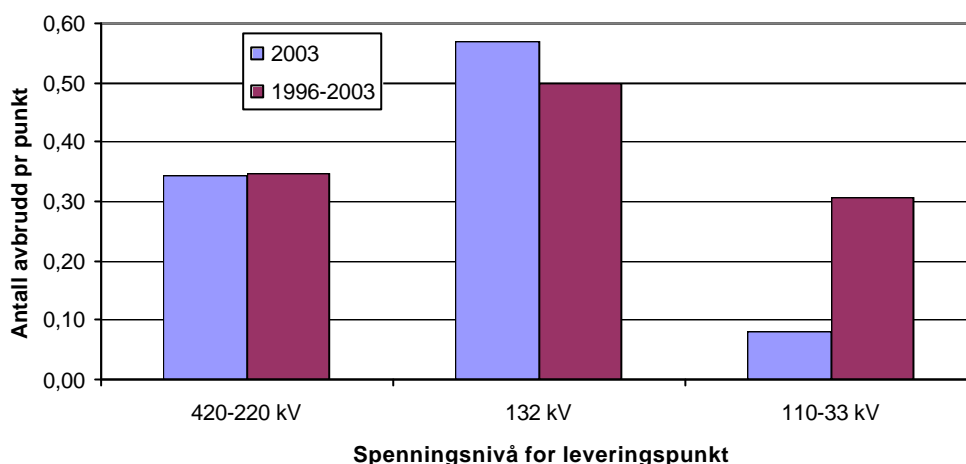
- *Samleskinner med systemspenning 132-420 kV med direkte transformering mot 22 kV eller lavere spenningsnivå i samme stasjon, eller med levering direkte mot sluttbruker*
- *Samleskinner med systemspenning 33-110 kV med direkte transformering til høyere spenningsnivå i samme stasjon*

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	
	2003	1996-2003	2003	1996-2003	2003	1996-2003	2003	1996-2003
420-220	0,34	0,33	0,00	0,01	0,00	0,01	0,34	0,35
132	0,25	0,09	0,28	0,39	0,04	0,03	0,57	0,50
110-33	0,08	0,09	0,00	0,19	0,00	0,02	0,08	0,31
Alle leveringspunkt	0,20	0,11	0,17	0,29	0,02	0,02	0,39	0,43

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 2003 var høyest for 132 kV nivå, og lavest på 110-33 kV nivå. Avbruddshyppigheten på 420 kV nivå var tilnærmet det samme i 2003 som gjennomsnittet siste 6 år. Avbrudd var i hovedsak forårsaket av feil som inntraff på samme spenningsnivå som leveringspunktene.



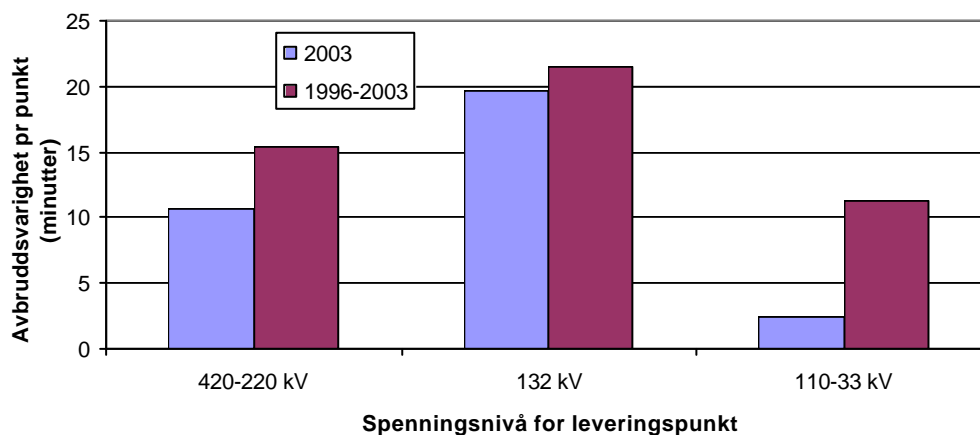
Figur 4.1 Gjennomsnittlig antall avbrudd pr leveringspunkt.

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	
	2003	1996-2003	2003	1996-2003	2003	1996-2003	2003	1996-2003
420-220	11	14	0	1	0	1	11	15
132	9	3	10	15	1	3	20	21
110-33	2	4	0	6	0	1	2	11
Alle leveringspunkt	7	4	6	11	1	2	13	18

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 2003 var lengst avbruddsvarighet for leveringspunkt på 132 kV nivå. For leveringspunkt på 33-110 kV nivå er avbruddsvarigheten vesentlig lavere enn gjennomsnittet de 7 siste årene, mens den på 420-220 kV nivå er relativt lik.



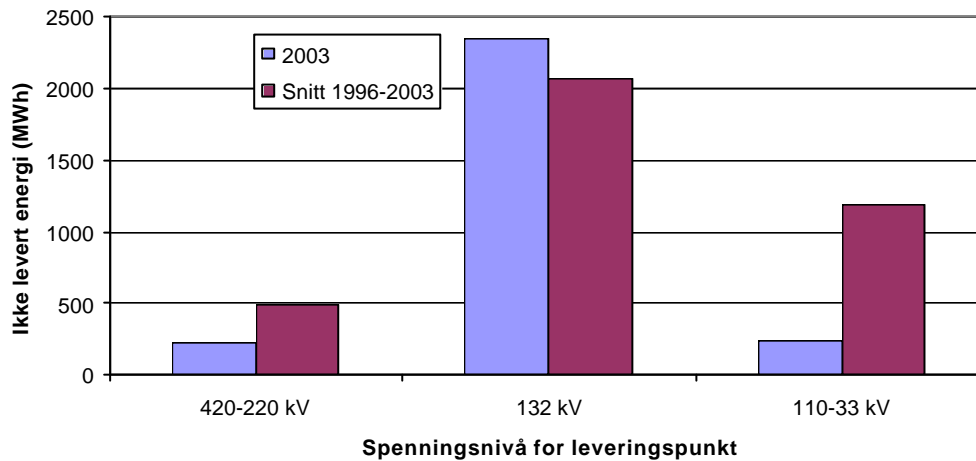
Figur 4.2 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr leveringspunkt.

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	
	2003	1996-2003	2003	1996-2003	2003	1996-2003	2003	1996-2003
420-220	233	416	0	10	0	58	233	484
132	1537	423	705	1565	115	82	2357	2070
110-33	247	819	0	334	0	38	247	1191
Alle leveringspunkt	2018	1658	705	1909	115	178	2837	3745

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 det var en total mengde ILE på 2357 MWh for 132 kV leveringspunkt i 2003, som var 10 ganger større enn ILE på 220-420 kV og 33-110 kV nivå. ILE på 110-33 kV nivå var forholdsvis lav i 2003 i forhold til gjennomsnittet siste 6 år.



Figur 4.3 Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå.

5 Utfall

I dette kapitlet presenteres statistikk over utfall under driftsforstyrrelser. Registrering av utfall ble første gang gjort for statistikkåret 1998 i forbindelse med at Statnett tok i bruk et nytt registreringssystem for driftsforstyrrelser, SDI. Registreringen omfatter driftsforstyrrelser i *overføringsanlegg og produksjonsanlegg i 132-420 kV nettet*.

Hensikten med utfallsregistreringen er å få en oversikt over hvordan driftsforstyrrelser påvirker tilgjengeligheten til ulike anleggsdeler i kraftsystemet. Utfallsregistreringen baseres på en IEEE-standard. Med utfall menes utløsning eller påtvungen utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk kraft. Utfall kan skyldes feil på en anleggsdel i enheten eller utfall av en annen enhet. Alle enheter som blir utilgjengelige under driftsforstyrrelser inngår derfor i utfallsregistreringen.

Enhetene det registreres utfall for, kalles *kraftsystemenheter*. En kraftsystemenhet er definert som en gruppe anleggsdeler som er avgrenset ved en eller flere effektbrytere. Dette er hensiktsmessig da det i hovednettet alltid vil være effektbrytere som blir utløst/koblet ut. Kraftsystemenhetene er delt i ulike typer utfra den anleggsdelen som er «dominerende» innenfor enheten. F.eks vil en kraftsystemenhet som inneholder et blokk-koblet aggregat med transformator bli definert som en «aggregatenhet»

Utfall kan skyldes flere forhold. I denne statistikken er det valgt å gruppere årsakene i fire kategorier:

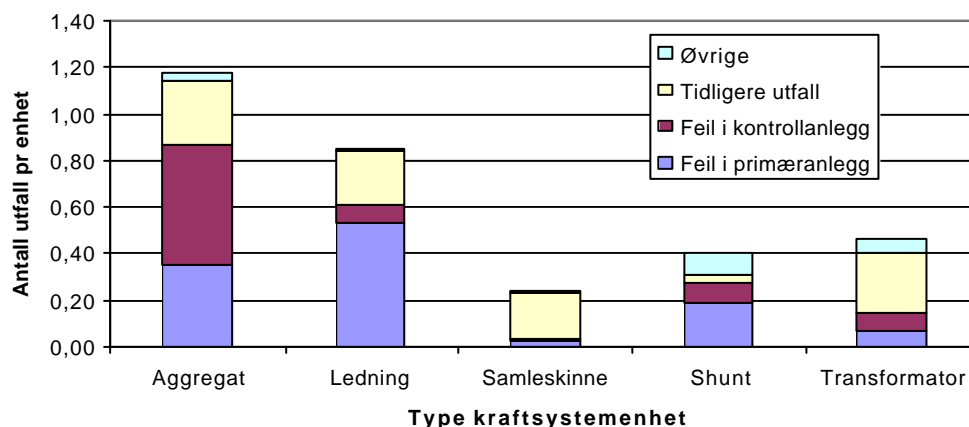
- **Feil i primæranlegg** - dvs. feil i primæranlegg er den **direkte** årsak til utfall.
- **Feil i kontrollanlegg** - dvs. feil i kontrollanlegg er den **direkte** årsak til utfall.
- **Tidligere utfall** - dvs. at en kraftsystemenhet faller ut som følge av at andre kraftsystemenheter har falt ut.
- **Øvrige** - det kan f.eks være utfall som følge av feil i underliggende nett, BFK, PFK etc.

5.1 Gjennomsnittlig antall utfall per kraftsystemenhet fordelt på årsak

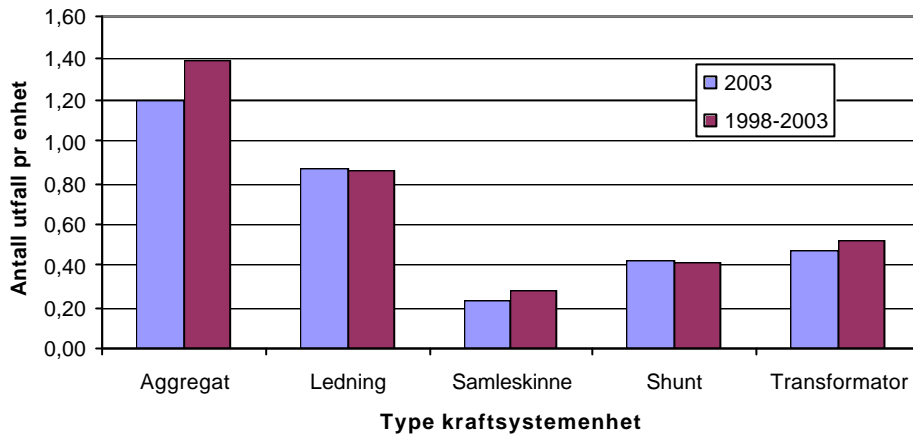
Type kraftsystemenhet	Antall kraftsystemenheter	Årsak til utfall								Sum utfall pr kraftsystemenhet	
		Feil i primæranlegg		Feil i kontrollanlegg		Tidligere utfall		Øvrige		2003	1998-2003
		2003	1998-2003	2003	1998-2003	2003	1998-2003	2003	1998-2003		
Aggregat	339	0,35	0,41	0,51	0,60	0,28	0,32	0,03	0,05	1,19	1,40
Ledning	597	0,53	0,49	0,08	0,13	0,23	0,21	0,01	0,04	0,87	0,86
Samleskinne	492	0,02	0,02	0,01	0,01	0,20	0,25	0,00	0,00	0,24	0,28
Shunt	182	0,19	0,13	0,08	0,13	0,03	0,07	0,10	0,05	0,42	0,41
Transformator	738	0,06	0,05	0,08	0,08	0,26	0,33	0,05	0,10	0,48	0,53

Tabellen viser at utfallshyppigheten av kraftsystemenheter var lavere i 2003 enn for gjennomsnittet i årene 1998-2003 med unntak for shuntenheter og ledning. Det var i gjennomsnitt 1,19 utfall per aggregat i 2003. Det er feil i kontrollutstyr som er de mest dominerende årsakene til utfall.

Kraftledninger hadde en utfallshyppighet per enhet på 0,87 i 2003. Det er i de fleste tilfellene feil i primæranlegg som er den direkte årsaken til utfallene. Samleskinne hadde den beste tilgjengeligheten, der sum utfall per enhet var 0,24 som i hovedsak skyldtes feil i primæranlegg og i kontrollanlegg.



Figur 5.1 Gjennomsnittlig antall utfall per kraftsystemenhet fordelt på årsak i 2003.



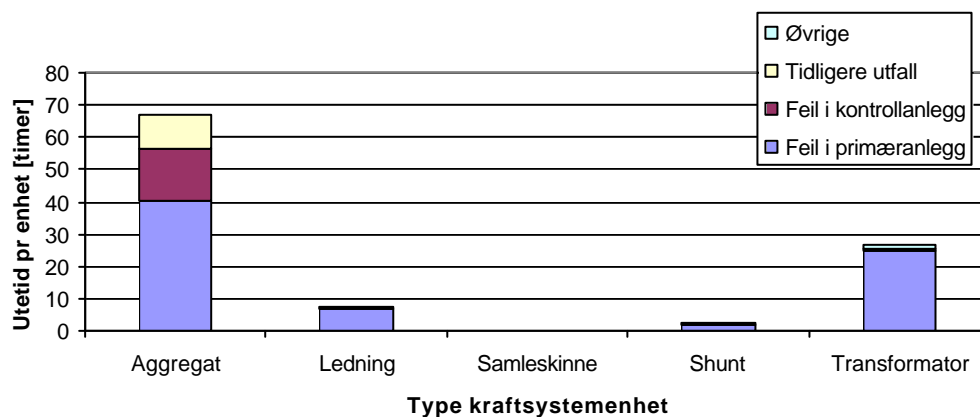
Figur 5.2 Antall utfall per enhet fordelt på type kraftsystemenhet.

5.2 Gjennomsnittlig utetid per kraftsystemenhet (tt.mm) fordelt på årsak

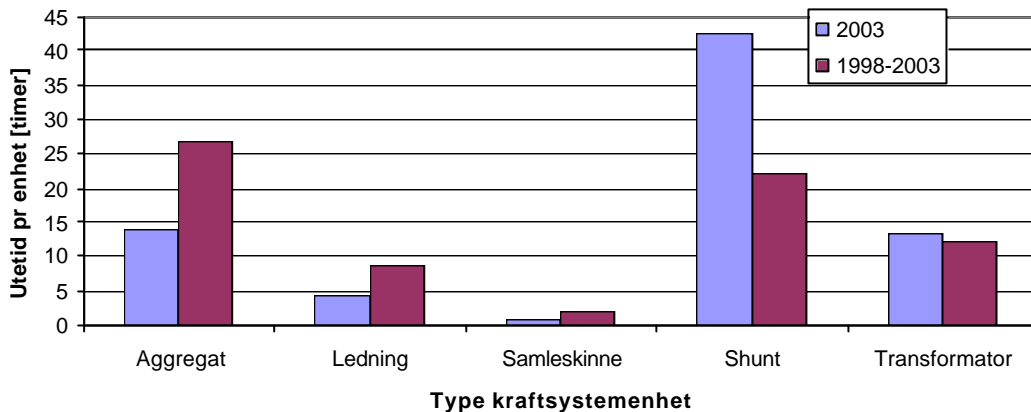
Type kraftsystemenhet	Antall kraftsystem-enheter	Årsak til utfall								Sum utetid pr kraftsystem-enhet	
		Feil i primæranlegg		Feil i kontrollanlegg		Tidligere utfall		Øvrige		2003	1998 - 2003
		2003	1998 - 2003	2003	1998 - 2003	2003	1998 - 2003	2003	1998 - 2003		
Aggregat	339	8.58	17.48	4.03	5.52	0.22	2.53	0.04	0.08	13.43	26.43
Ledning	597	4.03	8.07	0.03	0.22	0.09	0.13	0.05	0.04	4.20	8.47
Samleskinne	492	0.41	1.56	0.00	0.02	0.08	0.10	0.00	0.00	0.50	2.08
Shunt	182	42.39	16.48	0.06	3.23	0.01	1.54	0.03	0.05	42.50	22.11
Transformator	738	10.41	10.40	0.11	0.20	0.17	0.20	2.03	0.48	13.14	12.08

Det fremgår av tabellen at Shunt hadde den lengste utetiden pr enhet i 2003 med en gjennomsnittlig utetid på 42 timer og 50 minutter. Den lange utetiden skyldtes noen få enkelthendelser med spesielt lange utetider. Tabellen viser at utfall som skyldtes feil i primæranlegg generelt medførte lengre utetid for de ulike kraftsystemenhetene enn utfall som skyldtes feil i kontrollanlegg.

Årsaken til de forholdsvis lange utetidene pr enhet, er i hovedsak at enkeltutfall med ekstremt lange utetider trekker middelverdien opp. Tabellen bør derfor ses i sammenheng med tabell 5.3, som viser den kumulative fordelingen av utetid.



Figur 5.3 Gjennomsnittlig utetid per kraftsystemenhet fordelt på årsak for 2003.

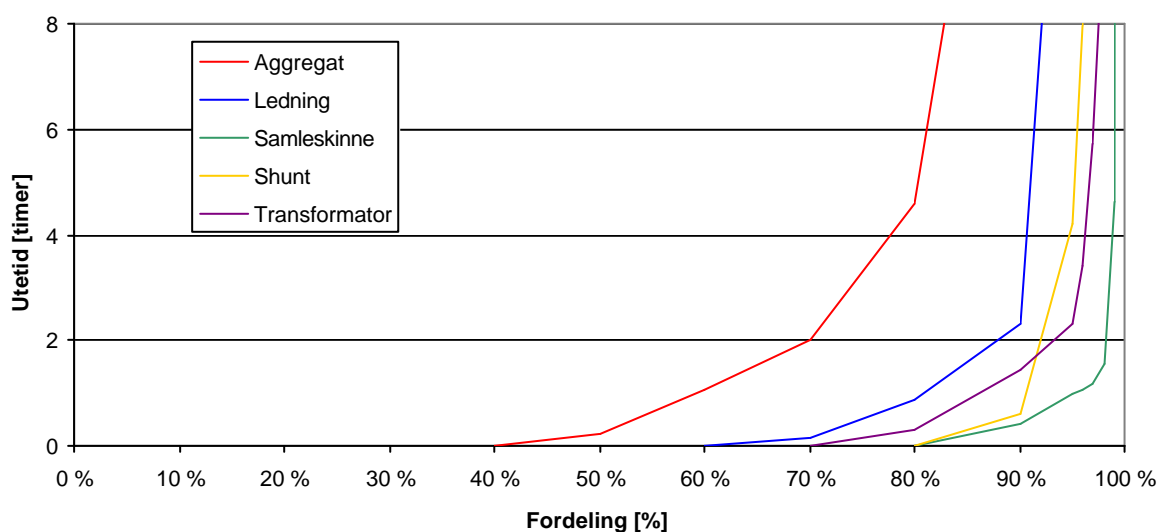


Figur 5.4 Utetid per enhet fordelt på type kraftsystemenhet.

5.3 Kumulativ fordeling av utetid (tt.mm) i 2003

Type kraftsystem-enhet	Antall enheter	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
Aggregat	339	13.43	63.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	1.04	2.00	4.34	16.46	747.09
Ledning	597	4.20	32.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.53	2.19	675.26
Samleskinne	492	0.50	14.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26	326.58
Shunt	182	42.50	350.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	3972.00
Transformator	738	13.14	173.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	1.27	3793.03

Tabellen viser at mellom 40 og 50 % av aggregatenhetene var 100 % tilgjengelige i 2003. For ledninger og transformatorer er hhv opptil 60 % og 70 % av enhetene alltid tilgjengelige, mens for de øvrige kraftsystemenhetene er opptil 80 % av enhetene 100 % tilgjengelige. 50 %-verdien (medianen) ligger på 13 minutter for aggregatenheter, mens den for de øvrige enheter altså ligger på 0 minutter. Denne tabellen bør ses i sammenheng med tabell 5.2 for å vurdere enhetenes tilgjengelighet.



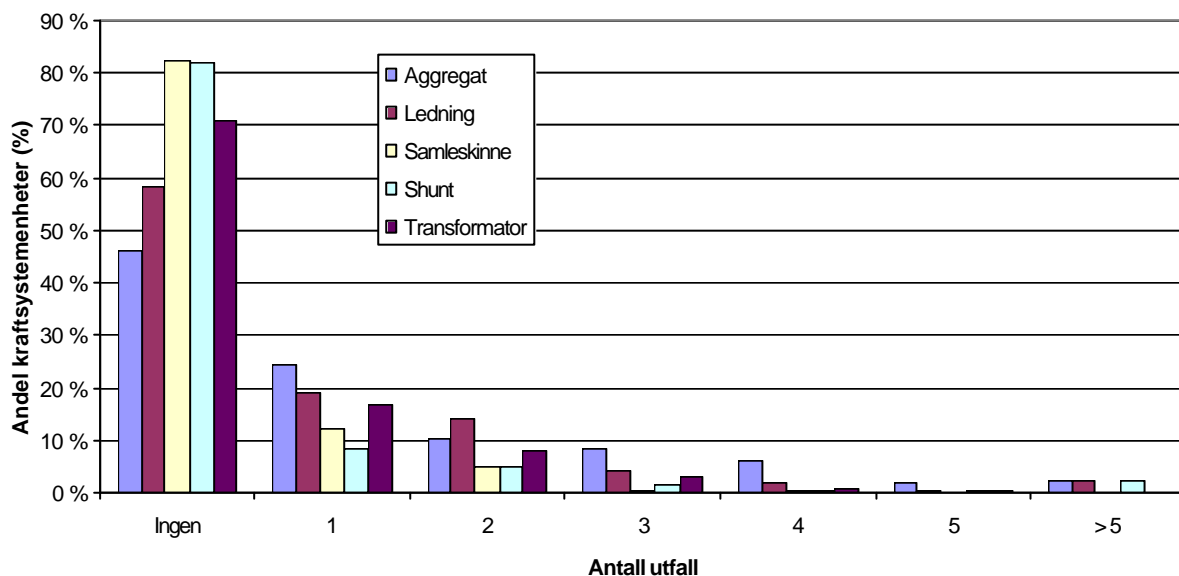
Figur 5.5 Kumulativ fordeling av utetid i 2003.

5.4 Fordeling av antall utfall per enhet

Type kraftsystem-enhet	Antall enheter	Maks antall utfall pr enhet	Prosentvis antall kraftsystemenheter fordelt på antall utfall						
			Ingen utfall	1 utfall	2 utfall	3 utfall	4 utfall	5 utfall	> 5 utfall
Aggregat	339	8	46,31	24,48	10,32	8,55	6,19	1,77	2,36
Ledning	597	19	58,29	18,93	14,24	4,02	1,84	0,50	2,18
Samleskinne	492	4	82,32	12,20	5,08	0,20	0,20	0,00	0,00
Shunt	182	7	81,87	8,24	4,95	1,65	0,55	0,55	2,20
Transformator	738	8	70,87	16,80	7,99	2,98	0,95	0,27	0,14

Det fremgår av tabellen at driftsforstyrrelser berørte under halvparten av alle kraftsystemenheter i 2003. Av alle aggregat hadde 33,6 % ingen utfall. Høyest var tilgjengeligheten for shuntenheter, der bare 12,6 % av alle enhetene hadde ett eller flere utfall.

Videre fremgår det av tabellen at noen kraftsystemenheter hadde hyppigere utfall enn andre. For ledninger ble det til sammen registrert 19 utfall av én og samme enhet. For aggregat er det registrert opp til 8 utfall av samme enhet.

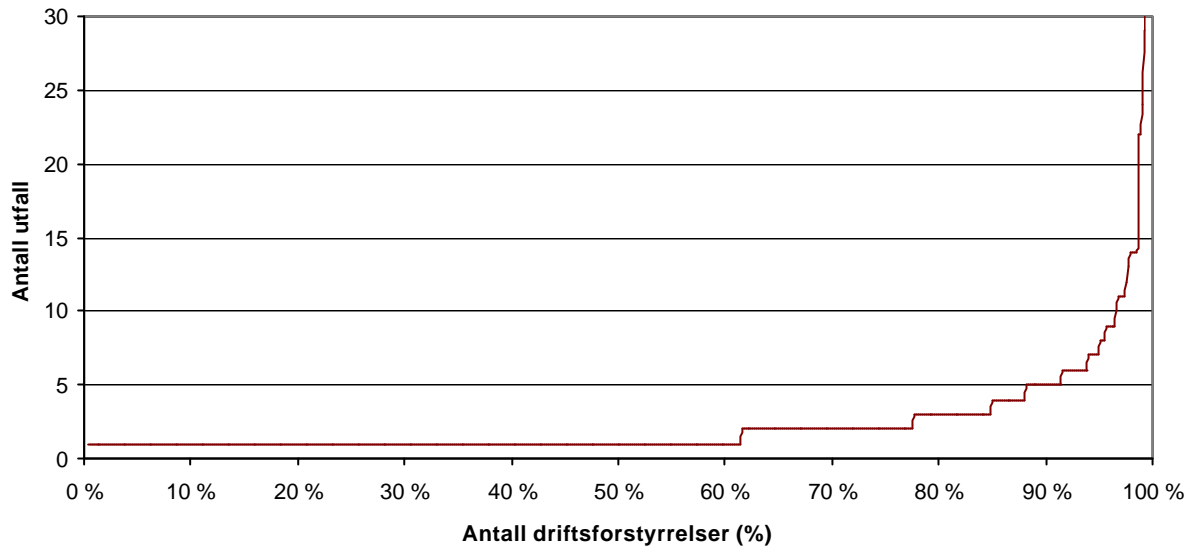


Figur 5.6 Antall utfall per kraftsystemenhet.

5.5 Kumulativ fordeling av antall utfall per driftsforstyrrelse

Antall driftsforstyrrelser	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
575	2,71	8,21	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	3,00	5,00	175,00

Tabellen viser at mellom 60 og 70 % av alle driftsforstyrrelser i 2003 kun medførte utfall av én kraftsystemenhet. 10 % av alle driftsforstyrrelser medførte mer enn 5 utfall. Den driftsforstyrrelsen med flest utfall, til sammen 175 utfall, skyldtes overslag til tre på 300 kV ledning i Gudbrandsdalen.



Figur 5.7 Kumulativ fordeling av antall utfall per driftsforstyrrelse.

6 Vernrespons

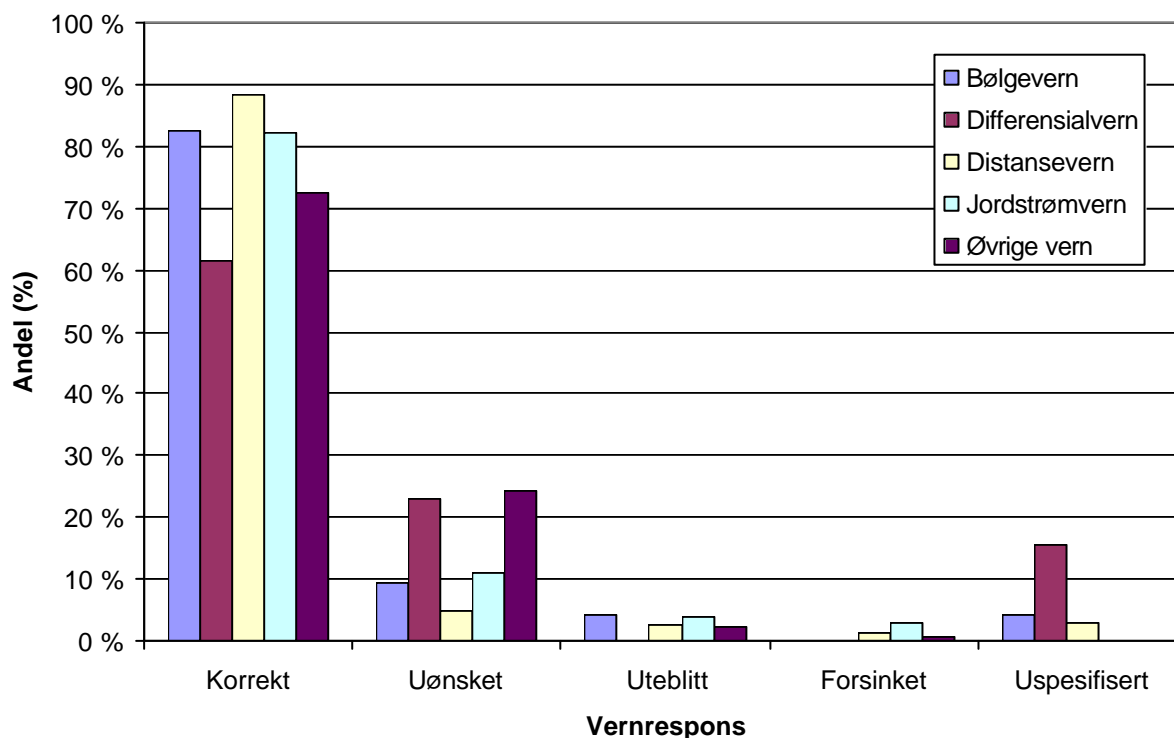
Statnett har siden 1999 registrert all respons fra vern i nett med spenningsnivå fra og med 132 kV. Dette omfatter blant annet alle korrekte, uønskede og uteblitte vernutløsninger. I dette kapitlet presenteres statistikk som er hentet fra disse registreringene.

6.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern

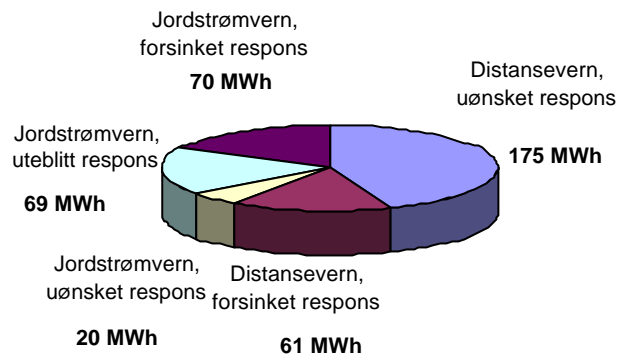
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Bølgevern	171	82,5	9,4	4,1	0,0	4,1
Differensialvern	13	61,5	23,1	0,0	0,0	15,4
Distansevern	1880	88,2	4,9	2,6	1,3	2,9
Jordstrømvern	101	82,2	10,9	4,0	3,0	0,0
Øvrige vern	124	72,6	24,2	2,4	0,8	0,0
Totalt	2289	86,5	6,7	2,8	1,3	2,8

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern for årene 1999-2003. Det er hovedsaklig distansevern som benyttes som ledningsvern, og statistikken viser at dette vernet har en høy andel korrekte utløsninger (88 %). 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 utløsningene trenger derfor ikke å ha medført videre konsekvenser. Den høye andelen ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes i hovedsak uønskede utløsninger ved fjernutløsning.

Figur 6.2 viser at det er ukorrekt respons fra distansevern og jordstrømvern som har medført ikke levert energi, henholdsvis 236 MWh og 160 MWh.



Figur 6.1 Fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999 -2003.



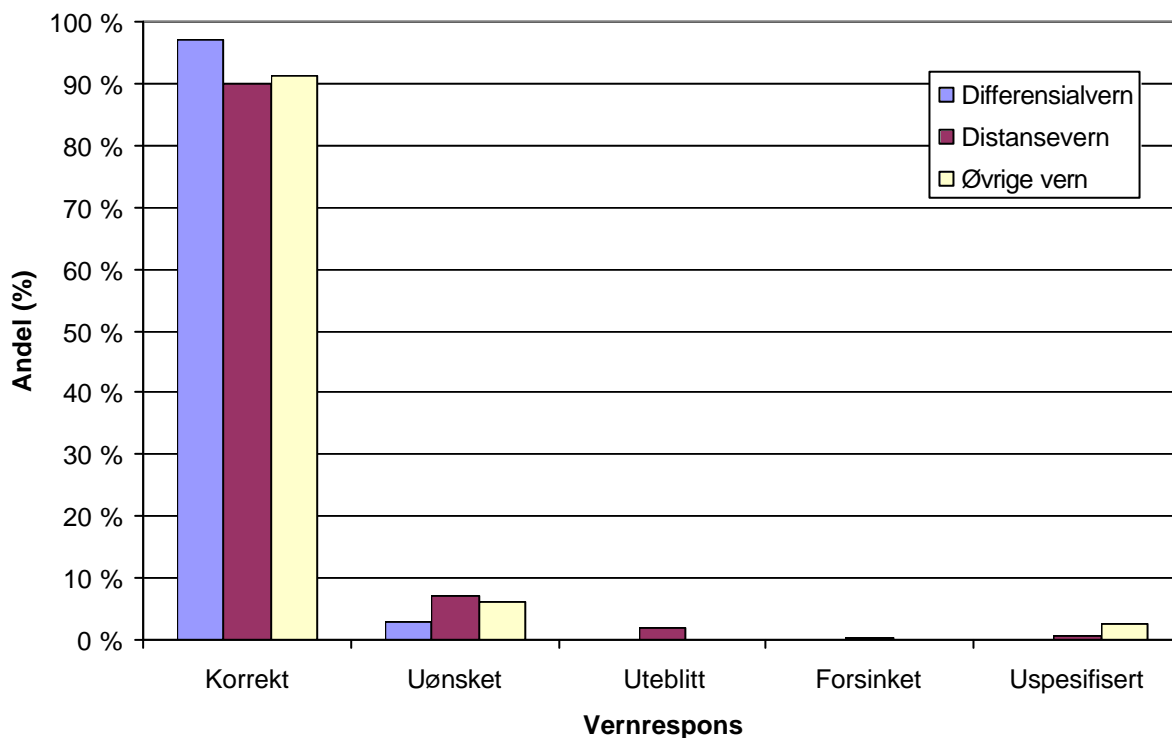
Figur 6.2 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999-2003.

6.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern

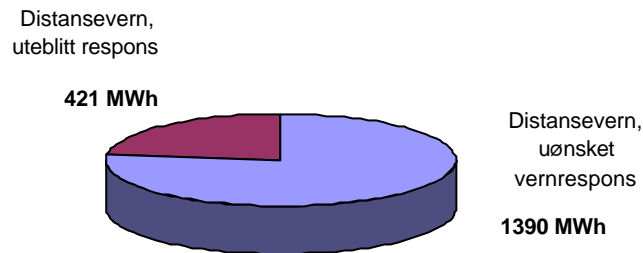
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	103	97,1	2,9	0,0	0,0	0,0
Distansevern	1450	89,9	7,2	2,0	0,3	0,7
Øvrige vern	80	91,3	6,3	0,0	0,0	2,5
Totalt	1633	90,4	6,9	1,8	0,2	0,7

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern for årene 1999-2003. Andel ukorrekte utløsninger for distansevern er omlag den samme som for 220-420 kV ledningsvern. Ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes uønskede utløsninger av overstrømsvern.

Figur 6.4 viser at det er uønskede og uteblitte utløsninger av distansevern som har medført ikke levert energi i 1999-2003, hhv 1390 MWh og 421 MWh. Ukorrekt vernrespons av ledningsvern i 132 kV nett har hatt langt større konsekvenser i form av ikke levert energi enn ukorrekt vernrespons av ledningsvern i 220-420 kV nett.



Figur 6.3 Fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2003.



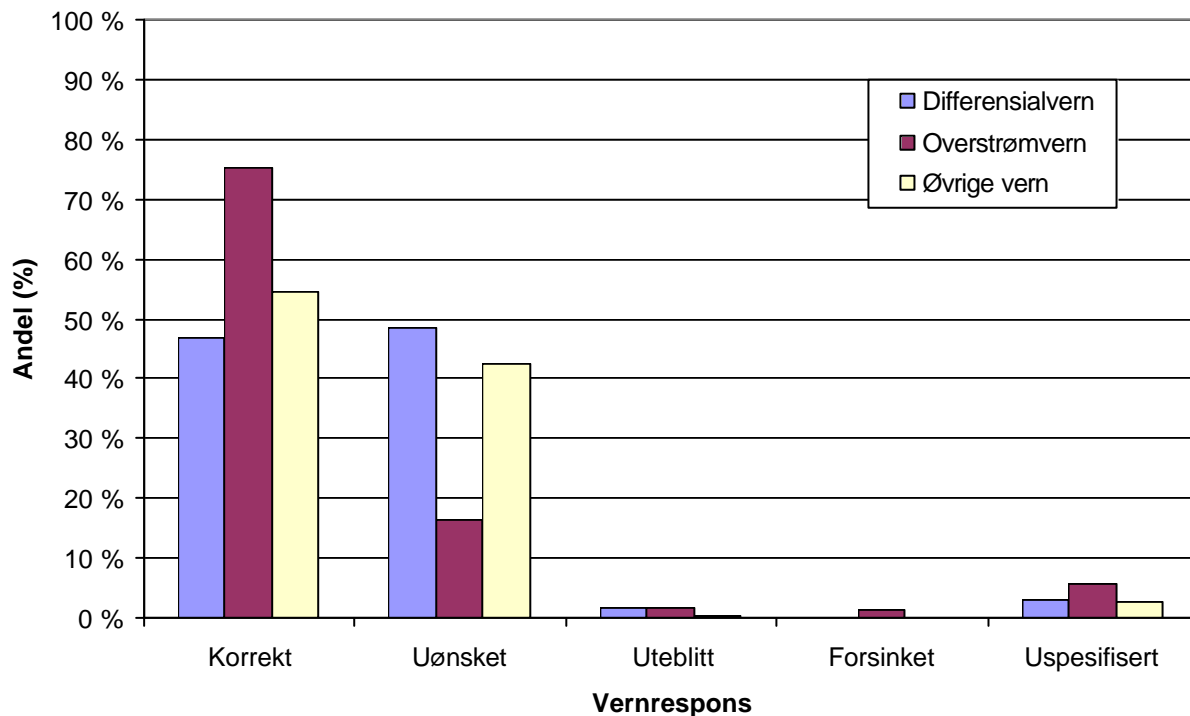
Figur 6.4 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2003.

6.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern

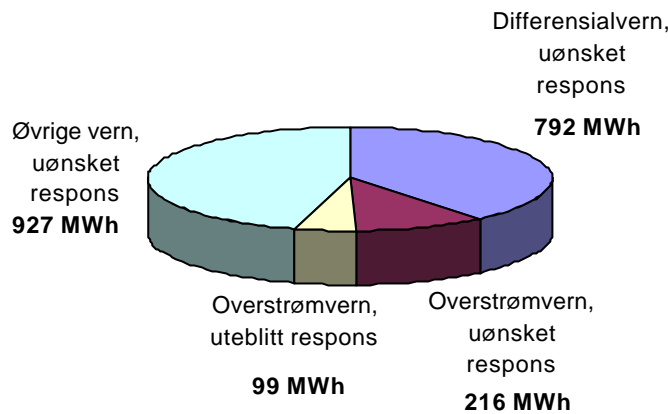
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	130	46,9	48,5	1,5	0,0	3,1
Overstrømvern	233	75,1	16,3	1,7	1,3	5,6
Øvrige vern	269	54,6	42,4	0,4	0,0	2,6
Totalt	632	60,6	34,0	1,1	0,5	3,8

Tabellen viser fordeling av vernrespons for transformatorvern i 132-420 kV nett for årene 1999-2003. Andel ukorrekte utløsninger er hele 39,4 %. For differensialvernet er over halvparten av utløsningene ukorrekte (53,1 %).

Figur 6.6 viser at det er uønskede utløsninger av differensialvern og «øvrige vern» som har medført mest ikke levert energi i 1999-2003, hhv 792 MWh og 927 MWh.



Figur 6.5 Fordeling av vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2003.

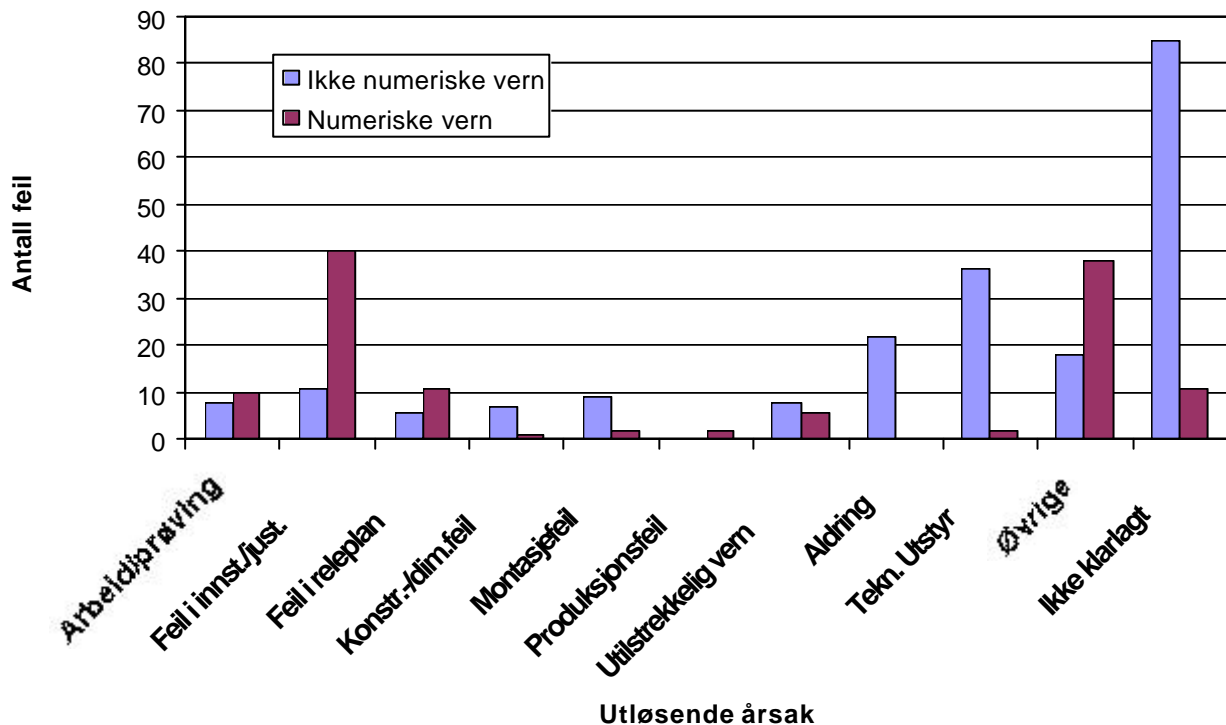


Figur 6.6 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2003.

6.4 Ukorrekt vernrespons for distansevern fordelt på utløsende årsak

Figur 6.7 viser en oversikt over ukorrekte utløsninger av distansevern i 132-420 kV nett for 1999-2003. Statistikken viser at 8,8 % av utløsningene har vært ukorrekte for ikke numeriske distansevern. For numeriske distansevern har 10,9 % 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 6.7 Ukorrekt vernrespons for distansevern i 132-420 kV nett fordelt på utløsende årsak i 1999-2003.

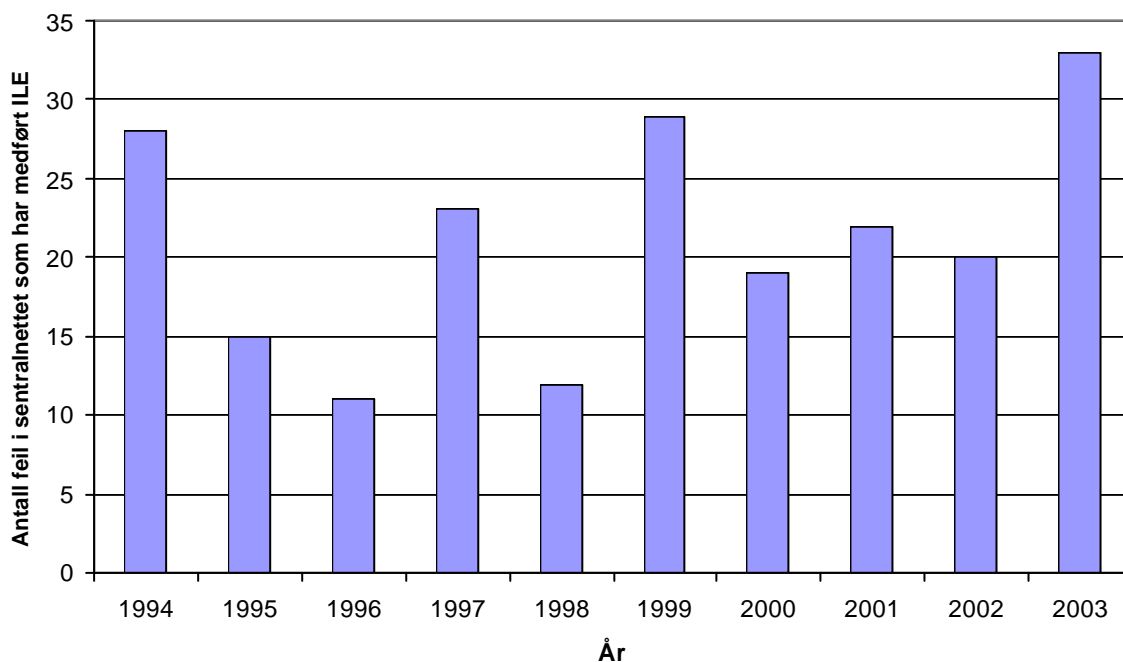
7 Leveringspålidelighet i sentralnettet

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 1994-2003 referert til sentralnettets utstrekning pr. 31.12.03.

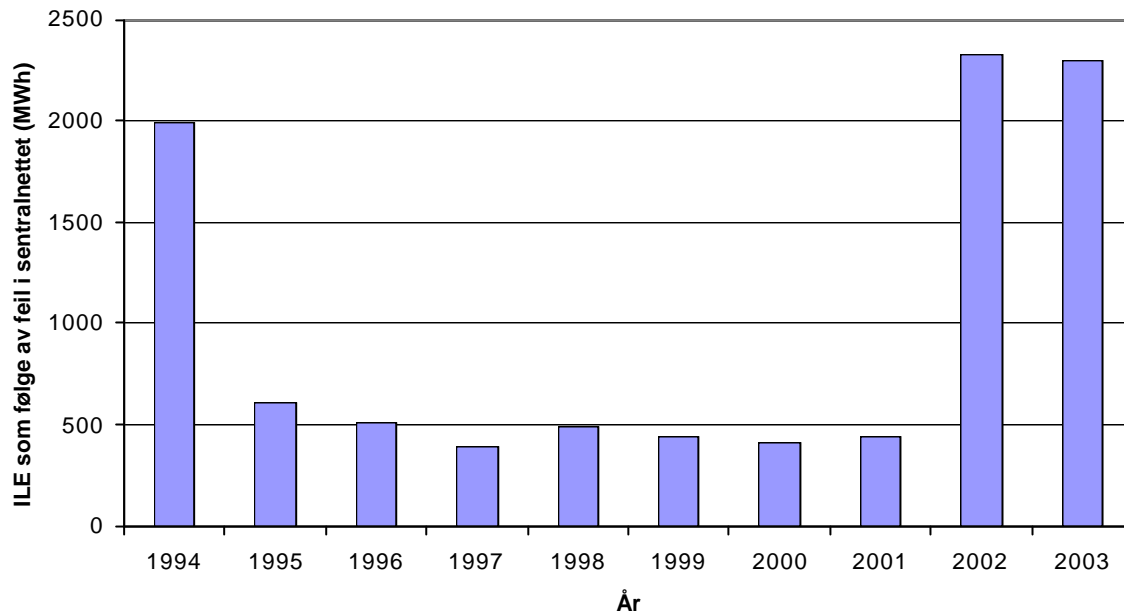
7.1 Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE

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 (%)
1994	28	1989		
1995	15	613	40184	1,5
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
	21,2	993	29261	3,0

Tabellen viser at det har vært 21,2 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 29,3 GWh per år. I perioden 1995-2003 har feil ved driftsforstyrrelser i sentralnettet medført 3 % av all ikke levert energi. I 2002 og 2003 var det en markant økning av ILE som følge av feil i sentralnettet. Dette kommer hovedsaklig på grunn av to store feil i Rogaland og i Gudbrandsdalen, redusert effekt nå inngår i KILE-ordningen, samt at sentralnettets utstrekning har blitt større.



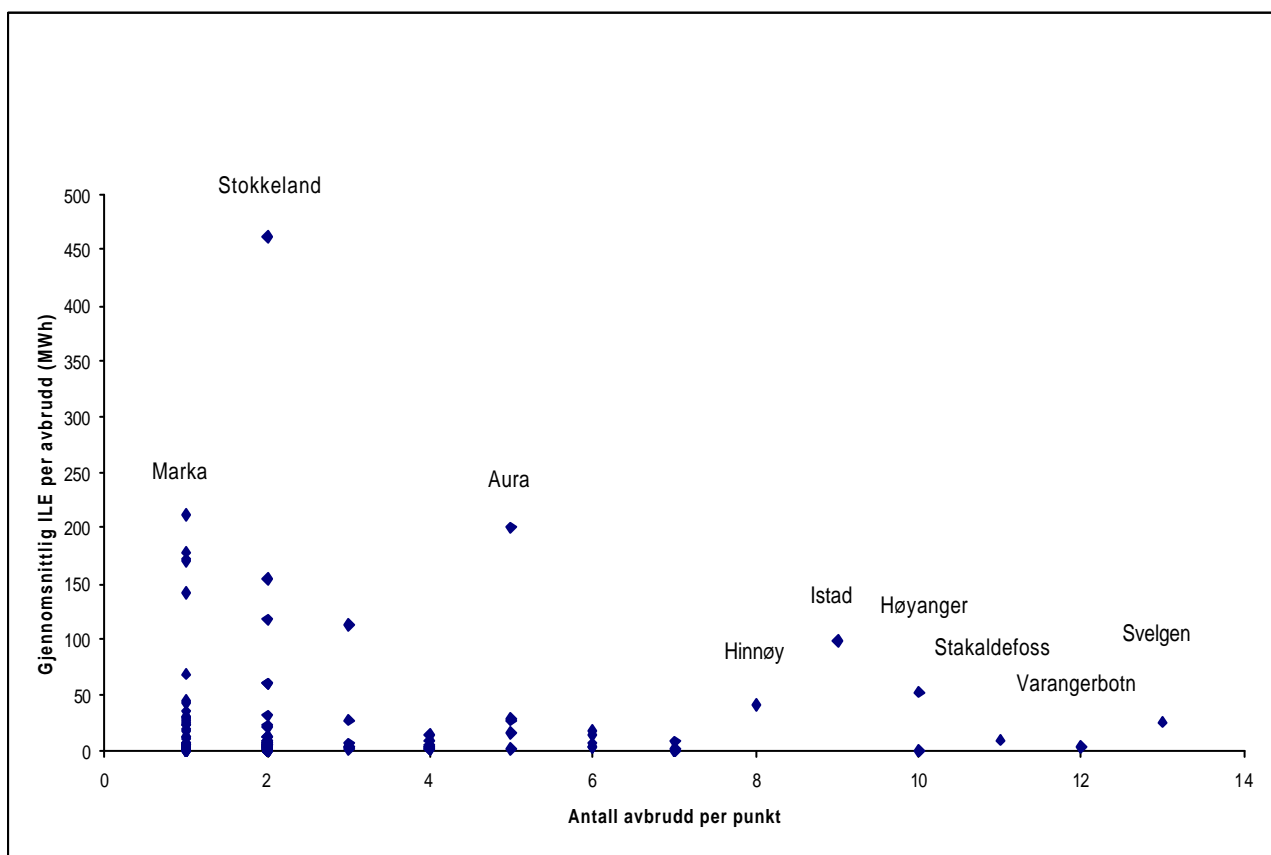
Figur 7.1 Antall feil som har medført ILE i sentralnettet.



Figur 7.2 ILE som følge av feil i sentralnettet.

7.2 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i sentralnettetspunktene

Figur 7.3 viser antall avbrudd og ikke levert energi per avbrudd for sentralnettspunktene i perioden 1995-2003. Av de 205 sentralnettspunktene er det 96 (47 %) 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, Marka og Aura har hatt mest ikke levert energi per avbrudd.



Figur 7.3 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i perioden 1995-2003.

7.3 Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2003

Sentralnettspunkt	kV	Fylke	Sum ILE (MWh)	Antall avbrudd	Sum avbruddsvarighet (min)
AURA	132	MØR	1003,0	5	231
MARKA	132	NOR	212,5	1	27
BREIVIK	132	STR	172,6	1	75
MOEN Tr. St.	132	MØR	158,9	3	132
FOLLO	45	AKE	141,4	1	45
HØYANGER	132	SOG	85,5	3	59
BRANDHOL	132	MØR	66,3	2	84
ORKDAL	66	STR	45,0	1	59
GISKEMO	132	MØR	44,2	2	50
SOGN	132	OSL	42,6	1	23
TROLLHEIM	132	MØR	32,3	3	109
BALBERGSKARET	300	OPP	30,3	1	30
FÅBERG	66	OPP	29,0	1	20
ULVEN	45	OSL	24,9	1	20
RØYKÅS	45	AKE	23,3	1	12
KIRKENES	132	FIN	18,0	1	90
HAUGEN	66	MØR	17,6	2	58
VÅGÅMO	66	OPP	17,0	1	65
KLÆBU	300	STR	17,0	1	11
RANES	66	MØR	16,0	2	71
RANES	132	MØR	12,9	1	85
KOLSVIK	132	NOR	11,5	2	34
SVELGEN	66	SOG	10,9	2	35
SYKKYLVEN	132	MØR	10,0	1	24
GRYTTEN	132	MØR	8,8	2	50
HEMNE	132	MØR	6,0	1	24
SMESTAD	33	OSL	5,8	1	8
RANA	132	NOR	5,0	1	6
KJELA	300	TEL	4,8	1	131
LEIRDØLA	66	SOG	3,7	1	31
KJELBOTN	132	MØR	3,4	1	33
VARANGERBOTN	132	FIN	3,2	2	8
ISTAD	66	MØR	2,0	1	56
HOL 1	420	BUS	2,0	1	47
TJØRHOM	300	VAG	1,8	1	44
AURLAND 2	420	SOG	1,6	1	16
ÅSKÅRA	132	SOG	1,0	1	6
LEIVDAL	66	SOG	1,0	1	6
SAURDAL	300	ROG	0,9	1	11
ADAMSELV	132	FIN	0,7	1	4
TANA BRU	132	FIN	0,3	4	6
BJØLVO	132	HOR	0,1	1	7,5

Tabellen viser hvilke sentralnettspunkt som har hatt avbrudd i 2003. Det var tilsammen 33 feil som medførte ILE og mengden ikke levert energi var 2295 MWh.

Den hendelsen med størst konsekvenser for sluttbrukere var i forbindelse med overslag til treetopp på 300 kV ledningen Øvre Vinstra-Vågåmo. Etter utfallet ble det meste av Møre liggende spenningsløst i inntil 4 timer. Ikke levert energi er beregnet til 1278 MWh.

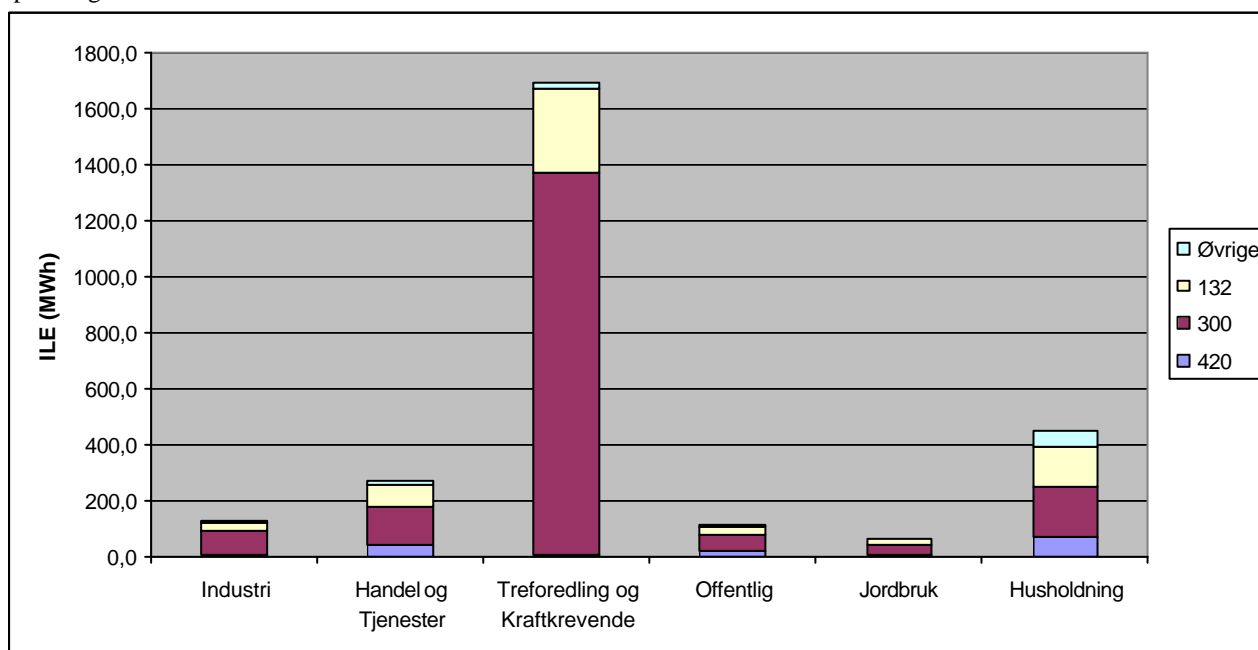
8 Ikke levert energi og KILE for 2003

I dette kapitlet gis en oversikt over KILE-kostnader knyttet til nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV for 2003. 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 2003. KILE-kostnadene er beregnet ut fra gjeldende standardsatser. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle individuelle avtaler konsesjonærene har inngått med sluttbrukere.

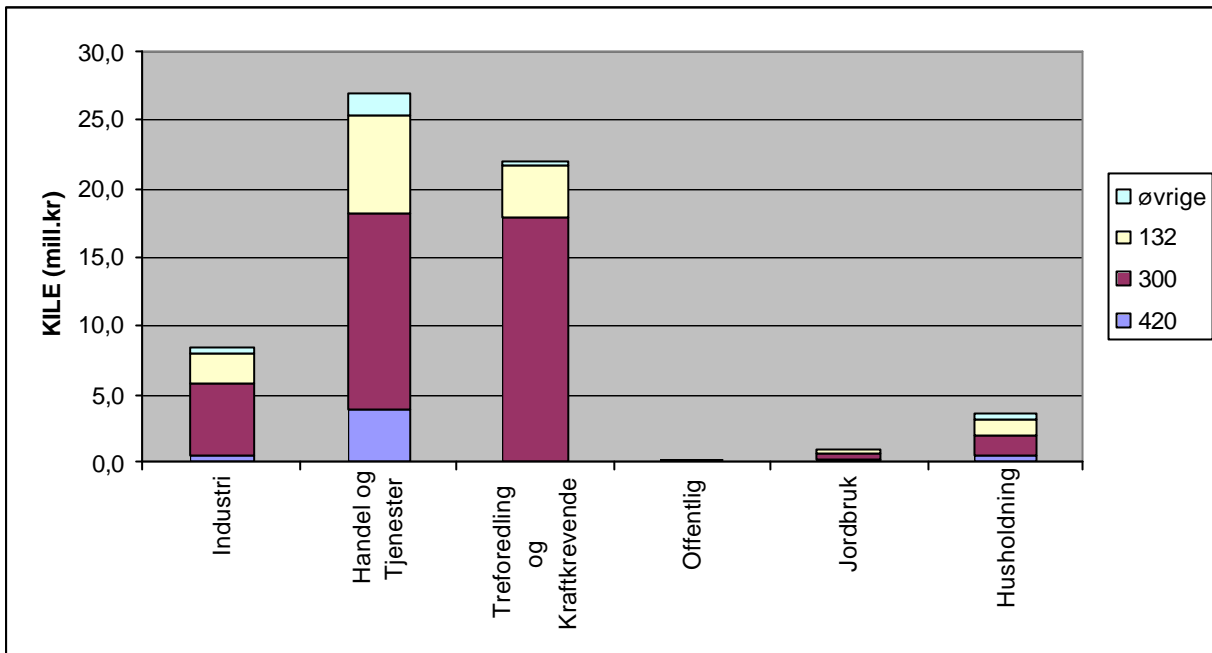
8.1 ILE og KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukerkategoriene

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	3	8,0	39,5	5,7	19,5	5,8	67,9	146,4	kr 5 392 426
300	22	80,0	144,7	1368,8	56,6	35,4	180,9	1866,4	kr 40 115 153
132	27	32,4	72,1	289,2	28,7	21,3	142,7	586,4	kr 14 869 488
Øvrige	3	7,0	15,7	27,1	9,8	2,5	57,3	119,4	kr 2 993 879
Sum	55	127,3	272,0	1690,8	114,6	65,0	448,8	2 718,5	kr 63 370 946

Tabellen viser at det har vært 55 feil i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV som har medført KILE i 2003. Den totale KILE-kostnaden var omlag 63,4 millioner. Det er flest feil på 132 kV nivå, mens kostnadene per feil er høyest på 300 kV nivå. Under kategorien «Øvrige» er det her tatt med en feil i stasjonsforsyning, samt to systemfeil som medførte KILE-kostnader. Figurene nedenfor og på neste side viser fordelingen av ILE og KILE fordelt på sluttbrukergrupper og spenningsnivå.



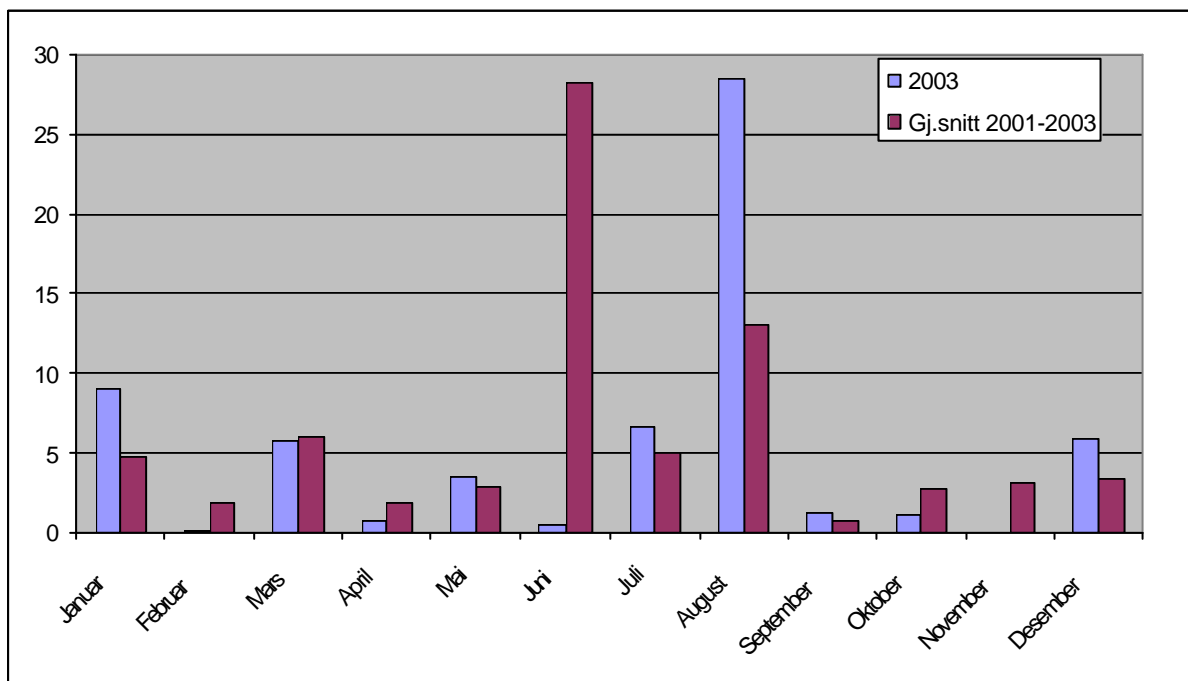
Figur 8.1 ILE fordelt på sluttbrukerkategoriene og spenningsnivå



Figur 8.2 KILE fordelt på sluttbrukerkategoriene og spenningsnivå

8.2 KILE fordelt over året

I 2003 var det høyest KILE-kostnad i august, og lavest i februar og november. Figur 8.3 viser samtidig at det var størst reduksjon av KILE i juni, og høyest økning av KILE i august sammenlignet med gjennomsnittet de siste 3 år. Dette kommer av de store feilene som skjedde i Rogaland juni 2002, og i Gudbrandsdalen august 2003.

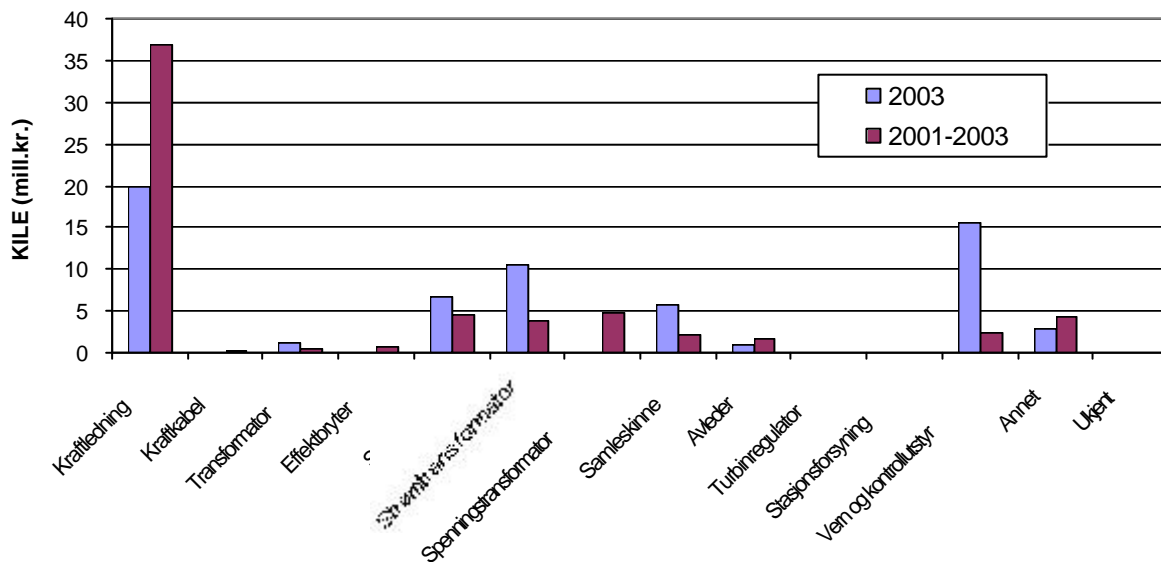


Figur 8.3 KILE fordelt over året

8.3 KILE fordelt på anleggsdel

Anleggsdel	Antall hendelser		KILE	
	2003	2001-2003	2003	2001-2003
Kraftledning	22	28,7	kr 19 897 984	kr 36 804 484
Kraftkabel	0	1,7	kr 0	kr 242 273
Transformator	2	1,3	kr 1 092 598	kr 454 316
Effektbryter	1	2,7	kr 27 458	kr 647 358
Skillebryter	3	2,0	kr 6 628 135	kr 4 487 430
Strømtransformator	4	3,0	kr 10 491 974	kr 3 817 019
Spenningstransformator	0	1,0	kr 0	kr 4 746 756
Samleskinne	5	3,0	kr 5 805 050	kr 2 176 007
Avleder	2	1,3	kr 929 712	kr 1 782 201
Turbinregulator	0	0,3	kr 0	kr 6 881
Stasjonsforsyning	0	0,3	kr 0	kr 108 913
Vern og kontrollutstyr	14	4,2	kr 15 515 516	kr 2 471 053
Annet	2	2,0	kr 2 982 518	kr 4 365 236
Ukjent	0	0,7	kr 0	kr 34 614
Totalt	55	71,7	kr 63 370 946	kr 73 676 121

Tabellen viser at omlag 31,4 % av KILE-kostnadene 2003 i nett med spenning større eller lik 132 kV skyldes feil på kraftledninger, og feil på vern og kontrollutstyr utgjør 24,4 %. Dette dreier seg ofte om sekundærfeil som utvider omfanget av driftsforstyrrelsene. Samtidig viser tabellen at KILE-kostnadene for kraftledninger er halvparten av snittet de siste 3 år, mens KILE-kostnadene for vern og kontrollutstyr for 2003 er 8 ganger så stor som snittet.

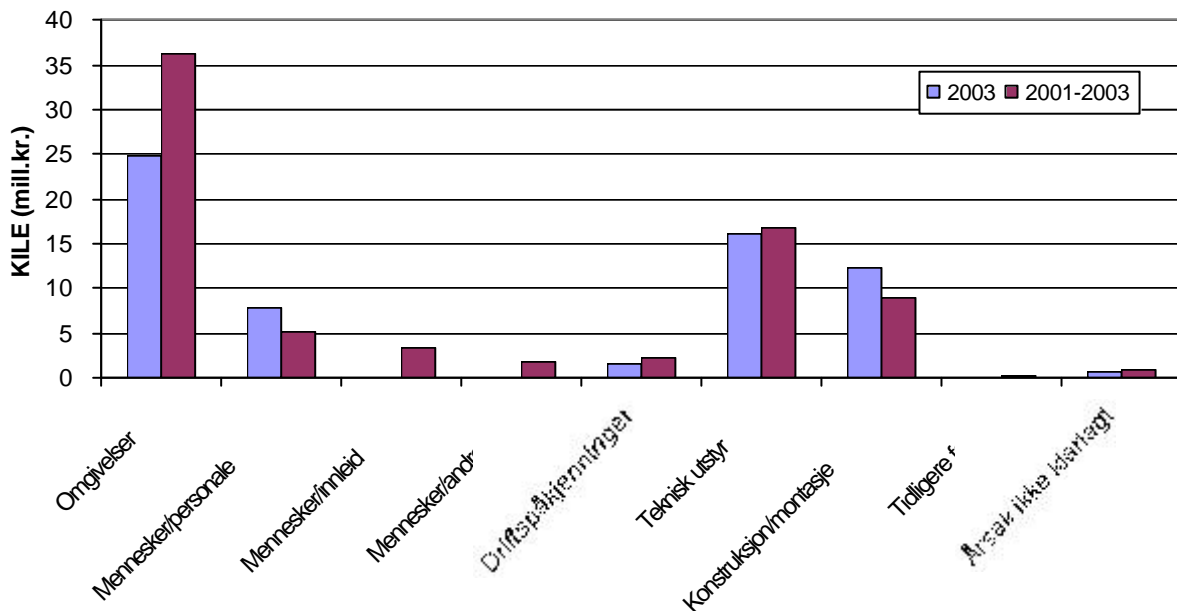


Figur 8.4 KILE fordelt på anleggsdel

8.4 KILE fordelt på årsak

Utløsende årsak	Antall hendelser		KILE	
	2003	2001-2003	2003	2001-2003
Omgivelser	22	27,3	kr 24 815 083	kr 36 402 919
Mennesker/personale	8	8,7	kr 7 866 945	kr 5 123 182
Mennesker/innleid	0	1,0	kr 0	kr 3 315 304
Mennesker/andre	0	1,0	kr 0	kr 1 829 037
Driftspåkjenninger	3	3,7	kr 1 572 220	kr 2 358 737
Teknisk utstyr	11	13,0	kr 16 149 592	kr 16 842 124
Konstruksjon/montasje	8	11,7	kr 12 363 745	kr 8 886 043
Tidligere feil	0	1,5	kr 0	kr 310 634
Årsak ikke klarlagt	3	5,3	kr 603 361	kr 818 345
Totalt	55	71,7	kr 63 370 946	kr 73 676 121

Tabellen viser at KILE-kostnaden i 2003 er høyest for feil hvor årsaken var omgivelser (39,2 %), etterfulgt av teknisk utstyr (25,4 %). Videre viser tabellen at konstruksjon/montasje også gir et stort bidrag (19,5 %).



Figur 8.5 KILE fordelt på årsak

8.5 KILE og ansvarlige konsesjonærer

Konsesjonær	Antall feil		ILE (MWh)		KILE	
	2003	2001-2003	2003	2001-2003	2003	2001-2003
Agder Energi Nett AS	4	2,7	5,8	14,3	kr 188 342	kr 413 191
Andøy Energi AS	0	1,0	0,0	0,9	kr 0	kr 21 620
Aurland Energiverk AS	0	1,0	0,0	1,1	kr 0	kr 41 560
BKK Nett AS	2	2,0	11,9	16,6	kr 361 973	kr 445 769
Buskerud Nett AS	0	5,0	0,0	22,5	kr 0	kr 648 541
Eidsiva Energi AS	1	2,0	2,9	35,2	kr 59 888	kr 1 185 179
Gudbrandsdal Energi AS	0	1,0	0,0	26,0	kr 0	kr 630 240
Hadeland Energiverk	1	1,0	2,0	7,4	kr 58 370	kr 158 238
Hadsel Energiverk AS	0	1,0	0,0	6,7	kr 0	kr 233 210
Helgeland kraftlag A/L	3	4,7	213,8	90,2	kr 5 672 327	kr 2 336 128
Hålogaland Kraft AS	0	1,0	0,0	1,3	kr 0	kr 44 861
Istad Kraft AS	0	1,0	0,0	0,4	kr 0	kr 11 058
Kragerø Energi AS	0	1,0	0,0	6,5	kr 0	kr 145 068
Kvænangen Kraftverk AS	0	1,0	0,0	7,8	kr 0	kr 283 619
Lofotkraft AS	1	1,5	19,0	12,8	kr 553 406	kr 345 002
Lyse Nett AS	1	2,7	0,1	545,2	kr 2 429	kr 18 800 946
Neset Kraft AS	0	1,0	0,0	0,9	kr 0	kr 44 825
Nord-Trøndelag Elekrisitetsverk	1	1,0	22,0	39,2	kr 642 508	kr 1 687 369
Oppland Energi Nett AS	1	1,0	16,0	10,2	kr 387 772	kr 256 411
Otra Kraft DA	0	2,0	0,0	53,2	kr 0	kr 1 288 598
Salten Kraftsamband AS	0	2,5	0,0	38,6	kr 0	kr 935 849
Skagerak Nett AS	3	4,7	94,2	51,9	kr 3 082 954	kr 1 649 241
Sogn og Fjordane Energiverk AS	2	2,0	41,8	78,5	kr 544 704	kr 1 668 576
Statkraft SF	0	3,0	0,0	16,1	kr 0	kr 377 100
Statnett SF	30	32,7	2205,8	1368,6	kr 46 642 126	kr 35 388 673
Sunnhordland Kraftlag AS	0	3,0	0,0	2,2	kr 0	kr 46 461
Tafjord Kraftnett AS	1	1,0	0,9	1,3	kr 25 333	kr 45 067
Troms Kraft Nett AS	0	2,0	0,0	14,0	kr 0	kr 420 051
Trønder Energi Nett AS	0	4,5	0,0	169,3	kr 0	kr 8 109 711
Tussa Nett AS	0	1,0	0,0	2,0	kr 0	kr 49 572
Varanger Kraft AS	1	1,0	9,2	5,5	kr 366 296	kr 218 375
Vest-Telemark Kraftlag	0	2,0	0,0	6,5	kr 0	kr 141 300
Viken Nett AS	3	2,5	73,3	89,4	kr 4 782 519	kr 4 222 780
SUM	55	74	2 719	2 742	kr 63 370 947	kr 73 676 122

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 2003 er 55. Dette er en reduksjon på 25,7% sammenlignet med snittet siste 3 år. I tillegg er det en reduksjon på de totale KILE-kostnadene for 2003 på 14% i forhold til snittet siste 3 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. Årsaken til dette er at berørte parter ikke har kommet til enighet om hvem som er ansvarlig konsesjonær for noen få enkeltsaker. Disse tvistesakene behandles av 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 befarings 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 jordslutninger.
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 materialtrettet. 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 inkluderes 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 forsyningsspenningen 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 blokk-koblet 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.