

■ [www.energy.sintef.no](http://www.energy.sintef.no) ■



**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim  
Resepsjon: Sem Sælands vei 11  
Telefon: 73 59 72 00  
Telefaks: 73 59 72 50

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:  
NO 939 350 675 MVA

# TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

**Analyser av feil og avbrudd i kraftnettet 1989 - 2005**

SAKSBEARBEIDER(E)

GK Om KSa  
Gerd H. Kjølle, Olve Mogstad, Knut Samdal

OPPDRAAGSGIVER(E)

NVE, EBL, DSB

TR NR.	DATO	OPPDRAAGSGIVER(E)S REF.	PROSJEKTNR.
TR A6451	2006-12-28	K. Ryen, H. O. Ween, B. Hestnes	12X445
ELEKTRONISK ARKIVKODE		PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.)	GRADERING
06071010657		Jørn Heggset JHe	Åpen
ISBN NR.	RAPPORTTYPE	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.)	OPPLAG      SIDER
82-594-3164-5	1, 2	Petter Støa PSt	50      153
AVDELING	BESØKSADRESSE	LOKAL TELEFAKS	
Energisystemer	Sem Sælands v 11	+ 47 73 59 72 50	

**RESULTAT (sammendrag)**

Rapporten gir en samlet oversikt over feil og avbrudd i det norske høyspenningsnettet for perioden 1989 – 2005. Resultatene viser ingen foruroligende trekk når det gjelder den generelle utviklingen i leveringspålitelighet og tilstanden i kraftsystemet. Datagrunnlaget er imidlertid presentert på et svært aggregert nivå og gir ikke informasjon om de enkelte anlegg eller delområder. De fleste variasjoner kan forklares med endringer i registreringssystemer, - rutiner, myndighetskrav og spesielle hendelser pga. uvær. Oppslutningen om statistikkarbeidet og kvaliteten av registrerte data har vært økende over perioden 1989 – 2005. Nettvirksomheten har i samme periode stått overfor betydelige endringer, der inntektsrammereguleringen og KILE antas å ha hatt størst betydning i denne sammenheng.

Antall driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i kraftnettet har i sum variert noe fra år til år, men er rimelig uforandret over perioden 1989 - 2005. Mer enn 90 % av alle hendelser har skjedd i distribusjonsnettet, som også er ansvarlig for 74 % av ikke levert energi (ILE). Antall varige feil i 1 – 22 kV anlegg er omtrent uendret mens antall forbigående feil viste en viss nedgang fra 1989 – 1995 og har vært noe økende i perioden 1996 – 2005. Antall driftsforstyrrelser i regional- og sentralnett 33 – 420 kV har hatt en nedgang sett over hele perioden.

ILE er i sum betydelig redusert både som følge av driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger, i hovedsak pga reduksjon i avbruddsvarigheten. Standardisert metode for beregning av ILE antas også å ha hatt en viss betydning de siste seks årene. ILE pr driftsforstyrrelse er omtrent halvert mens ILE pr planlagt utkobling er redusert til en tredjedel over perioden 1989 – 2005. Kraftledning er største bidragsyter til ILE, etterfulgt av hhv. kabel i 1 – 22 kV nett, og vern og kontrollutstyr i 33 – 420 kV nett. Omgivelser (torden, vind, vegetasjon, snø/is, fugl/dyr osv) er dominerende feilårsak på alle nettnivå. Det er avtakende andeler feil som registreres med "årsak ikke klarlagt" og "anleggsdel ikke identifisert".

**STIKKORD**

EGENVALGTE	Feil	Avbrudd
	Feilårsak	Ikke levert energi





## INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
1 INNLEDNING .....	5
2 REGISTRERING OG RAPPORTERING AV FEIL OG AVBRUDD .....	6
2.1 Referansegruppe for feil og avbrudd .....	6
2.2 Oppslutning om feil- og avbruddsstatistikk .....	6
2.3 Registrerings- og rapporteringssystemet FASIT .....	10
2.4 Kraftnettets utstrekning og elektrisitetsforbruk 1989 - 2005 .....	12
3 DEFINISJONER OG DATAGRUNNLAG .....	15
3.1 Definisjoner .....	15
3.2 Datagrunnlag – kilder og omfang .....	16
4 OVERSIKT OVER HENDELSER OG KONSEKVENSER 1989 – 2005 .....	19
4.1 Antall hendelser og ikke levert energi .....	19
4.2 Årsaker og feil på anleggsdeler .....	21
4.3 Konsekvenser for sluttbrukere .....	25
5 FEIL OG DRIFTSFORSTYRRELSER .....	29
5.1 Antall hendelser fordelt på nettnivå .....	29
5.2 Utløsende årsaker 1 – 22 kV .....	31
5.3 Utløsende årsaker 33 – 420 kV .....	38
5.4 Feil på anleggsdeler 1 – 22 kV .....	41
5.5 Feil på anleggsdeler 33 – 420 kV .....	48
6 PLANLAGTE UTKOBLINGER .....	52
6.1 Planlagte utkoblinger 1-22 kV .....	53
6.2 Planlagte utkoblinger 33 – 420 kV .....	55
7 AVBRUDD FOR SLUTTBRUKERE .....	57
7.1 Om avbruddsdata rapportert til NVE .....	57
7.2 Avbrudd for sluttbrukere i distribusjonsnettet (1-22 kV) .....	60
7.3 Avbrudd for sluttbrukere i regional- og sentralnettet (33 – 420 kV) .....	65
8 SPESIELLE HENDELSER I PERIODEN 1989 – 2005 .....	70
9 OPPSUMMERING .....	73
9.1 Registreringssystemer og datagrunnlag .....	73
9.2 Oversikt over hendelser, årsaker og konsekvenser .....	73
9.3 Datakvalitet .....	76
9.4 Sammenlikning med andre land .....	78
9.5 Konklusjon .....	79
10 ANBEFALINGER .....	80
11 REFERANSER .....	83

VEDLEGG 1: DEFINISJONER KNYTTET TIL FEIL OG AVBRUDD .....	87
VEDLEGG 2: FAS- OG FASIT-SKJEMAER.....	95
VEDLEGG 3: DELTAKENDE EVERK I FEILSTATISTIKK 1 – 22 kV.....	101
VEDLEGG 4: REGISTRERING AV FEIL OG AVBRUDD - HISTORIKK.....	127
VEDLEGG 5: FEILDATA UNDERLAG 1 – 22 kV .....	133
VEDLEGG 6: AVBRUDDSDATA FRA NVEs AVBRUDDSSSTATISTIKK.....	143

## 1 INNLEDNING

Denne rapporten sammenstiller data om feil og avbrudd i det norske kraftsystemet over perioden 1989 – 2005, for alle høyspenningsnettnivåer 1 – 420 kV. Rapporten representerer en oppfølging av forprosjektet ”Sårbarhet i kraftnett” utført i 2005 der hensikten var å beskrive de viktigste problemstillingene som kan ha betydning for sårbarheten i kraftnettet [1].

Målsettingen i oppfølgingsprosjektet har vært å gjennomføre analyser av feil- og avbruddsdata for å framskaffe mer kunnskap om utviklingen i leveringspålitelighet og kvaliteten på datagrunnlaget om feil og avbrudd. Hensikten har dels vært å kunne se alle dataene i sammenheng innenfor perioden og dels for å kunne avdekke eventuelle trender i materialet. Prosjektet har omfattet følgende aktiviteter:

- Sammenstilling av feil- og avbruddsdata for nettnivåene (1 – 420 kV) fordelt på distribusjons-, regional- og sentralnett for perioden 1989 – 2005 (der det finnes data)
- Vurdering av trender i faktorer som antall og varighet av varslede og ikke varslede avbrudd, ikke levert energi, antall feil og driftsforstyrrelser, feilårsaker og årsaker til planlagte utkoplinger, feil på ulike typer anleggsdeler og tilhørende komponenter. Faktorene er fordelt på nettnivå og type nett der det er hensiktsmessig.
- Identifikasjon av spesielle/ekstreme hendelser i datagrunnlaget, og evt. vurdering av i hvilken grad de påvirker det totale tallmaterialet
- Generell vurdering av kvaliteten på datagrunnlaget om feil og avbrudd
- Anbefalinger til hva som bør følges opp videre, eksempelvis hvilke forbedringer som bør gjøres i registreringen og rapporteringen av feil og avbrudd.

Det utgis i dag tre landsomfattende statistikker over feil og avbrudd:

1. ”FASIT – 20xx Feil og avbrudd i høyspennings distribusjonsnett t.o.m. 22 kV”, utgis av Energibedriftenes Landsforening (EBL) og omfatter feil under driftsforstyrrelser samt planlagte utkoblinger.
2. ”Statistikk over driftsforstyrrelser i det norske 33 – 420 kV nettet – 20xx”, utgis av Statnett SF og omfatter feil under driftsforstyrrelser samt avbrudd for leveringspunkt
3. ”Avbruddsstatistikk 20xx”, utgis av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) og omfatter varslede og ikke varslede avbrudd som skyldes hendelser i høyspenningsnettet.

Denne rapporten representerer et supplement til disse feil- og avbruddsstatistikkene.

## **2 REGISTRERING OG RAPPORTERING AV FEIL OG AVBRUDD**

### **2.1 REFERANSEGRUPPE FOR FEIL OG AVBRUDD**

Statistikkene som utgis av EBL Kompetanse og Statnett er kraftsystem- og komponentorientert, mens NVEs avbruddsstatistikk er kundeorientert. For å sikre en god samordning av disse statistikkene opprettet de tre statistikkansvarlige ”Referansegruppe for feil og avbrudd” i 2000. Gruppen består av representanter fra NVE, EBL Kompetanse og Statnett, samt SINTEF Energiforskning og tre nettselskaper.

Referansegruppen sitt mandat er som følger [3]:

- *”Være et rådgivende organ for myndighetene og elkraftbransjen vedrørende registrering og bruk av data for feil og avbrudd på alle nettnivåer i kraftsystemet. Dette skal skje gjennom informasjon og opplæring innenfor fagområdet.*
- *Bidra til koordinering av den faglige aktiviteten mellom myndigheter og nettselskaper innen fagområdet.*
- *Anbefale prinsipper for registrering av feil og avbrudd og for utarbeidelse av statistikker tilpasset de krav myndighetene og elkraftbransjen setter.*
- *Følge opp og bidra til videreutvikling av FASIT kravspesifikasjon.*
- *Gi innspill til internasjonal koordinering av feil- og avbruddsstatistikk.*
- *Være et diskusjonsforum for ulike problemstillinger vedrørende feil og avbrudd.*
- *Bidra til vedlikehold og kvalitetssikring av informasjon som publiseres via [www.fasit.no](http://www.fasit.no).*
- *Årlig innen 1. desember, fastsette arbeidsoppgaver og møteplan for påfølgende år.*
- *Utarbeide og offentliggjøre årsrapport innen 1. mars påfølgende år.”*

Referansegruppen har en viktig rolle i arbeidet med å følge opp FASIT kravspesifikasjon [6] og koordinere feil- og avbruddsstatistikk samt å bidra til koordinering av den faglige aktiviteten og opplæring knyttet til registrering og bruk av feil- og avbruddsdata.

Det ble i 1998 utgitt et hefte med noen sentrale begreper og definisjoner relatert til feil og avbrudd. I regi av referansegruppen kom definisjonshftet i en revidert utgave i 2001 [2]. Enkelte definisjoner er senere oppdatert i forbindelse med innføring av forskrift om leveringskvalitet (FoL) som trådte i kraft 1. januar 2005. De oppdaterte definisjonene framgår av forskriften [4].

### **2.2 OPPSLUTNING OM FEIL- OG AVBRUDDSSSTATISTIKK**

Før energiloven ble innført i 1991, var det meste av statistikkarbeidet å betrakte som en frivillig ordning. Unntaket var rapportering av personskader og større uhell til NVE. Statistikkarbeidet strekker seg imidlertid tilbake til 1960-tallet, og historikken er beskrevet i vedlegg 4.

Driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå fra 45 kV og opp til 420 kV ble rapportert til tidligere Samkjøringen og kodet ihht retningslinjer fra 1970-tallet. Ved fusjonen mellom Samkjøringen og Statnett i 1993 overtok sistnevnte Samkjøringens oppgaver. Det ble innført obligatorisk

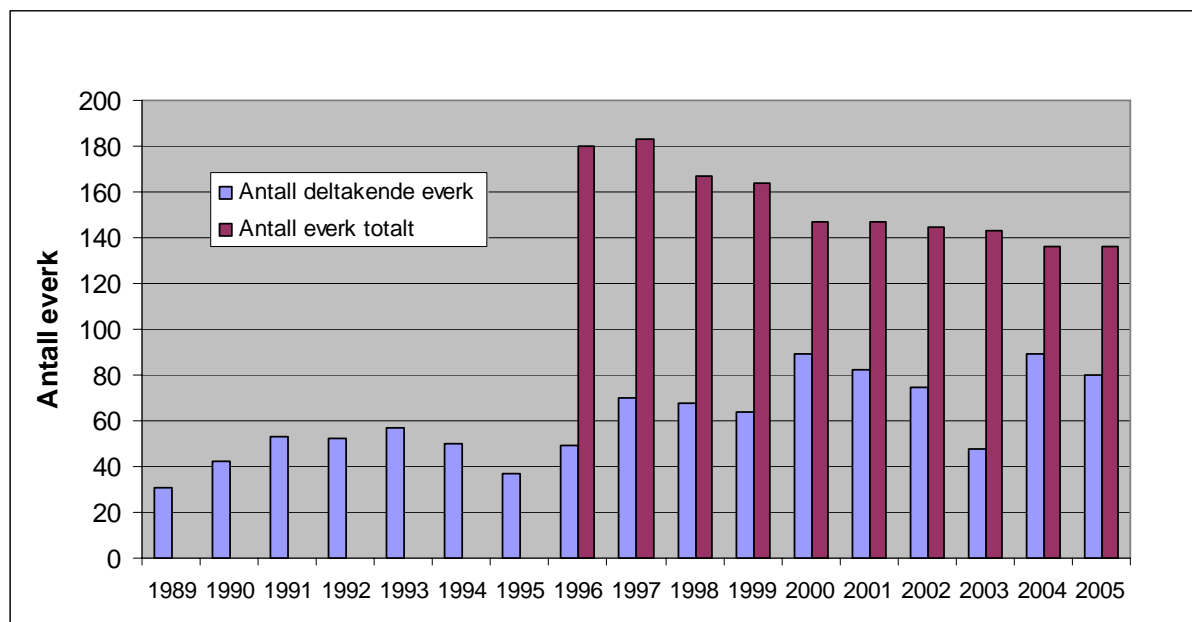
innrapportering til systemansvarlig av driftsforstyrrelser i nettanlegg med spenning over 110 kV, ihht retningslinjer for systemansvaret fra desember 1994. Som en følge av dette fikk rapportering av driftsforstyrrelser i 45-66 kV nett karakter av å være en frivillig ordning. Fra 1997 fikk anleggseier et selvstendig ansvar for å analysere driftsforstyrrelser i spenningsintervallet 33-110 kV, og å rapportere statistiske data til systemansvarlig. Statnett fikk etter dette ansvaret for en samlet feilstatistikk for hele 33-420 kV nettet, med tilhørende produksjonsenheter. Ansvaret for feilanalyse og statistikk framgår av forskrift om systemansvaret i kraftsystemet [5]. Statnett (og tidligere Samkjøringen) har årlig utgitt statistikker over feil og driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet siden 1980-tallet.

For høyspennings distribusjonsnett eksisterte et frivillig opplegg fra slutten av 1960-tallet, der oppslutningen falt mot slutten av 1970- og framover på 1980-tallet. Behovet for et bedre opplegg resulterte i FAS-systemet som ble satt i drift i 1989. FAS ble erstattet av FASIT fra 1995, og EBL Kompetanse (og tidligere Norges Energiverkforbund) har årlig utgitt statistikker over feil i høyspennings distribusjonsnett basert på FAS og FASIT siden 1989. Registrering og rapportering har fortsatt å være frivillig, men anleggseierne er pålagt å gjennomføre feilanalyse ved driftsforstyrrelser i eget distribusjonsnett [5].

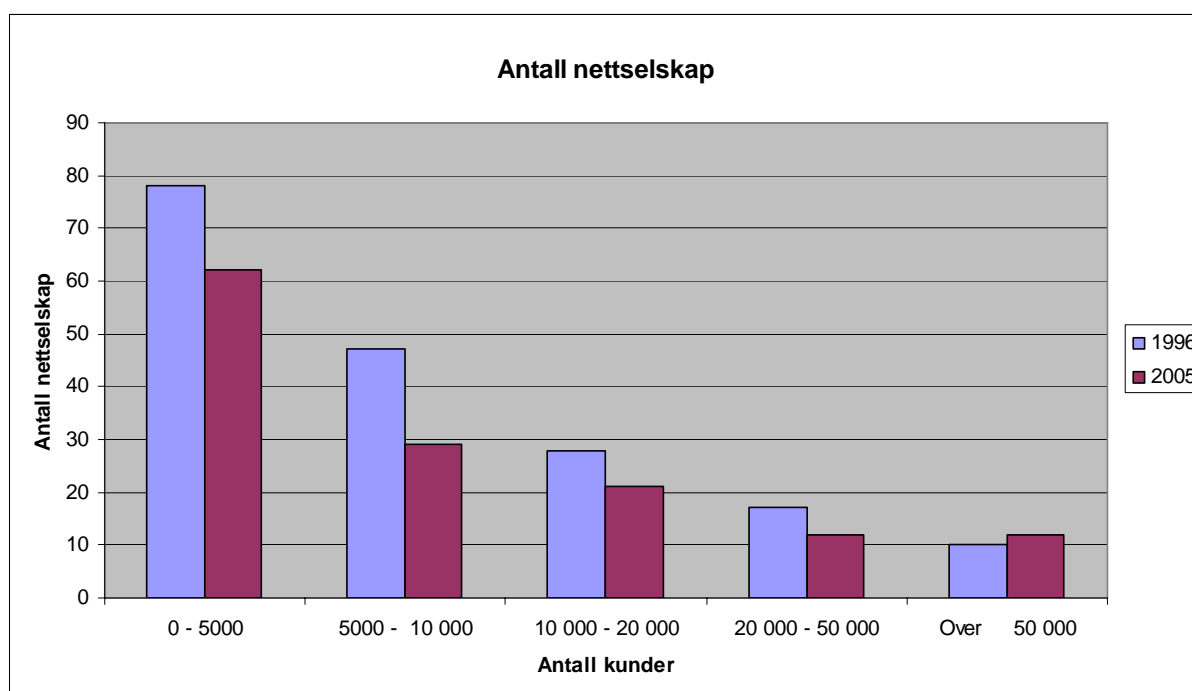
I tillegg til bestemmelser som gjelder nettnivåene 33-420 kV, er alle omsetningskonsesjonærer fra 1. januar 1995 pålagt å rapportere langvarige avbrudd ( $> 3$  min.) og fra 2006 kortvarige avbrudd ( $\leq 3$  min.) til NVE [4]. Registrering og rapportering skal skje i hht FASIT kravspesifikasjon [6]. Myndighetskrav og endringer i registreringssystemer er videre omtalt i neste delkapittel.

Figur 2.1, Figur 2.3 og Figur 2.4 viser oppslutningen om den frivillige feilstatistikken 1 – 22 kV basert på FAS og FASIT-systemene. Tallgrunnlaget for figurene er avlest fra FASIT-publikasjonene [8]. Antall nettselskap totalt er vist i Figur 2.1 fra 1996 sammen med antall deltakende selskap, mens Figur 2.2 viser antall nettselskap som funksjon av antall sluttbrukere.

I løpet av de siste 10 år er antallet nettselskap redusert fra 180 til 136 som tilsvarer ca 24 % nedgang. På tross av at utviklingen har gått mot færre og større nettselskap, var det i 2005 fortsatt slik at 45 % av nettselskapene hadde færre enn 5000 kunder og i overkant av 90 % hadde færre enn 50 000. Likevel har antallet deltakere i den frivillige statistikken i samme periode økt fra ca 50 til 80 – 90 stk, tilsvarende i underkant av 30 % til ca 60 % av antall nettselskap totalt med distribusjonsnett.



Figur 2.1 Oppslutning om landsstatistikk 1 – 22 kV, antall deltakende everk/ nettselskap.



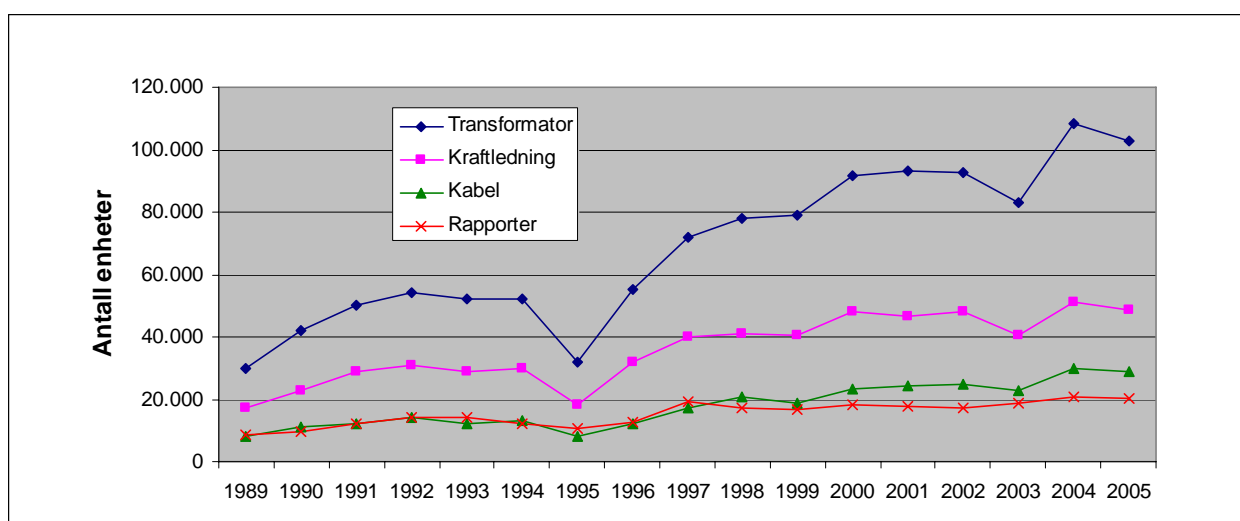
Figur 2.2 Antall nettselskap som funksjon av antall sluttbrukere.

Figur 2.1 viser at oppslutningen har variert noe fra år til år, men har totalt sett økt over perioden 1989 – 2005. Everkene som har bidratt med data fra år til år framgår av vedlegg 3. For å følge hvilke everk som har deltatt i de ulike årene kan informasjonen i vedlegg 3 kombineres med informasjon om organisasjons- og strukturendringer fra [21]. Som oversikten i vedlegg 3 viser har det variert noe hvilke everk som har bidratt med data fra år til år. Noen har kommet til mens andre har falt fra og atter andre har vært til og fra. Dette kan ha flere årsaker: Før ordningen med en FASIT-ansvarlig kontaktperson pr nettselskap ble innført i 1999 – 2000 [20] har det vært noe mer tilfeldig i hvilken grad noen har hatt ansvar for å sende inn data. Ansvaret kan ha vært flyttet

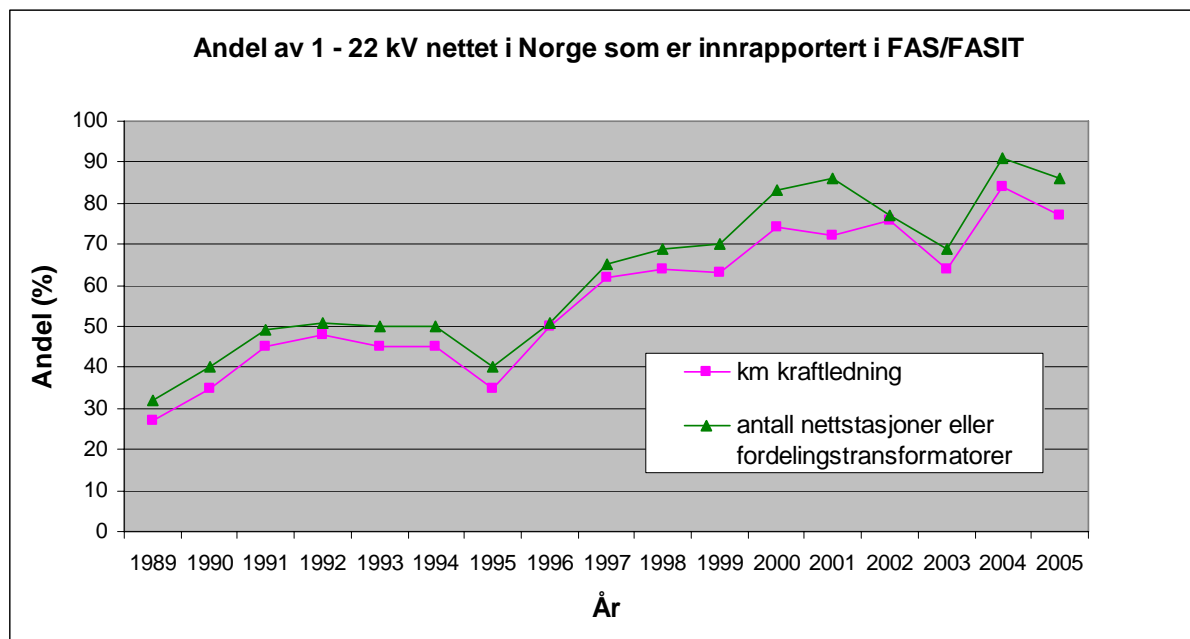
mellom ulike personer, noe som kan ha medført diskontinuitet i arbeidet. Videre har nettselskapene i varierende grad prioritert å registrere feil, og enkelte år har noen selskap f.eks. latt være å sende inn data fordi registreringene har vært for mangelfulle.

1995 og 2003 er som Figur 2.1 viser unntaksår i oppslutningen. I 1995 ble det innført et nytt system (FASIT) og de første myndighetskravene knyttet til registrering av langvarige avbrudd ble innført. Dette året var det frafall av 25 everk som hadde bidratt med data året før, mens 12 nye kom til. Innsendte data til denne statistikken er også en funksjon av purring. I 2003 ble imidlertid purringen gjennomført på et mye senere tidspunkt enn vanlig fordi det manglet finansiering av statistikkarbeidet. Dette er årsaken til at antallet deltagende everk falt dette året. Antallet var oppe i over 80 stk i 2000 – 2001, falt til 48 stk i 2003, men kom tilbake til over 80 igjen de siste to årene da det atter ble foretatt purring i tråd med innarbeidet rutine.

Figur 2.3 viser antall rapporter, antall km kraftledning og kabel samt antall fordelings-transformatorer som inngår i den frivillige statistikken for 1 – 22 kV anlegg, mens Figur 2.4 viser den relative andelen av hhv. det totale antallet km kraftledning 1 – 22 kV og antallet fordelings-transformatorer som inngår. Andelene har økt fra omkring 50 % i perioden rundt 1995 til ca 80 % i 2005. At 1995 og 2003 er unntaksår framgår også av disse figurene.



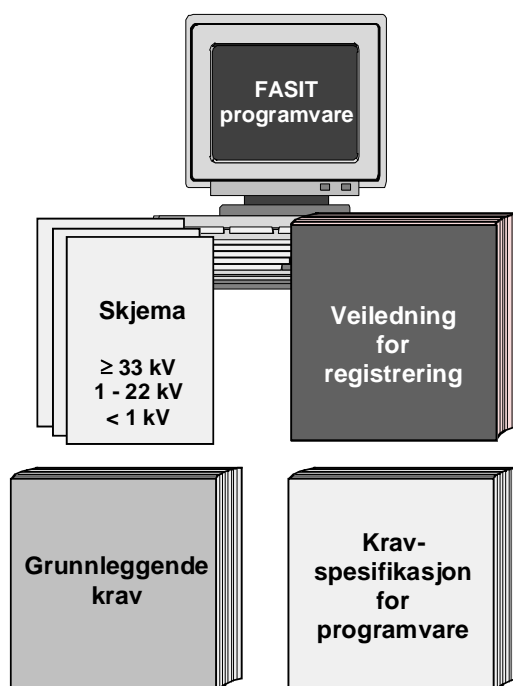
Figur 2.3 Antall anleggsdeler og rapporter som inngår i landsstatistikk 1 – 22 kV.



Figur 2.4 Andel av nettet i Norge som er innrapportert i FASIT. 1-22 kV.

## 2.3 REGISTRERINGS- OG RAPPORTERINGSSYSTEMET FASIT

FASIT (Feil og AvbruddsStatistikk I Totalnettet) ble utviklet i EFFEN-prosjektet **Feil- og avbruddsstatistikk** i perioden 1993-1995. Systemet bygger på FAS og Nordels retningslinjer for registrering av driftsforstyrrelser i hovednettet [13]. FASIT-opplegget består av følgende deler:



Figur 2.5 Oppbyggingen av FASIT.



- **Grunnleggende krav** (EFI TR A4364) ble utviklet innenfor EFFEN-prosjekt *Feil-og avbruddsstatistikk* og var basis for utvikling av FASIT-opplegget. Dette er senere blitt supplert med utvidede krav, særlig som følge av forskriftsendringer.
- **Veiledning for registrering av feil og avbrudd** (Enfo-publikasjon 346-1999) og **FASIT eksempelsamling** (EBL-K 139-2004, EBL-K 215-2006 (revidert versjon)) brukes av de som registrerer feil og avbrudd hos everkene.
- **Skjema** (se vedlegg 2) benyttes av de som registrerer feil og avbrudd til å registrere informasjon om hendelsen før dataene mates inn i programmet.
- **Kravspesifikasjon** som inneholder de krav som stilles til FASIT programvare [6]

Det er for tiden seks leverandører på markedet med FASIT-programvare. Disse er:

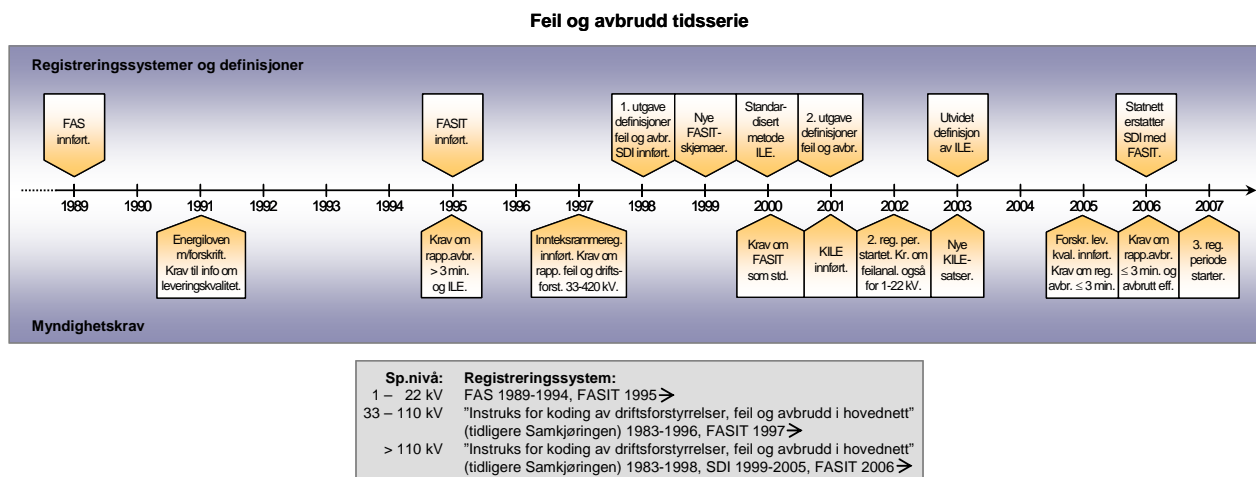
- Powel
- Tekla
- Cascade
- Smallworld systems
- TekØk Data
- Geodata

Programvareleverandører som ønsker å selge FASIT- programvare i Norge må igjennom en grundig test av programmet sitt. Alle leverandørene testes en gang i året for å sikre at programvaren er oppdatert på siste versjon av forskrifter og kravspesifikasjon. Gjennom en avtale med EBL Kompetanse erverver programvareleverandørene lisens til å bruke kravspesifikasjonen i utviklingen av FASIT- programvare, som imøtekommer NVEs krav til rapportering av feil og avbrudd. I lisensen inngår også krav til sertifisering av programvaren hos SINTEF Energiforskning. Dette er beskrevet på [www.fasit.no](http://www.fasit.no).

Målet var at FASIT skulle dekke alle spenningsnivå, men i praksis ble systemet de første årene kun benyttet i distribusjonsnett. Etter hvert stilte systemansvarlig (Statnett) krav om at driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå 33-110 kV skulle rapporteres på FASIT-format, og i forbindelse med en større revisjon av systemet i 1998 ble det utviklet et eget registreringsskjema for disse spenningsnivåene. Det nye skjemaet ble utarbeidet også for å kunne registrere opplysninger knyttet til produksjonsanlegg og kontrollutstyr på de samme spenningsnivåene.

FASIT ble koordinert med SDI – Statnetts Driftsforstyrrelse Informasjonssystem – som ble tatt i bruk i 1998. Systemet avløste da det opplegget som hadde vært i bruk siden 1970-tallet, og som ikke tilfredsstilte økte behov for statistikk. FASIT og SDI er koordinert via felles terminologi og anleggsstruktur, men SDI har i tillegg ivaretatt en del spesielle hovednettsformål som tidligere ikke ble dekket av FASIT (bl. a. registrering av utfall av enheter i kraftsystemet og vernrespons). Fra 2006 benyttes FASIT hos Statnett også for 132 – 420 kV anlegg.

Figur 2.6 nedenfor oppsummerer de viktigste endringer som har skjedd fra 1989 fram til i dag i registreringssystemer, definisjoner og myndighetskrav relatert til feil og avbrudd. En mer detaljert beskrivelse finnes i vedlegg 4.



Figur 2.6 Endringer i registreringssystemer, definisjoner og myndighetskrav, 1989 - 2007.

De viktigste myndighetskravene som har betydning for registrering og rapportering av feil og avbrudd er kravene om rapportering av langvarige avbrudd ( $> 3$  min., 1995), inntektsramme-regulering (1997), standardisert metode for ikke levert energi (2000), KILE<sup>1</sup> (2001) og rapportering av kortvarige avbrudd ( $\leq 3$  min., 2006).

FASIT-systemet gjennomgikk en større revisjon i 1998 og framsto i ny versjon fra 1999. Dette medfører at perioden 1989 – 2005 kan betraktes som tre statistikkperioder der FAS gjaldt i perioden 1989 – 1995 og FASIT første versjon 1995 – 1998, begge parallelt med Samkjøringen sin gamle instruks for koding av driftsforstyrrelser, feil og avbrudd i hovednett. I perioden 1999 – 2005 har andre versjon av FASIT vært i drift med justeringer i kravspesifikasjonen underveis og parallelt med SDI for 132 – 420 kV. Fra og med 2006 gjelder altså FASIT på alle nettnivå.

Som skissert i dette kapitlet er det i perioden 1989 – 2005 som omhandles av denne rapporten gradvis innført nye krav mht. registrering og rapportering av feil og avbrudd samt endringer i registreringssystemer. Datagrunnlaget om feil og avbrudd og resultatene presentert i denne rapporten må ses i lys av dette.

## 2.4 KRAFTNETTETS UTSTREKNING OG ELEKTRISITETSFORBRUK 1989 - 2005

For å vurdere eventuelle trender i dataene om feil og avbrudd gjennom perioden 1989 – 2005 kan det også være nyttig med litt bakgrunnsinformasjon om den generelle utviklingen i samfunnet og nettvirksomheten spesielt samt om endringer i kraftsystemet. I dette delkapitlet er det vist noen nøkkeltall for utviklingen i kraftnettets utstrekning, elektrisitetsforbruk og konsumprisindeks. Videre er det oppsummert de viktigste endringene i nettvirksomheten i denne perioden.

Sum kraftnett i Norge fordelt på antall km kraftledning og kabler på ulike spenningsnivåer i høyspenningsnettet samt antall krafttransformatorer og fordelingstransformatorer er vist i

<sup>1</sup> KILE = Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

Tabell 2.1 for 1989 og 2005. Tallgrunnlaget er basert på informasjon fra Statnetts årsstatistikker for 33 – 420 kV og FAS/FASIT-publikasjonene for 1 – 22 kV [8 – 11].

Tabell 2.1 Kraftnettets utstrekning i perioden 1989 - 2005 [8 – 11].

		1989	2005	Endring [%]
33 – 420 kV <sup>*)</sup>	Kraftledning (km)	27 750	30 360	+ 9
	Kabel (km)	996	1 325	+ 33
	Krafttransformator (antall)	2 237	2 719	+ 22
1 – 22 kV	Kraftledning (km)	70 322	63 257	- 10
	Kabel (km)	24 803	33 332	+ 34
	Fordelingstransformator (antall)	110 050 <sup>**) </sup>	119 637	+ 9

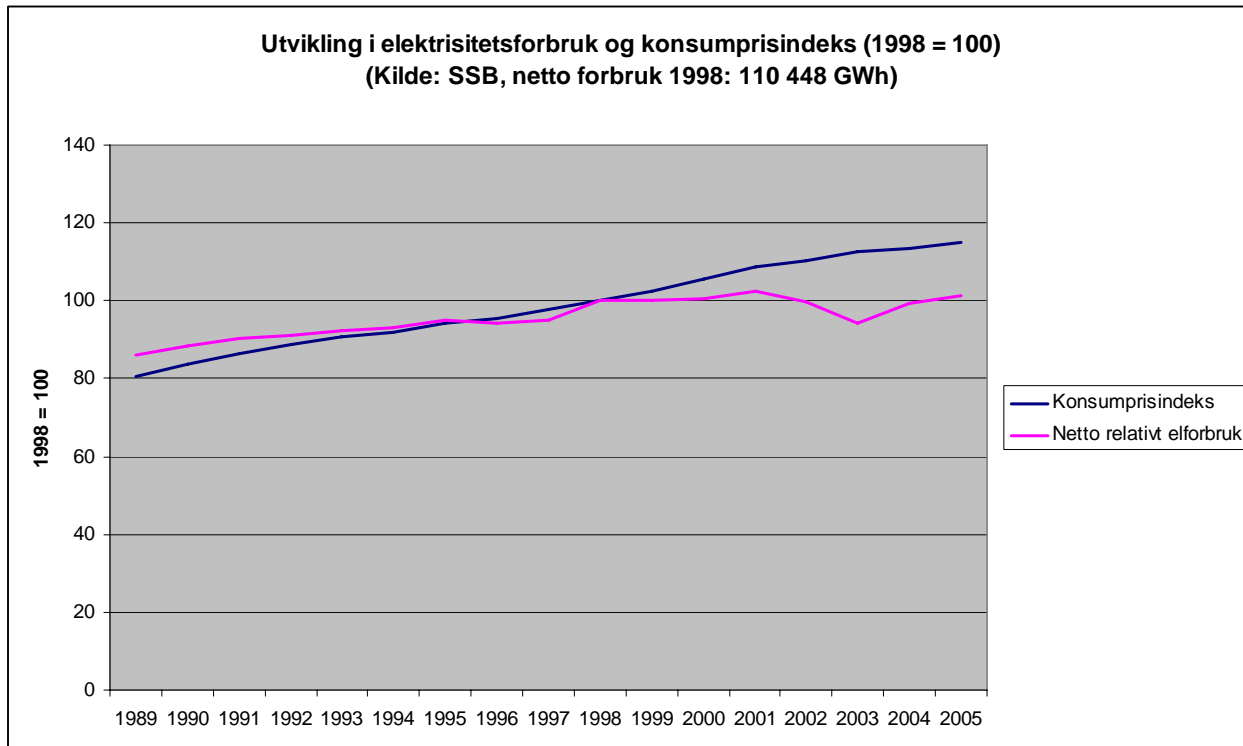
<sup>\*)</sup> Antall anleggsdeler for 33 – 110 kV anlegg er ikke komplett for 1989. Usikkert hvor mye som mangler.

<sup>\*\*)</sup>  I 1989: Antall nettstasjoner.

Av elektrisitetsstatistikken til Statistisk sentralbyrå (SSB) framgår det totale antallet km kraftledning og kabel i Norge i sum for alle spenningsnivå 0,23 – 420 kV [15]. I 2004 var det totalt 204 891 km kraftledninger og 124 958 km jord- og sjøkabler. Antallet km kraftledning i Tabell 2.1 utgjør totalt ca. 46 % av det totale antallet km kraftledning, mens antallet km kabel totalt utgjør rundt 30 %. Dette betyr at lavspenningsnettet (< 1 kV) står for over 50 % av luftnettet og 70 % av kabelnettet i Norge. Denne rapporten omhandler kun feil på anleggsdeler og planlagte utkoblinger i høyspenningsnettet samt avbrudd som skyldes hendelser i høyspenningsnettet.

Av tabellen framgår også at det har vært en reduksjon på 10 % i antall km kraftledninger i høyspennings distribusjonsnett (1 – 22 kV) fra 1989 til 2005, mens det har vært en økning på over 30 % i antall km kabel på alle høyspenningsnivå i samme periode. I regional- og sentralnettet har det også vært en viss økning i utstrekningen på luftnettet. Transformatorytelsen har økt fra 27086 MVA i 1989 til 37890 MVA i 2004. Dette innebærer en økning i ytelsen på 40 %, mens antallet transformatorer totalt har økt med 9 %. Ytelsen pr transformator har dermed økt med 29 % i denne perioden, noe som innebærer en viss utskifting til større transformatorer.

Figur 2.7 viser den relative utviklingen i elektrisitetsforbruk og konsumprisindeks i perioden 1989 – 2005 [12, 15]. I denne perioden har elforbruket økt med 17 %, mens konsumprisindeksen har økt med 43 %. I samme periode har befolkningen økt fra 4,23 til 4,62 millioner mennesker [16]. Elektrisitetsforbruket pr innbygger har økt med 7,5 %, fra ca 22520 kWh i 1989 til ca 24210 kWh i 2005.



Figur 2.7 Utvikling i elforbruk og konsumprisindeks i perioden 1989 – 2005, 1998 = 100.

Det henvises til [17] for nærmere beskrivelser av aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet og beskrivelser av investeringer i ulike perioder holdt opp mot utviklingen i elforbruket.

Det meste av statistikkperioden 1989 – 2005 som dekkes av denne rapporten omfatter perioden etter energiloven trådte i kraft i 1991. Nettvirksomheten har stått overfor betydelige endringer i kjølvannet av energiloven. Dette er omtalt og dokumentert i rapporten "Sårbarhet i kraftnett – en forstudie" [17]. De viktigste endringer og utviklingstrekk som har betydning for kraftnettet kan oppsummeres som følger:

- Innføring av inntektsrammereguleringen i 1997 og KILE-ordningen i 2001
- Betydelig reduksjon i antall årsverk, nærmere 50 % færre i perioden 1994 – 2003
- Høy gjennomsnittsalder på ansatte i tekniske yrker (spesielt de med fagbrev)
- Høy gjennomsnittsalder på luftnettet (> 30 år)
- Færre investeringer og økt utnyttelse av kapasiteten i kraftsystemet, endret driftsmønster ( se også [17])
- Omstrukturering i færre og større nettselskap, utskillelse og innleie av entreprenørvirksomhet, nye oppgaver og nye behov for kompetanse
- Økende IKT-avhengighet i kraftforsyningen
- Mer bruk av fjernstyring, automatisering, reserveaggregater, arbeid under spenning mm.

### 3 DEFINISJONER OG DATAGRUNNLAG

#### 3.1 DEFINISJONER

Utdrag fra definisjonsheftet utgitt av "Referansegruppe for feil og avbrudd" er gitt i vedlegg 1 [2]. Nedenfor er de viktigste begrepene som benyttes i denne rapporten gjengitt [2, 4]:

<i>Avbrudd</i>	Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen er under 1 % av kontraktsmessig avtalt spenning. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd ( $> 3$ min.) og kortvarige avbrudd ( $\leq 3$ min.)
<i>Avbruddsvarighet</i>	Tid fra avbrudd inntreffer til sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktsmessig avtalt spenning.
<i>Ikke levert energi</i>	Beregnet mengde elektrisk energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet.
<i>Rapporteringspunkt</i>	Leveringspunkt med krav om rapportering av avbrudd til NVE. Rapporteringspunkt er lavspenningssiden av fordelingstransformatorer, samt høyspenningspunkt med levering direkte til sluttbruker.
<i>Feil</i>	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.
<i>Varig feil</i>	Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig. En varig feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar.
<i>Forbigående feil</i>	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 resetting av datamaskin.
<i>Feilårsak</i>	Forhold knyttet til konstruksjon, produksjon, installasjon, bruk eller vedlikehold som har ført til en feil på en enhet. Feilårsak klassifiseres i <i>utløsende</i> -, <i>bakenforliggende</i> - og <i>medvirkende</i> årsak.

### 3.2 DATAGRUNNLAG – KILDER OG OMFANG

Arbeidet med statistikkene er organisert på følgende måte:

#### **Statnett:**

132-420 kV:

- Systemansvarlig analyserer og registrerer alle driftsforstyrrelser og utarbeider landsomfattende statistikk
- Statistikk over alle feil og ILE under driftsforstyrrelser og utfall for leveringspunkter
- Fra 1999 er alle vernresponser registrert

33-110 kV:

- Anleggseierne analyserer og registrerer driftsforstyrrelser og sender resultatet til systemansvarlig som utarbeider statistikk. Fra 2003 er Statnett mer involvert også på disse spenningsnivåene
- Statistikk over alle feil og ILE under driftsforstyrrelser
- Rapportering var frivillig for 33 – 110 kV også før 1997, og Statnett sine statistikker dekker ikke 100 % av disse spenningsnivå før i 1998-1999.

#### **EBL Kompetanse:**

1-22 kV:

- Frivillig rapportering fra anleggseierne av driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger. SINTEF Energiforskning utarbeider landsomfattende statistikk
- Omfatter om lag 80 % av distribusjonsnettet
- Statistikk over feil og ILE
- Trolig mangelfull registrering av feil i vern, kontroll- og automatiseringsanlegg

#### **NVE:**

- Pålagt rapportering fra anleggseierne av antall avbrudd (varslede og ikke varslede), avbruddsvarighet og ILE for rapporteringspunkt, antall sluttbrukere, de internasjonale avbruddsindeksene SAIFI, CAIFI, SAIDI og CAIDI mm.
- Statistikk over varslede og ikke varslede avbrudd pr rapporteringspunkt samt ILE og KILE, fordelt på varslede og ikke varslede avbrudd, spenningsnivå, sluttbrukergrupper.

SINTEF Energiforskning forvalter på vegne av nettselskapene dataene som rapporteres til den årlige FASIT-statistikken og utgis i publikasjoner fra EBL Kompetanse. Denne databasen omfatter data for årene 1995 – 2005 og dekker fra rundt 50 % av høyspennings distribusjonsnettet de første årene til rundt 80 % i dag. I tillegg finnes det tilsvarende data rapportert på FAS-format tilbake til 1989. Feildata for 33 – 110 kV anlegg rapporteres til Statnett på FASIT-format, og data for 132 – 420 kV er registrert i Statnetts SDI-database (SDI er koordinert med FASIT).

Analysen som gjengis i denne rapporten har bakgrunn i følgende datakilder:

- Feilstatistikk. Dette omfatter alle FAS og FASIT - publikasjoner for statistikkårene 1989-2005 [8, 9].
- Statnetts årsstatistikk. Dette omfatter driftsforstyrrelser i 33-420 kV – nettet for statistikkårene 1989-2005 [10, 11].
- Avbruddstatistikk. Dette omfatter NVEs database over avbrudd for statistikkårene 1995-2004 samt NVEs publisering for 2005 [12].

I tillegg til publikasjonene referert over, er det også foretatt utfyllende analyser på de innrapporterte data (gjelder først og fremst for feilstatistikken 1 – 22 kV og NVEs avbruddsstatistikk).

Det framgår av FAS- og FASIT-skjemaene i vedlegg 2 hva slags opplysninger som registreres ifm feil og avbrudd. Videre er formatet for rapportering til de tre ovennevnte statistikkansvarlige gitt i FASIT kravspesifikasjon [6]. Som nevnt har det vært endringer underveis i perioden 1989 – 2005 blant annet som følge av endringer i myndighetskrav. I tillegg har det vært endringer i publiseringen av dataene i de nevnte statistikker. Dette har medført at det ikke er kontinuitet i hvilke data som er presentert gjennom perioden samt at det til en viss grad også er inkonsistens i det presenterte tallmaterialet. Sistnevnte kan innebære en viss usikkerhet i tolkningen av dataene. I denne rapporten er det forsøkt så langt som mulig å presentere de dataene som det finnes kontinuerlig grunnlag for, men det er også laget framstillinger som dekker kun siste 10-års eller 5-årsperiode.

Ettersom ikke hele 1 – 22 kV nettet er med i statistikkgrunnlaget for feil på anleggsdelene, er det foretatt en oppskalering av dataene til landsnivå ihht samme prosedyre som beskrevet i [18]:

### **Driftsforstyrrelser:**

I registreringen av feil skilles det mellom henholdsvis varige og forbigående feil.

Antall forbigående feil:

Rapportert antall feil pr år skaleres med andel km kraftledning av totalt antall km kraftledning for Norge.

Antall varige feil:

Rapportert antall feil pr år skaleres med andel km kraftledning (2/3 vekt) og andel km kabel (1/3 vekt) av totalt antall km kraftledning og kabel for Norge.

### **Planlagte utkoblinger:**

Rapportert antall planlagte utkoblinger pr år skaleres med andel nettstasjoner eller fordelingstransformatorer (avhengig av hva som er tilgjengelig i statistikken) av totalt antall nettstasjoner eller fordelingstransformatorer for Norge. En nettstasjon kan inneholde flere fordelingstransformatorer, noe som skaper en viss usikkerhet i skalafaktoren.

De skalerte verdiene for ILE på landsbasis på grunn av feil på 1 – 22 kV anlegg er vist i Tabell 3.1 sammen med ILE som skyldes 1 – 22 kV fra NVEs avbruddstatistikk. Underlagsdata fra feilstatistikken er gjengitt i vedlegg 5. Det finnes data fra og med 1999 for å gjøre en slik sammenlikning. Tabellen viser at de oppskalerte verdiene avviker noe fra de rapporterte. I hovedsak er avviket negativt, dvs at de skalerte verdier er lavere (i størrelsesorden 0-20 % for lave) enn de rapporterte data til NVE.

Tabell 3.1 Sammenlikning av skalerte verdier fra frivillig feilstatistikk 1-22 kV mot NVEs avbruddstatistikk.

År	ILE pga driftsforstyrrelser [MWh]			ILE pga planlagte utkoblinger [MWh]		
	Skalert	NVE	Avvik [%]	Skalert	NVE	Avvik [%]
1999	13674	15766	-13	9020	9674	-7
2000	11471	13654	-16	6993	8320	-16
2001	10019	12298	-19	4215	4120	2
2002	9058	9022	0	4425	4108	8
2003	13705	12599	9	4926	4506	9
2004	6899	8223	-16	3424	3806	-10
2005	8291	8400	-1	3869	3900	-1

Avviket mellom de oppskalerte data fra feilstatistikken og NVEs avbruddsstatistikk er i enkelte år av en viss betydning. Til tross for at feilstatistikken for de årene som inngår i Tabell 3.1 dekker 70 – 80 % av nettet, vil selve skaleringen representere en viss usikkerhet. Av andre forhold som kan bidra til å forklare avvikene kan nevnes følgende:

- Feilstatistikken skiller på ILE pga driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger, mens avbruddsstatistikken skiller på ILE pga varslede og ikke varslede avbrudd. ILE pga planlagte ikke varslede utkoblinger inngår i summen for ILE pga ikke varslede avbrudd i NVEs avbruddsstatistikk, mens det i feilstatistikken er inkludert i planlagte utkoblinger.
- For 1999 og 2000 inneholder NVEs tall også ILE som skyldes hendelser på spenningsnivå over 33 kV som medfører avbrudd på 1 – 22 kV nivå.
- Skaleringen er basert på data fra de nettselskapene som har sendt inn data. Det er oftest mindre nettselskap som ikke inngår i feilstatistikken for 1 – 22 kV. Omtrent halvparten av disse bidrar med data mot 75 – 100 % av de største [8].

Vi velger likevel å benytte oppskalert feilstatistikk i disse analysene, fordi feilstatistikken er den eneste kilden til å etablere trendoversikter for å analysere utviklingen i antall feil på ulike anleggsdeler, feilårsaker og konsekvenser på spenningsnivå 1-22 kV.

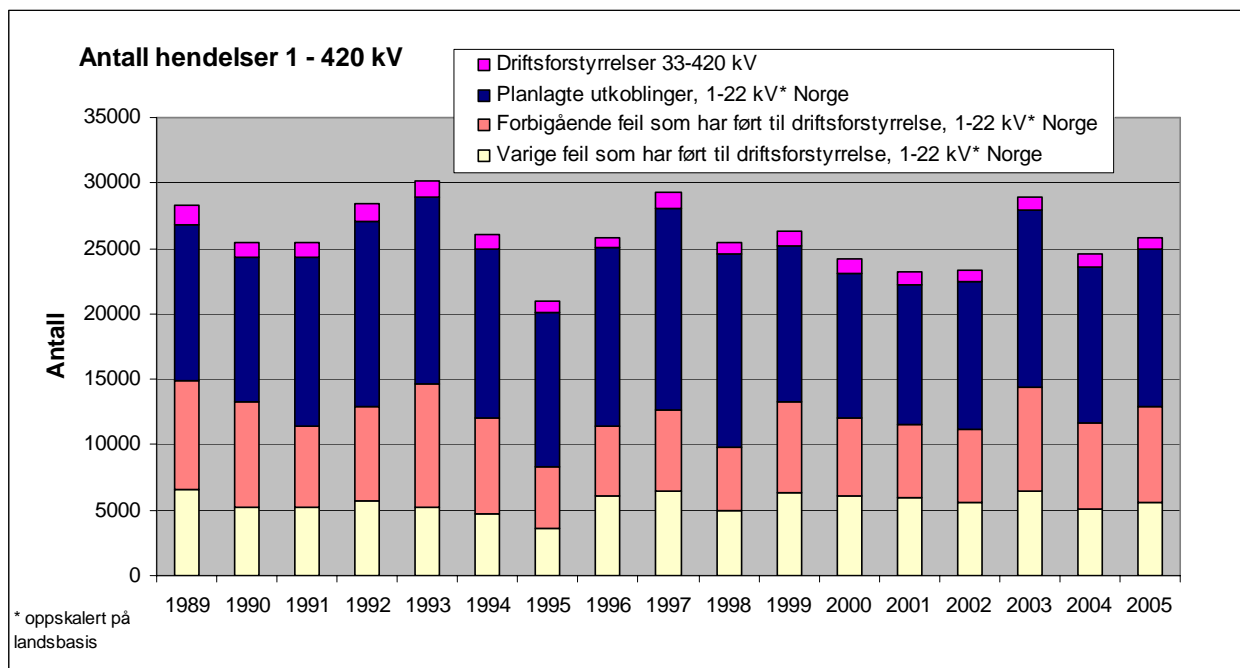
Som beskrevet foran er heller ikke hele 33 – 110 kV nettet med i feilstatistikken i alle år før i 1998 – 1999. Vi har imidlertid ikke hatt informasjon tilgjengelig til å kunne foreta en tilsvarende oppskalering. Sammenliknet med 1 – 22 kV utgjør hendelser i 33 – 110 kV en relativt liten andel av det totale antallet feil, driftsforstyrrelser og avbrudd, slik at de manglende data for disse spenningsnivåene får mindre betydning for det totale bildet som presenteres i rapporten.



## 4 OVERSIKT OVER HENDELSER OG KONSEKVENSER 1989 – 2005

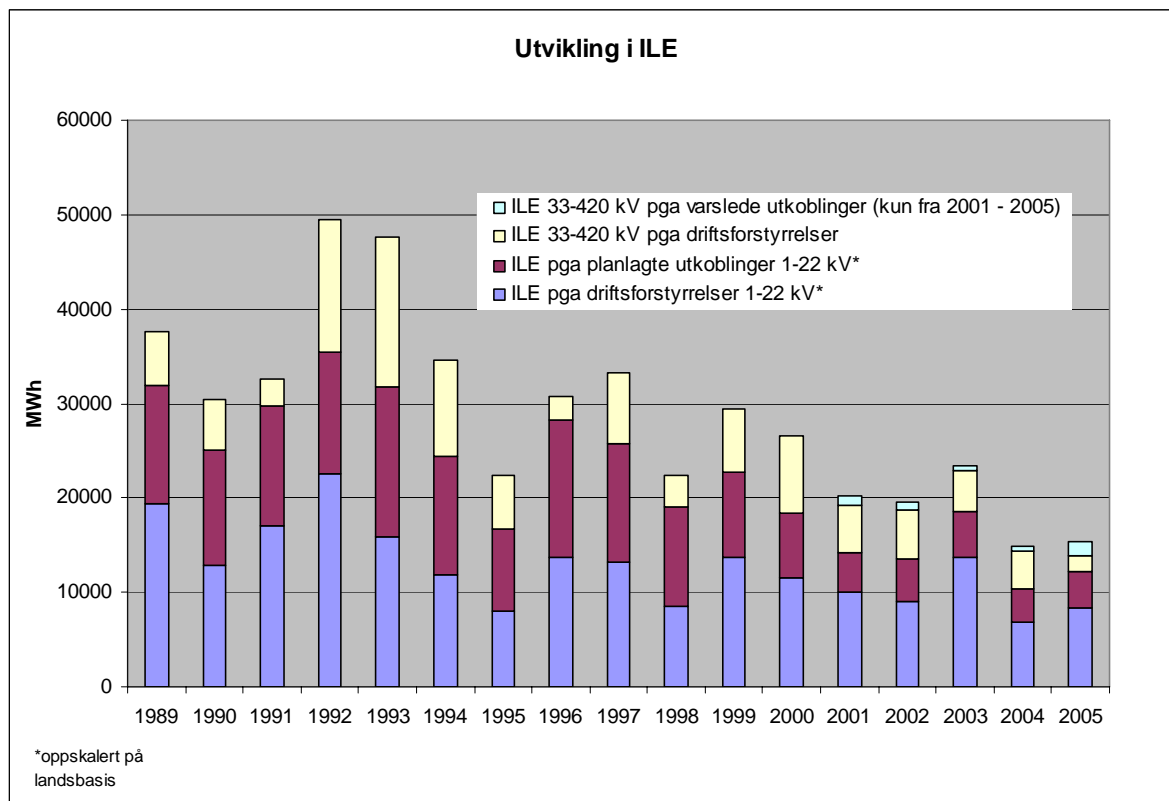
Dette kapitlet gir en oversikt over antall hendelser og ikke levert energi i sum for Norge samt en oversikt over konsekvenser for sluttbrukere. Feil og driftsforstyrrelser behandles mer detaljert i kap. 5, mens planlagte utkoblinger og avbrudd for sluttbrukere behandles hhv. i kap. 6 og 7.

### 4.1 ANTALL HENDELSER OG IKKE LEVERT ENERGI

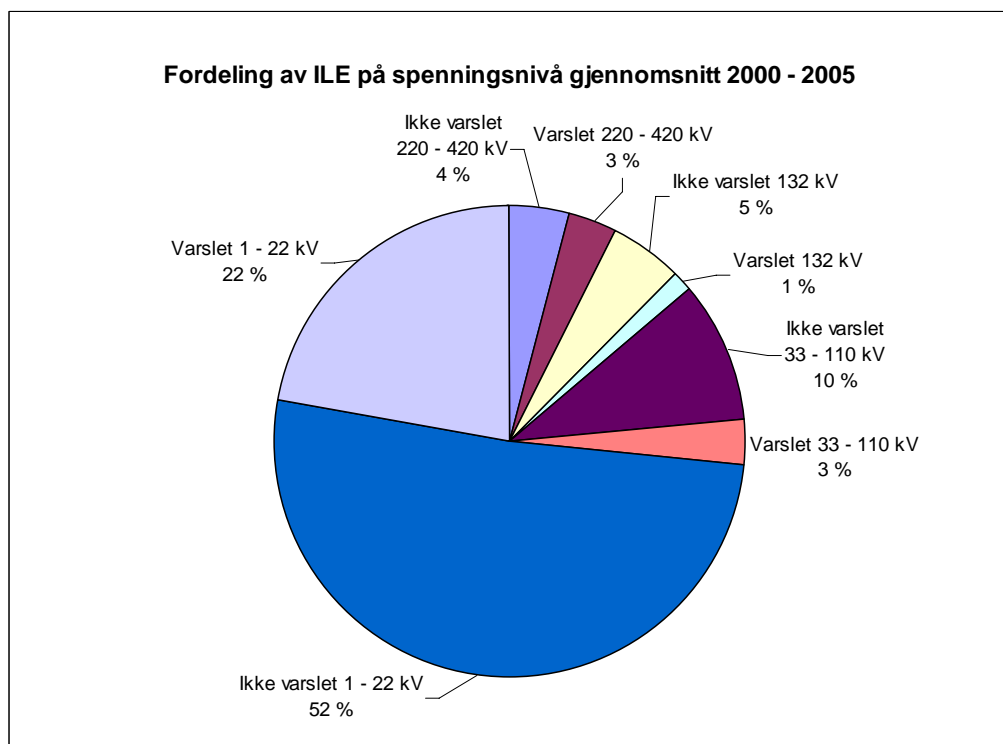


Figur 4.1 Antall hendelser i det norske høyspenningsnettet i perioden 1989 til 2005 basert på oppskalerte tall for 1 – 22 kV. For 33 – 420 kV er antallet planlagte utkoblinger ikke rapportert.

Figur 4.1 og Figur 4.2 viser en oversikt over antall hendelser i det norske høyspenningsnettet 1 – 420 kV og ikke levert energi (ILE) for perioden 1989 – 2005, og Figur 4.3 viser ILE fordelt på spenningsnivå. Figurene viser at det har vært en viss nedgang i antall hendelser totalt for Norge fra perioden før 1995 til perioden etter 1995, hovedsakelig pga nedgang i antall forbigående feil i 1 – 22 kV anlegg i den første perioden. De siste 10 årene har antall hendelser pr år i sum vært relativt uendret. Forbigående feil ble noe nedprioritert i registreringsarbeidet da FASIT-systemet og kravene om å rapportere langvarige avbrudd (> 3 min.) ble innført i 1995. Som vist i kap. 2 er 1995 et unntaksår for 1 – 22 kV og antallet feilhendelser antas å være underrapportert dette året, blant annet som følge av vektlegging av kravene om avbruddsrapportering. Ikke levert energi har hatt en betydelig nedgang fra i gjennomsnitt 37 GWh pr år i perioden 1989 – 1995 til i gjennomsnitt 23 GWh i perioden 1996 – 2005. Det har vært nedgang både i ILE som skyldes driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger med unntak av årene 1992 og 1993 da orkaner langs kysten medførte vesentlig mer ILE i sum enn i øvrige år. Informasjon om ILE som skyldes planlagte utkoblinger i 33 – 420 kV anlegg finnes kun for årene 2001 – 2005 (se Figur 4.2). Disse forholdene er nærmere utdypet i kap. 5 – 7.



Figur 4.2 Utvikling i ILE forårsaket av ulike spenningsnivå og type hendelser basert på tall fra feilstatistikken, 1989 - 2005. Oppskalert for 1 – 22 kV.



Figur 4.3 ILE fordelt på spenningsnivå, gjennomsnitt 2000 – 2005.

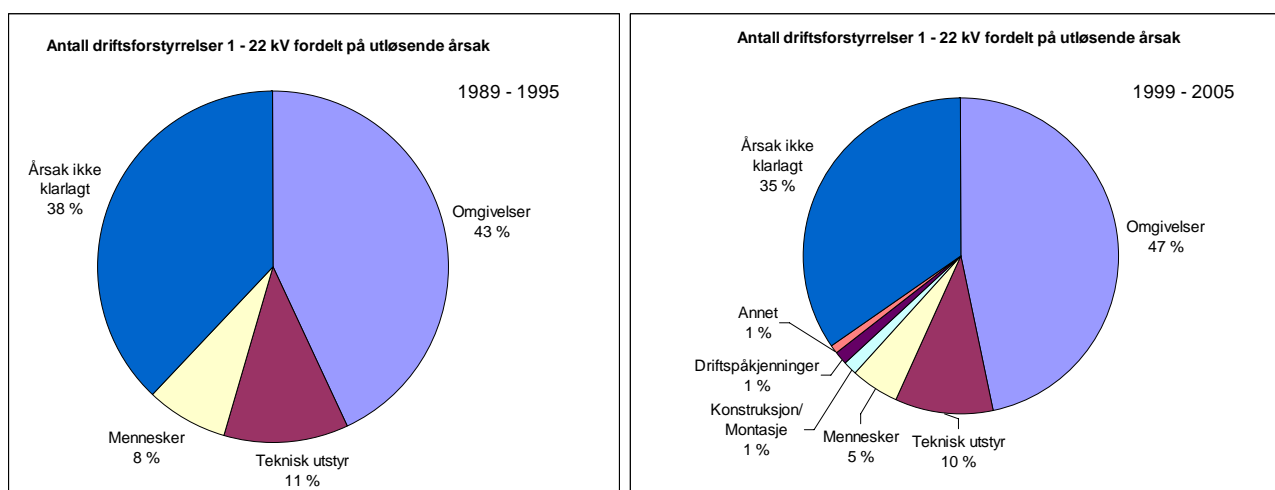
Figur 4.3 viser at høyspennings distribusjonsnett i gjennomsnitt de siste 6 årene har stått for ca 74 % av den totale ILE for Norge. 29 % av ILE skyldes varslede planlagte utkoblinger og 22 % av disse har opphav i distribusjonsnettet. En detaljert oversikt over ILE fordelt på spenningsnivå og varslede og ikke varslede avbrudd er gitt i senere kapitler.

## 4.2 ÅRSAKER OG FEIL PÅ ANLEGGSDELER

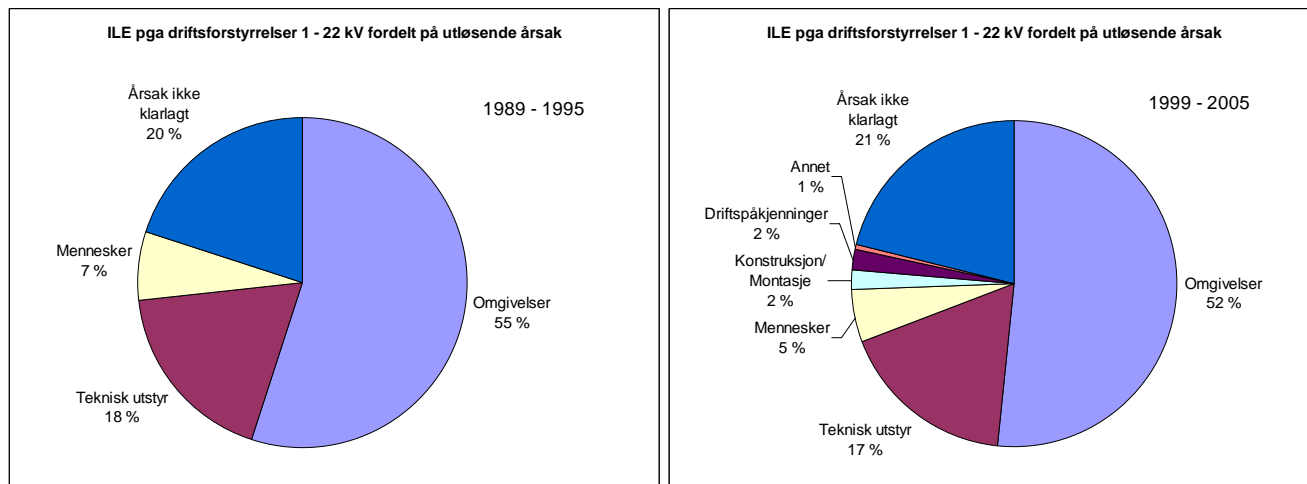
Utløsende årsaker (se def. i vedlegg 1) i FASIT er inndelt på følgende måte:

- Omgivelser (torden, vind, snø/is, salt/forurensning, fugl/dyr, vegetasjon mm.)
- Mennesker (feilbetjening, arbeid/prøving, trefelling, graving, hærverk/sabotasje mm)
- Teknisk utstyr (aldring, slitasje, korrosjon, dårlig kontakt, skadet/defekt, løse deler mm)
- Konstruksjon/Montasje etc. (konstruksjons-/dimensjoneringsfeil, montasjefeil, feil innstilling/justering, mangelfulle instruksjoner/rutiner, mangelfullt vedlikehold mm.)
- Driftspåkjenninger, tidligere feil, ingen utløsende årsak, årsak ikke klarlagt

Figur 4.4 og Figur 4.5 viser antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi fordelt på utløsende årsak for 1 – 22 kV i gjennomsnitt for hhv. perioden 1989 – 1995 og 1999 – 2005. Tilsvarende er vist i Figur 4.6 og Figur 4.7 for 33 – 420 kV. Inndelingen i disse periodene er dels valgt ut fra at det er diskontinuitet i hvilke data som er presentert i statistikk-publikasjonene og dels ut fra at årsaksgruppene ble oppdelt i flere kategorier fra 1999. Utviklingen år for år i perioden 1989 – 2005 er nærmere utdypet i kap. 5 – 7.

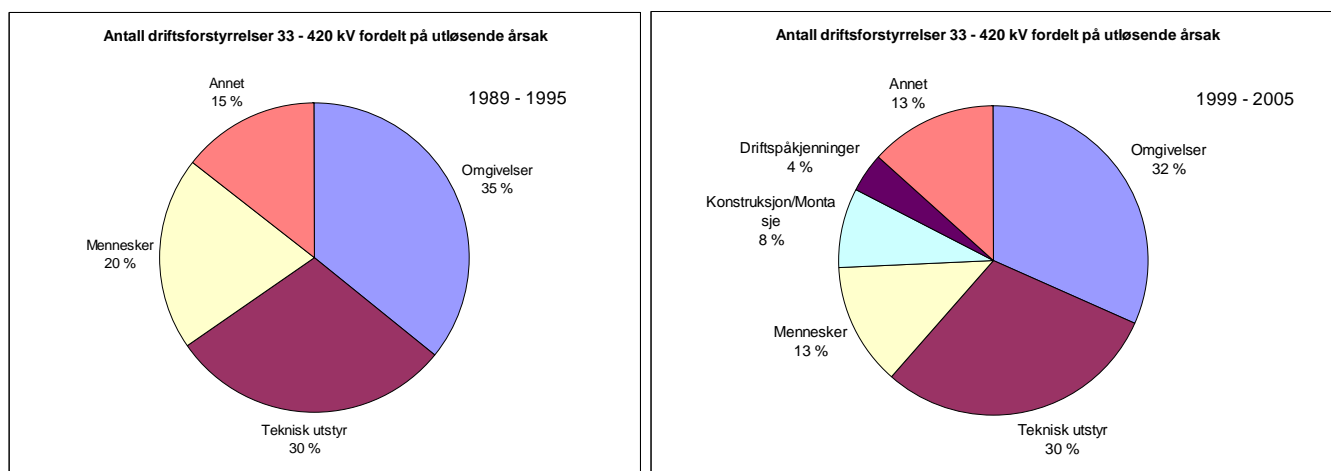


Figur 4.4 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak i gjennomsnitt for periodene 1989 – 1995 og 1999 – 2005, for 1 – 22 kV.

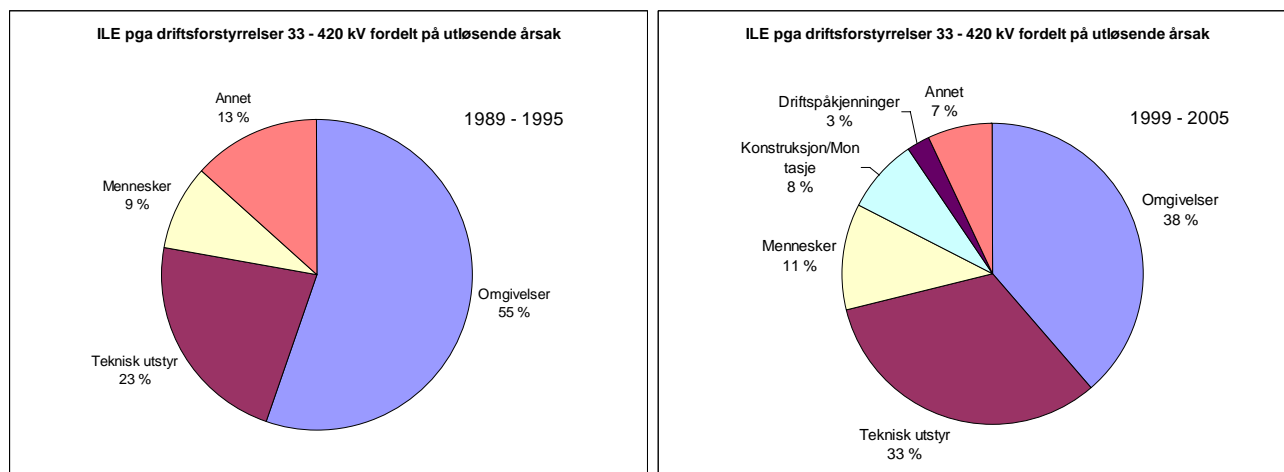


Figur 4.5 ILE fordelt på utløsende årsak i gjennomsnitt for periodene 1989 – 1995 og 1999 – 2005, for 1 – 22 kV.

Figur 4.4 og Figur 4.5 viser at "Omgivelser" er den dominerende årsaksgruppen i distribusjonsnett og er ansvarlig for i underkant av 50 % for antall driftsforstyrrelser og i overkant av 50 % av ILE. "Teknisk utstyr" står for hhv ca 10 % og 17-18 %, mens "Mennesker" representerer 5 – 8 %. I gjennomsnitt har mer enn 35 % av antall driftsforstyrrelser og ca 20 % av ILE årsak ikke klarlagt. I Figur 4.6 og Figur 4.7 for 33 – 420 kV inngår årsak ikke klarlagt i "Annet" og representerer en betydelig mindre andel på disse spenningsnivåene. Her bidrar feil på "Teknisk utstyr" til ca 30 % av driftsforstyrrelsene og 20 – 30 % av ILE. Også kategorien "Mennesker" står for en høyere andel her. Figurene viser at det er liten forskjell på fordelingen av utløsende årsaker for de to periodene med unntak av ILE for 33 – 420 kV pga "Omgivelser" som var 55 % i perioden 1989 – 1995 mot 38 % i 1999 - 2005. En mer detaljert inndeling i årsaksgrupper fra 1999 har medført at noen feil som tidligere ble registrert i kategoriene "Mennesker" og "Teknisk utstyr" i senere år korrekt har blitt plassert i de nye gruppene "Konstruksjon/Montasje etc." og "Driftspåkjenninger".



Figur 4.6 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak i gjennomsnitt for periodene 1989 – 1995 og 1999 – 2005, for 33 – 420 kV.



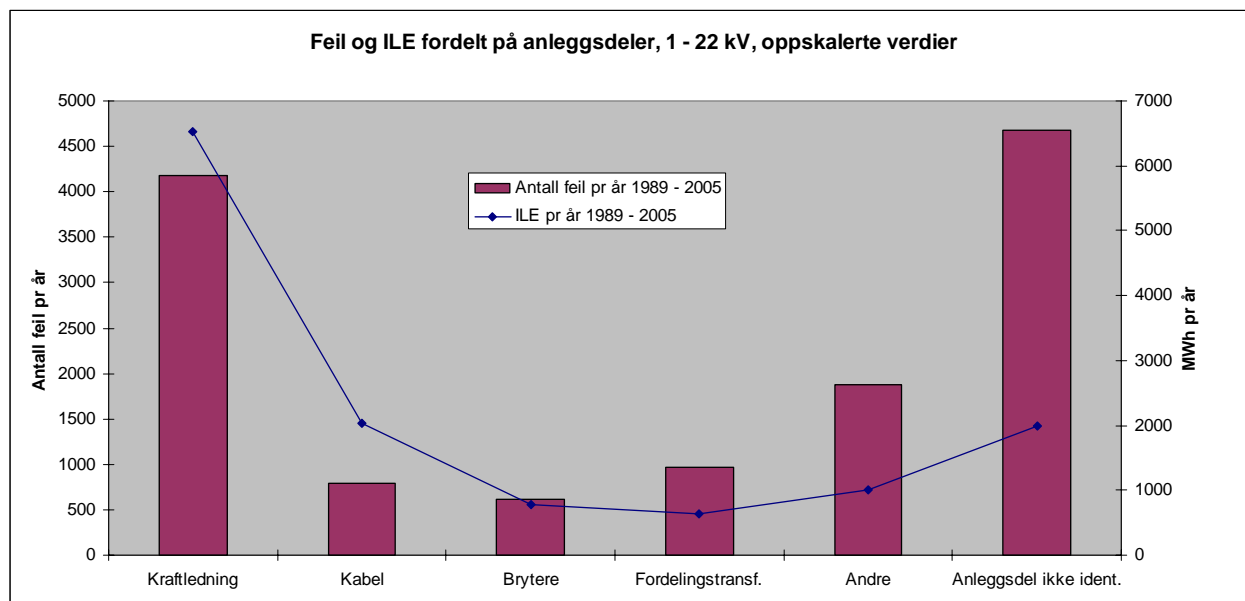
Figur 4.7 ILE fordelt på utløsende årsak i gjennomsnitt for periodene 1989 – 1995 og 1999 – 2005, for 33 – 420 kV.

Figur 4.8 og Figur 4.9 viser antall feil og ILE pr år fordelt på ulike anleggsdeler for hhv 1 – 22 kV og 33 – 420 kV. Anleggsdel er definert som utstyr som utfører en hovedfunksjon i et anlegg, mens komponent er del av anleggsdel [2]. Anleggsdelene er gruppert i FASIT på følgende måte (vist kun for nettanlegg):

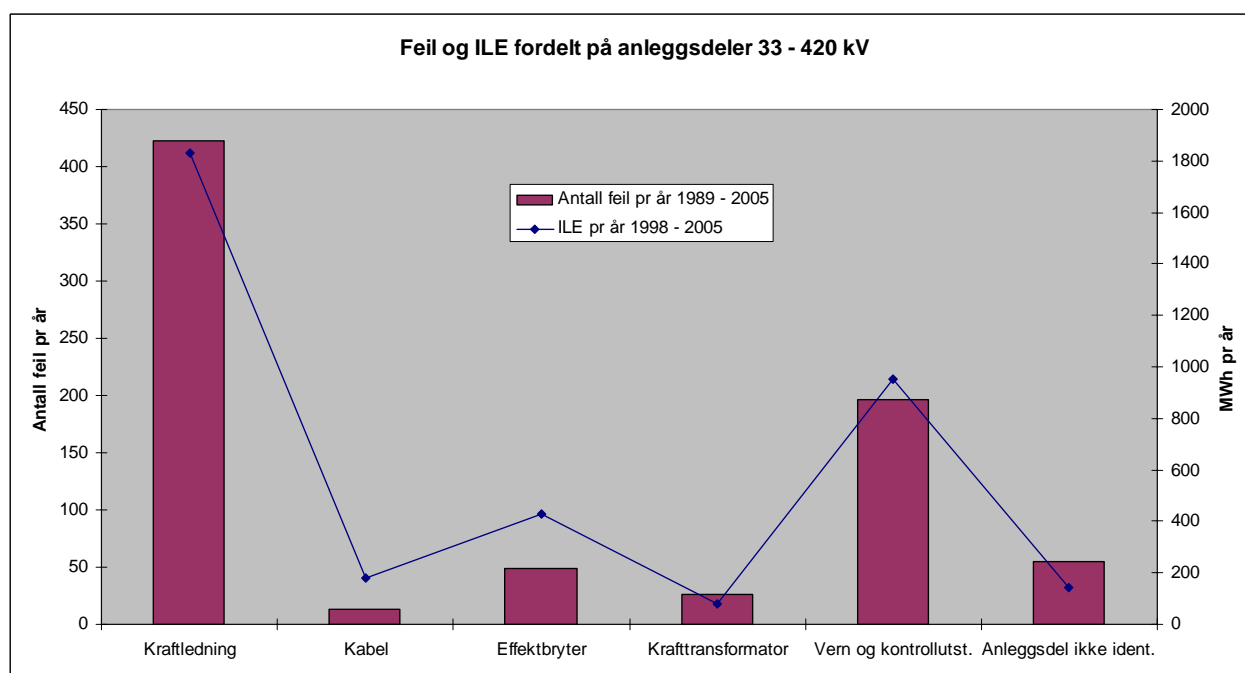
Tabell 4.1 Anleggsdeler og komponenter slik de er gruppert i FASIT [6].

Anleggsdel	Komponenter
Kraftledning	Mast, faseline, toppline, loop, skjõt, isolator, travers, bendsel, avspenningshylse, klemme, bardun, forankringsstag mm.
Kabel	Kabel, skjõt, overgangsskjõt, endeavslutn., kabelsko/klemme mm.
Transformator	Gjennomføring, kjøleutstyr, trinnkopler, ekspansjonskrets, trafokasse, innvendige enheter mm.
Effektbryter	Spenningspåkjent del, drivmekanisme, isolasjon mot jord mm.
Skillebryter	Spenningspåkjent del, drivmekanisme, isolasjon mot jord mm.
Samleskinne	Faseleder, isolasjon mot jord, klemme, kontakt, stativ mm.
Vern	Måleenhet, prøveenhet, ut/inn-enhet, signalindikeringsenhet mm.
Øvrige anleggsdeler: Sikring, kabelskap, kondensatorbatteri, reaktor, SVC, avleder, spenningstransformator, strøm-transformator, HF-sperre, slukkespole, stasjonsforsyning, spenningsregulator, fjernstyring, koplingsutstyr, måle- og meldeutstyr, signaloverføring, datautstyr, brannteknisk anlegg m.fl.	

I distribusjonsnettet har det vært i overkant av 12000 feil pr år som har medført nærmere 13000 MWh ILE pr år i perioden 1989 - 2005. Figur 4.8 og Figur 4.9 viser at i underkant av 40 % av feilene har anleggsdel ikke identifisert, men disse representerer kun ca 15 % av ILE. Kraftledning representerer 34 % av alle feil og 50 % av ILE. Tilsvarende tall for 33 – 420 kV er vist i Figur 4.9. For disse spenningsnivåene er ILE fordelt på anleggsdeler ikke tilgjengelig før 1998 [11].



Figur 4.8 Antall feil og ILE fordelt på anleggsdeler i perioden 1989 – 2005, 1 – 22 kV, oppskalerte verdier.



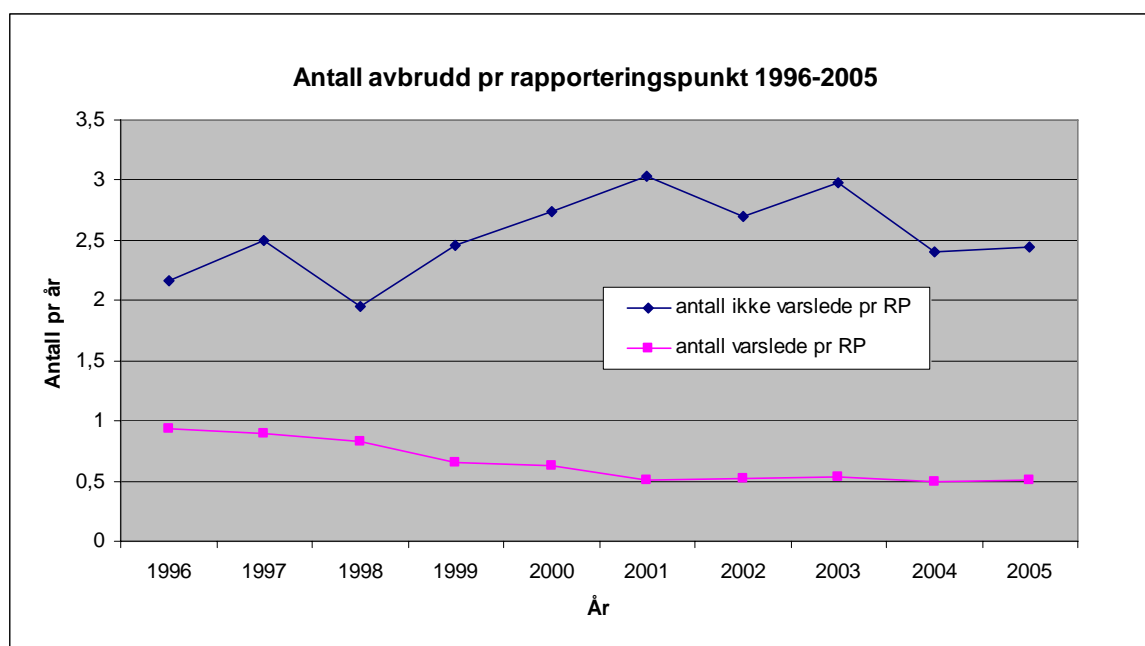
Figur 4.9 Antall feil og ILE fordelt på anleggsdeler for hhv periodene 1989 – 2005 og 1998 - 2005, 33 – 420 kV.

I 33 – 420 kV nettet har det i perioden 1989 - 2005 vært i underkant av 800 feil pr år som har medført ca 3600 MWh ILE pr år. Kraftledning dominerer også på disse spenningsnivåene med i overkant av 50 % av antall feil og ILE. Anleggsdel ikke identifisert utgjør kun 4 – 7 %, mens vern og kontrollutstyr er nest største bidragsyter med 26 % av antall feil og ILE. Feil på vern og kontrollutstyr og tilhørende ILE i distribusjonsnettene representerer ca 1 % av registrerte data pr år de siste årene. Slike feil er ofte mer krevende å avdekke. Typisk oppdages feil på vern og

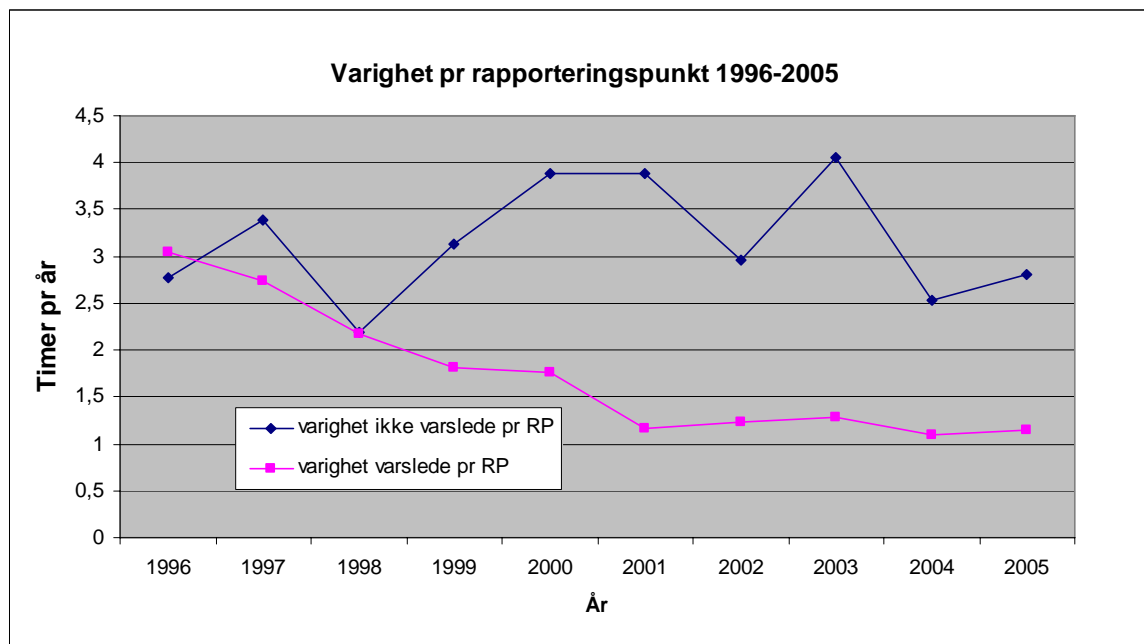
kontrollutstyr i forbindelse med en feil i kraftsystemet, i form av uteblitt eller uønsket (uselektiv) utløsning av vern. I slike tilfeller skal ILE i prinsippet fordeles på kraftsystemfeilen og vernfeilen [6]. Historisk sett har det vært lagt relativt lite vekt på å gjennomføre feilanalyse spesielt i distribusjonsnettet og dels også i regionalnettet. Krav om feilanalyse for distribusjonsnettet kom først i 2002, mens FASIT ble bedre tilrettelagt for å fordele ILE på flere feil fra 2004. Slike feil antas derfor å være betydelig underrapportert på 1 – 22 kV nivå. I [19] er ILE pga feil på vern og kontrollutstyr i distribusjons-nettet estimert til å være i størrelsesorden 5 – 10 % av ILE pga driftsforstyrrelser. Antallet slike feil som registreres på spenningsnivåene 1 – 22 kV og 33 – 110 kV er økende, noe som antas å skyldes økt vektlegging i FASIT-arbeidet generelt samt innføringen av KILE-ordningen [19]. Feil på vern og kontrollutstyr i regional- og spesielt sentralnettet medfører større konsekvenser ved hvert enkelt hendelse og er derfor naturlig nok i større grad vektlagt i feilanalysen slik det også framgår av forskrift om systemansvaret [5].

### 4.3 KONSEKVENSER FOR SLUTTBRUKERE

Figur 4.10 og Figur 4.11 viser hhv. antall og sum årlig varighet av langvarige avbrudd (> 3 min.) i gjennomsnitt for alle rapporteringspunkt 1 – 420 kV for perioden 1996 – 2005. Antall ikke varslede avbrudd har hatt en svak økning (13 %) fra 1996 til 2005, mens antall varslede avbrudd er redusert med 45 % i samme periode. Sum årlig varighet for ikke varslede avbrudd vist i Figur 4.11 følger i hovedtrekk samme mønster som variasjonen i antall ikke varslede avbrudd pr år. Toppen i 2003 har sammenheng med uværet i desember dette året (se kap. 8, Tabell 8.1), mens toppene i 2000 – 2001 ikke uten videre lar seg forklare. Sum varighet av ikke varslede avbrudd har variert tildels betydelig fra år til år men er tilnærmet uendret sett over hele over perioden, mens samlet varighet av varslede avbrudd er redusert med mer enn 60 %.

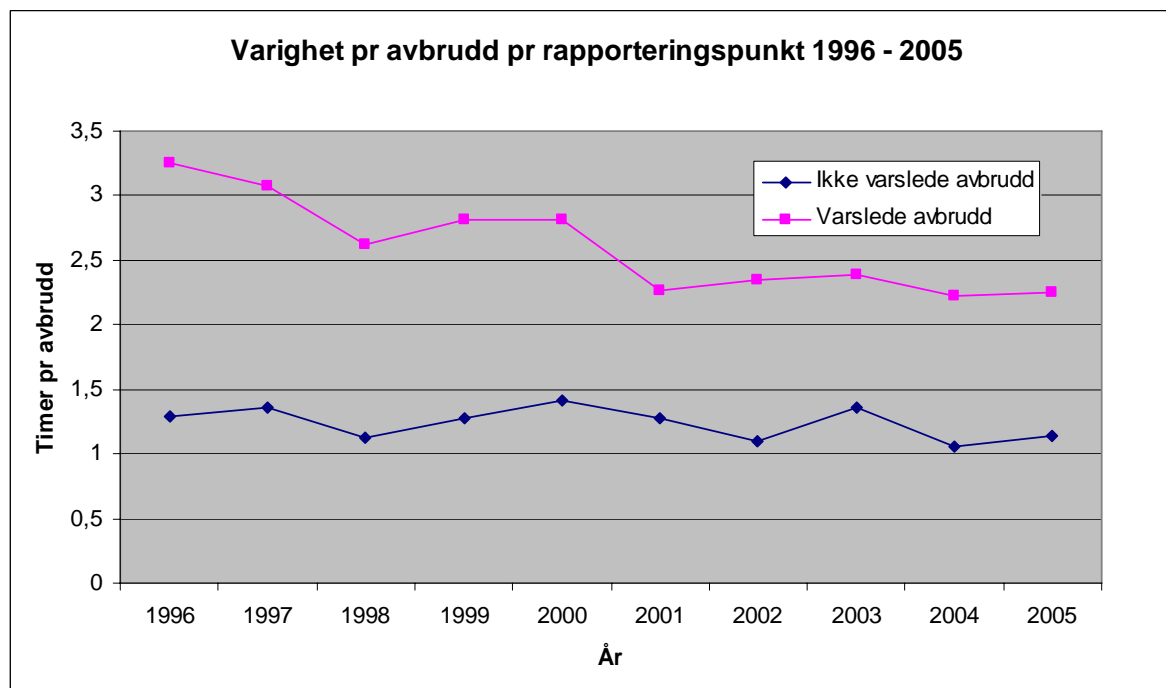


Figur 4.10 Antall avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) 1996 – 2005, 1- 420 kV.



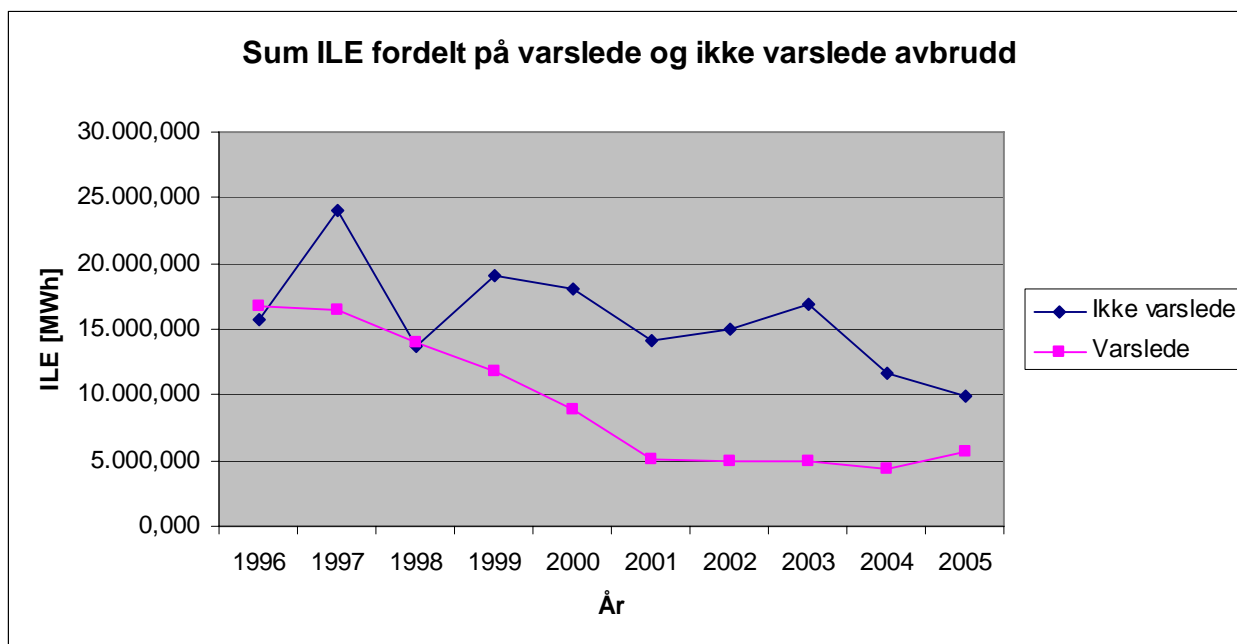
Figur 4.11 Årlig avbruddsvarighet pr rapporteringspunkt, 1 – 420 kV, 1996 – 2005.

Gjennomsnittlig avbruddsvarighet er vist i Figur 4.12 for ikke varslede og varslede avbrudd pr rapporteringspunkt. I gjennomsnitt er varigheten pr avbrudd redusert fra 3,25 timer i 1996 til 2,25 timer pr avbrudd i 2005 for varslede avbrudd. For ikke varslede avbrudd er det ingen spesiell trend å observere. Her ligger gjennomsnittlig varighet rundt 1,25 timer.



Figur 4.12 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr rapporteringspunkt, 1996 – 2005.





Figur 4.13 Sum ILE i Norge i perioden 1996 til 2005 fordelt på varslede og ikke varslede avbrudd.

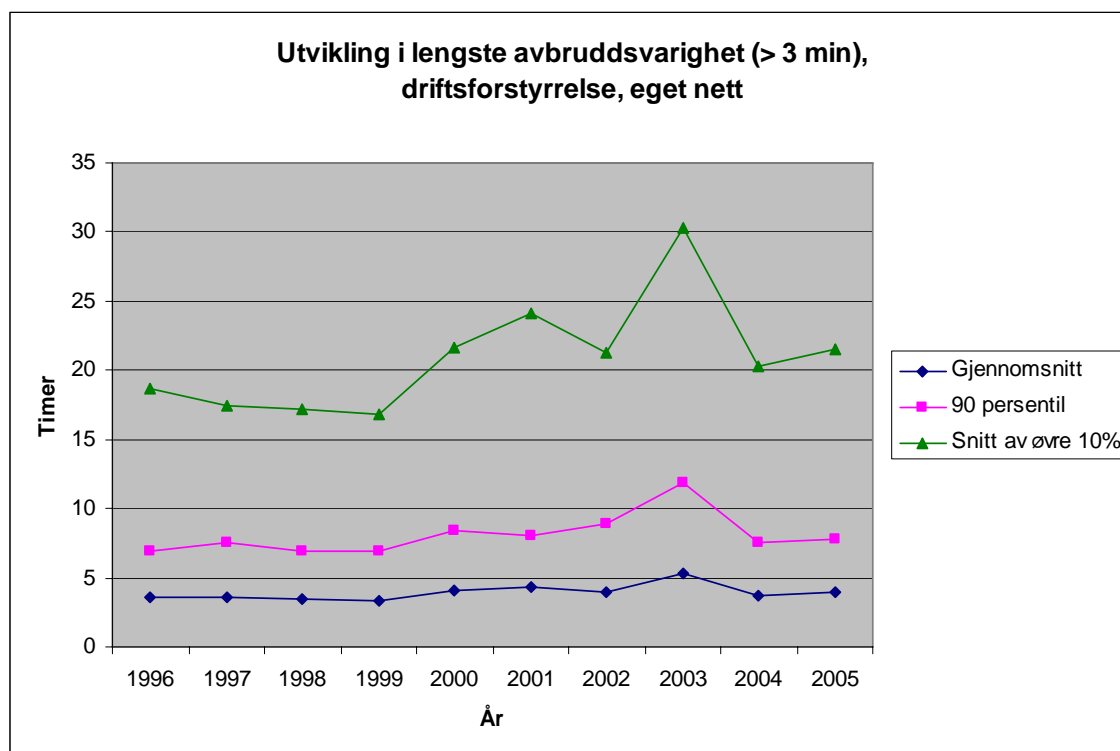
Figur 4.13 viser at ILE er betydelig redusert over samme periode, både for ikke varslede og varslede avbrudd. Utviklingen for varslede avbrudd flatet ut i 2001, samme år som KILE ble innført. ILE for varslede avbrudd er redusert med ca 65 % fra 1996 til 2005. Erfaringer fra kontakt med bransjen blant annet fra årlige FASIT-kurs viser at det i distribusjonsnettet har vært en økning i bruk av reserveaggregater, fjernstyring og automatisering og arbeid under spenning (AUS) samt mer effektiv gjennomføring av planlagte utkoblinger. Den sterke reduksjonen i ILE antas i hovedsak å skyldes disse forholdene.

Til tross for at antall og varighet av ikke varslede avbrudd er tilnærmet uendret over perioden 1996 – 2005 viser også ILE forårsaket av ikke varslede avbrudd en betydelig nedgang over perioden (med unntak av toppen i 2003). ILE er en funksjon av utkoblet belastning i tillegg til varighet, og variasjon i omfanget av utkoblet belastning påvirkes av hvilke deler av nettet som har forårsaket avbruddene. Et annet forhold som kan ha større betydning er at det i 2000 ble innført en standardisert metode for beregning av ILE, basert på bruk av lastprofiler [6].

Figur 4.2 viser ILE som skyldes driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger på alle høyspennings nettnivå. Figuren viser et tilsvarende mønster og nedgang i ILE som vist i Figur 4.13. Det vært en betydelig nedgang i ILE pga driftsforstyrrelser for både 1 – 22 kV og 33 – 420 kV. Sum ILE for ikke varslede avbrudd som framgår av Figur 4.13 utgjør tilnærmet sum ILE pga driftsforstyrrelser 1 – 420 kV i Figur 4.2. Noe av ILE for ikke varslede skyldes også ikke varslede planlagte utkoblinger.

I 1996 var ILE totalt 32,6 GWh mot 16 GWh i 2005. ILE har i sum pr år medført en faktisk KILE-kostnad i størrelsesorden 430 mill kr pr år siden 2001. Det faktiske KILE-beløpet har

variert mellom i størrelsesorden 350 mill kr i 2005 og høyeste verdi i 2003 på nær 550 mill kr [12]. KILE-satsene ble endret i 2003 og antall sluttbrukergrupper ble da utvidet fra to til seks.



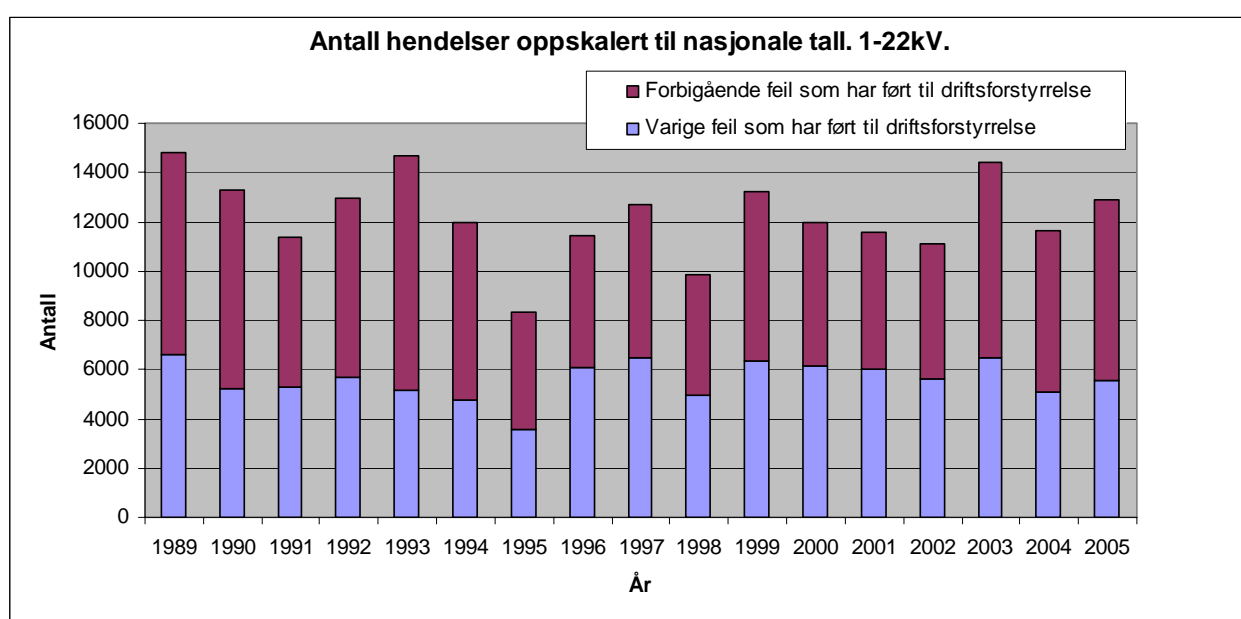
Figur 4.14 Utvikling i lengste avbruddsvarighet for langvarige avbrudd (> 3 min) ved driftsforstyrrelser i eget nett, 1 – 22 kV, 1996 – 2005.

I FASIT registreres lengste avbruddsvarighet, dvs lengste tidsperiode en sluttbruker har avbrudd innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling. Figur 4.14 viser utviklingen i lengste avbruddsvarighet ved driftsforstyrrelse i eget nett og spenningsnivå 1 – 22 kV. Gjennomsnitt for alle hendelsene, nivået for 90-persentilen og gjennomsnittet av de øvre 10 % lengste avbruddsvarighetene er vist. Alle kurvene viser en markert topp i 2003 som følge av storm med mye trefall i Østlandsområdet 6. desember (se kap. 8, Tabell 8.1). Gjennomsnittet har i perioden variert mellom 200 og 320 minutter, med en topp i 2003 og viser ellers en svak økning. 90-persentilen viser den samme økning og er stort sett dobbelt så langvarig som det totale gjennomsnittet. En mer markert økning ser en imidlertid på gjennomsnittet for de 10 % lengste avbruddsvarighetene. Holder en dette opp mot Figur 5.3 som viser en nedgang i ILE pr driftsforstyrrelse kan dette tolkes slik at nettselskapene nå er raskere til å få seksjonert nettet og gjenopprettet forsyningen til de friske delene av nettet, mens det tar lengre tid enn tidligere å få rettet feilen og koblet inn siste berørte rapporteringspunkt.

## 5 FEIL OG DRIFTSFORSTYRRELSER

Kapitlet gir en oversikt over feil og driftsforstyrrelser, deres bidrag til ILE, feilårsaker, feil på anleggsdeler og trender i feilfrekvenser for viktige anleggsdeler. Da det er en del forskjeller både i utrustning, drift, feilanalyse og feilrapportering mellom distribusjonsnett og overliggende nett, er presentasjonen delt i henholdsvis 1 – 22 kV og 33 – 420 kV. Rapporteringen gjelder kun feil under driftsforstyrrelser, slik at feil oppdaget under inspeksjon, reparasjon eller annet ikke behandles her.

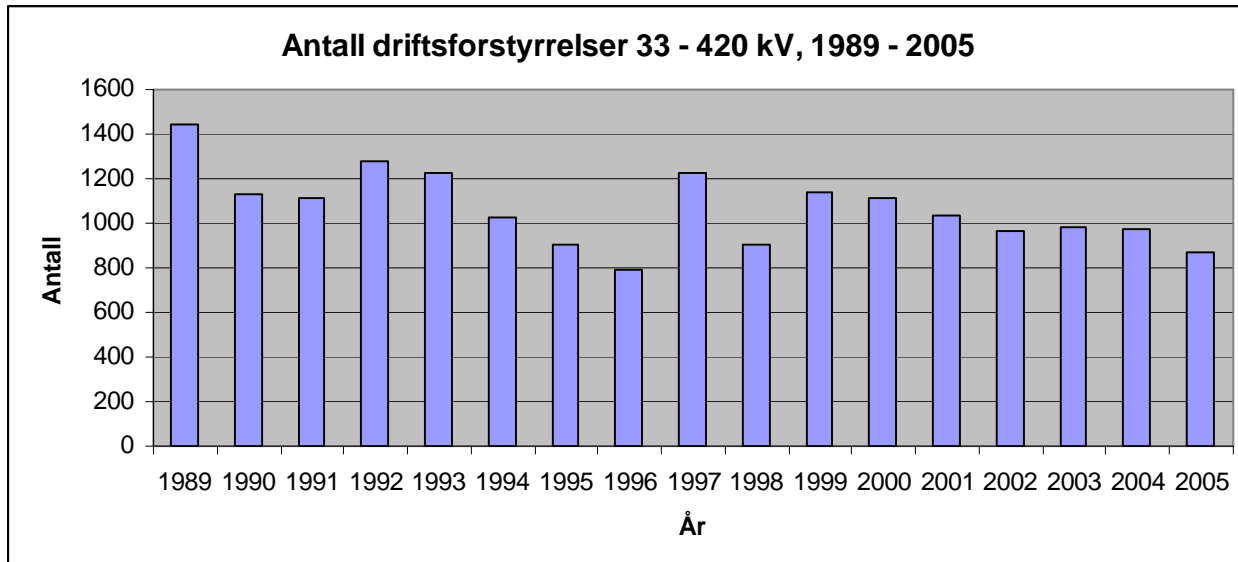
### 5.1 ANTALL HENDELSER FORDELT PÅ NETTNIVÅ



Figur 5.1 Antall driftsforstyrrelser (sum varige og forbigående feil) 1 – 22 kV, oppskalerte tall.

I Figur 5.1 er det vist antall varige og forbigående feil i 1 – 22 kV distribusjonsnett, oppskalert på landsbasis. Figuren viser at det er flest forbigående feil og at disse har avtatt noe i perioden før 1995 og har hatt en svak økning i perioden etter 1995. Varige feil har variert noe fra år til år, men er omtrent uendret over perioden. Registreringsarbeidet før 1995 foregikk ihht FAS-skjemaet (se vedlegg 2) og fokuserte på å registrere gjeninnkoblingsautomatikk (GIK) som frakoblingsmåte i de tilfeller dette var involvert. I 1995 ble FASIT-systemet innført, og dette året startet også den pålagte registreringen av langvarige avbrudd (> 3 min.). Mange nettselskap fokuserte derfor i hovedsak på de feil (varige og forbigående) som medførte langvarige avbrudd. Kortvarige avbrudd som følge av vellykket GIK etter en forbigående feil ble i stor grad utelatt. Det antas derfor at antallet forbigående feil er underrapportert i perioden etter 1995 sammenliknet med perioden før. Fra og med året 2005 er det pålagt å registrere kortvarige avbrudd, slik at antallet registrerte forbigående feil antas å stige, se senere i kapitlet. Figur 5.1 viser sammen med Figur 2.1 og Figur 2.3 at 1995 er et spesielt år i tidsserien fra 1989 til 2005. Det er en markert nedgang dette året i antall deltakende everk samt antall anleggsdeler og rapporter som inngår i statistikkgrunnlaget. Til tross for oppskalering på landsbasis av tallmaterialet for 1 – 22 kV er

antallet feil som framgår av Figur 5.1 vesentlig lavere. Dette antas å skyldes at innføring av nytt registreringssystem sammen med nye krav vedrørende avbruddsrapportering har medført underrapportering av feil dette året.

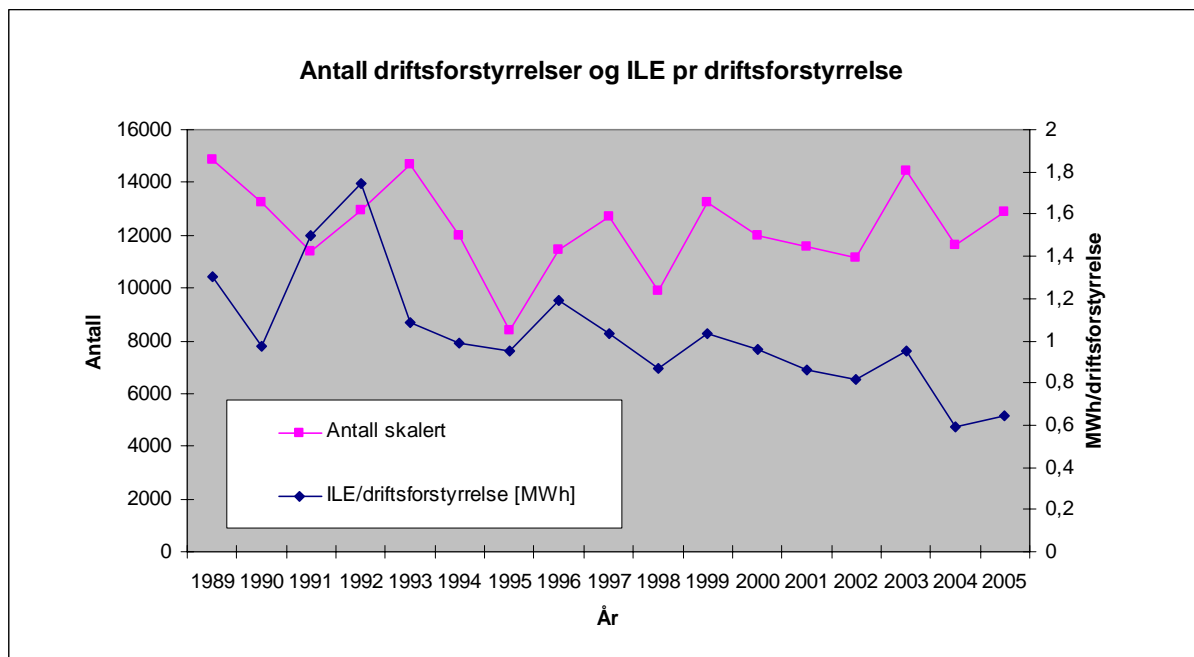


Figur 5.2 Antall driftsforstyrrelser pr år 1989 – 2005, 33 – 420 kV.

Figur 5.2 viser antall driftsforstyrrelser i 33 – 420 kV anlegg år for år i perioden 1989 – 1995. Det har vært en nedgang i antallet driftsforstyrrelser fra i gjennomsnitt ca 1160 pr år i perioden 1989 – 1995 til i underkant av 1000 pr år i perioden 1996 – 2005. Tallmaterialet er ikke komplett for spenningsnivåene 33 – 110 kV fordi rapporteringen var frivillig før 1997. Det antas også noe underrapportering på disse spenningsnivåene i 1997 – 1998. På 33 – 420 kV nivå har rapporter og statistikker fokusert på driftsforstyrrelser, mens det kan være flere feil pr driftsforstyrrelse. For eksempel var antallet driftsforstyrrelser i 2005 lik 873 mens det var 987 feil fordelt på 528 forbigående og 459 varige feil. Summen av varige og forbigående feil som er vist i Figur 5.1 for 1 – 22 kV anlegg kan tilnærmes med *antall* driftsforstyrrelser fordi det sjelden er registrert mer enn en feil pr driftsforstyrrelse på disse spenningsnivåene.

Antall driftsforstyrrelser viser toppe i 1989, 1992 – 1993 og 1997, mens det i distribusjonsnettet var tilsvarende toppe i 1989, 1993 og 2003. Det høye antallet i 1989 var forårsaket av sterk vind langs kysten fra Vestlandet til Nord-Norge [10]. I 1992 – 1993 var det orkaner langs kysten (se kap.8, Tabell 8.1), mens det i 1997 var en endring i rapporteringsrutiner sammenliknet med tidligere år, noe som medførte at det ble registrert betydelig flere driftsforstyrrelser i daværende Region Nord-Norge enn før [11]. Hendelser i 2003 er kommentert i kap. 4.

Figur 5.3 viser utviklingen i gjennomsnittlig ILE pr driftsforstyrrelse i 1 – 22 kV nett. Figuren viser at ILE pr hendelse går ned, mens antallet driftsforstyrrelser de siste 10 årene har økt noe. Dette kan tyde på at effektiviteten øker i gjenoppretting av forsyningen etter en driftsforstyrrelse.

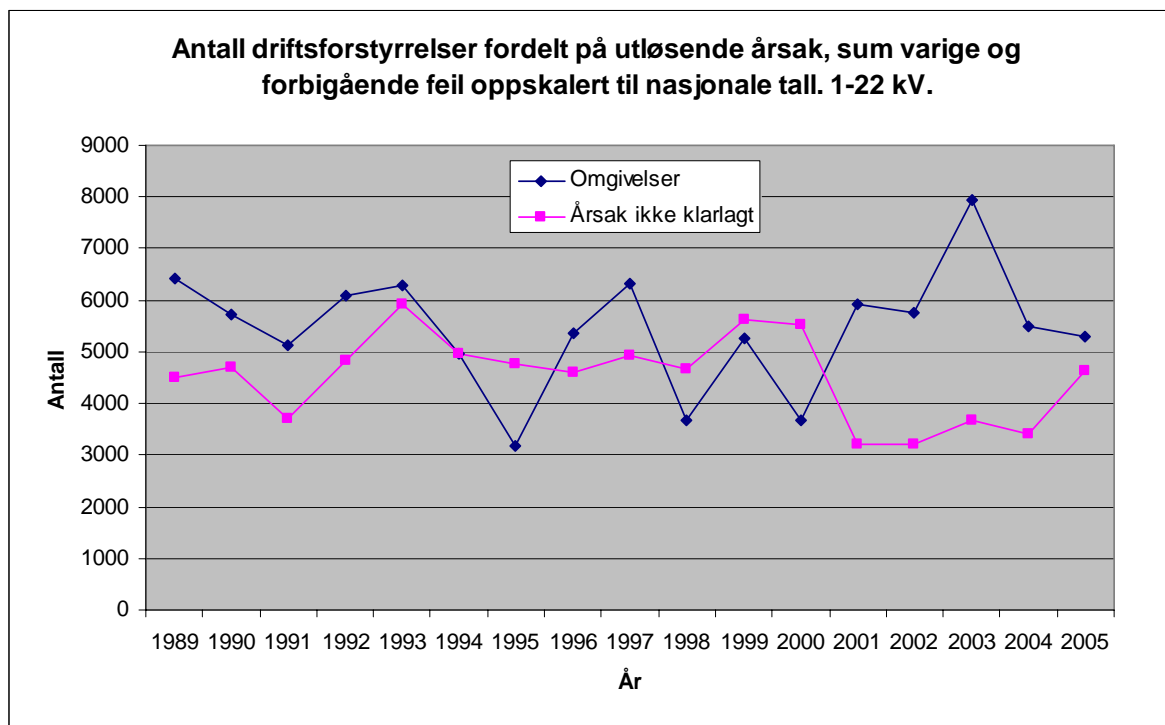


Figur 5.3 Antall driftsforstyrrelser og utvikling i gjennomsnittlig ILE pr driftsforstyrrelse, 1 – 22 kV, oppskalerte tall, 1989 - 2005.

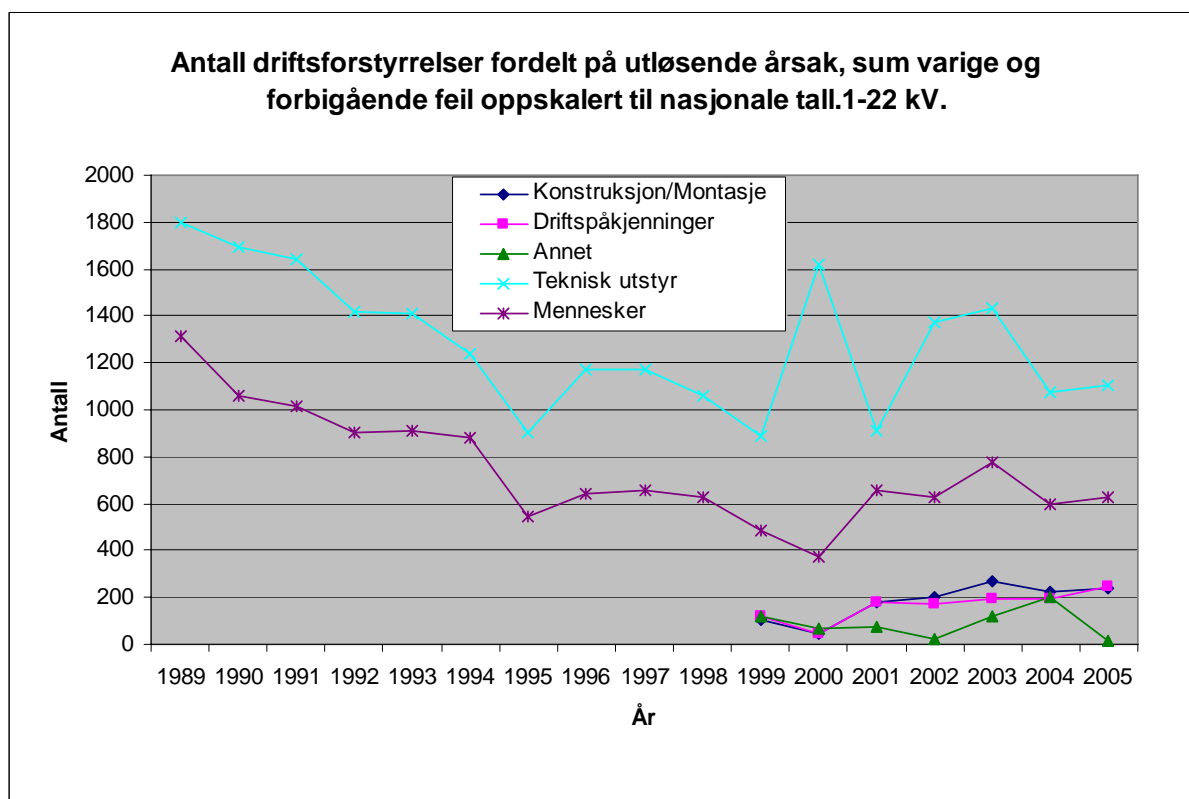
## 5.2 UTLØSENDE ÅRSAKER 1 – 22 kV

Trendanalyser av årsaksforhold som er vist i denne rapporten baseres på de hendelser der årsaksforhold er angitt. Feilårsaker klassifiseres i utløsende, bakenforliggende og medvirkende årsaker [2]. Det er kun en svært liten andel av hendelsene der bakenforliggende og medvirkende årsak er angitt. Derfor presenteres her kun utløsende årsaker. Utløsende årsak er hendelse eller omstendighet som fører til svikt på en enhet. Som beskrevet i vedlegg 2 kan et ”eksempel på bruk av årsaks-beskrivelsene være mastehavari under sterk vind og snø. Den utløsende feilårsaken er vind, medvirkende feilårsak er snø (eller omvendt), mens den bakenforliggende feilårsak er materialtretthet. Den bakenforliggende feilårsak kan altså være tilstede lenge før driftsforstyrrelsen inntreffer, men driftsforstyrrelsen inntreffer ikke før en utløsende feilårsak er tilstede” [2]. Selv om en anleggsdel er i dårlig teknisk forfatning, trenger ikke utløsende årsak å være ”teknisk utstyr”, men vil typisk være ”omgivelser”. Det er derfor vanskelig å bruke data registrert om utløsende årsak til å avdekke trender i teknisk tilstand. Dersom bakenforliggende årsak var hyppigere registrert, ville dette vært mulig.

Utvikling i antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak er vist i Figur 5.4 og Figur 5.5. Underlagsdata for figurene er gitt i vedlegg 5. Legg merke til at det er forskjellig skala for disse to figurene som viser antall hendelser fordelt på utløsende årsak i absolutte tall.



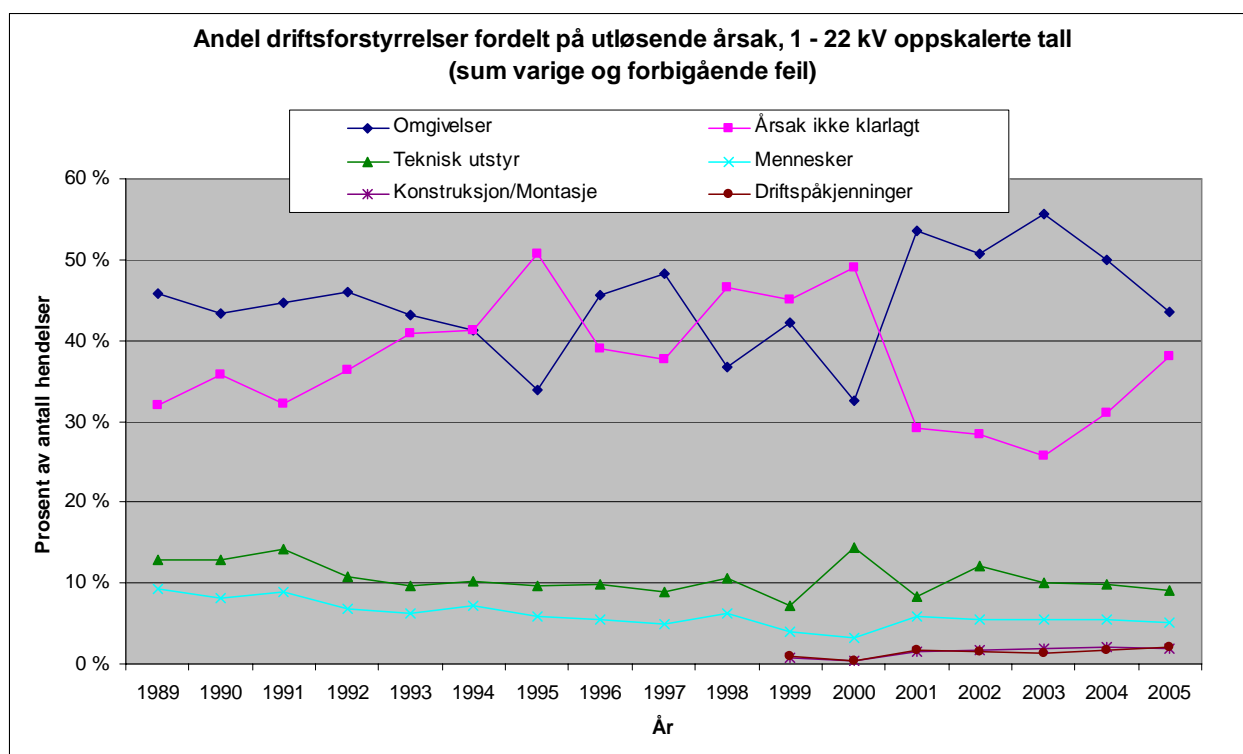
Figur 5.4 Antall driftsforstyrrelser fordelt på de mest framtreddende utløsende årsakene 1 – 22 kV, oppskalerte tall (sum for varige og forbigående feil), 1989 – 2005.



Figur 5.5 Antall driftsforstyrrelser fordelt på de mindre framtreddende utløsende årsakene, 1 - 22 kV oppskalerte tall (sum for varige og forbigående feil), 1989 - 2005.

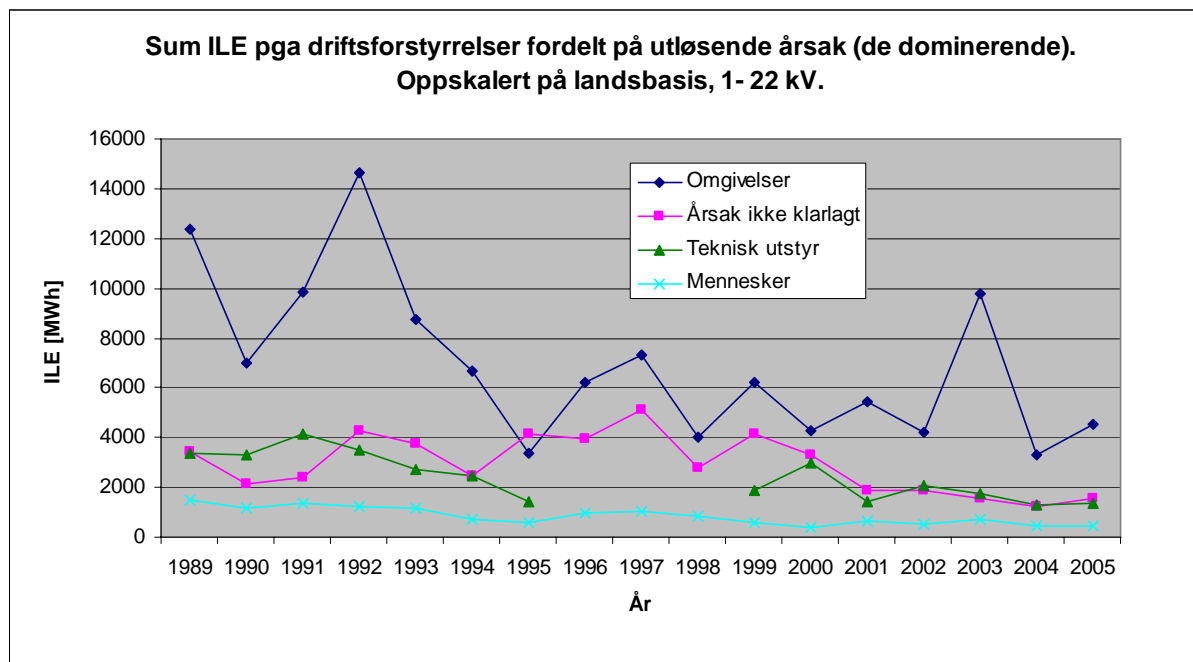
Figurene viser at det er avtakende antall feil registrert i årsaksgruppene ”teknisk utstyr” og ”mennesker” fra perioden før 1995 til perioden etter. Noen av de typer feil som tidligere er registrert i disse to gruppene har etter 1999 blitt fordelt på de nye gruppene ”konstruksjon/montasje” og ”driftspåkjenninger”. Flere feil er de siste årene registrert med årsak ”omgivelser”, samtidig med at det er færre feil totalt som er registrert med ”årsak ikke klarlagt”. At det er en økning i sistnevnte kategori i 2005 kan ha sammenheng med at det fra og med dette året er krav om også å registrere kortvarige avbrudd. Tidligere var dette frivillig, men som en følge av denne plikten ser vi en tydelig økning i andelen kortvarige avbrudd ved driftsforstyrrelser. Tidligere utgjorde kortvarige avbrudd omkring 10 % av alle hendelsene mens de i 2004 var 14 % og 18 % i 2005.

Figur 5.6 viser antall hendelser fordelt på utløsende årsak relatert til antall feil totalt. Fra figuren kan det observeres at andelen feil i årsaksgruppen ”omgivelser” har økt noe over perioden 1989 – 2005, mens det samtidig har vært en reduksjon i andelen feil med ”årsak ikke klarlagt”.

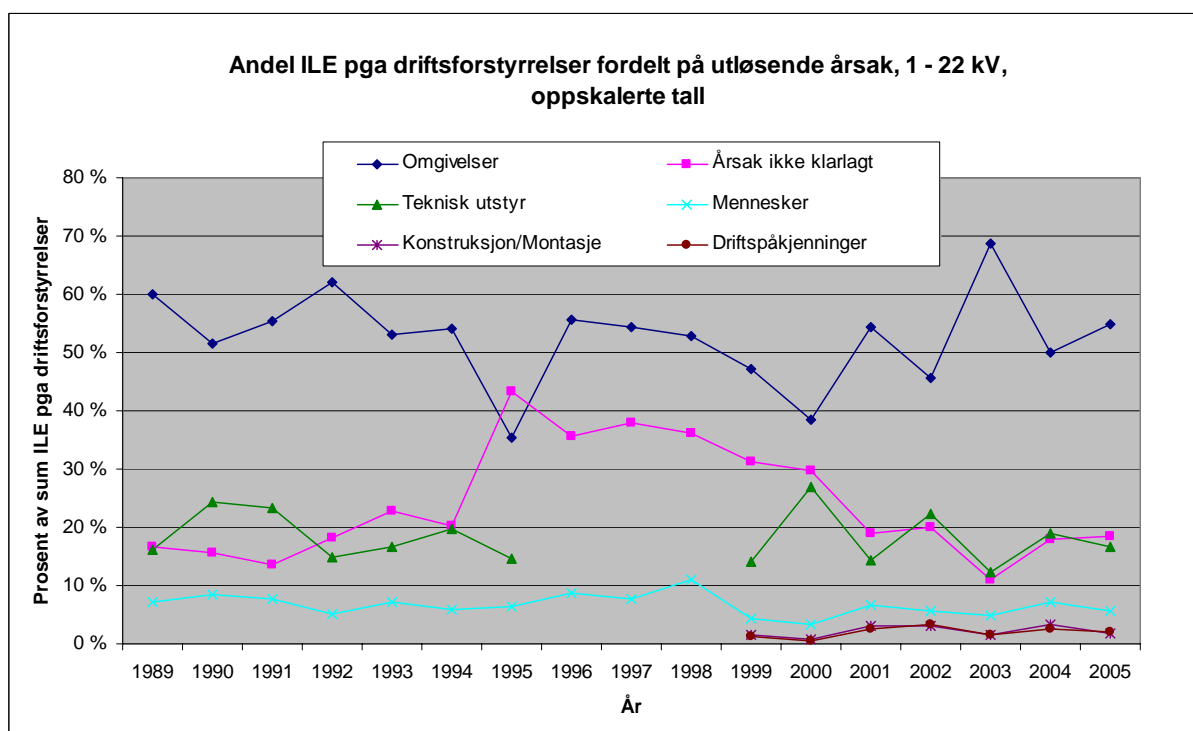


Figur 5.6 Relativt antall driftsforstyrrelser (sum varige og forbigående) fordelt på utløsende årsak, 1 – 22 kV, oppskalerte tall 1989 - 2005.

Ikke levert energi fordelt på utløsende årsak for 1 – 22 kV anlegg er vist i Figur 5.7. Det framgår av figuren at ”omgivelser” og ”årsak ikke klarlagt” dominerer som årsak til ILE. Det har vært en tydelig nedgang i ILE på alle årsaksgrupper de senere år med unntak av en topp i ILE pga ”omgivelser” i 2003, som skyldes uvær spesielt i Østlandsområdet i desember 2003 (se kap. 8, Tabell 8.1). Nedgangen kan forklares med den generelle nedgangen i ILE som beskrevet foran. Manglende data for årsaksgruppe ”teknisk utstyr” skyldes at denne gruppen i perioden 1995 – 1998 kun inngikk i bakenforliggende årsaker og dermed ikke har blitt publisert.



Figur 5.7 Sum ILE pga driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak 1-22 kV, oppskalerte tall 1989 – 2005.

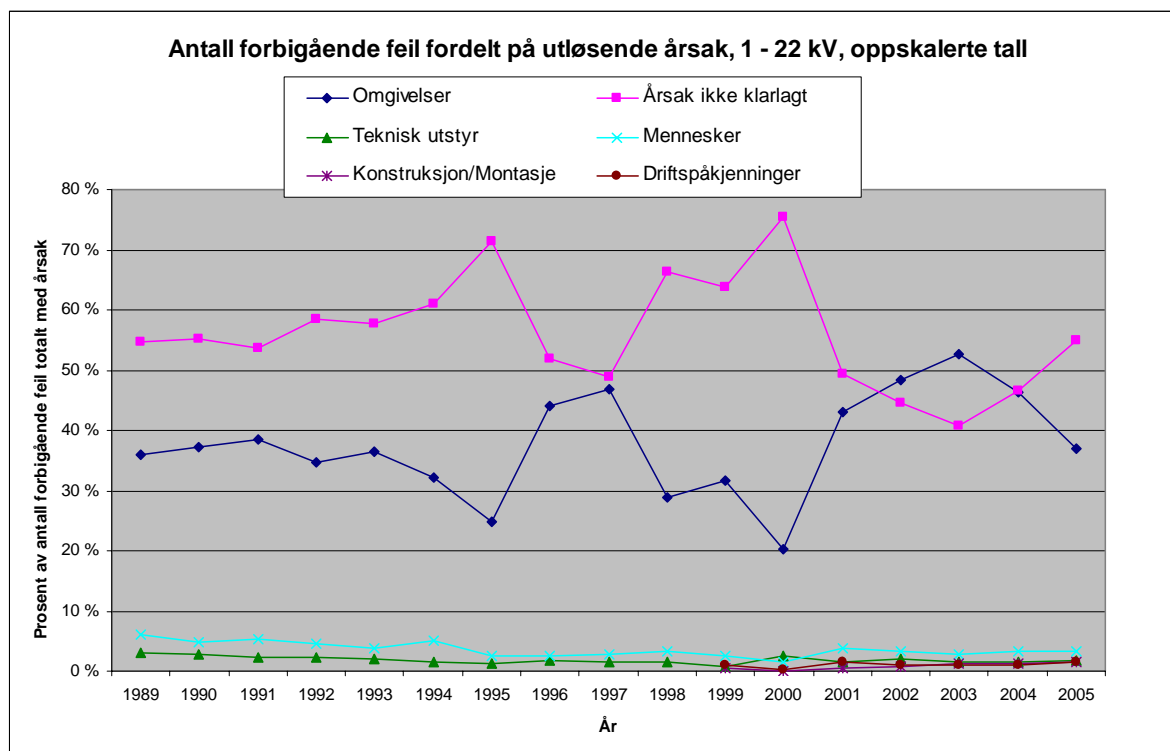


Figur 5.8 Relativ ILE pga driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak 1-22 kV, oppskalerte tall 1989 - 2005.

Figur 5.8 viser at andeler ILE pga ”omgivelser” og ”årsak ikke klarlagt” er relativt uendret over perioden 1989 – 2005. De siste seks årene kan det imidlertid observeres avtakende andeler av ILE registrert med ”årsak ikke klarlagt” og økende andeler på ”omgivelser”. Ellers gjelder det samme her som for antall driftsforstyrrelser at det relativt sett registreres mindre ILE i kategoriene

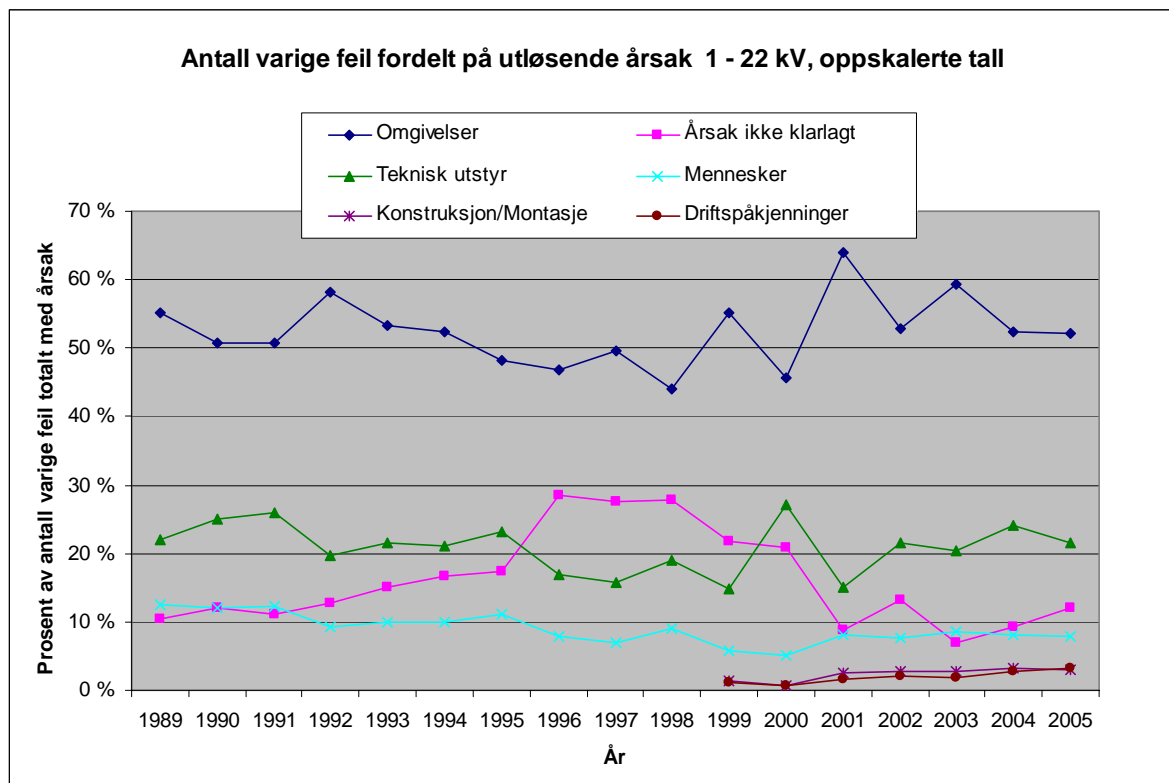


”teknisk utstyr” og ”mennesker” og mer i de nye (fra 1999) gruppene ”konstruksjon/montasje” og ”driftspåkjenninger” (dette er korrekt). Andelen av feil og ILE i disse gruppene er likevel svært små.

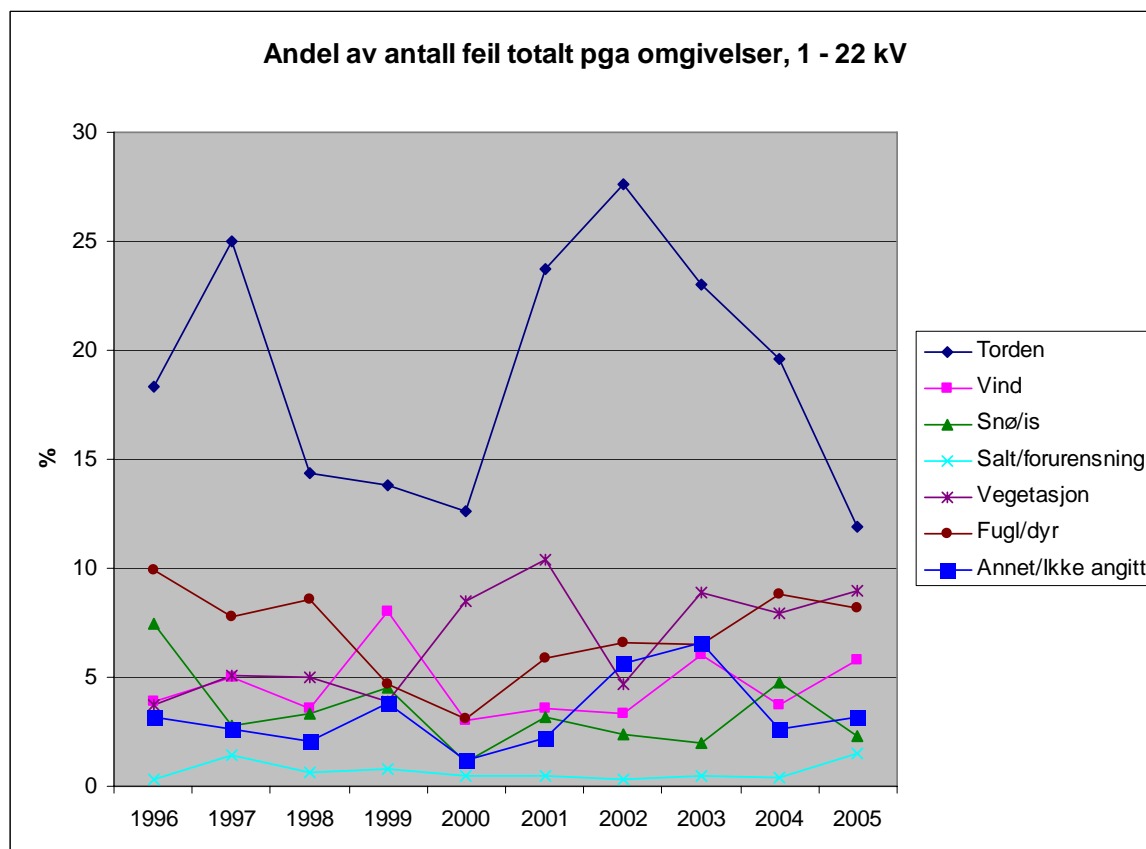


Figur 5.9 Relativt antall forbigående feil fordelt på utløsende årsak, 1 – 22 kV oppskalerte tall, 1989 - 2005.

Figur 5.9 viser at det er noe økende andeler forbigående feil som registreres med årsak ”omgivelser” og tilsvarende avtakende andeler som registreres med ”årsak ikke klarlagt”, med unntak av for årene 2004 og 2005 (se kommentarer foran). En tilsvarende men noe svakere utvikling framgår av Figur 5.10 for varige feil. Figurene viser at nettselskapene over tid har blitt flinkere til å registrere feilårsak og ikke uventet havner de fleste av disse feilene i kategorien ”omgivelser”.

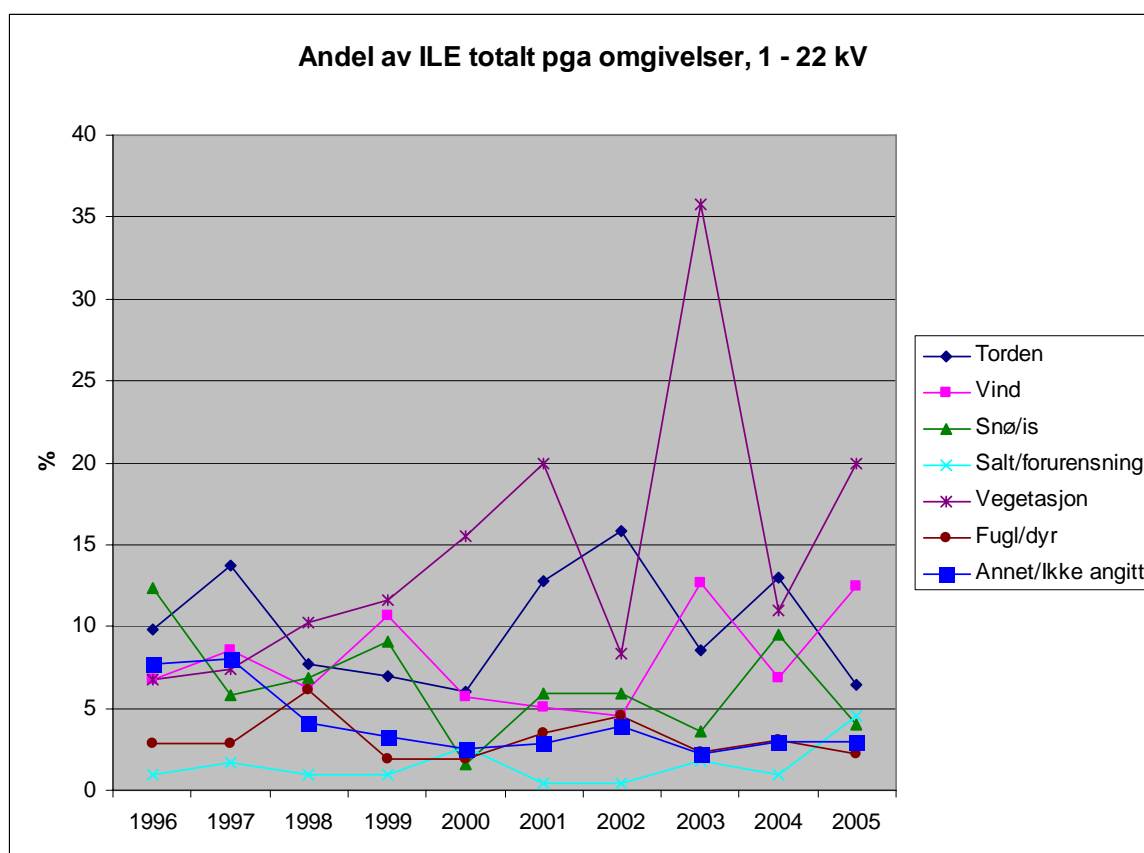


Figur 5.10 Relativt antall varige feil fordelt på utløsende årsak 1 – 22 kV, oppskalerte tall, 1989 - 2005.



Figur 5.11 Andel av antall feil totalt (forbigående og varige) som skyldes omgivelser, 1 – 22 kV, 1996 – 2005.

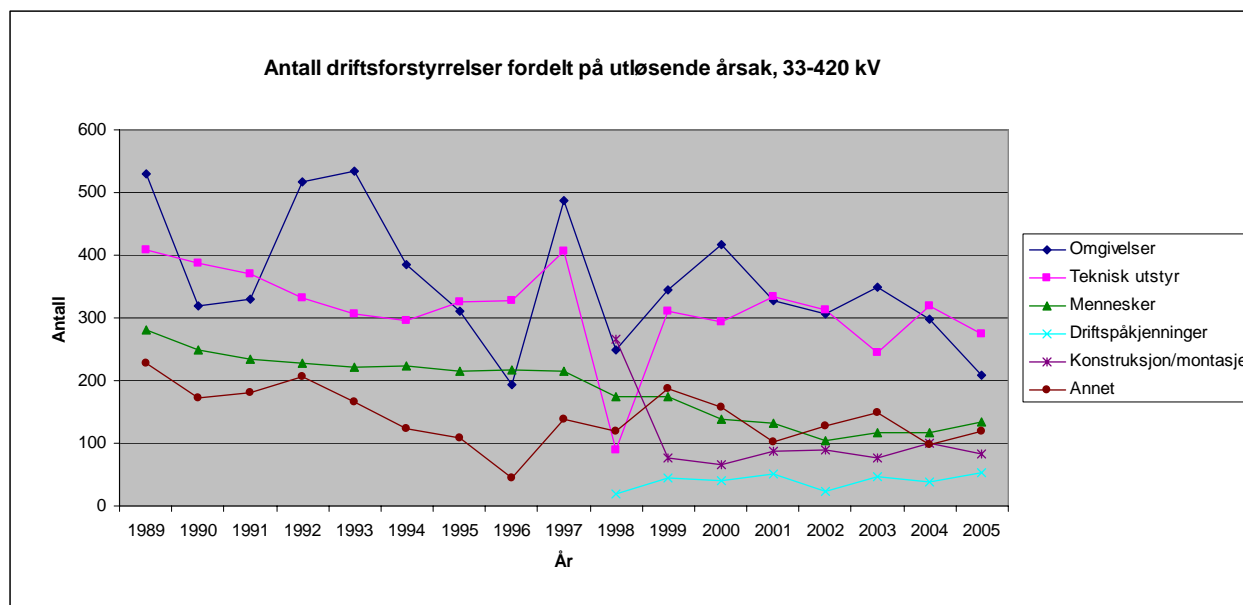
Andel av feil og ILE totalt som skyldes ”omgivelser” er vist i Figur 5.11 og Figur 5.12 fordelt på undergrupper av utløsende årsaker for perioden 1996 – 2005. ”Torden” er desidert største bidragsyter til antall feil pga omgivelser for 1 – 22 kV. ”Fugl/dyr” utgjør også relativt stor andel av antall feil, men denne gruppen bidrar relativt sett mindre til ILE. Andelen feil registrert med årsak ”fugl/dyr” avtok i perioden 1989 – 1995, men har vært økende i perioden 1996 – 2005. De største bidragsyterne til ILE er ”vegetasjon”, ”vind”, ”torden” og ”snø/is”. Det kan observeres økende andeler av feil og ILE pga vegetasjon med en topp i 2003 pga uværet i desember da det var storm og omfattende trefall (se kap. 8). Dette er korrekt registrert som utløsende årsak ”vegetasjon” og medvirkende årsak ”vind” og evt. ”snø/is”.



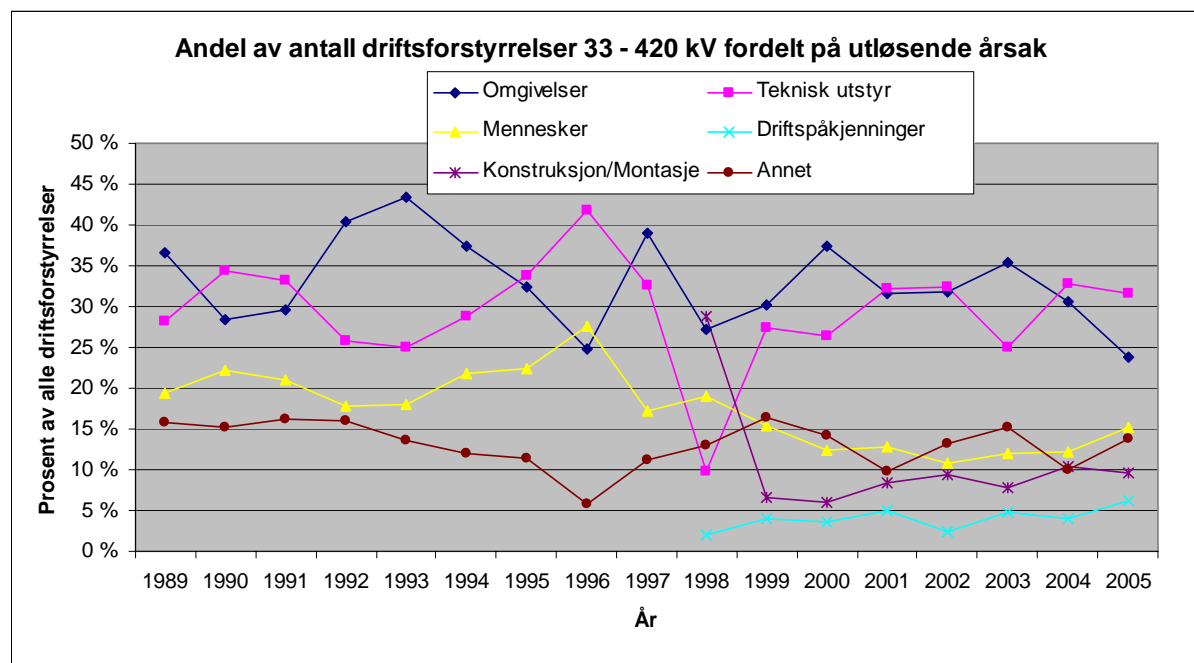
Figur 5.12 Andel av ILE totalt (sum forbigående og varige feil) som skyldes omgivelser, 1 – 22 kV, 1996 – 2005.

### 5.3 UTLØSENDE ÅRSAKER 33 – 420 kV

Figur 5.13, Figur 5.14 og Figur 5.15 viser driftsforstyrrelser og ILE for 33 – 420 kV anlegg fordelt på utløsende årsak.



Figur 5.13 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak 33 -420 kV, 1989 – 2005.

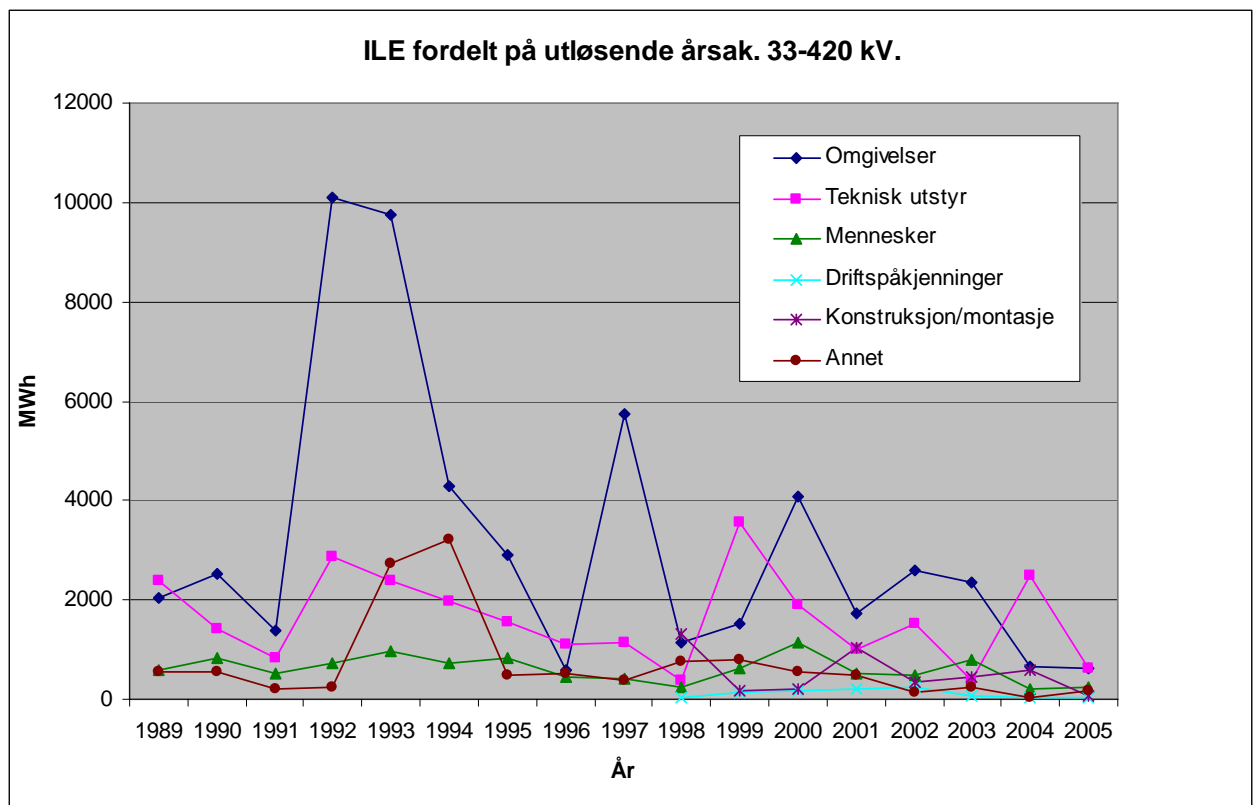


Figur 5.14 Relativt antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak 33 -420 kV, 1989 – 2005.

Figurene viser en svak nedgang i antall feil i årsaksgruppene ”omgivelser” og ”annet” over perioden 1989 – 2005 for 33 – 420 kV anlegg. Noen feil som tidligere ville ha blitt registrert under gruppene ”teknisk utstyr” og ”mennesker” er fra 1999 registrert i de nye gruppene ”konstruksjon/montasje etc.” og ”driftspåkjenninger”. Dette er spesielt tydelig i 1998 da det er en

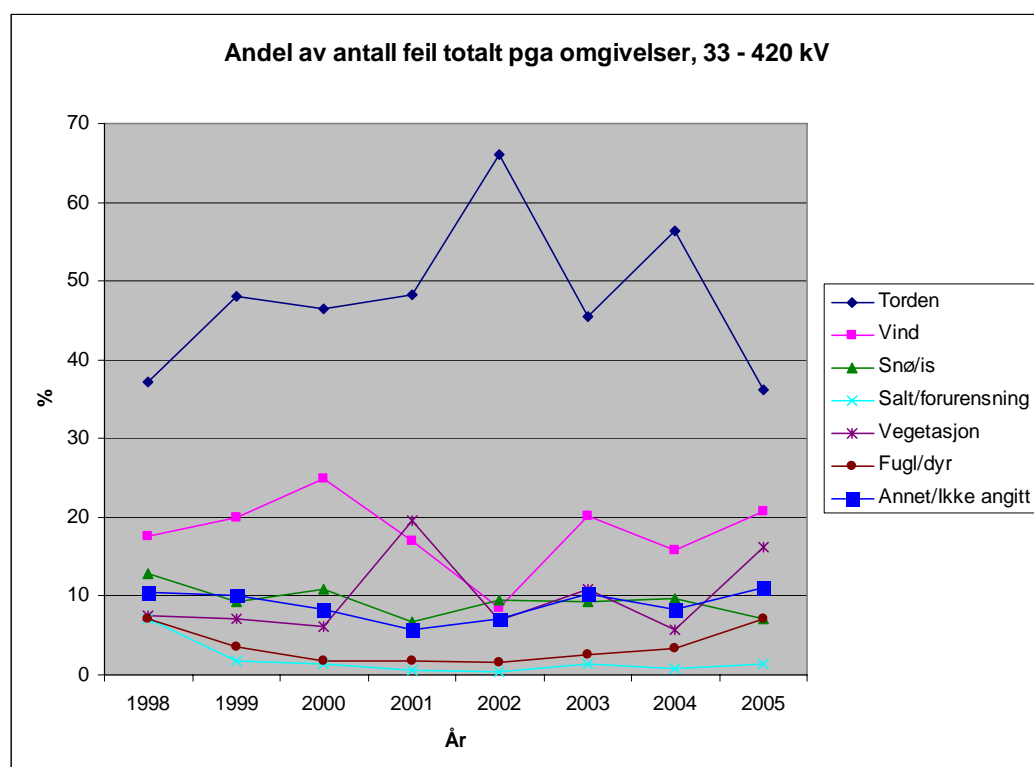
betydelig nedgang i andel feil med årsak ”teknisk utstyr” og en topp i andel feil med årsak ”konstruksjon/montasje etc”. Dette må antas å skyldes avvikende praksis dette året sammenliknet med senere år. Andeler driftsforstyrrelser i disse gruppene må ses mot nedgang i antall som skyldes ”omgivelser”.

Ikke levert energi fordelt på utløsende årsak for 33 – 420 kV anlegg er vist i Figur 5.15. ILE på disse spenningsnivåene varierer mer fra år til år i sum enn for 1 – 22 kV, hovedsakelig fordi enkelthendelser kan gi store utslag. Orkaner i 1992 og 1993 har vært de største bidragsyterne til ILE. Figuren viser at ”omgivelser” og ”teknisk utstyr” dominerer som årsak til ILE. Videre var det en feil på en 420 kV transformator i 1997 som medførte hele 3280 MWh tilsvarende 43 % av årets totale ILE for 33 – 420 kV. Det har som nevnt vært en tydelig nedgang i ILE for 33 – 420 kV anlegg i sum for alle årsaksgrupper over perioden.

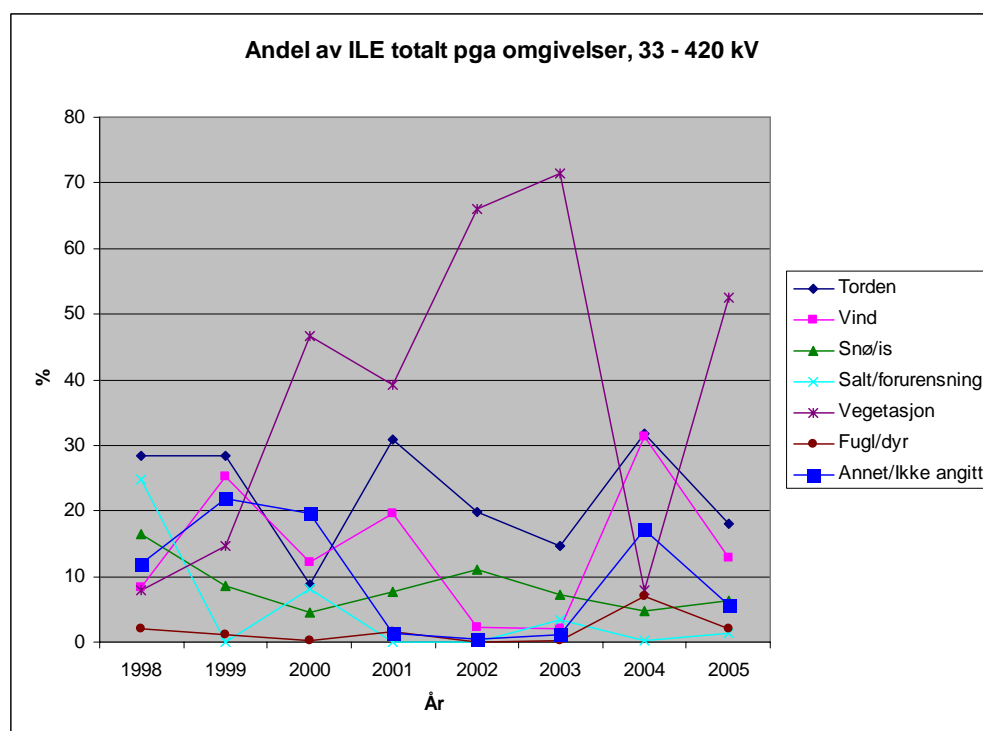


Figur 5.15 ILE fordelt på utløsende årsak 33 – 420 kV, 1989 – 2005.

Andel av feil og ILE totalt som skyldes omgivelser er vist i Figur 5.16 og Figur 5.17 fordelt på undergrupper av utløsende årsaker for perioden 1998 – 2005. Som for 1 – 22 kV anlegg er ”torden” desidert største bidragsyter til antall feil pga omgivelser. ”Vind” utgjør også relativt stor andel av antall feil, men denne gruppen bidrar relativt sett mindre til ILE. De største bidragsyterne til ILE er ”vegetasjon”, ”torden”, ”vind” og ”snø/is”. Det kan observeres økende andeler av ILE pga vegetasjon med en topp i 2002 og 2003, og en bunn i 2004. I 2002 medførte feil i Vest-Norge mer enn halvparten av ILE pga omgivelser, mens det i 2003 var feil i Midt-Norge som medførte mer enn halvparten av ILE pga omgivelser. I 2002 førte torden til en topp i antall feil, men dette medførte ikke noen tilsvarende topp i ILE. I 2004 var det få feil og små mengder ILE som skyldtes vegetasjon.



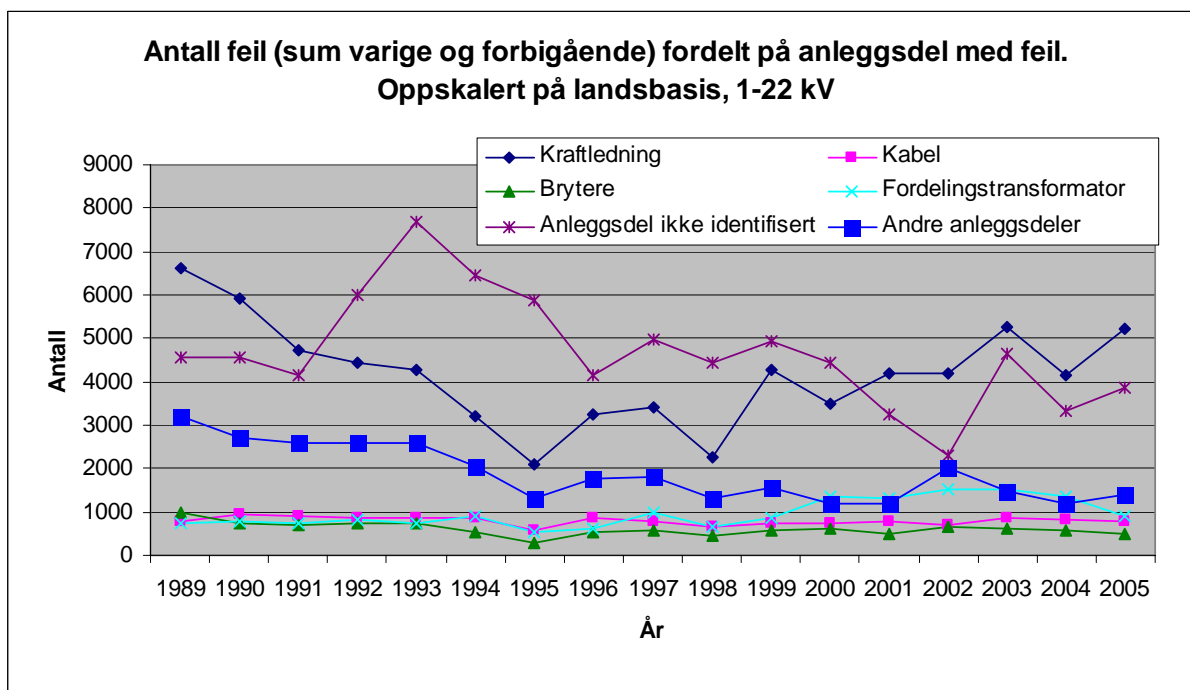
Figur 5.16 Andel av antall feil totalt pga omgivelser, 33 – 420 kV, 1998 – 2005.



Figur 5.17 Andel av ILE totalt pga omgivelser, 33 – 420 kV, 1998 – 2005.

## 5.4 FEIL PÅ ANLEGGSDELER 1 – 22 kV

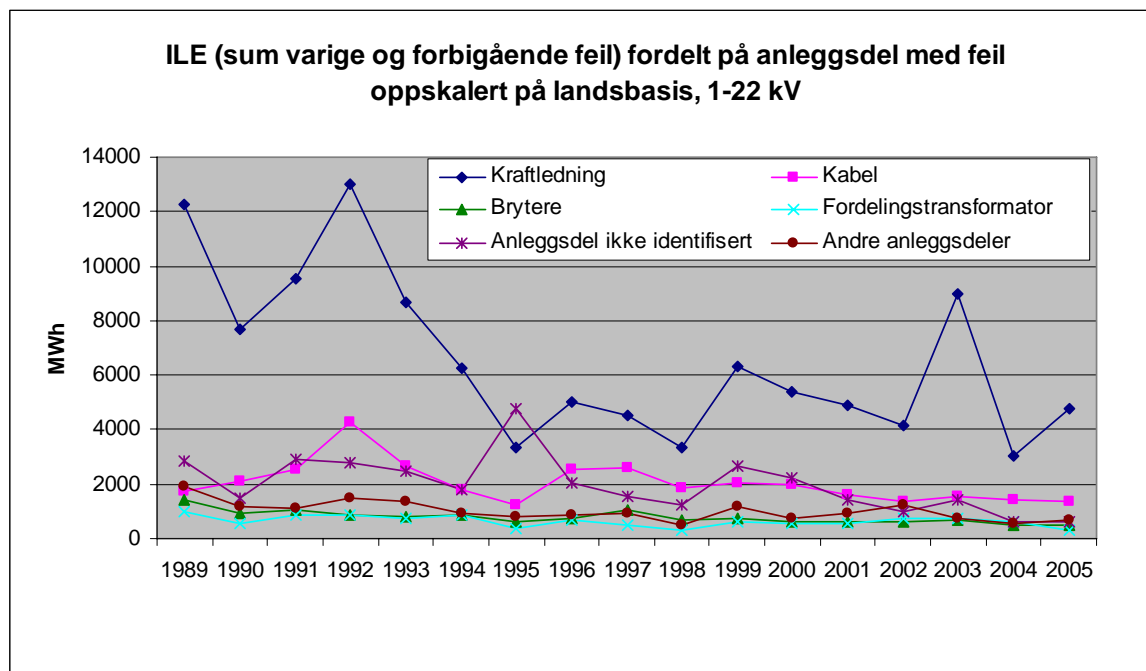
En oversikt over utviklingen i antall feil (som har medført driftsforstyrrelse) fordelt på anleggsdel er vist i Figur 5.18.



Figur 5.18 Antall feil (sum varige og forbigående) fordelt på anleggsdel, 1-22 kV, oppskalerte tall, 1989 - 2005

Ut fra Figur 5.18 kan følgende observeres: Det har vært nedgang i antall feil der anleggsdel ikke er identifisert, parallelt med at det har vært en økning i antall feil registrert på kraftledning fra 1995. Dette styrker hypotesen om at kvaliteten på feilregistreringen er bedret. Det kan også observeres at antall feil registrert på fordelingstransformator har vært økende de siste 5 år. Datagrunnlaget viser at for antall varige feil er kraftledning dominerende anleggsdel mens ”anleggsdel ikke identifisert” er dominerende for forbigående feil, etterfulgt av kraftledning. Det er mindre enn 10 forekomster pr år av anleggsdel ikke identifisert ved varige feil i perioden 2002 til 2005. Figuren viser videre et det er avtakende antall feil på ”andre anleggsdeler”. Noe av dette skyldes at rene sikringsbrudd i tidligere år har vært feilaktig ført som feil på sikring, selv om sikringen har løst ut korrekt ved feil på fordelingstransformator.

Utvikling i sum ikke levert energi fordelt på anleggsdel med feil er vist i Figur 5.19.

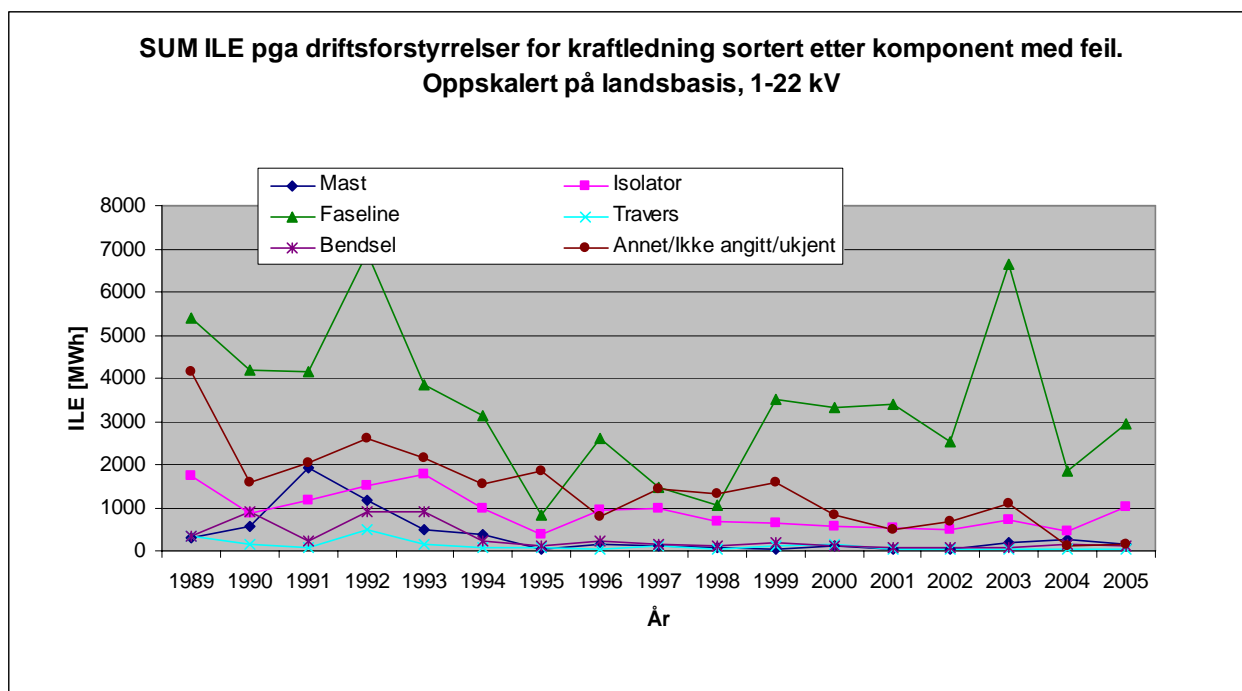


Figur 5.19 ILE fordelt på anleggsdel med feil, 1-22 kV, oppskalerte tall, 1989 - 2005.

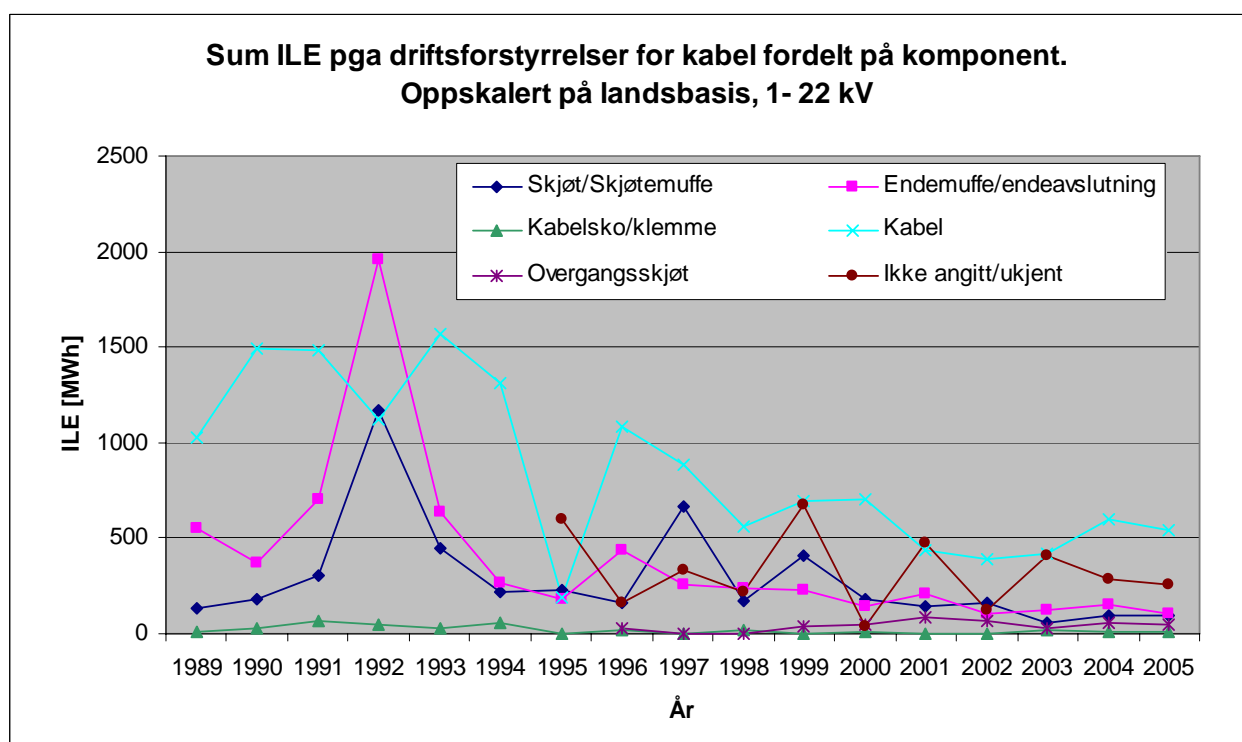
Figur 5.19 viser at det har vært nedgang i ILE registrert på kraftledning, kabel og "anleggsdel ikke identifisert" over perioden 1989 – 2005. Utviklingen i ILE pga kraftledning 1 – 22 kV følger utviklingen i ILE pga "omgivelser" vist i Figur 5.7, med den nevnte toppen i 2003 som følge av vind og trefall på kraftledning. Det kommer også fram av figuren at mens "anleggsdel ikke identifisert" utgjør en ikke ubetydelig andel av antall feil (38 %, se Figur 4.8), er det relativt sett lite ILE knyttet til disse hendelsene (16 %). I "unntaksåret" 1995 er det imidlertid en større andel ILE der anleggsdel ikke er identifisert. Dette året var det frafall av 25 everk mens 12 nye kom til, og kombinert med at det ble innført et nytt registreringssystem (FASIT) kan dette ha medført at kvaliteten på registreringene falt dette året.

Figur 4.8 og Figur 5.19 viser at feil på kraftledning og kabel er de største bidragsyterne til ILE på 1 – 22 kV nivå. Figur 5.20 og Figur 5.21 viser utviklingen i ILE fordelt på komponenter for disse to anleggsdeltypene. Det framgår av Figur 5.20 at faseline de siste årene har vært dominerende komponent mht ILE pga feil på kraftledning, etterfulgt av "annet/ikke angitt/ukjent". Faseline utgjør 59 % av ILE pga kraftledning i perioden 1996 – 2005. Feil på faseline registreres ofte ved utløsende årsaker "vegetasjon", "vind" (fasesammenslag) samt "fugl/dyr". Figur 5.21 viser at feil på selve kabelen de siste årene har bidratt mest til ILE sammenliknet med andre kabelkomponenter. For perioden 1996 – 2005 har kabelen stått for 45 % av ILE fra kabelanlegg, mens skjøt/skjøtemuffe og endemuffe/endeavslutning i sum har stått for 29 %.



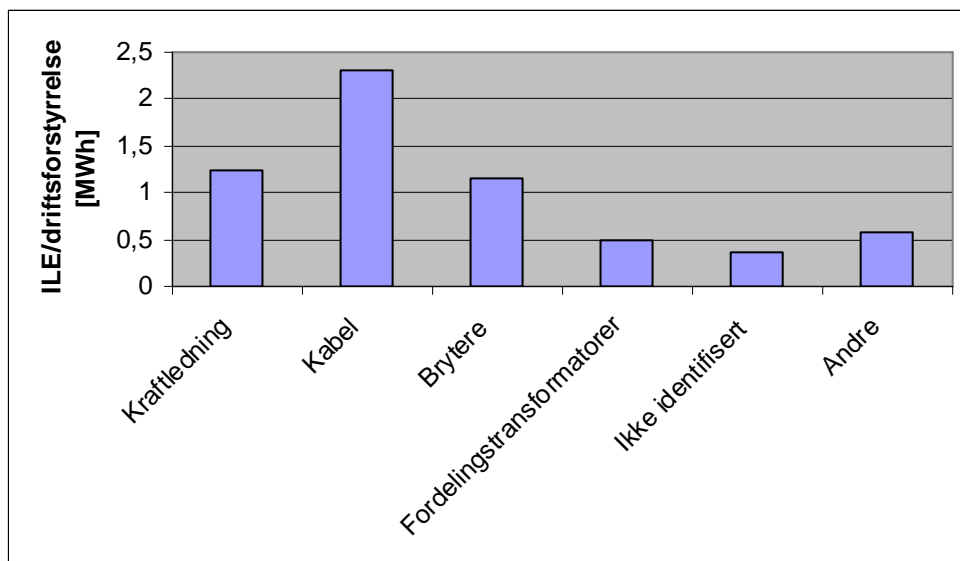


Figur 5.20 Utvikling i sum ikke levert energi pga feil på kraftledning fordelt på komponent med feil, 1-22 kV, oppskalerte tall 1989 - 2005.



Figur 5.21 Sum ILE som skyldes feil på kabel, fordelt på komponent, 1-22 kV, oppskalerte tall 1989 – 2005.

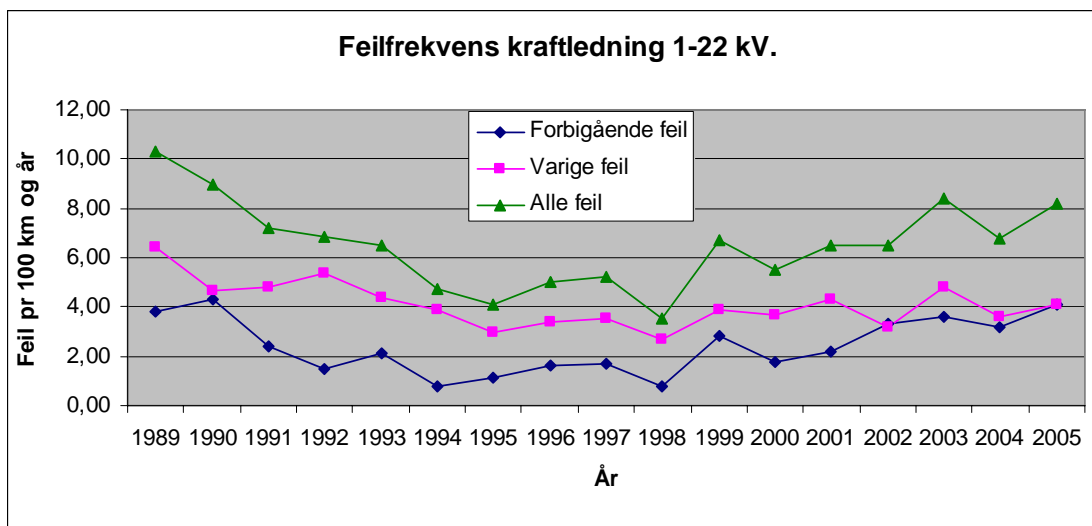
Figur 5.22 viser gjennomsnittlig ILE pr driftsforstyrrelse i perioden 1996 – 2005 for ulike anleggsdeler.



Figur 5.22 Gjennomsnittlig ILE pr driftsforstyrrelse for ulike anleggsdeler 1 – 22 kV, rapporterte tall for perioden 1996 til 2005.

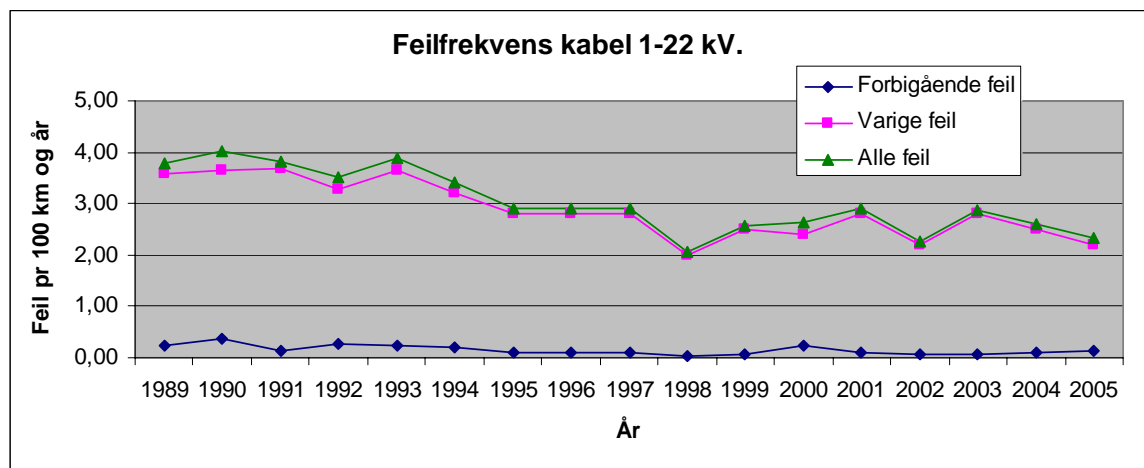
Figuren viser at feil på kabel gir i gjennomsnitt mer ILE pr hendelse enn øvrige anleggsdeler. Dette skyldes trolig at kabel som regel har en vesentlig lengre reparasjonstid. Feil på kraftledning og brytere medfører omtrent like mye ILE pr hendelse. At fordelingstransformatorer medfører så lite ILE pr hendelse sammenliknet med kabel og kraftledning skyldes hovedsakelig at det vanligvis er færre sluttbrukere berørt ved slike feil.

For en del anleggsdeler i distribusjonsnettet er det samlet inn opplysninger om anleggsmassen som gjør det mulig å beregne feilfrekvens. For enkelte anleggsdeler finnes disse dataene helt tilbake til 1989 mens for brytere ble disse dataene samlet inn første gang i 1996. Informasjon samles inn om antall effektbrytere, mens antall skillebrytere, lastskillebrytere og siklastbrytere er samlet under ”andre brytere”. Følgende figurer viser utviklingen i feilfrekvens for hhv kraftledning, kabel, fordelingstransformator, effektbryter og andre brytere.



Figur 5.23 Feilfrekvens for kraftledning, 1-22 kV. Feilfrekvens for alle feil var **6,3 pr 100 km** i gjennomsnitt for perioden 1996 – 2005.

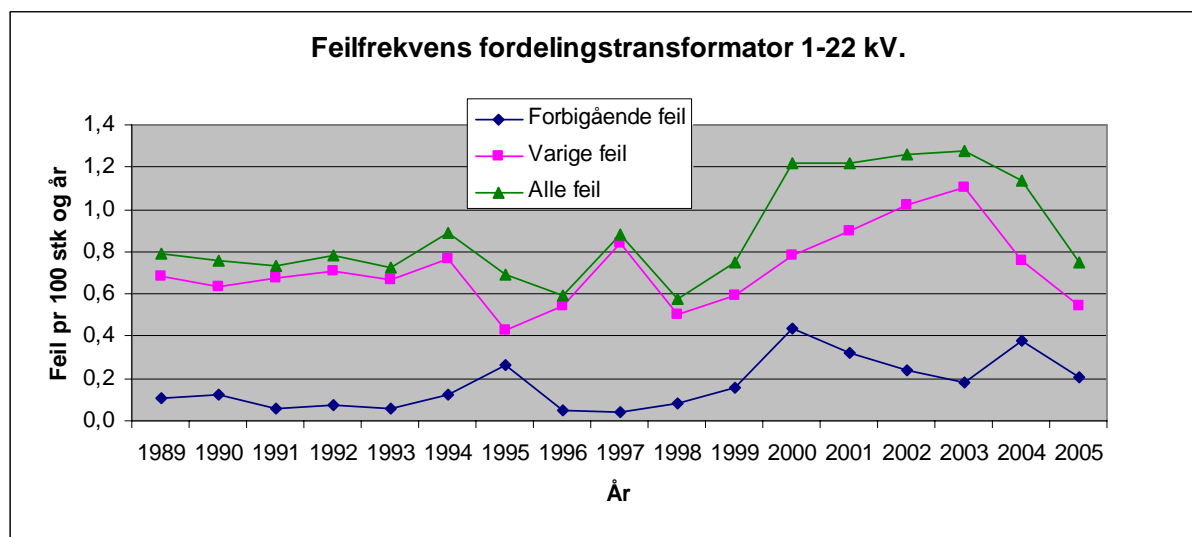
Feilfrekvensen for forbigående feil har vært klart økende fra 1994 mens feilfrekvensen for varige feil viser en svak økning. Økningen i feilfrekvensen for forbigående feil skyldes dels at det registreres flere feil på kraftledning på bekostning av ”anleggsdel ikke identifisert” slik det framgår av Figur 5.18. Videre kan noe av økningen forklares ved at registrering av vellykket hurtig automatisk gjeninnkobling (GIK) har blitt mer vektlagt de siste årene, se beskrivelsen i kap. 4. Nedgangen fra 1989 til 1995 er vanskelig å forklare kun med bakgrunn i FAS-publikasjonene [9], men det kan nevnes at andelen av nettet som inngikk i dataunderlaget var mindre i denne perioden enn etter 1995. Belagt line (BLX) inngår i sum for kraftledning. Andelen belagt line har økt fra 2 % i 1996 til vel 4 % i 2005. Med så små andeler av totalt antall km kraftledning har denne ledningstypen liten betydning for landsgjennomsnittet for feilfrekvensen. Økningen i frekvens for forbigående feil fra 1998 kan muligens skyldes mindre skogrydding i noen år etter at inntektsrammereguleringen ble innført. Økte andeler ILE som følge av ”vegetasjon” vist i Figur 5.17 kan indikere dette.



Figur 5.24 Feilfrekvens for kabel, 1-22 kV. Feilfrekvens for alle feil var **2,6 pr 100 km** i gjennomsnitt for perioden 1996 – 2005.

Feilfrekvensen for kabel har vært avtakende for både varige og forbigående feil. Dette har bakgrunn i følgende forhold:

- tilveksten er i hovedsak moderne PEX-kabel som har en lav feilfrekvens sammenliknet med tidligere generasjoner kabel
- massekablene som også har en høyere feilfrekvens enn dagens PEX-kabler, er i en utfasingsperiode. I 1996 var forholdet PEX/massekabel 1,5:1, mens forholdet i 2005 var 2,3:1

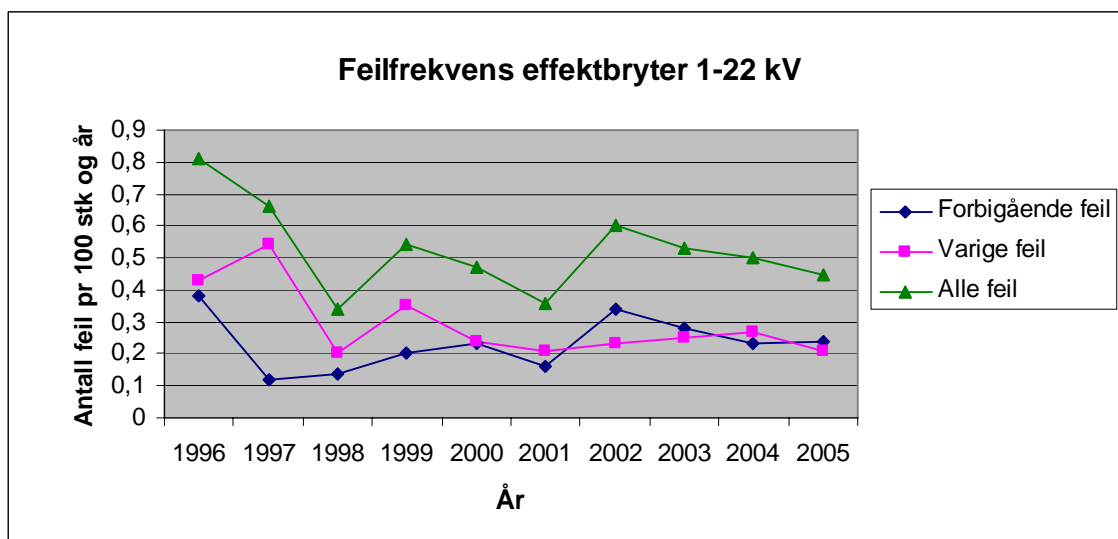


Figur 5.25 Feilfrekvens for fordelingstransformator 1-22 kV. Feilfrekvens for alle feil var **1,0 pr 100 enheter** i gjennomsnitt for perioden 1996 – 2005.

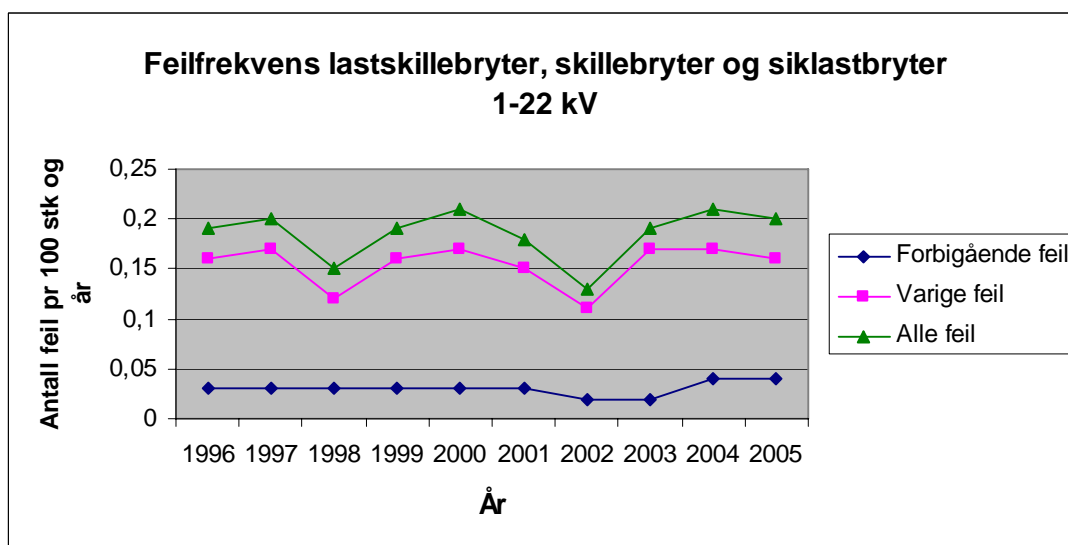
Det var en betydelig økning i feilfrekvensen for varige feil for fordelingstransformatorer fra 1998 til 2003, mens 2004 og 2005 igjen var rolige år. Økningen kan i stor grad forklares med relativt høy lynaktivitet i perioder i senere år, jfr Figur 5.11. Noe av økningen i feilfrekvens kan også skyldes at det i denne perioden i større grad har vært registrert feil på fordelingstransformatorer ved sikringsbrudd enn i tidligere år. Dette gjelder både forbigående og varige feil. Der mange

tidligere registrerte feil på sikring (selv om sikringen ikke hadde feil, men bare gjorde sin oppgave å bryte strømmen pga overbelastning av transformator eller overslag i tilknytning til transformatorarrangementet) velger nå flere korrekt å registrere feil på den anleggsdelen sikringen skal beskytte.

Feilfrekvens for hhv effektbryter og andre brytere er vist i følgende figurer. Det er ikke hentet inn data for anleggsmassen lengre tilbake enn 1996, derfor kan ikke feilfrekvens beregnes for tidligere år. Det kan observeres en noe stigende trend for feilfrekvens pga forbigående feil på effektbryter siden 1997, men det er ikke funnet noe informasjon som kan forklare dette. For andre brytere i sum er det ikke noen klare trender.



Figur 5.26 Feilfrekvens for effektbryter, 1-22 kV. Feilfrekvens for alle feil var **0,5 pr 100 brytere** i gjennomsnitt for perioden 1996 – 2005.

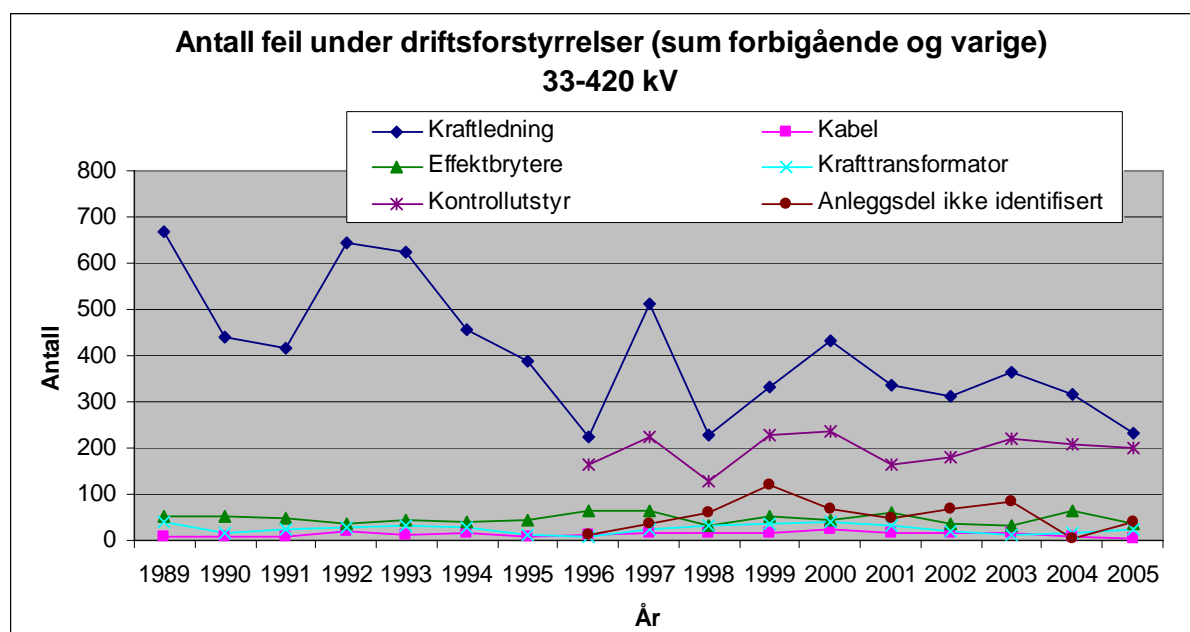


Figur 5.27 Feilfrekvens for lastskillebryter, skillebryter og siklastbryter i sum, 1-22 kV. Feilfrekvens for alle feil var **0,2 pr 100 brytere** i gjennomsnitt for perioden 1996 – 2005.

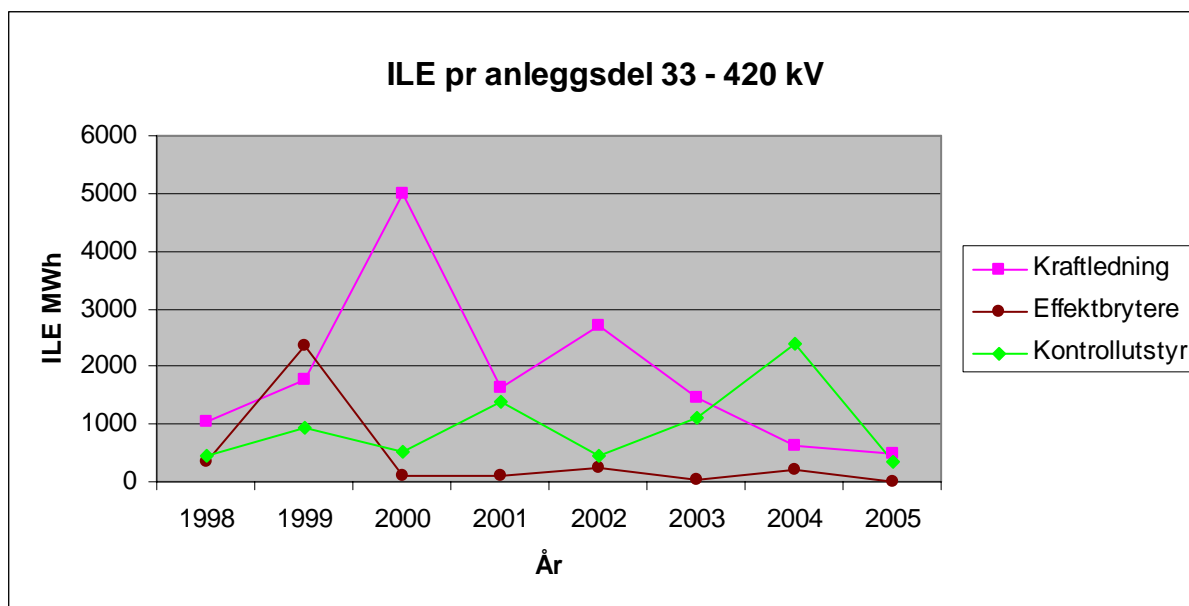
## 5.5 FEIL PÅ ANLEGGSDELER 33 – 420 kV

I regional- og sentralnettet er det ikke uvanlig med flere feil i samme driftsforstyrrelse. På grunn av historisk sett bedre arbeid med feilanalysen, strengere krav til registrering og det forholdet at Statnett har en veiledningsfunksjon i forbindelse med all registrering av feil i regionalnettet er det mer vanlig å få med feilrapporter om sekundære feil i overliggende nett enn i distribusjonsnettet. Eksempelvis er det i 2005 registrert 987 feil under driftsforstyrrelse mens det er registrert 873 driftsforstyrrelser. Det vil si at over 10 prosent av alle feil er sekundære feil som oppdages eller utløses av en primærfeil. Figur 5.28 viser antall feil under driftsforstyrrelse fordelt på anleggsdel med feil. Sett i forhold til distribusjonsnett er det vesentlig flere feil registrert på kontrollutstyr (her inkl. vern). Feil på vern- og kontrollanlegg oppdages ofte i forbindelse med andre feil og bidrar til å utvide konsekvensen av en driftsforstyrrelse ved uteblitt eller uselektiv utløsning, eller forsinker gjenoppbyggingen av nettet etter feil (feil på fjernstyring).

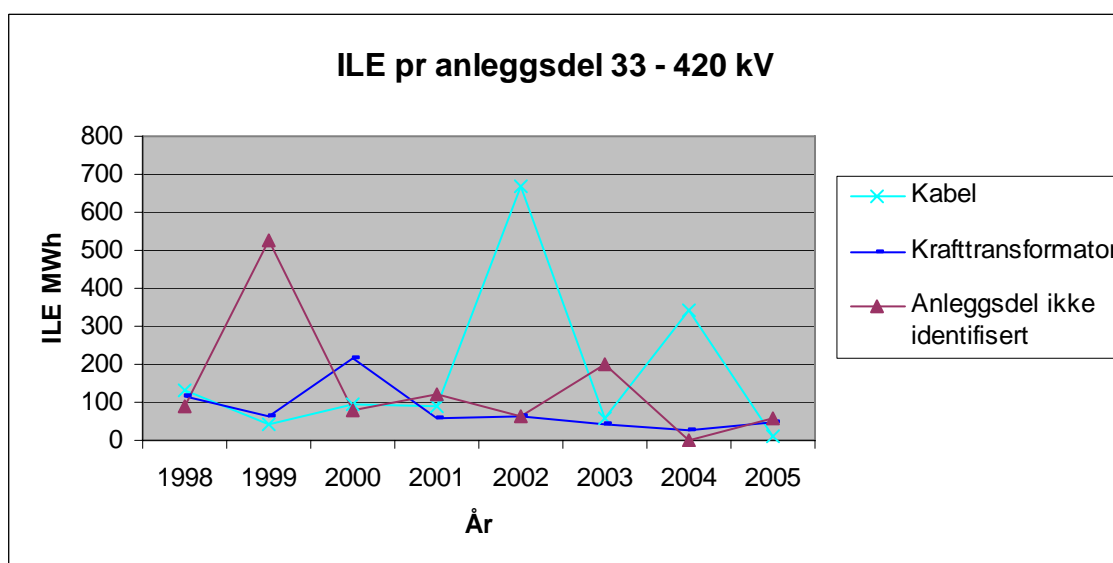
I figuren er det kun tatt med kontrollutstyr for nett- og transformatoranlegg, mens produksjonsrelatert utstyr er holdt utenfor.



Figur 5.28 Antall feil under driftsforstyrrelse (sum varige og forbigående) fordelt på anleggsdel med feil, 33 – 420 kV, 1989 - 2005.

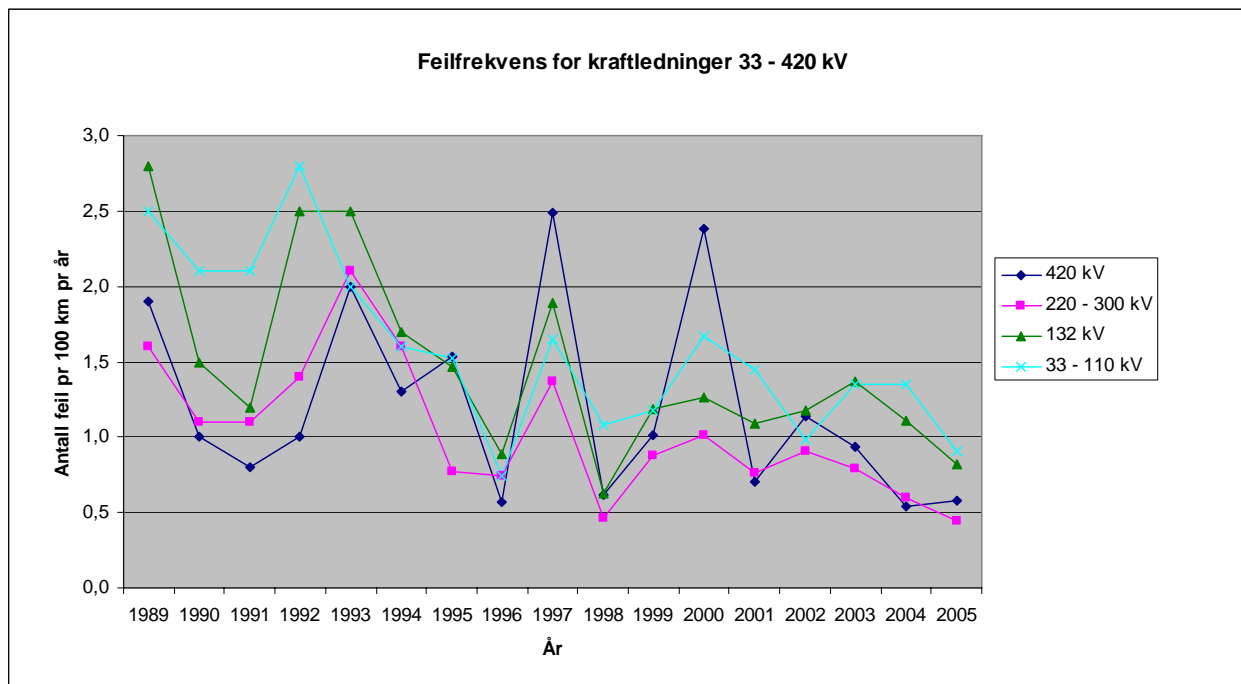


Figur 5.29 ILE pga driftsforstyrrelser fordelt på anleggsdel, 33 – 420 kV, 1998 – 2005, del 1.

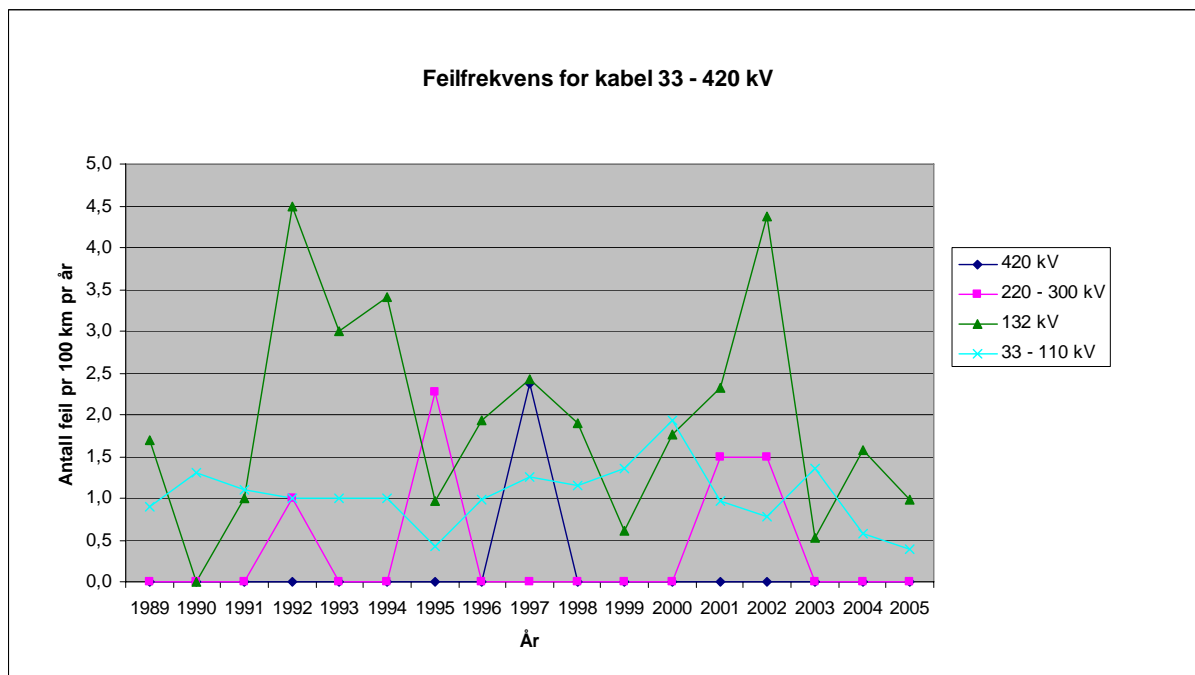


Figur 5.30 ILE pga driftsforstyrrelser fordelt på anleggsdel, 33 – 420 kV, 1998 – 2005, del 2.

Figurene viser at det er flest feil på kraftledning og at slike feil har en avtakende trend, jfr nedgangen i antall driftsforstyrrelser i Figur 5.2. Siden 1996 er det registrert en del feil på kontrollutstyr (inkl. vern) og ”anleggsdel ikke identifisert”. På disse spenningsnivåene varierer ILE mye fra år til år og figurene viser at det er spesielle hendelser som slår ut på fordelingen mellom de ulike anleggsdeltypene. De største bidragsyterne til ILE er kraftledning og vern og kontrollutstyr. Det er registrert mindre ILE på kraftledning i de senere år. I 2004 førte forsinket utløsning av vern som følge av feil på kraftledning (på Vestlandet, se kap. 8, Tabell 8.1) til en topp i ILE som skyldes vern og kontrollutstyr. Feil på kabel har ført til topper i ILE i 2002 og 2004, men i mindre skala enn feil på kraftledning og vern og kontrollutstyr. De følgende figurer viser utviklingen i feilfrekvens for de viktigste anleggsdelene 33 – 420 kV.



Figur 5.31 Feilfrekvens for kraftledninger 33 – 420 kV, 1989 – 2005. Feilfrekvensen var **1,1 pr 100 km** i gjennomsnitt 1996 – 2005 for alle spenningsnivå.

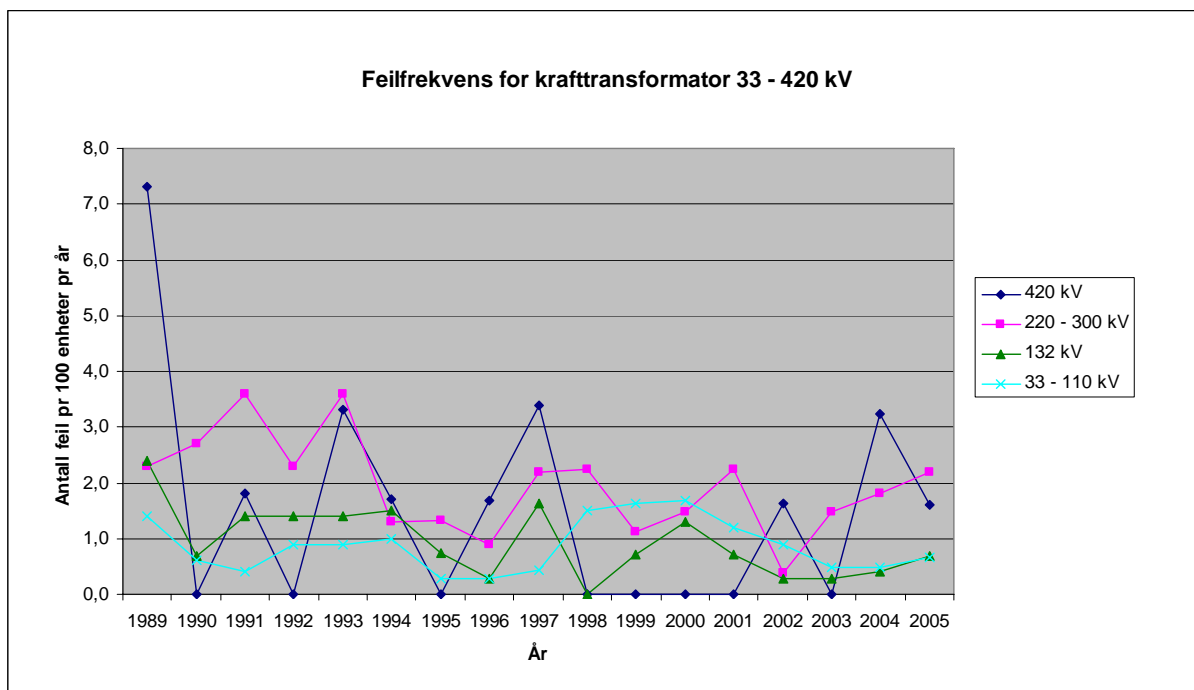


Figur 5.32 Feilfrekvens for kabel 33 – 420 kV, 1989 – 2005. Feilfrekvensen var **1,1 pr 100 km** i gjennomsnitt 1996 – 2005 for alle spenningsnivå.

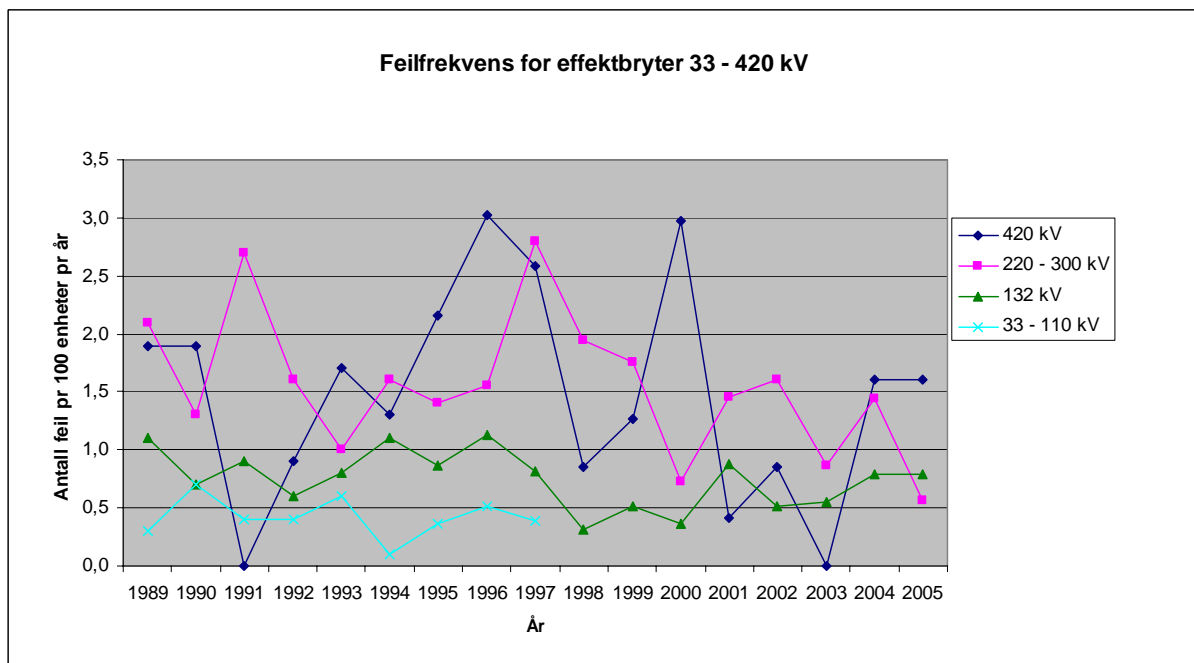
Feilfrekvensen for kraftledning ser ut til å ha en avtakende trend for alle spenningsnivå med unntak av 420 kV der det er spesielle hendelser som gir utslag. Figur 5.32 viser at feilfrekvensen for kabel varierer til dels betydelig fra år til år. Feilfrekvensen for 132 kV kabel har vært svært høy enkelte år i perioden. Det er relativt lite kabel på de høyeste spenningsnivåene, og enkelthendelser vil kunne gi store utslag. Figur 5.33 og Figur 5.34 viser at feilfrekvensen har vært



avtakende for hhv krafttransformatorer og effektbrytere på 220 – 300 kV nivå. Det er ikke presentert feilfrekvens for effektbryter 33 – 110 kV etter 1997 pga mangel på informasjon om anleggsmassen [11].



Figur 5.33 Feilfrekvens for krafttransformatorer 33 – 420 kV, 1989 – 2005. Feilfrekvensen var **0,9 pr 100 enheter** i gjennomsnitt 1996 – 2005 for alle spenningsnivå.



Figur 5.34 Feilfrekvens for effektbryter 33 – 420 kV, 1989 – 2005.

## 6 PLANLAGTE UTKOBLINGER

Planlagte utkoblinger gjennomføres for å kunne drive vedlikehold og annet arbeid på nettet. De planlagte utkoblingene kan være varslet eller ikke varslet.

Informasjon om planlagte utkoblinger er ulikt behandlet i de publiserte statistikkene. Planlagte utkoblinger på 33 – 420 kV nivå rapporteres ikke til Statnett fra regionalnettselskapene. På disse spenningsnivåene er det få planlagte utkoblinger som medfører avbrudd fordi det som oftest er omkoblingsmuligheter, se kap 6.2. For 1 – 22 kV finnes tilgjengelig opplysninger om antall planlagte utkoblinger, årsak til utkobling og ILE som skyldes planlagte utkoblinger i landsstatistikk-databasen, kvalitetssikret og på samme form for perioden 1999 – 2005.

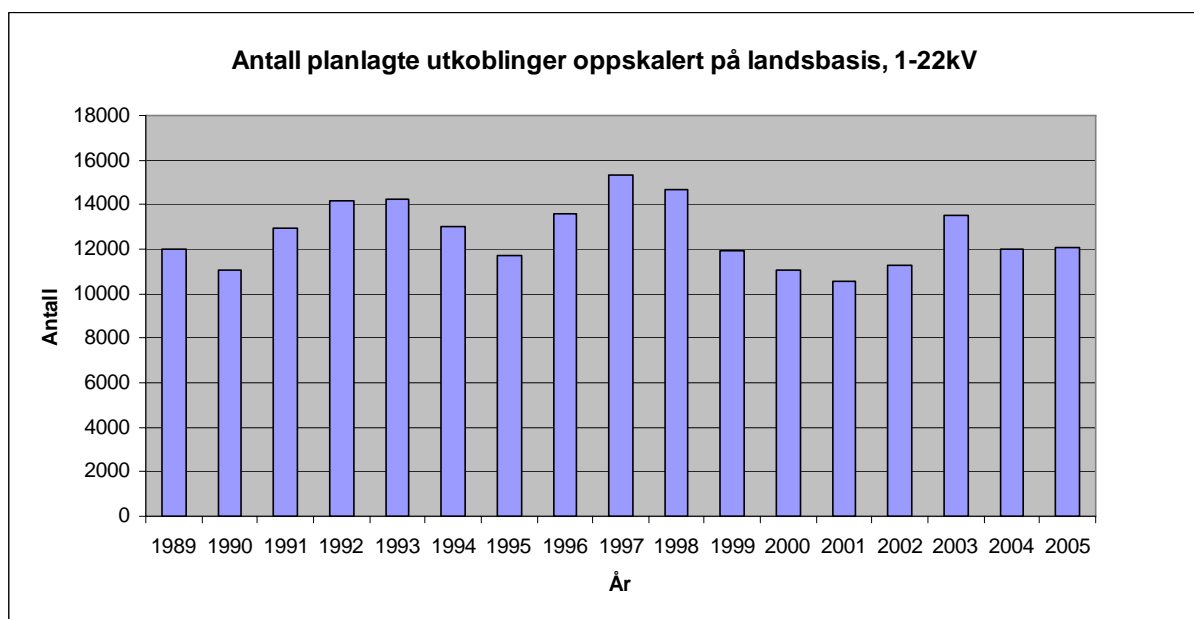
NVEs avbruddsstatistikk gir informasjon om varslede og ikke varslede avbrudd. ILE som skyldes planlagte utkoblinger kan tilnærmes med ILE som skyldes varslede avbrudd. Ved å kombinere informasjon fra feilstatistikkene og avbruddsstatistikken er det mulig å få fram informasjon om *ILE* forårsaket av planlagte utkoblinger for alle spenningsnivå slik det er vist en oversikt over i Figur 4.2. ILE som skyldes varslede avbrudd forårsaket av spenningsnivå over 33 kV er ikke med i avbruddsstatistikken før i 2001. *Antall* utkoblinger finnes det derimot data om for distribusjonsnettet. Antall *varslede* avbrudd i sum fra NVEs avbruddsstatistikk vil likevel være et uttrykk for antall varslede planlagte utkoblinger totalt for alle spenningsnivå.

Som følge av ulik behandling i statistikkene av planlagte utkoblinger som har medført *ikke varslede* avbrudd kan det være noe av tilhørende ILE som har falt ut av avbruddsstatistikken. På spenningsnivå mellom 1 og 22 kV utgjør ILE i forbindelse med ikke varslede planlagte utkoblinger ca 2 % av all ILE og er slik sett ikke utslagsgivende i denne sammenhengen.

## 6.1 PLANLAGTE UTKOBLINGER 1-22 kV

I distribusjonsnettet medfører planlagte utkoblinger som regel avbrudd for sluttbrukere dersom det ikke finnes omkoblingsmuligheter eller tilgang på reserveaggregater. Noen utkoblinger kan unngås ved gjøre arbeid under spenning (AUS).

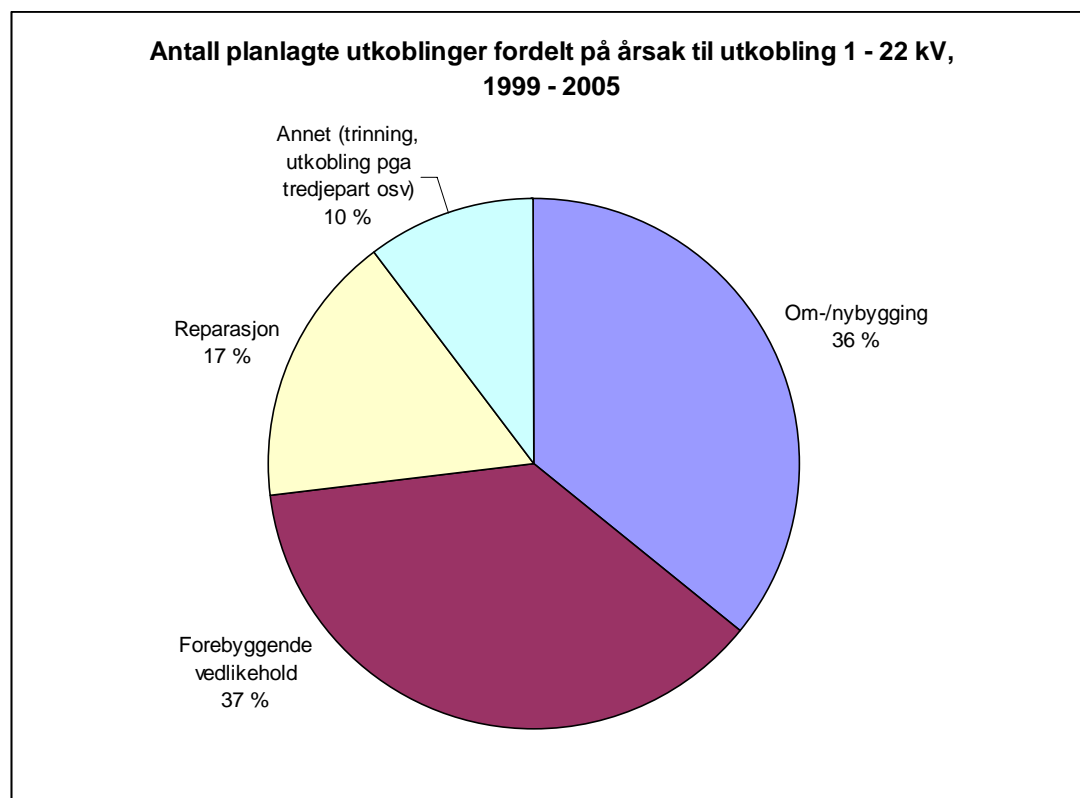
Figur 6.1 viser antall planlagte utkoblinger i 1 – 22 kV anlegg oppskalert på landsbasis for perioden 1989 – 2005.



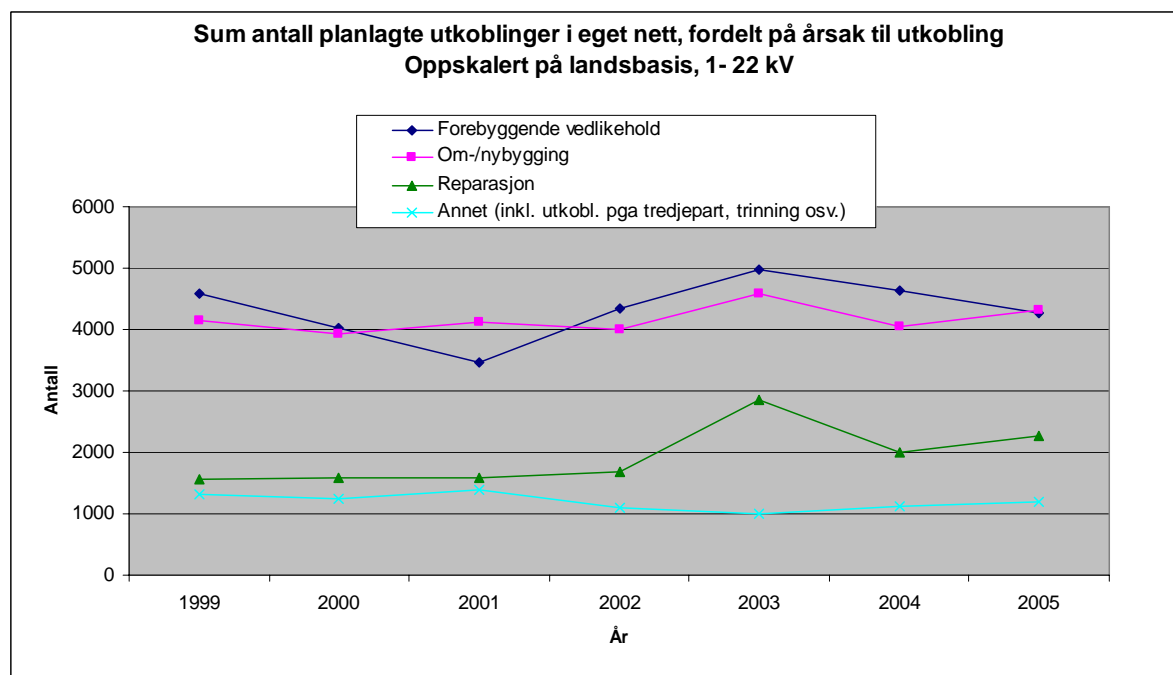
Figur 6.1 Antall planlagte utkoblinger 1 – 22 kV, oppskalerte tall 1989 – 2005.

Antallet utkoblinger har vært i overkant av 12600 pr år i gjennomsnitt over perioden. Dette er i størrelsesorden det samme antallet som sum antall varige og forbigående feil i distribusjons-nettet, se Figur 5.1. Det har vært en økende trend i antallet utkoblinger i perioden fra 1989 fram til 1997 da inntektsrammereguleringen ble innført, dersom er ser bort fra unntaksåret 1995. Etter en topp med over 15000 utkoblinger i 1997 avtok antallet til ca 11000 i 2001 for så å stige igjen i senere år. Utviklingen utdypes noe mer i følgende figurer.

Figur 6.2 viser fordelingen av årsak til utkobling i distribusjonsnettet i perioden 1999 til 2005. De dominerende årsakene er forebyggende vedlikehold og om-/nybygging. Figur 6.3 viser utviklingen i antall planlagte utkoblinger fordelt på årsaker. Antallet utkoblinger pga forebyggende vedlikehold økte fra 2001 til 2003 men avtok i 2004 og 2005. Antallet utkoblinger pga reparasjon hadde en topp i 2003 etter feilhendelsene i desember der spesielt Østlandsområdet var berørt (se kap. 8, Tabell 8.1).

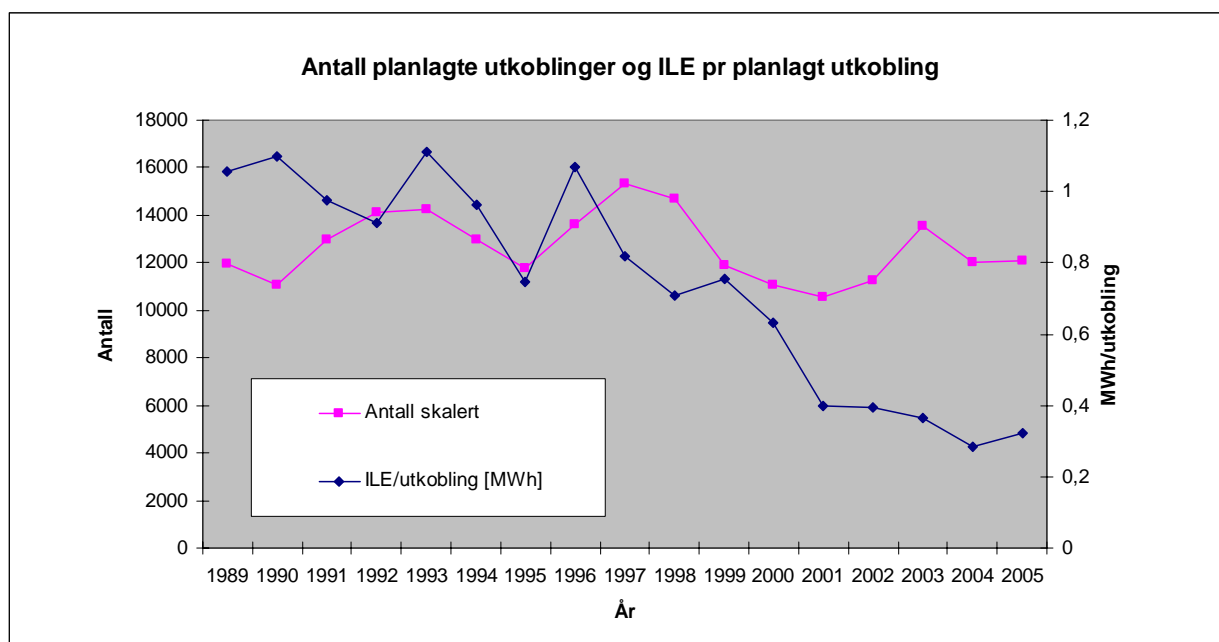


Figur 6.2 Antall planlagte utkoblinger fordelt på årsak til utkobling, 1 – 22 kV, oppskalerte tall 1999-2005 .



Figur 6.3 Antall planlagte utkoblinger fordelt på årsak til utkobling. 1-22 kV, oppskalerte tall 1999 – 2005.

I Figur 6.4 er det vist antallet planlagte utkoblinger i 1 - 22 kV-nett og ILE pr planlagt utkobling. Antallet utkoblinger på landsbasis er relativt uendret over perioden. Kurven for ILE viser her en klar trend ved at ILE pr utkobling er redusert til ca en tredel i analyseperioden, fra ca 1 MWh til ca 0,3 MWh pr utkobling.

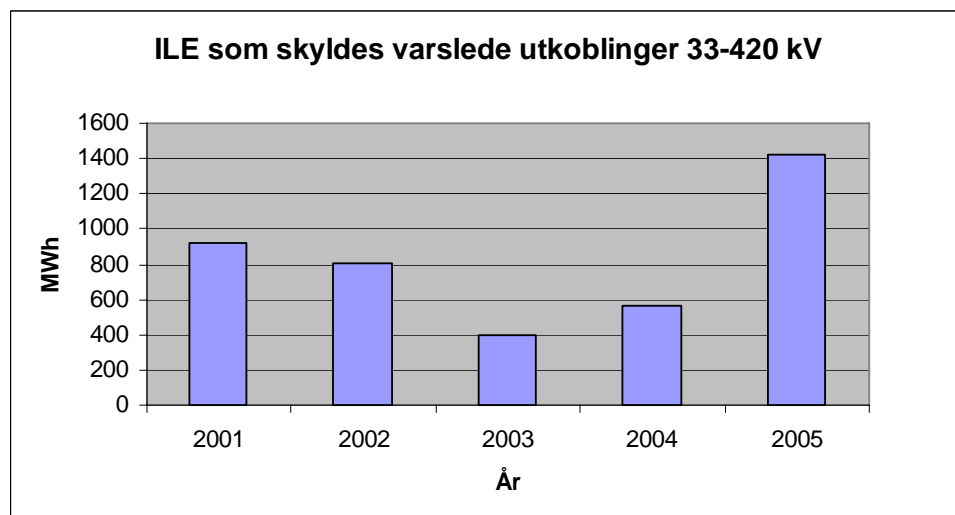


Figur 6.4 Antall planlagte utkoblinger og ILE pr planlagt utkobling 1 – 22 kV, oppskalerte tall 1989 – 2005.

## 6.2 PLANLAGTE UTKOBLINGER 33 – 420 kV

Planlagte utkoblinger i regional- og sentralnettet medfører sjelden avbrudd. Dette skyldes at disse nettnivåene i en stor grad er masket og at det i de aller fleste tilfeller finnes alternative forsyningsveier som kan benyttes ved planlagt arbeid. Det vesentligste unntaket er en ombygging av 300 kV kraftledningen mellom Feda og Øye som medførte en dobling av ILE ved varslede avbrudd i regional- og sentralnett i 2005 i forhold til gjennomsnittet de foregående fire årene (se nedenfor). Imidlertid kan risikoen for avbrudd øke dersom det skjer feil i nettet samtidig med at et anlegg er utkoblet. I hht forskrift om systemansvaret skal systemansvarlig samordne driftsstanser i regional- og sentralnettet basert på planer fra de enkelte konsesjonærer. Driftsstans kan ikke iverksettes uten etter vedtak av systemansvarlig [5].

Planlagte utkoblinger i regional- og sentralnett inngår ikke i Statnett sin årsstatistikk [11]. Men i NVEs avbruddsstatistikk fra og med 2001 finnes informasjon om ILE ved varslede avbrudd forårsaket av disse spenningsnivåene og dette vil tilsvare ILE pga planlagte *varslede* utkoblinger i 33 – 420 kV anlegg. Figur 4.2 og Figur 4.3 viste at planlagte utkoblinger i 33 – 420 kV nett medfører et relativt lite bidrag til ILE. Dette framgår også av Figur 6.5 som viser ILE forårsaket av planlagte varslede utkoblinger i 33 – 420 kV nett for perioden 2001 – 2005.



Figur 6.5 ILE som skyldes planlagte varslede utkoblinger, 33 – 420 kV, 2001 – 2005.

## 7 AVBRUDD FOR SLUTTBRUKERE

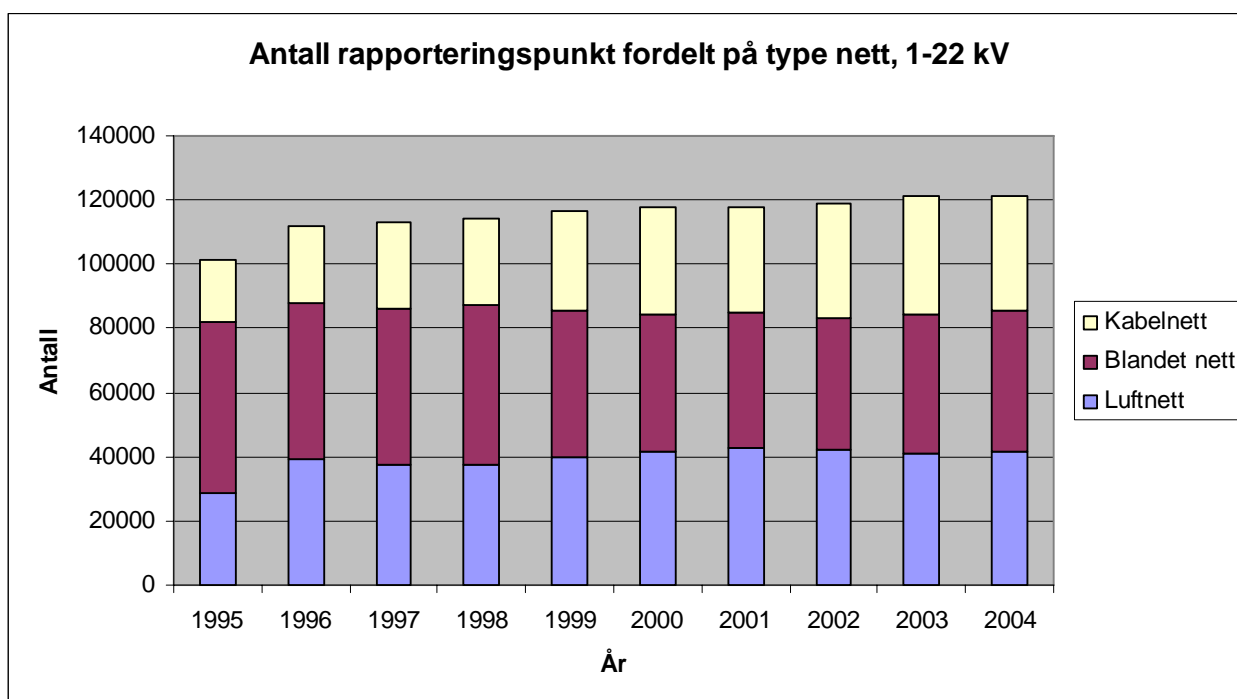
Aggregerte resultater fra NVEs avbruddsstatistikk er vist foran i kap. 4.3. Slike figurer framgår også av statistikkpublikasjonene fra NVE [12] og omfatter gjennomsnittlig antall avbrudd og årlig avbruddsvarighet samt sum ILE for alle rapporteringspunkt, fordelt på varslede og ikke varslede avbrudd. I rapporteringen til NVE skilles det mellom fire ulike ”typer” avbrudd:

- Ikke varslede avbrudd pga hendelser i eget nett
- Ikke varslede avbrudd pga hendelser i andres nett
- Varslede avbrudd pga hendelser i eget nett
- Varslede avbrudd pga hendelser i andres nett

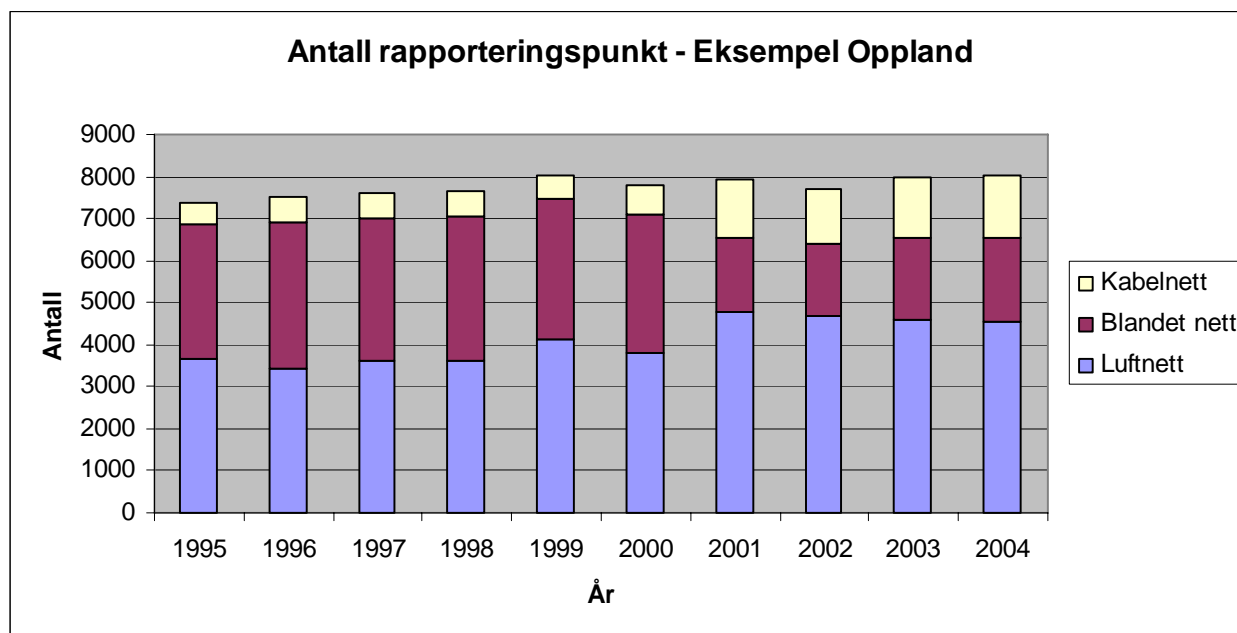
I tillegg framgår det fra 2000/2001 informasjon om hvilke spenningsnivå som har forårsaket avbruddene. For å kunne vurdere eventuelle trender i disse avbruddsparametrene har vi valgt å dele opp tallmaterialet i avbrudd for sluttbrukere i hhv. distribusjonsnett og regional- og sentralnett. Det er gjennomført analyser av avbruddsdata rapportert til NVE for perioden 1995-2004 og som er grunnlaget for avbruddsstatistikken. Dataunderlaget er gitt i vedlegg 4.

### 7.1 OM AVBRUDDSDATA RAPPORTERT TIL NVE

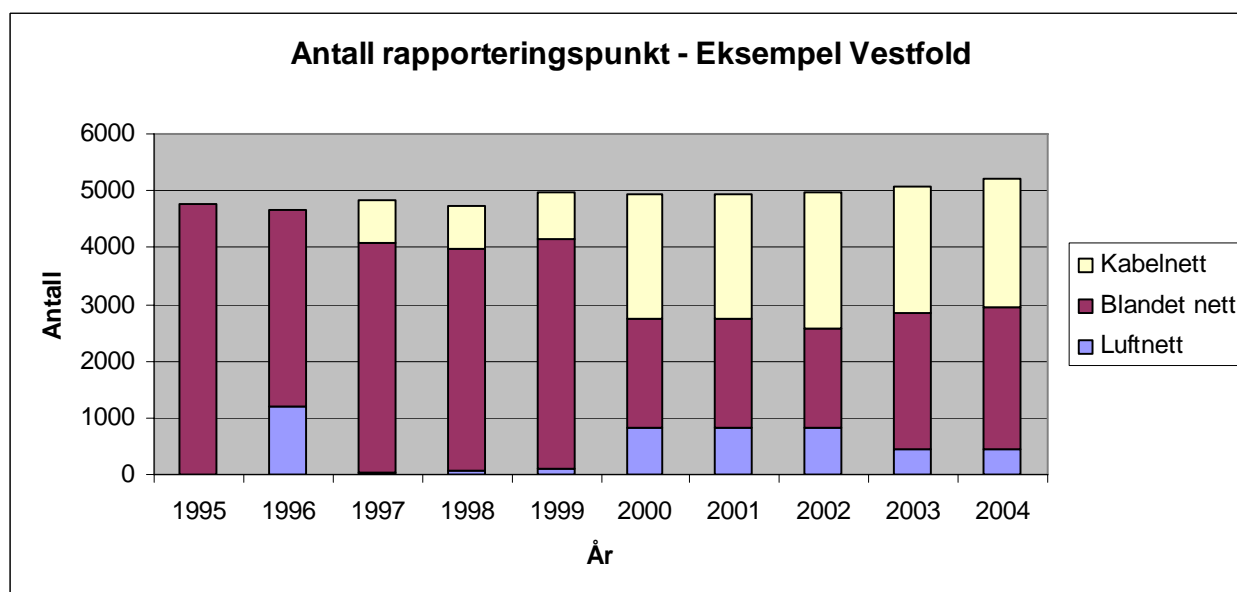
I avbruddsrapporteringen fordeles antall rapporteringspunkter på tre ulike typer distribusjonsnett: Luftnett, blandet nett og kabelnett. Det viser seg at spesielt i årene fram til ca år 2000 har vært en del ”ustabilitet” i hvordan denne fordelingen har vært rapportert. Se Figur 7.1, Figur 7.2 og Figur 7.3 nedenfor.



Figur 7.1 Antall rapporteringspunkt fordelt på type nett. 1-22 kV, 1995 - 2004.



Figur 7.2 Antall rapporteringspunkt fordelt på type nett 1-22 kV, 1995 – 2004. Eksempel Oppland.



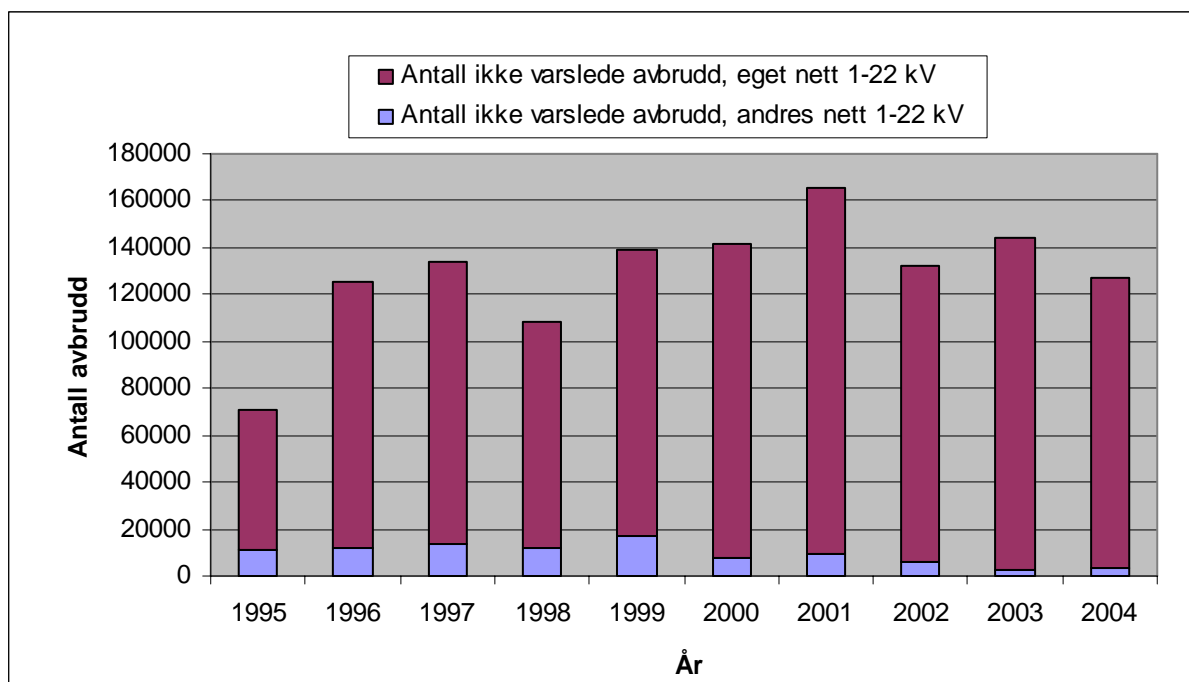
Figur 7.3 Antall rapporteringspunkt fordelt på type nett 1-22 kV, 1995 – 2004 Eksempel Vestfold.

Som det framgår av figurene ovenfor, er det enkelte fylker der det har vært til dels store ”sprang” i antall rapporteringspunkt i ulike typer distribusjonsnett.

Dette innebærer at normaliserte verdier (f eks antall avbrudd pr rapporteringspunkt) for en gitt type distribusjonsnett vil være påvirket av kvaliteten på normaliseringsfaktoren (antall rapporteringspunkt). Fordelingen av rapporteringspunkt har vært relativt ”stabil” de 4 år.



I denne sammenheng har vi søkt å finne svar på om det kan observeres trender i avbruddsforhold i tidsserien av data for 1995 – 2004. For å gjøre dette arbeidet så entydig som mulig, har vi valgt å se på de avbrudd som er rapportert pga hendelser i eget nett. Nettselskapene har bedre kontroll på datagrunnlaget for hendelser i eget nett enn for andres nett, og det antas derfor at kvaliteten på datagrunnlaget om avbrudd som skyldes hendelser i eget nett er høyere enn om avbrudd som skyldes hendelser i andres nett. Hvor mye hendelser som skyldes andres nett utgjør er eksemplifisert for 1 – 22 kV i Figur 7.4. Figuren viser at antall avbrudd som skyldes eget nett er klart dominerende overfor det totale antallet avbrudd.



Figur 7.4 Antall ikke varslede avbrudd fordelt på om de skyldes hendelser i eget eller andres nett. 1-22 kV, 1995 - 2004. Eksempel distribusjonsnett luft, ikke varslede avbrudd.

Videre er det ønskelig å ta med kun avbrudd som skyldes hendelser på det spenningsnivå som betraktes. Rapportering av spenningsnivå der hendelsen inntraff ble innført i 2000/2001. Det har derfor ikke vært mulig å skille ut denne informasjonen for årene 1995-1999. For disse årene er derfor alle avbrudd med, uansett spenningsnivå. Det finnes eksempler på at det er registrert feil spenningsnivå i forbindelse med registrering i distribusjonsnettet, noe som skaper en viss usikkerhet rundt tallgrunnlaget.

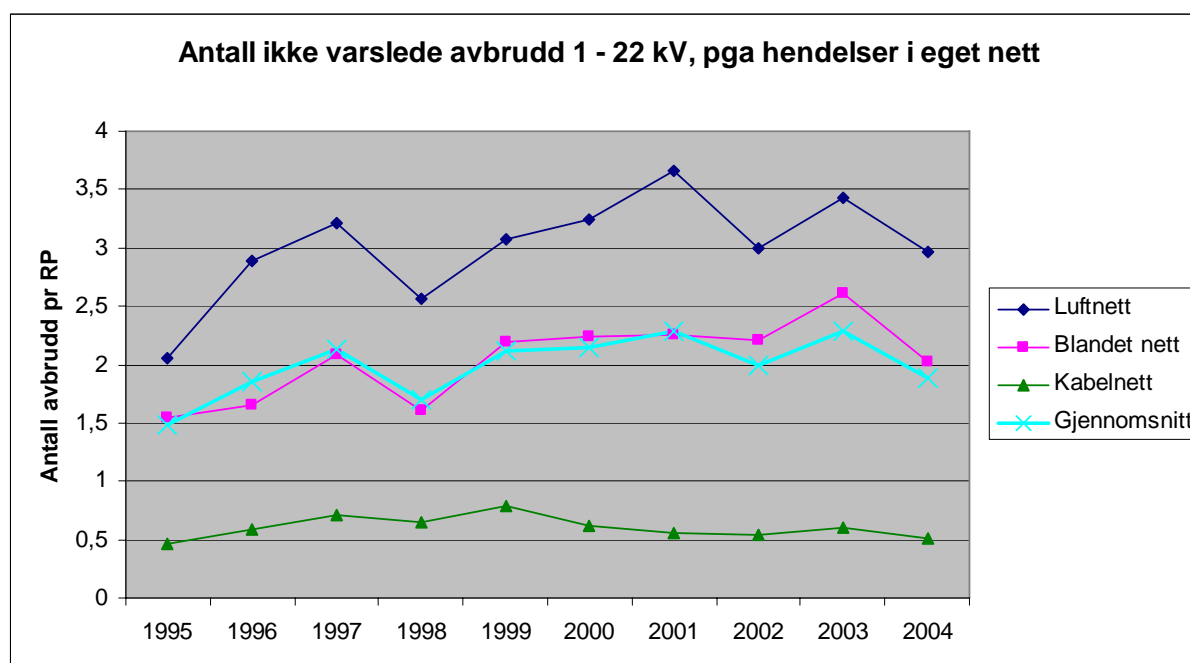
## 7.2 AVBRUDD FOR SLUTTBRUKERE I DISTRIBUSJONSNETTET (1-22 kV)

Utviklingen i avbruddsforhold for sluttbrukere i 1 – 22 kV nett pga hendelser som skyldes eget nett på dette nettnivået er vist i de følgende figurer (Figur 7.5 - Figur 7.10). Sluttbrukere er referert rapporteringspunkt som er lavspennings siden av fordelingstransformatorer eller høyspenningspunkt med direkte levering til sluttbrukere. Figurene er oppdelt på luftnett, blandet nett og kabelnett, og det er vist en gjennomsnittskurve for alle typer nett. Dette gjennomsnittet er noe lavere enn det som framgår av figurene i kap. 4 fordi de viser kun avbruddsforhold pga hendelser i eget nett og spenningsnivå 1 – 22 kV.

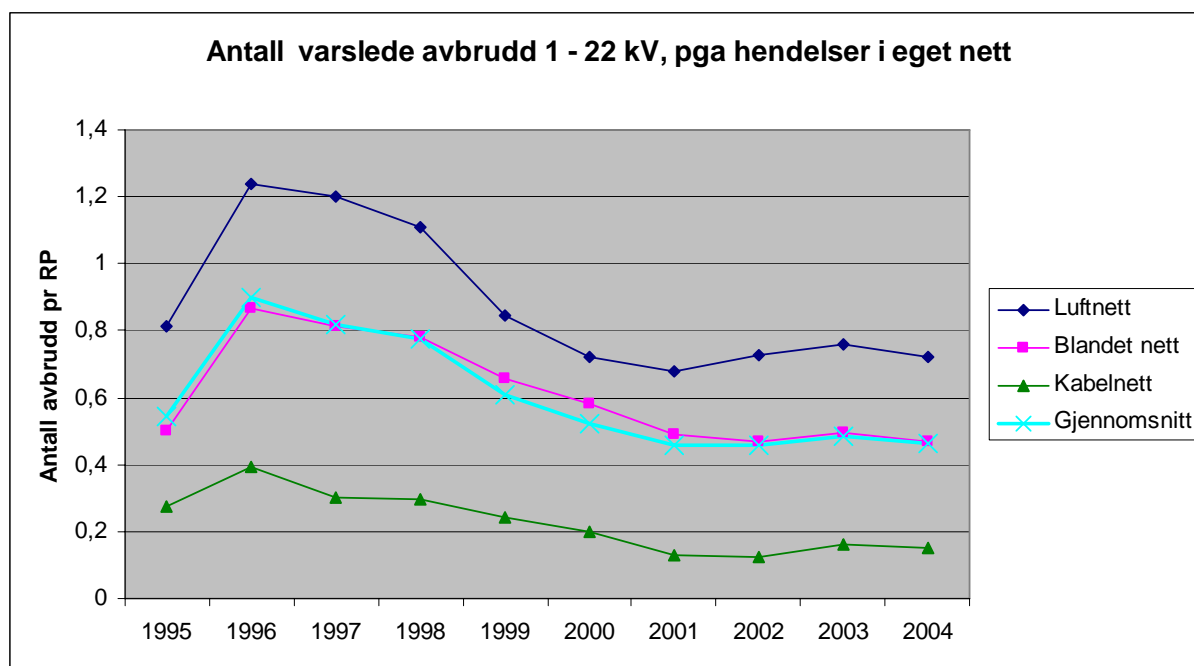
Figurene viser at utviklingsmønsteret i antall ikke varslede avbrudd og avbruddsvarighet i luftnett og blandet nett er svært likt. Utviklingen i antall ikke varslede avbrudd viser her en svakt stigende eller uendret trend mens det er en svakt avtakende trend for sluttbrukere i kabelnett.

Avbruddsvarigheten pga ikke varslede avbrudd i eget nett varierer til dels betydelig fra år til år i luftnett og blandet nett men er relativt uforandret sett over perioden, mens tilsvarende avbruddsvarighet er noe avtakende i kabelnett.

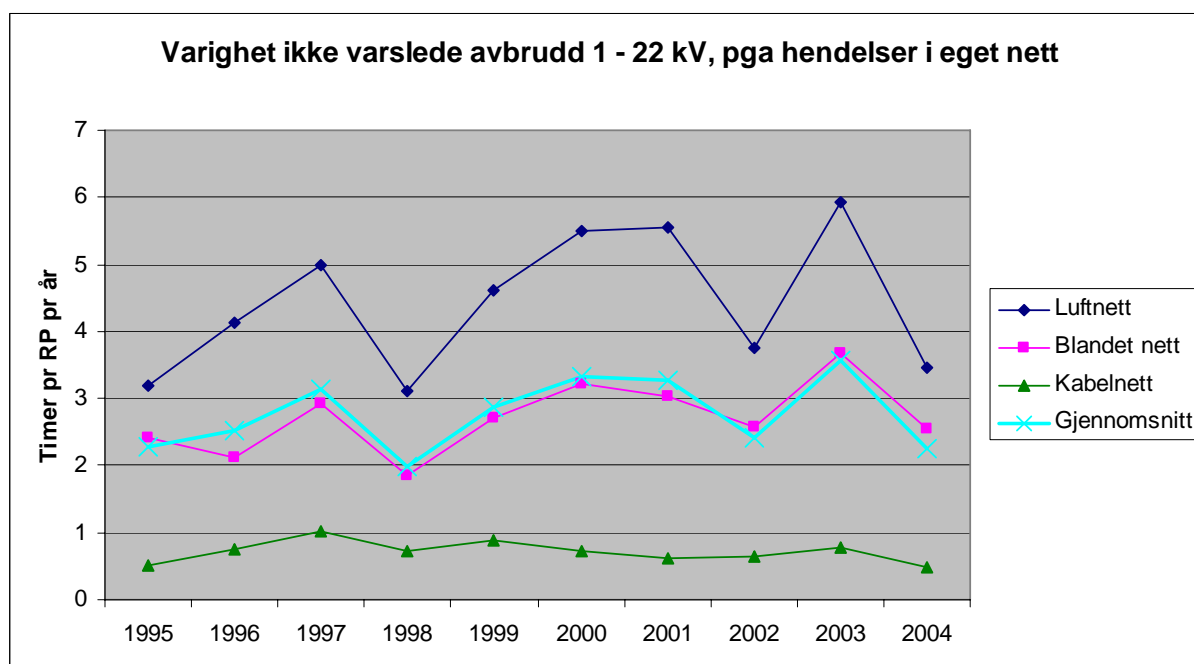
Når det gjelder varslede avbrudd har det vært en betydelig nedgang fram til 2001 og en tilnærmet utflating etter det for alle typer distribusjonsnett. Tilsvarende forløp kan observeres for *varighet* av varslede avbrudd, men nedgangen er relativt sett større enn for *antallet* varslede avbrudd. Ikke levert energi pr rapporteringspunkt (RP) er vist kun for fire år, og det er vanskelig å trekke noen konklusjoner på basis av en så kort tidsserie. ILE pr RP pga ikke varslede avbrudd viser en topp i 2003 slik som vist tidligere i rapporten, mens ILE pr RP pga varslede avbrudd har vært tilnærmet konstant i perioden 2001 – 2004.



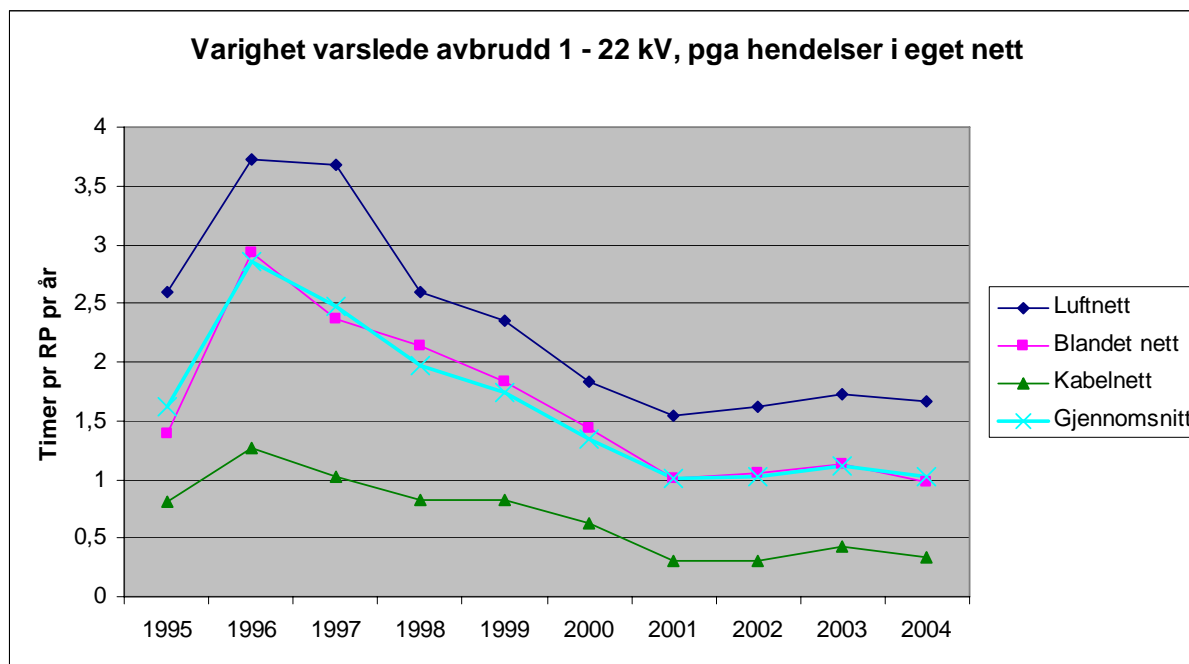
Figur 7.5 Antall ikke varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i 1 – 22 kV nett, som skyldes hendelser i eget 1 – 22 kV nett, 1995 – 2004.



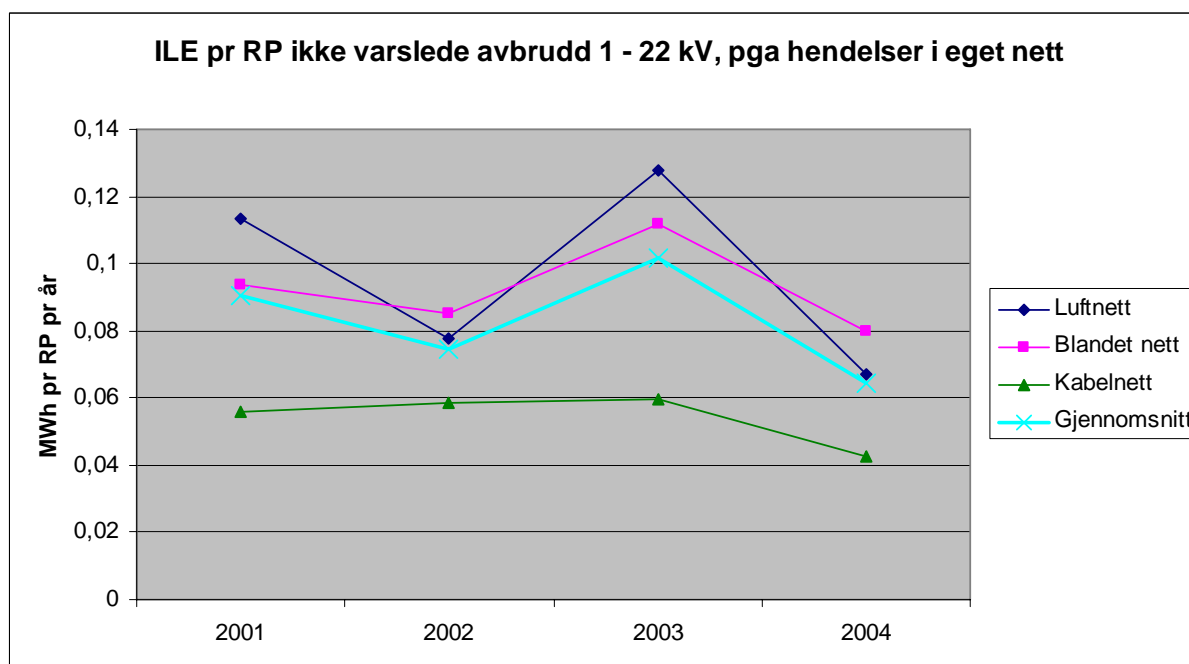
Figur 7.6 Antall varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i 1 – 22 kV nett, som skyldes hendelser i eget 1 – 22 kV nett, 1995 – 2004.



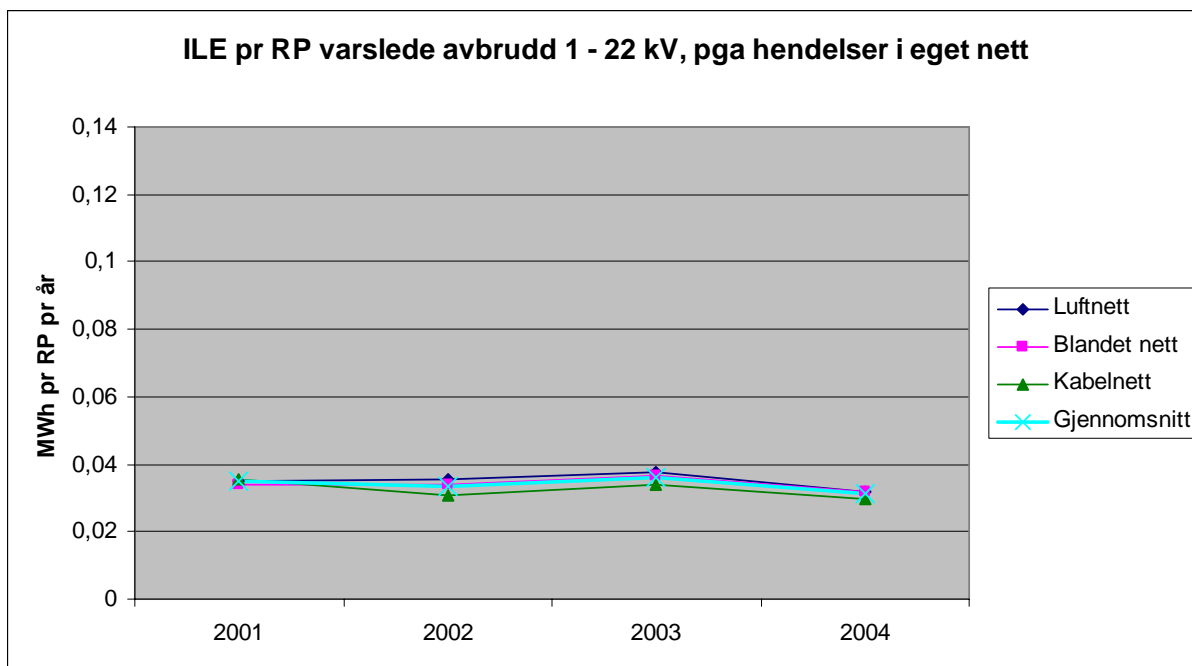
Figur 7.7 Avbruddsvarighet [timer pr år] ved ikke varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i 1 – 22 kV nett, som skyldes hendelser i eget 1 – 22 kV nett, 1995 – 2004.



Figur 7.8 Avbruddsvarighet [timer pr år] ved varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i 1 – 22 kV nett, som skyldes hendelser i eget 1 – 22 kV nett, 1995 – 2004.

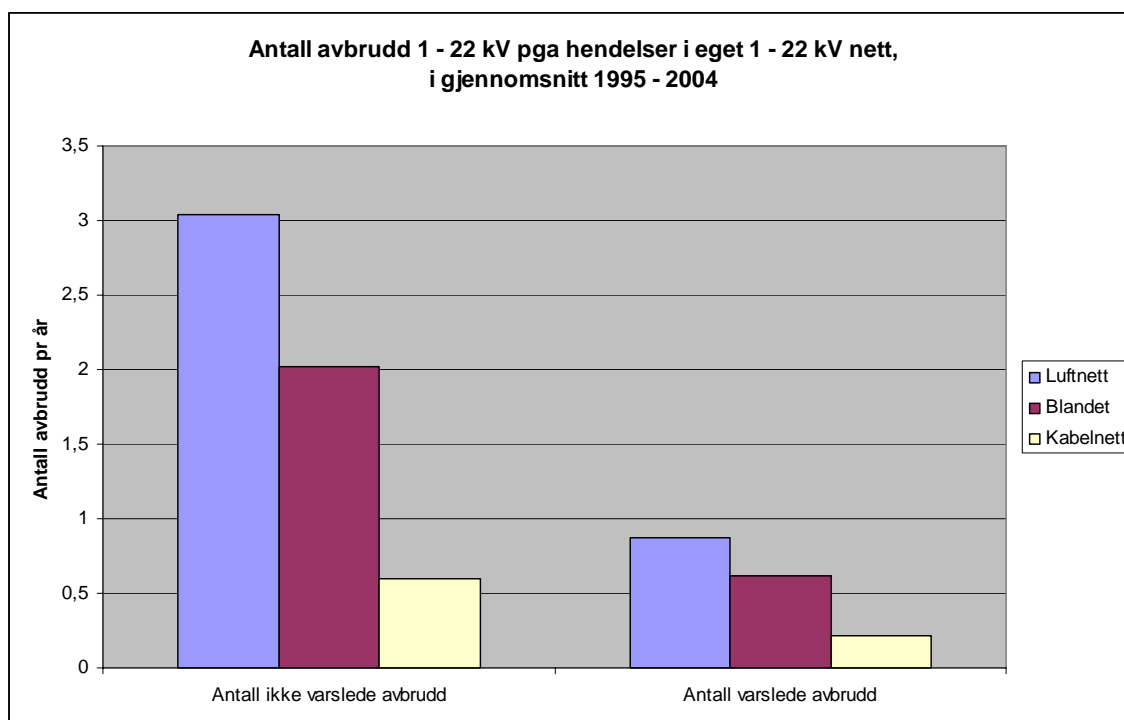


Figur 7.9 ILE [MWh] ved ikke varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i 1 – 22 kV nett, som skyldes hendelser i eget 1 – 22 kV nett, 2001 – 2004.

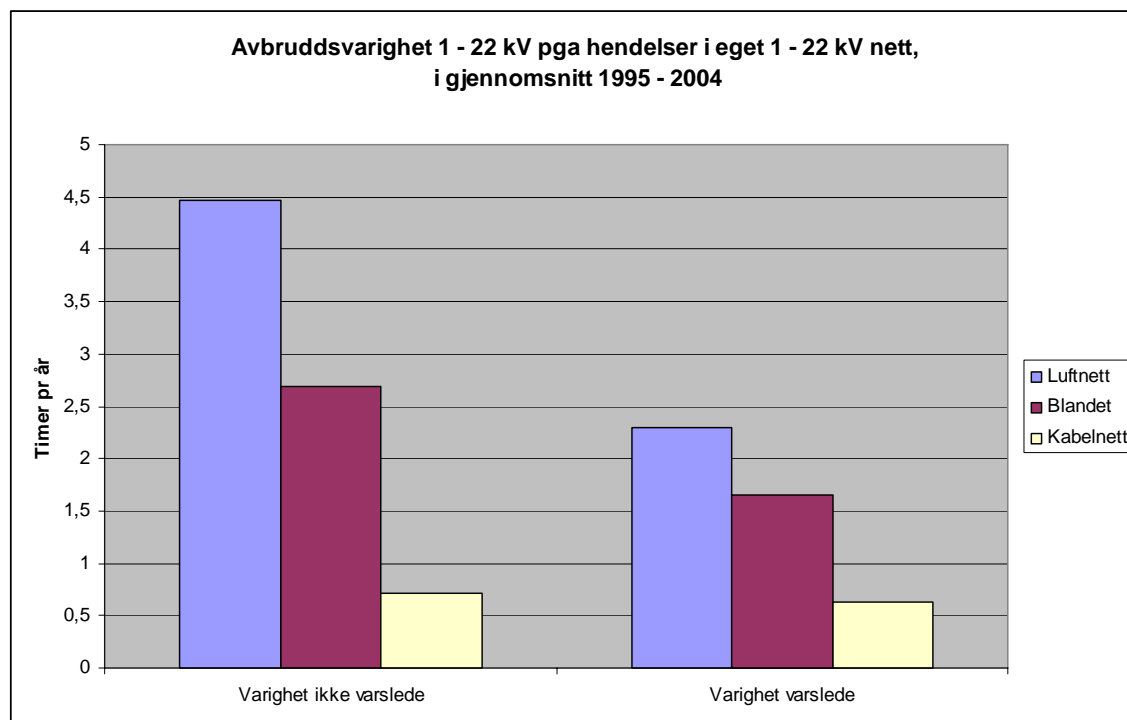


Figur 7.10 ILE [MWh] ved varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i 1 – 22 kV nett, som skyldes hendelser i eget 1 – 22 kV nett, 2001 – 2004.

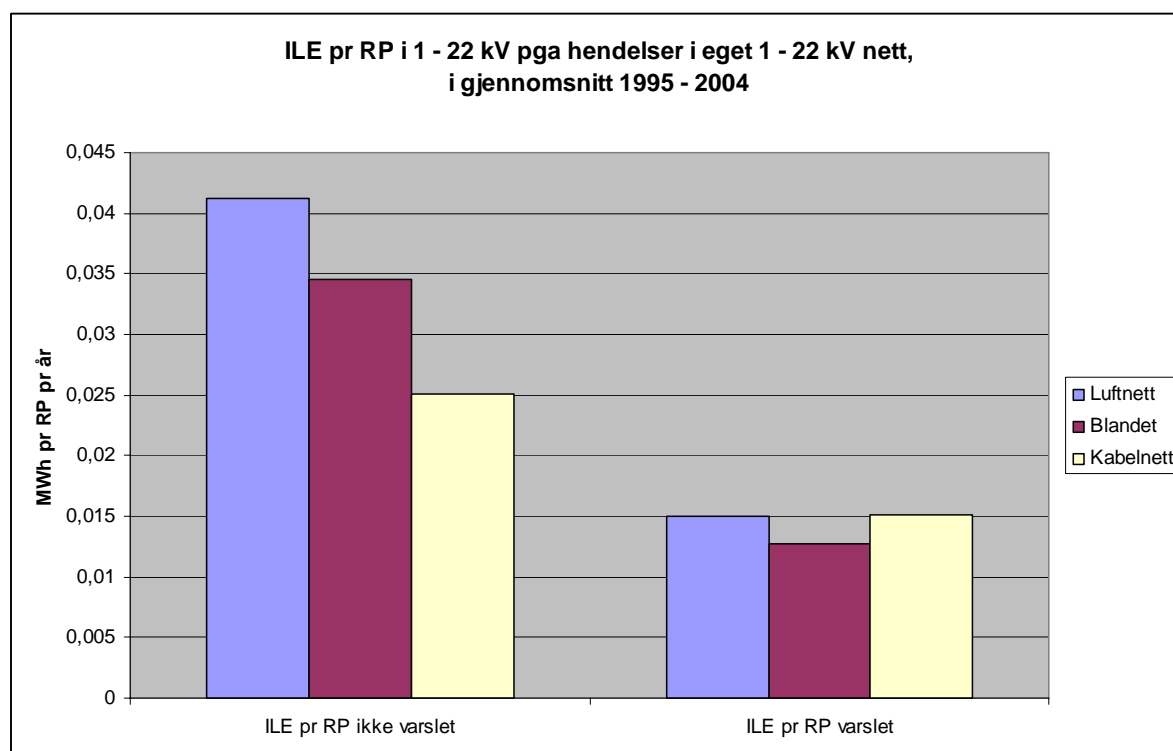
Figur 7.11, Figur 7.12 og Figur 7.13 viser gjennomsnittlige avbruddsforhold i hhv luftnett, blandet nett og kabelnett pga hendelser i eget distribusjonsnett for perioden 1995 - 2004.



Figur 7.11 Gjennomsnittlig antall ikke varslede og varslede avbrudd pga hendelser i eget distribusjonsnett 1 – 22 kV, i luftnett, blandet nett og kabelnett for perioden 1995 – 2004.



Figur 7.12 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet for ikke varslede og varslede avbrudd pga hendelser i eget distribusjonsnett 1 – 22 kV, i luftnett, blandet nett og kabelnett for perioden 1995 – 2004.



Figur 7.13 Gjennomsnittlig ILE pr RP pga hendelser i eget distribusjonsnett 1 – 22 kV, i luftnett, blandet nett og kabelnett for perioden 1995 – 2004.

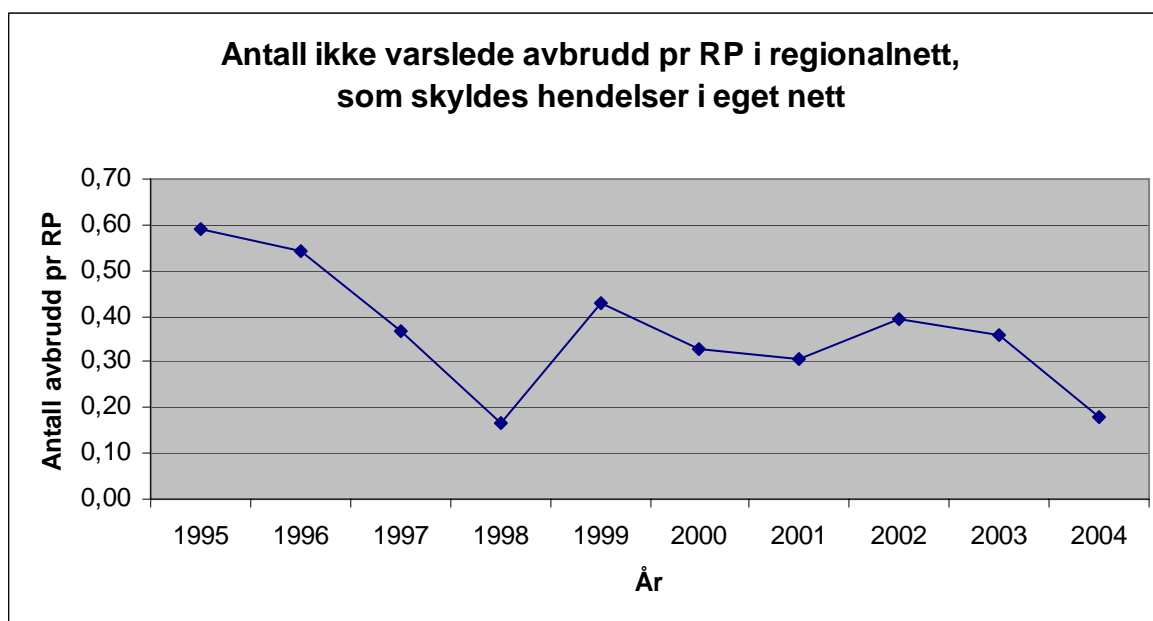
Figurene viser at det er ca 5 ganger flere ikke varslede avbrudd og 4 ganger flere varslede avbrudd i luftnett enn i kabelnett i gjennomsnitt over perioden. For avbruddsvarighet er forholdet i overkant av 6,3 for hhv ikke varslede og 3,6 for varslede avbrudd. ILE pr rapporteringspunkt er imidlertid bare ca 1,6 høyere i luftnett enn i kabelnett for ikke varslede avbrudd mens det er omtrent likt for varslede avbrudd.

I gjennomsnitt er antall ikke varslede avbrudd ca 3 – 3,5 ganger høyere enn antall varslede avbrudd. Avbruddsvarigheten er omtrent den samme i kabelnett for de to typene avbrudd. I luftnett er varigheten av ikke varslede avbrudd nesten det dobbelte av varigheten for varslede avbrudd. ILE pr rapporteringspunkt er 2 – 3 ganger høyere for ikke varslede avbrudd enn for varslede avbrudd.

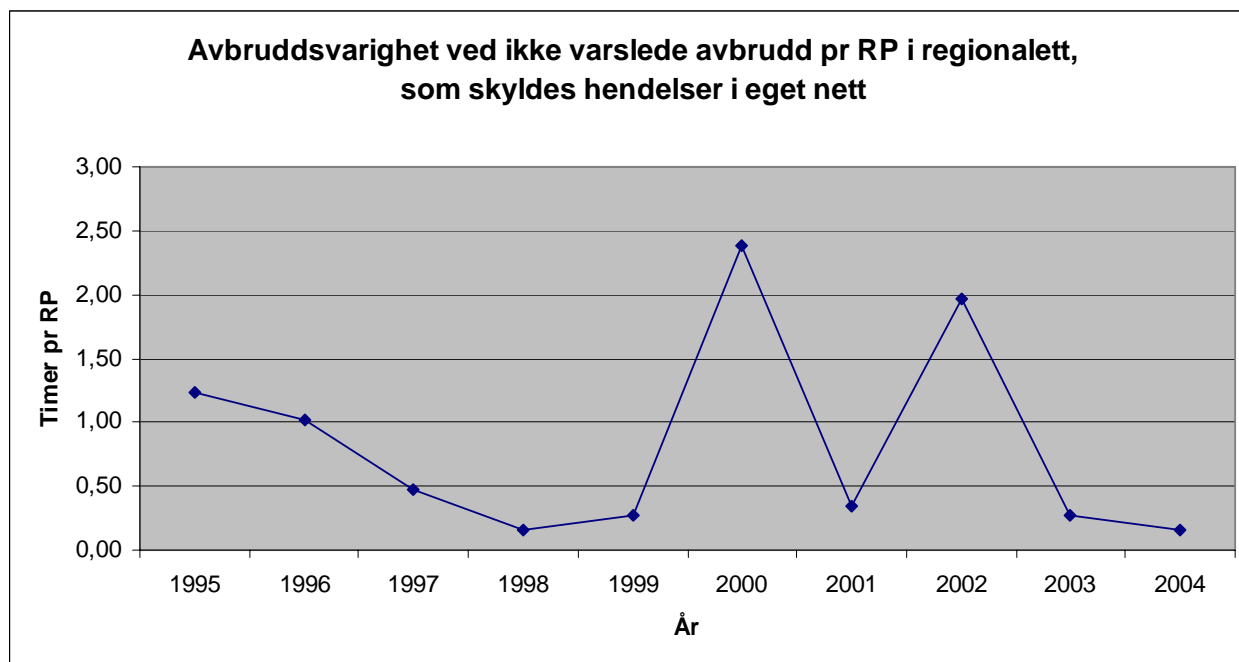
### 7.3 AVBRUDD FOR SLUTTBRUKERE I REGIONAL- OG SENTRALNETTET (33 – 420 kV)

Dette delkapitlet omhandler avbrudd for sluttbrukere tariffert i regional- og sentralnettet, som skyldes hendelser i eget nett for perioden 1995 – 2004. Beskrivelsen her gjelder avbrudd på regionalnetts- og sentralnettsnivå som skyldes hendelser i eget nett i sum for *alle* spenningsnivå, i motsetning til delkapitlet foran om avbrudd i distribusjonsnett som skyldes hendelser i eget nett på spenningsnivå 1 – 22 kV.

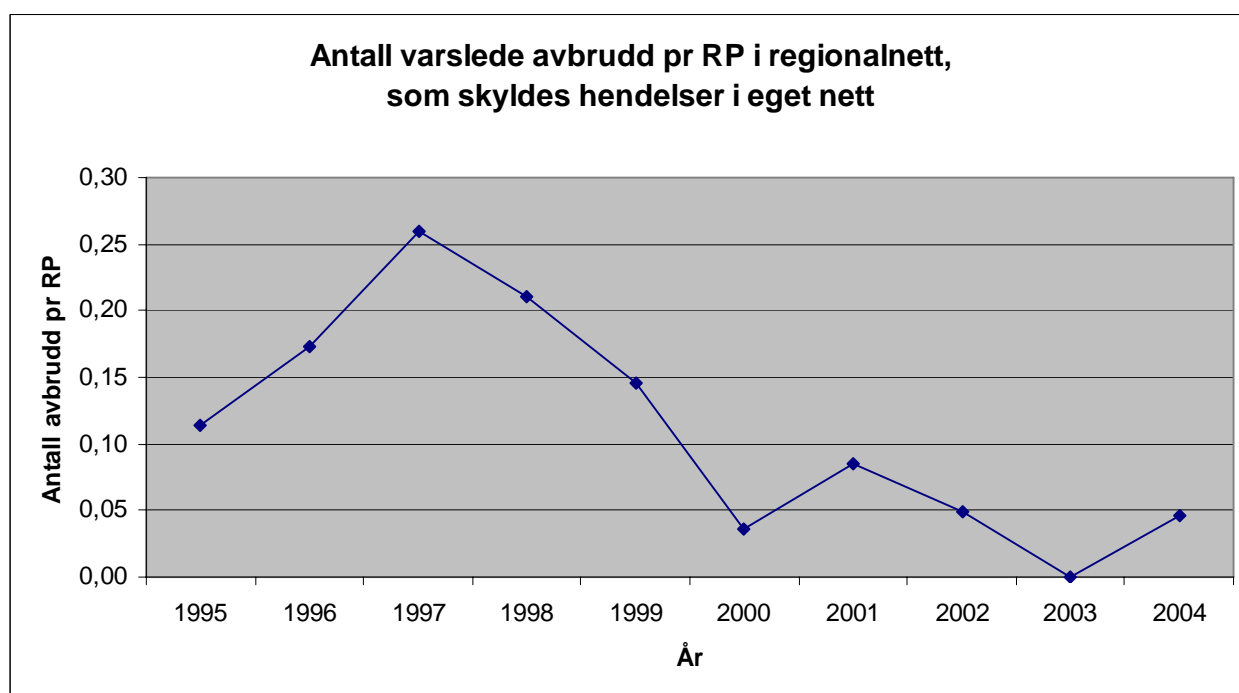
I Figur 7.14 - Figur 7.17 er det vist utviklingen i avbruddsforhold for sluttbrukere i regionalnettet pga hendelser i eget nett (alle spenningsnivåer i eget nett inngår).



Figur 7.14 Antall ikke varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i regionalnett 33 – 110 kV, som skyldes hendelser i eget nett, 1995 - 2004.

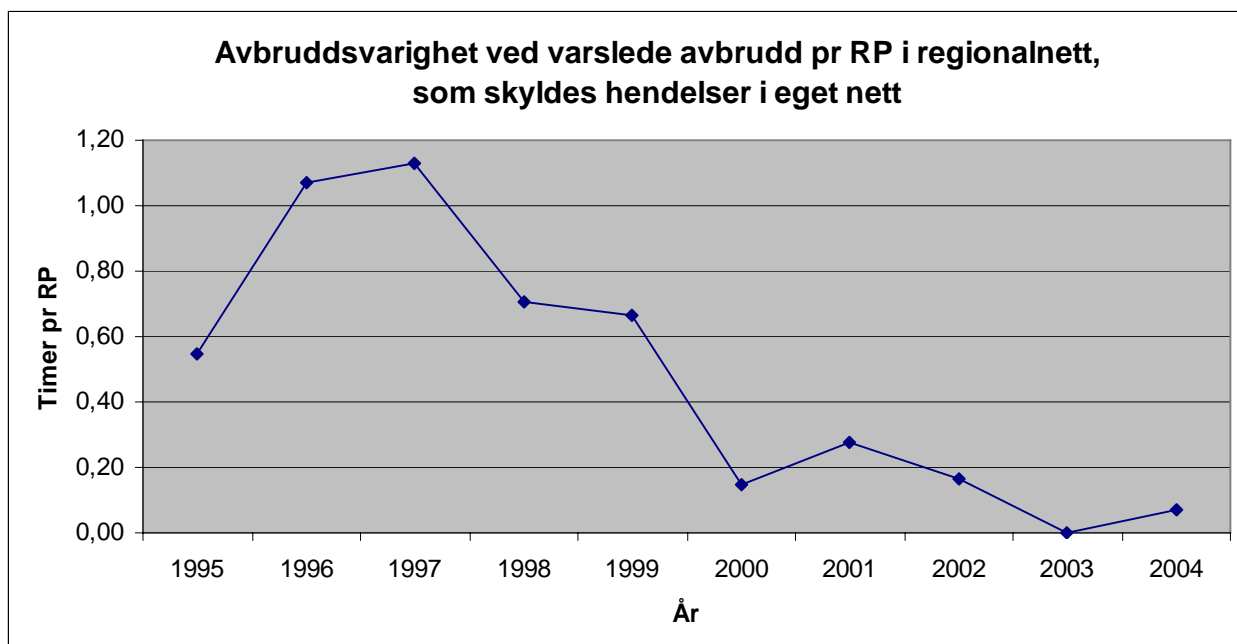


Figur 7.15 Avbruddsvarighet [timer pr år] ved ikke varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i regionalnett 33 – 110 kV, som skyldes hendelser i eget nett, 1995 – 2004.



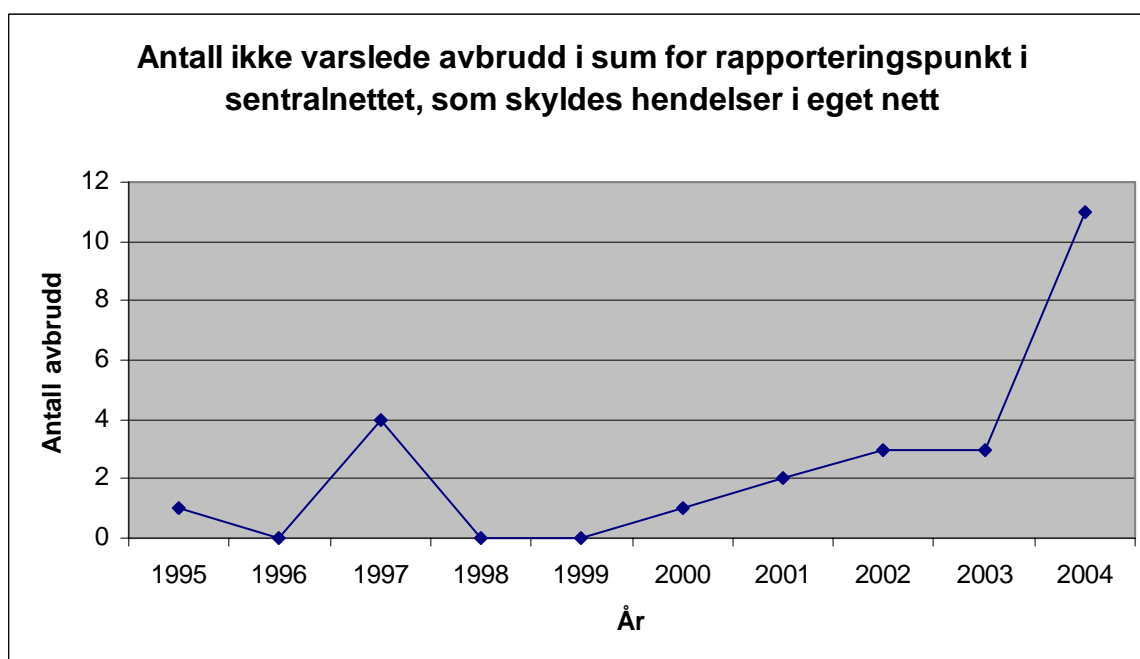
Figur 7.16 Antall varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i regionalnett 33 – 110 kV, som skyldes hendelser i eget nett, 1995 – 2004.





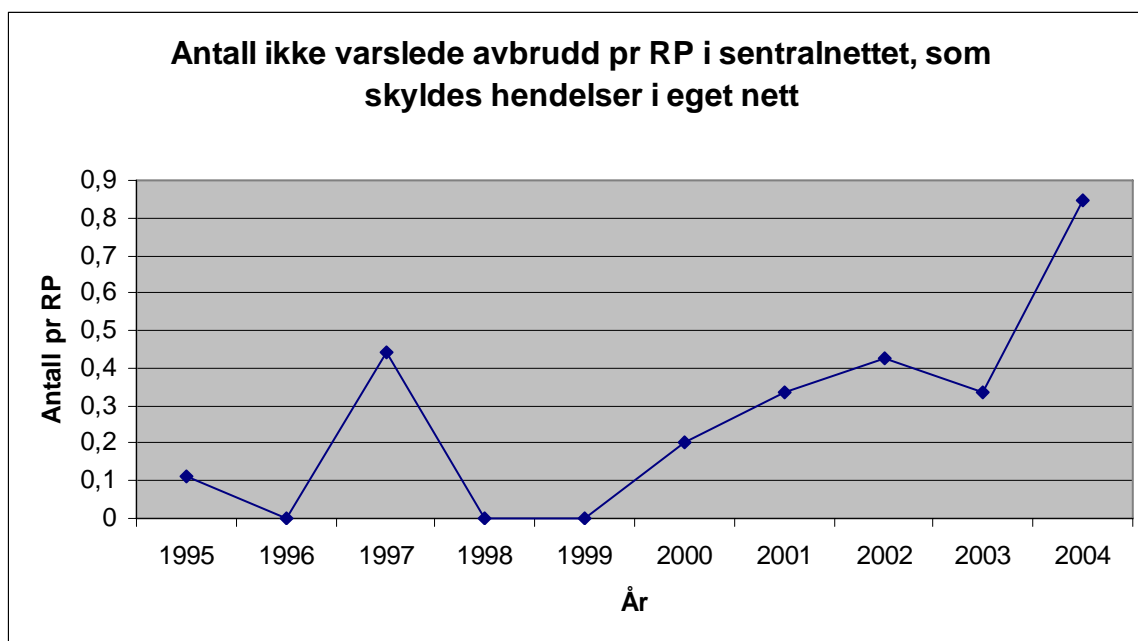
Figur 7.17 Avbruddsvarighet [timer pr år] ved varslede avbrudd pr rapporteringspunkt (RP) i regionalnett 33 – 110 kV, som skyldes hendelser i eget nett, 1995 – 2004.

I regionalnettet er det svært få avbrudd sammenliknet med for rapporteringspunkter i distribusjonsnettet. Her har det vært nedgang i både antall varslede og ikke varslede avbrudd. Avbruddsvarigheten varierer fra år til år for ikke varslede avbrudd. Enkelthendelser vil påvirke dette mye, noe som er illustrert i Figur 7.15 der det framgår en betydelig topp i 2000 og 2002. Avbruddsvarigheten ved varslede avbrudd er redusert nesten til null i løpet av perioden.

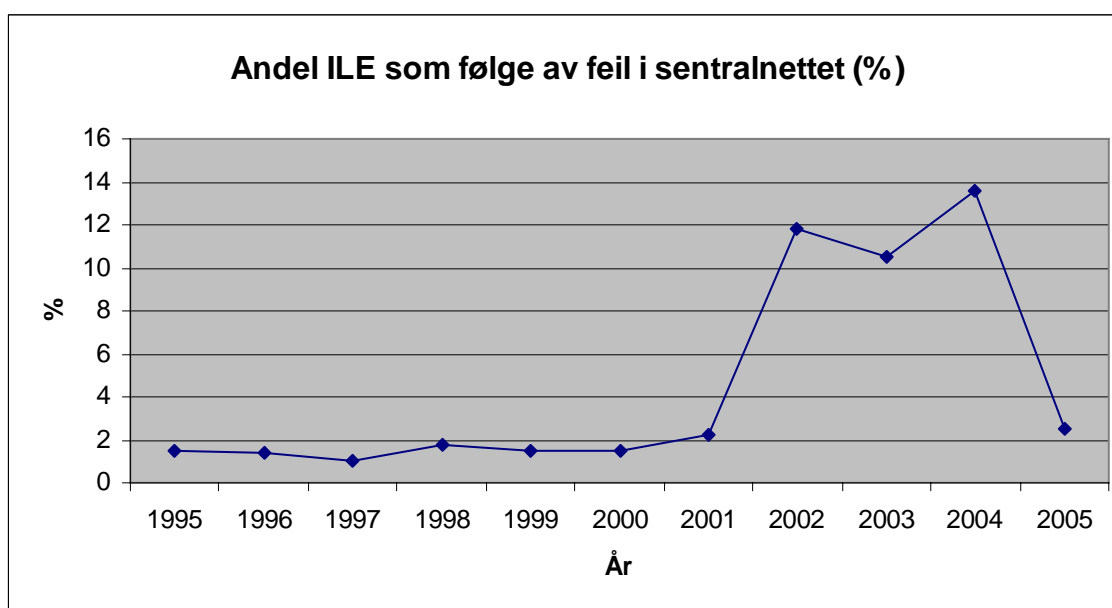


Figur 7.18 Antall avbrudd i sum for rapporteringspunkt i sentralnettet, som skyldes hendelser i eget nett, 1995 - 2004.

Antall ikke varslede avbrudd for rapporteringspunkt i sentralnettet er vist i sum for alle rapporteringspunkt i Figur 7.18 og i gjennomsnitt pr punkt i Figur 7.19. Som figurene viser forekommer det sjelden avbrudd for sluttbrukere i sentralnettet. Det er ikke rapportert varslede avbrudd for dette nettnivået i perioden 1995 – 2004, mens ombyggingen av 300 kV kraftledningen Feda – Øye i 2005 medførte en betydelig mengde ILE som følge av varslet avbrudd. Antall ikke varslede avbrudd i sentralnettet har imidlertid hatt en betydelig økning fra 1999 og fram til 2004.



Figur 7.19 Antall ikke varslede avbrudd pr rapporteringspunkt i sentralnettet, som skyldes hendelser i eget nett, 1995 – 2004.



Figur 7.20 Andel ILE som følge av feil i sentralnettet (%), 1995 - 2005.

Kilde: Statnetts rapport: Driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet - Årsstatistikk 2005.

Figur 7.20 viser andel ILE som følge av feil i sentralnettet i perioden 1995 – 2005 [11]. Figuren viser at det har vært en markant økning i ILE i 2002 – 2004 som følge av feil i sentralnettet. Dette skyldes i hovedsak to feil på Vestlandet og en i Gudbrandsdalen med omfattende konsekvenser. Andre forhold som medfører større andel ILE som skyldes sentralnettet er at fra 2002 inngår også hendelser som medfører redusert leveringskapasitet i KILE (og ikke bare hendelser som medfører avbrudd, jf. definisjon). Videre har sentralnettets utstrekning blitt større [11].

## **8 SPESIELLE HENDELSER I PERIODEN 1989 – 2005**

De aller fleste hendelsene som medfører avbrudd er av en slik art at de opptrer rimelig jevnt fordelt over årene som inngår i analysen. I datagrunnlaget inngår imidlertid også enkelte hendelser som har en vesentlig lengre returtid enn de 10 – 17 år som er den perioden registreringene strekker seg over.

I Tabell 8.1 er det gitt en oversikt over de antatt viktigste hendelsene i perioden 1989 – 2005 som har medført omfattende avbrudd, og som antas å kunne ha en innflytelse på datagrunnlaget vist i kapitlene foran. Hendelsene i tabellen er valgt ut fra omfang av avbrudd målt på bakgrunn av forhold som antall mennesker berørt, mengde ILE, avbruddsvarighet, avbruddskostnader og andre samfunnsmessige kostnader. De fleste av hendelsene er omtalt i kommentarer i statistikkpublikasjonene eller i FASIT databasen.

Tabellen gir oversikt over tidspunkt for hendelsen, type hendelser, sted, nettnivå(er) involvert, anleggsdeltyper med feil, feilårsaker, antall sluttbrukere berørt, avbruddsvarighet, ILE og evt. avbruddskostnad (KILE) og andre samfunnsmessige kostnader.

Beskrivelsen i tabellen er i stor grad basert på [1], der det angis referanser til mer omfattende beskrivelser av hendelsene. Foruten de hendelsene som er referert i tabellen, kan det nevnes at 1989 og 1997 var noe spesielle år mht flere driftsforstyrrelser og enkelte hendelser som medførte betydelige mengder ILE. I 1989 var det sterk vind på Vestlandet, i Trøndelag og i Nord-Norge. Dette medførte 25 % flere driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet, mens mengden ILE var lav dette året sammenliknet med tidligere år. I 1997 var det mye tordenværsaktivitet og havari av en 420 kV transformator som medførte en betydelig mengde ILE dette året.

Tabell 8.1 Spesielle hendelser som har medført store avbrudd i perioden 1989 – 2005.

Tidspunkt	Hendelse	Områder	Konsekvenser	Feiltyper	ILE	Avbrudds-kostnad/ KILE	Snitt lengste varighet	Lengste varighet	Kommentar
1. august 2005	Kortslutning samle-skinne. Smestad	Utkobling av Sogn, Smestad og Bærum trafostasjoner	Ca 180 000 sluttbrukere (360 000 mennesker)	Fasebrudd, med etterfølgende kortslutning	300 MWh	10 mill kr	Ca 25 min	49 min	Fasebrudd i klemme ved skillebryter 300 kV, støtteisolator falt ned, medførte kortslutning. Forsinket utløsning av samleskinnevern.
12. januar 2005	Stormen Inga	Store deler av Sør-Norge, inn over Vestlandet, men rammet også hardt i Østfold	Ca 445 FASIT-rapporter om feil, avbrudd og reparasjoner. De aller fleste i distribusjonsnett	Innledningsvis mye trefall, etter hvert mange isolatorfeil knyttet til saltbelegg	1165 MWh	23,8 mill kr	307 min	35 timer	Utfallene fortsatte i flere dager. Også utkoblinger for permanent reparasjon er inkludert der disse lar seg identifisere
10. og 11. januar 2005	Stormen Hårek	Inn på Trøndelagskysten og fortsatte nordover	42 rapporter, kun en av disse i regionalnett	Fasesammen-slag, trefall og saltbelegg, også noe lynskader	93 MWh	3,0 mill kr	312 min	36 timer	
8. januar 2005	Stormen Gudrun	Dro over Sør og Østlandet før den "raste over" Sverige	108 rapporter, 7 av disse i regionalnett	Trefall og fasesammen-slag	142 MWh	3,1 mill kr	206 min	48 timer	
13. februar 2004	Ledningsbrudd, 300 kV Nesflaten - Sauda	Vestlandet utkoplet, ILE 1200 MW, gj. snitt 0,5 timer	Overlast på og utfall av gjenværende ledning (Bergen, Hordaland og nordlige deler av Rogaland).	Fasebrudd og overlast	1200 MWh	24 mill kr	30 min	2 timer?	Brudd i ledningsskjøt Nesflaten-Sauda. Vern på begge 300 kV ledninger i Saudasnittet løste ut forsinket.
5. og 6. desember 2003	Orkan langs deler av kysten. Stiv kuling i Osloområdet og oppover Østlandet (vindkast 27 m/s)		331 FASIT-rapporter i høyspennings distribusjonsnett (Stipulert utkoplet last 150 MW)	Trær falt over kraftledninger. Mye nedbrutte linjer i distribusjonsnettet (høy- og lavsp).	3.2 GWh	64 mill kr	20 timer	72 timer	140 500 kunder ble strømløse i inntil 6 timer, 104 000 i inntil 12 timer. Etter 18 timer var antallet redusert til 27 500, mens det gikk 72 timer før alle hadde fått tilbake forsyning. (forbehold om enkelte kunder som måtte vente lengre pga lavspenningsfeil). Vinden var sterkere i andre steder av landet men kombinasjonen manglende tele i bakken og snø på trærne ga usedvanlig mye vind og trefall på sentrale deler av Østlandet.
10.-11. juli 2002	Kraftig tordenvær	Østlandet	19 000 rapporteringspunkt berørt av strømbrytning, mange mer enn ett døgn, mens det gikk 3 døgn før alle hadde fått tilbake forsyning. Reparasjonskostnader på mer enn 8 – 10 mill kr. (utkoplet last 134 MW)	Transformator-havarier og sikringsbrudd i distribusjons-nettet.	300 MWh	6 mill kr	13 timer	3 døgn	Sannsynligvis er enda flere berørt, da vellykkede GIK ikke er konsekvent registrert.

Tidspunkt	Hendelse	Områder	Konsekvenser	Feiltyper	ILE	Avbrudds-kostnad/ KILE	Snitt lengste varighet	Lengste varighet	Kommentar
23. januar 1994	Orkan	Vestlandet, Bergensområdet	Bergen by og kommunene rundt samt oljeraffineriet på Mongstad og aluminiumsverket i Årdal mistet forsyningen	Havari av kraftledning, feil på vern og følgefeil mm.	2,7 GWh	45 – 80 mill. kr [22]			
Januar - februar 1993	Orkan, snø, is, snøskred	Vestlandet, Midt-Norge og Nord-Norge,	Totale kostnader Vestlandet: Skader på nettet 16 mill kr, Landsdel isolert.  Ofoten, Troms, Finmark: skader på nettet 5 mill kr, landsdelen isolert	800 utfall:  Trefall, fasebrudd, salting, skredskader, fasesammenslag	4,4 GWh	94 mill. kr			Totalt 800 utfall pga orkan, snø, is og forurensning. Snøskred, fasesammenslag, salting  Februar: Ofoten, Troms, Finmark, Trøndelag, Helgeland, Salten  Kostnader industri (Elkem, Mo): 2 mill kr, ILE alm. forsyning: 645 MWh (13 mill kr)  Industri (Karmøy, Kårstø): 5 mill kr, ILE alm. forsyning: 313 MWh (6 mill kr).  Industri (Karmøy, Kårstø): 5 mill kr, ILE alm. forsyning: 3,4 GWh (68 mill kr)
1. januar 1992	Orkan rammet kysten. Vindkast > 50 m/s.	Sogn og Fjordane nordover til Helgeland.	Skader på kraftnettet representerte en nyverdi på 98,7 mill kr. 2 % av det totale antallet km nett i de berørte områdene var skadet. Skader på veier, bygninger, kraftfors. osv utgjorde totalt ca 1 milliard kr. Omkring 300 000 kunder berørt av strømbrudd: 260 000 av disse i inntil 1 døgn, ca 45 000 i inntil 3 døgn og 2 600 mer enn 3 døgn. Det gikk 5 døgn før alle hadde fått tilbake forsyningen. ILE nesten 15 GWh. Utkoplet last anslås til vel 330 MW i snitt. Gj. snittlig varighet anslås dermed til 45 timer. 53 nettselskap berørt.	Trefall, fasesammenslag, fasebrudd og mastehavarier.	ca. 15 GWh	100 – 200 mill. kr [22]	ca. 45 timer	5 døgn	

## **9 OPPSUMMERING**

Denne rapporten gir en samlet oversikt over feil og avbrudd i det norske høyspenningsnettet for perioden 1989 – 2005. Et tilsvarende arbeid med sammenstilling av data ble utført i 1997 for perioden 1989 – 1995, der distribusjonsnettet ble vektlagt [18]. Med denne rapporten er det første gang at feil- og avbruddsdata for alle høyspennings nettnivå er presentert samlet og for en så lang tidsserie.

### **9.1 REGISTRERINGSSYSTEMER OG DATAGRUNNLAG**

Fra og med året 1989 er det kontinuerlig utgitt feilstatistikk for både distribusjonsnett 1 – 22 kV, regional- og sentralnett, mens det i 1995 ble innført krav til alle nettselskap om å rapportere langvarige avbrudd (> 3 min.). Samme år ble FASIT-systemet satt i drift, i første omgang i distribusjonsnettet, fra 1997 i regionalnettet (33 – 110 kV) og fra 2006 også i sentralnettet (132 – 420 kV). Før 2006 brukte Statnett et eget system (SDI) for sentralnettet, som var koordinert med FASIT. I perioden 1989 – 2005 som denne rapporten omhandler, har det skjedd en gradvis innføring av nye krav vedrørende registrering og rapportering av feil og avbrudd. Parallelt med dette er det foretatt endringer og tilpasninger i registreringssystemene slik det framgår av kap. 2 og vedlegg 4.

Datagrunnlaget om feil finnes i publikasjoner over feilstatistikk fra 1989 utgitt av EBL (og tidligere Norges Energiverkforbund) og Statnett (og tidligere Samkjøringen). Datagrunnlaget om avbrudd finnes fra 1995 i publikasjoner over avbruddsstatistikk fra NVE. I tillegg forvalter SINTEF Energiforskning på vegne av nettselskapene dataene som rapporteres til den årlige feilstatistikken for 1 – 22 kV. Disse statistikkene samordnes av ”Referansegruppe for feil og avbrudd”. Analysene i denne rapporten er basert på disse kildene samt avbruddsdataene som ligger til grunn for NVEs avbruddsstatistikker. Denne rapporten representerer et supplement til de nevnte feil- og avbruddsstatistikkene.

### **9.2 OVERSIKT OVER HENDELSER, ÅRSAKER OG KONSEKVENSER**

#### **Oversikt over hendelser i nettet og ILE**

Analysene viser at antall hendelser i kraftnettet i sum varierer noe fra år til år, men er rimelig uforandret over perioden. Antall hendelser består av varige og forbigående feil og driftsforstyrrelser samt planlagte utkoblinger. Mer enn 90 % av alle hendelser har skjedd i distribusjonsnettet, som også er ansvarlig for 74 % av ikke levert energi (ILE). Antall varige feil i 1 – 22 kV anlegg er omtrent uendret over perioden mens antall forbigående feil viste en viss nedgang fra 1989 – 1995 og har vært noe økende i perioden 1996 – 2005. Denne variasjonen antas i hovedsak å skyldes endringer i vektleggingen av vellykket gjeninnkobling (GIK) og kortvarige avbrudd ( $\leq 3$  min.) i feil- og avbruddsregistreringen samt at det registreres flere feil på kraftledning og færre med ”anleggsdel ikke identifisert”. Antall driftsforstyrrelser i regional- og sentralnett 33 – 420 kV har hatt en nedgang over perioden.

ILE er i sum betydelig redusert både som følge av driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger. Effektiviteten har vært økende både i gjenoppretting av forsyningen etter en driftsforstyrrelse og ved gjennomføring av planlagte utkoblinger, ved at ILE pr driftsforstyrrelse er omtrent halvert mens ILE pr planlagt utkobling er redusert til en tredjedel over perioden 1989 – 2005.

### **Feilårsaker**

Årsakene grupperes i ”omgivelser”, ”mennesker”, ”teknisk utstyr”, ”konstruksjon/montasje etc.”, ”driftspåkjenninger” mm. Datagrunnlaget gir tilstrekkelig informasjon kun om utløsende årsaker. Det er svært få feil som registreres med bakenforliggende og medvirkende årsak. Av de utløsende årsakene er det omgivelser (torden, vind, vegetasjon, snø/is, fugl/dyr osv) som dominerer for både antall hendelser og ILE. For distribusjonsnettet er det 30 – 40 % av hendelsene (gjelder spesielt forbigående feil) og 20 % av ILE der årsaken ikke er klarlagt, men trenden er at disse andelene blir mindre og at det registreres større andeler med årsak ”omgivelser”. For regional- og sentralnettet inngår årsak ikke klarlagt i samleposten ”annet”, som utgjør kun 10 – 15 %. Det er en avtakende andel driftsforstyrrelser i 33 – 420 kV nett registrert med årsak ”omgivelser”, noe som har sammenheng med at det registreres en økende del på gruppene ”driftspåkjenninger” og ”konstruksjon/montasje etc.” etter at disse gruppene ble innført i 1999.

### **Feil på anleggsdeler 1 – 22 kV**

Det har vært en nedgang i antall feil i 1 – 22 kV nett registrert med ”anleggsdel ikke identifisert” (dominerende for forbigående feil) samtidig med at det er et økende antall feil som registreres på kraftledning (dominerende for varige feil). ”Anleggsdel ikke identifisert” utgjør mindre andeler av ILE. Kraftledning og kabel er de største bidragsyterne til ILE for 1 – 22 kV. Faseline er dominerende komponent i kraftledning, mens det er selve kabelen som dominerer ILE fra anleggsdel kabel.

Det kan observeres en økende feilfrekvens for forbigående feil på kraftledning, mens varige feil har en uendret eller svak økning i feilfrekvensen. Økende feilfrekvens for forbigående feil antas å skyldes økende registrering av hurtig vellykket GIK og kortvarige avbrudd i de senere år. Feilfrekvensen for kabel har vært avtakende i perioden 1989 – 2005 som følge av utfasing av massekabel og tilvekst av moderne PEX-kabel. Ellers er det ingen spesielle trender å observere i feilfrekvenser for 1 – 22 kV.

### **Feil på anleggsdeler 33 – 420 kV**

Det er flest feil på kraftledning i 33 – 420 kV nett, men antallet slike feil har hatt en avtakende trend. På disse spenningsnivåene er det typisk at spesielle hendelser gir utslag på mengden ILE, og det er derfor store utslag enkelte år. I gjennomsnitt er kraftledning også største bidragsyter til ILE etterfulgt av vern og kontrollutstyr.

Feilfrekvensen har hatt en avtakende trend over perioden 1989 - 2005 for kraftledning på alle spenningsnivå 33 – 420 kV, og det samme gjelder for krafttransformatorer og effektbrytere på 220 – 300 kV nivå.



### **Planlagte utkoblinger**

Planlagte utkoblinger foretas for å kunne utføre vedlikehold og annet arbeid på kraftnettet. Det er kun statistikken for 1 – 22 kV som gir informasjon om antall planlagte utkoblinger, årsaker til utkobling og ILE. Ved å kombinere informasjon fra feil- og avbruddsstatistikken er det mulig å gi en samlet oversikt over ILE som følge av planlagte utkoblinger for alle høyspennings nettnivå.

Antall planlagte utkoblinger i 1 – 22 kV nett er omtrent uendret over perioden 1989 – 2005. Det var et økende antall framover mot 1997 da inntektsrammereguleringen ble innført, men antallet avtok tildels betydelig i noen år før det begynte å stige igjen de siste årene. Utkoblingene i 1 – 22 kV anlegg utføres i hovedsak for å gjennomføre forebyggende vedlikehold og om-/nybygging, men det er også en viss andel pga reparasjon.

Som nevnt foran er ILE pr utkobling betydelig redusert, noe som antas å skyldes en kombinasjon av bedre planlegging og en mer effektiv gjennomføring av utkoblingene samt mer bruk av reserveaggregater. ILE som følge av planlagte utkoblinger i 33 – 420 kV nett har økt i perioden 2001 – 2005, der ombyggingen av 300 kV linjen fra Feda til Øye i 2005 var utslagsgivende.

### **Avbrudd for sluttbrukere**

Antall ikke varslede avbrudd i distribusjonsnettet har vært svakt stigende i perioden 1995 – 2005, unntatt for sluttbrukere i kabelnett der det er en svak nedgang. Antall varslede avbrudd er betydelig redusert for alle typer distribusjonsnett.

Årlig avbruddsvarighet ved ikke varslede avbrudd har hatt en del variasjon fra år til år i luftnett og blandet nett, men sett over hele perioden er varigheten tilnærmet uendret for alle typer distribusjonsnett. Derimot er årlig avbruddsvarighet ved varslede avbrudd betydelig redusert (til om lag en tredjedel fra 1996 til 2005).

Det er 4 – 5 ganger flere avbrudd i luftnett enn i kabelnett når vi ser på avbrudd som skyldes hendelser i distribusjonsnettet, mens årlig avbruddsvarighet er 3 – 6 ganger større i luftnett enn i kabelnett. Den største forskjellen er ved ikke varslede avbrudd, noe som kan forklares med at det i hovedsak er luftnettet som er eksponert for feil som skyldes ”omgivelser”. Antall, varighet og ILE er alle høyere for ikke varslede enn for varslede avbrudd.

For sluttbrukere tariffert i regional- og sentralnett er det svært få avbrudd sammenliknet med rapporteringspunkter i distribusjonsnettet. Spesielle hendelser påvirker dette mye i enkelte år. Det har vært en tilsvarende nedgang i antall og varighet av avbrudd i regionalnettet som for distribusjonsnettet, mens det har vært en økning i antall ikke varslede avbrudd i sentralnettet. Her er det ikke rapportert varslede avbrudd før den nevnte ombyggingen av en 300 kV linje i 2005.

### 9.3 DATAKVALITET

Registrerte data om feil og avbrudd vil alltid være beheftet med en viss usikkerhet som følge av ulike tolkninger, mangelfull feilanalyse, manglende enkeltdata eller hele rapporter, ulike registreringsrutiner osv. Slike forhold fører til at rapporter ikke blir enhetlig registrert. Det er 100 – 150 nettselskap som kontinuerlig registrerer feil og avbrudd. I hvert nettselskap utføres dette arbeidet typisk som en del av vaktordningen slik at det kan være 5 – 10 personer i hvert nettselskap som deltar i arbeidet. Dette innebærer at det er svært mange personer på landsbasis som er involvert i feilanalyse og registrering av data, og det vil naturlig nok ligge mange ulike tolkninger til grunn for de data som er registrert. Videre kan det også være systematiske forskjeller mellom enkelte nettselskap for eksempel i tolkning av utløsende årsak eller ved registrering av flere feil i en og samme driftsforstyrrelse (typisk ved feil på vern). I tillegg kommer at oppslutningen om det frivillige feilstatistikkarbeidet har variert over den perioden som er analysert og var spesielt lav de første årene.

I denne rapporten har hensikten vært å lage en oversikt på landsbasis for alle høyspennings nettnivå 1 – 420 kV for å kunne vurdere dataene i sammenheng samt å vurdere trender i tallmaterialet. Vi har derfor valgt å skalere opp dataene fra feilstatistikk for 1 – 22 kV. Skalafaktorene er basert på de everk/nettselskaper som har deltatt hvert enkelt år. Disse selskapene er ikke nødvendigvis representative for de som ikke har deltatt. Usikkerheten som følge av dette anses å være størst i perioden før 1996 og har avtatt framover mot 2005 ettersom andelen av nettet som inngår har økt fra ca 50 % til ca 80 % eller mer.

Spesielle hendelser som følge av orkan, torden og annet vil gi utslag både på antall hendelser og ILE i enkelte år. Dette er illustrert for alle nettnivå for enkelte år i perioden. De hendelsene som peker seg ut er nyttårsorkanene i 1992 og 1993 samt trefall som følge av sterk vind i kombinasjon med snø/is i desember 2003. Videre vil enkelthendelser slik som havari av en 420 kV transformator i 1997, påvirke variasjoner i regional- og sentralnett ettersom disse nettene i hovedsak er masket og driftsforstyrrelser sjelden medfører avbrudd av noe omfang.

Som beskrevet i kap 2 og vedlegg 4 er det i perioden 1989 – 2005 som omhandles av denne rapporten gradvis innført nye krav mht. registrering og rapportering av feil og avbrudd. De viktigste myndighetskravene som kan sies å ha hatt betydning er kravene om rapportering av langvarige avbrudd ( $> 3$  min.) som ble innført i 1995, inntektsrammereguleringen i 1997, den standardiserte metoden for ikke levert energi i 2000, KILE i 2001 samt registrering og rapportering av kortvarige avbrudd ( $\leq 3$  min.) i 2005/2006. Parallelt med dette har det skjedd nødvendige tilpasninger og endringer i registreringssystemene. FASIT systemet ble innført i 1995 og erstattet da FAS for distribusjonsnettet. FASIT gjennomgikk en større revisjon i 1998 blant annet mht inndeling i årsaksgrupper og framsto i ny versjon fra 1999. Perioden 1989 – 2005 kan derfor betraktes som tre statistikkperioder der FAS gjaldt i perioden 1989 – 1995 og FASIT i første versjon 1995 – 1998, begge parallelt med Samkjøringen sin gamle instruks for koding av driftsforstyrrelser, feil og avbrudd i hovednett. I perioden 1999 – 2005 har andre versjon av FASIT vært i drift med justeringer underveis og parallelt med SDI for 132 – 420 kV. SDI har vært koordinert med FASIT.

Fra og med 2006 gjelder altså FASIT på alle nettnivå. FASIT kan også benyttes til å registrere feil og avbrudd i lavspenningsnettet. I 2000 ble det innført krav om å benytte FASIT som standard i rapporteringen av avbrudd som skyldes hendelser i høyspenningsnettet. EBL Kompetanse er ansvarlig for å videreutvikle FASIT kravspesifikasjon, og dette gjøres i samarbeid med ”Referansegruppe for feil og avbrudd”. Alle programvareleverandører som ønsker å selge FASIT-programvare i Norge må inngå en avtale med EBL Kompetanse. Gjennom denne avtalen erverver programvareleverandørene lisens til å bruke kravspesifikasjonen i utviklingen av FASIT-programvare. I lisensen inngår også krav til sertifisering av programvaren hos SINTEF Energiforskning. Alle leverandørene testes en gang i året for å sikre at programvaren er oppdatert på siste versjon av forskrifter og kravspesifikasjon. Disse ordningene har siden 2000 sikret at alle nettselskap inklusive Statnett har et enhetlig og standardisert system for å registrere og rapportere feil og avbrudd på alle spenningsnivå.

I løpet av perioden 1989 – 2005 har det blant annet som følge av endringer i myndighetskrav og registreringssystemer også skjedd endringer i registreringsprinsippene. Dette kommer også til syne i de presenterte data. De endringene som har hatt størst betydning er nok innføringen av den standardiserte metoden for ILE i 2000, håndtering av sikringsbrudd, registrering av hurtige gjeninnkoblinger (GIK) og kortvarige avbrudd. Sistnevnte har medført variasjon i antallet forbigående feil som beskrevet ovenfor, mens sikringsbrudd ofte har blitt (og fortsatt blir) registrert som feil på sikring i stedet for på fordelingstransformator. Videre har endringer i årsaksgruppene fra 1999 hatt en viss betydning.

Siden FASIT ble innført i 1995 har det jevnlig vært gjennomført FASIT-kurs der registreringsprinsippene vektlegges. Kursing har nok sammen med ordningen med en FASIT-ansvarlig kontaktperson hos hvert nettselskap motvirket ulike tolkninger noe og medført mer enhetlige registreringer i årenes løp. Dataene er mer enhetlig registrert på de høyeste spenningsnivåene og anses å ha høyere kvalitet enn data registrert for lavere spenningsnivåer ettersom Statnett utfører feilanalyse ved feil og driftsforstyrrelser i 132 – 420 kV anlegg. Statnett har også en veiledningsfunksjon i forbindelse med feilanalyse i regionalnettet 33 – 110 kV og foretar kvalitetssikring av innrapporterte data.

Det foretas også kvalitetssikring av data som rapporteres til den frivillige feilstatistikken for distribusjonsnettet. For det første har det vært rutine for å purre slik at så mange nettselskap som mulig bidrar med data. De innsendte dataene har så blitt kvalitetssikret hos SINTEF Energiforskning før statistikk og publisering har blitt utarbeidet.

Oppsummert kan vi si at en gradvis innføring av myndighetskrav knyttet til feil- og avbruddsrapportering, etableringen av ”Referansegruppe for feil og avbrudd”, og koordineringen av registreringssystemer og statistikker har medført at oppslutningen om statistikkarbeidet og kvaliteten av registrerte data har vært økende over den perioden som betraktes i denne rapporten. Erfaringer fra FASIT-kurs og arbeidet med feil- og avbruddsstatistikk viser at kvaliteten på registreringene stadig bedres og datagrunnlaget antas å være under kontinuerlig forbedring.

Tallmaterialet viser et skille før og etter 1995 da FASIT ble satt i drift og krav om avbruddsrapportering ble innført. Det er påpekt at 1995 var et unntaksår i datagrunnlaget, og det er derfor den siste 10-årsperioden 1996 – 2005 kvaliteten av dataene er høyest. Ettersom ILE beregnes på standardisert måte først fra 2000 er det fra dette året at data om ILE er mest sammenliknbare år for år.

#### **9.4 SAMMENLIKNING MED ANDRE LAND**

Det er så langt vi kjenner til ingen andre land som har drevet systematisk og kontinuerlig med feil- og avbruddsstatistikk som dekker feil og avbrudd på alle høyspenningsnivå og i henhold til ett og samme standardiserte system. Det er heller ingen nasjoner som har gått så langt som Norge med å innføre regulatoriske grep på dette området.

Imidlertid foregår det statistikkarbeid i flere land og på selskapsnivå, som dekker ulike deler av området. Dette omfatter både kontinuerlig arbeid og enkeltstudier for å gjøre sammenlikninger. Det viser seg vanskelig å sammenlikne mellom land fordi det benyttes forskjellige registreringssystemer og definisjoner, dataene klassifiseres forskjellig, kraftsystemene har ulik struktur osv.

Det jobbes likevel med å foreta en viss standardisering for å kunne gjøre noen sammenlikninger. De europeiske regulatorene har i flere år sammenliknet leveringskvalitet mellom landene og har gitt ut tre publikasjoner om dette [23 - 25]. I Norge er det fra 2006 innført rapportering av noen internasjonale indekser for dette formålet, nemlig SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI og CTAIDI. Disse indeksene beskriver antall og varighet av avbrudd vektet med antall kunder.

Det beste grunnlaget for å sammenlikne norske data med data fra andre land finnes nok i Nordel-samarbeidet, der de nordiske land årlig gir ut statistikker over driftsforstyrrelser i 132 – 420 kV nett [14]. Her framgår det at det er en del forskjeller mellom landene som følge av geografi, klima og kraftsystemstruktur. Registreringsprinsipper og tolkninger vil også være noe forskjellige til tross for harmonisering og felles retningslinjer. Statistikken viser for eksempel at Norge har høyere feilfrekvens enn gjennomsnittet i Nordel for noen anleggsdeler og lavere for andre.

Det er i de senere år også utarbeidet felles retningslinjer i Norden for registrering av feil i 1 – 100 kV nett [26], og det planlegges en felles nordisk database basert på disse. Retningslinjene tar utgangspunkt i Nordels retningslinjer for klassifisering av driftsforstyrrelser [13]. Imidlertid foreligger det ingen felles database eller statistikk basert på disse retningslinjene ennå.

## 9.5 KONKLUSJON

Resultatene presentert i denne rapporten viser ingen foruroligende trekk når det gjelder den generelle utviklingen i leveringspålitelighet og tilstanden i kraftsystemet. De fleste variasjoner kan forklares med endringer i registreringssystemer, -rutiner, myndighetskrav og spesielle hendelser pga uvær. Dette er interessante observasjoner sett på bakgrunn av de utfordringer som nettvirksomheten har stått overfor i kjølvannet av energiloven slik det er beskrevet i [1] og oppsummert i kap. 2. Imidlertid er det viktig å være klar over at dataene som presenteres i denne rapporten er på et svært aggregert nivå da de er presentert på landsbasis. I dette prosjektet har vi ikke hatt anledning til å studere de enkelte feilrapporter, spesielle nettselskap eller områder av landet i detalj. Videre har vi konsentrert oss om å analysere og presentere forhold som det finnes kontinuerlige data for. Eksempelvis er ikke alle data som det er mulig å registrere ihht FASIT kravspesifikasjon presentert i statistikkpublikasjonene.

Feil- og avbruddsstatistikk gir informasjon om de feil som har skjedd og som har ført til driftsforstyrrelser, samt om de avbrudd som har funnet sted. Denne informasjonen gir ikke et fullgodt bilde av tilstanden i kraftnettet eller for de ulike anleggsdelene eller hvordan tilstanden utvikler seg. Feilstatistikken gir informasjon på et aggregert nivå om tilstanden på de anleggsdeler som har hatt feil, men ikke om øvrige anleggsdeler. Reduserte investeringer i kraftsystemet i senere år har medført at kapasiteten i systemet utnyttes i større grad enn før slik at belastningsgraden har økt for mange anleggsdeler og komponenter. De historiske dataene gir så langt ingen informasjon om betydningen av dette.

Feil- og avbruddsdataene for perioden fra 1989 – 2005 må vurderes på bakgrunn av forhold som

- Generell usikkerhet i tallmaterialet
- Spesielle hendelser i nettet i perioden
- Endringer i myndighetskrav vedrørende feil og avbrudd
- Endringer i registreringssystemer og oppslutning om statistikkarbeidet

## 10 ANBEFALINGER

Som belyst i denne rapporten er arbeidet med registrering og rapportering av feil og avbrudd samt kvalitet og omfang av data en funksjon av mange forhold:

- FASIT kravspesifikasjon og videreutvikling av denne
- FASIT programvare og kvalitetssikring av denne
- Feilanalyse og registreringsprinsipper (hvilke opplysninger registreres, hvordan, ulike tolkninger osv.)
- Myndighetskrav, pålagte og frivillige oppgaver
- Rapportering og kvalitetssikring av data
- Organisering av statistikkarbeidet
- Kompetanse

SINTEF Energiforskning oppsummerte i 1999 behandlingen av feil og avbrudd i det norske kraftsystemet og ga da en rekke anbefalinger til den videre organiseringen av arbeidet [7]. De viktigste anbefalingene fra den gang handlet om å standardisere informasjon om feil og avbrudd ved å benytte FASIT, å innføre krav om rapportering av feil og driftsforstyrrelser i 1 – 22 kV anlegg samt å utvide avbruddsrapporteringen med kortvarige avbrudd ( $\leq 3$  min.). Behovet for standardisering gjaldt spesielt parameteren ikke levert energi som fram til 2000 ble estimert på flere ulike måter.

Vi anbefalte også at det skulle gjennomføres aktiviteter knyttet til kvalitetssikring av FASIT programvare ved å etablere kvalitetssikringsrutiner i programvaren og en ordning for kontroll av programvare mot kravspesifikasjonen. Vi kan i ettertid konstatere at det er gjort noe med alle de nevnte anbefalingene fra den gang, gjennom nye myndighetskrav og forskriftsendringer (se vedlegg 4) samt gjennom ordningen med avtaler mellom programvareleverandører og EBL Kompetanse om testing av FASIT programvare. Unntaket er kravet om rapportering av feil og driftsforstyrrelser i distribusjonsnett 1 – 22 kV. Her ble det forskriftsfestet i 2002 at konsesjonærene skal foreta feilanalyse i eget distribusjonsnett, men feilanalysen kan begrenses til å omfatte driftsforstyrrelser i anlegg med nominell spenning over 1000 V og som medfører avbrudd lengre enn 3 minutter [5]. I foreliggende forslag til endringer i forskrift om systemansvaret er det imidlertid foreslått at resultatene fra feilanalysen skal rapporteres til systemansvarlig [27]:

*”Konsesjonær skal analysere og årlig rapportere til systemansvarlig alle driftsforstyrrelser i eget høyspenningsdistribusjonsnett, og som medfører avbrudd ...”*

*”... Forslaget til endringer innebærer at konsesjonærene skal analysere alle driftsforstyrrelser i høyspennings distribusjonsnettet, som har medført kortvarige eller langvarige avbrudd ... Konsesjonærene får nå en plikt til årlig å rapportere til systemansvarlig resultatene fra de feilanalyser som er forskriftsfestet. Forslaget til endringene sikrer en enhetlig registrering og kvaliteten til de data som innrapporteres. For regional- og sentralnettet gjøres ingen endringer.*

*For distribusjonsnettene skal systemansvarlig etter innrapportering foreta en viss kvalitetskontroll av innrapporterte data.”*

Det er vår oppfatning at dette er et riktig skritt å ta for å oppnå større grad av kvalitet i registreringene og et bedre beslutningsgrunnlag vedrørende feil og avbrudd og utviklingen i leveringskvalitet. Forslaget om å forskriftsfeste ansvaret (til systemansvarlig) for å utarbeide statistikk og distribuere resultatene fra all feilanalyse i kraftsystemet anses også som viktig for å sikre kontinuerlig innrapportering og kvalitetssikring av data, enhetlig og fullstendig registrering, og at resultatene gjøres tilgjengelige gjennom statistikkpublikasjoner.

Videre er det vår oppfatning at feilanalysen for distribusjonsnettene i tillegg til å avklare hendelsesforløp og årsaker også bør omfatte om aktuelle vern og kontrollfunksjoner har fungert tilfredsstillende, slik det allerede er forskriftsfestet at analysen skal omfatte for regional- og sentralnettet. Disse sekundæranleggene medfører i størrelsesorden 30 % av ILE pga driftsforstyrrelser på de høyeste spenningsnivåene. Som nevnt tidligere i rapporten antas feil på vern og kontrollutstyr og tilhørende ILE å være betydelig underrapportert for høyspennings distribusjonsnett. Rapporterte data utgjør vel 1 % av ILE på dette spenningsnivået. Andelen av ILE pga slike anlegg er tidligere estimert til 5 – 10 % av ILE pga driftsforstyrrelser i høyspennings distribusjonsnett [19]. Dette er imidlertid basert på et usikkert grunnlag. Den estimerte andelen er vesentlig lavere enn på høyere spenningsnivåer, men representerer likevel en ikke ubetydelig mengde ILE siden tre fjerdedeler av total ILE for Norge skyldes distribusjonsnettet.

Avbruddsrapporteringen og statistikken basert på denne gir informasjon om avbrudd på et aggregert og gjennomsnittlig nivå, riktignok oppdelt på type nett, fylker og 27 sluttbrukergrupper. I tillegg kommer det fra 2006 noen internasjonale indekser der antall og varighet av avbrudd vektles med antall kunder. Rapporterte data gir så langt ikke informasjon om spredningen i antall og varighet av avbrudd mellom de ulike rapporteringspunktene i et område. Vi vil derfor anbefale at det vurderes å introdusere spredningsmål som kan si noe om denne spredningen samt hvordan leveringspåliteligheten til de verst stilte rapporteringspunktene utvikler seg.

FASIT-systemet ble i sin tid utviklet i et fellesfinansiert prosjekt under Forskningsrådets EFFEN-program. I perioden etter at første versjon forelå og systemet ble satt i drift er det nedlagt betydelig innsats i registrerings- og statistikkarbeid, med videreutvikling av FASIT kravspesifikasjon og kvalitetssikring av programvare samt med informasjon og kompetansebygging. Til støtte for kompetansebyggingen er det utarbeidet både veileder og eksempelsamling for FASIT, og det gjennomføres jevnlig FASIT-kurs i tillegg til årlige FASIT-dager. Arbeidet med feil- og avbruddsdata krever kontinuitet og det er nødvendig å ivareta behovet for tilstrekkelig kompetanse og kvalitetssikring hos alle involverte parter. Vi vil derfor understreke behovet for å drive kontinuerlig kompetansebygging på området.

Av forhold som bør ivaretas og vektlegges bedre i registreringsarbeidet er kartlegging av bakenforliggende (og medvirkende) årsaker samt feilanalyse og tolkninger ved sikringsbrudd. Videre er det en målsetting å knytte feil til de anleggsdeler som har hatt feil. Det er derfor viktig at

det i registreringene legges vekt på å samle inn opplysninger om fabrikat, type, årsmodell osv og at det sørges for innrapportering av slike opplysninger til landsdatabasen. På lengre sikt bør det være en målsetting å få til en kobling mellom feilregistreringene og anleggsdatabasen, noe som også vil gi grunnlag for å etablere en felles nordisk database over feil på anleggsdeler [26].

I to prosjekter<sup>1</sup> som avsluttes i 2006 har det vært arbeidet med modellering av feil på vern og kontrollutstyr som underlag for å beregne pålitelighet av denne type utstyr og som underlag for å hensynta slike feil i beregning av leveringspålitelighet. Dette arbeidet har avdekket behov for endringer i FASIT kravspesifikasjon mht hvilke data som skal registreres og klassifiseringen av data. Det anbefales at disse forholdene vurderes ved neste revisjon av kravspesifikasjonen.

Etableringen av felles retningslinjer (OPAL-formatet) i Norden for registrering av feil i 1 – 100 kV nett gir sammen med Nordel-samarbeidet på spenningsnivåer over 100 kV, grunnlag for standardisering og harmonisering av feildata i Norden. Det anbefales derfor at FASIT videreutvikles i tråd med OPAL-formatet.

---

<sup>1</sup> Optimalisering av leveringspålitelighet i kraftnett (OPAL) og Optimale løsninger for vern, kontroll og automatisering i kraftsystemet (VKA). Begge har vært utført hos SINTEF Energiforskning i perioden 2002 – 2006 med EBL Kompetanse som oppdragsgiver.



## **11 REFERANSER**

- [1] Kjølle, G. H.; Uhlen, K.; Rolfseng, L.; Stene, B.:  
Sårbarhet i kraftnett – en forstudie.  
Trondheim: SINTEF Energiforskning 2006  
(TR A6223)
- [2] Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, versjon 2.  
Oslo: Referansegruppe feil og avbrudd 2001  
(kan lastes ned fra [www.fasit.no](http://www.fasit.no))
- [3] Referansegruppe for feil og avbrudd,  
mandat, oppdatert pr 29.06.2006  
([www.fasit.no](http://www.fasit.no))
- [4] Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,  
FOR 2004-11-30 nr 1557
- [5] Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet,  
FOR-2002-05-07 nr 448
- [6] Mogstad, O.; Heggset, J.:  
FASIT Kravspesifikasjon, versjon 2007  
Trondheim: SINTEF Energiforskning 2006  
(TR A6028/EBL-K 213-2006)
- [7] Kjølle, G.; Heggset, J.:  
Behandling av feil og avbrudd i kraftsystemet med fokus på ansvar, roller og finansiering  
omkring FASIT  
Trondheim: SINTEF Energiforskning 1999  
(TR A4990)
- [8] FASIT - 1995 – 2005. Feil og avbrudd i høyspennings distribusjonsnett t.o.m. 22 kV  
Oslo: EBL Kompetanse
- [9] FAS - 1989 – 1994. Statistikk over feil og avbrudd i det norske høyspennings  
fordelingsnettet t.o.m. 40 kV.  
Oslo: Norges Energiverksforbund (nå EBL Kompetanse)
- [10] Statistikk over feil under driftsforstyrrelser i det norske hovednettet 1989 – 1992  
Oslo: Samkjøringen av kraftverkene i Norge
- [11] Driftsforstyrrelser i 33 – 420 kV-nettet. Årsstatistikk 1993 – 2005  
Oslo: Statnett

- [12] Avbruddsstatistikk 1995 – 2005  
Oslo: NVE
- [13] Nordels riktlinjer för klassificering av driftsstörningar  
2. utg. ([www.nordel.org](http://www.nordel.org))
- [14] Nordel Driftsstörningsstatistik ([www.nordel.org](http://www.nordel.org))
- [15] Elektrisitetsstatistikk, hovedtall 1989 – 2004 ([www.ssb.no](http://www.ssb.no))
- [16] Befolkningsendringer, 1951 – 2005 ([www.ssb.no](http://www.ssb.no))
- [17] Sneve, T. M (red.):  
Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet. Levetid og behov for reinvesteringer.  
Oslo: NVE 2005 (Rapport nr 8-2005)
- [18] Kjølle, G.; Hofstad, P.:  
Analyse av feil og avbrudd i fordelingsnettet for perioden 1989 – 1995  
Trondheim: SINTEF Energiforskning 1997  
(TR A4507)
- [19] Kjølle, G.; Heggset, J.; Hjartsjø, B. T.:  
Feilstatistikk for vern-, kontroll og automatiseringsutstyr 1 – 420 kV  
Trondheim: SINTEF Energiforskning 2003  
(TR A5739/EBL-K 98-2002)
- [20] Leveringskvalitet. Informasjon om avbruddsrapportering. Status og videreutvikling.  
NVE, brev til alle everk 1999-01-18
- [21] Fløtre, K. M.; Giswold, C. J.:  
Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og strukturutvikling pr. 31. desember 2005.  
Oslo: NVE 2006  
(Rapport nr 9 – 2006)
- [22] Jordanger, E.; Aurud, T.; Dahlslett, F.; Heggset, J.; Hem, S.; Verlo, T.; Mogstad, O.:  
Strategisk instituttprogram ved EFI 1994 – 1996: Elkraftsystemet og ekstreme  
værpåkjenninger. Samfunnsmessige konsekvenser ved omfattende strømbrudd.  
Trondheim: SINTEF Energiforskning 1996  
(EFI TR A4341)
- [23] Quality of electricity supply: Initial benchmarking on actual levels, standards and  
regulatory strategies, Council of European Energy Regulators (CEER), Report April 2001

- [24] Second benchmarking report on quality of supply, CEER, Report September 2003
- [25] Third benchmarking report on quality of supply, CEER, Report December 2005
- [26] Mogstad, O.; Møller Jensen, M.; Tapper, M.; Lossius, M.:  
Nordiska riktlinjer för registrering av fel för spänningsnivåerna 1 – 100 kV.  
Trondheim: SINTEF Energiforskning 2004  
(TR A6018)
- [27] Forslag til endring i forskrift om systemansvaret.  
NVE, Høringsdokument 3. juli 2006



**VEDLEGG 1: DEFINISJONER KNYTTET TIL FEIL OG AVBRUDD**

**Utdrag fra  
Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet Versjon 2,  
2001,  
Referansegruppe feil og avbrudd [2]**

**(Definisjonsheftet kan lastes ned fra [www.fasit.no](http://www.fasit.no))**



## Definisjoner knyttet til driftsforstyrrelse

	Definisjon	Kommentar
<b>Driftsforstyrrelse</b>	<i>Utløsning</i> , påtvungen eller utilsiktet <i>utkobling</i> , eller mislykket innkobling som følge av <i>feil</i> i kraftsystemet.	<p>En <i>driftsforstyrrelse</i> innledes av en <i>primærfeil</i>, og kan bestå av flere <i>feil</i>.</p> <p><i>Feil</i> kan skyldes <i>svikt</i> på enheter i kraftsystemet, <i>systemfeil</i> eller <i>svikt</i> i rutiner.</p> <p>En påtvungen <i>utkobling</i> blir som hovedregel ikke regnet som <i>driftsforstyrrelse</i> dersom det er tid til å gjøre preventive tiltak før <i>utkoblingen</i> skjer, for eksempel legge om driften. Et unntak er dersom man har jordfeil i spolejordet nett. Selv om man legger om driften når man seksjonere bort feilen, vil dette bli regnet som en <i>driftsforstyrrelse</i>.</p> <p>En mislykket innkobling blir regnet som en <i>driftsforstyrrelse</i> dersom det må utføres <i>korrigerende vedlikehold</i> før eventuelt nytt innkoblingsforsøk. Eksempelvis vil det ikke være en <i>driftsforstyrrelse</i> dersom det er tilstrekkelig å kvittere et signal før et aggregat lar seg koble inn på nytt.</p> <p>En <i>driftsforstyrrelse</i> kan for eksempel være: a) bryterfall som følge av lynnedslag på ledning, b) mislykket innkobling av aggregat der det må gjøres reparasjon eller justering før aggregatet kan kobles inn på nettet, c) nødutkobling pga brann, d) uønsket <i>utløsning</i> av transformator som følge av uhell under testing av vern.</p>
<b>Vellykket automatisk gjeninnkobling</b>	Gjenoppretting av energileveranse ved automatisk innkobling av hele eller deler av en <i>kraftsystemenhet</i> .	Gjeninnkoblingen er knyttet til <i>funksjonen</i> til enheten. Det kan innebære gjeninnkobling av: 1) én bryter (dersom ledningen er spenningssatt fra en side, eller <i>utløsning</i> i kun en ende av ledningen), 2) to brytere (dersom det er bryterfall i to ender av ledningen) eller 3) flere brytere (dersom det er ledning med T-avgrening(er)).

## Definisjoner knyttet til feil

	Definisjon	Kommentar
<b>Feil</b>	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.  Ref. IEC 191-05-01 og prEN 13306	<i>Feil</i> er enhver mangel eller avvik som gjør at en enhet ikke er istand til å utføre den funksjonen den er bestemt til å gjøre i kraftsystemet.
<b>Varig feil</b>	<i>Feil</i> hvor <i>korrigerende vedlikehold</i> er nødvendig.	En <i>varig feil</i> krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Kvittering av signal eller resetting av datamaskin regnes ikke som <i>vedlikehold</i> .
<b>Forbigående feil</b>	<i>Feil</i> hvor <i>korrigerende vedlikehold</i> ikke er nødvendig.	Gjelder <i>feil</i> som ikke medfører andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av signal eller resetting av datamaskin. Gjelder også <i>feil</i> som har ført til langvarige <i>avbrudd</i> , eller tilfeller der det har vært foretatt inspeksjon eller befarig uten at <i>feil</i> ble funnet.
<b>Feilårsak</b>	Forhold knyttet til konstruksjon, produksjon, installasjon, bruk eller <i>vedlikehold</i> som har ført til <i>feil</i> på enhet.	<i>Feilårsak</i> klassifiseres i <i>utløsende</i> -, <i>bakenforliggende</i> -og <i>medvirkende</i> årsak.  <i>Feilårsak</i> knyttes til én <i>feil</i> . Alle <i>feil</i> har en <i>utløsende</i> årsak. Noen <i>feil</i> har også <i>medvirkende</i> eller <i>bakenforliggende</i> årsaker.  Et eksempel på bruk av årsaksbeskrivelsene kan være mastehavari under sterk vind og snø. Den <i>utløsende feilårsaken</i> er vind, <i>medvirkende feilårsak</i> er snø (eller omvendt), mens den <i>bakenforliggende feilårsak</i> er materialtretthet. Den <i>bakenforliggende feilårsak</i> kan altså være tilstede lenge før <i>driftsforstyrrelsen</i> inntreffer, men <i>driftsforstyrrelsen</i> inntreffer ikke før en <i>utløsende feilårsak</i> er tilstede.
<b>Utløsende årsak</b>	Hendelse eller omstendigheter som fører til <i>svikt</i> på en enhet.	Se kommentaren til definisjon " <i>Feilårsak</i> ".
<b>Bakenforliggende årsak</b>	Hendelse eller omstendigheter som er tilstede før <i>svikt</i> inntreffer, men som i seg selv ikke nødvendigvis fører til <i>svikt</i> på en enhet.	Se kommentaren til definisjon " <i>Feilårsak</i> ".
<b>Medvirkende årsak</b>	Hendelse eller omstendigheter som opptrer i kombinasjon med <i>utløsende årsak</i> , hvor begge årsakene bidrar til <i>svikt</i> på en enhet.	Se kommentaren til definisjon " <i>Feilårsak</i> ".



## Definisjoner knyttet til konsekvenser for sluttbrukere

	Definisjon	Kommentar
<b>Avbrudd</b>	<p>Tilstand karakterisert ved uteblitt eller redusert levering av elektrisk energi til én eller flere <i>sluttbrukere</i>, hvor forsyningsspenningen er under 1 % av <i>kontraktsmessig avtalt spenning</i>.</p> <p>Ref. EN 50160 (1.3.18)</p>	<p><i>Avbrudd</i> er utelukkende knyttet til <i>sluttbrukere</i>.</p> <p><i>Avbrudd</i> kan være varslet eller ikke varslet.</p> <p>Fasebrudd der <i>sluttbruker</i> har halv spenning, skal etter definisjonen ikke registreres som <i>avbrudd</i>.</p> <p><i>Avbruddene</i> klassifiseres i:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Langvarige <i>avbrudd</i> (&gt; 3 min)</li> <li>• Kortvarige <i>avbrudd</i> (≤ 3 min)</li> </ul>
<b>Ikke varslet avbrudd</b>	<i>Avbrudd</i> som skyldes <i>driftsforstyrrelse</i> eller planlagt <i>utkobling</i> der berørte <i>sluttbrukere</i> ikke er informert på forhånd.	Ettersom <i>avbrudd</i> er knyttet til <i>sluttbrukere</i> , har det mer mening å snakke om <i>varslet/ikke varslet avbrudd</i> framfor planlagt/ikke planlagt <i>avbrudd</i> .
<b>Varslet avbrudd</b>	<i>Avbrudd</i> som skyldes planlagt <i>utkobling</i> der berørte <i>sluttbrukere</i> er informert på forhånd.	<p>Inkluderer også <i>avbrudd</i> 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>
<b>Avbruddsvarighet</b>	Tid fra <i>avbrudd</i> inntreffer til <i>sluttbruker</i> igjen har spenning over 90 % av <i>kontraktsmessig avtalt spenning</i> .	<p>Dette betyr i praksis at <i>sluttbruker</i> har full energileveranse. <i>Avbruddet</i> inntreffer ved første <i>utløsning/utkobling</i>. Ved manglende registrering av <i>utløsning/utkobling</i>, inntreffer <i>avbruddet</i> når nettselskapet får første melding om registrert <i>avbrudd</i>.</p> <p>Se figur i vedlegg 3.</p>
<b>Lengste avbruddsvarighet</b>	Lengste tidsperiode en <i>sluttbruker</i> har <i>avbrudd</i> innenfor en <i>driftsforstyrrelse</i> eller planlagt <i>utkobling</i> .	<p>Hvis en <i>sluttbruker</i> har flere <i>avbrudd</i> innenfor samme hendelse skal <i>lengste avbruddsvarighet</i> beregnes som summen av disse tidsperiodene.</p> <p>Se figur i vedlegg 3.</p>

	Definisjon	Kommentar
<b>Leverert energi</b>	Netto mengde energi levert til sluttbruker.	Mengden skal være eksklusive tap i nettet, dvs målt hos sluttbruker og identisk med avregnet mengde.
<b>Ikke levert energi (ILE)</b>	Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til <i>sluttbruker</i> 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 <i>avbrudd</i> eller redusert levering av energi. Last som blir liggende ute etter at forsyningen er tilgjengelig igjen, skal ikke tas med i den forventede mengden <i>ikke levert energi</i>. 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 <i>kontraktsmessig avtalt spenning</i>, men ikke tilstrekkelig energileveranse pga begrensninger i kraftsystemet.</p>

## Øvrige definisjoner med relevans for feil og avbrudd

	Definisjon	Kommentar
<b>Sluttbruker</b>	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre.	
<b>Luftnett</b>	Nett som inneholder mer enn 90% kraftledning (målt i antall km).	Med nett menes i denne sammenheng <i>anleggsdeler</i> som beskyttes av samme effektbryter/sikring.
<b>Kabelnett</b>	Nett som inneholder mer enn 90% kabel (målt i antall km).	Med nett menes i denne sammenheng <i>anleggsdeler</i> som beskyttes av samme effektbryter/sikring.
<b>Blandet nett</b>	Nett som inneholder mindre enn 90% kraftledning og kabel (målt i antall km).	Med nett menes i denne sammenheng <i>anleggsdeler</i> som beskyttes av samme effektbryter/sikring.
<b>Leveringspunkt</b>	Punkt i nettet der elektrisk energi utveksles.	Se vedlegg 1 og 2. Denne definisjonen er en fellesbetegnelse, og kan i praksis omfatte alle punkt i nettet. <i>Leveringspunkt</i> kan ytterligere klassifiseres i <i>matepunkt</i> , <i>utvekslingspunkt</i> og <i>koblingspunkt</i> .
<b>Rapporteringspunkt</b>	<i>Leveringspunkt</i> med krav om rapportering av <i>avbrudd</i> til NVE.	Pr 2000 gjelder: <i>Rapporteringspunkt</i> er lavspenningssiden av fordelingstransformatorer, samt høyspenningspunkt med levering direkte til <i>sluttbruker</i> .
<b>Anleggsdel</b>	Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et <i>anlegg</i> .	
<b>Feilfrekvens</b>	Antall feil i en gitt tidsperiode.	Forstås ofte som antall feil pr år.



**VEDLEGG 2: FAS- OG FASIT-SKJEMAER**



# FASIT 1 - 22 kV

## Beskrivelse/kommentarer


## Generelle opplysninger

Intern ref:	
Anleggseier:	
Avdeling/Distrikt:	
Dato for hendelse:	
KI:	Ukedag:
Registrert av:	
Kontrollert av:	

## Type hendelse

<input type="checkbox"/> driftsforstyrrelse
<input type="checkbox"/> planlagt utkopling
<input type="checkbox"/> varslet
<input type="checkbox"/> ikke varslet
<input type="checkbox"/> forebyggende vedlikeh.
<input type="checkbox"/> reparasjon
<input type="checkbox"/> om-/nybygging
<input type="checkbox"/> utkopling pga tredjepart
<input type="checkbox"/> trinning av transformator
<input type="checkbox"/> annet
<input type="checkbox"/> ingen utkopling (AUS, etc)
<input type="checkbox"/> annet

## Anlegg der hendelsen inntraff

Rapport nr.	Anlegg 1):	Eier:	Annen rapport 2):	Systemspenning 3)	Nettnivå 4)	KILE [%]
1) Eget anlegg, Sluttbruker tilknyttet eget anlegg, Kraftprodusent tilknyttet eget anlegg, Annet nettselskap 2) Fasit rapportnummer hos annet nettselskap 3) Spenning på feil- eller utkoplingsstedet 4) Høyspennings distribusjonsnett- Luft, Blandet eller Kabel						

## Driftssituasjon før hendelsen inntraff

--

## Hendelsesforløp

Bryter/sikring i eget nett, forbindelse til annet nett, reserveaggregat, reparasjon, AUS, etc	Ut/Inn	Dato	KI	Seksjonering, reparasjon, etc 1)	Utløsende vern	Utkopling/Gjeninnkopling 2)

### 1) Koder for seksjonering, reparasjon, etc. (Se veiledning)

FB	Første bryterfall/utkopling	SI	Siste sluttbruker innkople
GS	Gjenoppretting startet	RS	Feilsøking/reparasjon startet
GA	Grovseksjonering avsluttet	RF	Reparasjon foreløpig avsluttet
FI	Feil isolert/omkopling avsluttet	RA	Reparasjon avsluttet
DG	Drift gjenopprettet		

### 2)

GI	GIK ikke installert	SB	Sikringsbrudd
GV	GIK vellykket	MA	Manuell
GM	GIK mislykket	FS	Fjernstyring
FG	Feil på GIK	IA	Ikke aktuell
IB	Ikke GIK-betingelser		
AS	Automatisk seksjonering		

## Berørte nettdeler/stasjoner

(transf., avgang, kunde etc)


## Seksjonering utført ved

<input type="checkbox"/> manuell lokal kopling
<input type="checkbox"/> fjernkontroll
<input type="checkbox"/> automatikk
<input type="checkbox"/> ingen seksjonering

## Førte hendelsen til avbrudd\* for sluttbrukere?

<input type="checkbox"/> ja	<input type="checkbox"/> nei
-----------------------------	------------------------------

\* spenning < 1% av nominell verdi

## Måleverdier til kalibrering

Målepunkt	Måleverdi [kWh/h]	Timenummer for målingen
MålepunktsID	heltall	åååå-mm-dd tt

## Forsyning\* gjenoppr. ved

<input type="checkbox"/> reparasjon
<input type="checkbox"/> omkopling
<input type="checkbox"/> provisorisk reserve
<input type="checkbox"/> provisorisk reparasjon
<input type="checkbox"/> innkopling eget nett
<input type="checkbox"/> sikringsskift
<input type="checkbox"/> innkopling annet nett
<input type="checkbox"/> annet

\* til siste sluttbruker

Feilsted

Anleggsdel med feil

☐ **Vassdrag/Magasin/Dam**

☐ **Anleggsdeler i vannvei**

☐ **Turbin**

☐ **Generator/Roterende fasekompensator**

☐ **Effektbryter**

☐ **Lastskillebryter**

☐ **Skillebryter**

☐ **Siklastbryter**

☐ oljefattig

☐ trykkluft

☐ SF<sub>6</sub>

☐ SF<sub>6</sub>-isolert

☐ vakuum

☐ luftisolert

☐ spenningspåk. del

☐ drivmekanisme

☐ isolasjon mot jord

☐ stativ

☐ fundament

☐ jording

☐ **Sikring**☐ **Samleskinne/Føring**

☐ skinne/rør

☐ line

☐ kabel

☐ SF<sub>6</sub>-isolert

☐ faseleder

☐ isolasjon mot jord

☐ klemme

☐ kontakt

☐ stativ

☐ fundament

☐ jording

☐ **Transformator (fordeling)**

☐ mast

☐ mastefot

☐ kiosk

☐ i bygning

☐ olje (eksp. tank)

☐ olje (tett)

☐ silikonolje

☐ tørrisolert

☐ SF<sub>6</sub>

☐ gjennomføring

☐ kjøleutstyr

☐ trinnkopler

☐ eksp.krets

☐ trafokasse

☐ innv. enheter

☐ **Kabel**

☐ jord

☐ vann

☐ luft

☐ hovedk. 1-leder

☐ hovedk. flerleder

☐ PEX

☐ masse

☐ kabel

☐ skjot

☐ overg.skjot

☐ endeavsl.

☐ kabelsko/klemme

☐ **Nettstasjon (bygning, arr.)**

☐ mast

☐ mastefot

☐ kiosk

☐ i bygning

☐ lavsp.stativ

☐ fundament

☐ tak/vegg

☐ dør/lokk

☐ ventilasjon

☐ avløp

☐ **Kraftledning**

☐ blank

☐ belagt (BLX)

☐ hengeledning

☐ mast

☐ faseline

☐ topline

☐ loop

☐ skjot

☐ isolator

☐ travers

☐ bendsel

☐ avspenningshylse

☐ klemme

☐ bardun

☐ forankringsstag

☐ gnistgap

☐ vibrasjonsdemping

☐ fundament

☐ jording

Ved feil på kraftledning og kabel

Fellesfeil? ☐ ja ☐ nei

Reparasjon

Rapportnr	Ref	Feil nr
Beskrivelse	Dato	Kl
Koder for reparasjon etc, se forsiden for forklaring: RS, RF, RA, US, UA, AS, AA		

☐ **Statisk fasekompensator**

☐ kondensatorbatteri

☐ reaktor

☐ **Avleder**

☐ **Spenningstransformator**

☐ **Strømtransformator**

☐ **Slukkespole**

☐ **Stasjonsforsyning**

☐ strømretter

☐ batteri

☐ nødaggregat

☐ **Fjernstyring**☐ **Koplingsstyr**☐ **Måle- og meldesystem**☐ **Signaloverføring**☐ **Vern**

☐ elektromekanisk

☐ elektronisk

☐ numerisk

☐ overstrøm

☐ spenning

☐ usymmetri

☐ jordstrøm

☐ lysbue

☐ termisk overlast

☐ annet

☐ **Datautstyr**☐ **Brannteknisk anlegg**☐ **Anleggsdel ikke ident.**☐ **Systemfeil**

Anleggsdelopplysninger

Arkivref.:

Fabrikat:

Typebetegnelse:

Ytelse/kapasitet:

Fabrikasjonsår:

Idriftsettelsesår:

Feil oppdaget ved

☐ bryterfall/sikringsbrudd

☐ observasjon (tilfeldig)

☐ inspeksjon

☐ tilstandskontroll

☐ vedlikeholdsarbeid

☐ overvåking

☐ melding fra 3. person

☐ annen feil

☐ innkopling

☐ annet

Feilbeskrivelse

Materialtekniske feil

- ☐ varmgang
- ☐ slitasje
- ☐ korrosjon
- ☐ materialtretthet

Mekaniske feil

- ☐ lekkasje
- ☐ løse deler
- ☐ skadet del
- ☐ vibrasjon
- ☐ deformasjon

Elektriske feil

- ☐ utladninger
- ☐ redusert isolasjonsevne
- ☐ dårlig kontakt
- ☐ jordslutning
- ☐ dobbel jordslutning
- ☐ fase-/ledningsbrudd uten jordberøring
- ☐ fase-/ledningsbrudd med jordberøring

- ☐ kortslutning uten jordberøring
- ☐ kortslutning med jordberøring
- ☐ lav/høy spenning
- ☐ redusert ytelse
- ☐ overbelastning

Andre feil

- ☐ uteblitt funksjon\*
- ☐ uønsket funksjon\*
- ☐ forurensinger
- ☐ fremmedlegemer

☐ annet

\* gjelder kun feil på bryter/sikring og kontrollutstyr

Utløsende årsak

☐ **Omgivelser**

☐ tordenvær

☐ vind

☐ snø/is

☐ frost/tele

☐ vann/nedbør/fuktighet

☐ salt/forurensing

☐ fremmedlegemer

☐ fugl/dyr

☐ vegetasjon

☐ ras

☐ brann/eksplosjon

☐ annet

☐ **Mennesker**

☐ personale

☐ innleid personale

☐ andre personer

☐ feilbetjening

☐ arbeid/prøving

☐ trefelling

☐ graving/sprenging

☐ anleggsarbeid

☐ trafikkskade

☐ hærverk/sabotasje

☐ annet

☐ **Driftspåkjenninger**

☐ overbelastning

☐ høy/lav spenning

☐ vibrasjon

☐ varig lastøkning

☐ annet

☐ **Teknisk utstyr**

☐ aldring

☐ slitasje

☐ korrosjon

☐ dårlig kontakt

☐ elektriske utladninger

☐ lekkasje

☐ løse deler

☐ skadet/defekt del

☐ sprekk/brudd

☐ råte

☐ tilsmussing/urenheter

☐ blokkering

☐ annet

☐ **Konstruksjon/Montasje**

☐ konstruksjons-/dimensjoneringsfeil

☐ produksjonsfeil

☐ montasjefeil

☐ feil innstilling/justering

☐ mangelfulle instruksjer/rutiner

☐ mangelfullt vedl.hold

☐ utilstrekkelig vern

☐ annet

☐ **Tidligere feil**☐ **Ingen utløsende årsak**☐ **Årsak ikke klarlagt**

Bakenforliggende årsak

☐ **Omgivelser**

☐ **Mennesker**

☐ **Driftspåkjenninger**

☐ **Teknisk utstyr**

☐ **Konstruksjon/Montasje**

☐ **Ingen kjent bakenforliggende årsak**

Årsak nærmere spesifisert (se utløsende årsak)

Medvirkende årsak

☐ **Omgivelser**

☐ **Mennesker**

☐ **Driftspåkjenninger**

☐ **Teknisk utstyr**

☐ **Konstruksjon/Montasje**

☐ **Ingen kjent medvirkende årsak**

Årsak nærmere spesifisert (se utløsende årsak)





C. AVBRUDDSDATA (forts.)

Delområder med avbrudd	FRA		TIL		Varighet	Utkoblet last (MW)
	Dag	Klok.	Dag	Klok.	Tim. Min.	
					t m	
					t m	
					t m	
					t m	
					t m	
					t m	
					t m	
					t m	

hvis flere avbrudd benytt baksiden av nytt skjema

D. BRYTERKOPLINGER

Bryter som koples	U/I	Tidspunkt	
		Mnd : Dag	Klok.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.
		:	.

Mnd og Dag angis bare hvis overgang til ny dag.

Dato/Sign: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

YTTERLIGERE MERKNADER

**VEDLEGG 3: DELTAKENDE EVERK I FEILSTATISTIKK 1 – 22 kV**



1989

#### 4.7 BIDRAGSYTERE TIL SAMLESTATISTIKKEN

Tabellen nedenfor viser hvilke verk som har bidratt med data til samlestatistikken for 1989. Tabellen viser absoluttall for hvert enkelt verk m.h.t linjelengde, antall nettstasjoner, antall abonnenter samt omsatt energi, (detaljleveranse). Under tabellen er vist %-andelen i forhold til hele landet. Dataene for de enkelte verk er hentet fra Energiverkforbundets "MEDLEMSLISTE 1990" .

I alt 8766 rapporter er med i grunnlaget. Av disse er 8248 (94 %) tastet inn lokalt og overført på diskett eller via modem til EFI's maskin. De resterende 518 (6 %) av rapportene er punchet på EFI.

NAVN	KODE	KABEL (km)	LUFT (km) LEDNING	NETTST(ant)	ABONN(ant)	OMSETN (GWh)
AUST-AGDER	1	130.00	1942.00	2114	46007	960.00
BERGEN	1	1538.00	405.40	2001	117568	3028.00
FINNÅS	3	14.56	189.80	250	4828	96.89
FOSEN	2	66.80	353.50	499	6050	155.00
FREDRIKSTAD	1	331.00	132.00	791	28052	728.00
HELGELAND	1	371.50	2651.30	2608	37903	1632.00
ISTAD	1	330.00	846.00	1315	22957	509.00
KONGSBERG	3	110.70	122.40	341	9990	205.70
KVINNHERRAD	3	35.00	242.00	314	5319	105.00
NTE	1	538.00	4337.00	5136	66885	3672.00
OSLO	1	2259.00	297.00	4800	290000	7567.90
SKIENSFJORD	1	786.00	559.00	1581	49721	1346.72
STAVANGER	1	595.00	120.00	1084	51510	1796.00
SØR-GRUDBR.	3	145.00	405.00	950	15000	452.00
SØR-TROMS	1	177.00	638.00	855	16587	441.00
TROMS	1	565.20	3025.00	3558	54000	1709.00
VESTFOLD x)	1	916.40	1251.10	4184	119704	2531.63
ÅLESUND	3	268.00	64.00	634	21967	551.00
		9177.16	17580.50	33015	964048	7486.84
Andel i % av hele landet		37.0	25.0	30.0	42.0	46.0

x) På VESTFOLD KRAFTSELSKAP er samlet data fra følgende everk:  
Andebu, Hof, Holmestrand, Borre, Nøtterøy, Ramnes, Sande, Sandefjord,  
Stokke, Svelvik, Tjøme, Tønsberg, Våle og Larvik/Lardal.

Kolonne KODE betyr følgende:

- 1 - Verket har registrert data selv med EFI's FAS-system.
- 2 - Verket har registrert data med PCFAS fra NIT/KDØ.
- 3 - Data er punchet på EFI ut fra innsendte rapporter.

## 8. Deltagende everk i statistikken

Tabellen nedenfor viser hvilke everk som har bidratt med data til statistikken for 1990. Tabellen viser absoluttall for hvert enkelt everk m.h.t linjelengde, antall nettstasjoner, antall abonnenter samt levert energi. Under tabellen er vist %-andelen i forhold til hele landet. Dataene for de enkelte verk er hentet fra NORGES ENERGIVERKFORBUNDS "MEDLEMSLISTE 1990".

I alt 9581 rapporter er med i grunnlaget. Av disse er 8738 (91.2 %) tastet inn lokalt og overført på diskett eller via modem til EFT's maskin. De resterende 853 (8.8 %) av rapportene er punchet på EFT.

Navn	Kode	Kabel (km)	Luft (km)	Nettst.	Abonn. (Ant.)	Omsetn. (GWh)
ANDEBU ELVERK	4	19.00	107.00	157	2056	41.80
ASKER ELVERK	3	195.00	108.00	697	19244	529.00
AUST-AGDER KRAFTVERK	1	139.00	1942.00	2114	46007	960.00
BERGEN LYSVERKER	1	1538.30	405.40	2001	117568	3028.00
BORRE ENERGIVERK	4	153.60	48.00	424	11374	275.00
BÆRUM ENERGIVERK	1	505.00	154.00	1430	44702	1267.00
EIDEFOSS	3	42.00	845.00	884	10600	342.00
ELVERUM ELEKTRISITETSVERK	1	105.10	326.40	510	8700	219.00
FOSEN KOMUNALE KRAFTLAG	2	66.80	353.50	499	6050	155.00
FREDRIKSTAD ELVERK	1	331.00	132.00	791	33426	728.00
HAMAR REGIONEN ENERGIVERK	3	345.00	926.00	1873	32000	915.00
HAMMERFEST ELEKTRISITETSVERK	3	80.00	450.00	400	6400	180.00
HELGELAND KRAFTLAG	1	371.50	2651.30	2608	37903	1632.00
HOF ELVERK	4	6.40	65.00	109	1503	31.10
HOLMESTRAND ELVERK	4	44.00	65.00	209	5164	113.60
ISTAD KRAFTSELSKAP	1	330.00	846.00	1315	22957	509.00
KVAM KRAFTVERK	2	34.00	129.00	251	5150	121.00
KVINNHERRAD KRAFTVERK	2	35.00	242.00	314	5319	105.00
LARVIK OG LARDAL EVERK	4	394.00	423.00	1229	23000	565.30
LILLEHAMMER OG GAUSDAL ENERGIVERK	3	145.00	405.00	950	15000	452.00
MELHUS ELVERK	3	39.00	264.10	364	5390	133.54
MIDT-GUBRANDSDAL ENERGIVERK	3	68.00	584.00	780	10699	301.60
NORD-TRØNDELAGE ELEKTRISITETSVERK	1	538.00	4337.00	5136	66885	3672.00
NØTTERØY ELVERK	4	74.00	62.00	284	9159	172.41
OSLO ENERGI	1	2259.00	297.00	4800	290000	7567.90
RAMNES ELVERK	4	6.00	78.00	120	1500	32.00
RAUMA KOMMUNALE KRAFTVERK	3	50.00	251.00	353	4771	110.40
SANDE ENERGIVERK	4	19.00	78.00	175	3900	66.45
SANDEFJORD ENERGIVERK	4	216.00	79.00	569	19699	434.80
SKEDSMO SØRUM ELEKTRISITETSFORSYNING	3	118.00	4.70	330	10946	334.21
SKIENSFJORD KOMMUNALE KRAFTSELSKAP	1	786.00	559.00	1581	49721	1346.72
STAVANGER ENERGIVERK	1	595.00	120.00	1084	51510	1796.00
STOKKE ELVERK	4	54.00	105.00	248	4360	109.00
SULDAL ELVERK	3	25.00	313.00	277	2681	58.70
SVELVIK KOMMUNALE ELEKTRISITETSVERK	4	22.00	23.80	110	3256	80.90
SØR-TROMS ELFORSYNING	1	177.00	638.00	855	16587	441.00
TJØME KOMMUNALE ELVERK	4	25.60	41.50	119	4002	53.20
TROMS KRAFTFORSYNING	1	565.20	3025.00	3558	54000	1709.00
TØNSBERG ELEKTRISITETSVERK	4	249.70	69.40	507	31300	470.00
VEST-OPPLAND KOMMUNALE KRAFTSELSKAP	3	43.00	654.00	750	10420	225.60
VEST-TELEMARK KRAFTLAG	2	25.00	752.00	709	7650	162.50
VÅLE KOMMUNALE ELEKTRISITETSVERK	4	23.00	88.00	151	2000	51.00
		10857.20	23047.10	41625	1114559	31497.73
Andel i % av hele landet		46.1	35.2	40.6	48.7	51.6

Kolonnen KODE betyr følgende:

- 1 - Verket har selv registrert data med EFT's FAS-system.
- 2 - Verket har registrert data med PC-FAS fra NIT/KDØ.
- 3 - Data er punchet på EFT ut fra innsendte rapporter.
- 4 - Data punchet på VESTFOLD KRAFTSELSKAP med EFT's FAS-system.

### 8. Deltagende everk i statistikken

Tabellen nedenfor viser hvilke everk som har bidratt med data til statistikken for 1991. Tabellen viser absoluttall for hvert enkelt everk m.h.t linjelengde, antall nettstasjoner, antall abonnenter samt levert energi. Under tabellen er vist %-andelen i forhold til hele landet. Dataene for de enkelte verk er hentet fra NORGES ENERGIVERKFORBUNDS "MEDLEMSLISTE 1990".

I alt 12255 rapporter er med i grunnlaget. Av disse er 10593 (86.5%) tastet inn lokalt og overført på diskett eller via modem til EFI's maskin. De resterende 1662 (13.5%) av rapportene er punchet på EFI.

Navn	Kode	Kabel (km)	Luft (km)	Nettst.	Abonn. (Ant.)	Omsetn. (GWh)
ANDEBU ELVERK	4	19.00	107.00	157	2056	41.80
ASKER ELVERK	3	195.00	108.00	697	19244	529.00
AUST-AGDER KRAFTVERK	1	139.00	1942.00	2114	46007	960.00
BERGEN LYSVERKER	1	1538.30	405.40	2001	117568	3028.00
BORRE ENERGIVERK	4	153.60	48.00	424	11374	275.00
BÆRUM ENERGIVERK	1	505.00	154.00	1430	44702	1267.00
EIDEFOSS	3	42.00	845.00	884	10600	342.00
EIDSVOLL ENERGIVERK	2	31.00	228.00	468	8052	180.00
ELVERUM ELEKTRISITETSVK	1	105.10	326.40	510	8700	219.00
FOSEN KOMUNALE KRAFTLAG	2	66.80	353.50	499	6050	155.00
FREDRIKSTAD ELVERK	1	331.00	132.00	791	33426	728.00
GAULDAL ELVERK	3	19.80	348.60	373	4288	99.30
HAMAR REGIONEN ENERGIVERK	3	345.00	926.00	1873	32000	915.00
HAMMERFEST ELEKTRISITETSVK	3	80.00	450.00	400	6400	180.00
HEDMARK ENERGI	2	321.80	2711.10	2974	38400	743.20
HELGELAND KRAFTLAG	1	371.50	2651.30	2608	37903	1632.00
HOF ELVERK	4	6.40	65.00	109	1503	31.10
HOLMESTRAND ELVERK	4	44.00	65.00	209	5164	113.60
ISTAD KRAFTSELSKAP	1	330.00	846.00	1315	22957	509.00
KRISTIANSAND ENERGIVERK	3	277.70	48.80	549	25400	1294.40
KVAM KRAFTVERK	2	34.00	129.00	251	5150	121.00
KVINNHEDAD KRAFTVERK	2	35.00	242.00	314	5319	105.00
LARVIK OG LARDAL EVERK	4	394.00	423.00	1229	23000	565.30
LILLEHAMMER OG GAUSDAL ENERGIVERK	3	145.00	405.00	950	15000	452.00
MELHUS ELVERK	3	39.00	264.10	364	5390	133.54
MIDT-GUBRANDSDAL ENERGIVERK	3	68.00	584.00	780	10699	301.60
NORDHORDLAND KRAFTLAG	3	126.40	636.00	761	15913	379.00
NORD-TRØNDELAGE ELEKTRISITETSVK	1	538.00	4337.00	5136	66885	3672.00
NØTTERØY ELVERK	4	74.00	62.00	284	9159	172.41
ORKDAL ELVERK	3	73.50	153.90	255	4837	125.35
OSLO ENERGI	2	2259.00	140.00	4800	290000	7567.90
RAMNES ELVERK	4	6.00	78.00	120	1500	32.00
RAUMA KOMMUNALE KRAFTVERK	3	50.00	251.00	353	4771	110.40
SANDE ENERGIVERK	4	19.00	78.00	175	3900	66.45
SANDEFJORD ENERGIVERK	4	216.00	79.00	569	19699	434.80
SELBU KOMMUNALE ELVERK	3	15.00	218.00	174	2381	56.20
SKEDSMO SØRUM ELEKTRISITETSFORSYNING	3	118.00	4.70	330	10946	334.21
SKIENSFJORD KOMMUNALE KRAFTSELSKAP	1	869.20	542.90	1647	49721	1346.72
STAVANGER ENERGIVERK	1	595.00	120.00	1084	51510	1796.00
STOKKE ELVERK	4	54.00	105.00	248	4360	109.00
SULDAL ELVERK	3	25.00	313.00	277	2681	58.70
SVELVIK KOMMUNALE ELEKTRISITETSVK	4	22.00	23.80	110	3256	80.90
SØR-TRØMS ELFORSYNING	1	177.00	638.00	855	16587	441.00
SØR-TRØNDELAGE KRAFTSELSKAP	3	160.00	1216.00	1182	16000	293.00
TJØME KOMMUNALE ELVERK	4	25.60	41.50	119	4002	53.20
TROMS KRAFTFORSYNING	1	590.00	3070.00	3700	54000	1709.00
TYSNES KRAFTLAG	3	3.70	133.50	147	2503	30.50
TØNSBERG ELEKTRISITETSVK	4	249.70	69.40	507	31300	470.00
VARANGER KRAFTLAG	1	125.00	952.00	830	15100	399.00
VEST-OPPLAND KOMMUNALE KRAFTSELSKAP	3	43.00	654.00	750	10420	225.60
VEST-TELEMARK KRAFTLAG	2	25.00	752.00	709	7650	162.50
VÅLE KOMMUNALE ELEKTRISITETSVK	4	23.00	88.00	151	2000	51.00
ÅLESUND OG SULA ENERGIVERK	1	338.17	64.00	713	21967	551.00
		12457.27	29628.90	50259	1269400	35648.68
Andel i % av hele landet		53.00	45.00	49.00	55.00	58.00

Kolonnen KODE betyr følgende: 1 - Verket har selv registrert data med EFI's FAS-system. 3 - Data er punchet på EFI ut fra innsendte rapporter.

2 - Verket har registrert data med PC-FAS fra NIT/KDØ. 4 - Data punchet på VESTFOLD KRAFTSELSKAP med EFI's FAS-system.

## 8. Deltagende everk i statistikken

Tabellen viser hvilke verk som har bidratt med data til statistikken for 1992. Tabellen viser absoluttall for hvert enkelt verk m.h.t linjelengde, antall nettstasjoner, antall abonnenter samt omsatt energi leveranse. Under tabellen er vist %-andelen i forhold til hele landet. Dataene for de enkelte verk er hentet fra NORENERGI's "MEDLEMSLISTE 1992".

I alt 14798 rapporter er med i grunnlaget. Av disse er 13659 (92.3 %) tastet inn lokalt og overført på diskett eller via modem til EFI's maskin.

De resterende 1139 (7.7 %) av rapportene er punchet på EFI.

I forhold til 1991 er det færre antall verk som er med, men grunnlaget er likevel større siden vi har fått med store verk som Trondheim og Vest-Agder.

NAVN	KODE	KABEL(km)	LUFT(km)	NETTST.	ABONN. (ant.)	OMSETN(GWh)
ANDEBU ELVERK	4	21.00	107.00	174	2135	48.20
ASKER ELVERK	3	241.00	98.00	715	20000	949.00
AUST-AGDER KRAFTVERK	1	172.00	2030.00	2114	47293	1125.00
BERGEN LYSVERKER	1	1620.00	266.00	2019	118339	3322.00
BODØ ENERGI	2	257.00	310.00	763	20106	613.00
BORRE ENERGIVERK	4	167.15	45.04	411	11568	290.90
BÆRUM ENERGIVERK	1	563.00	154.00	1497	45597	1347.83
EIDEFOSS	3	42.00	859.00	898	10990	370.00
EIDSVOLL ENERGIVERK	2	36.00	228.00	491	8294	209.00
ELVERUM ELEKTRISITETSVERK	1	110.00	331.00	524	8809	275.00
FOSEN KOMMUNALE KRAFTLAG	2	69.80	356.00	482	6169	163.00
FREDRIKSTAD ENERGIVERK	1	376.00	225.00	977	33937	895.50
HAMAR-REGIONEN ENERGIVERK	3	384.00	950.00	1894	34472	956.00
HAMMERFEST ELEKTRISITETSVERK	3	79.20	460.00	364	6137	200.00
HEDMARK ENERGI	2	349.80	2968.00	3440	43784	1133.00
HELGELAND KRAFTLAG	1	380.00	2272.00	2260	38490	1145.00
HOF ELVERK	4	10.50	62.76	112	1556	31.10
HOLMESTRAND ELVERK	4	47.60	64.40	235	5397	111.40
ISTAD KRAFTSELSKAP	1	331.00	746.00	1315	22879	597.00
KVINNHED KRAFTVERK	2	37.00	255.00	323	5400	116.00
LARVIK OG LARDAL EVERK	4	428.00	436.00	1219	24000	610.00
LILLEHAMMER OG GAUSDAL ENERGIV.	3	179.00	415.00	1056	16003	450.60
MELHUS ELVERK	3	40.00	268.00	373	5502	136.00
NORDHORDLAND KRAFTLAG	3	132.00	654.00	801	16399	357.00
NORD-TRØNDELAGE ELEKTRISITETSVERK	1	546.00	4384.00	5291	69214	3898.00
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG	3	45.20	902.20	840	8920	222.00
NØTTERØY ELVERK	4	109.00	45.00	312	9300	189.00
ORKDAL ELVERK	3	78.20	155.50	277	4958	116.00
OSLO ENERGI	2	2280.50	276.00	4612	296321	8310.00
RAMNES ELVERK	4	10.50	77.00	124	1600	33.00
RAUMA KOMMUNALE KRAFTVERK	3	65.00	250.00	357	4900	112.00
SANDE ENERGIVERK	4	26.00	77.00	188	3942	80.10
SANDEFJORD ENERGIVERK	4	236.00	78.00	578	20277	480.55
SELBU KOMM. ELEKTRISITETSVERK	3	15.50	235.00	190	2420	55.60
SKEDSMO & OG SØRUM EL.FORSYNING	3	123.00	3.10	387	11082	340.30
SKIENSFJORDEN KOM. KRAFTSELSKAP	1	881.00	552.00	1647	50800	1926.10
STAVANGER ENERGI	1	642.00	118.00	1120	55500	1877.00
STOKKE ELVERK	4	66.00	99.00	263	4322	101.16
STORD KOMM. ELEKTRISITETVERK	2	51.00	88.00	258	6627	169.00
SULDAL ELVERK	3	28.00	297.00	279	2700	61.00
SVELVIK KOMM. ELEKTRISITETSVERK	4	23.36	25.63	114	3284	81.20
SØR-TROMS ELFORSYNING	1	174.00	637.00	865	17224	441.00
TJØME KOMMUNALE ELVERK	4	29.00	43.00	128	4142	58.00
TROMS KRAFTFORSYNING	1	617.00	3051.00	3715	55033	1690.00
TRONDHEIM ELEKTRISITETSVERK	5	850.90	290.80	1631	80368	2152.00
TØNSBERG ENERGIVERK	4	279.50	69.40	516	17300	532.10
VARANGER KRAFTLAG	1	113.88	896.20	809	15057	468.00
VEST-AGDER ENERGIVERK	1	259.00	2263.00	2789	49230	3000.00
VEST-OPPLAND KOMM. KRAFTSELSKAP	3	36.50	648.00	775	10420	225.60
VEST-TELEMARK KRAFTLAG	2	30.00	794.00	722	7868	183.00
VÅLE KOMMUNALE ELVERK	4	24.80	87.20	161	1977	50.80
ÅLESUND OG SULA ENERGIVERK	1	346.00	64.00	619	22024	637.70
	52	14 059.89	31 066.23	54 024	1 390 066	42 941.74
Andel i % av hele landet		58	48	51	59	64

Kolonne KODE betyr følgende:

1 - Verket har selv registrert data med EFI's FAS-system./52 - Verket har registrert data med PCFAS fra NIT/KDØ. 8

3 - Data er punchet på EFI ut fra innsendte rapporter. /4 4 - Data punchet på VESTFOLD KRAFTSELSKAP med EFI's FAS-system. /4

5 - Data punchet på NETBAS-FAS. /



## 8. Deltagende everk i statistikken

Tabellen viser hvilke verk som har bidratt med data til statistikken for 1993. Tabellen viser absolutttall for hvert enkelt verk m.h.t linjelengde, antall nettstasjoner, antall abonnenter samt omsatt energi leveranse. Under tabellen er vist %-andelen i forhold til hele landet. Dataene for de enkelte verk er hentet fra ENERGIFORSYNINGENS FELLESORGANISASJON's "MEDLEMSLISTE 1994". I alt 14314 rapporter er med i grunnlaget.

NAVN	KODE	KABEL(km)	LUFT(km)	NETTST.	ABONN. (ant.)	OMSETN(GWh)
ANDEBU ELVERK	4	21.00	107.00	174	2135	48.20
ASKER ELVERK	3	241.00	98.00	715	20000	949.00
AUST-AGDER KRAFTVERK	1	172.00	2030.00	2114	47293	1125.00
BODØ ENERGI	2	257.00	310.00	763	20106	613.00
BORRE ENERGIVERK	4	167.15	45.04	411	11568	290.90
BÆRUM ENERGI	1	563.00	154.00	1497	45597	1347.83
EIDEFOSS	3	42.00	859.00	898	10990	370.00
EIDSVOLL ENERGIVERK	2	36.00	228.00	491	8294	209.00
ELVERUM ELEKTRISITETSV	1	110.00	331.00	524	8809	275.00
FOSEN KOMMUNALE KRAFTLAG	2	69.80	356.00	482	6169	163.00
FREDRIKSTAD ENERGIVERK	1	376.00	225.00	977	33937	895.50
FUSA KRAFTLAG	2	18.80	162.00	175	2471	47.94
GJØVIK ENERGI	2	141.00	163.00	459	12700	479.00
HAMAR-REGIONEN ENERGIVERK	3	384.00	950.00	1894	34472	956.00
HAMMERFEST ELEKTRISITETSV	3	79.20	460.00	364	6137	200.00
HAUGESUND ENERGI	5	137.00	35.00	276	14990	435.10
HELGELAND KRAFTLAG	1	380.00	2272.00	2260	38490	1145.00
HOF ELVERK	4	10.50	62.76	112	1556	31.10
HOLMESTRAND ELVERK	4	47.60	64.40	235	5397	111.40
ISTAD KRAFTSELSKAP	1	331.00	746.00	1315	22879	597.00
KRISTIANSAND ENERGIVERK	2	277.70	48.80	549	25400	1294.40
KVAM KRAFTVERK	2	34.00	129.00	251	5150	121.00
KVINNHERRAD ENERGI	2	37.00	255.00	323	5400	116.00
LARVIK OG LARDAL EVERK	4	428.00	436.00	1219	24000	610.00
LILLEHAMMER OG GAUSDAL ENERGIV.	3	179.00	415.00	1056	16003	450.60
LOFOTKRAFT	1	244.86	620.43	715	12515	317.10
MELHUS ELVERK	3	40.00	268.00	373	5502	136.00
MIDT-GUBRANDSDAL ENERGIVERK	1	68.00	584.00	780	10693	301.60
NARVIK ENERGIVERK	5	112.20	191.00	368	11570	403.60
NORD-TRØNDELAGE ELEKTRISITETSV.	1	546.00	4384.00	5291	69214	3898.00
NØTTERØY - TJØME ENERGI	4	109.00	45.00	312	9300	189.00
ORKDAL ELVERK	3	78.20	155.50	277	4958	116.00
OSLO ENERGI	2	2280.50	276.00	4612	296321	8310.00
RAMNES ELVERK	4	10.50	77.00	124	1600	33.00
RAUMA ENERGI	3	65.00	250.00	357	4900	112.00
RYGGE ELVERK	2	44.30	106.80	273	6629	195.00
S-TK	5	160.00	1216.00	1182	16000	293.00
SANDE ENERGIVERK	4	26.00	77.00	188	3942	80.10
SANDEFJORD ENERGIVERK	4	236.00	78.00	578	20277	480.55
SELBU ENERGIVERK	3	15.50	235.00	190	2420	55.60
SKIENSFJORDEN KOM. KRAFTSELSKAP	1	881.00	552.00	1647	50800	1926.10
STAVANGER ENERGI	1	642.00	118.00	1120	55500	1877.00
STOKKE ELVERK	4	66.00	99.00	263	4322	101.16
STORD KOMM. ELEKTRISITETSV	2	51.00	88.00	258	6627	169.00
SVELVIK EVERK	4	23.36	25.63	114	3284	81.20
SVORKA ENERGIVERK	2	29.50	397.20	455	5936	134.30
SØR-TROMS ELFORSYNING	1	174.00	637.00	865	17224	441.00
TJØME KOMMUNALE ELVERK	4	29.00	43.00	128	4142	58.00
TROMS KRAFTFORSYNING	1	617.00	3051.00	3715	55033	1690.00
TRONDHEIM NERGIVERK	5	850.90	290.80	1631	80368	2152.00
TØNSBERG ENERGIVERK	4	279.50	69.40	516	17300	532.10
VARANGER KRAFTLAG	1	113.88	896.20	809	15057	468.00
VEST-AGDER ENERGIVERK	1	259.00	2263.00	2789	49230	3000.00
VEST-OPPLAND KOMM. KRAFTSELSKAP	3	36.50	648.00	775	10420	225.60
VEST-TELEMARK KRAFTLAG	2	30.00	794.00	722	7868	183.00
VÅLE KOMMUNALE ELVERK	4	24.80	87.20	161	1977	50.80
ÅLESUND OG SULA ENERGIVERK	1	346.00	64.00	619	22024	637.70
		13 029.25	29 629.16	51 741	1 312 896	41 546.48
Andel i % av hele landet		55	45	50	57	65

### Kolonne KODE betyr følgende:

- 1 - Verket har selv registrert data med EFI's FAS-system.
- 2 - Verket har registrert data med PCFAS fra NIT/KDØ.
- 3 - Data er punchet på EFI ut fra innsendte rapporter.
- 4 - Data punchet på VESTFOLD KRAFTSELSKAP med EFI's FAS-system.
- 5 - Data punchet på NETBAS-FAS.



## 8. Deltagende everk i statistikken

Tabellen viser hvilke verk som har bidratt med data til statistikken for 1994. Tabellen viser absolutttall for hvert enkelt verk m.h.t linjelengde, antall nettstasjoner, antall abonnenter samt omsatt energi leveranse. Under tabellen er vist %-andelen i forhold til hele landet.

Dataene for de enkelte verk er hentet fra ENERGIFORSYNINGENS FELLESGRANISASJON's "MEDLEMSLISTE 1994".

NAVN	KODE	KABEL(KM)	LUFT(KM)	NETTST.	ABONN. (ANT.)	OMSETN(GWH)
ANDEBU ELVERK	4	29.00	107.00	179	2154	49.00
ASKER ELVERK	3	258.00	87.00	726	20 000	640.00
AUST-AGDER KRAFTVERK	1	195.39	2058.83	2397	48 503	1130.00
BERGEN LYSVERKER	2	1679.00	402.00	2150	122 862	3541.00
BODØ ENERGI	2	270.00	305.00	786	20 618	685.00
BORRE ENERGIVERK	4	170.70	42.20	415	11 664	325.50
EIDEFOSS	3	50.20	884.80	884	11 190	381.00
EIDSVOLL ENERGIVERK	2	41.40	239.10	508	8 132	206.20
ELVERUM ELEKTRISITETSVERK	1	116.00	336.00	541	8 904	272.00
FOSEN KOMMUNALE KRAFTLAG	2	87.00	358.00	486	6 200	175.00
FREDRIKSTAD ENERGIVERK	1	394.00	215.00	1000	34 380	931.00
FUSA KRAFTLAG	2	18.30	163.30	192	2 494	50.00
GJERMÅ ENERGIVERK	2	178.20	351.60	839	14 200	403.00
HAMAR-REGIONEN ENERGIVERK	3	414.71	968.90	1949	34 827	1050.00
HAMMERFEST ELEKTRISITETSVERK	3	88.90	445.00	369	6 488	230.00
HEDMARK ENERGI	2	374.00	3019.00	3535	44 037	1950.00
HELGELAND KRAFTLAG	1	391.00	2774.00	2709	38 250	969.00
HOF ELVERK	4	12.00	59.50	110	1 590	36.50
HOLMESTRAND ELVERK	4	50.00	62.00	228	4 700	122.90
KRISTIANSAND ENERGIVERK	2	298.00	27.00	684	26 511	1321.00
KVAM KRAFTVERK	2	38.30	133.00	266	5 181	123.00
KVINNHERRAD ENERGI	2	43.00	250.00	334	5 466	116.00
LARVIK OG LARDAL EVERK	4	329.20	414.00	1233	24 274	598.00
LOFOTKRAFT	1	238.66	622.54	723	12 000	333.60
MELHUS ELVERK	3	43.10	268.10	375	5 400	144.50
MIDT-GUBRANDSDAL ENERGIVERK	1	91.00	609.00	861	11 500	294.00
NARVIK ENERGIVERK	5	143.00	188.00	370	11 651	373.00
NORD-TRØNDELAGE ELEKTRISITETSV.	1	578.00	4430.00	5508	70 343	2118.90
NØTTERØY - TJØME ENERGI	4	126.00	87.00	430	13 570	275.00
ORKDAL ELVERK	3	82.30	155.80	281	5 070	140.00
OSLO ENERGI	2	2405.00	145.00	4597	292 230	6636.00
RAMNES ELVERK	4	10.50	77.00	123	1 650	33.80
RAUMA ENERGI	2	71.10	250.00	359	4 920	113.00
SANDE ENERGIVERK	4	34.00	75.00	205	4 030	85.00
SANDEFJORD ENERGIVERK	4	256.00	74.00	588	20 644	489.90
SELBU ENERGIVERK	3	17.60	219.00	189	2 438	57.40
SKIENSFJORDEN KOM. KRAFTSELSKAP	1	814.00	516.00	1694	51 499	1287.00
STAVANGER ENERGI	1	675.00	104.00	1136	54 500	1900.00
STOKKE ELVERK	4	77.00	94.10	279	4 362	125.00
STORD KOMM. ELEKTRISITETSV.	2	56.50	86.60	266	6 643	179.00
SVELVIK EVERK	4	25.00	26.00	114	3 375	87.00
SVORKA ENERGIVERK	2	37.00	390.00	471	6 016	146.40
TJØME KOMMUNALE ELVERK	4	25.60	41.50	119	4 002	53.20
TROMS KRAFTFORSYNING	1	719.00	3601.00	3813	56 101	1934.40
TRONDHEIM ENERGIVERK	5	857.00	288.00	1646	80 888	2520.00
TØNSBERG ENERGIVERK	4	288.00	62.00	530	17 800	560.00
VARANGER KRAFTLAG	1	126.70	1542.00	839	15 000	500.00
VEST-AGDER ENERGIVERK	1	260.50	2192.70	2846	50 048	2838.70
VEST-OPPLAND KOMM. KRAFTSELSKAP	3	39.20	687.00	799	10 950	224.00
VÅLE KOMMUNALE ELVERK	4	26.00	88.00	164	1 984	59.00
		13 649.06	30 621.57	51 845	1 321 239	38 812.90
ANDEL I % AV HELE LANDET		55	45	50	57	65

### Kolonne KODE betyr følgende:

- 1 - Verket har selv registrert data med EFI's FAS-system.
- 3 - Data er punchet på EFI ut fra innsendte rapporter.
- 5 - Data punchet på NETBAS-FAS.

- 2 - Verket har registrert data med PCFAS fra NIT/KDØ.
- 4 - Data punchet på VESTFOLD KRAFTSELSKAP med EFI's FAS-system.



## 8. Deltagende everk i statistikken

Tabellen viser hvilke verk som har bidratt med data til statistikken for 1995. Tabellen viser absolutttall for hvert enkelt verk m.h.t linjelengde, antall nettstasjoner, antall abonnenter samt omsatt energi leveranse. Under tabellen er vist %-andelen i forhold til hele landet.

Dataene for de enkelte verk er hentet fra ENERGIFORSYNINGENS FELLESGRUPPES "MEDLEMSLISTE 1996".

NAVN	KODE	KABEL(KM)	LUFT(KM)	NETTST.	ABONN. (ANT.)	OMSETN(GWH)
AKERSHUS ENERGIVERK (AEV)	1	367	344	1140	29534	819
ANDEBU ELVERK	1	29	107	179	2154	49
AUST-AGDER KRAFTVERK	2	186	2070	2397	48503	1130
DALANE ELVERK	1	119	484	659	10607	355
EIDSVOLL ENERGIVERK	2	48.5	239.1	512	8138	206.2
ELVERUM ELEKTRISITETSV.	1	117	340	552	9155	283
FREDRIKSTAD ENERGIVERK	2	381	215	1000	34380	931
HADELAND ENERGIVERK	1	67	509	1054	14450	391
HAMAR-REGIONEN ENERGIVERK	1	420	983	1983	35586	1220
HOF ELVERK	1	19	60	113	1590	37
ISTAD KRAFT	1	278	758	1251	23766	700
KONGSBERG ENERGI	1	133	80	345	10000	250
KVAM KRAFTVERK	1	36	124	262	5299	123
KVINNHEDER ENERGI	2	41	248	340	5596	137
MIDT-GUBRANDSDAL ENERGIVERK	1	93	610	864	12000	351
NARVIK ENERGI	1	129	188	370	10500	381
NEAS	1	276	994	1157	23015	521
NORD-TRØNDELAG ELEKTRISITETSV.	1	651	4465	5628	70343	2118.9
OSLO ENERGI	2	2429	145	4626	292230	6636
RAMNES ELVERK	1	10.5	77	123	1650	33.8
RAUMA ENERGI	2	69	250	359	5002	113
SANDE ENERGIVERK	1	50	60	220	4030	92
SANDEFJORD ENERGIVERK	1	376	273	1053	27500	704
SOGNEKRAFT	1	60	391	482	7500	240
STAVANGER ENERGI	1	629	103	1136	56000	2000
STOKKE ELVERK	1	77	94.1	279	4362	125
SUNNMØRE ENERGI	1	86	381	495	8300	224
SVELVIK EVERK	1	23	24	115	3312	92
SØR-TRØNDELAG KRAFTSELSKAP	1	200	1270	1250	16659	337
TOTEN KOMM. ELEKTRISITETSV.	1	81	427	865	12973	396
TROMS KRAFTFORSYNING	1	687	3087	3872	56101	1934.4
TRONDHEIM ENERGIVERK	1	668	868	1663	81742	2582
TØNSBERG ENERGI	1	264	57	535	17800	560
VARANGER KRAFT	1	139	1028	910	15000	500
VEST-AGDER ENERGIVERK	2	279	2198	2889	50754	2656
VESTERÅLKRAFT	1	83	550	300	10000	250
VOSS OG OMLAND ENERGIVERK	1	207	595	912	14000	315
SUM 37 EVERK		9808	24696.2	41890	1039531	29793.3
ANDEL I % AV HELE LANDET		39	36	40	45	50

Kolonne KODE betyr følgende:

1 - Feil- og avbrudd levert på FASIT-format

2 - Feil- og avbrudd levert på FAS-format

## 9. Grunnlagsdata

Tabell 9.1 viser hvilke everk som har bidratt med data til statistikken. Dataene for det enkelte energiverk er innhentet via eget rapporteringsskjema, fra NVE's avbruddsstatistikk samt fra EnFO's medlemsliste. Tabell 9.2 viser noe av statistikkgrunnlaget for årene 1989-1996 samt feilfrekvensen for kraftledning, kabel og fordelingstransformator.

**Tabell 9.1 - Deltakende everk med grunnlagsdata**

Evrk	Landsdel	Levert energi (MWh)	Sutttukere (antall)	Effektbryter (antall)	Lastskillebryter (antall)	Skillebryter (antall)	Sikkesbryter (antall)	Fordraro 1-14kV (antall)	Fordraro 15-24kV (antall)	Kabel (km)				Krafledning (km)					
										Kabel i vann	PEX 1-14kV	PEX 15-24kV	Masse 1-14kV	Masse 15-24kV	Blank 1-14kV	Blank 15-24kV	BLX 1-14kV	BLX 15-24kV	
Akershus Energi AS	Øst	942610	29534	250	360	200	1200	800	421	325	18	0	150	15	10	34	300	0	10
Aust-Agder Kraftverk	Øst	1211100	48503	143	733	330	733	261	2449	210	70	0	17	182	7	22	137	1882	0
Bøe & Sauherad Energi AS	Øst	140355	5486	27	208	182	139	4	347	70	0	0	0	51	11	0	151	0	0
AS Dragefossen Kraftanlegg	Nord	881842	2971	5	130	65	60	11	192	53	0	0	0	49	0	4	0	168	0
AS Edehoff	Øst	328250	11284	82	242	279	932	11	950	54	0	0	0	22	44	6	1	314	0
AS Eidsfos	Øst	291830	9155	95	512	384	257	180	386	117	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	6	
AS Eidsfos Elektrisitetsverk	Øst	2393800	87000	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150							

Verdier skrevet med uthevet skrift er stipulert pga. manglende innrapportering



## 9. Grunnlagsdata

Tabellen viser hvilke everk som har bidratt med data til statistikken. Dataene for det enkelte energiverk er innhentet via eget rapporteringsskjema, fra NVE's avbruddsstatistikk samt fra EnFO's medlemsliste. 9.2 viser noe av statistikkgrunnlaget for årene 1989-1997 samt feilfrekvensen for kraftledning, kabel og fordelingstransformator.

9.1 Deltakende everk med grunnlagsdata		Landsdel	Levert energi eget nett [MWh]	Sluttbrukere [antall]	Grunnleggsdata fra [år]	Effektbryter [antall]	Løstsllebryter [antall]	Skillebryter [antall]	Sikkesbryter [antall]	Fordelingstransformator 1-14 kV [antall]	Fordelingstransformator 15-22 kV [antall]	Kabel [km]						Kraftledning [km]			
Everk	Kabel jord											Kabel vann	PEX 1-14 kV	PEX 15-22 kV	Masse 1-14 kV	Masse 15-22 kV	Blank 1-14 kV	Blank 15-22 kV	BLX 1-14 kV	BLX 15-22 kV	
Akershus Energi AS	Øst	1527000	51137	97	9	2016	391	1274	697	539	328	1	134	70	125	6	19	211	6	38	
Energiselskapet Asker og Bærum AS	Øst	2356860	67000	96	500	720	400	2436	1651	821	831	3	150	220	400	61	130	67	15		
Aust-Agder Kraftverk	Øst	1211100	48503	96	143	733	3320	733	261	2449	210	19	17	183	7	23	137	1882	76		
Borre Energi AS	Øst	345100	12000	97	54	459	337	169		418	172	6	40	45	40	53		45			
Bø & Sauherad Energi AS	Øst	140355	5584	96								1	3	106	16	165	292	4431	5		
Dalane Elverk	Vest	344540	10901	97	120	971	776		100	618	140					4		168	1		
Dragefossen Kraftanlegg AS	Nord	88142	3000	96	5	130	65	60		192	534			50			37				
Drammen Energinett AS	Øst	955000	33000	97	383	1518	533	805	805		354		121		130						
AS Eidefoss	Øst	342000	11545	97	89	275	303	937		959	68			43		25	6	846	44		
Elverum Elektrisitetsverk	Øst	281740	9428	97	95	514	387	260	184	392	118	1	47	22	44	6	2	314	3		
AS Fauske Lysverk	Nord	182000	6000	96	21	431	114		54	286	80	3	42	22	95	28	134	1	9		
Finnås Kraftlag	Vest	122000	5165	97	35	299	219	110		272	32	9		20		20		178			
Fredrikstad Energiverk AS	Øst	909000	35000	96	227	1658	523	646	368	726	415	13	67	140	121	87	6	216	6		
Fusa Kraftlag	Vest	51295.63	2520	97	10	14	48	34		197	14	4		18		1		150	2		
Gjemå Energi AS	Øst	429000	15148	97	64	902	848	455	35	895	235			202	15			337	5		
Gudbrandsdal Energi	Øst	348360	12800	97	55	567	749			891	113			102	12			580	30		
Hadeland Energiverk	Øst	379600	14450	96	49	400	1580	267	26	1076	49	3		48	4	14		500	21		
Hamar-Regionen Energiverk	Øst	1000000	36492	97	321	2013	847	828	995	758	465	2	209	70	168	20	399	503	21		
Haugesund Energi AS	Vest	489000	16000	97	47	771	149	400		277	77	1	53	11	76	18	6	28			
Hedmark Energi AS	Øst	988000	44244	97	390	2557	3986		536	3407	434		23	351	8	53	225	2383	18		
Helgeland Kraftlag AL	Nord	1067010	41179	97	350	1760	4030		523	2385	337	124	55	194	98	102	202	2292	10		
Hof Elverk	Øst	37000	1590	96	2	61	41	43		119	17	1		16		2		59	1		
Høland og Setskog Elverk	Øst	96900	4600	97	20	100	215			298	20			18		2		173	35		
Høyanger Energiverk	Vest	56000	2604	97	16	139	102	51		127	22		10		12			102			
Hålogaland Kraft AS	Nord	482660	21000	96	115	683	907	412	184	723	143	42	11	62	39	31	76	549	2		
Indre Hardanger Kraftlag DA	Vest	82700	3200	96	30	100	100	100	11	220	25	14		20	3	5	11	100	10		
Istad Kraft AS	Midt	873512	23766	97	134	1798	1401		45	1328	264	31	3	239	6	47	20	691	27		
Karmsund Kraftlag AS	Vest	747000	29276	97	163	1040	1849	552	22	1492	215	31	8	205	34	16	748	1			
Kristiansand Energiverk AS	Vest	786400	27478	96	188	1180	281		612		300	7	150		150		23				
Kvinherad Energi AS	Vest	170000	5924	97	14	227	346	105		356	39	6		40		5		248	6		
Larvik og Lardal Everk DA	Øst	720000	24618	97	32	242	693		596	621	385	9	262		69	4	36	115	4		
Lier Everk AS	Øst	398900	9861	97		1150	150	350		608	108							400	6		
Lillehammer og Gausdal Energiverk AS	Øst	510000	17300	97	139	1175	862	434	500	569	205		100	105	105	139	129	16	605	2	
Lofotkraft AS	Nord	368236	13742	97	133	753	736		128	614	111	139	47	61	139			438			
Luostejok Kraftlag A/L	Nord	124500	3432	97	39	333	244	123		303	62			30	32			183			
Meløy Energi AS	Nord	91614	3432	97	24	192	39	269	2	271	612	17		600							
Narvik Energi AS	Nord	306470	10500	97	170	441	264	264	195	199	111	4	34	30	46	3	45	136	2		
Nordmøre Energiverk AS	Midt	513459	23138	96	91	830	1143	337	264	920	227	23	39	46	157	8	5	773	4		
Nordhordland Kraftlag DA	Vest	405157	17400	97	70	374	970	214	5	810	78	59		75	8			595	33		
Nord-Jarlsberg Energi AS	Øst	198000	6735	96	15	100	300	400		397	83							144			
Nord-Troms Kraftlag AS	Nord	203500	8299	96	45	217	157	645	12	609	123	46	57	45	29	39	598	769	2		
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	Midt	1904110	73676	97	337	2200	1780	5800	113	5996	603	72	21	570	14	70	137	4505	3		
A/L Nord Østerdal Kraftlag	Øst	248710	9300	97	45	339	828	17		872	60	3		48		10		903	14		
Nøtterøy Tjømø Energi AS	Øst	257000	14214	97	2	730	144	451		456	124	9		114		19		77	7		
Ramnes Elverk	Øst	37400	1710	96	6	50	52	39		124	11			11				77			
Romerike Energi AS	Øst	637700	20208	97	87	740	542	273	350	323	213		50	50	50	63		95			
Rygge Elverk AS	Øst	208500	7150	97	22	243	92	285		296	60			49	50			99			
Sande Energiverk	Øst	83200	4150	97	6	132	76	174		226	62	2		64				51			
Sandefjordregionen Energiverk AS	Vest	686178	28170	97	90	2126	105	1063	638	480	411	1	87	52	186	80	66	194	5		
Sandnes Energi AS	Vest	713000	20617	97	140	1385	221	753	45	708	267	4	3	154	21	89		180	3		
Sjøfossen Energi AS	Nord	60100	3240	96	15	19	145	200	7	255	15	16		14	13	3	14	281			
Skjensfjorden Kommunale kraftselskap	Øst	1367180	52939	97	285	2877	792	1446	1730	136	891	12	298	167	393		379	109			
A/S Sognekraft	Vest	202400	7511	97	64	434	436		26	490	74	5		65		10		377	2		
Stange Energi AS	Øst	248925	9227	97	88	746	547	275	679		106			60	46		306				
Stavanger Energi AS	Vest	1939750	56000	97	375	3565	575	1500	1401	132	594	38	240	163	195	34	47				
Svelvik Everk	Øst	90460	3350	96	2	60	40	100		118	23			20				24			
Sykkylven Energiverk	Vest	118000	3550	97	24	210	154	77		191	60	1		30		3		88	3		
Toten Energi AS	Øst	403000	13003	96	65	473	803	213	12	867	87	2		70		18		427	1		
Troms Kraftforsyning DA	Nord	1887000	60000	97	371	2529	3685	1108	544	3376	589	95		122	34	714	9	62	9		
Trondheim Energiverk A/S	Midt	2460560	82077	97	320	4106	113	1500	1607	878				14	8		150	116	2		
Trøgstad Elverk	Øst	62705	2782	97	9	2	57	254	254		21										
Trønder-Energi	Midt	337000	16659	97	163	1374	1008	507		1250	99	103	30	70	30	70	27	980	20		
Tønsberg Energi AS	Øst	593186	18753	97	88	1165	86	616	198	414	270	15	26	30	146	54		44			
Valdres Energiverk AS	Øst	224300	9559	97	25	400	250	750	28	774	593			59			18	380	76		
Varanger Kraft AS	Nord	513765	15500	96	106	880	785		96	868	139			129		10		993			
Vest-Agder Energiverk	Vest	1318317	56600	97	277	1600	3119	600	28	3025	323	8	5	285	6	26		2200	16		
Viken Energinett AS	Øst	8846000	303000	97																	
Voss og Omland Energiverk AS	Vest	310373	13086	97	70	636	916	275	98	725	157	2	15	117	15	12	10	458	50		
Østfold Energi AS	Øst	2169409	95259	97	764	10120	14580		2105	1993	908	1	210	162	300	240	518	1033	34		
Ålesund og Sula Energiverk	Midt	716463	23335	97	331	1348	610	748	270	486	361	10		60	162		2	81	3		
Sum 70 everk (38 % av alle)		49373802	1763616		8584	70332	62946	32737	19317	52750	15754	1009	2977	6597	4313	2017	4075	3531			

Verdier skrevet med uthevet skrift er stipulert pga manglende innrapportering  
Everk uten anleggsdeltdata i tabellen er kun med i avbruddsstatistikken

## 9. Grunnlagsdata

Tabellen viser hvilke everk som har bidratt med data til statistikken. Dataene for det enkelte energiverk er innhentet via eget rapporteringsskjema samt fra Enfos medlemsliste. Tabell 9.2 viser noe av statistikkgrunnlaget for årene 1989-1998 samt feilfrekvensen for kraftledning, kabel og fordelingstransformator.

9.1 Deltakende everk med grunnlagsdata		Landsdel	Levert energi eget nett [MWh]	Slutbrukere [antall]	Grunnlagsdata fra [år]	Effektbryter [antall]	Leaslekkebryter [antall]	Skillebryter [antall]	Slutstørrelse [antall]	Fordelingstransformator 1-14 kV [antall]	Fordelingstransformator 15-22 kV [antall]	Kabel [km]						Kraftledning [km]			
Everk	Kabel jord											Kabel vann	PEX 1-14 kV	PEX 15-22 kV	Masse 1-14 kV	Masse 15-22 kV	Blank 1-14 kV	Blank 15-22 kV	BLX 1-14 kV	BLX 15-22 kV	
Akershus Nett AS	Øst	1624050	84740	98	9	2016	391			697	1306	841		391	156	85	100	50	379	20	22
Energiselskapet Asker og Bærum AS	Øst	2356860	71576	98	400	2500	1667	2423	1615	807	2484	3	1550	279	627	25	784	66		374	1
Aust-Agder Kraftverk	Øst	1203020	52187	98	146	1253	3360	337	296	2520	235	22	2	207	2	22	29	1868			79
Borre Energi AS	Øst	337900	12000	98	54	459	337	169		418	172	6	40	45	40	53		44			
Dalane Elverk	Vest	344540	10901	97	120	971	776		100	618	140	2	106	16	16	28	443			5	
Dragefossen Kraftanlegg AS	Nord	87553	2970	98	13	126	10	61	4	193	64			60		4		162			2
Drammen Energinett AS	Øst	955000	33000	98	384	2319	533	817	816		354		114		233		37				
AS Eidefoss	Øst	342000	11545	97	89	275	303	937		959	68			43		25		846			44
AS Fauske Lysverk	Nord	173000	6000	98	21	431	114		54	286	88		8	50	22	9	28	142	1		9
Finnås Kraftlag	Vest	135587	5361	98	10	130	178	161	2	277	38	10	3	40		5	1	170			3
Follo Energiverk AS	Øst	411000	15220	98	170	780	532	417	450	219	177		103	26	45	3	109	96	9		20
Fredrikstad Energiverk AS	Øst	904000	34836	98	237	2169	652	1050		1246	425	13	67	150	121	87		226			6
Fusa Kraftlag	Vest	58400	2550	98	11	67	45	35	3	201	19	4		18		1		150			3
Gjermå Energi AS	Øst	429000	15148	97	64	902	848	455	35	895	235			201		15		337			5
Gudbrandsdal Energi	Øst	348360	12800	98	55	567	749			900	116			104		12		580			30
Hadeland Energiverk	Øst	401000	14522	98	49	400	1580	267	26	1078	62	3		58		4	14	520			21
Hamar-Regionen Energiverk	Øst	1000000	36492	97	321	2013	847	828	995	758	465	2	209	70	168	20	399	503			21
Haugaland Kraft	Vest	1324117	46504	98	214	1667	2116	807	311	1576	372	32	52	233	79	40	21	776			1
Hedmark Energi AS	Øst	988000	44244	97	390	2557	3986		536	3407	434		23	351	8	53	225	2383	18		262
Helgeland Kraftlag AL	Nord	1149000	41550	98	350	1815	3250	750	531	2439	360	124	57	210	99	103	206	2291			10
Hof Elverk	Øst	39000	1590	98	2	61	41	43		119	19			17		2		59			1
Holand og Setskog Elverk	Øst	96900	4600	97	20	100	215			298	20			18		2		173			35
Hålogaland Kraft AS	Nord	671000	21284	98	115	683	907	412	184	951	241	45	11	205	39	31	75	549			2
Indre Hardanger Kraftlag DA	Vest	75000	3253	98	30	100	100	100	10	220	53	13		45	3	5	11	227			10
Istad Kraft AS	Midt	1064771	23939	98	135	1813	1408		30	1343	268	31	3	243	6	47	20	689			27
Kristiansand Energiverk AS	Vest	786400	27460	98	188	1180	281		613		300	8	157		150		26				
Kvinnerød Energi AS	Vest	135000	6008	98	14	230	361	106		1260	429		6	276		153		360			33
Larvik og Lardal Everk DA	Øst	720000	24618	98	100	2485	662			608	108			69	4	35		115	5		4
Lier Everk AS	Øst	398900	9861	97		1150	150	350		980	228	22	170	16	21	4	361				6
Lillehammer og Gausdal Energiverk AS	Øst	517578	17600	98	236	1330	396	1122	142	980	228			61	13	129	16	605	21		2
Lofotkraft AS	Nord	368236	13742	97	133	753	736		128	614	111	138	47	61	13	129	16	605			1
Luostejok Kraftlag A/L	Nord	133376	3523	98	35	175	175	350	43	311	66		8	47	1	11	38	417			
Melay Energi AS	Nord	90058	3467	98	24	193	39	269	2	269	63	17		80	11	2	183				
Nittedal Energiverk	Øst	245310	7890	98	2	532	97	297	2	298	82			78		4	3	84			
Nordmøre Energiverk AS	Midt	438215	21486	98	91	835	1146	337	269	945	253	24	56	54	158	10	5	790			4
Nordhordland Kraftlag DA	Vest	435383	17700	98	70	380	950	220	5	825	84	60		91	5	48	4	590			36
Nord-Jarlsberg Energi AS	Øst	205000	6735	98	15	100	300	400		431	114			106		8		143			
Nord-Troms Kraftlag AS	Nord	214000	8247	98	45	217	157	645	3	609	123	42	57	42	29	39		789			2
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	Midt	1880449	74507	98	340	2552	5800	2000	150	6061	606	63	18	580	12	59	96	4583	3		15
A/L Nord Østerdal Kraftlag	Øst	248710	9300	97	45	339	828	17		872	60	3		48		10		902			14
Netterøy - Tjorne Energi AS	Øst	274965	14214	98	2	346	142	455		460	135	9		122		22		76			7
Odda Energi AS	Vest	116000	5153	98	10	90	90	189		189	83			50		33		74			
Rakkestad Energiverk AS	Øst	116478	3750	98	23	120	84	65	256	92	34		10	21	3	1		181			46
Ramnes Elverk	Øst	37180	1780	98	5	63	61	130		130	15			15				75			
Rygge Elverk AS	Øst	220000	7313	98	22	251	92	291		299	61			50		11		99			
AS Rødøy-Lurøy Kraftverk	Nord	64412	3690	98	33	19	73	302	34	269	8	156	5	25	41	90	13	311			2
Rayken Energiverk AS	Øst	170952	7745	98	9	485	9	138	6	344	90			89	1			63			26
Sande Energiverk	Øst	83200	4150	97	6	132	76	174		226	62	2		64				51			1
Sandefjordregionen Energiverk AS	Øst	686178	28170	97	90	2126	105	1063	638	480	411	1	87	52	186	80	66	194			
Sandnes Energi AS	Vest	713000	20617	97	140	1385	221	753	45	708	267	4	3	154	21	89		180			3
Sjøfossen Energi AS	Nord	60100	3344	98	15	19	145	200	47	253	15	16		14	13	3	14	281			
Skienfjorden kommunale kraftselskap	Øst	1367180	52939	97	285	2877	792	1446	1730	136	891	12	298	167	393		379	109			2
A/S Sognekraft	Vest	202400	7511	97	64	434	436		26	490	74	5		65		9		377			
Stange Energi AS	Øst	248925	9331	98	89	754	553	278	686		108		62		46		306				
Stavanger Energi AS	Vest	1939750	56000	97	375	3565	575	1500	1401	132	594	38	240	163	195	34	47				
Svelvik Everk	Øst	94000	3457	98	2	60	40	100		118	30			27		3		23			
Toten Energi AS	Øst	378986	13301	98	71	488	813	231	12	877	103	2		83	4	17		423			
Troms Kraft Nett AS	Nord	1981000	60542	98	398	2583	3678	1092	557	3396	636	101	100	420	105	61	49	3019			
Trondheim Energiverk AS	Midt	2524000	85182	98	320	4275	112	1500	1615	229	879		125	34	711	9	67	115	11		2
Trøgstad Elverk	Øst	67399	2828	98	9	2	57	254		256	23			15		7		151			
Trønder Energi	Midt	337000	16659	98	75	490	512		40	1252	125	111	37	156	7	36	41	1137			26
Tønsberg Energi AS	Øst	636000	18888	98	70	1178	73	652	198	421	279	12	27	155	45	51		39			
Varanger Kraft AS	Nord	549765	15500	98	139	1007	819		93	895	294			131	12	11	121	1002			
Vestnes Energi AS	Midt	105763	3481	98	16	54	329	111		269	28	2		25		5		115			3
Vest-Agder Energiverk	Vest	1318317	56600	98	277	1600	3119	600	28												

## 5. Grunnlagsdata

5.1 Deltakende everk med grunnlagsdata	Landsdel	Levert energi eget nett (GWh)	Slutbrukere (antall)	Grunnlagsdata fra [år]	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Fordelingstransformator 1-14 kV (antall)	Fordelingstransformator 15-24 kV (antall)	Kabel [km]				Kraftledning [km]					
									Kabel jord	Kabel vann	PEX 1-14 kV	PEX 15-24 kV	Masse 1-14 kV	Masse 15-24 kV	Blank 1-14 kV	Blank 15-24 kV	BLX 1-14 kV	BLX 15-24 kV
Everk																		
Akershus Nett AS	Øst	1568	68727	99	63	6921	1202	1963	993	0	211	255	189	34	75	815	1	88
Aust-Agder Kraftverk	Øst	1202	52187	98	146	4950	296	2520	235	22	2	207	2	22	29	1868	0	79
Bodø Energi AS	Nord	699	22587	99	9	2064	459	334	284	41	80	0	245	0	43	186	0	0
Borre Energi AS	Øst	328	12000	98	54	965		418	172	6	40	45	40	53	0	45	0	0
Bø & Sauherad Energi AS	Øst	146	5696	99	30	543	5	352	80	0	0	69	0	11	0	144	0	20
Dalane Elverk	Vest	362	11182	99	139	1823	85	644	162	1	3	127	15	30	52	435	0	6
Dragefossen Kraftanlegg AS	Nord	86	2970	98	13	197	4	193	64	0	0	60	0	4	0	162	0	2
Drammen Energinett AS	Øst	955	33000	98	384	3669	816		354	0	114		233		37			
Eidefoss AS	Øst	328	11545	97	89	1515	0	959	68	0	0	43	0	25	0	846	0	44
Elverum Energiverk AS	Øst	293	9600	99	80	809	185	401	139	0	51	31	42	6	2	314	0	3
Etne Elektrisitetslag	Vest	41	1580	99	11	98	0	131	39	7	0	45	0	1	0	42	0	10
Fauske Lysverk AS	Nord	159	6000	98	21	545	54	286	88	0	8	50	22	9	28	142	1	9
Follo Energiverk AS	Øst	414	15578	99	27	1744	457	224	184	0	107	28	46	3	109	96	7	20
Fredrikstad Energiverk AS	Øst	904	35272	99	227	2823	379	745	429	13	97	166	104	72	6	210	0	6
Gjermå Energi AS	Øst	502	15148	97	64	2205	35	895	235	0	0	201	0	15	0	337	0	5
Hadeland Energi AS	Øst	377	14450	99	80	2074	26	1088	63	3	0	59	0	4	10	494	0	28
Hamar-Regionen Energiverk AS	Øst	1040	36492	97	321	3688	995	758	465	2	209	70	168	20	399	503	0	21
Haugaland Kraft AS	Vest	1201	47351	99	218	4625	312	1588	418	33	57	266	79	49	21	779	0	1
Hedmark Energi AS	Øst	1076	44244	97	390	6543	536	3407	434	0	23	351	8	53	225	2383	18	262
Helgeland Kraftlag AL	Nord	1111	41550	98	350	5815	531	2439	360	124	57	210	99	103	206	2291	0	10
Hof Elverk	Øst	39	1590	96	2	145	0	119	19	0	0	17	0	2	0	59	0	1
Høland og Setskog Elverk	Øst	109	4600	97	20	315	0	298	20	0	0	18	0	2	0	173	0	35
Hålogaland Kraft AS	Nord	628	21589	99	147	2338	174	918	195	44	17	161	32	29	77	779	0	2
Istad kraft AS	Midt	619	23975	99	141	3235	23	1354	270	31	3	245	6	47	20	688	0	27
Kristiansand Energiverk AS	Vest	625	27478	98	188	1461	612	0	300	7	150	0	150	0	23	0	0	0
Kvam Kraftverk AS	Vest	129	5676	99	28	618	0	302	53	1	0	53	0	1	0	136	0	2
Kvinherad Energi AS	Vest	134	6079	99	14	707	13	353	47	6	0	45	0	8	0	242	0	6
Lier everk AS	Øst	451	9861	97		1650		608	108	0	0	69	4	35	0	115	5	4
Lillehammer og Gausdal energiverk	Øst	506	17600	98	236	2848	142	980	228	0	22	170	16	21	4	361	21	6
Lofotkraft AS	Nord	366	14091	99	144	1489	127	652	120	135	30	67	28	130	14	638	0	1
Lyse Nett AS	Vest	3584	105100	99	750	10750	1998	1698	1347	78	434	533	309	149	360	342	13	13
Meløy Energi AS	Nord	91	3502	99	24	506	3	268	79	17	0	69	0	10	2	181	0	1
Midt-Nett Buskerud AS	Øst	331	10711	99	60	1230	0	734	136	1	0	100	0	37	0	385	0	0
Nittedal Energiverk AS	Øst	240	8036	99	2	954	2	317	85	0	0	81	0	4	3	84	0	0
Nordhordland Kraftlag DA	Vest	448	18053	99	108	1687	26	832	88	75	7	149	0	7	10	588	13	38
Nord-Jarlsberg Energi AS	Øst	197	6735	98	15	800	0	431	114	0	0	106	0	8	0	143	0	0
Nordmøre Energiverk AS	Midt	493	22651	99	91	2324	261	955	256	24	58	54	158	10	5	791	0	4
Nord-Trøndelag Elverk	Midt	2045	75382	99	325	10441	144	6219	608	58	17	590	6	55	105	4267	8	17
Nord-Østerdal Kraftlag AL	Øst	267	9300	97	45	1184		872	60	3	0	48	0	10	0	902	0	14
Nøtterøy-Tjøme Energi AS	Øst	278	14214	98	2	943	0	460	135	9	0	122	0	22	0	76	0	7
Odda Energi AS	Vest	113	5184	99	41	512	90	97	86	0	31	16	24	15	4	70	0	0
Rakkestad Energiverk AS	Øst	108	3900	99	23	269	272	92	35	0	10	21	3	1	113	76	35	13
Rygge Elverk AS	Øst	225	7431	99	27	645	2	309	62	0	0	51	0	11	0	99	0	0
Røyken Energiverk AS	Øst	187	7907	99	21	755	6	340	96	0	0	91	2	0	0	63	0	26
Skjensfjorden Komm. Kraftselskap	Øst	2231	53692	99	317	7861	1756	145	892	12	298	189	393	0	351	138	0	0
Sognekraft AS	Vest	196	7511	97	64	880	26	490	74	5	0	65	0	9	0	377	0	2
Stange Energi AS	Øst	255	9354	99	49	1062	690	0	108	0	62	0	46	0	313	0	8	0
Suldal Elverk	Vest	67	3096	99	12	553	25	286	32	5	0	28	0	9	14	253	1	22
Svelvik Everk	Øst	90	3457	98	2	200	0	118	30	0	0	27	0	3	0	23	0	0
Tafjord Kraftnett AS	Vest	736	23945	99	336	2733	262	493	365	10	56	166	101	52	2	72	0	3
Totenkraft AS	Øst	384	13251	99	72	1543	12	877	107	2	0	85	4	17	0	429	0	2
Troms Kraft Nett AS	Nord	1887	61000	99	420	7398	576	3449	621	95	107	367	121	120	50	3040	0	0
Trondheim Energiverk AS	Midt	2495	83939	99	320	5911	1608	240	886	0	131	35	710	9	56	120	9	2
Trøgstad Elverk AS	Øst	56	2852	99	9	314	260	0	24	0	16	0	7	0	149	0	2	0
TrønderEnergi AS	Midt	358	16659	98	75	1002	40	1252	125	111	37	156	7	36	41	1137	0	26
Tønsberg Energi AS	Øst	629	18888	98	70	1903	198	421	279	12	27	155	45	51	0	39	0	0
Varanger Kraft AS	Nord	593	15750	99	122	1769	91	907	225	0	66	139	8	11	466	1007	0	0
Vest-Agder Energiverk	Vest	1355	58950	99	277	5319	19	3084	355	7	3	328	6	26	0	2189	0	31
Vesterålskraft Nett AS	Nord	271	10000	96	41	1172	14	618	82	20	0	68	0	37	14	537	0	1
Vestnes Energi AS	Midt	100	3481	98	16	494	0	269	28	2	0	25	0	5	0	115	0	3
Viken Energienett AS	Øst	8345	304000	99	2356	21096	5994	0	2456	8	1988	0	1980	0	140	0	21	0
Voss og Omland Energiverk AS	Vest	277	13086	97	70	1827	98	725	157	2	15	117	15	12	10	458	0	50
Ytre Fjordane Kraftlag AS	Vest	458	16267	99	92	885	130	884	122	58	20	102	20	24	121	714	0	4
Østfold Energi AS	Øst	2161	89919	98	765	24721	2114	1992	918	1	219	180	381	138	518	1033	34	35
Sum 64 everk (39 % av alle)		47950	1726901		10655	190065	24185	54803	17698	1089	4882	7391	5874	1689	4225	35028	197	1012
					200720		78988		18787		12273		7562		39253		1209	
Andel i % av hele landet		65	71		-	-	70		67							63		

Verdier skrevet med uthevet skrift er stipulert pga manglende innrapportering



## 5. Grunnlagsdata

5.1 Deltakende everk med grunnlagsdata	Landsdel	Lever energi eget nett [GWh]	Sluttbrukere [antall]	Grunnlagsdata fra [år]	Effektbryter [antall]	Andre brytere [antall]	Fordelings- transformator [antall]	Kabel [km]				Kraftledning [km]	
								Kabel jord	Kabel vann	PEX	Masse	Blank	BLX
Akershus Nett AS	Øst	2033	69000	2000	40	6831	3331	681		490	191	1064	113
Aust-Agder Kraftverk	Øst	1397	59800	2000	237	5972	3169	407	22	349	80	1924	89
Ballangen Energi AS	Nord	66	2840	2000	10	220	238	14	1	14	1	244	2
BKK Nett AS	Vest	4126	151980	2000	2500	13000	4860	2490	97	1811	776	1960	80
Bodø Energi AS	Nord	719	22587	99	9	2064	793	284	41	80	245	229	
Bø & Sauherad Energi AS	Øst	146	5696	99	30	543	357	80		69	11	144	
Drangedal Everk	Øst	53	2800	<b>2000</b>	<b>8</b>	<b>250</b>	250	20		<b>18</b>	<b>2</b>	<b>210</b>	<b>2</b>
Dragefossen Kraftanlegg AS	Nord	85	3000	2000	14	292	194	72		67	5	163	1
Drammen Energienett AS	Øst	1684	30000	<b>2000</b>	<b>706</b>	<b>3220</b>	814	360		<b>127</b>	<b>233</b>	40	
Eidfoss AS	Øst	313	11500	97	89	1515	959	68		<b>43</b>	<b>25</b>	<b>846</b>	44
Elverum Energiverk AS	Øst	301	9848	99	80	809	586	139		82	48	316	3
Etne Elektrisitetslag	Vest	34	1580	2000	11	99	130	40	7	46	1	41	10
Evenes Kraftforsyning AS	Nord	37	1285	99	7	158	137	17		12	5	86	1
Fauske Lysverk AS	Nord	155	6000	<b>2000</b>	<b>21</b>	<b>545</b>	287	88		<b>66</b>	<b>31</b>	<b>170</b>	<b>10</b>
Follo Energiverk AS	Øst	416	15560	99	27	1744	681	184		135	49	205	27
Forsand Elverk	Vest	19	891	2000	8	118	74	23	1	20	2	49	
FosenKraft AS	Midt	178	6250	2000	7	145	490	369	14	364	19	704	1
Fredrikstad Energienett AS	Øst	960	35000	2000	227	2814	1132	429	15	268	176	208	6
Fusa Kraftlag	Vest	52	2500	2000	11	155	209	19	4	23	1	147	2
Gauldal Energi AS	Midt	105	4781	2000	3	615	380	35		30	5	309	17
Gjermå Energi AS	Øst	517	16028	2000	7	2241	966	254		488	15	761	22
Gudbrandsdal Energi	Øst	367	13187	98	55	1316	900	116		104	12	580	30
Hadeland Energi AS	Øst	369	14522	99	80	2074	1114	63	3	59	4	504	28
Haugaland Kraft AS	Vest	1268	45000	2000	228	5023	2078	471	35	327	145	853	6
Hedmark Energi AS	Øst	1016	45000	97	390	6543	3943	434		374	61	2608	280
Helgeland Kraftlag AL	Nord	1175	40700	2000	360	5865	2973	356	118	267	202	2494	10
Hemne Kraftlag BA	Midt	77	3633	2000	4	486	271	29	4	31	2	256	
Holand og Setskog Elverk	Øst	98	4800	2000	20	320	302	31		29	2	193	14
Hålogaland Kraft AS	Nord	680	21712	99	147	2338	1092	195	44	178	61	856	2
Istad kraft AS	Midt	648	24000	2000	142	3307	1389	286	31	258	59	708	32
Kragerø Energi AS	Øst	152	7970	2000	46	653	341	57	18	31	43	193	12
Kristiansand Energiverk AS	Vest	792	28348	<b>2000</b>	<b>188</b>	<b>1461</b>	618	314	94	<b>250</b>	<b>158</b>	<b>26</b>	
Kvam Kraftverk AS	Vest	132	5676	2000	38	610	301	55	1	53	1	128	3
Kvinnherad Energi AS	Vest	135	6076	2000	14	710	366	48	6	46	8	245	6
Lier everk AS	Øst	418	10260	2000	0	1479	611	140		108	32	123	4
Lofotkraft AS	Nord	378	13400	2000	146	1496	791	121	135	98	158	621	2
Lyse Nett AS	Vest	3632	100000	2000	750	10825	3735	1388	78	1021	445	698	26
Malvik Elverk	Midt	124	4898	99	18	247	193	42		36	7	86	1
Melhus Energi AS	Midt	147	6000	2000	6	159	406	45	3	44	4	253	20
Meløy Energi AS	Nord	91	3496	99	24	506	271	79	17	69	10	183	1
Midt-Nett Buskerud AS	Øst	225	10899	<b>2000</b>	<b>60</b>	<b>1230</b>	742	143	1	<b>100</b>	<b>44</b>	<b>380</b>	<b>3</b>
Mjøskraft AS - Gjøvik Energi	Øst	463	13300	2000	74	1334	552	166		72	93	125	37
Mjøskraft AS - Totenkraft	Øst	390	13251	2000	72	1555	877	103	2	86	17	424	2
Narvik Energi AS	Nord	315	10500	97	170	969	394	111	4	64	49	181	2
Neset Kraft AS	Midt	50	2239	2000	5	75	171	23	3	20		126	3
Nittedal Energiverk AS	Øst	250	8100	99	2	954	319	85		81	4	87	
Nord Troms Kraftlag	Nord	206	8271	<b>2000</b>	<b>45</b>	<b>1019</b>	633	53	42	<b>60</b>	<b>35</b>	<b>820</b>	<b>5</b>
Norddal Elverk AS	Midt	46	1500	<b>2000</b>	<b>12</b>	<b>220</b>	107	19	6	<b>20</b>	<b>5</b>	74	
Nordhordland Kraftlag DA	Vest	530	18050	99	108	1687	858	88	75	156	7	598	51
Nordkyn Kraftlag AL	Nord	55	1851	<b>2000</b>	<b>14</b>	<b>250</b>	122	12	0	<b>10</b>	<b>2</b>	148	

forts. neste side



5.1 - Del 2	Landsdel	Lever energi eget nett [GWh]	Sluttbrukere [antall]	Grunnlagsdata fra [år]	Effektbryter [antall]	Andre brytere [antall]	Fordelings- transformator [antall]	Kabel [km]				Kraftledning [km]	
								Kabel jord	Kabel vann	PEX	Masse	Blank	BLX
Everk													
Nordmøre Energiverk AS	Midt	522	23341	99	91	2324	1216	256	24	112	168	796	4
Nord-Trøndelag elektrisitetsverk	Midt	1973	74781	99	325	10441	6363	608	58	607	61	4372	25
Nord-Østerdal Kraftlag A/L	Øst	257	9350	2000	49	1217	892	74	3	66	9	896	15
Nore Energi KB	Øst	28	1715	<b>2000</b>	<b>16</b>	<b>300</b>	130	11	0	<b>9</b>	<b>2</b>	119	
Oppdal Everk AS	Midt	108	4500	2000	4	318	354	55		55		147	62
Orkdal Energi AS	Midt	159	5587	2000	0	112	314	89		76	14	160	
Rakkestad Energiverk AS	Øst	111	3600	2000	23	275	364	35		21	4	187	50
Rissa Kraftlag BA	Midt	77	2530	2000	0	288	238	21		21		157	
Rollag Elektrisitetsverk L/L	Øst	36	1029	2000	17	71	106	18		18		56	13
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	Nord	66	3800	2000	35	388	298	17	147	17	139	321	3
Røros Elektrisitetsverk AS	Midt	117	4938	2000	12	493	280	21		19	2	257	25
Selbu Energiverk AS	Midt	55	2432	2000	15	160	196	21		18	2	168	1
Sjøfossen Energi	Nord	57	3344	2000	15	438	259	23	16	27	12	288	
Skienfjorden Komm. Kraftselskap AS	Øst	1448	53692	99	317	7861	1901	892	12	487	393	489	
Skjerstad Kraftlag A/L	Nord	18	960	2000	7	120	78	3		2	1	98	3
Skjåk Energi	Øst	43	1800	2000	3	190	170	26		27		134	20
Sognekraft AS	Vest	205	7800	2000	72	1363	532	168		122	6	630	2
Stange Energi AS	Øst	253	9297	99	49	1062	690	108		62	46	313	8
Stranda Energiverk AS	Midt	109	3000	2000	16	295	118	41	2	28	15	98	18
Suldal Elverk KF	Vest	68	3019	2000	12	553	312	32	5	30	9	264	25
Sunnal Energi KF	Midt	102	4249	2000	10	328	225	41		32	10	130	16
Svorka Energi AS	Midt	154	6100	2000	31	829	499	54	1	53	2	383	10
Sørfold Kraftlag A/L	Nord	35	1220	<b>2000</b>	<b>6</b>	<b>120</b>	107	9		<b>8</b>	<b>1</b>	<b>114</b>	
Tafjord Kraftnett AS	Midt	777	26583	2000	371	3214	935	451	14	288	177	124	3
Tinn Energi AS	Øst	198	6431	2000	14	183	326	72		60	12	206	15
Troms Kraft Nett AS	Nord	1950	62000	99	420	7398	4025	621	95	474	241	3090	
Trondheim Energiverk Nett AS	Midt	2406	83939	99	320	5911	1848	886		166	719	176	11
Tydal Kommunale Energiverk	Midt	18	1211	<b>2000</b>	<b>10</b>	<b>200</b>	72	3		<b>2</b>	<b>1</b>	<b>75</b>	
Tyssefaldene AS	Vest	64	480	<b>2000</b>	<b>7</b>	<b>100</b>	41	30	12	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>37</b>	
Vang Energiverk	Øst	30	1445	2000	10	233	189	12		12		87	40
Varanger Kraft AS	Nord	591	15800	2000	71	1769	998	156		145	11	484	1
Vest-Agder Energiverk	Vest	1350	58300	99	277	5319	3103	355	7	331	32	2189	31
Vestfoldkraft - Borre	Øst	267	12000	2000	116	1378	449	181	6	85	149	42	
Vestfoldkraft - Hof	Øst	39	1590	<b>99</b>	<b>5</b>	<b>145</b>	119	19		<b>17</b>	<b>2</b>	<b>59</b>	<b>1</b>
Vestfoldkraft - Nord-Jarlsberg	Øst	205	6735	<b>99</b>	<b>15</b>	<b>800</b>	<b>431</b>	<b>114</b>		<b>106</b>	<b>8</b>	<b>143</b>	
Vestfoldkraft - Natterø-Tjøme	Øst	279	13780	2000	2	967	474	145	9	132	22	73	7
Vestfoldkraft - Larvik og Lardal	Øst	681	25100	2000	132	3301	1293	423	8	292	130	330	31
Vestfoldkraft - Sandefjordregionen	Øst	649	28822	<b>2000</b>	<b>90</b>	<b>3294</b>	1070	425	2	<b>149</b>	<b>176</b>	<b>254</b>	<b>5</b>
Vestfoldkraft - Svelvik	Øst	94	3457	<b>99</b>	<b>2</b>	<b>200</b>	<b>118</b>	30		<b>25</b>	<b>5</b>	<b>23</b>	
Vestfoldkraft - Tønsberg-Ramnes	Øst	645	18500	2000	102	2070	766	318	15	226	107	94	1
Vesterålskraft Nett AS	Nord	286	10000	<b>2000</b>	53	<b>1172</b>	649	126	22	112	37	538	1
Vestnes Energi AS	Midt	100	3487	2000	16	503	275	28	2	26	5	114	3
Viken Energinet AS	Øst	11528	381400	99	2356	21096	5994	2456	8	1988	1980	140	21
VOKKS AS	Øst	245	11280	2000	30	309	852	54	1	51	3	541	128
Voss og Omland Energiverk AS	Vest	274	13000	97	70	1827	823	157	2	132	27	468	50
Ytre Fjordane Kraftlag AS	Vest	468	13332	99	92	885	1014	122	58	122	44	836	4
Østfold Energi AS	Øst	539	88409	2000	769	24780	4131	957	1	497	472	1502	81
Sum 86 everk (ca 57 % av alle)		57179	2059664		13703	213891	91785	21869	1444	15978	8837	46151	1745
					227594			23313				47895	
Andel i % av hele landet		81	84		-	-	83	84				74	

Uthevede verdier er stipulert grunnet manglende innrapportering

## 5. Grunnlagsdata

5.1 Deltakende everk med grunnlagsdata	Landsdel	Lever energi eget nett [GWh]	Sluttbrukere [antall]	Grunnlagsdata fra [år]	Effektbryter [antall]	Andre brytere [antall]	Fordelings- transformator [antall]	Kabel [km]				Kraftledning [km]	
								Kabel jord	Kabel vann	PEX	Masse	Blank	BLX
Agder Energi_KEV	Vest	761		<b>2000</b>	<b>188</b>	<b>1461</b>	618	314	94	<b>250</b>	<b>158</b>	<b>26</b>	<b>0</b>
Agder Energi_VAE	Vest	1424	153127	99	277	5319	3103	355	7	331	32	2189	31
Agder Energi_AAE	Øst	1500		2000	237	5972	3169	407	22	349	80	1924	89
Bindal Kraftlag	Midt	27	1257	2001	4	133	103	4	0	3	1	133	0
BKK Nett	Vest	4773	169676	2001	2500	13000	4900	2510	97	1835	772	1900	120
Bodø Energi	Nord	753	23623	2001	15	1250	743	289	41	80	245	224	0
Buskerud Kraftnett	Øst	1684	30509	<b>2000</b>	706	3220	814	360	0	<b>127</b>	<b>233</b>	40	0
Bø & Sauherad Energi	Øst	158	5802	2001	36	524	361	84	0	72	11	142	20
Eid Energi	Vest	79	2326	2001	19	249	173	23	0	23	0	85	1
Eidsiva Energi_HEAS	Øst	1105	45000	97	390	6543	3943	434	0	374	61	2608	280
Evenes Kraftforsyning	Nord	39	1298	99	7	158	137	17	0	12	5	86	1
Fauske Lysverk	Nord	155	6064	2001	14	<b>545</b>	287	93	0	66	27	147	14
Firdakraft	Vest	489	1	<b>2001</b>	26	20	0	2	0	2	0	96	0
Fitjar Kraftlag	Vest	38	1870	2001	6	55	133	22	1	22		91	1
Fjelberg Kraftlag	Vest	33	161	2001	1	212	93	19	5	17	2	31	9
Forsand Elverk	Vest	19	936	2001	9	121	77	29	1	28	2	49	0
FosenKraft	Midt	179	6482	2001	8	128	493	376	14	371	19	381	1
Fredrikstad Energiverk	Øst	1037	36347	2001	230	2816	1113	382	15	230	152	157	6
Fusa Kraftlag	Vest	59	2640	2001	10	279	207	21	4	24	1	144	3
Gauldal Energi	Midt	101	4889	2001	3	616	380	39	0	34	5	311	20
Gudbrandsdal Energi	Øst	389	13187	2001	90	1668	927	137	0	125	12	581	30
Hadeland Energiverk	Øst	404	14522	2001	67	1885	1134	68	3	64	8	479	63
Hallingdal Kraftnett	Øst	457	17809	2001	73	2235	1318	280	2	270	10	480	130
Hammerfest Elverk Nett	Nord	221	7027	2001	96	894	402	101	2	68	36	434	2
Haugaland Kraft	Vest	1301	51643	2001	237	5269	2112	485	35	375	145	856	6
Helgeland Kraftlag	Nord	1230	43389	2000	360	5865	2973	356	118	267	202	2494	10
Hemne Kraftlag	Midt	77	3728	2001	4	490	271	30	4	28	5	255	3
Hemsedal Energi	Øst	70	2972	2001	15	607	297	59	0	58	1	124	13
Hurum Energiverk	Øst	129	6477	2001	5	591	272	77	0	75	2	66	1
Høland og Setskog	Øst	97	4875	2000	20	320	302	31	0	29	2	193	14
Hålogaland	Nord	680	21985	99	147	2338	1092	195	44	178	61	856	2
Istad kraft	Midt	663	24060	2000	142	3307	1389	286	31	258	59	708	32
Kragerø	Øst	152	8169	2000	46	653	341	57	18	31	43	193	12
Kvinnherad Energi	Vest	135	6159	2001	15	718	372	50	6	48	8	241	6
Lier Everk	Øst	448	10364	2001	0	1498	614	142	0	110	32	123	4
Lofotkraft	Nord	382	14335	2001	145	1494	789	122	135	98	159	621	2
Lyse Nett	Vest	3264	107790	2001	805	10740	3773	1396	78	1034	430	685	26
Malvik	Midt	124	5694	99	18	247	193	42	0	36	7	86	1
Meløy Energi	Nord	95	3633	2001	42	324	279	73	17	69	4	183	0
Midt-Nett Buskerud	Øst	225	11142	<b>2000</b>	<b>60</b>	<b>1230</b>	742	143	1	<b>100</b>	<b>44</b>	<b>380</b>	<b>3</b>
Mjøsnnett	Øst	948	27161	2000	146	2889	1429	269	2	158	110	549	39
Narvik Energi	Nord	322	11513	97	170	969	394	111	4	64	49	181	2
Neset Kraft	Midt	43	2181	2001	5	75	178	23	3	22	3	126	3
Nome Energi	Øst	80	3751	2001	22	472	240	37	0	37	0	97	29
Nordmøre Energiverk	Midt	538	23752	2001	94	2339	1227	264	24	121	167	798	4
Nord-Trøndelag Elverk	Midt	2081	75395	2001	320	10617	6412	611	58	618	51	4368	25
Nordvest Nett_Vestnes	Midt	104	3487	2001	17	497	275	29	2	27	5	114	3
Nord-Østerdal	Øst	256	9994	2000	49	1217	892	74	3	66	9	896	15
Odda Energi	Vest	116	5529	99	41	512	187	86	0	47	39	74	0
Oppdal Everk	Midt	112	4840	2001	4	322	361	58	0	58	0	145	64

forts. neste side

5.1 - Del 2								Kabel [km]				Kraftledning [km]	
Everk	Landsdel	Lever energi eget nett [GWh]	Sluttbrukere [antall]	Grunnlagsdata fra [år]	Effektbytere [antall]	Andre brytere [antall]	Fordelings-transformator [antall]	Kabel jord	Kabel vann	PEX	Masse	Blank	BLX
Orkdal Energi	Midt	151	5752	2001	0	113	322	83	0	69	13	157	2
Rakkestad Energiverk	Øst	119	3835	2001	23	360	362	36	0	32	4	187	50
Rauland Kraftforsyningslag	Øst	39	2369	2001	1	123	179	16	3	16	0	266	24
Rauma Energi	Midt	116	4943	2001	44	678	364	73	5	56	17	239	1
Rissa Kraftlag	Midt	79	2722	2001	0	290	233	23	0	23	0	157	0
Rygge Elverk	Øst	314	7596	2001	27	704	320	65	0	53	12	89	0
Rødøy-Lurøy	Nord	69	3851	2000	35	388	298	17	147	17	139	321	3
Røros Elektrisitetsverk	Midt	118	5212	2000	12	493	280	21	0	19	2	257	25
Selbu Energiverk	Midt	55	2451	2001	15	159	192	20	0	18	2	167	1
Sjøfossen Energi	Nord	57	3431	2000	15	438	259	23	16	27	12	288	0
Skagerak Nett_Borre	Øst	377		2000	116	1378	449	181	6	85	149	42	0
Skagerak Nett_Hof	Øst			<b>99</b>	<b>5</b>	<b>145</b>	119	19	0	<b>17</b>	<b>2</b>	<b>59</b>	<b>1</b>
Skagerak Nett_LLE	Øst	804		2000	132	3301	1293	423	8	292	130	330	31
Skagerak Nett_Nord-Jarlsberg	Øst	361		<b>99</b>	<b>15</b>	<b>800</b>	<b>431</b>	<b>114</b>	<b>0</b>	<b>106</b>	<b>8</b>	<b>143</b>	<b>0</b>
Skagerak Nett_Nøtterø-Tjøme	Øst	279	175078	2000	2	967	474	145	9	132	22	73	7
Skagerak Nett_Sande	Øst	104		97	6	382	226	62	2	64		51	1
Skagerak Nett_Sandefjordregionen	Øst	770		<b>2000</b>	<b>90</b>	<b>3294</b>	1070	425	2	<b>149</b>	<b>176</b>	<b>254</b>	<b>5</b>
Skagerak Nett_Svelvik	Øst			<b>99</b>	<b>2</b>	<b>200</b>	<b>118</b>	30	0	<b>25</b>	<b>5</b>	<b>23</b>	<b>0</b>
Skagerak Nett_Tønsberg-Ramnes	Øst	680		2001	49	2102	782	327	15	234	107	94	1
Skagerak_SKK	Øst	2297		99	317	7861	1901	892	12	487	393	489	0
Sognekraft	Vest	208	7987	2001	77	938	531	203	0	142	7	367	2
Stange Energi	Øst	266	9441	2001	53	1258	710	113	0	68	45	310	8
Stranda Energiverk	Midt	109	2957	2001	16	300	118	42	2	30	14	98	18
Suldal Elverk	Vest	74	3181	2001	12	553	318	32	5	30	9	264	25
SVorka Everk	Midt	154	6209	2001	31	829	503	56	1	55	1	380	13
Tafjord Kraftnett	Vest	864	27590	2001	374	3220	955	423	46	292	177	126	3
Troms Kraftnett	Nord	2057	61074	2001	420	7398	4025	621	95	474	241	3090	0
Trondheim Energiverk	Midt	2218	85964	99	320	5911	1848	886	0	166	719	176	11
Trøgstad	Øst	56	2908	2001	9	317	266	24	0	17	7	149	3
TrønderEnergi	Midt	362	17911	2001	<b>75</b>	<b>1002</b>	1341	148	105	193	43	1143	34
Tussa Nett	Vest	724	26048	2001	100	1400	1454	269	27	238	58	732	26
Tydal	Midt	19	1291	<b>2000</b>	<b>10</b>	<b>200</b>	72	3	0	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>75</b>	<b>0</b>
Tyssefaldene	Vest	56	4	2001	45	72	8	12	6	7	10	23	0
Valdres Energiverk	Øst	243	10607	97	25	1400	802	593				398	76
Vang Energiverk	Øst	32	1551	2001	28	<b>233</b>	197	13	0	12	0	88	42
Vesterålskraft	Nord	284	11663	<b>2001</b>	55	<b>1172</b>	655	127	22	113	37	539	1
Viken Energi Nett	Øst	11144	373290	99	2356	21096	5994	2456	8	1988	1980	140	21
VOKKS	Øst	248	11675	2001	28	330	869	53	1	51	3	538	131
Voss og Omland Energiverk	Vest	277	13209	97	70	1827	823	157	2	132	27	468	50
Ytre Fjordane Kraftlag	Vest	467	16376	2001	124	1919	1047	135	44	137	42	810	8
Østfold Energi	Øst	2278	92457	2001	804	24752	4176	985	1	519	467	1260	296
Østnett	Øst	3024	105749	2001	1168	9220	4554	1059	0	800	259	1227	123
Østnett_Nittedal	Øst		8393	2001	<b>26</b>	640	331	85	0	81	4	87	0
Sum 82 everk (ca 56 % av alle)		61508	2153346		15073	215066	93303	22962	1479	16258	8852	44325	2184
					230139		308369	24441				46509	
Andel i % av hele landet		84	84		-	-	86	88				72	

Uthevede verdier er stipulert grunnet manglende innrapportering

## 5. Grunnlagsdata

### 5.1 Grunnlagsdata 2002

Everk	Landsdel	Lever energi eget nett, 2001 (GWh)	Antall sluttbrukere 2001	Grunnlagsdata [år]	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Ford.trafo 1-24 kV (antall)	Kabel (km)				Kraftledning (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24 kV	Masse 1-24 kV	Blank 1-24 kV	BLX 1-24 kV
Agder Energi	Vest	3857	153127	2000	702	12752	6890	1076	123	930	270	4139	120
Askøy Energi	Vest	224	10176	2002	39	535	372	99	1	91	7	115	5
Austevoll Kraftlag	Vest	81	2923	2002	0	57	150	23	10	0	0	91	0
Ballangen Energi	Nord	69	2685	2002	17	160	238	14	2	13	2	245	1
Bindal Kraftlag	Nord	27	1257	2002	3	136	103	4	0	3	1	133	0
BKK Nett	Vest	4661	169676	2002	2600	135000	5133	2550	100	1874	776	2000	85
Bodø Energi	Nord	746	23623	2002	15	1350	751	329	41	80	245	228	0
Buskerud Kraftnett	Øst	1029	30509	2002	446	3469	919	408	0	269	199	82	0
Bø & Sauherad Energi	Øst	158	5802	2002	30	545	363	88	0	77	11	137	20
Dalane Energi	Vest	358	11446	2002	131	1860	780	192	10	174	28	447	6
Dragefossen	Nord	83	3030	2002	12	281	197	70	0	68	2	124	1
Drangedal Everk	Øst	51	2875	2002	32	416	257	26	0	26	0	184	24
Eidsiva Energinett	Øst	2706	100843	1997	390	6543	3943	434	0	374	61	2608	280
Elverum Everk	Øst	320	10050	2002	101	1115	588	135	0	94	41	136	3
Energi1 (Follo/Røyken)	Øst	823	31639	2002	50	3290	1319	354	1	0	0	331	53
Fauske Lysverk	Nord	156	6064	2001	14	545	287	93	0	66	27	147	14
Flesberg Elverk	Øst	42	3056	2002	16	321	178	19	0	18	1	143	13
Forsand Elverk	Vest	23	936	2002	9	121	77	29	1	24	2	49	0
FosenKraft	Midt	182	6482	2002	8	128	484	380	14	376	18	496	194
Fredrikstad EnergiNett	Øst	1035	36347	2002	221	2810	1133	375	15	237	152	205	6
Gauldal Energi	Midt	111	4889	2002	4	136	380	39	0	35	5	311	21
Gudbrandsdal Energi	Øst	389	13576	2002	90	1687	946	149	0	137	12	529	32
Hadeland EnergiNett	Øst	403	14950	2002	62	1896	1139	68	3	64	8	477	85
Haugaland Kraft	Vest	1276	51643	2002	239	5181	2120	495	33	390	138	859	6
Helgeland Kraftlag	Nord	1130	43389	2002	360	5800	2980	373	118	309	182	2489	11
Hemsedal Energi	Øst	80	2972	2002	15	342	302	62	0	61	1	119	18
Hurum Energiverk	Øst	127	6477	2002	5	592	273	82	0	80	2	63	1
Hålogaland	Nord	648	21985	2002	150	2339	1144	195	47	178	61	860	2
Istad Nett	Midt	661	24931	2002	146	3258	1403	288	34	267	56	706	32
Jæren Everk	Vest	262	6012	2002	30	1000	340	185	0	164	21	73	0
Kragerø Energi	Øst	165	8169	2002	51	701	353	64	19	40	43	193	12
Kvinnherad Energi	Vest	177	6159	2002	15	731	376	50	6	54	3	241	6
Lier Everk	Øst	448	10364	2002	0	1495	618	143	0	112	31	123	4
Lofotkraft	Nord	382	14335	2002	150	1500	794	123	134	102	154	622	2
Lyse Nett	Vest	3716	107790	2002	850	10825	3789	1448	78	1101	425	675	26
Mjøsnett	Øst	972	27161	2000	146	2889	1429	269	2	158	110	549	39
Narvik Energinett	Nord	322	11513	2002	105	922	424	120	4	77	43	178	3
Neset Kraft	Midt	52	2181	2002	15	165	176	23	3	23	3	126	3
Nome Energi	Øst	94	3751	2002	22	469	240	39	0	39	0	95	29
Nordmøre Energiverk	Midt	540	23752	2001	94	2339	1227	264	24	121	167	798	4
Nord-Trøndelag Elverk	Midt	2022	75395	2002	317	9377	6348	614	58	627	45	4370	24

Everk	Landsdel	Levert energi eget nett, 2001 (GWh)	Antall sluttbrukere 2001	Grunnlagsdata [år]	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Ford.trafo 1-24 kV (antall)	Kabel (km)				Kraftledning (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24 kV	Masse 1-24 kV	Blank 1-24 kV	BLX 1-2 kV
Nord-Østerdal Kraftlag	Øst	268	9994	2002	68	1249	879	79	3	71	8	886	9
Nore Energi	Øst	29	1719	2002	2	83	136	14	0,5	13,8	0,7	97,3	18,5
Odda Energi	Vest	120	5529	2002	41	579	211	102	0	58	44	73	0
Oppdal Everk	Midt	120	4840	2002	4	330	370	61	0	61	0	145	64
Orkdal Energi	Midt	153	5752	2002	0	119	325	86	0	73	13	157	2
Rakkestad Energiverk	Øst	109	3835	2002	23	360	364	36	0	32	4	155	50
Rauma Energi	Midt	144	4943	2002	44	678	367	75	5	63	17	239	1
Rissa Kraftlag	Midt	79	2722	2002	0	290	234	23	0	23	0	154	0
Rødøy-Lurøy Kraftverk	Nord	69	3851	2002	35	548	306	17	132	17	139	300	3
Sjøfossen Energi	Nord	56	3431	2000	15	438	259	23	16	27	12	288	0
Skagerak Nett	Øst	4906	175078	2002	994	18316	6884	1905	30	964	280	859	48
Skjerstad Kraftlag	Nord	19	964	2000	7	120	78	3	0	2	1	98	3
Sognekraft	Vest	240	7987	2002	80	954	531	231	0	165	8	364	2
Stange Energi	Øst	266	9441	2002	53	1187	695	115	0	70	44	304	8
Stranda Energiverk	Midt	113	2957	2002	16	300	118	42	2	31	13	98	18
Sunnfjord Energi	Vest	369	14133	2002	237	3264	1064	497	0	229	17	2528	31
Sunnhordland Kraftlag	Vest	0	0	2002	51	58	40	6	7	6	7	37	0
Tinn Energi	Øst	211	6455	2002	14	183	335	0	0	79	0	185	33
Troms Kraftnett	Nord	2009	61074	2002	531	3818	4001	749	94	617	227	3519	1
Trøgstad	Øst	64	2908	2002	8	323	270	25	0	18	7	149	4
TrønderEnergi	Midt	362	17911	2002	<b>75</b>	<b>1002</b>	1770	215	105	193	43	1399	34
Tussa Nett	Midt	724	26048	2002	100	1400	1454	269	27	238	58	732	26
Tydal	Midt	19	1291	2002	38	17	87	4	0	4	0	52	15
Tyssefaldene	Vest	33	4	2002	45	72	8	12	6	7	10	23	0
Uvdal Kraftforsyning	Øst	21	1590	2002	1	162	105	17	0	17	0	68	2
Valdres Energiverk	Øst	243	10607	2002	11	1780	840	102	0	<b>80</b>	<b>22</b>	455	76
Vang Energiverk	Øst	32	1551	2002	8	149	152	14	0	13	0	79	45
Varanger Kraft	Nord	558	15806	2002	104	1840	1065	153	0	143	9	1121	0
Vesterålskraft	Nord	293	11663	2002	57	1180	657	129	22	114	37	539	1
Viken Nett	Øst	15159	504832	2002	4086	42739	12502	5210	11	2750	2055	2599	109
Voss Energi	Vest	305	13209	2002	40	1480	823	112	1	100	12	287	40
Østfold Energi Nett	Øst	2304	92457	2002	826	9833	4193	1026	1	559	467	1549	85
Øvre Eiker	Øst	206	7878	2002	3	646	504	166	<b>0</b>	166	<b>0</b>	108	0
Årdal Kommunale Elverk	Vest	82	3336	2002	49	400	133	69	0	35	34	38	1
Sum 75 everk (ca 50 % av alle)		60291	2129736		15368	320975	92723	23375	1340	15971	6940	46178	1913
					336343			24715				48091	
Andel i % av hele landet		83	83		-		77	83				76	
Verdier i <b>bold</b> er stipulert grunnet manglende innrapportering													

## 5 GRUNNLAGSDATA

Tabell 5.1 Grunnlagsdata

Everk	Landsdel	Lever energi eget nett, 2002 (GWh)	Sluttbrukere, 2002 (antall)	Grunnlagsdata (år)	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Ford.trafo 1-24 kV (antall)	Kabel (km)				Kraftledn. (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24	Masse 1-24	Bland 1-24	BLX 1-24
Aqder Energi	Vest	3673	153422	2000	702	12752	6890	1076	123	930	270	4139	120
BKK Nett	Vest	4791	180459	2002	2600	13500	4843	2550	100	1874	776	2000	85
BKK Stord	Vest	195	7642	2003	25	250	285	74	0			83	0
Bodø Energi	Nord	703	23711	2002	15	1350	751	329	41	80	245	228	0
Buskerud Kraftnett	Øst	962	30954	2002	446	3469	919	408	0	269	199	82	0
Dalane Energi	Vest	351	11499	2002	131	1860	780	192	10	174	28	447	6
Drangedal Everk	Øst	49	2918	2002	32	416	257	26	0	26	0	184	24
Eidsiva Energienett	Øst	2605	102451	97	390	6543	3943	434	0	374	61	2608	280
Elverum Everk	Øst	313	10033	2002	101	1115	588	135	0	94	41	136	3
Energi1 (Follo/Røyken)	Øst	809	31122	2002	50	3290	1319	354	1	0	0	331	53
Fortum	Øst	2248	93231	2002	826	9833	4193	1026	1	559	467	1549	85
Fredrikstad EnergiNett	Øst	961	34735	2002	221	2810	1133	375	15	237	152	205	6
Gauldal Energi	Midt	107	4904	2002	4	136	380	39	0	35	5	311	21
Gudbrandsdal Energi	Øst	379	13853	2002	90	1687	946	149	0	137	12	529	32
Hadeland EnergiNett	Øst	384	15010	2002	62	1896	1139	68	3	64	8	477	85
Hafslund	Øst	15159	504832	2002	4086	42739	12502	5210	11	2750	2055	2599	109
Haugaland Kraft	Vest	1232	51892	2003	260	5262	2148	507	35	404	138	854	6
Helgeland Kraftlag	Nord	1085	47950	2003	340	5800	2992	381	118	310	189	2471	12
Hjartdal Energi	Øst	22	1707	2003	6	93	126	39	2	45	0	47	14
Hålogaland	Nord	633	20483	2002	150	2339	1144	195	47	178	61	860	2
Istad Nett	Midt	637	24960	2003	146	3271	1401	302	35	281	56	696	27
Jæren Everk	Vest	257	6135	2002	30	1000	340	185	0	164	21	73	0
Kvinnherad Energi	Vest	167	6150	2002	15	731	376	50	6	54	3	241	6
Lier Everk	Øst	429	10310	2002	0	1495	618	143	0	112	31	123	4
Lofotkraft	Nord	372	14598	2003	156	1493	803	126	131	104	153	623	2
Lyse Nett	Vest	3607	109300	2002	850	10825	3789	1448	78	1101	425	675	26
Narvik Energienett	Nord	315	11396	2002	105	922	424	120	4	77	43	178	3
Neset Kraft	Midt	53	2181	2002	15	165	176	23	3	23	3	126	3
Nord-Trøndelag Elverk	Midt	1961	76019	2002	317	9377	6348	614	58	627	45	4370	24
Nord-Østerdal Kraftlag	Øst	253	10023	2002	68	1249	879	79	3	71	8	886	9
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	Nord	66	3856	2003	35	388	298	17	144	17	139	321	3
Sjøfossen Energi	Nord	55	3428	2000	15	438	259	23	16	27	12	288	0
Skagerak Nett	Øst	4711	175948	2003	994	18382	6997	1905	34	1781	1080	1440	61
Sognekraft	Vest	233	8015	2002	80	954	531	231	0	165	8	364	2
Stange Energi	Øst	258	9504	2002	53	1187	695	115	0	70	44	304	8
Stranda Energiverk	Midt	111	2957	2002	16	300	118	42	2	31	13	98	18
Sunnhordland Kraftlag	Vest	0	0	2002	51	58	40	6	7	6	7	37	0
Svorka	Midt	151	6156	2001	31	829	503	56	1	55	1	380	13
Troms Kraftnett	Nord	1984	68073	2002	531	3818	4001	749	94	617	227	3519	1
Trondheim Energiverk Nett AS	Midt	2234	87594	99	320	5911	1848	886	0	166	719	176	11

Everk	Landsdel	Leverert energi eget nett, 2002 (GWh)	Sluttbrukere, 2002 (antall)	Grunnlagsdata (år)	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Ford.trafo 1-24 kV (antall)	Kabel (km)				Kraftledn. (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24	Masse 1-24	Bland 1-24	BLX 1-24
Tussa Nett	Midt	693	26149	2002	100	1400	1454	269	27	238	58	732	26
Tyssefaldene	Vest	38	8	2003	45	72	8	12	6	7	10	23	0
Vang Energiverk	Øst	31	1580	2003	8	154	171	14	4	14	0	81	44
Varanger Kraft	Nord	543	15822	2002	104	1840	1065	153	0	143	9	1121	0
Vesterålskraft	Nord	286	10777	2002	57	1180	657	129	22	114	37	539	1
Vest-Telemark	Øst	222	10392	2003	45	419	854	114	0	114	0	757	96
VOKKS	Øst	246	11702	2001	28	330	869	53	1	51	3	538	131
Årdal Kommunale Elverk	Vest	90	3354	2003	53	371	138	68	0	54	14	32	2
<b>Sum 48 everk (ca 34% av alle)</b>		<b>56664</b>	<b>2059195</b>		<b>14805</b>	<b>185699</b>	<b>82938</b>	<b>21497</b>	<b>1182</b>	<b>14824</b>	<b>7874</b>	<b>38881</b>	<b>1462</b>
					200504			22679				40343	
Andel i % av hele landet		80	80		-		69	76				64	

## 5 GRUNNLAGSDATA

Tabell 5–1 Grunnlagsdata.

Everk	Landsdel	Leverert energi eget nett, 2004 (GWh)	Sluttbrukere, 2004 (antall)	Grunnlagsdata (år)	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Fordelingstransformator 1-24 kV (antall)	Kabel (km)				Kraftledn. (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24	Masse 1-24	Blank 1-24	BLX 1-24
Agder Energi	Vest	3557	180588	2000	702	12752	6890	1076	123	930	270	4139	120
Alta kraftlag	Nord	318	10301	2004	200	1800	871	130	43	133	40	688	0
Ballangen	Nord	42	2714	2004	19	180	221	16	2	15	3	266	2
Bindal Kraftlag	Midt	24	1238	2004	3	136	103	4	0	3	1	134	0
BKK Nett	Vest	4404	171952	2004	1209	13006	5100	2600	92	1632	1060	2115	54
BKK Stord	Vest	190	7872	2003	25	250	285	74	0	50	24	83	0
Bodø Energi	Nord	716	24263	2004	17	1855	757	329	41	125	245	224	4
Buskerud Kraftnett	Øst	1398	53915	2004	1100	7838	1690	666	0	401	265	176	4
Dalane Energi	Vest	338	11915	2004	179	2836	786	243	1	215	28	440	6
Dragefossen Kraftanlegg	Nord	77	3080	2004	17	404	206	68	0	66	2	128	1
Eidsiva Energinett	Øst	2489	102995	1997	390	6543	7619	1299	0	1117	182	3789	280
Elverum Everk	Øst	280	10084	2004	101	1115	596	136	0	95	41	311	3
Etne Elektrisitetslag	Vest	34	1907	2004	11	213	130	44	7	50	1	33	13
Energi1 (Follo/Røyken)	Øst	789	32755	2004	59	3327	1348	373	1	324	49	316	49
Fauske Lysverker	Nord	145	6146	2004	30	569	269	96	0	71	24	173	16
Fjelberg kraftlag	Vest	30	1682	2004	2	223	98	23	0	20	3	35	9
Flesberg Elverk	Øst	40	3208	2003	2	300	172	15	0,3	15	0	156	0
Forsand Elverk	Vest	23	996	2004	9	121	77	29	1	26	2	49	0
Fortum	Øst	2135	95308	2004	765	13809	4193	1068	4	700	372	1436	87
Fosenkraft	Midt	177	6854	2004	7	139	588	71	14	68	17	323	74
Fredrikstad EnergiNett	Øst	924	35412	2004	233	2342	1147	385	15	248	152	207	3
Gauldal Energi	Midt	106	4934	2004	3	147	383	45	0	40	4	327	22
Gudbrandsdal Energi	Øst	361	14349	2004	90	1687	969	174	0	163	11	514	44
Hadeland EnergiNett	Øst	355	15084	2004	63	1973	1159	79	3	78	4	464	59
Hafslund	Øst	14407	515152	2004	3331	40570	14537	5704	11	3660	2055	2226	109
Haugaland Kraft	Vest	1180	52816	2004	275	5366	2179	535	35	436	134	848	6
Helgeland Kraftlag	Nord	1037	43945	2004	350	5850	3030	391	118	320	189	2478	12
Hemne Kraftlag	Midt	65	3899	2004	4	492	334	31	4	30	5	255	0
Hemsedal Energi	Øst	79	3128	2002	15	342	302	62	0	61	1	119	18
Hjartdal Energi	Øst	23	1891	2004	6	93	130	41	2	42	0	47	14
Hålogaland Kraft	Nord	589	22768	2004	160	2344	1163	207	47	143	111	860	2
Istad Nett	Midt	587	24146	2004	149	3299	1408	315	37	296	56	688	28
Jondal Everk	Vest	17	996	2004	7	119	79	12	0	10	1	46	0
Jæren Everk	Vest	257	6432	2002	30	1000	340	185	0	164	21	73	0
Kragerø Energi	Øst	149	8365	2004	51	715	361	71	23	51	43	193	12
Kvinnherad Energi	Vest	161	6235	2004	15	736	380	53	6	55	3	242	6
Lier Everk	Øst	407	12335	2004	0	1495	624	148	0	120	29	123	4
Lofotkraft	Nord	360	17396	2004	161	1497	806	124	131	103	153	623	2
Lyse Nett	Vest	3489	113100	2002	850	10825	3789	1448	78	1101	425	675	26
Meløy Energi	Nord	106	3768	2004	44	557	284	78	17	91	4	190	3



Everk	Landsdel	Leverert energi eget nett, 2004 (GWh)	Sluttbrukere, 2004 (antall)	Grunnlagsdata (år)	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Fordelingstransformator 1-24 kV (antall)	Kabel (km)				Kraftledn. (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24	Masse 1-24	Blank 1-24	BLX 1-24
Midt-Nett Buskerud	Øst	215	11650	2004	92	2699	748	168	0	158	10	302	53
Mjøskraft Nett	Øst	935	27827	2004	136	281	1469	315	0	200	115	586	0
Narvik Energinett	Nord	305	11695	2004	101	975	436	127	4	84	47	174	3
Neset Kraft	Midt	40	2292	2002	15	165	176	23	3	23	3	126	3
Norddal Elverk	Vest	44	1611	2004	4	43	108	20	6	15	11	64	9
Nordmøre Energiverk (NEAS)	Midt	491	23518	2001	94	2339	1227	264	24	121	167	798	4
Nord-Trøndelag Elverk	Midt	1921	77572	2004	322	8588	6741	660	42	662	40	4288	23
Nordvest Nett	Midt	216	8169	2004	57	1137	586	80	19	83	16	275	4
Nord-Østerdal Kraftlag	Øst	240	10170	2004	33	1200	908	80	3	73	7	884	9
Notodden Energi	Øst	422	7248	2003	80	662	366	151	0	107	44	126	27
Odda Energi	Vest	106	5739	2004	43	590	215	104	0	61	43	72	0
Oppdal Elverk	Midt	115	5235	2004	4	348	373	63	0	62	0	141	65
Orkdal Energi	Midt	147	6089	2004	0	128	330	89	0	76	13	153	2
Rakkestad Energiverk	Øst	100	3906	2004	23	636	369	34	0	30	4	155	50
Rauland kraftforsyningslag	Vest	41	2539	2004	8	416	180	27	3	30	0	180	27
Rauma Energi	Midt	134	4922	2004	46	688	367	75	5	63	17	239	1
Repvåg Kraftlag	Nord	114	4217	2004	82	532	305	71	25	62	34	269	0
Ringeriks-kraft	Øst	542	18581	2004	40	1500	1245	254	25	204	50	453	62
Rissa kraftlag	Midt	68	3057	2002	0	290	234	23	0	23	0	154	0
Rollag Elverk	Øst	31	1312	2004	30	230	121	35	0	35	0	49	15
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	Nord	67	3835	2004	34	388	305	20	144	25	139	316	3
Selbu Energiverk	Midt	58	2474	2004	15	166	189	24	0	22	2	167	1
Sjøfossen Energi	Nord	52	3507	2003	15	438	302	34	16	38	12	320	0
Skagerak Nett	Øst	4546	176302	2003	994	18382	6997	2873	34	1827	1080	1440	61
Skjerstad Kraftlag	Nord	19	984	2004	4	130	84	4	0	3	1	121	3
Sognekraft	Vest	208	8830	2004	80	1011	535	221	0	214	7	361	2
Stange Energi	Øst	246	10951	2004	54	1187	703	117	0	74	43	305	10
Stranda Energiverk	Midt	110	2988	2002	16	300	222	42	2	31	13	98	18
Suldal	Vest	71	3282	2003	10	500	304	34	5	34	5	264	0
Sunnhordland Kraftlag	Vest	0	0	2002	51	58	40	6	7	6	7	37	0
Svorka	Midt	146	6057	2001	31	829	503	56	1	55	1	380	13
Sør-Aurdal Energi	Øst	44	2370	2004	12	177	237	33	0	32	1	117	34
Tafjord Kraftnett	Vest	805	28721	2004	419	3267	965	461	43	336	168	119	1
Troms Kraftnett	Nord	1905	62247	2004	773	8082	4114	702	101	692	111	3043	1
Trondheim Energiverk Nett AS	Midt	2253	90767	1999	320	5911	1848	886	0	166	719	176	11
Trøgstad	Øst	57	3054	2004	8	323	276	29	0	21	7	148	2
TrønderEnergi	Midt	477	24434	2003	247	354	1770	215	105	217	103	1345	50
Tussa Nett	Midt	641	26100	2002	100	1400	1454	269	27	238	58	732	26
Tydal kom-everk	Midt	18	1404	2002	38	17	87	4	0	4	0	52	15
Tyssefaldene	Vest	20	9	2003	45	72	13	12	9	9	12	45	0
Valdres Energiverk	Øst	229	11326	2002	11	1780	840	137	0	115	22	455	76
Vang Energiverk	Øst	29	1616	2004	8	157	157	16	4	20	0	80	44
Varanger Kraft	Nord	497	15662	2004	101	2088	1063	162	0	155	7	1038	0
Vesterålskraft	Nord	264	11214	2002	57	1180	657	129	22	114	37	539	1

Everk	Landsdel	Leverert energi eget nett, 2004 (GWh)	Sluttbrukere, 2004 (antall)	Grunnlagsdata (år)	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Fordelingstransformator 1-24 kV (antall)	Kabel (km)				Kraftledn. (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24	Masse 1-24	Blank 1-24	BLX 1-24
Vest-Telemark	Øst	219	11422	2003	45	419	854	114	4	118	0	757	96
VOKKS	Øst	229	11765	2004	12	335	873	58	1	55	3	535	133
Voss Energi	Vest	197	9133	2002	40	1480	574	112	1	100	12	287	40
Øvre Eiker	Øst	207	8339	2002	3	646	504	166	0	166	0	108	0
Årdal Kommunale Elverk	Vest	82	3381	2003	53	371	138	68	0	54	14	32	2
<b>Sum 89 everk</b>		<b>61788</b>	<b>2415447</b>		<b>15490</b>	<b>223760</b>	<b>108515</b>	<b>28111</b>	<b>1541</b>	<b>20382</b>	<b>9233</b>	<b>49116</b>	<b>2088</b>
					239250			29652				51203	
Andel i % av hele landet	65	91	91		-	-	91	89				84	

2005

## 5 GRUNNLAGSDATA

Tabell 5–1 Grunnlagsdata.

Everk	Landsdel	Leverert energi eget nett, 2004 (GWh)	Sluttbrukere 2004 (antall)	Grunnlagsdata [år]	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Ford.trafo 1-24 Antall	Kabel (km)				Kraftledning (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24	Masse 1-24	Blank 1-24	BLX 1-24
Agder Energi	Vest	3673	153422	2000	702	12752	6890	1076	123	930	270	4139	120
Alta kraftlag	Nord	320	10301	2004	200	1800	871	130	43	133	40	688	0
Ballangen Energi	Nord	41	2719	2005	19	169	238	17	0	15	2	249	1
Bindal Kraftlag	Midt	27	1257	2002	3	136	103	4	0	3	1	133	0
BKK Nett	Vest	4791	180459	2005	1250	13000	4940	2650	100	1974	776	2050	110
Bodø Energi	Nord	703	23711	2005	18	1855	753	295	44	94	245	221	0
Buskerud Kraftnett	Øst	1474	52153	2005	514	4955	1682	820	0	450	370	152	5
Dalane Energi	Vest	331	12271	2005	228	1987	780	243	1	215	28	440	6
Dragefossen Kraftanlegg	Nord	80	3377	2005	19	412	205	73	0	72	2	121	1
Drangedal Everk	Øst	49	2918	2002	32	416	257	26	0	26	0	184	24
Eidsiva Energinett	Øst	2605	103089	2005	852	15874	7696	1266	2	1117	149	3789	280
Elverum Energiverk	Øst	278	10073	2005	84	1154	597	126	0	85	41	295	4
Energi1 (Follo/Røyken)	Øst	797	32856	2005	70	3368	1349	375	1	300	76	367	45
Fauske Lysverker	Nord	144	6146	2003	5	559	280	95	0	66	29	144	14
Fjelberg Kraftlag	Vest	32	1653	2005	2	223	98	23	0	21	2	35	9
Forsand Elverk	Vest	23	968	2005	10	203	82	32	1	29	2	49	0
Fortum	Øst	2407	94579	2005	925	26090	4261	1068	0	700	372	1436	85
FosenKraft	Midt	191	6854	2003	8	128	487	66	13	66	13	323	1
Fredrikstad EnergiNett	Øst	1028	35408	2005	231	2342	1160	400	15	263	152	207	3
Gudbrandsdal Energi	Øst	375	14908	2005	90	1704	985	186	0	175	11	510	3
Hadeland EnergiNett	Øst	362	15162	2005	70	1975	1167	82	3	81	4	460	61
Hafslund Nett	Øst	15159	504832	2004	4086	42739	14710	5704	11	3660	2055	2100	109
Haugaland Kraft	Vest	1227	52983	2005	268	5425	2200	561	35	454	142	839	6
HelgelandsKraft	Nord	1070	42134	2005	370	5900	3064	404	118	333	189	2354	12
Hemne Kraftlag	Midt	67	3935	2005	4	492	310	31	4	30	5	254	0
Hemsedal Energi	Øst	80	3222	2005	20	395	313	69	0	68	1	112	25
Hjartdal Elverk	Øst	22	1707	2005	6	92	130	43	2	43	0	42	16
Hurum Energiverk	Øst	137	6734	2003	5	580	275	76	0	71	5	63	0
Hålogaland Kraft	Nord	690	21869	2005	195	2726	1163	207	47	179	75	857	2
Istad Nett	Midt	637	24960	2003	198	3319	1350	310	34	276	68	700	27
Jondal Energi	Vest	17	1169	2005	7	119	79	11	0	10	1	46	0
Jæren Everk	Vest	257	6135	2003	35	1200	328	185	0	140	45	73	0
Kragerø Energi	Øst	160	8627	2005	89	1148	358	76	24	56	43	193	12
Krødsherad Everk	Øst	41	2909	2005	1	496	161	29	0	29	0	88	0
Kvinnherad Energi	Vest	126	6237	2005	16	865	381	53	6	56	3	242	6
Lier Everk	Øst	413	10661	2005	0	1495	626	154	0	119	27	118	4
Lofotkraft	Nord	372	14598	2005	167	1488	810	126	131	109	149	621	2
Lyse Nett	Vest	3582	116361	2005	555	10484	3916	1511	78	1080	509	648	348
Midt-Telemark Energi	Øst	209	9722	2004	50	977,4	609	141	1	121	20	276	0
Modalen Kraftlag	Vest	8	354	2004	7	33	23	3	0	3	0	28	0
Narvik Energinett	Nord	349	11807	2005	105	959	435	130	4	79	55	165	3
Neset Kraft	Midt	53	2181	2003	13	150	177	26	3	26	3	126	2

Everk	Landsdel	Leverert energi eget nett, 2004 (GWh)	Sluttbrukere 2004 (antall)	Grunnlagsdata [år]	Effektbryter (antall)	Andre brytere (antall)	Ford.trafo 1-24 Antall	Kabel (km)				Kraftledning (km)	
								Kabel i jord	Kabel i vann	PEX 1-24	Masse 1-24	Blank 1-24	BLX 1-24
Nord Troms kraftlag	Nord	154	6236	2005	74	1157	700	78	46	110	14	872	0
Nord-Trøndelag Elverk	Midt	2791	78319	2005	591	10498	6341	661	41	632	70	4300	15
Nordkyn Kraftlag	Nord	53	1889	2003	10	150	122	12	0	12	0	207	0
Nordmøre energiverk (NEAS)	Midt	223	23518	2001	94	2339	1160	264	24	121	167	798	4
Nord-Østerdal Kraftlag	Øst	247	10476	2005	90	1276	918	88	3	71	8	893	9
Odda Energi	Vest	107	5739	2005	44	597	217	106	0	63	42	72	0
Oppdal Everk	Midt	118	5525	2005	4	367	378	71	0	71	0	141	65
Orkdal Energi	Midt	158	6129	2005	0	127	335	91	0	78	13	153	2
Rakkestad Energiverk	Øst	101	3906	2003	23	360	364	36	0	32	4	155	50
Rauland Kraftforsyningslag	Vest	39	2787	2005	8	430	182	30	0	30	0	181	28
Rauma Energi	Midt	188	4875	2005	55	947	368	66	5	58	13	232	1
Repvåg Kraftlag	Nord	120	4217	2004	82	532	305	71	25	62	34	269	0
Rollag Elverk	Øst	31	1312	2004	30	230	121	35	0	35	0	49	15
Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	Nord	63	5491	2005	36	388	313	51	139	139	51	296	3
Sjøfossen Energi	Nord	47	3303	2005	27	495	312	24	0	21	3	285	0
Skagerak Nett	Øst	4711	175948	2005	1081	22251	7178	2909	34	1863	1080	1442	64
Skjerstad Kraftlag	Nord	20	967	2005	4	130	88	5	0	3	1	97	0
Sognekraft	Vest	219	7725	2005	86	1027	533	127	0	121	7	361	2
Stange Energi	Øst	251	9802	2005	47	1196	706	119	0	76	43	302	11
Sunndal Energi	Midt	99	4300	2005	15	600	232	53	0	45	10	125	16
Svorka Everk	Midt	151	6156	2003	31	829	495	56	1	55	1	389	17
Sør-Aurdal Energi	Øst	45	2412	2005	12	177	239	43	0	42	1	116	34
Troms Kraftnett	Nord	2538	62036	2005	835	8158	4255	702	103	692	111	3001	0
Trondheim Energiverk Nett AS	Midt	2234	87594	2003	574	5911	1873	1134	0	418	716	184	4
Trøgstad Elverk	Øst	56	3026	2005	9	317	280	31	0	24	7	148	2
TrønderEnergi	Midt	477	24053	2005	301	2221	1770	215	105	217	103	1345	50
Tussa Nett	Midt	688	26300	2005	115	1420	1476	295	27	266	56	680	14
Tydal Komm. Everk (TKE)	Midt	18	1450	2005	23	18	82	7	0	4	4	52	17
Tysnes Kraftlag	Vest	37	2979	2005	16	285	187	37	12	48	1	150	7
Tyssefaldene	Vest	38	29	2005	45	72	13	12	9	9	12	45	0
Vang Energiverk	Øst	31	1580	2005	8	180	171	17	4	20	0	78	46
Varanger Kraftnett	Nord	500	15662	2005	145	1135	1004	162	0	140	22	1038	0
Vesterålskraft	Nord	286	10777	2003	57	1180	649	129	22	114	37	539	1
Vest-Telemark	Øst	222	11742	2005	117	1631	886	164	4	162	6	719	101
VOKKS	Øst	246	11864	2005	12	335	873	63	1	60	4	535	133
Voss Energi	Vest	305	13209	2002	40	1480	823	112	1	100	12	287	40
Øvre Eiker	Øst	206	7878	2002	3	646	504	166	0	166	0	108	0
Årdal Kommunale Elverk	Vest	72	3299	2005	55	814	136	68	4	54	14	30	2
<b>Sum 80 everk</b>		<b>62297</b>	<b>2271931</b>		<b>16328</b>	<b>244090</b>	<b>102888</b>	<b>27212</b>	<b>1454</b>	<b>19990</b>	<b>8644</b>	<b>46610</b>	<b>2099</b>
					260418			28666				48708	
Andel i % av hele landet	59	92	86		-		86	86				77	

## **VEDLEGG 4: REGISTRERING AV FEIL OG AVBRUDD - HISTORIKK**

Beskrivelsen av historikken i dette vedlegget er i stor grad hentet fra [7].

Arbeidet med å ta vare på erfaringer fra feil og avbrudd har lange tradisjoner i norsk elforsyning, men det har tatt mange år å komme dit vi er i dag. De enkelte everk har tidligere i varierende grad bygd opp egne rutiner og prosedyrer for feil- og avbruddsregistrering, og på den måten skaffet seg oversikt over hendelser, årsaker og tiltak. Imidlertid så man også tidlig behovet for å samordne dette arbeidet både nasjonalt og internasjonalt.

I historisk sammenheng må nevnes ”Nordisk komite av 1961 for statistikk over driftsforstyrrelser”. Etter ca 5 års arbeid la denne komiteen fram nordiske retningslinjer for føring av slik statistikk, med definisjoner og konkrete eksempler på bruk av retningslinjene. Rapporten ble revidert i 1971, og retningslinjene er deretter blitt stående tilnærmet uendret. I tillegg ble det, som en del av Totalkontrollprosjektet, opprettet et ”Utvalg for samordning av norsk statistikk over feil, skader og avbrudd i elforsyningen”. Utvalget fungerte i perioden 1969 til 1973, og utviklet kodesystemet som har vært en bærebjelke i statistikkarbeidet helt fram til FASIT-systemet nå er tatt i bruk på alle spenningsnivåer.

### **Regional- og sentralnettet**

Som en følge av at everkene rent teknisk er elektrisk sammenknyttet, vil en feil på de høyere spenningsnivå ofte berøre flere driftsenheter. Et mer formalisert samarbeid om slik statistikk har derfor i alle år vært nært knyttet til løpende analyse av driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet. Ansvar for slik analyse og tilhørende statistikker lå til å begynne med hos regionale samkjøringsorganisasjoner, der spesielt Østlandet var tidlig ute. Disse organisasjonene ble i 1971 slått sammen til Samkjøringen av kraftverkene i Norge.

I utgangspunktet var det meningen at everkene selv skulle kode egne driftsforstyrrelser, på alle spenningsnivåer. Det viste seg fort at dette var uhensiktsmessig, blant annet fordi det krevde mye arbeid å sette seg inn i kodeinstruksene. Kodingen ble i stedet en oppgave for daværende samkjøringsregioner (Oslo, Bergen, Trondheim, Narvik), og da begrenset til driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå fra 45 kV opp til 420 kV. Til å begynne med ble kodeinstruksene vesentlig benyttet som et hjelpemiddel til å systematisere den manuelle utarbeidelsen av feilstatistikk (på regionnivå). I 1977 fikk Samkjøringen utviklet et nytt EDB-program, som kunne lage en sammenstilt landsstatistikk (populært kalt blåbok). Senere gikk man over fra hullkort til direkte innlesing av kodedata fra skjermterminal, men dataverktøyet var fortsatt en begrensende faktor.

En vesentlig svakhet ved daværende rutiner var dårlig totaloversikt over dataunderlaget for statistikken. Foruten at saksbehandlingen var fordelt på fire regioner, var inngangsdataene fortsatt hullkortbasert og lite egnet for visuell etterkontroll. Det viste seg også at den første kodeinstruksene (fra 1973) hadde sine svakheter. Den ble revidert i 1983, men blant annet grunnet regioninndelingen var det fortsatt problemer med ønsket samordning av kodingen. En mer gjennomgripende forbedring av retningslinjene ble hemmet av forhold som kapasitetsproblemer

og organisatorisk usikkerhet. Rutinen med årsoversikter over statistikkens hovedresultater ble imidlertid fast innarbeidet.

I 1993 ble Samkjøringen fusjonert med Statnett, og feilanalysen og tilhørende statistikkarbeid ble etterhvert sentralisert. Omtrent samtidig ble det, som en del av EFFEN-programmet, tatt initiativ til å samordne statistikken for regional- og sentralnettet med tilsvarende opplegg for fordelingsnettet (FAS/FASIT). Denne målsettingen ble i første omgang ikke oppfylt, idet Statnett besluttet å utvikle sitt eget system (SDI), som ble tatt i bruk fra og med 1998. SDI og FASIT ble etterhvert koordinert, og det foreligger dermed et samordnet statistikkopplegg for alle spenningsnivåer.

### **Distribusjonsnettet**

For høyspennings distribusjonsnettet manglet en tilsvarende koordinator som Samkjøringen, men i 1967/68 ble det første “standardiserte” opplegg med sikte på blant annet en landsdekkende statistikk lansert. Til å begynne med hadde dette opplegget relativt stor oppslutning, men selv om det var basert på datidens datateknikk, så var det komplisert og tidkrevende i bruk. Når det enkelte everks innsats mht systemutvikling, kompetanse og oppfølging ble vurdert opp mot nytteverdi, ble det vanskelig å holde på interessen. Et annet viktig forhold var at alt bygde på frivillighet, det forelå ingen definerte krav til everkene på dette området. På slutten av 70- og framover på 80-tallet sank antall everk sterkt i dette opplegget som ble administrert av tidligere EFI (nå SINTEF Energiforskning). Behovet for et felles opplegg var tydelig for mange, og daværende NEVF (nå EBL) nedsatte derfor i slutten av 1983 arbeidsgruppe AG 8.

Gruppens konklusjon var klar: “Aksepteres det at Samkjøringens feilstatistikk for Hovednettet er berettiget, vil statistikk for fordelingsnettet være det i minst like stor grad” (med utgangspunkt i at hovednettet bare bidrar med 25 % av total ikke levert energi). Den la derfor fram forslag til et felles registrerings - og statistikkssystem som senere fikk navnet FAS (Feil - og avbruddsstatistikk). Dette ble tatt i bruk i 1989 og var i bruk fram til og med statistikkåret 1995 da det ble avløst av FASIT.

Til tross for at feil- og avbruddsregistrering var basert på frivillighet, var interessen relativt stor. Men fortsatt var den pådrivende kraft i stor grad basert på ildsjeler hos enkelte everk.

Før energiloven ble innført, var det meste av statistikkarbeidet å betrakte som en frivillig ordning. Unntaket var rapportering av personskader og større uhell til NVE. Rapporteringen som skjedde til Samkjøringen var hjemlet i vedtektene, men uten noe formelt pålegg fra myndighetene. I praksis fungerte likevel rapportering, feilanalyse og utarbeidelse av statistikker som en integrert del av driftskoordineringen.

Ved fusjonen mellom Samkjøringen og Statnett i 1993 overtok sistnevnte Samkjøringens oppgaver. Det ble da fort et spørsmål om hva som skulle betraktes som pålagte oppgaver, og hva som skulle være frivillig. Denne problemstillingen ble en del av arbeidet med å formulere formelle retningslinjer for systemansvaret (RfS), med NVE som overordnet instans. Man valgte her en ny definisjon av hovednett, som nå i store trekk omfatter alt 132-420 kV nett og

produksjonsenheter direkte tilknyttet dette nettet, samt utvalgte deler av det som i dag er regionalnett.

Som en følge av nevnte vedtak fikk rapportering av driftsforstyrrelser i 45-66 kV nett karakter av å være en frivillig ordning. Av samme grunn ble det usikkerhet om systemansvarlig skulle bruke ressurser på feilanalyse mv i dette nettet. Løsningen ble til slutt (1997) at anleggseier fikk et selvstendig ansvar for å analysere driftsforstyrrelser i spenningsintervallet 33-110 kV, og å rapportere statistiske data til systemansvarlig. Statnett fikk etter dette ansvaret for en samlet feilstatistikk for hele 33-420 kV nettet, med tilhørende produksjonsenheter.

De formelle bestemmelser i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (2006) har nå følgende ordlyd, § 22. Feilanalyse og statistikk [5]:

*” Konesjonær skal analysere og rapportere til systemansvarlig alle driftsforstyrrelser i eget regional- og sentralnett, og i produksjonsenheter tilknyttet dette. Analysen skal omfatte nødvendige undersøkelser for å avklare hendelsesforløp, årsaker og konsekvenser og om aktuelle vern og kontrollfunksjoner har fungert tilfredsstillende.*

*Konesjonærenes rapporteringsformat skal godkjennes av den systemansvarlige.*

*Systemansvarlig skal koordinere analysen der hvor flere konesjonærer er involvert.*

*Systemansvarlig skal etteranalysere og kontrollere alle hendelser rapportert etter første ledd.*

*Systemansvarlig skal påse at alle driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet og i produksjonsenheter tilknyttet dette blir enhetlig registrert.*

*Systemansvarlig skal distribuere analyseresultater og utarbeide og distribuere statistikk over driftsforstyrrelser rapportert etter første ledd.*

*Konesjonær skal gjennomføre feilanalyse ved driftsforstyrrelser i eget distribusjonsnett. Feilanalysen kan begrenses til å omfatte driftsforstyrrelser i anlegg med nominell spenning over 1000 V og som medfører avbrudd lengre enn 3 minutter.*

*Resultatet av feilanalysene skal registreres i registreringssystem som følger gjeldende kravspesifikasjon for FASIT og SDI. Registreringene og underlaget for feilanalysen skal lagres i 10 år.”*

Endringer i registreringssystemer, definisjoner og myndighetskrav i perioden fra 1989 og fram til i dag er listet opp nedenfor:

- 1983 – 1996 (33 – 110 kV) og 1983 – 1998 (132 – 420 kV):
  - Instruks for koding av driftsforstyrrelser, feil og avbrudd i hovednett (tidligere Samkjøringen)
- 1989 – 1994 (1 – 22 kV):
  - Basert på FAS-systemet beskrevet i Norges Energiverkforbunds publikasjon nr 327 – 1988 og nr 328 – 1988 (arbeidsgruppe 1983 – 1987)
- 1991:
  - Energiloven m/forskrift innføres og krav om informasjon om leveringskvalitet
- 1995
  - Krav om rapportering av langvarige avbrudd (> 3 min) og ILE innføres
  - Obligatorisk innrapportering til systemansvarlig av driftsforstyrrelser i nettanlegg med spenning over 110 kV, ihht retningslinjer for systemansvaret fra des. 1994
  - FASIT introdusert i 1995 (først for 1 – 22 kV), første gang beskrevet i EFI TR A4245 og EnFO publ nr 46 – 1995. Endringer beskrevet i nye versjoner av kravspesifikasjon [6]
- 1997:
  - Inntektsrammeregulering innføres
  - Krav om rapportering av feil og driftsforstyrrelser 33 – 420 kV
  - FASIT tas i bruk også for 33 – 110 kV
- 1998:
  - SDI (Statnetts Driftsforstyrrelse Informasjonssystem) satt i drift for 132 – 420 kV
- 1999:
  - Nye FASIT-skjemaer og mer detaljert registrering
  - NVE ber om at alle everk utpeker en FASIT-ansvarlig kontaktperson [20]
- 2000:
  - Krav om FASIT som standard for avbruddsrapporteringen
  - Krav om standardisert metode for beregning av ikke levert energi
  - ILE fordeles på 26 sluttbrukergrupper og ILE knyttes til spenningsnivå der hendelsen oppsto
  - Opprydding i dataunderlag i nettinformasjonssystemer mv. hos nettselskapene (forberedelser til innføring av KILE)
- 2001:
  - KILE innføres
  - I FASIT: Håndtering av data for metode ILE (temperaturserier, lastprofiler mm), håndtering av KILE, import av KIS-data, individuelle avtaler



- 2002:
  - 2. reguleringsperiode starter
  - Forskrift om systemansvaret innføres
  - Krav om feilanalyse også for 1 – 22 kV
  - Hendelser som medfører redusert leveringskapasitet for sluttbrukere i regional- og sentralnettet registreres og rapporteres som langvarige avbrudd ( $> 3$  min.)
  - I FASIT: Håndtering av informasjon vedrørende ansvarlig/berørt konsesjonær, forbedret håndtering av individuelle avtaler, tilrettelagt for rapportering av KILE
- 2003:
  - Nye KILE-satser
  - ILE fordeles på 27 sluttbrukergrupper
  - Utvidet definisjon av ILE (def. kom i 2001, håndteres i FASIT fra 2003) og KILE kan knyttes til den enkelte feil
- 2004:
  - I FASIT: ILE kan fordeles på flere feil i en driftsforstyrrelse. Tilrettelagt for nye KILE-satser (innført fra 2003)
- 2005:
  - Forskrift om leveringskvalitet innføres
  - Krav om registrering av kortvarige avbrudd ( $\leq 3$  min.)
- 2006:
  - Statnett erstatter SDI med FASIT
  - Krav om rapportering av kortvarige avbrudd ( $\leq 3$  min.) og avbrutt effekt samt nye avbruddsindekser (SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI)
- 2007:
  - 3. reguleringsperiode starter
  - Kompensasjon for langvarige avbrudd  $> 12$  timer (inkl. hendelser i lavspenningsnettet)



**VEDLEGG 5: FEILDATA UNDERLAG 1 – 22 kV**



Tabell V5.1 Antall hendelser 1 – 22 kV.

År	Varige feil som har ført til driftsforstyrrelse			Forbigående feil som har ført til driftsforstyrrelse			Planlagte utkoblinger		
	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge
1989	2054	31	6634	2214	27	8200	3834	32	11981
1990	2014	39	5214	2817	35	8049	4424	40	11060
1991	2511	48	5271	2748	45	6107	6347	49	12953
1992	2933	51	5717	3468	48	7225	7210	51	14137
1993	2497	48	5170	4279	45	9509	7134	50	14268
1994	2284	48	4729	3270	45	7267	6493	50	12986
1995	1312	37	3580	1674	35	4783	4697	40	11743
1996	2863	47	6088	2678	50	5356	6937	51	13602
1997	4033	62	6470	3872	62	6245	9958	65	15320
1998	3355	67	4985	3121	64	4877	10146	69	14704
1999	4067	64	6323	4345	63	6897	8344	70	11920
2000	4742	77	6135	4335	74	5858	9182	83	11063
2001	4644	77	6009	4012	72	5572	9104	86	10586
2002	4386	78	5601	4199	76	5525	8686	77	11281
2003	4401	68	6476	5096	64	7963	9343	69	13541
2004	4368	86	5100	5472	84	6514	10943	91	12025
2005	4448	80	5562	5628	77	7309	10391	86	12083

Tabell V5.2 Sum ILE for driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger 1 – 22 kV, MWh.

År	ILE pga varige feil			ILE pga forbigående feil			ILE pga driftsforstyrrelser			ILE pga planlagte utkoblinger		
	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge
1989	4759,6	31	15373	1066,8	27	3951			19324	4055,3	32	12673
1990	4116,4	39	10656	803,8	35	2297			12953	4862,3	40	12156
1991	6425,1	48	13487	1619,2	45	3598			17085	6200,9	49	12655
1992	9245,8	51	18023	2186,7	48	4556			22579	6588,3	51	12918
1993	6142,8	48	12718	1431,0	45	3180			15898	7931,1	50	15862
1994	4605,7	48	9536	1048,8	45	2331			11866	6243,5	50	12487
1995	2295,6	37	6264	593,1	35	1695			7958	3514,8	40	8787
1996		47	0		50	0	6424	47	13659	7401	51	14512
1997		62	0		62	0	8194	62	13146	8141	65	12525
1998		67	0		64	0	5774	67	8579	7198	69	10432
1999		64	0		63	0	8795	64	13674	6314	70	9020
2000		77	0		74	0	8867	77	11471	5804	83	6993
2001		77	0		72	0	7743	77	10019	3625	86	4215
2002		78	0		76	0	7093	78	9058	3407	77	4425
2003		68	0		64	0	9314	68	13705	3399	69	4926
2004		86			84	0	5909	86	6899	3116	91	3424
2005		80	0		77	0	6630	80	8291	3327	86	3869

<sup>1</sup> Veid andel av antall km kraftledning (2/3 vekt) og andel av antall km kabel (1/3 vekt) som er med i underlaget

<sup>2</sup> Andel av antall km kraftledning som er med i underlaget

<sup>3</sup> Andel av antall netstasjoner som er med i underlaget

Tabell V5.3 Antall<sup>1</sup> driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak (tall er sum for varige og forbigående feil) 1 – 22 kV.

År	Omgivelser			Årsak ikke klarlagt			Teknisk utstyr			Mennesker			Konstruksjon/Montasje			Driftspåkjenninger			Annet		
	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge
1989	1737	27	6433	1437	32	4491	575	32	1797	354	27	1311		32			32			32	
1990	1999	35	5711	1883	40	4708	678	40	1695	372	35	1063		40			40			40	
1991	2312	45	5138	1814	49	3702	804	49	1641	458	45	1018		49			49			49	
1992	2925	48	6094	2457	51	4818	724	51	1420	434	48	904		51			51			51	
1993	2824	45	6276	2963	50	5926	706	50	1412	411	45	913		50			50			50	
1994	2237	45	4971	2487	50	4974	620	50	1240	395	45	878		50			50			50	
1995	1110	35	3171	1904	40	4760	361	40	903	190	35	543		40			40		27	40	
1996		-	5364		-	4600		-	1169		-	639		-			-			-	
1997		-	6319		-	4937		-	1174		-	655		-			-			-	
1998		-	3688		-	4674		-	1060		-	625		-			-			-	
1999	3319	63	5268	3926	70	5609	623	70	890	305	63	484	71	70	101	86	70	123	82	70	117
2000	2727	74	3685	4599	83	5541	1346	83	1622	277	74	374	37	83	45	37	83	45	54	83	65
2001	4261	72	5918	2767	86	3217	786	86	914	472	72	656	152	86	177	156	86	181	62	86	72
2002	4377	76	5759	2481	77	3222	1059	77	1375	478	76	629	154	77	200	133	77	173	20	77	26
2003	5083	64	7942	2528	69	3664	988	69	1432	498	64	778	186	69	270	133	69	193	81	69	117
2004	4691	86	5477	3106	91	3413	977	91	1074	509	86	594	203	91	223	174	91	191	180	91	198
2005	4225	80	5283	3970	86	4616	948	86	1102	502	80	628	204	86	237	213	86	248	14	86	16

<sup>1</sup> 1996 – 1998: Ikke rapportert antall, kun prosentvis fordeling. Avledet fra oppskalert totalt antall hendelser

<sup>2</sup> Andel av antall km kraftledning

<sup>3</sup> Andel av antall netstasjoner eller fordelingstransformatorer

Tabell V5.4 Sum ILE pga driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak 1 – 22 kV, MWh.

År	Omgivelser			Årsak ikke klarlagt			Teknisk utstyr			Mennesker			ILE pga DR med utløsende årsak Konstruksjon/Montasje			ILE pga DR med utløsende årsak Driftspåkjenninger			ILE pga DR med utløsende årsak Annet		
	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge
1989	3335,1	27	12352	1093,2	32	3416	1067,6	32	3336	405,4	27	1501		32	-		32	-		32	-
1990	2447,5	35	6993	853,1	40	2133	1318,1	40	3295	401,6	35	1147		40	-		40	-		40	-
1991	4416,6	45	9815	1169	49	2386	2018,4	49	4119	613,2	45	1363		49	-		49	-		49	-
1992	7019,1	48	14623	2176,5	51	4268	1782,4	51	3495	575,4	48	1199		51	-		51	-		51	-
1993	3922	45	8716	1879,2	50	3758	1367,4	50	2735	537,4	45	1194		50	-		50	-		50	-
1994	2988,7	45	6642	1244,2	50	2488	1220,3	50	2441	321,8	45	715		50	-		50	-		50	-
1995	1185,6	35	3387	1656	40	4140	560,4	40	1401	213,6	35	610		40	-		40	-		40	0
1996	3093,324	50	6187	2016,534	51	3954		-		489,45	50	979		-	-		-	-		-	-
1997	4557,6	62	7351	3342,24	65	5142		-		655,155	62	1057		-	-		-	-		-	-
1998	2579,264	64	4030	1913,056	69	2773		-		537,856	64	840		-	-		-	-		-	-
1999	3918	63	6219	2887	70	4124	1309	70	1870	361	63	573	137	70	196	125	70	179	58	70	83
2000	3176	74	4292	2739	83	3300	2490	83	3000	278	74	376	80	83	96	49	83	59	53	83	64
2001	3900	72	5417	1632	86	1898	1220	86	1419	484	72	672	259	86	301	214	86	249	34	86	40
2002	3198	76	4208	1429	77	1856	1584	77	2057	404	76	532	220	77	286	236	77	306	21	77	27
2003	6242	64	9753	1070	69	1551	1204	69	1745	446	64	697	160	69	232	139	69	201	54	69	78
2004	2802	84	3336	1097	91	1205	1151	91	1265	397	84	473	202	91	222	163	91	179	98	91	108
2005	3482	77	4522	1311	86	1524	1186	86	1379	361	77	469	135	86	157	153	86	178	2	86	2

1996 – 1998: Ikke rapportert ILE, kun prosentvis fordeling.

<sup>1</sup> Andel av antall km kraftledning

<sup>2</sup> Andel av antall netstasjoner eller fordelingstransformatorer

Tabell V5.5 Antall feil fordelt på anleggsdel (sum varige og forbigående feil som har medført driftsforstyrrelse) 1 – 22 kV.

År	Kraftledning			Kabel			Brytere			Fordelingstransformator			Anleggsdel ikke identifisert		
	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge
1989	1785	27	6611	305	39	782	311	32	972	240	32	750	1232	27	4563
1990	2065	35	5900	436	46	948	296	40	740	315	40	788	1597	35	4563
1991	2125	45	4722	475	53	896	335	49	684	369	49	753	1875	45	4167
1992	2122	48	4421	496	58	855	376	51	737	423	51	829	2875	48	5990
1993	1928	45	4284	485	55	882	367	50	734	378	50	756	3465	45	7700
1994	1442	45	3204	466	55	847	275	50	550	460	50	920	2911	45	6469
1995	731	35	2089	237	40	593	122	40	305	219	40	548	2056	35	5874
1996	1628	50	3256	348	41	849	266	51	522	324	51	635	2070	50	4140
1997	2120	62	3419	492	63	781	383	65	589	634	65	975	3090	62	4984
1998	1446	64	2259	495	74	669	319	69	462	451	69	654	2850	64	4453
1999	2704	63	4292	501	67	748	414	70	591	597	70	853	3113	63	4941
2000	2600	74	3514	606	84	721	505	83	608	1113	83	1341	3271	74	4420
2001	3016	72	4189	699	88	794	436	86	507	1144	86	1330	2326	72	3231
2002	3174	76	4176	574	83	692	505	77	656	1168	77	1517	1734	76	2282
2003	3378	64	5278	643	76	846	431	69	625	1058	69	1533	2963	64	4630
2004	3486	84	4150	725	89	815	522	91	574	1238	91	1360	2786	84	3317
2005	4020	77	5221	666	86	774	430	86	500	777	86	903	2969	77	3856

<sup>1</sup> Andel av antall km kraftledning

<sup>2</sup> Andel av antall km kabel

<sup>3</sup> Andel av antall netstasjoner eller fordelingstransformatorer



Tabell V5.6 ILE fordelt på anleggsdel med feil, 1 – 22 kV, MWh.

År	Kraftledning			Kabel			Brytere			Fordelingstransformator			Anleggsdel ikke identifisert		
	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>2</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>3</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge
1989	3307,5	27	12250	671	39	1721	449	32	1403	319	32	996	775	27	2870
1990	2685	35	7671	955,3	46	2077	359	40	899	211	40	527	516	35	1473
1991	4288,7	45	9530	1353	53	2553	529	49	1080	432	49	882	1322	45	2937
1992	6247,7	48	13016	2492,9	58	4298	452	51	886	453	51	889	1349	48	2811
1993	3895,1	45	8656	1466,4	55	2666	400	50	800	374	50	748	1109	45	2464
1994	2814,6	45	6255	1000,4	55	1819	440	50	880	425	50	849	802	45	1782
1995	1177,2	35	3363	483,6	40	1209	245	40	612	146	40	365	1664	35	4753
1996	2497	50	4994	1035	41	2524	380	51	745	332	51	651	1036	50	2072
1997	2786	62	4494	1624	63	2578	670	65	1031	341	65	525	943	62	1521
1998	2125	64	3320	1360	74	1838	460	69	667	232	69	336	810	64	1266
1999	3966	63	6295	1379	67	2058	501	70	716	423	70	604	1693	63	2687
2000	3984	74	5384	1640	84	1952	491	83	592	479	83	577	1647	74	2226
2001	3512	72	4878	1428	88	1623	513	86	597	468	86	544	1036	72	1439
2002	3176	76	4179	1152	83	1388	490	77	636	577	77	749	735	76	967
2003	5738	64	8966	1180	76	1553	473	69	686	531	69	770	898	64	1403
2004	2575	84	3065	1284	89	1443	449	91	493	582	91	640	523	84	623
2005	3672	77	4769	1168	86	1358	441	86	513	272	86	316	465	77	604

<sup>1</sup> Andel av antall km kraftledning

<sup>2</sup> Andel av antall km kabel

<sup>3</sup> Andel av antall netstasjoner eller fordelingstransformatorer

Tabell V5.7 Sum ILE for kraftledning fordelt på komponent, 1 – 22 kV, MWh.

År	Mast			Isolator			Faseline			Travers			Bendsel			Loop			Annet/ikke angitt/ukjent		
	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge
1989	81,8	27	303	464,2	27	1719	1455,1	27	5389	92	27	342	92	27	340		27	0	1116,1	27	4134
1990	194,6	35	556	299,1	35	855	1466,6	35	4190	54	35	154	318	35	908		35	0	556,6	35	1590
1991	859,6	45	1910	522,2	45	1160	1868,7	45	4153	34	45	76	97	45	216		45	0	910,4	45	2023
1992	569,5	48	1186	730,8	48	1523	3311,6	48	6899	230	48	478	435	48	906		48	0	1252,5	48	2609
1993	220,1	45	489	790,1	45	1756	1725,1	45	3834	74	45	165	400	45	889		45	0	970,8	45	2157
1994	169	45	376	439,3	45	976	1414,5	45	3143	32	45	70	100	45	223		45	0	701,6	45	1559
1995	13,4	35	38	133,8	35	382	284,4	35	813	22	35	63	36	35	104		35	0	641	35	1831
1996	81	50	162	469	50	938	1301	50	2602	17	50	34	110	50	220	193	50	386	392	50	784
1997	74	62	119	604	62	974	915	62	1476	60	62	97	99	62	160	167	62	269	879	62	1418
1998	38	64	59	442	64	691	672	64	1050	30	64	47	79	64	123	90	64	141	854	64	1334
1999	18	63	29	395	63	627	2210	63	3508	62	63	98	120	63	190	43	63	68	996	63	1581
2000	94	74	127	410	74	554	2459	74	3323	123	74	166	73	74	99	119	74	161	625	74	845
2001	36,4	72	51	370,5	72	515	2451,9	72	3405	21	72	29	50	72	69	127,8	72	178	361,6	72	502
2002	25	76	33	360	76	474	1911	76	2514	34	76	45	58	76	76	207	76	272	510	76	671
2003	121	64	189	450	64	703	4242	64	6628	27	64	42	50	64	78	91	64	142	707	64	1105
2004	223	84	265	385	84	458	1555	84	1851	19	84	23	139	84	165	74	84	88	97	84	115
2005	105	78	135	786	77	1021	2262	77	2938	36	77	47	96	77	125	116	77	151	113	77	147

<sup>1</sup> Andel av antall km kraftledning

Tabell V5.8 Sum ILE for kabel fordelt på komponent, 1 – 22 kV, MWh.

År	Skjøt/Skjøtemuffe			Endemuffe/endeavslutning			Kabelsko/klemme			Kabel			Overgangsskjøt			Ikke angitt/ukjent		
	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge	Rapportert	Skalafaktor <sup>1</sup>	Norge
1989	53,5	39	137	213,2	39	547	3,8	39	10	401,8	39	1030		39			39	
1990	84,8	46	184	169,1	46	368	15	46	33	686,4	46	1492		46			46	
1991	163,7	53	309	371,3	53	701	33,6	53	63	785,4	53	1482		53			53	
1992	679	58	1171	1134,3	58	1956	26,8	58	46	653	58	1126		58			58	
1993	246	55	447	348,6	55	634	15,1	55	27	862	55	1568		55			55	
1994	119	55	216	147,4	55	268	29,8	55	54	724	55	1315		55			55	
1995	91,5	40	229	72,5	40	181	0,2	40	1	78	40	194		40		241,2	40	603
1996	66	41	161	178	41	434	8	41	20	443	41	1080	11	41	27	68	41	166
1997	422	63	670	164	63	260	2	63	3	557	63	884	1	63	2	209	63	332
1998	128	74	173	177	74	239	14	74	19	413	74	558	3	74	4	164	74	222
1999	277	67	413	151	67	225	1	67	1	462	67	690	26	67	39	455	67	679
2000	152	84	181	118	84	140	10	84	12	593	84	706	41	84	49	31	84	37
2001	122	88	139	185	88	210		88	0	382	88	434	78	88	89	421	88	478
2002	133	83	160	83	83	100		83	0	322	83	388	52	83	63	105	83	127
2003	42	76	55	94	76	124	15	76	20	315	76	414	22	76	29	313	76	412
2004	84	89	94	135	89	152	8	89	9	535	89	601	52	89	58	254	89	285
2005	80	86	93	94	86	109	10	86	12	464	86	540	43	86	50	217	86	252

<sup>1</sup> Andel av antall km kabel



## VEDLEGG 6: AVBRUDDSDATA FRA NVEs AVBRUDDSSSTATISTIKK

Tabell V6.1 Antall ikke varslede avbrudd. 1-22 kV.

Årstall	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 3:1-22 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 4:1-22 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 5:1-22 kV	Rappkt DI	Rappkt Db	Rappkt Dk
1995	59407	81615	9194	28818,000	53070,000	19548,000
1996	113603	80616	13935	39390,000	48707,000	24010,000
1997	120767	100125	19351	37639,000	48196,000	27294,000
1998	96363	79347	17513	37653,000	49432,000	27133,000
1999	121929	100074	24738	39675,000	45602,000	31197,000
2000	134231	97109	20202	41335,000	43237,000	32989,000
2001	155763	95803	18103	42469,000	42362,000	32768,000
2002	126700	90519	19156	42257,000	41014,000	35764,000
2003	141631	113296	21682	41242,000	43282,000	36452,000
2004	123088	88511	18209	41584,000	43889,000	36031,000
<b>Total</b>	<b>1193482</b>	<b>927015</b>	<b>182083</b>	<b>392062,00</b>	<b>458791,000</b>	<b>303186,00</b>

Tabell V6.2 Avbruddsvarighet ikke varslede avbrudd. 1-22 kV.

Årstall	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 3:1-22 kV [timer]	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 4:1-22 kV [timer]	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 5:1-22 kV [timer]
1995	91999,970	127929,510	10040,390
1996	162761,870	102594,080	18178,830
1997	187723,680	140351,760	27699,200
1998	117358,060	91324,740	19495,340
1999	183204,160	123944,530	27479,480
2000	227119,257	139472,690	23547,660
2001	236322,412	128668,410	20018,970
2002	159012,149	105770,730	22937,580
2003	244870,052	158855,739	28377,220
2004	143518,780	111849,090	17289,020
<b>Total</b>	<b>1753890,390</b>	<b>1230761,280</b>	<b>215063,689</b>

Tabell V6.3 ILE ikke varslede avbrudd. 1-22 kV.

Årstall	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 3:1-22 kV [MWh]	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 4:1-22 kV [MWh]	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 5:1-22 kV [MWh]
1995	22,520	,000	6,690
1996	,000	,000	,000
1997	,000	,000	,000
1998	,000	,000	,000
1999	,040	9,110	6,370
2000	,000	,000	,000
2001	4824,195	3960,709	1832,006
2002	3282,395	3502,564	2084,903
2003	5260,055	4846,036	2164,041
2004	2787,347	3511,883	1526,387
<b>Total</b>	<b>16176,552</b>	<b>15830,302</b>	<b>7620,397</b>

Tabell V6.4 Antall varslede avbrudd. 1-22 kV.

Årstall	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 3:1-22 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 4:1-22 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 5:1-22 kV
1995	23411	26556	5320
1996	48877	42333	9487
1997	45132	39099	8244
1998	41720	38582	8014
1999	33471	29855	7602
2000	29844	25244	6513
2001	28796	20786	4175
2002	30672	19116	4425
2003	31263	21455	5898
2004	30088	20576	5445
<b>Total</b>	<b>343274</b>	<b>283602</b>	<b>65123</b>

Tabell V6.5 Avbruddsvarighet varslede avbrudd. 1-22 kV.

Årstall	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 3:1-22 kV [timer]	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 4:1-22 kV [timer]	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 5:1-22 kV [timer]
1995	74858,610	73880,500	15901,080
1996	146598,140	143098,380	30404,010
1997	138278,100	113711,090	27732,460
1998	97998,700	105328,211	22384,420
1999	93401,250	83778,510	25598,540
2000	75625,410	61968,839	20698,170
2001	65195,700	42658,130	9783,840
2002	68228,450	42993,150	11114,740
2003	71464,649	48703,410	15573,870
2004	69430,299	42710,350	12300,860
<b>Total</b>	<b>901079,400</b>	<b>758830,570</b>	<b>191491,990</b>

Tabell V6.6 ILE varslede avbrudd. 1-22 kV.

Årstall	ILE varslet Egetnett NettID 3:1-22 kV [MWh]	ILE varslet Egetnett NettID 4:1-22 kV [MWh]	ILE varslet Egetnett NettID 5:1-22 kV [MWh]
1995	40,020	,000	3,520
1996	,000	,000	,000
1997	,000	,000	,000
1998	,000	,000	,000
1999	,020	3,490	10,250
2000	,000	,000	,000
2001	1485,212	1446,810	1167,498
2002	1493,347	1402,486	1108,393
2003	1549,138	1577,406	1243,993
2004	1328,526	1393,429	1066,197
<b>Total</b>	<b>5896,263</b>	<b>5823,621</b>	<b>4599,851</b>

Tabell V6.7 Antall ikke varslede avbrudd. Luftnett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt DI	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 3:1-22 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 3:33-110 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 3:132 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 3:220-300 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 3:420 kV
1995	28818,000	59407	0	0	0	0
1996	39390,000	113603	0	0	0	0
1997	37639,000	120767	0	0	0	0
1998	37653,000	96363	0	0	0	0
1999	39675,000	121929	0	0	0	0
2000	41335,000	134231	8854	3888	0	0
2001	42469,000	155763	13567	3116	171	0
2002	42257,000	126700	10087	1710	1361	38
2003	41242,000	141631	10547	3506	88	0
2004	41584,000	123088	8751	2725	322	0
<b>Total</b>	<b>392062,00</b>	<b>1193482</b>	<b>51806</b>	<b>14945</b>	<b>1942</b>	<b>38</b>

Tabell V6.8 Avbruddsvarighet ikke varslede avbrudd. Luftnett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt DI	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 3:1-22 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 3:33-110 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 3:132 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 3:220-300 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 3:420 kV
1995	28818,000	91999,970	,000	,000	,000	,000
1996	39390,000	162761,870	,000	,000	,000	,000
1997	37639,000	187723,680	,000	,000	,000	,000
1998	37653,000	117358,060	,000	,000	,000	,000
1999	39675,000	183204,160	,000	,000	,000	,000
2000	41335,000	227119,257	13828,870	4385,550	,000	,000
2001	42469,000	236322,412	13793,560	1469,640	21,440	,000
2002	42257,000	159012,149	7396,580	735,790	1162,620	2,530
2003	41242,000	244870,052	10832,030	4787,160	12,180	,000
2004	41584,000	143518,780	5029,700	3948,950	42,930	,000
<b>Total</b>	<b>392062,000</b>	<b>1753890,390</b>	<b>50880,740</b>	<b>15327,090</b>	<b>1239,170</b>	<b>2,530</b>

Tabell V6.9 ILE ikke varslede avbrudd. Luftnett 1-22 kV.

Årstall	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 3:1-22 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 3:33-110 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 3:132 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 3:220-300 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 3:420 kV
1995	22,520	,000	,000	,000	,000
1996	,000	,000	,000	,000	,000
1997	,000	,000	,000	,000	,000
1998	,000	,000	,000	,000	,000
1999	,040	,000	,000	,000	,000
2000	,000	,000	,000	,000	,000
2001	4824,195	356,050	37,136	,572	,000
2002	3282,395	190,957	18,712	35,680	,050
2003	5260,055	500,711	156,997	,196	,000
2004	2787,347	133,944	100,822	,711	,000
<b>Total</b>	<b>16176,552</b>	<b>1181,662</b>	<b>313,667</b>	<b>37,159</b>	<b>,050</b>

Tabell V6.10 Antall varslede avbrudd. Luftnett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt DI	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 3:1-22 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 3:33-110 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 3:132 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 3:220-300 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 3:420 kV
1995	28818,000	23411	0	0	0	0
1996	39390,000	48877	0	0	0	0
1997	37639,000	45132	0	0	0	0
1998	37653,000	41720	0	0	0	0
1999	39675,000	33471	0	0	0	0
2000	41335,000	29844	2280	557	0	0
2001	42469,000	28796	1058	236	0	0
2002	42257,000	30672	1109	561	0	0
2003	41242,000	31263	1623	463	127	0
2004	41584,000	30088	1153	245	0	0
<b>Total</b>	<b>392062,000</b>	<b>343274</b>	<b>7223</b>	<b>2062</b>	<b>127</b>	<b>0</b>

Tabell V6.11 Avbruddsvarighet varslede avbrudd. Luftnett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt DI	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 3:1-22 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 3:33-110 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 3:132 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 3:220-300 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 3:420 kV
1995	28818,000	74858,610	,000	,000	,000	,000
1996	39390,000	146598,140	,000	,000	,000	,000
1997	37639,000	138278,100	,000	,000	,000	,000
1998	37653,000	97998,700	,000	,000	,000	,000
1999	39675,000	93401,250	,000	,000	,000	,000
2000	41335,000	75625,410	9328,460	2490,550	,000	,000
2001	42469,000	65195,700	2526,420	681,290	,000	,000
2002	42257,000	68228,450	1928,170	1797,420	,000	,000
2003	41242,000	71464,649	4696,720	390,290	186,270	,000
2004	41584,000	69430,299	2242,070	457,130	,000	,000
<b>Total</b>	<b>392062,00</b>	<b>901079,31</b>	<b>20721,840</b>	<b>5816,680</b>	<b>186,270</b>	<b>,000</b>

Tabell V6.12 ILE varslede avbrudd. Luftnett 1-22 kV.

Årstall	ILE varslet Egetnett NettID 3:1-22 kV	ILE varslet Egetnett NettID 3:33-110 kV	ILE varslet Egetnett NettID 3:132 kV	ILE varslet Egetnett NettID 3:220-300 kV	ILE varslet Egetnett NettID 3:420 kV
1995	40,020	,000	,000	,000	,000
1996	,000	,000	,000	,000	,000
1997	,000	,000	,000	,000	,000
1998	,000	,000	,000	,000	,000
1999	,020	,000	,000	,000	,000
2000	,000	,000	,000	,000	,000
2001	1485,212	54,949	5,948	,000	,000
2002	1493,347	39,343	35,101	,000	,000
2003	1549,138	83,886	6,387	2,452	,000
2004	1328,526	47,323	12,105	,000	,000
<b>Total</b>	<b>5896,263</b>	<b>225,501</b>	<b>59,541</b>	<b>2,452</b>	<b>,000</b>



Tabell V6.13 Antall ikke varslede avbrudd. Blandet nett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt Db	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 4:1-22 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 4:33-110 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 4:132 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 4:220-300 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 4:420 kV
1995	53070,000	81615	0	0	0	0
1996	48707,000	80616	0	0	0	0
1997	48196,000	100125	0	0	0	0
1998	49432,000	79347	0	0	0	0
1999	45602,000	100074	0	0	0	0
2000	43237,000	97109	6399	4215	0	0
2001	42362,000	95803	8365	2115	26	0
2002	41014,000	90519	5909	2837	1064	80
2003	43282,000	113296	7937	1397	12	0
2004	43889,000	88511	5942	823	8	0
<b>Total</b>	<b>458791,000</b>	<b>927015</b>	<b>34552</b>	<b>11387</b>	<b>1110</b>	<b>80</b>

Tabell V6.14 Avbruddsvarighet ikke varslede avbrudd. Blandet nett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt Db	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 4:1-22 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 4:33-110 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 4:132 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 4:220-300 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 4:420 kV
1995	53070,000	127929,510	,000	,000	,000	,000
1996	48707,000	102594,080	,000	,000	,000	,000
1997	48196,000	140351,760	,000	,000	,000	,000
1998	49432,000	91324,740	,000	,000	,000	,000
1999	45602,000	123944,530	,000	,000	,000	,000
2000	43237,000	139472,690	11805,240	4168,540	,000	57,000
2001	42362,000	128668,410	8689,580	2705,580	7,600	,000
2002	41014,000	105770,730	4308,770	1272,230	878,550	5,330
2003	43282,000	158855,739	5378,790	820,920	2,510	,000
2004	43889,000	111849,090	3099,430	1683,940	1,070	,000
<b>Total</b>	<b>458791,000</b>	<b>1230761,279</b>	<b>33281,810</b>	<b>10651,210</b>	<b>889,730</b>	<b>62,330</b>

Tabell V6.15 ILE ikke varslede avbrudd. Blandet nett 1-22 kV.

Årstall	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 4:1-22 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 4:33-110 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 4:132 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 4:220-300 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 4:420 kV
1995	,000	,000	,000	,000	,000
1996	,000	,000	,000	,000	,000
1997	,000	,000	,000	,000	,000
1998	,000	,000	,000	,000	,000
1999	9,110	,000	,000	,000	,000
2000	,000	,000	,000	,000	,000
2001	3960,709	329,899	80,160	,957	,000
2002	3502,564	225,426	73,579	34,696	,164
2003	4846,036	235,598	40,173	,105	,000
2004	3511,883	146,811	92,610	,074	,000
<b>Total</b>	<b>15830,302</b>	<b>937,734</b>	<b>286,522</b>	<b>35,832</b>	<b>,164</b>

Tabell V6.16 Antall varslede avbrudd. Blandet nett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt Db	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 4:1-22 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 4:33-110 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 4:132 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 4:220-300 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 4:420 kV
1995	53070,000	26556	0	0	0	0
1996	48707,000	42333	0	0	0	0
1997	48196,000	39099	0	0	0	0
1998	49432,000	38582	0	0	0	0
1999	45602,000	29855	0	0	0	0
2000	43237,000	25244	2823	1180	0	0
2001	42362,000	20786	511	1264	0	0
2002	41014,000	19116	931	856	0	0
2003	43282,000	21455	1490	649	0	0
2004	43889,000	20576	506	532	0	0
<b>Total</b>	<b>458791,000</b>	<b>283602</b>	<b>6261</b>	<b>4481</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Tabell V6.17 Avbruddsvarighet varslede avbrudd. Blandet nett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt Db	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 4:1-22 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 4:33-110 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 4:132 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 4:220-300 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 4:420 kV
1995	53070,000	73880,500	,000	,000	,000	,000
1996	48707,000	143098,380	,000	,000	,000	,000
1997	48196,000	113711,090	,000	,000	,000	,000
1998	49432,000	105328,211	,000	,000	,000	,000
1999	45602,000	83778,510	,000	,000	,000	,000
2000	43237,000	61968,839	10983,460	4368,600	,000	290,000
2001	42362,000	42658,130	1086,070	4141,840	,000	,000
2002	41014,000	42993,150	2980,960	3048,920	,000	,000
2003	43282,000	48703,410	4841,950	343,100	,000	,000
2004	43889,000	42710,350	2094,220	318,670	,000	,000
<b>Total</b>	<b>458791,000</b>	<b>758830,6</b>	<b>21986,660</b>	<b>12221,130</b>	<b>,000</b>	<b>290,000</b>

Tabell V6.18 ILE varslede avbrudd. Blandet nett 1-22 kV.

Årstall	ILE varslet Egetnett NettID 4:1-22 kV	ILE varslet Egetnett NettID 4:33-110 kV	ILE varslet Egetnett NettID 4:132 kV	ILE varslet Egetnett NettID 4:220-300 kV	ILE varslet Egetnett NettID 4:420 kV
1995	,000	,000	,000	,000	,000
1996	,000	,000	,000	,000	,000
1997	,000	,000	,000	,000	,000
1998	,000	,000	,000	,000	,000
1999	3,490	,000	,000	,000	,000
2000	,000	,000	,000	,000	,000
2001	1446,810	44,888	78,544	,000	,000
2002	1402,486	87,690	64,352	,000	,000
2003	1577,406	117,043	10,517	,000	,000
2004	1393,429	69,130	16,209	,000	,000
<b>Total</b>	<b>5823,621</b>	<b>318,751</b>	<b>169,622</b>	<b>,000</b>	<b>,000</b>

Tabell V6.19 Antall ikke varslede avbrudd. Kabelnett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt Dk	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 5:1-22 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 5:33-110 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 5:132 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 5:220-300 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 5:420 kV
1995	19548,000	9194	0	0	0	0
1996	24010,000	13935	0	0	0	0
1997	27294,000	19351	0	0	0	0
1998	27133,000	17513	0	0	0	0
1999	31197,000	24738	0	0	0	0
2000	32989,000	20202	2805	2169	0	0
2001	32768,000	18103	5765	1138	1170	0
2002	35764,000	19156	5028	1647	2687	0
2003	36452,000	21682	7561	1797	2816	0
2004	36031,000	18209	3919	948	6	0
Total	303186,000	182083	25078	7699	6679	0

Tabell V6.20 Avbruddsvarighet ikke varslede avbrudd. Kabelnett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt Dk	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 5:1-22 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 5:33-110 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 5:132 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 5:220-300 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 5:420 kV
1995	19548,000	10040,390	,000	,000	,000	,000
1996	24010,000	18178,830	,000	,000	,000	,000
1997	27294,000	27699,200	,000	,000	,000	,000
1998	27133,000	19495,340	,000	,000	,000	,000
1999	31197,000	27479,480	,000	,000	,000	,000
2000	32989,000	23547,660	2338,440	1154,220	,000	,000
2001	32768,000	20018,970	7031,220	483,690	327,970	,000
2002	35764,000	22937,580	4093,270	612,460	8289,520	,000
2003	36452,000	28377,220	4079,030	2208,870	484,890	,000
2004	36031,000	17289,020	1833,030	458,260	,800	,000
Total	303186,000	215063,689	19374,990	4917,500	9103,180	,000

Tabell V6.21 ILE ikke varslede avbrudd. Kabelnett 1-22 kV.

Årstall	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 5:1- 22 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 5:33- 110 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 5:132 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 5:220-300 kV	ILE Ikkevarslet Egetnett NettID 5:420 kV
1995	6,690	,000	,000	,000	,000
1996	,000	,000	,000	,000	,000
1997	,000	,000	,000	,000	,000
1998	,000	,000	,000	,000	,000
1999	6,370	,000	,000	,000	,000
2000	,000	,000	,000	,000	,000
2001	1832,006	600,499	65,412	90,927	,000
2002	2084,903	529,459	107,615	1092,262	,000
2003	2164,041	471,415	305,375	64,700	,000
2004	1526,387	212,842	66,190	,058	,000
Total	7620,397	1814,215	544,592	1247,947	,000

Tabell V6.22 Antall varslede avbrudd. Kabelnett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt Dk	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 5:1-22 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 5:33-110 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 5:132 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 5:220-300 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 5:420 kV
1995	19548,000	5320	0	0	0	0
1996	24010,000	9487	0	0	0	0
1997	27294,000	8244	0	0	0	0
1998	27133,000	8014	0	0	0	0
1999	31197,000	7602	0	0	0	0
2000	32989,000	6513	1112	163	0	0
2001	32768,000	4175	270	99	0	0
2002	35764,000	4425	760	180	0	0
2003	36452,000	5898	663	97	2	0
2004	36031,000	5445	339	230	0	0
<b>Total</b>	<b>303186,000</b>	<b>65123</b>	<b>3144</b>	<b>769</b>	<b>2</b>	<b>0</b>

Tabell V6.23 Avbruddsvarighet varslede avbrudd. Kabelnett 1-22 kV.

Årstall	Rappkt Dk	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 5:1-22 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 5:33-110 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 5:132 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 5:220-300 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 5:420 kV
1995	19548,000	15901,080	,000	,000	,000	,000
1996	24010,000	30404,010	,000	,000	,000	,000
1997	27294,000	27732,460	,000	,000	,000	,000
1998	27133,000	22384,420	,000	,000	,000	,000
1999	31197,000	25598,540	,000	,000	,000	,000
2000	32989,000	20698,170	6407,930	744,110	,000	,000
2001	32768,000	9783,840	1143,260	490,120	,000	,000
2002	35764,000	11114,740	2230,370	224,850	,000	,000
2003	36452,000	15573,870	2217,530	155,590	2,930	,000
2004	36031,000	12300,860	870,080	476,250	,000	,000
<b>Total</b>	<b>303186,000</b>	<b>191491,990</b>	<b>12869,170</b>	<b>2090,920</b>	<b>2,930</b>	<b>,000</b>

Tabell V6.24 ILE varslede avbrudd. Kabelnett 1-22 kV.

Årstall	ILE varslet Egetnett NettID 5:1-22 kV	ILE varslet Egetnett NettID 5:33-110 kV	ILE varslet Egetnett NettID 5:132 kV	ILE varslet Egetnett NettID 5:220-300 kV	ILE varslet Egetnett NettID 5:420 kV
1995	3,520	,000	,000	,000	,000
1996	,000	,000	,000	,000	,000
1997	,000	,000	,000	,000	,000
1998	,000	,000	,000	,000	,000
1999	10,250	,000	,000	,000	,000
2000	,000	,000	,000	,000	,000
2001	1167,498	106,186	42,470	,000	,000
2002	1108,393	131,363	24,562	,000	,000
2003	1243,993	148,843	16,517	,426	,000
2004	1066,197	65,681	45,885	,000	,000
<b>Total</b>	<b>4599,851</b>	<b>452,073</b>	<b>129,434</b>	<b>,426</b>	<b>,000</b>

Tabell V6.25 Antall avbrudd i sentralnettet pga hendelser i eget nett.

Årstall	Rappkt Sn	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 1:1-22 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 1:33-110 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 1:132 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 1:220-300 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 1:420 kV
1995	9,000	1	0	0	0	0
1996	9,000	0	0	0	0	0
1997	9,000	4	0	0	0	0
1998	4,000	0	0	0	0	0
1999	4,000	0	0	0	0	0
2000	5,000	1	0	0	0	0
2001	6,000	0	0	1	1	0
2002	7,000	0	0	1	2	0
2003	9,000	0	0	3	0	0
2004	13,000	0	1	5	5	0
<b>Total</b>	<b>75,000</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>0</b>

Tabell V6.26 Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE. Kilde: Statnetts rapport: Driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet - Årsstatistikk 2004

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 (%)
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
2004	25	2172	15996	13,6

Tabell V6.27 Antall ikke varslede avbrudd. Regionalnett.

Årstall	Rappkt Rn	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 2:1-22 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 2:33-110 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 2:132 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 2:220-300 kV	Antall avbrudd Ikke varslet Egetnett NettID 2:420 kV
1995	88,000	52	0	0	0	0
1996	98,000	53	0	0	0	0
1997	112,000	41	0	0	0	0
1998	114,000	19	0	0	0	0
1999	130,000	56	0	0	0	0
2000	137,000	21	12	10	2	0
2001	140,000	9	18	16	0	58
2002	124,000	5	28	13	3	0
2003	126,000	21	13	6	5	0
2004	129,000	2	14	6	1	0
<b>Total</b>	<b>1198,000</b>	<b>279</b>	<b>85</b>	<b>51</b>	<b>11</b>	<b>58</b>

**NB!** Det antas at de 58 avbrudd rapportert i 2001 for spenningsnivå 420 kV er feil. De er derfor ekskludert i figur Figur 7.14.

Tabell V6.28 Avbruddsvarighet ikke varsle avbrudd. Regionalnett.

Årstall	Rappkt Rn	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 2:1-22 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 2:33-110 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 2:132 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 2:220-300 kV	Avbrudd varighet IkkeVarslet Egetnett NettID 2:420 kV
1995	88,000	108,990	,000	,000	,000	,000
1996	98,000	99,540	,000	,000	,000	,000
1997	112,000	52,420	,000	,000	,000	,000
1998	114,000	17,680	,000	,000	,000	,000
1999	130,000	35,120	,000	,000	,000	,000
2000	137,000	120,810	180,300	25,050	,830	,000
2001	140,000	23,390	20,640	3,980	,000	48,750
2002	124,000	6,470	223,820	12,110	1,650	,000
2003	126,000	9,570	17,550	5,720	,640	,000
2004	129,000	6,210	7,090	4,900	1,630	,000
<b>Total</b>	<b>1198,000</b>	<b>480,200</b>	<b>449,400</b>	<b>51,760</b>	<b>4,750</b>	<b>48,750</b>

**NB!** Det antas at de 48,75 timer rapportert i 2001 for spenningsnivå 420 kV er feil. De er derfor ekskludert i figur Figur 7.15.

Tabell V6.29 Antall varsle avbrudd. Regionalnett.

Årstall	Rappkt Rn	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 2:1-22 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 2:33-110 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 2:132 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 2:220-300 kV	Antall avbrudd varslet egetnett NettID 2:420 kV
1995	88,000	10	0	0	0	0
1996	98,000	17	0	0	0	0
1997	112,000	29	0	0	0	0
1998	114,000	24	0	0	0	0
1999	130,000	19	0	0	0	0
2000	137,000	5	0	0	0	0
2001	140,000	2	4	6	0	136
2002	124,000	1	4	1	0	0
2003	126,000	0	0	0	0	0
2004	129,000	2	4	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1198,000</b>	<b>109</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>136</b>

**NB!** Det antas at de 136 rapporterte avbrudd i 2001 for spenningsnivå 420 kV er feil. De er derfor ekskludert i Figur 7.16.

Tabell V6.30 Avbruddsvarighet varslede avbrudd. Regionalnett.

Årstall	Rappkt Rn	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 2:1-22 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 2:33-110 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 2:132 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 2:220-300 kV	Avbrudd varighet Varslet Egetnett NettID 2:420 kV
1995	88,000	48,000	,000	,000	,000	,000
1996	98,000	104,780	,000	,000	,000	,000
1997	112,000	126,220	,000	,000	,000	,000
1998	114,000	80,750	,000	,000	,000	,000
1999	130,000	86,580	,000	,000	,000	,000
2000	137,000	20,100	,000	,000	,000	,000
2001	140,000	9,170	22,950	6,670	,000	431,350
2002	124,000	1,470	15,020	4,170	,000	,000
2003	126,000	,000	,000	,000	,000	,000
2004	129,000	1,610	7,830	,000	,000	,000
<b>Total</b>	<b>1198,000</b>	<b>478,680</b>	<b>45,800</b>	<b>10,840</b>	<b>,000</b>	<b>431,350</b>

**NB!** Det antas at de 431,35 timer rapportert i 2001 for spenningsnivå 420 kV er feil. De er derfor ekskludert i Figur 7.17.







**SINTEF Energiforskning AS**  
Adresse: 7465 Trondheim  
Telefon: 73 59 72 00

**SINTEF Energy Research**  
Address: NO 7465 Trondheim  
Phone: + 47 73 59 72 00