

# Nettsentralens praksis og forbedringspotensial i TrønderEnergi

**Per Vaaje**

Master of Science in Electric Power Engineering

Innlevert: juni 2016

Hovedveileder: Kjell Sand, ELKRAFT

Medveileder: Geir Solum, Trønder Energi Nett  
Morten Husom, Powel

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk





## Oppgavetekst

Avhengigheten av pålitelig kraftforsyning har stadig vært økende som avspeiles i stadig økende kostnader for ikke levert energi (KILE) ved de oppdateringer som er gjennomført til nå siden 1990-tallet. Det er umulig å hindre feil på komponenter i kraftsystemet så det er derfor viktig at gjenopprettingen av forsyning etter feil skjer så raskt som mulig. Feil i høy- og lavspennings distribusjonsnett bidra mye mer til samlet KILE i Norge sammenlignet med sentral- og regionalnettet. I distribusjonsnettet skjer mye av seksjoneringen ved feil ved hjelp av manuelle bryterkoblinger som krever at personell må reise ut til koblingspunktet og koble brytere. For å minimalisere KILE-kostnadene er det derfor sentralt at seksjoneringen skjer så raskt som mulig. Nye verktøy (f.eks. DMS-Distribution Management System) og nye datakilder (f.eks. AMS, sosiale medier...) gir muligheter for raskere å lokalisere feil og følgelig gjøre en mer effektiv seksjonering. Oppgaven går ut på å foreslå hvordan nye verktøy og nye data best kan utnyttes til redusert KILE i ulike feilsituasjoner. Problemstillinger som ønskes adressert i oppgaven er:

- Beskriv feilhåndteringen i dag hos TE
  - Hvilken filosofi/metodikk/fremgangsmåte benyttes?
  - Hvilke verktøy og informasjon benyttes i driftssentralen og av personell i felt?
- Vurder i hvilken grad feilhåndteringen er «optimal» gitt dagens verktøy og de data som er tilgjengelige?
  - Finnes det f.eks. informasjon som er kjent for nettselskapet, men som man ikke klarer å utnytte?
- Gi en oversikt over «nye» datakilder og hvilken nytte disse kan ha i feilsituasjoner
- Hvilken tilleggs-instrumentering (flere feilindikatorer, sensorer, målinger, osv.) vil være nyttig for en mer effektiv feilhåndtering
- Utarbeid forslag til ønsket funksjonalitet i DMS for støtte neste generasjon feilhåndtering
  - Hvis det er mulig eksemplifiserer metodeforslagene ut fra i iscenesatte scenarioer

Oppgaven er gitt i samarbeid med TrønderEnergi og Powel AS.

Faglærer/hovedveileder:

Kjell Sand, NTNU

Veileder bedrift:

Geir Solum, TrønderEnergi

Veileder bedrift:

Morten Husom, Powel AS

## Forord

Denne masteroppgaven avslutter mitt studie innen Electric Power Engineering ved Institutt for elkraftteknikk, på Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet (NTNU). Oppgaven utgjør de siste 30 studiepoengene som er innebefattet i graden Master of Science in Electric Power Engineering og ble skrevet våren 2016.

Oppgaven er utviklet i samarbeid med TrønderEnergi og Powel AS og omhandler TrønderEnergi sin praksis ved driftsforstyrrelser i deres kraftnett og hvordan hjelpesystemer kan forbedres til å gi mindre kostnader ved avbrudd. Oppgaven innebefatter hvordan driftsforstyrrelser blir håndtert av TrønderEnergis nettsentral og hvordan ny-, eller forbedret informasjon kan bli benyttet i Distribution management systems (DMS) som er levert av Powel. Masteroppgaven er laget som en enkeltstående rapport, men har blitt utviklet etter et fordypningsprosjekt i studiet, høsten 2015. Fordypningsprosjektet ble også utført for TrønderEnergi og Powel AS.

Jeg ønsker å takke mine veiledere Kjell Sand, Geir Solum og Morten Husom for gode innspill og kommentarer vedrørende tematikken i rapporten. De har alle tre bidratt til å gi meg den nødvendige bakgrunnsinformasjonen jeg trengte i oppgaven og guidet meg i riktig retning når jeg trengte råd. Jeg vil rette en særskilt takk til Anders Bergem som jeg har hatt lange samtaler og diskusjoner med vedrørende store og små spørsmål om nettsentralens praksis. Anders har i stor grad vært med på å utforme oppgavenes innhold og gi gode innspill og kommentarer underveis i oppgaveskrivingen.

Jeg vil rette en takk til TrønderEnergi og dets personell som har latt meg få benytte meg av deres lokaler og gitt meg nødvendig informasjon. Jeg vil også rette en takk til Powel for å få muligheten til å få se iAM DMS fra en programutviklers synsvinkel, noe et besøk i Powel sine lokaler og kommunikasjon med Morten Husom ga meg.

## Sammendrag

Norges kraftnett er i dag driftet av mange små og store nettselskap, som hver for seg har som mål å ha høy driftssikkerhet i sitt kraftnett. I denne rapporten blir det sett spesielt på nettselskapet TrønderEnergi, der fokuset har vært på nettsentralens praksis under feilretting etter driftsforstyrrelser. Ved driftsforstyrrelser er det nettsentralens jobb å gjenopprette kraftforsyningen raskt, uten fare for liv og helse. Driftsforstyrrelsene som skjer i kraftnettet gir avbruddskostnader for nettselskapet og disse kostnadene er ønskelig å holde til et minimum. Avbruddskostnadene blir gitt ut fra myndighetskrav, der *Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke Levert Energi* (KILE-ordningen) setter rammen for hvor store kostnadene blir. I dag står det norske distribusjonsnettet for omtrent 80% av alle avbruddskostnader i kraftnettet og det er naturlig at dette nettnivået blir et fokusområde i rapporten.

Det finnes hovedsakelig to måter å få ned avbruddskostnadene, der den første er ved å unngå avbrudd og den andre er ved å redusere omfanget/tiden som forbrukere erfarer avbrudd. For å unngå avbrudd må kraftnettets sensitivitet ovenfor påvirkninger reduseres og mulige trusler elimineres, dette kan bl.a. gjøres gjennom godt vedlikehold og skogrydding under høyspentlinjer. Muligheten for å redusere omfang og tiden som blir erfart ved avbrudd ligger hovedsakelig hos nettsentralen og dets personell, dette fordi feilrettingsforløpet styres derfra. Gode rutiner og verktøy som forenkler feilrettingsforløpet og systemer som gir hjelpemidler for en rask og sikker gjenoppretting etter driftsforstyrrelser er ønskelig for å redusere avbruddskostnadene.

I rapporten har dagens praksis under driftsforstyrrelser blitt utdypet, der viktige elementer innen overvåkning, planlegging/analyse, respons og dokumentering er belyst. Det er også blitt sett på hvordan seksjoneringsforløpet foregår ved forskjellige nettutforminger i distribusjonsnettet og hvordan feilrettingsforløp kan automatiseres. Rapporten er også gitt i samarbeid med Powel, som leverer et av TrønderEnergi sine driftskontrollsystemer (iAM DMS). Det har derfor blitt sett på muligheter for å inkludere forbedringer i iAM DMS, slik at det både legges opp til gode programløsninger og forbedringer i dagens praksis ved nettsentralen.

Rapporten presenterer ulike forslag som gir store og små forbedringer, der disse er ment til å bedre nettsentralens oppgaver og gjøre mer informasjon tilgjengelig for aktuelle parter. Blant annet er feilstatistikk blitt brukt til å opplyse og gi innsikt som kan benyttes av ulike deler av TrønderEnergi.

## Abstract

Norway's power grid is currently operated by many small and big utility companies, each of which aims to achieve high reliability in their distribution networks. This report looks into the utility company TrønderEnergi's practice, where the main focus in the examination has been directed towards their control center's task of handling post fault situations in the grid. Restoring the power grid after faults is one of the control center's main tasks, where it is in their interest to restore the power grid quickly, without risking people's health. Depending on the outage's duration and customer composition, the utility company have to pay costs of disruption. Governmental regulations decides the basis of these disruption costs, thus setting the utility companies cost of energy not supplied (CENS). In Norway today, the distribution grid (1-22 kV) got the highest amount of CENS, with about 80% of the total yearly amount. The main topic in this report is to find ways to reduce the CENS in the distribution grid.

There are two main ways to reduce outage costs, the first is by avoiding interruptions and the other is by reducing the affected area/duration the consumers are experiencing disruptions. To avoid interruptions, there must be made a reduction in the power grid's sensitivity towards influences or remove potential threats to the grid. If there is to be a reduction in the extent and time of disruptions experienced by the customers, there must be improvements done to the fault handling practice, executed by the crew of the control center. Developing solutions to gain best practice fault handling, tools that simplify the control center's tasks and systems that provide aids for a quick and safe recovery after faults, are desirable to reduce outage costs.

The current practice in pre, during and post fault conditions are elaborated in the report, where the important elements in monitoring, planning/analysis, response and documentation are discussed. The report also includes parts showing fault handling in the various distribution grid configurations and how automatization possibilities can be included in the future. The report also looks into how new/existing information can be used in TrønderEnergi's distribution management system (DMS), delivered by Powel AS. Opportunities to include improvements in the DMS became a background topic in the report, since it includes both system developers and the current practice done by the control center.

The report presents various proposals that potentially give large and small improvements to the control center's task of keeping the power grid operational. Some of the proposals also includes ways to make more information available to relevant parties. One of the main information sources that's used in the report is fault statistics (FASIT-data), which have been used to supplement the report and provide insight that can be used by different parts of TrønderEnergi's staff.

## Innholdsfortegnelse

Oppgavetekst .....	ii
Forord .....	iii
Sammendrag .....	iv
Abstract .....	v
Figurliste .....	x
Tabelliste .....	xii
Definisjoner og akronymer .....	xiii
1. Innledning .....	1
1.1 Bakgrunn og formål .....	1
1.2 Problemdefinisjon .....	2
1.3 Forutsetninger og avgrensninger .....	3
1.4 Litteraturstudium og problemløsning .....	4
1.5 Oppgavestruktur .....	5
2. Kraftnettets driftssentraler .....	6
2.1 Systemansvaret i kraftnettet .....	6
2.1.1 Driftssentraler og nettsentraler .....	7
2.1.2 Ansvarsfordeling og hierarki .....	8
2.1.3 Teknologitviking av nettsentralens hjelpemidler .....	10
2.2 Nettsentralens oppgaver .....	11
2.2.1 Overvåkning .....	12
2.2.2 Planlegging og analyse .....	12
2.2.3 Respons .....	12
2.2.4 Dokumentering .....	13
2.3 Driftsingeniørenes arbeidshverdag .....	13
2.3.1 Nettsentralens arbeidsmengde .....	14
2.3.2 Krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS) .....	15
3. Dokumenterte driftsforstyrrelser hos TE .....	17
3.1 Årlige driftsforstyrrelser .....	18
3.1.1 Driftsforstyrrelsers feilkarakter .....	19
3.1.2 Driftsforstyrrelser i de forskjellige nettypene .....	20
3.1.3 Varige og forbigående driftsforstyrrelser .....	23
3.1.4 Månedsfordeling av driftsforstyrrelser .....	24



3.1.5 Driftsforstyrrelser, ukedag .....	25
3.2 Utløsende og bakenforliggende årsak.....	26
3.2.1 Utløsende årsak.....	26
3.2.2 Avbruddskostnader .....	27
3.2.3 Driftsforstyrrelser fra omgivelser .....	28
3.3 Ekstremvær og større variasjoner i antall feil .....	29
3.3.1 Framtidsutsikter .....	30
4. Overvåkning og informasjon fra kraftnettet .....	32
4.1 Informasjonsinnhenting .....	32
4.1.1 Målinger i kraftnettet.....	34
4.1.2 Distribution management systems, DMS.....	34
4.1.2 Kontinuerlig informasjonsflyt.....	35
4.1.3 Nettsentralens bruk av programmer.....	35
4.2 Hjelpverktøy for beslutninger .....	38
4.2.1 Modell over kraftnettet og dets anleggsdeler .....	38
4.2.2 Tilstandsestimator .....	38
4.2.3 Lastestimering .....	38
4.2.4 Kraftflytberegninger .....	39
4.2.5 Kortslutnings- og jordslutningsanalyser .....	39
4.2.6 Korttids lastprognose .....	39
4.2.7 Optimalisering av spenning og reaktiv effekt.....	39
4.2.8 Optimalisere nettopologi .....	40
4.2.9 Feillokalisering, isolering og gjenoppretting til drift .....	40
4.2.10 Markeringer og låsing av funksjonalitet.....	40
4.2.11 Varsling av kunder og informasjonsutveksling.....	41
4.2.12 Dokumentering av feilhendelser .....	41
4.3 Avanserte måle- og styringssystem (AMS).....	41
4.3.1 AMS som informasjonskanal .....	41
4.3.2 RF-mesh teknologi som AMS kommunikasjonsløsning.....	42
4.3.3 Tilleggs funksjonalitet i AMS .....	43
4.3.4 Målinger i nettstasjoner .....	43
5. Respons ved driftsforstyrrelser .....	45
5.1 Feilrettingsforløp i TE .....	46
5.1.1 Feilvarsler til nettsentralen .....	49
5.2 Driftsforstyrrelser i linjenett.....	49
5.2.1 Prøvekobling.....	50

5.2.2 Seksjonering ved kortslutninger i linjenett .....	50
5.2.3 Seksjonering ved jordslutninger i linjenett.....	52
5.3 Driftsforstyrrelser i kabelnett.....	53
5.3.1 Megging.....	54
5.3.2 Seksjonering i kabelnett .....	54
5.3.3 Eksempel på seksjonering i kabelnett .....	55
5.4 Driftsforstyrrelser i blandet nett .....	58
5.4.1 Seksjonering i blandet distribusjonsnett.....	59
6. Feil-lokalisasjon, isolasjon og restaurering (FLIR).....	60
6.1 FLIR-løsningers virkemåte .....	62
6.1.1 Premisser for FLIR løsninger .....	65
6.1.2 TEs status i forhold til premissene til FLIR.....	67
6.1.3 Kommunikasjons metoder for FLIR- løsninger .....	67
6.2 Internasjonale FLIR prosjekter.....	68
6.2.1 Erfaringer fra prosjektene .....	68
6.3 Jord- og kortslutningsindikatorer .....	70
6.3.1 Indikatorer i de ulike nettypene.....	71
6.3.2 Plassering av indikatorer .....	72
6.3.3 TE sin erfaring med feilindikatorer .....	72
7. Forbedringspotensial for nettsentralens praksis .....	74
7.1 Reduksjon og eliminering av avbruddstid .....	75
7.1.1 Forbedret overvåkning .....	76
7.1.2 Forbedret respons ved driftsforstyrrelser .....	77
7.1.3 Forbedret benyttelse av dokumentasjonen av feil .....	77
7.2 Fremtidens nettsentraler .....	77
8. Forslag til forbedringer ved nettsentralens praksis .....	79
8.1 Flåtestyring av montører .....	79
8.2 Bryterinformasjon .....	82
8.3 Etablering av internforum for nettsentraler .....	84
8.4 Detektering av fasebrudd.....	85
8.4.1 Fasebrudd i høyspentnettet .....	86
8.4.2 Fasebrudd i lavspenettet .....	87
8.4.3 Inkludering av fasebrudd i DMS .....	87
8.5 Vinds innvirkning på driftsforstyrrelser.....	88
8.5.1 Sula fyr.....	89
8.5.2 Vindmålinger ved Sula fyr.....	89

8.5.3 Driftsforstyrrelser fra vind .....	92
8.5.4 Nettsentralens erfaring med vindrelaterte feil .....	94
8.5.5 Erfaringsbasert læring og muligheter for DMS .....	96
8.6 Benyttelse av FASIT-data til vedlikeholdsplanlegging .....	97
9. Drøfting av foreslåtte forbedringer og rapportens fremlegginger.....	99
10. Konklusjon .....	106
Bibliografi .....	108
Appendiks .....	a

## Figurliste

Figur 1 Typisk inndeling av det norske kraftnettet[10] .....	6
Figur 2 Ansvarsroller ved arbeid på, eller nær ved elektriske installasjoner, laget i draw.io[11].....	8
Figur 3 Nettsentralens arbeidsmengde fra hendelsesbasert arbeid.....	14
Figur 4 Hendelsesbasert arbeid fordelt på ukedag .....	15
Figur 5 Årlige driftsforstyrrelser ved TEs nettsentral, feil i andres og eget nett.....	18
Figur 6 Årlige driftsforstyrrelser fordelt på nettype hvor de inntraff .....	19
Figur 7 Driftsforstyrrelsers feilkarakter .....	20
Figur 8 Driftsforstyrrelsers feilkarakter og nettype i perioden 2010 til og med 2015 .....	21
Figur 9 Prosentfordeling a feilkarakter i forhold til nettype .....	23
Figur 10 Varige og forbigående driftsforstyrrelser, etter driftsår .....	24
Figur 11 Månedsfordeling av driftsforstyrrelser .....	25
Figur 12 Driftsforstyrrelser fordelt på ukedag.....	25
Figur 13 NetBas sin FASIT-rapportering, utløsende- og bakenforliggende-årsak for omgivelser[25] ..	26
Figur 14 Driftsforstyrrelser fordelt etter utløsende årsak.....	27
Figur 15 Avbruddskostnad fordelt etter utløsende årsak .....	28
Figur 16 Driftsforstyrrelser fra omgivelser, prioritert rekkefølge av utløsende og/eller bakenforliggende årsak .....	29
Figur 17 Driftsforstyrrelser over gjennomsnittet, påvirkning fra omgivelser .....	30
Figur 18 Driftsforstyrrelser i eget nett, der de to største bidragsyterne er vist.....	30
Figur 19 Informasjonskanaler benyttet av nettsentralen i dag, laget i Mindomo[12].....	32
Figur 20 Fordeling av hvordan feil ble oppdaget.....	33
Figur 21 Distribusjonsnettets avganger[10] .....	34
Figur 22 Compass sin oversikt over mulige bruksområder .....	36
Figur 23 Kommunikasjonsmuligheter i implementering av AMS[32] .....	42
Figur 24 RF-mesh nettverk benyttet i AMS-løsningen hos TE, laget i draw.io[11] .....	43
Figur 25 Hendelsesforløp og tidsfordeling ved driftsforstyrrelser som gir et varig avbrudd[2] .....	45
Figur 26 Feilrettingsforløp som det er beskrevet i iAM DMS 2014 sin løsningsbeskrivelse .....	48
Figur 27 Distribusjonsnetts-avgang med visning av brytere som kan seksjonere nettet, laget i Elplek[13].....	51
Figur 28 Eksempelradial for kabelnett, tegnet i Elplek[13] .....	56
Figur 29 Eksempel av FLIR- løsning illustrert med bruksmønstermetoden[10].....	61
Figur 30 Feil inntreer på radialen tilknyttet transformatorstasjon B[34] .....	62
Figur 31 Vern i transformatorstasjon B merker feilen og kobler ut avgangen[34] .....	63
Figur 32 Feilsted blir detektert og nærmeste bryter nedstrøms blir koblet ut og isolerer feilen[34] ..	64
Figur 33 kraftforsyningen til friske deler av nettet blir forsynt fra reservematemulighet, her fra transformatorstasjon C[34] .....	65
Figur 34 Feilindikatorer i linjenett, med radiomottaker for videresending av signal[33] .....	71
Figur 35 Faktorer som utgjør feilfrekvensen av driftsforstyrrelser[45] .....	74
Figur 36 Faktorer som utgjør avbruddsvarigheten til driftsforstyrrelser[45] .....	75
Figur 37 Kart over Åfjord med aktuelle montører markert med grønn pil, ønsket bryterkobling markert med rød pil[25] .....	80
Figur 38 Informasjonsvisning i iAM DMS, med trafikklysvisning av hvor god bryteren er å benytte til seksjonering, laget i MS Paint .....	83

Figur 39 Distribusjonsnetts-radial hvor AMS er installert hos kunder og i nettstasjoner, laget i Elplek[13].....	86
Figur 40 Vindmålestasjoner i Trøndelagsregionen, Sula fyr avmerket[48] .....	89
Figur 41 Timefordeling i forhold til vindstyrke og retning .....	91
Figur 42 Antall timer med en gitt vindhastighet og retning, kompassplot .....	91
Figur 43 Driftsforstyrrelser fra vind .....	92
Figur 44 Driftsforstyrrelser fra vind, kompassplot .....	93
Figur 45 Driftsforstyrrelser fra vind i timer med mer enn en feil, kompassplot .....	94
Figur 46 Prosentandel timer med feil etter vindstyrke og retning.....	95
Figur 47 Prosentfordeling av driftsforstyrrelser fra vegetasjon og vind .....	97
Figur 48 Avbruddskostnader fra feil grunnet vegetasjon og vind .....	98
Figur 49 Fordelingen av driftsforstyrrelser, fokus på årsakene vegetasjon og vind .....	98
Figur 50 Alternativ 1 sin kjøretid og kjøreavstand i maps/google.com.....	n
Figur 51 Alternativ 2 sin kjøretid og kjøreavstand i maps/google.com.....	n
Figur 52 Alternativ 3 sin kjøretid og kjøreavstand i maps/google.com.....	o

## Tabelliste

Tabell 1 Systemansvarlig i kraftnettet.....	7
Tabell 2 Høyspent distribusjonsnettets fordeling .....	22
Tabell 3 Avstand og kjøretid for eksempelet om flåtestyring av montører .....	81
Tabell 4 Vindretnings inndeling i åtte himmelretninger .....	90
Tabell 5 Informasjon benyttet i Figur 3 .....	a
Tabell 6 Informasjon benyttet i Figur 4 .....	b
Tabell 7 Informasjon benyttet i Figur 5 .....	c
Tabell 8 Informasjon benyttet i Figur 6 .....	c
Tabell 9 Informasjon benyttet i Figur 7 .....	d
Tabell 10 Informasjon benyttet i Figur 8 og Figur 9 .....	e
Tabell 11 Informasjon benyttet i Figur 10 .....	e
Tabell 12 Informasjon benyttet i Figur 11 og Figur 17 .....	f
Tabell 13 Informasjon benyttet i Figur 12 .....	g
Tabell 14 Informasjon benyttet i Figur 14 .....	h
Tabell 15 Informasjon benyttet i Figur 15, tallene er oppgitt i kr * 1000 .....	i
Tabell 16 Informasjon benyttet i Figur 16 .....	j
Tabell 17 Informasjon benyttet i Figur 18 .....	l
Tabell 18 Informasjon benyttet i Figur 20 .....	m
Tabell 19 Informasjon benyttet i Figur 41 og Figur 42 .....	o
Tabell 20 Informasjon benyttet i Figur 43 og Figur 44 .....	o
Tabell 21 Informasjon benyttet i Figur 45 .....	p
Tabell 22 Informasjon benyttet i Figur 46, tallene er oppgitt i prosent.....	p
Tabell 23 Informasjon benyttet i Figur 47 .....	p
Tabell 24 Informasjon benyttet i Figur 48 .....	q
Tabell 25 Informasjon benyttet i Figur 49 .....	q

## Definisjoner og akronymer

Uttrykk/akronym	Definisjon, eller uttrykket som er forkortet	Referanse
AFA	Ansvarlig for arbeidet (Lavspennnett): Utpekt person som har fått ansvar for sikkerheten på arbeidsstedet.	[1]
AMS	Avanserte måle- og styringssystem	
Anlegg	Gruppe anleggsdeler som utfører en hovedfunksjon i kraftsystemet.	[2]
Anleggsdel	Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et anlegg.	[2]
AUS	Arbeid under spenning	
Avbrudd	Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningene er under 5 % av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min).	[3]
Avbruddsvarighet/ Avbruddstid	Medgått tid fra avbrudd inntreffer til sluttbruker igjen har spenning over 90% av avtalt spenningsnivå.	[3]
Bakenforliggende årsak	Hendelse eller omstendigheter som er tilstede før svikt inntreffer, men som i seg selv ikke nødvendigvis fører til svikt på en enhet.	[2]
Blandet nett	Nett som inneholder mindre enn 90% luftledning og 90% kabel (målt i antall km) i forhold til total nettlengde. Med nett menes i denne sammenheng anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter/sikring.	[3]
Distribusjonsnett	Overføringsnett med nominell spenning opp til og med 22 kV, med mindre annet er bestemt.	[4]
DMS	Distribution management systems	
Driftsforstyrrelse	Utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. Herunder regnes: a. Automatisk effektbryterutløsning/sikringsbrudd. b. Utkobling som følge av ukorrekt betjening. c. Påtvunget manuell utkobling (uten tilstrekkelig varslingsstid) uten tid til å gjøre eventuelle preventive tiltak. d. Mislykket innkobling av driftsklar kraftsystemenhet hvor det er nødvendig med	[3]

	vedlikeholdstiltak før et eventuelt nytt innkoblingsforsøk.	
Driftssentral	Sentral for overvåking og styring av overføringsanlegg og overvåking, styring og samkjøring av kraftverk.	[5]
Driftssikkerhet	Kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides.	[2]
DSO	<i>Distribution System Operator</i>	
FASIT	Et standardisert registrerings- og rapporteringssystem (med egen kravspesifikasjon) for feil og avbrudd i kraftsystemet. FASIT omfatter en felles terminologi, strukturering og klassifisering av data, felles opptellingsregler m.m.	[3]
FAT	Fabrikktest (Factory Acceptance Test)	
Feil	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon	[2]
Feilfrekvens	Antall feil i en gitt tidsperiode.	[2]
Feilsannsynlighet	Sannsynlighet for at en enhet svikter i en gitt tidsperiode.	[2]
Feilårsak	Forhold knyttet til konstruksjon, produksjon, installasjon, bruk eller vedlikehold som har ført til feil på enhet.	[2]
FLIR (FLISR)	Feillokalisering, isolering og restaurering (fault location, isolation, and service restoration)	
Forbigående feil	Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig.	[2]
Forbruker	Fysisk person som får levert elektrisk energi og netjtjeneste til målepunkt registrert kun på vedkommende, og som ikke hovedsakelig handler som ledd i næringsvirksomhet.	[6]
GIK	Automatisk gjeninnkobling	
GIS	Geografisk informasjonssystemer	
Gjenopprettingstid	Tid fra svikt på en enhet oppstår til nettet har samme eller tilsvarende drift som før svikt oppstod.	[2]
GPS	Global Positioning System	
HES	Head end system	
Høyspenning	Spenning som normalt overstiger 1000 V a.c. eller 1500 V d.c.	[1]
ILE	Ikke levert energi:	[3]



	Beregnet mengde elektrisk energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde intruffet.	
Inntektsramme	Er en ramme for tillatt inntekt på monopolvirksomhet. Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE) setter en øvre grense for hvor store inntekter nettselskaper kan ha på sin monopolbaserte virksomhet.	[7]
Kabelnett	Nett som inneholder mer enn 90% kabel (målt i antall km). Med nett menes i denne sammenheng anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter/sikring.	[3]
KILE (CENS)	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke Levert Energi (cost of energy not supplied)	
Komponent	Del av anleggsdel.	[2]
Lavspenning	Spenning som normalt ikke overstiger 1000 V a.c. eller 1500 V d.c.	[1]
LFK	Leder for kobling: Utpekt person som har fått ansvar for at nødvendige koblinger i høyspenningsanlegg blir utført på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte.	[1]
LFS	Leder for sikkerhet (høyspenning): Utpekt person som har fått ansvar for sikkerheten på arbeidsstedet.	[1]
Luftnett	Nett som inneholder mer enn 90% luftledning (målt i antall km). Med nett menes i denne sammenheng anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter/sikring.	[3]
Matepunkt	Leveringspunkt med ensidig forsyning mot sluttbruker(e).	[2]
Medvirkende årsak	Hendelse eller omstendigheter som opptrer i kombinasjon med utløsende årsak, hvor begge årsakene bidrar til svikt på en enhet.	[2]
Nettselskap	Omsetningskonsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettjenester.	[3]
Nominell spenning/ systemspenning	Spenningen som et system er betegnet eller identifisert ved, og som visse driftskarakteristikker er referert til.	[3]
OMS	Outage Management Systems	
PLC	Power line communication	
Regionalnett	Overføringsnett mellom sentralnett og distribusjonsnett.	[4]

Reparasjonstid	Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar.	[2]
RF, RF-mesh	Radio frekvens, radio frekvens nettverk	
SAT	Felttesting (Site Acceptance Test)	
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i>	
Sentralnett	Anlegg i overføringsnettet på spenningsnivå 132 kV eller høyere og som er definert som anlegg i sentralnettet.	[4]
Seksjoneringstid	Tid fra første feilmelding til enhet med feil er isolert mellom bryterne som ligger nærmest feilstedet.	[2]
Sluttbruker	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre.	[3]
Spenningskvalitet	Kvalitet på spenning i henhold til gitte kriterier.	[3]
Svikt	Hendelse der en enhets evne til å utføre sin funksjon opphører eller reduseres.	[2]
TE	TrønderEnergi	
TSO	Transmission System Operator, Systemansvarlig nettselskap	[7]
Utfall	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi.	[2]
Utkobling	Planlagt, påtvungen eller utilsiktet manuell åpning av en bryter, inkludert manuell fjernstyring.	[3]
Utløsende årsak	Hendelse eller omstendigheter som fører til svikt på en enhet.	[2]
Utløsning	Automatisk bryterfall eller sikringsbrudd.	[2]
Utrykkingstid	Tid fra første feilmelding til personell er klar til å starte gjenoppretting av drift.	[2]
Varig feil	Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig.	[2]
Varslet avbrudd	Avbrudd som skyldes planlagt utkobling der berørte sluttbrukere er informert på forhånd.	[3]
Varslingstid	Tid fra første bryterfall eller sikringsbrudd til feilmelding mottas.	[2]
Vedlikehold	En kombinasjon av alle tekniske og administrative aktiviteter, inkludert overvåkingsaktiviteter, som har til hensikt å opprettholde eller gjenvinne en tilstand som gjør en enhet i stand til å utføre en krevd funksjon.	[2]
VVO	Volt-VAr optimering	

# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn og formål

Det moderne samfunnet blir stadig mer avhengig av elektrisitet, samtidig som kravet til effektiv drift av kraftnettet stadig blir strengere. Nettselskapene skal som monopolvirksomhet minimere den samfunnsøkonomiske kostnaden ved drift av kraftnett og samtidig oppnå så høy pålitelighet som mulig. I 1991 tredde energiloven i kraft, formålet dens var å sikre at kraftbransjen skal drives på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte. I tiden etter 1991 var det mindre investering i kraftnett, dels på grunn av at det meste av bygningsmasse var elektrifisert og kraftnettet hadde tilstrekkelig kapasitet[8], men også fordi det ikke fantes noen motvekt til investeringskostnaden ved kraftnettutbygging. Insentivet til å optimalisere forbedringer/nybygging kom først i 2001, da gjennom innføringen av *Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke Levert Energi* (KILE-ordningen). Siden KILE-ordningen ble etablert, har feil i 1 – 22 kV distribusjonsnettet gjennomsnittlig stått for rundt om 80% av total *Ikke Levert Energi* (ILE)[9]. Den store andelen ILE i distribusjonsnett kommer av forskjellige årsaker, men den radielle driften er nok det som gjør at denne delen av nettet er mest sårbar.

Radiell drift er gunstig i distribusjonsnettet da det gir en enklere struktur med tanke på vern-innstillinger og kraftflyt, men gjør også at alle driftsforstyrrelser vil føre til avbrudd hos forbrukere. Det er umulig å forhindre feil på komponenter i kraftsystemet så det er derfor viktig at gjenopprettingen av forsyning etter feil skjer så raskt som mulig. I dag finnes det ikke noe prisgunstig alternativ til radiell drift av distribusjonsnett og det ses derfor på hvordan nettselskaper kan bli bedre forberedt og hvordan de kan håndtere driftsforstyrrelser mer effektivt.

Det er døgnbemannede driftssentraler som tar seg av innkommende driftsforstyrrelser i kraftnettet, og disse har som oppgave å drifte nettet optimalt, uten fare for liv og helse. Denne oppgaven fokuserer spesielt på TrønderEnergi (TE) sin praksis vedrørende driftsforstyrrelser, hvilke systemer/oppslagsverk som benyttes og hva som burde være med i fremtidige hjelpesystemer. Slike hjelpesystemer kalles ofte *Distribution Management Systems* (DMS) og er spesiallagde dataverktøy som letter driftssentralens arbeid.

## 1.2 Problemdefinisjon

Problemstillinger som ønskes adressert i oppgaven er:

- Beskriv feilhåndteringen i dag hos TE
  - Hvilken filosofi/metodikk/fremgangsmåte benyttes?
  - Hvilke verktøy og informasjon benyttes i driftssentralen og av personell i felt?
- Vurder i hvilken grad feilhåndteringen er «optimal» gitt dagens verktøy og de data som er tilgjengelige?
  - Finnes det f.eks. informasjon som er kjent for nettselskapet, men som man ikke klarer å utnytte?
- Gi en oversikt over «nye» datakilder og hvilken nytte disse kan ha i feilsituasjoner
- Hvilken tilleggs-instrumentering (flere feilindikatorer, sensorer, målinger, osv.) vil være nyttig for en mer effektiv feilhåndtering
- Utarbeid forslag til ønsket funksjonalitet i DMS for støtte neste generasjon feilhåndtering
  - Hvis det er mulig eksemplifiserer metodeforslagene ut fra i iscenesatte scenarioer

Det fokuseres i denne oppgaven på Powel sin utgave av DMS, siden Powel skal oppgradere eksisterende DMS hos TE. Det er nødvendigvis ikke bare hva som kan bedre TE sin praksis ved driftsforstyrrelser som blir lagt vekt på, men heller hva som kan bli gjort mulig i fremtidens DMS.

### 1.3 Forutsetninger og avgrensninger

Rapporten er en enkeltstående rapport, men det ble høsten 2015 utført et spesialiseringsprosjekt som ga bedret innsikt i programmer, datagrunnlag og utfordringene rundt masteroppgavens tematikk. Spesialiseringprosjektet hadde en annen vinkling og var til en viss grad relatert til en del av elementene rundt driftsforstyrrelser og feilrettingsforløp. Spesialiseringprosjektet var derfor en form for forstudie for masteroppgaven, men oppgavens fokus er veldig forskjellige. Omstillingen til masteroppgavens tematikk var derfor nødvendig, noe som krevde at en del tid ble satt av til dette. Siden det er begrenset tid på å skrive oppgaven så ble det nødvendig å begrense omfanget av enkelte temaer i rapporten. Avgrensninger som er gjort i rapporten:

- Internett of things, big data

Det ble valgt å fokusere på mer håndfaste informasjonskilder enn det som kan hentes fra skyen av informasjon som er tilgjengelig via sosiale media, internett, osv. Tankegangen rundt benyttelsen av informasjon fra slike kilder blir veldig visjonær og er slik jeg ser det, veldig fjern fra hva som blir valgt som fokus hos nettselskaper foreløpig. Beslutningen om å ta denne begrensingen ble gjort for å sette en begrensning i for hvor visjonær rapporten skulle være.

- Fokus på driftsingeniørenes arbeid ved nettsentralen

I rapporten har det blitt fokusert på driftsingeniørenes arbeidsoppgaver ved TE sin nettsentral og deres samarbeid med annet personell i TE. Flere driftsoppgaver er allerede satt bort til andre deler av TE sitt personell som ikke jobber som en del av driftsingeniørene som er med i vaktturnusen ved nettsentralen. Disse driftsoppgavene er nevnt til en viss grad i rapporten, men ikke utdypet i stor grad.

- Fokus på distribusjonsnett

Som det innledningsvis nevnes i kapittel 1.1 så oppstår de største avbruddskostnadene i det norske distribusjonsnett. Det blir derfor valgt å hovedsakelig se på forbedringer som kan gjøres i distribusjonsnett og heller få mindre innslag av situasjonen i regionalnett som er driftet av TE.

## 1.4 Litteraturstudium og problemløsning

Rapporten går direkte inn på nettsentralens praksis og det er valgt å ha direkte kontakt med driftsingeniørene som arbeider der til daglig, spesielt med Anders Bergem. Rapporten har derfor i stor grad blitt formet ut fra diskusjoner mellom meg selv og driftspersonell, en del av oppgavens fremlegginger er derfor basert på «ekspertuttalelser» og er ikke dekket opp fra akademiske publikasjoner. Der det er mulig er vitenskapelige publikasjoner, lærebøker og nettsider blitt brukt til å bekrefte og tillegge nødvendig faglig tyngde. I de fleste tilfeller har informasjonen i de forskjellige kildene blitt sett opp mot hverandre.

Det meste av datagrunnlaget som er benyttet i rapporten er hentet fra programmet NetBas, men som det vises senere i rapporten er det benyttet værdata som er hentet fra Meteorologisk Institutt sine åpne kilder. Det ble arbeidet for å se på ønsket funksjonalitet i DMS, iAM DMS 2014 sin løsningsbeskrivelse har derfor vært et viktig dokument til å se hva som allerede er del i dagens løsning. Et annet dokument som har vært med på å forme rapporten i stor grad er *Next Generation Control Centres – State of art and future scenarios*[10] som kommer inn på aktuelle temaer i forhold til framtidens nettsentraler.

Figurer blir benyttet i mange sammenhenger i rapporten, disse er enten referert til aktuelle kilder eller laget for formålet. Det er også noen få figurer der kilden er skrevet inn i nærliggende tekst i rapporten. Alle grafer som ikke er blitt referert til i tekst, eller referanse er laget av meg selv for å fremme informasjon i rapporten, der datagrunnlaget stammer fra NetBas sin Avbruddsrapporterings-modul, eller FASIT feilbeskrivelse-objekter (FF-objekter). I figurer i kapittel 8.5 er statistikk vedrørende vind hentet fra [eklima.met.no](http://eklima.met.no), men behandlingen av data og presentasjonen er gjort av meg selv. Talldata for de ulike figurene finnes i Appendix, der disse viser tallene som er presentert i rapporten og ikke rådataene fra de ulike kildene. Alle tabeller i rapporten er laget av meg selv.

Programmene Excel, MS Paint, draw.io[11], Mindomo[12] og Elplek[13] har blitt brukt til å lage de ulike figurene som ikke har blitt referert til som kilde, eller tekst. De ulike programmene er brukt til:

- Excel er blitt brukt for å behandle og visualisere data og statistikk fra driftsforstyrrelser og vind.
- MS Paint, draw.io[11] og Mindomo[12] er benyttet til å lage illustrasjoner og tankekart.
- Elplek[13] er et gratisprogram benyttet til å tegne enkle elektrotekniske tegninger og har blitt benyttet til illustrere kraftnett i noen av rapportens eksempler.

## 1.5 Oppgavestruktur

**Kapittel 2** skal gi en oversikt over nettsentralens rolle i energibransjen og hvilke arbeidsoppgaver som inngår i arbeidsmiljøet i og ved nettsentralen. Viktige temaer som ansvarsrolle, arbeidsform, arbeidsoppgaver og prioriteringer blir gitt en kort introduksjon, for å gi leseren innsikt i nettsentralens arbeidsfilosofi.

**Kapittel 3** omhandler TrønderEnergi sin dokumentering av driftsforstyrrelser, slik at leseren av rapporten får nødvendig forståelse av hvilke forhold nettsentralen har jobbet under siden FASIT-rapporteringen startet i 1995. Dokumentasjonen som har blitt gjort kan benyttes som en viktig kilde til å begrunne og tallfeste spørsmål vedrørende driften av nettet. Kapitlet blir derfor lagt tidlig i rapporten, slik at informasjonen som kommer frem i kapitlet kan benyttes lengre ut i rapporten.

**Kapittel 4** viser hvilke informasjonskanaler som blir benyttet for å innhente informasjon som er viktig i overvåkingen av kraftnettet. Kapitlet gir også bedret innsikt i benyttede programmer, kommunikasjons metoder og hjelpeverktøy som blir benyttet av nettsentralens personell. Det er også inkludert et delkapittel der *Avanserte måle- og styringssystem (AMS)*. Installasjonen av AMS vil føre til større innsynsmulighet i distribusjonsnettet i nær fremtid og er derfor et viktig tema nettsentralen må ha et viss forhold til.

**Kapittel 5** forklarer nettsentralens respons ved driftsforstyrrelser og hvordan responsen er praktisert i ulike deler av distribusjonsnettet. Kapitlet tar også for seg hvilke arbeidsmetoder som benyttes av driftsingeniører og montører under feilrettingsforløpet ved driftsforstyrrelser.

**Kapittel 6** omhandler mulighetene som finnes for installere løsninger som gir økt automatisering av feilrettingsforløpet. I kapitlet er nødvendige steg som gjør en automatisering mulig blitt beskrevet og hvilke løsninger som er realiserbare over tid.

**Kapittel 7** viser hvilke elementer som er med på å påvirke feilfrekvensen og avbruddstiden som kraftnettet erfarer og gir en oppsummering av fokuspunkter som er viktige for å kunne få ned avbruddstiden. Informasjonsspredning og raskere/enklere tilgang på ønsket informasjon som kan benyttes til lavere kostnader ved driftsforstyrrelser.

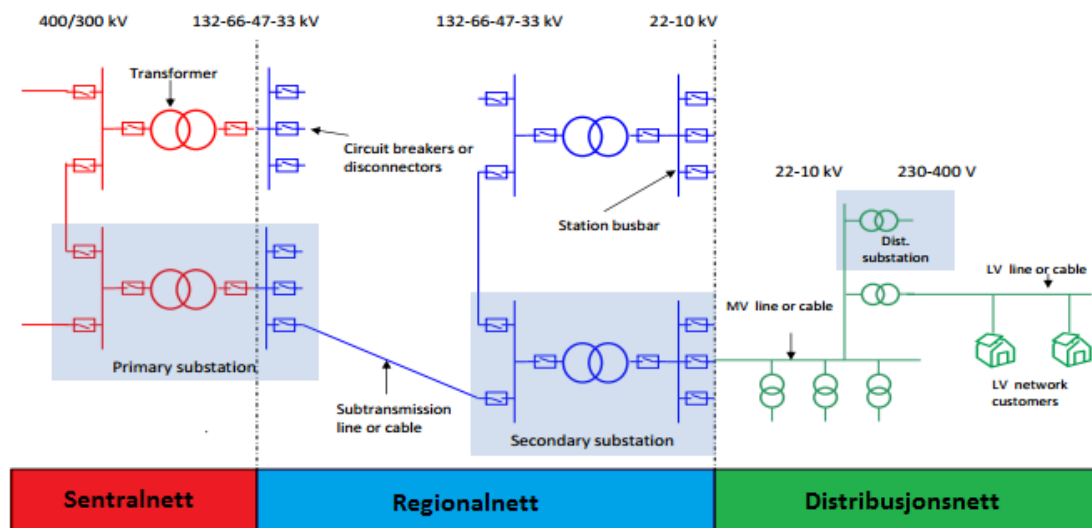
**Kapittel 8** inneholder eksempler og scenarioer der foreslåtte forbedringer er presentert. De foreslåtte forbedringene er laget som forslag til forbedringer i benyttelse og spredning av informasjon, der eksisterende og tiltenkte informasjonskilder er benyttet.

## 2. Kraftnettets driftssentraler

Elektrisitet spiller i dag en viktig rolle i dagens samfunn og for å opprettholde en stabil og sikker kraftforsyning er forskjellige driftssentraler etablert. Driftssentralene er inkorporert i Norges mange energiselskaper og har gjennomgått store endringer de siste 30 årene med hensyn til myndighetskrav og effektivisering. Myndighetskravene setter rammer for hvilket samfunnsoppdrag de forskjellige driftssentralene utøver og etter hvilke spilleregler som skal følges. Effektiviseringen har i all hovedsak kommet gjennom mulighetene informasjons- og kommunikasjonsteknologi (IKT) gir, men det er fortsatt store muligheter til å utnytte potensialet IKT tilbyr videre[14]. Satsingen på IKT gjør at kontrollsenterne kan behandle mer informasjon og har gjort at energiselskaper satser i større grad på sentraliserte driftssentraler som håndterer store regioner.

### 2.1 Systemansvaret i kraftnett

Det norske kraftnett er i dag splittet opp i tre systemdeler som hovedsakelig er delt opp i forhold til hvilken systemspenning de driftes ved. Fordelingen for det norske kraftnett kan typisk deles inn som i Figur 1.



Figur 1 Typisk inndeling av det norske kraftnett[10]

Det er også forskjell på hvem som har systemansvar og eierskap ovenfor de forskjellige delene av kraftnett. De to internasjonale begrepene *Transmission system operator* (TSO) og *Distribution System Operator* (DSO) brukes også i dag når det snakkes om denne fordelingen, men de samsvarer ikke helt med den norske inndelingen. Det diskuteres hvorvidt begrepet regionalnett skal fjernes fra det norske kraftspråket, slik at internasjonalt forståtte begreper



kan brukes i bransjesammenheng[15]. Den norske fordelingen som den er i dag er vist i Tabell 1:

Tabell 1 Systemansvarlig i kraftnettet

Systemnavn	Spenningsnivå [kV]	Normalt ansvarlig for system
<b>Sentralnett</b>	132 – 420	Statnett (TSO)
<b>Regionalnett</b>	32 – 132	Nettselskap (DSO)
<b>Distribusjonsnett</b>	0,23 – 22	Nettselskap (DSO)

Statnett er Norges TSO og har ansvaret for å drifte alt av sentralnett og skal utføre driften i forhold til *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*[16]. Statnett er derfor ofte i kontakt med DSO-ene for rådgøring og beslutningstaking vedrørende drift av regionalnettet.

Regional- og distribusjonsnettet er driftet fra energiselskapenes egne driftssentraler, der de som regel har ansvar for alt nett i sitt område. Kundeantallet hos Norske DSO-er er sterkt varierende fra rundt 1000 til over 500 000 nettkunder, men oppgavene er de samme uansett størrelse og alle må holde døgnbemannet drift[10]. Regionalnettet er som regel driftet av det største energiselskapet i området, mens driften av distribusjonsnettet er mer oppsplittet. Hvilke områder hvert enkelt energiselskap har ansvaret for har utviklet seg i forhold til historiske sammenslåinger og samarbeid mellom lokale E-verk. Driftssentralens ansvarsområdene vil derfor kunne være splittet geografisk og være spredt ut over et stort område.

TE er en av Midt-Norges største distributører av elektrisk kraft og har drift av regionalnettet i hele Sør-Trøndelag, men også i mindre deler av Møre og Romsdal og Hedmark. De har også drift av distribusjonsnett, men dette er bare i 13 av 25 kommuner i Sør Trøndelag [17, 18].

### 2.1.1 Driftssentraler og nettsentraler

Driftssentraler brukes i mange bransjer, et fellestrekk er at driftssentraler ofte er døgnbemannede og tar seg av drift i sitt ansvarsområde. I kraftbransjen er definisjonen av en driftssentral:

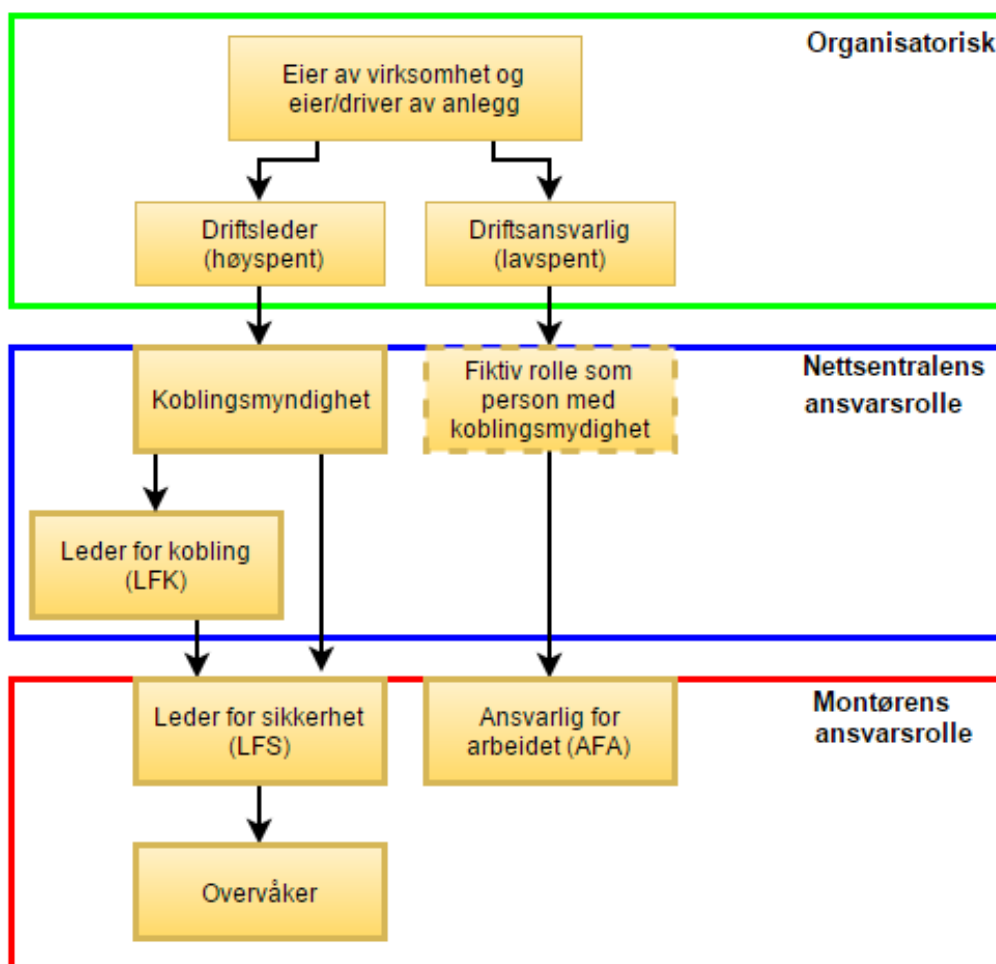
*«Sentral for overvåking og styring av overføringsanlegg og overvåking, styring og samkjøring av kraftverk.» [5]*

Etter at kravet om funksjonelt skille mellom kraft og nettdelen hos større energiselskaper ble innført, har også begrepet nettsentral blitt innført som et begrep. Nettsentralen er rettet mot nettdriften som energiselskaper utfører, men i liten eller ingen grad mot den konkurranseutsatte kraftsektoren. Nettsentralen må uansett forholde seg til produksjon av kraft i deres nett, men ser på produksjon som et positivt bidrag, der forbrukerne står for negative bidrag av kraft. Det funksjonelle skillet skal gjøre at de forskjellige kraftleverandørene skal få nøytral behandling av det monopoliserte nettselskapet. Det er i dag kun krav til funksjonelt skille i energiselskap som har mer enn 100 000 strømkunder. For energiselskaper

med mindre enn 100 000 strømkunder vil deres driftssentraler kunne håndtere både kraftproduksjon og nettdrift, begrepet nettsentral brukes derfor i oppgaven for å bedre presisere hvilke arbeidsoppgaver er aktuelle. Nettsentral vil bli brukt videre i oppgaven fordi TE innførte det funksjonelle skillet i 1998 og de to datterselskapene TE-Nett og -Kraft ble etablert[19].

### 2.1.2 Ansvarsfordeling og hierarki

I forbindelse med driften kraftnettet er klarlagte ansvarsroller viktig. *Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg* [1] lovfester og definerer de forskjellige rollene og er overliggende i alt nettsentralen foretar seg. Figur 2 viser at nettsentralen er ansvarlig for koblinger som blir foretatt i nettet og hvordan sikkerheten i det fysiske arbeidet blir ivaretatt gjennom utpeking montører.



Figur 2 Ansvarsroller ved arbeid på, eller nær ved elektriske installasjoner, laget i draw.io[11]

Definerte roller i *Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg*[1], som er vist i Figur 2:

- Eier av virksomhet og eier/driver av anlegg (netteier og anleggseier)

Sørger for å ansette kyndig personell i forhold til *Forskrift om kvalifikasjoner for elektrofagfolk*[20] til å utføre vedlikehold og arbeid ved lav- og høyspentanlegg og sørge for

etablering av tilfredsstillende rutiner for arbeid i anleggene. Eier er derfor ansvarlig for å utpeke en driftsleder og driftsansvarlig for deres elektriske anlegg.

- Driftsleder (høyspent)

Er tilknyttet et konkret høyspentanlegg som personen er tildelt myndighet og ansvar til å påse at anlegg bygges, drives og vedlikeholdes i forhold til gjeldene forskrifter. Om ikke driftsleder selv er tilstede og har koblingsmyndighet, skal han/hun utpeke en sakkyndig person til å ha koblingsmyndighet i høyspentanlegget. Personen som har koblingsmyndighet er også leder for kobling over hele ansvarsområdet, om ikke annet er avtalt. Med koblingsmyndighet menes[1]:

*«En person som på et bestemt tidspunkt har myndighet til å bestemme hvordan nettet skal eller kan kobles. Koblingsmyndighet skal være delegert av driftsleder eller av en av ham bemyndiget.»*

- Driftsansvarlig (lavspenning)

Er tilknyttet et konkret lavspenninganlegg som personen er tildelt myndighet og ansvar til å påse at anlegg bygges, drives og vedlikeholdes i forhold til gjeldene forskrifter. Driftsansvarlig er ansvarlig for å utpeke en kyndig person til Ansvarlig for arbeidet om han/hun selv ikke deltar og det er flere personer som deltar i arbeid på, eller nær ved lavspenninganlegg.

- Leder for kobling (LFK)

Utpekt person som har fått ansvar for at nødvendige koblinger i høyspenninganlegg blir utført på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte. Leder for kobling er enten person med koblingsmyndighet, eller utpekt av personen med koblingsmyndighet til å ha ansvar for koblinger innenfor et bestemt område. Leder for kobling kan da kun foreta koblinger innenfor det avgrensede området, da flere personer kan være utpekt til å være leder for kobling samtidig. Når leder for kobling kommuniserer at nødvendige koblinger er ferdig i sitt område, tar personen med koblingsmyndighet tilbake ansvaret som leder for kobling var tildelt.

- Leder for sikkerhet (LFS), Høyspentanlegg

Utpekt person som har fått ansvar for sikkerheten på arbeidsstedet og blir utpekt av leder for kobling/person med koblingsmyndighet. Personen har ansvar for å etablere, lede og avvikle sikkerhetstiltakene på arbeidsstedet ved arbeid på eller nær ved elektriske høyspentanlegg. Dersom leder for sikkerhet må forlate arbeidsstedet, må han/hun utpeke en overvåker til å overse arbeidet.

- Ansvarlig for arbeidet (AFA), Lavspenninganlegg

Utpekt person som har fått ansvar for sikkerheten ved arbeid i lavspenninganlegg.

- Overvåker

Overvåker har en begrenset myndighet og har kun lov til å stanse arbeidet, men ikke til å endre på sikkerhetstiltak, eller starte opp igjen arbeid om dette er stanset.

Ved TE sin nettsentral er det alltid en person som har koblingsmyndighet, denne personen har da ansvaret for alt av distribusjons- og regionalnett. Personen med koblingsmyndighet delegerer tittelen leder for kobling ved behov. Personen med koblingsmyndighet har også en fiktiv rolle med koblingsmyndighet for lavspentnettet, men det er ikke nødvendig å gå igjennom han/hun for å jobbe i lavspentnettet og dette er heller ikke kravsett. Siden driftsingeniørene sitter i nettsentralens kontrollsentre er deres ansvarsroller normalt fordelt på person med koblingsmyndighet og leder for kobling. Mens ansvarsrollene som LFS, AFA og overvåker blir utført av montører som er på arbeidstedene. Montørene må være sikkerhetsklarert til å utføre gitte arbeidsoppgaver i TE sitt nett.

### 2.1.3 Teknologitviking av nettsentralens hjelpemidler

Kraftbransjen er konservativ og det har ofte tatt lang tid for å implementere ny teknologi. Det å ta i bruk digitale hjelpemidler har derfor sittet langt inne hos den «eldre garde». Utviklingen har ofte først kommet etter at lokale ledere i selskapene har gått av med pensjon og mer teknologientusiastiske personer har fått ta beslutningene. Når først teknologien har blitt tatt i bruk har det ofte vært en overgangsperiode hvor den gamle metoden har blitt brukt i parallell med det nye systemet. Bruken av innført teknologi også vært sært avhengig av personellet vilje til å benytte denne, men med årene har personell blitt skiftet ut og gamle metoder forsvunnet. I dag er det bred enighet om at teknologien som har blitt innført er uunnværlig for å kunne drifte kraftnettet med nødvendig effektivitet og å gå tilbake til gamle metoder ikke er et alternativ. Ved nettsentraler er det spesielt tre metoder som har og blir benyttet frem til i dag:

- Papirformat

All dokumentasjon var tegnet, skrevet og illustrert på papir. Arbeidet var helt manuelt og informasjon fra kraftnettet ble kun tilgjengelig ved manuell tilførsel.

- Vegg Brett

Store vegg brett inneholdt det statiske koblingsbildet for å få en mer illustrativ presentasjon av informasjonen som var tilgjengelig på papir. Driftspersonell kunne da plassere informasjon på vegg brettet slik at det hele tiden inneholdt kraftnettets status. Informasjon om f.eks. systemforandringer, driftsforstyrrelser, arbeid i kraftnettet kunne da illustreres i et felles bilde, slik at alle lett kunne få oversikten. Dette var også en svært manuell prosess og om nye elementer skulle tilføres vegg brettet kunne dette medføre store utskiftninger osv.

- Digitalt

Innføringen av *Supervisory control and data acquisition* (SCADA) ga et sterkt insentiv til å benytte en mer digital plattform for å håndtere innkommende målinger fra regionalnettet og senere distribusjonsnettet. I en tidlig fase handlet det om å tilføre målinger og endringer i nettet til det statiske koblingsbildet, men det førte også med seg at informasjonen om kraftnettet måtte tilføres i digitale nettskjemaer. Innføringen av informasjon til en digital plattform gjorde også at andre verktøy og hjelpesystemer kunne bli innført for å drifte nettet.

Disse hjelpesystemene blir kalt *Distribution management system* (DMS) og gjør distribusjons- og regionalnettet synlig og kontrollerbart fra en sentral kilde.

Det er store forskjeller mellom de forskjellige energiselskapene i forhold til når digitaliseringen fant sted og om de i det hele tatt har tatt i bruk DMS som et hjelpemiddel ved sine driftssentraler. De største energiselskapene i Norge har alle innført en, eller annen form for DMS til å hjelpe seg med drift av sitt kraftnett. TE innførte SCADA i regionalnettet mot slutten av 1980, og distribusjonsnettet i 2005. Informasjonsutveksling fra SCADA skjedde derfor ikke i alle nettnivåer ved deres nettsentral før i 2005, og sentraliseringen av nettsentralens arbeid skjedde i løpet av det samme året. Overgangen fra papir/veggbrett til en mer digital hverdag har etablert seg gradvis over de siste tiårene og i dag er alt digitalt og driftet gjennom Compass og iAM DMS. Både Compass utgitt av ABB og iAM DMS utgitt av Powel, henter informasjon fra SCADA målinger og innstillinger. Programmene brukes litt om hverandre ved TE sin nettsentral, hvilket er videre forklart i kapittel 4.1.3.

## 2.2 Nettsentralens oppgaver

Nettsentralene utfører det nødvendige arbeidet med å opprettholde kraftforsyningen til forbrukere og annen infrastruktur. Dette samfunnsoppdraget er kritisk for at det moderne samfunnet skal fungere og driften er nødvendig å opprettholdes til enhver tid. Nettsentralene har derfor kontinuerlig bemanning med driftsingeniører som jobber i en skiftordning. Oppgavene som i hovedsak utføres fra, eller i forbindelse med nettsentralens arbeid kan oppsummeres som[10]:

- Nettovervåkning
- Optimalisering av nettopologi/nettdrift
- Styring av kraftsystemvariabler, f.eks. spenning og reaktiv-effekt
- Revisjonsplanlegging
- Produksjonskoordinering (i en viss grad)
- Styring av bryterkoblinger i nettet
- Feilhåndtering
- Håndtering av kundehenvendelser og fordeling av driftsinformasjon til kunder
- Loggføring og FASIT-rapportering

Disse oppgavene krever informasjonsflyt mellom forskjellige programmer/kilder og ikke minst at informasjonen kommer i ordnede former, på en brukervennlig måte. Dette er hva DMS tilbyr nettsentralen, et sentralt informasjons kontroll- og brukssystem. Nettsentralens arbeidsoppgaver kan videre inndeles i fire hovedkategorier[10]:

- Overvåkning
- Planlegging og analyse
- Respons
- Dokumentering

### 2.2.1 Overvåkning

Kontinuerlig overvåkning av nåværende og fremtidig status er nødvendig for å raskt kunne forstå og være informert om hvordan det står til i kraftnettet. Fjernavleste målinger i kraftnettet blir innhentet kontinuerlig, noen målinger blir innhentet i nær sanntid, mens andre kan komme med regelmessige intervaller. Tilgjengelige målinger og alarmer kommer hovedsakelig inn nettsentralens datasystemer ved hjelp av SCADA og blir brukt til å gi et stort nok antall målinger til å bruke matematiske metoder for å fremskaffe ukjente kraftsystemvariabler. Dette er videre forklart i kapittel 4.2. Det er også annen informasjon som er viktig for nettsentralen, men som ikke kommer inn som målinger. Informasjonen kommer da ofte fra ulike kilder via eksempelvis telefon, eller mail og kan informere om alt fra værdata til helt konkrete feil i nettet.

### 2.2.2 Planlegging og analyse

Situasjonen i kraftnettet forandrer seg hele tiden, vedlikehold skal utføres, nye anleggsdeler tilføres og elektriske parametere skal hele tiden holdes innenfor bestemte grenser. I tillegg til normale driftsforhold skal kraftnettet være best mulig rustet for eventuelle driftsforstyrrelser. Det er derfor viktig at det utføres planlegging og testing av hvilke endringer som er mulig å gjøre på nettopologien ved forskjellige hendelser. Dette er ofte en delt oppgave mellom dedikerte planleggere og nettsentralen, men driftsingeniørene må holde seg oppdatert på tilgjengelige muligheter.

Vedlikeholdsplanlegging, nettanalyser og planlegging av ny anlegg blir i TE gjort av personell dedikert til disse oppgavene, nettsentralens driftsingeniører har ikke en stor rolle i disse oppgavene. Personer som utfører de nevnte oppgavene kontakter ofte driftspersonellet for å rådføre seg. Normale spørsmål kan være om det passer med at spesifikke linjer kan ligge ute i perioder grunnet vedlikehold, driftsingeniøren har da muligheten til å se om dette er mulig ut fra driftssituasjonen og eventuelt akseptere foreslått tidsrom for strømstansen, eller foreslå et bedre tidspunkt. Hvis driftssituasjonen skulle endre seg før strømstansen, har driftsingeniøren myndighet til å forskyve tidspunktet. Driftsingeniørene kan gjøre mindre planlegging og analyser, men er da ofte i forbindelse med spesielle driftssituasjoner, eller hendelser i nettet.

### 2.2.3 Respons

Respons på forespørsler, varsler og alarmer er en av nettsentralens helt klart viktigste arbeidsoppgaver. Det er dette som skiller nettsentralens arbeid fra andre deler av

nettselskapers oppgaver og gjør det nødvendig med døgnbemannet overvåkning. Responsen involverer reaksjoner på den informasjonen som er tilgjengelig og går ofte ut på inn- og utkoblinger av brytere, endringer i nettopologi, utveksling av informasjon og styring av tilgjengelige ressurser.

#### 2.2.4 Dokumentering

Nettsentralen skal dokumentere mye av det de foretar seg, både for interne og eksterne formål. Dokumentasjonen er da ofte påkrevd av gjennom lovverk og involverer innsending av hendelseslogger, rapporter og statistikk. Dokumentasjonen blir videre brukt som datagrunnlag for årlige rapporter angående driftsforstyrrelser og avbrudd, utgitt av henholdsvis Statnett og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)[21]. Den mest vanlige rapporteringsformen som utføres av nettsentralens personell er FASIT-rapportering, dette fordi den er kravsatt og er direkte relatert til koblinger som foretas i nettet.

### 2.3 Driftsingeniørens arbeidshverdag

Nettsentralens arbeid består av kontinuerlig overvåkning, en ordnet form for arbeidstid er derfor nødvendig. Arbeidstiden til hver enkelt blir derfor satt opp i en vaktturnus som gir informasjon om hvem som har vaktansvar, kontordag osv. Normal praksis er at nettsentralen er bemannet med to personer på dagtid i ukedagene og en person på kveld-/nattestid og i helgene. Dette blir gjort fordi det normalt er en lavere aktivitet av hendelser utenfor normal arbeidstid og at det holder antall nødvendig personell til et minimum. Arbeidet som utføres fra nettsentralen kan deles inn i to hovedformer[10]:

- Kontinuerlig arbeid, f.eks. overvåkning og situasjonsorientering
- Hendelsesbasert, eller tidssensitive oppdrag, f.eks. feilhåndtering og planlagte arbeid

Arbeidsintensiteten kan variere veldig for driftsingeniøren som er på vakt. Under normal drift er arbeidet normalt rolig og man sitter nærmest å venter på at noe skal skje. Enkelte planlagte oppdrag må håndteres og litt dokumenteringsarbeid kan fullføres. Det er først når det skjer noe uforutsett skjer at arbeidsintensiteten øker og spesielt når det skjer flere hendelser samtidig. Stressende situasjoner kan oppstå, spesielt om flere feil og varslinger opptrår samtidig. På dagtid er det normalt flere personer tilgjengelig til å bistå med å lette arbeidsmengden i slike situasjoner, men om det oppstår på nattestid kan det ta tid før arbeid kan fordeles. Under varslede stormer, eller perioder der det er forventet at flere driftsforstyrrelser kan oppstå, er det derfor en vurderingssak fra nettsentralens driftsleder og mannskap om mer personell skal være tilgjengelig.

TEs erfaringer med større stormer har gjort at det i dag er blitt en lavere terskel for å ta i bruk muligheten til å ha flere driftsingeniører på jobb utenfor normal arbeidstid. Det er en viss gevinst med å gjøre personell tilgjengelig fra starten av hendelser, da det går mye forttere for

andre å ta seg av deler av arbeidet og ikke trenger å bli satt inn i situasjonen som har oppstått. I forbindelse med spørsmål om stressende situasjoner med mange samtidige feil ble det uttalt:

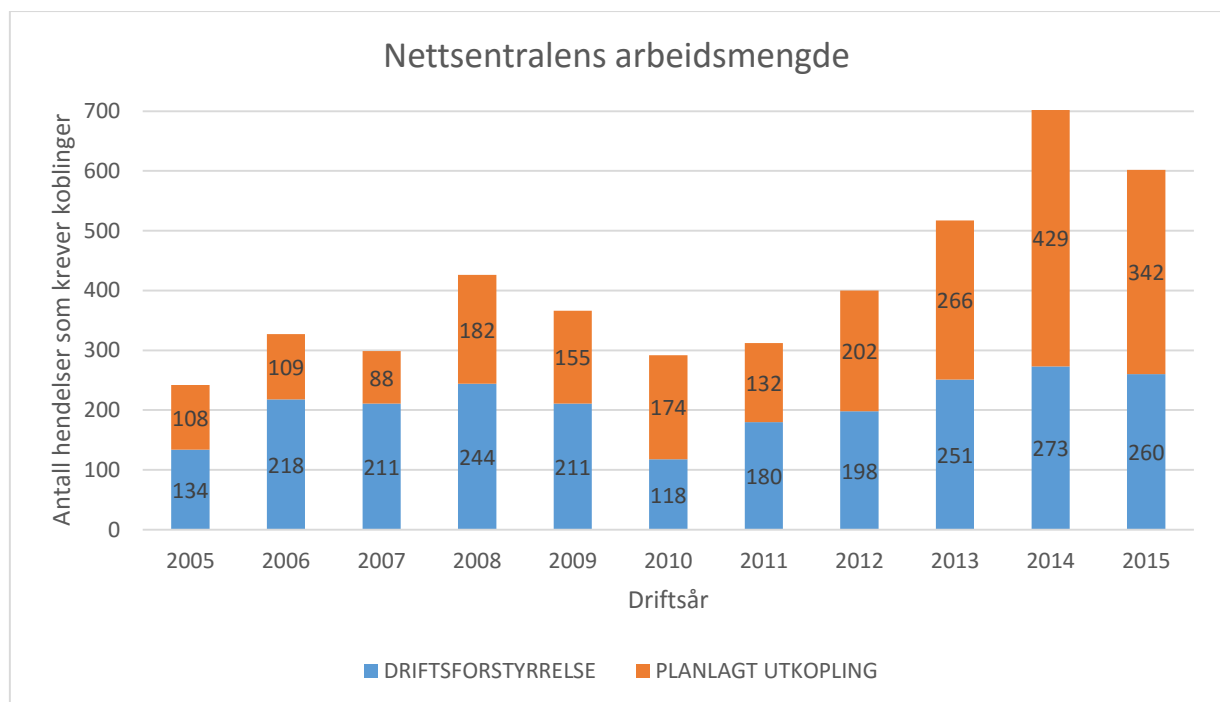
*«Jeg har kommet inn på nettsentralen for å hjelpe personen på vakt og funnet personen til å være så fokusert på driftsforstyrrelsen at han/hun ikke har enset andre lys- og lydsignaler som pågår. Vakten må så «roes ned» for å kunne gi meg informasjonen som trengs før jeg kan være behjelpelig.»*

*Anders Bergem, Driftsingeniør i TrønderEnergi*

I forbindelse med situasjonene som er forventet å gi høyt intensitetsnivå kan det derfor være gunstig å ta den ekstra kostnaden det er ved å ha ekstra mannskap tilgjengelig før uværet slår inn.

### 2.3.1 Nettsentralens arbeidsmengde

Ut i fra FASIT-rapporterte hendelser som krever koblinger i nettet kan det ses at hendelsesbasert arbeid har økt de senere årene, noe som er illustrert i Figur 3. Antall driftsforstyrrelser som forekommer har økt litt, men mengden planlagt arbeid har økt betraktelig etter at TE tok over driften av kabelnettet i Trondheim i 2011.

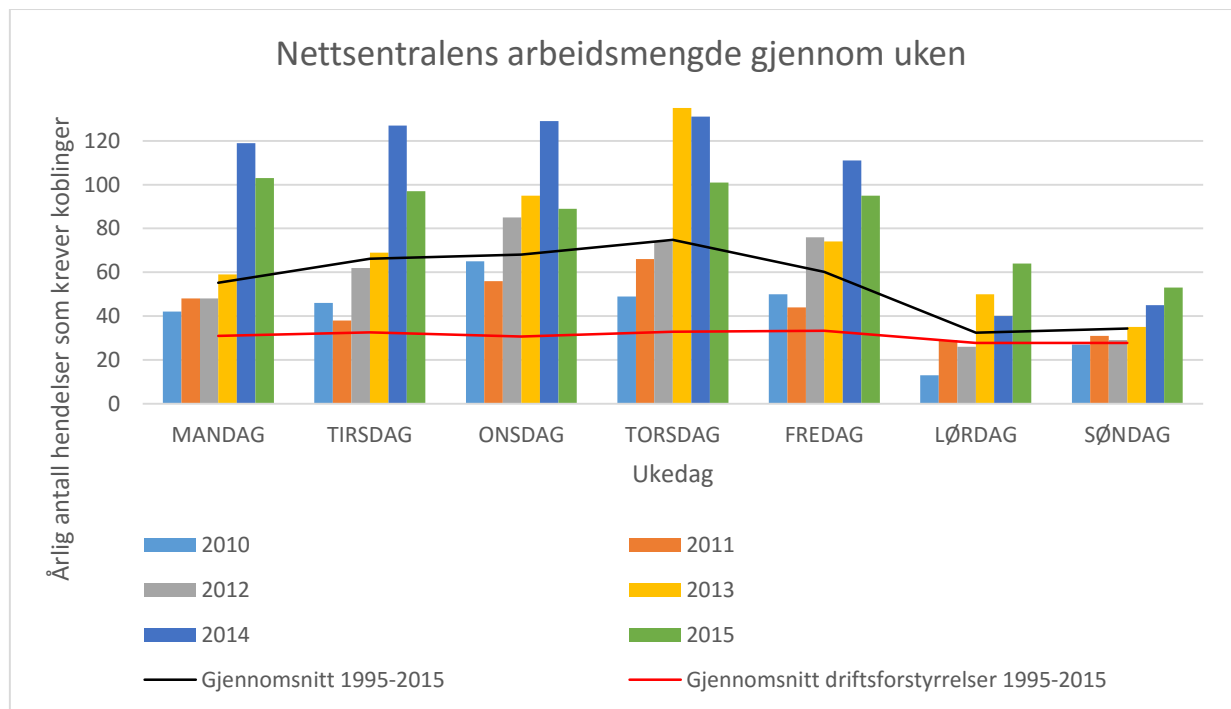


Figur 3 Nettsentralens arbeidsmengde fra hendelsesbasert arbeid

Figur 4 viser at mengden hendelsesbasert arbeid er størst i arbeidsuken, for så å ha et redusert antall i helgen. Den sorte linjen indikerer gjennomsnittet fra 1995 til 2015 over planlagt arbeid og driftsforstyrrelser som forekom disse dagene. Ved planlagte utkoblinger vil kunder bli varslet om avbruddet og kostnadene for slike avbrudd er satt til å være lavere enn avbruddskostnader som kommer fra driftsforstyrrelser. Gjennomsnitts linjen viser at planleggere legger det meste av driftsstanser til ukedagene og at det er spesielt torsdagen



som utmerker seg som den mest populære dagen. Akkurat torsdagen blir da gjerne brukt til driftsstanser som foregår på nattetid, der montørene får avspasering den etterfølgende dagen og dermed får langhelg. Driftsforstyrrelser har en jevn fordeling over uken, vist med den røde linjen. Det er en liten reduksjon i antall feil som forekommer i helgen, noe som antageligvis kommer av at det er mindre menneskelig arbeidsaktivitet.



Figur 4 Hendelsesbasert arbeid fordelt på ukedag

Som Figur 4 viser er det en grei vurdering å ha mindre personell på jobb i helgene, da arbeidsmengden er redusert. Siden antall feil også blir redusert når færre folk er på jobb i helgene, vil dette indirekte tilsi at arbeidsmengden synker utenfor normal arbeidstid i ukedagene. Nettsentralens reduksjon i bemanningen på kveld/natt virker derfor også å være greit, uten å at dette er undersøkt noe videre. Arbeidsmengden ved nettsentralen øker litt på kveld/natt og i helgene siden de da tar imot innringere direkte, men mengden innringere har sunket betraktelig etter at nettsentralen tok i bruk SMS-varsling og bruk av strømstanskartet[22] på TE-Nett sin hjemmeside. Varslingen gjør at sluttbrukere får informasjon og vet at TE er klar over situasjonen.

### 2.3.2 Krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS)

Siden driftsingeniører utfører og styrer montører som arbeider i det elektriske nettet, er person- og materiellsikkerhet i høysetet. Helse, miljø og sikkerhet må til enhver tid være i varetatt og arbeid skal utføres i henhold til *Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg*[1]. I forbindelse til spørsmål om beslutningsfaktorer tatt av driftsingeniørene ved TE sin nettsentral ble følgende kommentar gitt:

*«Jeg kan leve med at kostnadene ved feil kommer på mange hundretusen ekstra, men hvis jeg vet at jeg fikk et varsel om en livsfarlig situasjon uten å handle på denne, ville jeg ikke kunne leve godt med meg selv etterpå»*

*Anders Bergem, Driftsingeniør i TrønderEnergi*

HMS er sterkt tatt i bruk som en beslutningsfaktor ved alle oppgaver som utføres i kraftbransjen og om ikke personsikkerheten er ivaretatt skal det heller ikke utføres arbeid. Dette gjør også at det er fokus på å prioritere hendelser som er knyttet til annen kritisk infrastruktur og situasjoner der det kan være fare for liv og helse. Situasjoner som involverer sykehus, krisesentre og nødetater er derfor blant de høyest prioriterte hvis det er flere pågående saker.

### 3. Dokumenterte driftsforstyrrelser hos TE

Dokumenterte driftsforstyrrelser sier mye om feilene som forekommer, men også om nettsentralens praksis og hvor velfungerende vern og målinger er til å avdekke feil. FASIT-rapporteringen blir i dag sett på som en form for «venstrehåndsarbeid» ved TE sin nettsentral, altså noe som blir gjort for å tilfredsstille forskriftskrav og utført i tidsrom med lav arbeidsintensitet ved nettsentralen. Driftsingeniørene har arbeidsoppgaver som normalt går på å se driftsbildet slik det er i dag og fokuset ligger oftest på hvordan man skal respondere ved eventuelle feil, noe som er fjernt fra tankesettet som kreves for å se på FASIT-data. Synet på FASIT-rapporteringen er forståelig da det er vanskelig å se den umiddelbare nytten av slik rapportering, nytten kommer først i etterkant når muligheten for å se trender og variasjoner i rapporteringen blir tydelig.

TE har laget FASIT-rapporter siden 1995 og alle disse er lagret i NetBas til videre bruk. FASIT-rapporteringen blir gjort for å få nødvendig statistikk over avbrudd i nettet og for at informasjonen som var tilgjengelig om driftsforstyrrelser ikke skal gå tapt over tid. Rapportene blir sendt inn årlig og benyttes blant annet av Statnett og NVE til å generere viktige rapporter om det norske kraftsystemets status i året som gikk. Det er i hovedsak tre årlige rapporter som blir produsert fra FASIT-innrapporteringen:

- *Driftsforstyrrelser og feil i 33 - 420 kV nettet, utgis av Statnett[23]*
- *Driftsforstyrrelser og feil i det norske distribusjonsnettet 1 - 22 kV, utgis av Statnett[23]*
- *Avbruddsstatistikk, utgis av NVE[24]*

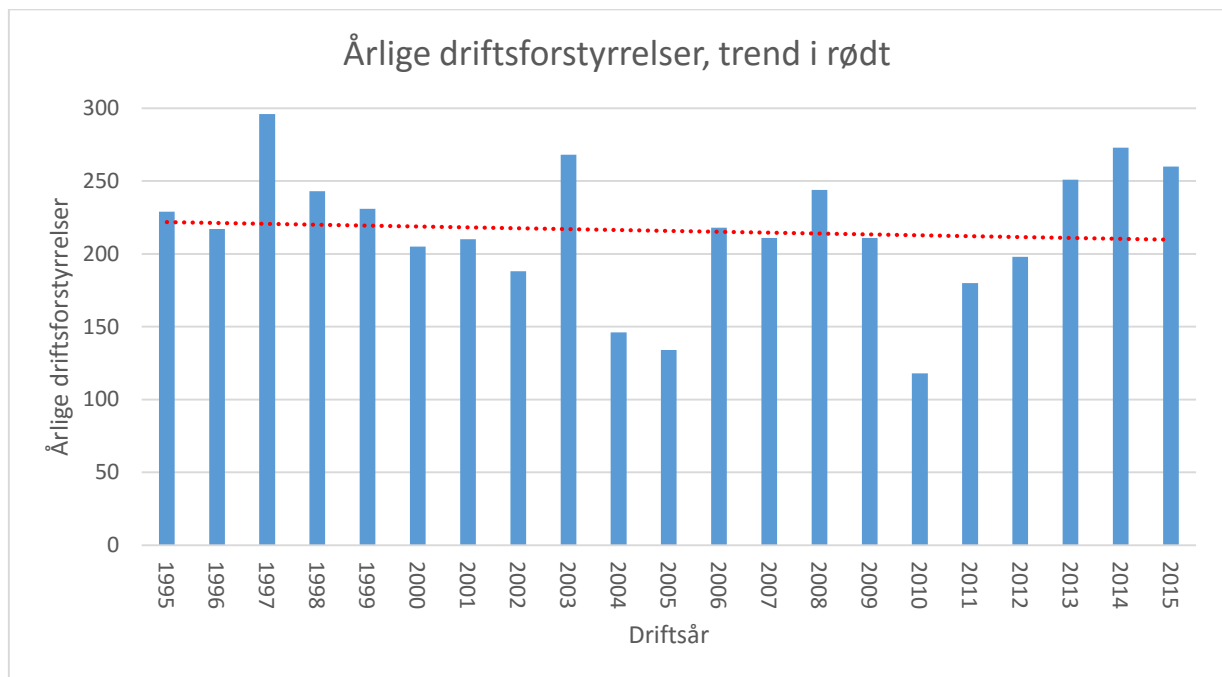
I disse tre rapportene blir alle Norges nettselskaper samlet og dataene generalisert, men det er mulig å produsere de samme fremstillingene for hvert enkelt selskap. For å få et så riktig datagrunnlag er det uansett viktig at FASIT-rapporteringen er så utfylt som mulig, slik at «årsak ikke kartlagt» er den dominerende grunnen til feil. I rapporten fokuseres det på driftsforstyrrelser som ikke er varslet, disse vil bli presentert i dette kapitlet. Driftsforstyrrelsene er ikke planlagt, men kommer fra feil som skjer rundt om i kraftnettet. Driftsforstyrrelsene inneholder feil fra alle nettnivåene TE drifter, feil i regionalnettet tas med fordi disse prioriteres fremfor feil i distribusjonsnettet. Prioriteringen gjelder spesielt når det er flere feil samtidig og påvirker derfor avbruddskostnaden for feil i distribusjonsnettet.

Fremleggingen av FASIT-data blir ikke bare fremvist som i de nevnte rapportene over og det er heller ikke ønskelig da et av oppgavens formål er å se på informasjon som er tilgjengelig for TE, men som ikke blir benyttet fullt ut. I tillegg er fremleggingen i rapportene over vist med en bestemt vinkling, noe som ikke i alle tilfeller er hensiktsmessig for personer som kan benytte seg av denne datakilden.

Som nevnt i kapittel 1.4 er alle grafer og tabeller laget spesielt av meg selv for å vise aktuelle elementer i rapporten, dette er gjeldene for alle figurene/tabellene i dette kapittelet, med unntak av Figur 13 som er et utklipp fra NetBas.

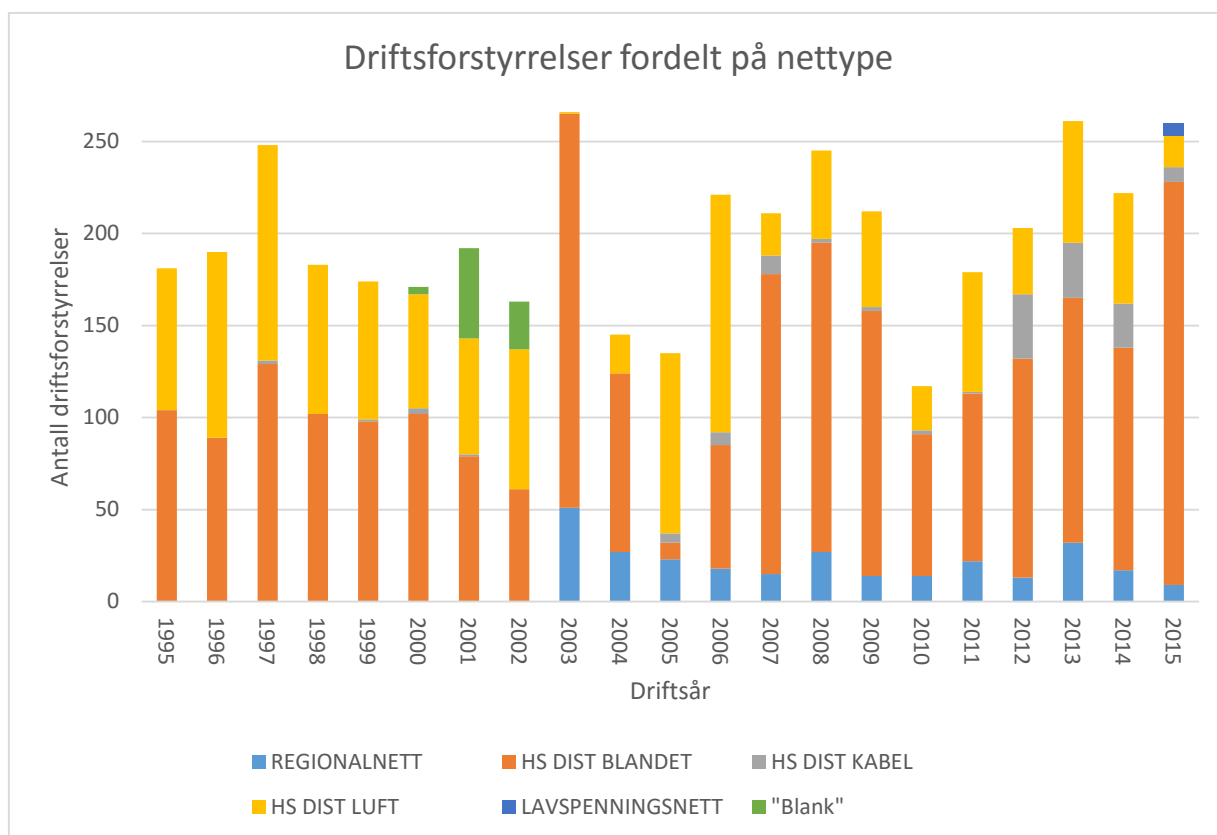
### 3.1 Årlige driftsforstyrrelser

Fra 01.01.1995 – 31.12.2015 har det i alt vært 4532 driftsforstyrrelser i TE sitt nett, eller i andres nett som påvirker deres. I gjennomsnitt er det rundt 200 driftsforstyrrelser i året, men det er store variasjoner fra år til år, som vist i Figur 5. Årlig antall feil har i perioden 1995-2015 hadde en fallende trend og med tanke på at det er TE hadde mye mer nett i 2015 enn i 1995, så er dette en god utvikling. Det er svært få FASIT-rapporter fra feil i lavspennettet, og Figur 5 viser derfor hovedsakelig driftsforstyrrelser fra høyspentnettet som driftes av nettsentralen.



Figur 5 Årlige driftsforstyrrelser ved TEs nettsentral, feil i andres og eget nett

Nettsentralen er kun pliktig å fylle ut FASIT-rapporter for feil som oppstår i deres nett, hvilket var ca. 94% av det totale antallet. I alt er det laget utfyllende informasjon om 4158 driftsforstyrrelser, noe som er litt mindre enn de 94%. En del av avviket kommer av at feil som oppstår i lavspennettet ikke har vært nødvendig å rapportere og har først blitt rapporteringspliktig etter 2014. Lavspenffeilene har først blitt inkludert i NetBas sin avbruddsrapporterings modul i 2015, hvilket illustreres i Figur 6. Figur 6 viser at driftsforstyrrelser oppstår i alle nettyper, der blandet høyspent distribusjonsnett har klart flest feil de seneste årene.

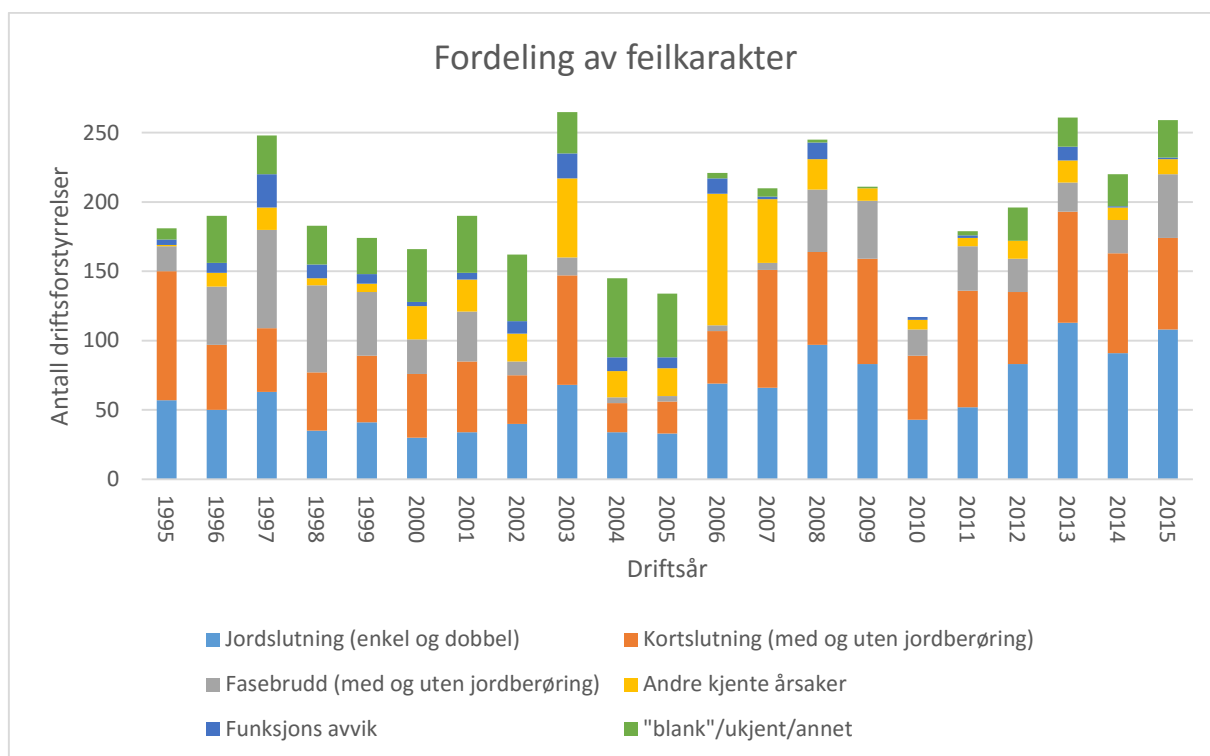


Figur 6 Årlige driftsforstyrrelser fordelt på nettype hvor de inntraff

Det kommer tydelig ut av Figur 6 at regionalnettet ble inkludert i NetBas sin feilrapportering fra og med 2003. I tillegg kan det ses at feilandelen i kabelnett økte etter 2011 da TrønderEnergi Nett overtok en del kabelnett fra Trondheim Energi Nett. Det har også blitt en økning i feil i blandet distribusjonsnett, dette fordi kabelandelen har steget gjennom årene.

### 3.1.1 Driftsforstyrrelsers feilkarakter

Driftsforstyrrelsens feilkarakter har en del å si for hvor lett det er å detektere feilen og hvordan nettsentralens personell går frem under feilretting. Figur 7 viser at det er jordslutninger og kortslutninger som står for størsteparten av feilene, men fasebrudd har også en del feil relatert til seg. Jord- og kortslutninger blir som regel detektert av vern og det blir derfor forholdsvis få ukjente årsaker når det kommer til hva som utløste automatiske utkoblinger av brytere. Feilene som kommer av fasebrudd kan være vanskeligere å detektere, spesielt om fasen ikke er i direkte kontakt med jord.



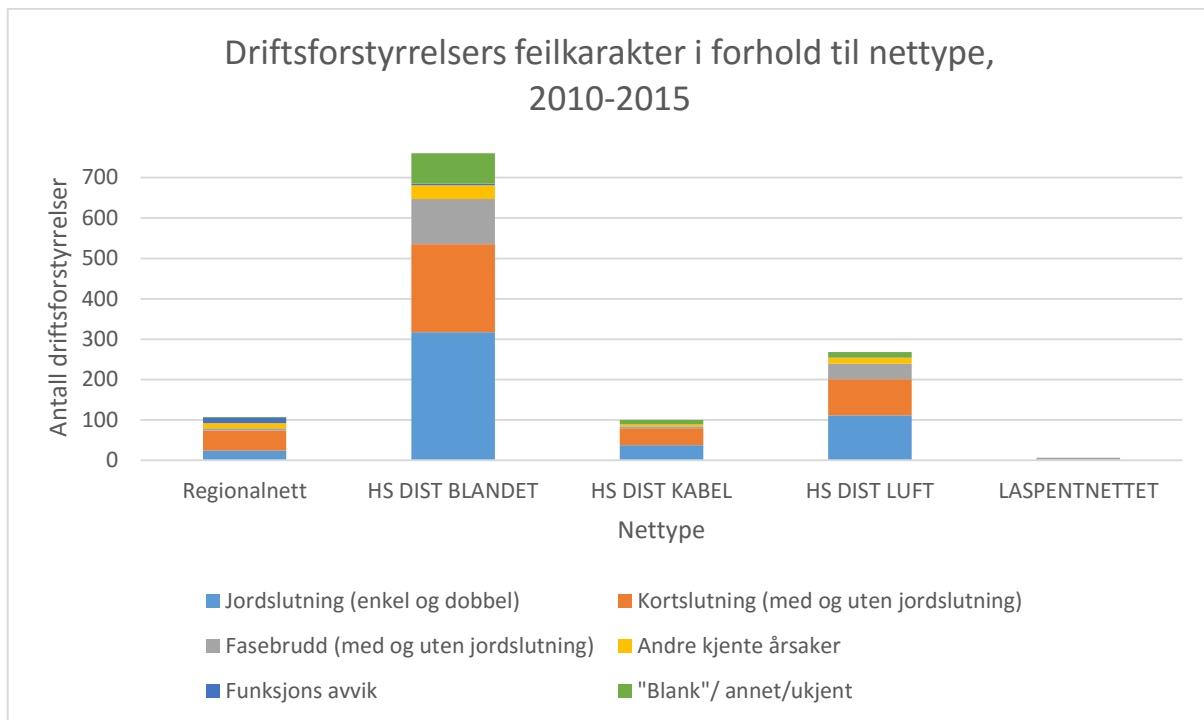
Figur 7 Driftsforstyrrelsers feilkarakter

Det er også tydelig ut fra Figur 7 at det har vært store variasjoner i feilkaracters fordelingen, der dagens situasjon med ca. 70% av driftsforstyrrelser ser ut til å bli etablert i 2007. I årene før dette hadde kategoriene andre kjente årsaker og blank/ukjent/annet en mye høyere andel av feilene. Driftsforstyrrelser etter 2006 ser derfor ut til å i større grad bli fanget opp av vern som er installert og dermed bedre reflektere feilene som opptrer. I løpet av 2005 ble nettsentralen sentralisert til en lokalisasjon og som nevnt i kapittel 2.1.3 ble SCADA innført i for distribusjonsnettets i 2005 og økningen i antall feil i årene etter dette kan ha visse sammenhenger med denne innføringen. Det er trolig forbigående feil som før 2005 ikke automatisk ble innrapportert i FASIT-systemet som gir opphav til økningen i driftsforstyrrelser i 2006-2009. Økningen omhandler derfor feil som antageligvis også var en del av det totale omfanget før 2006, men som ikke ble rapportert.

### 3.1.2 Driftsforstyrrelser i de forskjellige nettypene

Driftsforstyrrelser forekommer i alle nettnivåer, men det har ikke blitt noe godt insentiv for å melde inn feil i lavspentnettet foreløpig. Dette er forventet fra nettsentralens personell å endre seg i kommende år, spesielt etter at AMS blir innført og gjør kontroll av avbrudd i lavspentnettet mulig. Tallene på driftsforstyrrelser i lavspentnettet som presenteres i Figur 8 er ikke riktige, noe nettsentralens personell er klar over, men FASIT-rapporteringssystemet er på plass for å håndtere det som blir rapportert. Inndelingen i høyspent distribusjonsnettets nettyper blir gjort fra følgende kriterier:

- Kabelnett,  $\geq 90\%$  kabel i radialen
- Luftnett,  $\geq 90\%$  luftlinjer i radialen
- Blandet nett, verken kabel, eller luftlinjer har  $\geq 90\%$  andel



*Figur 8 Driftsforstyrrelsers feilkarakter og nettype i perioden 2010 til og med 2015*

Som vist i Figur 6 har det forekommet klart flest feil i det blandede høyspent distribusjonsnett de siste 10 årene og om det bare ses på driftsforstyrrelser i perioden 2010-2015 så har 61,2% av feilene kommet i blandet distribusjonsnett. For å kunne vurdere de forskjellige nettypene i forhold driftsforstyrrelser i Figur 8, er det nødvendig å se hvor mye nett de forskjellige kategoriene faktisk utgjør i distribusjonsnettets inndeling i blandet-, kabel- og luftnett er oppgitt for følgende objekter i NetBas:

- AB, abonnent
- LA, last
- SL, sum last

Disse objektene i NetBas har nødvendig informasjon om kundesammensetning som brukes til kalkulasjonen av avbruddskostnader og er derfor en viktig del av FASIT-rapporteringen. Nettypen blir den samme for alle SL-objekter i en radial, siden det er nettsammensetningen som bestemmer nettype er den samme for alle punktene i radialen. Oppdelingen av distribusjonsnettets i tre deler er så å si bare brukt til FASIT-rapporteringen og resterende nettkomponenter i NetBas er bare delt inn i om det er kabel-, eller linjenett. Tabell 2 viser de ulike nettypenes utstrekning, antall nettstasjoner, sum last og driftsforstyrrelser for det høyspente distribusjonsnettets.

Tabell 2 Høyspent distribusjonsnettets fordeling

Netttype	Utstrekning [km]	Nettstasjoner antall	Sum last (SL) objekter antall	Driftsforstyrrelser 2010 - 2015
<b>Kabel</b>	6102,541 (78,8%)	3048 (69,4%)	1803 (40,4%)	100 (8,865%)
<b>Luft</b>	1643,412 (21,2%)	1334 (30,4%)	602 (13,5%)	268 (23,76%)
<b>Blandet</b>			2059 (46,1%)	760 (67,375%)
<b>Totalt</b>	7745,953	4382	4465	1128

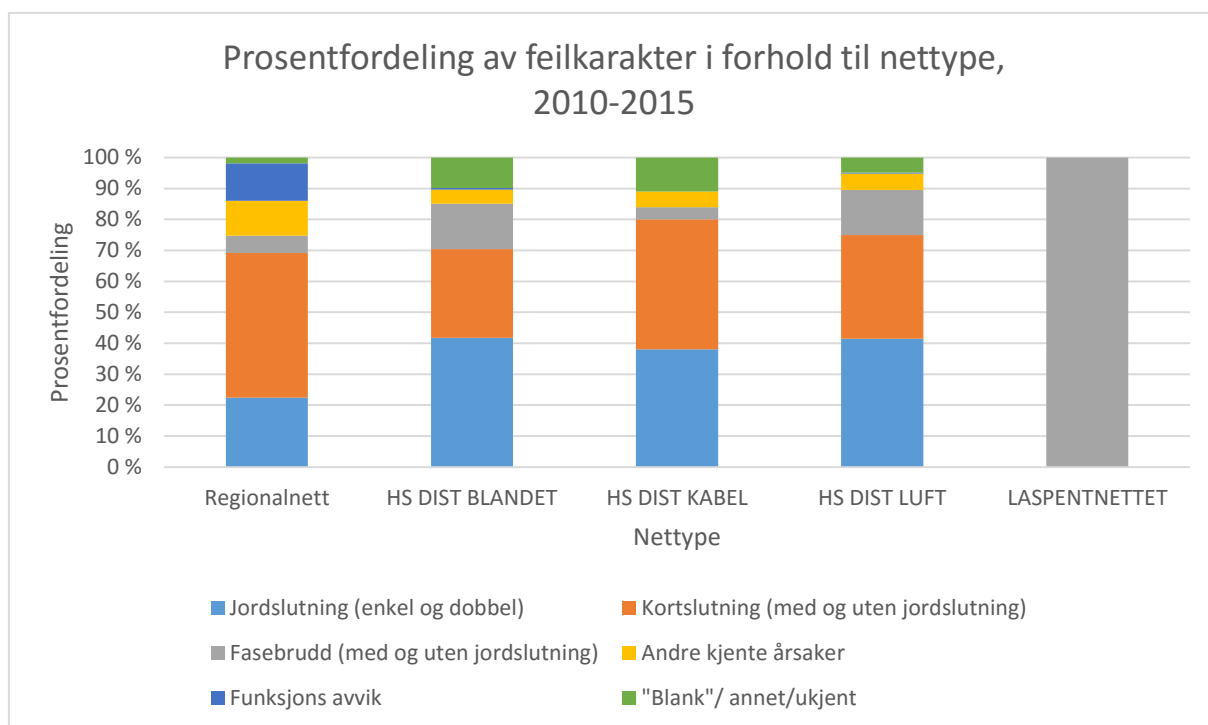
Prosentandelen SL-objekter og driftsforstyrrelser som forekommer i samme netttype gir følgende forholdstall:

$$Kabel = \frac{8,865\%}{40,4\%} = 0,22 \quad Luftlinje = \frac{23,76\%}{13,5\%} = 1,76 \quad Blandet nett = \frac{67,375\%}{46,1\%} = 1,46$$

Siden det er ulikt antall SL-objekter i hver radial, kan prosentandelen til SL-objektene i de forskjellige nettypene være litt utenfor det som er den eksakte prosentfordelingen til det høyspente distribusjonsnett. Selv med en ganske stor feilmargin i forholdstallet over, gis det en ganske klar differanse mellom feilraten i kabelnett og de to andre kategoriene. Det ser derfor ut til at feilene i det blandede distribusjonsnett stammer i størst grad fra feil i linjenett og ikke fra kabelnett. Forholdstallet indikerer f.eks. at det ville forekommet 8 driftsforstyrrelser i luftlinjenett for hver feil i kabelnett og 6,6 feil i blandet nett for hver feil i kabelnett, men dette gjelder kun om det hadde vært like stor nettandel i hver av kategoriene.

Det er ikke så lett å se hvilke feilkarakterer som forekommer i andre nett enn blandet distribusjonsnett i Figur 8, Figur 9 illustrerer dette bedre.





*Figur 9 Prosentfordeling a feilkarakter i forhold til nettype*

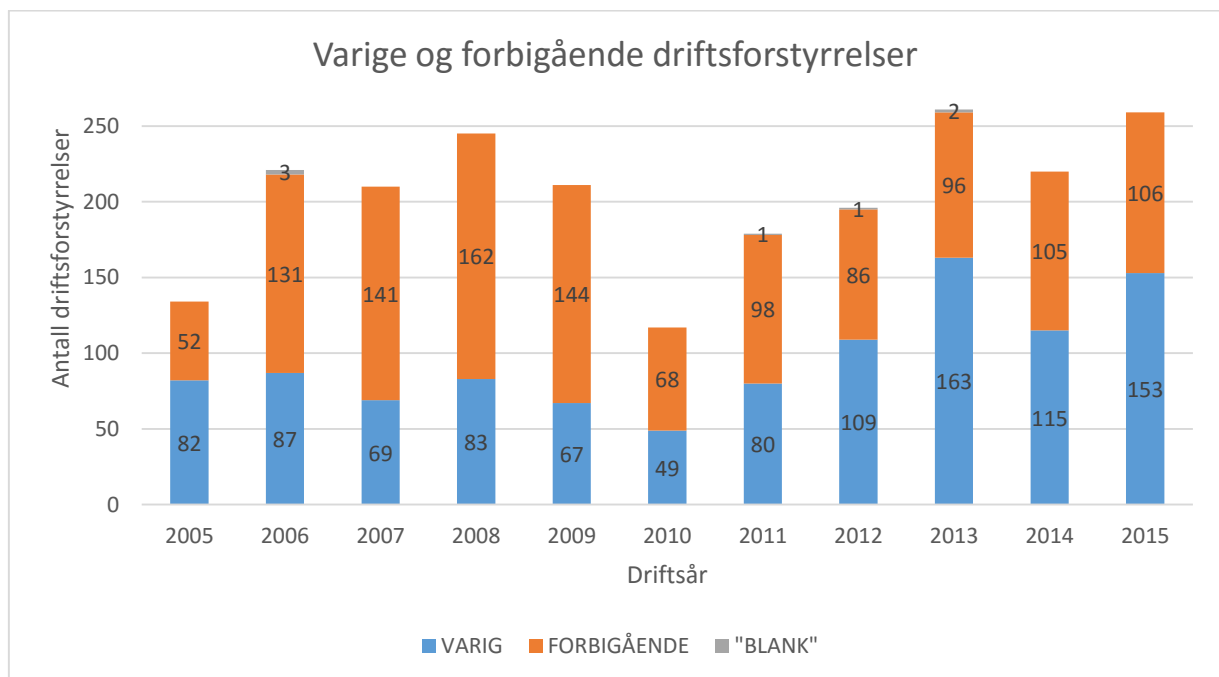
Jord- og kortslutninger har i perioden 2010-2015 utløst i overkant av 70% av driftsforstyrrelsene i høyspentnettet, mens det i lavspennetnettet er fasebrudd som har stått for samtlige innrapporterte feil. Det er et større press for å finne et svar på hvorfor feil forekom i regionalnettet og andelen feil med ukjent/blank feilkarakter er derfor mye mindre enn i distribusjonsnettet. Andelen funksjonsavvik er mye høyere i regionalnettet enn i distribusjonsnettet. Med tanke på at dette nettnivået driftes som maskenet, så er det naturlig at flere feil er relatert til samspillet mellom vern og overlapping i deres funksjon.

### 3.1.3 Varige og forbigående driftsforstyrrelser

Driftsforstyrrelser kan oppdeles i hvorvidt de vedvarer, eller forsvinner av seg selv. De varige feilene krever en reparasjon/utskifting av komponenter for å gjenopprette nettet til full drift og krever som regel at nettet er spenningsløst i en viss periode. Varige driftsforstyrrelser gir en avbruddstid for berørte nettdeler og en KILE-kostnad ut fra kundesammensetningen. Forbigående driftsforstyrrelser er relatert til hendelser som i en gitt periode gjør driftsforholdene i nettet uakseptable. Forbigående feil blir ofte klarert ved automatisk gjeninnkobling (GIK), f.eks. kan tordenaktivitet indusere spenninger som forsvinner etter få sekunder. Det er også forbigående feil som vedvarer lengre enn tiden GIK-en er satt til å fungere og driftsingeniøren seksjonerer uten å finne feil. Feil som gjør at høyspentsikringer løser ut regnes også som forbigående, dette gjøres fordi komponenten gjør det den er installert for å gjøre og det regnes ikke som et varig avbrudd å skifte sikring.

Både varige og forbigående driftsforstyrrelser krever driftsingeniørens oppmerksomhet og selv om feil automatisk blir klarert ved GIK må hendelsene rapporteres. Årsfordelingen mellom

varige og forbigående driftsforstyrrelser er vist i Figur 10, der begge gir store bidrag til totalt antall driftsforstyrrelser.

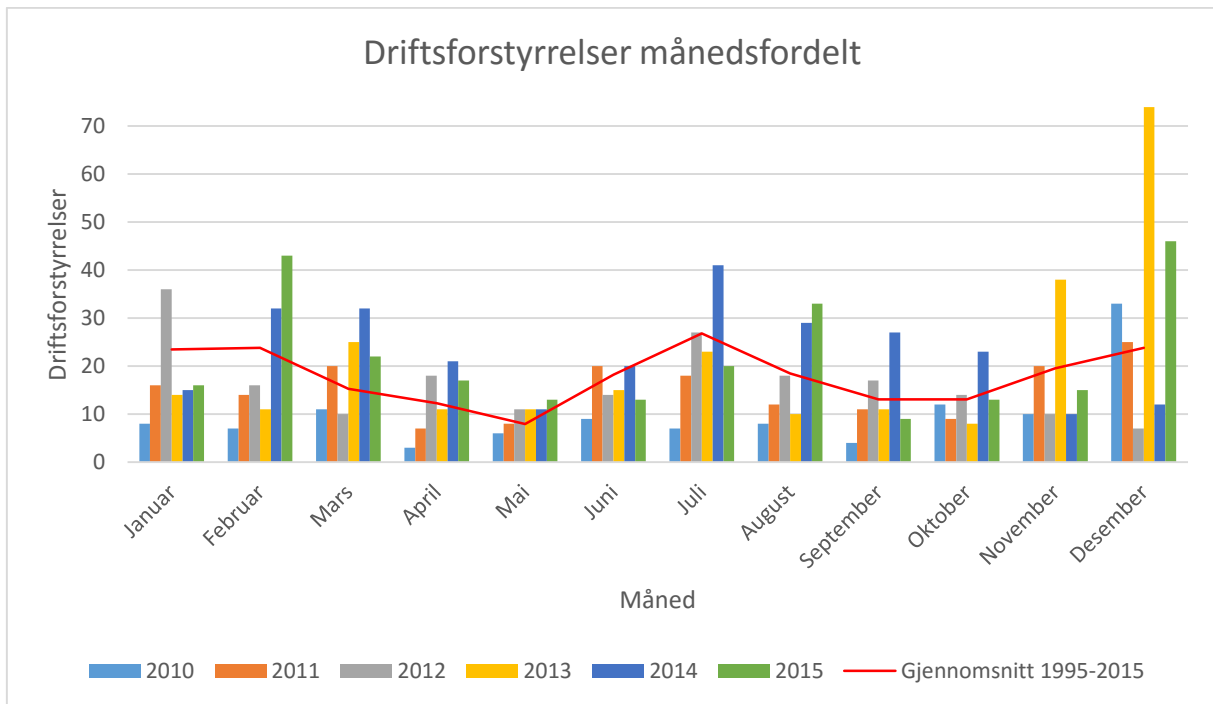


Figur 10 Varige og forbigående driftsforstyrrelser, etter driftsår

De forbigående feilene gir ved første øyekast ingen direkte skader, men det er mulig at komponenter som er ødelagt, eller har redusert evne til å motstå neste feil. Eksempler på dette kan være spenningsavledere og gnistgap som normalt ville ledet vekk tordenrelaterte overspenninger bryter sammen, eller at fasebrudd ikke har jordforbindelse og dermed ikke umiddelbart blir detektert som feil. De forbigående feilene har stått for mer enn 40% av driftsforstyrrelsene etter 2010 og har stabilisert seg på rundt 100 driftsforstyrrelser i året.

### 3.1.4 Månedsfordeling av driftsforstyrrelser

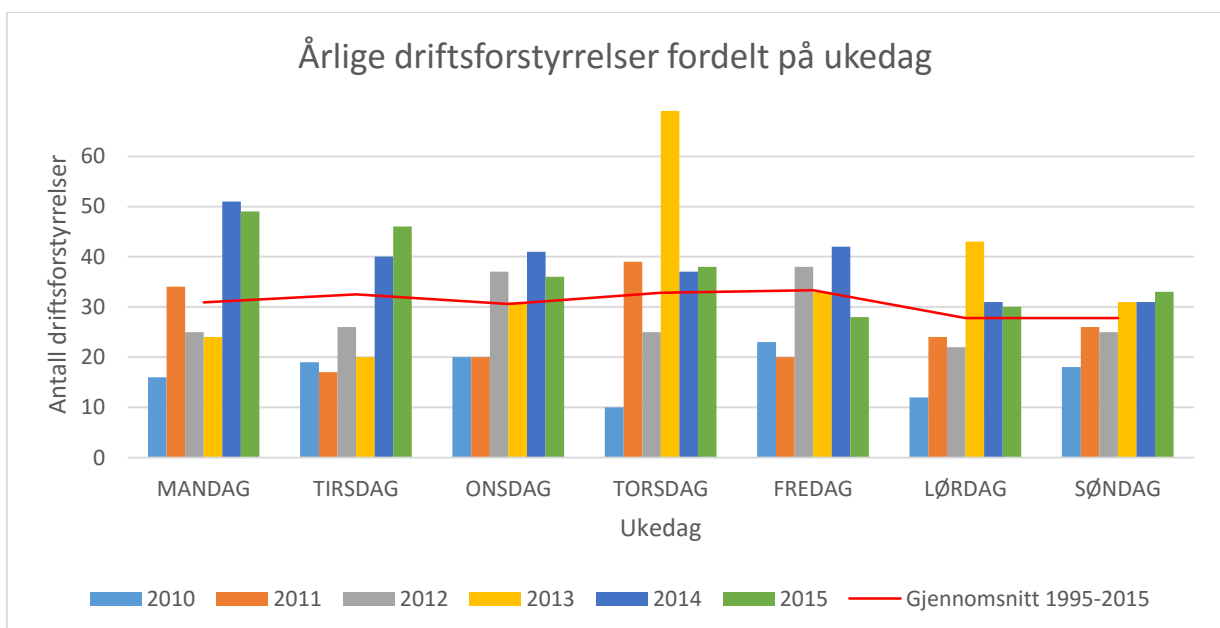
Det er store variasjoner mellom hvordan feilene fordeler seg over året, og månedene januar, februar, juli og desember har statistisk sett vært mest feilbefengt. I vintermånedene er det såkalte vinterstormer som er med på å prege feilbildet, mens det i sommermånedene er torden som gir en klar økning i antall feil. Månedsfordelingen er vist i Figur 11 og viser at det er store variasjoner fra år til år, men at det er enkelte deler av året som er mer feilbefengt.



Figur 11 Månedsfordeling av driftsforstyrrelser

### 3.1.5 Driftsforstyrrelser, ukedag

Det er ikke så store variasjoner i antall driftsforstyrrelser som skjer på hver enkelt ukedag, men det er tydelig at det er litt færre feil i helgen, som vist i Figur 12. Det er mest sannsynlig menneskelig aktivitet som gjør at det er færre feil i helgene, mens andre feilkilder gir mer tilfeldige utfall for hvilken ukedag de inntreffer på. I forhold til nettsentralens praksis om redusert mannskap i helgene er det positivt at dette sammenfaller med at det statistisk er færre feil lørdag og søndag.



Figur 12 Driftsforstyrrelser fordelt på ukedag

## 3.2 Utløsende og bakenforliggende årsak

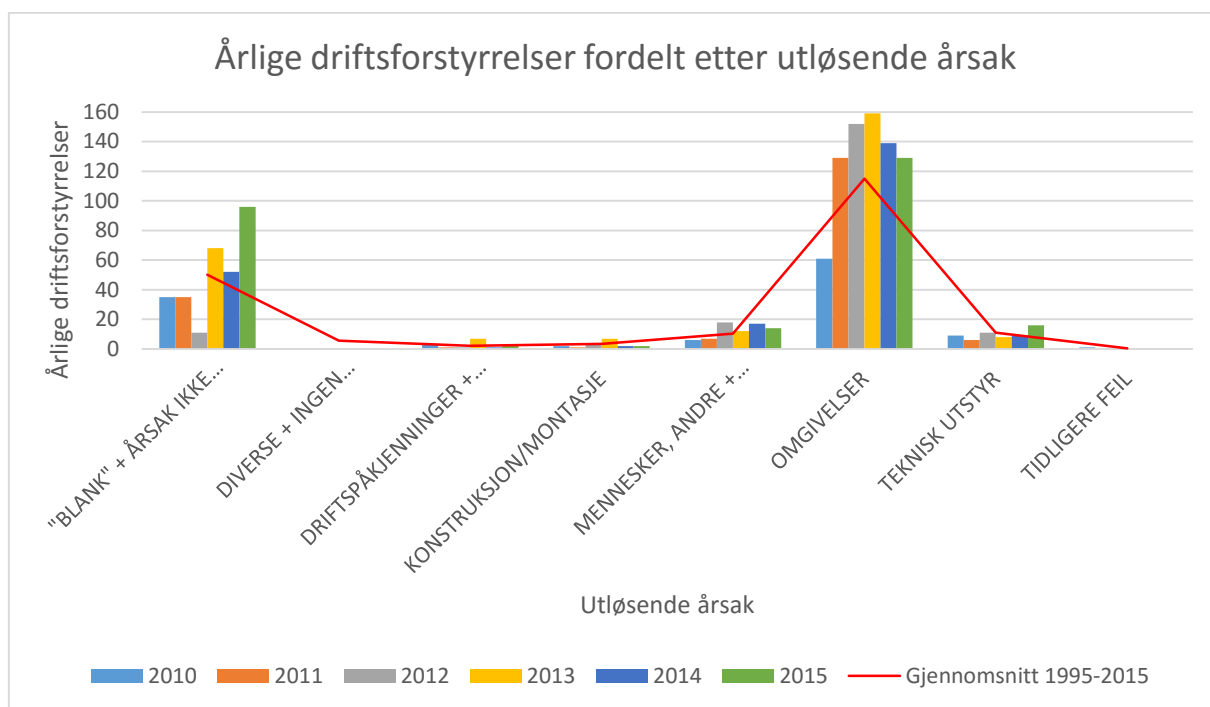
For hver driftsforstyrrelse skal utløsende og bakenforliggende årsak kartlegges, dette kan være spesielt vanskelig om feilen ikke vedvarer. Med utløsende menes årsaken til at vern løste ut, f.eks. at det lå et tre på linjen (omgivelser), eller at det var svikt i en spesifikk komponent (teknisk utstyr). Den bakenforliggende årsaken sier noe om premisset som gjorde den utløsende årsaken mulig, i tilfellet med et tre på linjen kan dette være vind som blåste treet bort på linjen. Det er varierende hvorvidt FASIT-rapporteringen har blitt fylt inn på denne måten, men grunnen til feil kommer som regel frem i rapportene. I Figur 13 er de forskjellige utløsende og bakenforliggende årsakene for kategorien omgivelser vist slik det er i NetBas i dag. Omgivelser blir her den overordnede utløsende årsaken, mens vind i dette tilfellet er den underliggende utløsende årsaken.

Utl.	Bak.
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> OMGIVELSER
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> tordenvær
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> vind
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> snø/is
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> frost/tele
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> vann/nedbør/fuktighet
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> salt/forurensning
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> fremmedlegemer
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> fugl/dyr
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> vegetasjon
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> setninger (>= 33kV)
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> ras
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> brann/eksplosjon
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> annet
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> ukjent

Figur 13 NetBas sin FASIT-rapportering, utløsende- og bakenforliggende-årsak for omgivelser[25]

### 3.2.1 Utløsende årsak

Hvilke kategorier som har blitt brukt i de 21 årene FASIT rapportering har blitt utført varierer litt, kategoriene har derfor blitt samlet i Figur 14, forklaring på hva som inngår i de forskjellige kategoriene ligger i Appendiks.

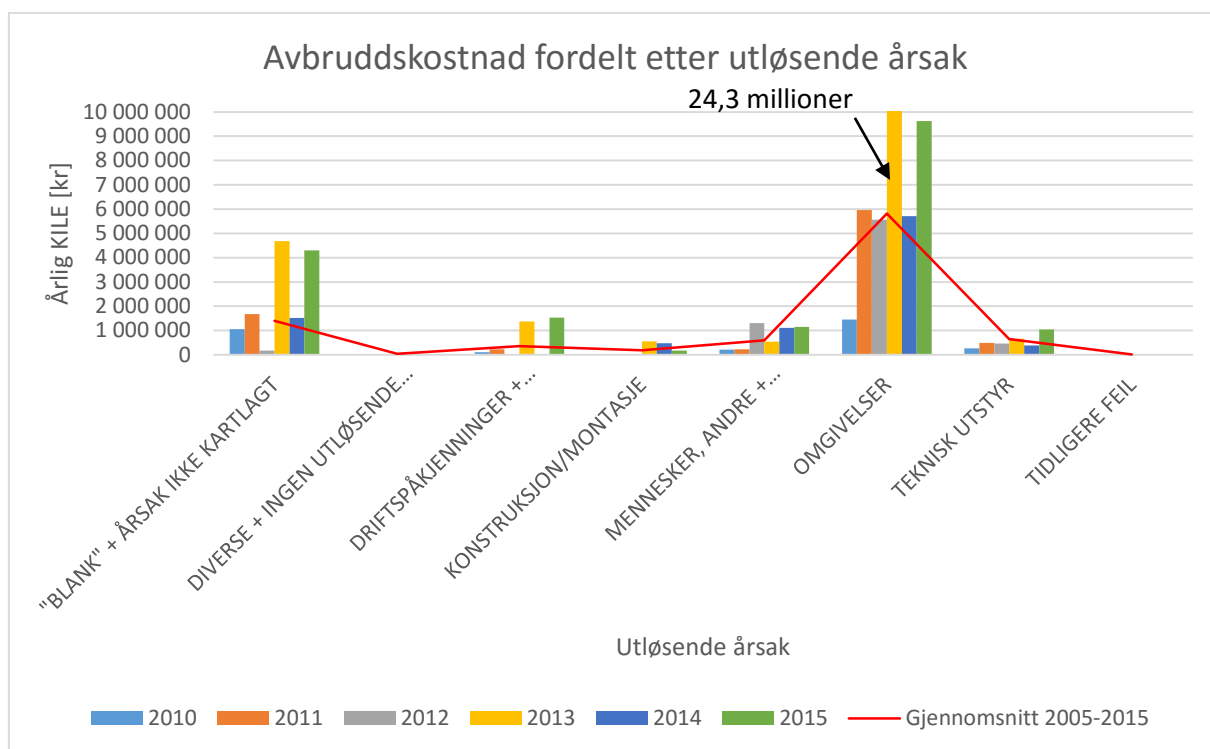


Figur 14 Driftsforstyrrelser fordelt etter utløsende årsak

Som Figur 14 viser er det spesielt kategoriene omgivelser og «blank»/årsak ikke kartlagt som preger feilbildet hos TE. De årsakene som er blitt markert med «blank»/årsak ikke kartlagt kan også komme fra omgivelser, men disse driftsforstyrrelsene er det ofte vanskelig å påvise bakgrunnen til og kan i visse tilfeller bli oppført i kategorien slik at FASIT-rapporteringen skal bli godkjent. De andre kategoriene har også noen feil knyttet til seg, men er så å si neglisjerbare i forhold til hvor mange feil som har skjedd relatert til omgivelser.

### 3.2.2 Avbruddskostnader

De forskjellige driftsforstyrrelsene fører til kostnader i henhold til forskriftskrav[4]. Figur 15 viser hvordan kostnaden fordeler seg i forhold til utløsende årsak. Omgivelser hadde flest driftsforstyrrelser og får også den største assosierte KILE-kostnaden, men 2013 skiller seg ut med langt høyere kostnad enn de resterende årene. Stormen «Ivar» ga uvanlig mange og kostbare feil i desember 2013 og preger kostnadsbildet.



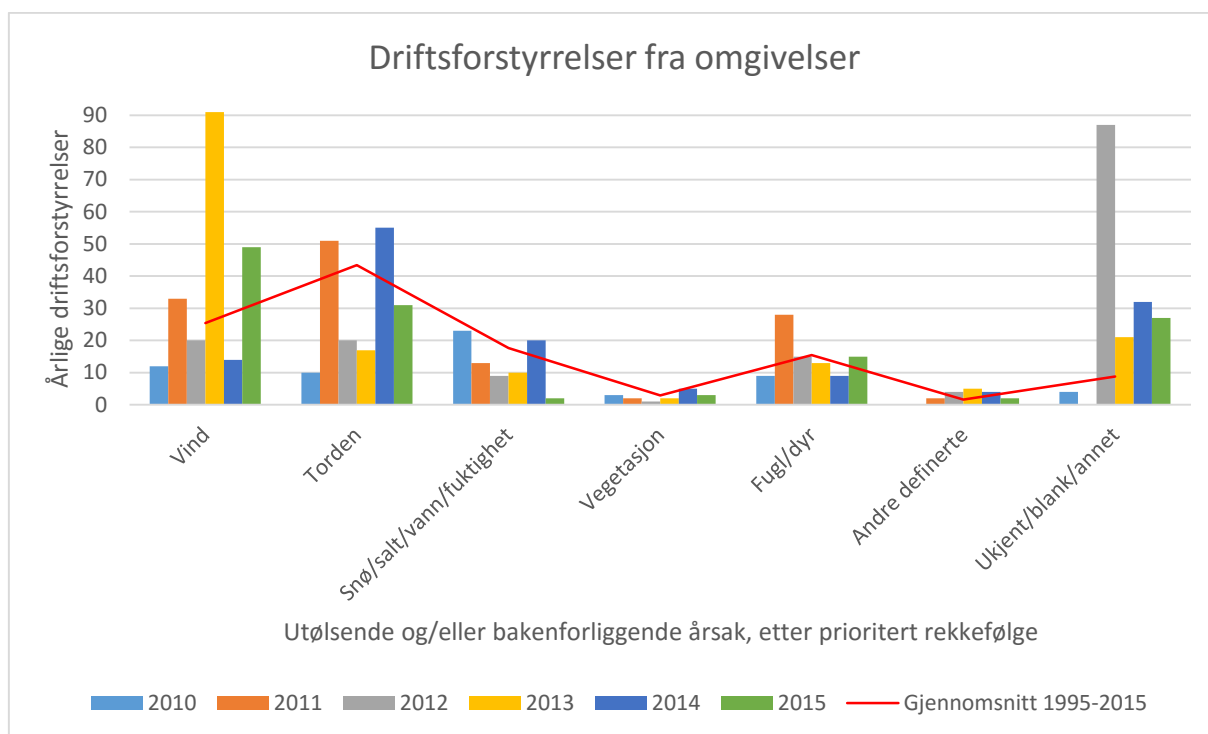
Figur 15 Avbruddskostnad fordelt etter utløsende årsak

Legg merke til at gjennomsnittet her er vist for perioden 2005 – 2015, dette er gjort fordi store endringer fra 01.01.2005 i *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff*[4].

### 3.2.3 Driftsforstyrrelser fra omgivelser

I perioden 1995 – 2015 har 2416 av driftsforstyrrelsene kommet fra feil med utløsende årsak; omgivelser, noe som utgjør nesten 60% av totalt antall driftsforstyrrelser. Mange av de andre feilene som ikke inngår i kategorien omgivelser kan også være påvirket av omgivelser. F.eks. kan feil fra kategorien årsak ikke kartlagt vise seg å være trær kommer inntil linjer, eller torden som gir forbigående feil.

Figur 16 viser driftsforstyrrelser fra omgivelser, der feilene er sortert etter en viss prioritert rekkefølge vist i Appendiks. Kategoriene er her sortert etter om de har utløsende og/eller bakenforliggende årsak i den gitte kategorien og de forskjellige driftsforstyrrelsene er telt opp uten overlapping. Om for eksempel driftsforstyrrelsen er registrert til å ha bakenforliggende årsak; vind og utløsende årsak; vegetasjon, så blir vind valgt som prioritert kategori. Driftsforstyrrelsene blir prioritert fra venstre mot høyre i figuren (1. vind, 2. torden, ...)

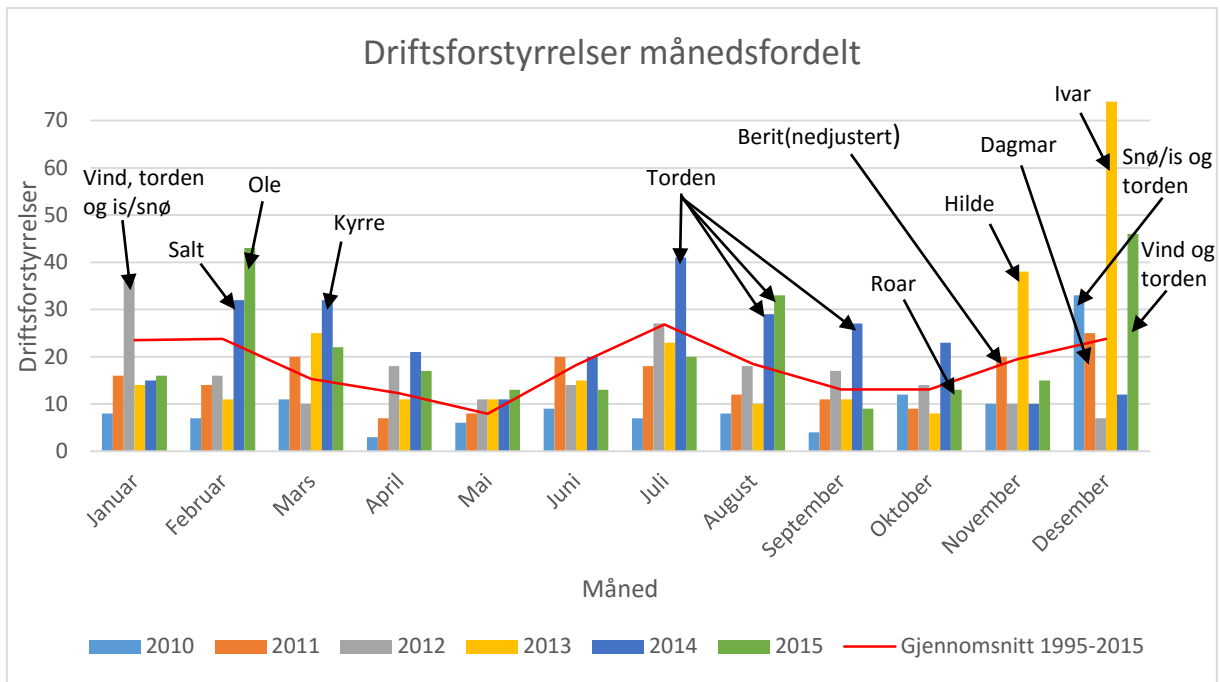


Figur 16 Driftsforstyrrelser fra omgivelser, prioritert rekkefølge av utløsende og/eller bakenforliggende årsak

Figur 16 gir et bilde over hva som var nødvendige premisser for at driftsforstyrrelsen skulle skje. Vegetasjon får ved en slik inndeling få feil som er knyttet til seg, men så er det også sjelden at vegetasjon alene forårsaker feil. Vind, torden er kategoriene som har de største variasjonene i antall feil, med unntak av rapporteringen i 2012 som ga uvanlig mange feil i kategorien ukjent/blank/annet. I 2012 ble det bestemt at alle driftsingeniørene skulle føre sine egne FASIT-rapporter og at det ikke skulle være noen få personer dedikert til dette arbeidet. Bestemmelsen i 2012 ser ut til å ha ført til litt innkjøringsproblemer, men dette er bedret i de påfølgende årene.

### 3.3 Ekstremvær og større variasjoner i antall feil

Generelt er det ytre påkjenninger på kraftnettet som gir store utslag fra gjennomsnittet hos TE og da gjerne gjennom forskjellige former for klimatiske påkjenninger som direkte, eller indirekte skaper driftsforstyrrelser. De største feilperiodene har kommet i forbindelse med kraftig vind og/eller stor torden aktivitet, noe som er illustrert i Figur 17. Mange av de større feilperiodene har også vært i forbindelse med navngitte ekstremvær som har vært i regionen[26, 27]. Ekstremværene har rammet Trøndelag på høst og vinter delen av året og gir store års variasjoner i antall feil. Snø/is og salt har også vært med å prege feilperioder og gitt uvanlig mange feil i enkelte år.

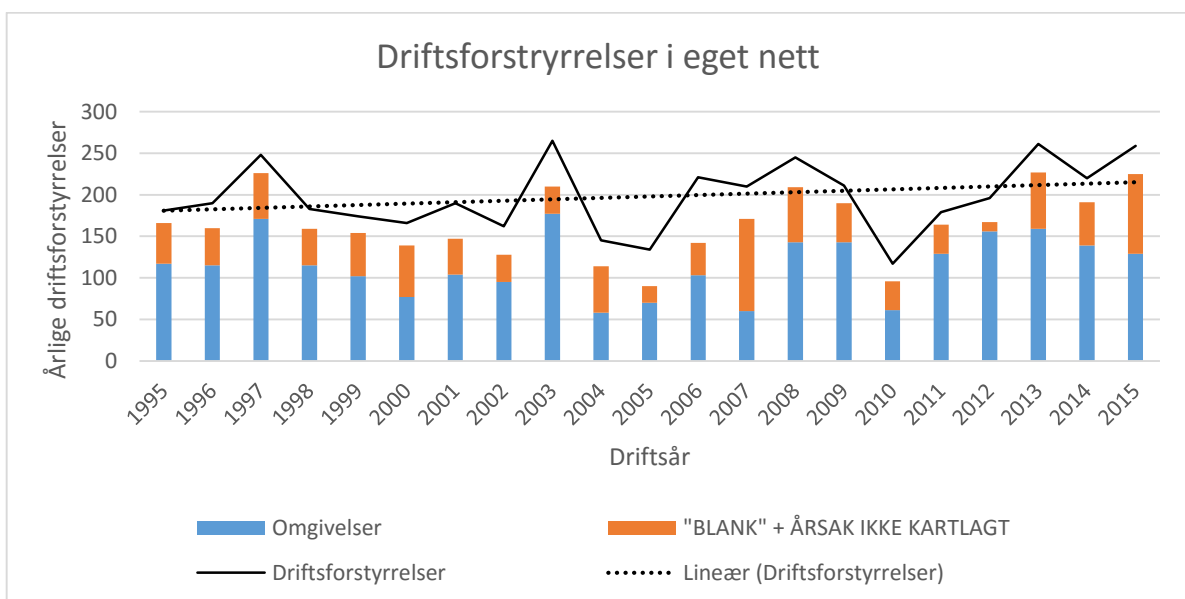


Figur 17 Driftsforstyrrelser over gjennomsnittet, påvirkning fra omgivelser

Det er ikke bare stormene og de andre illustrerte årsakene som har gitt feil, men de har vært med på å gi et større antall feil enn hva som er normalt.

### 3.3.1 Framtidsutsikter

Rapporteringen av feil som har vært kan gi en indikasjon på hvordan fremtiden kommer til å se ut. Trenden for antall driftsforstyrrelser i andres og eget nett ble i kapittel 3.1 vist til å gå nedover, men som Figur 18 viser at det i perioden er en økning i feil i eget nett. Størsteparten av driftsforstyrrelsene er relatert til omgivelser, men også feil som ikke har noen kjent årsak gir et stort bidrag.



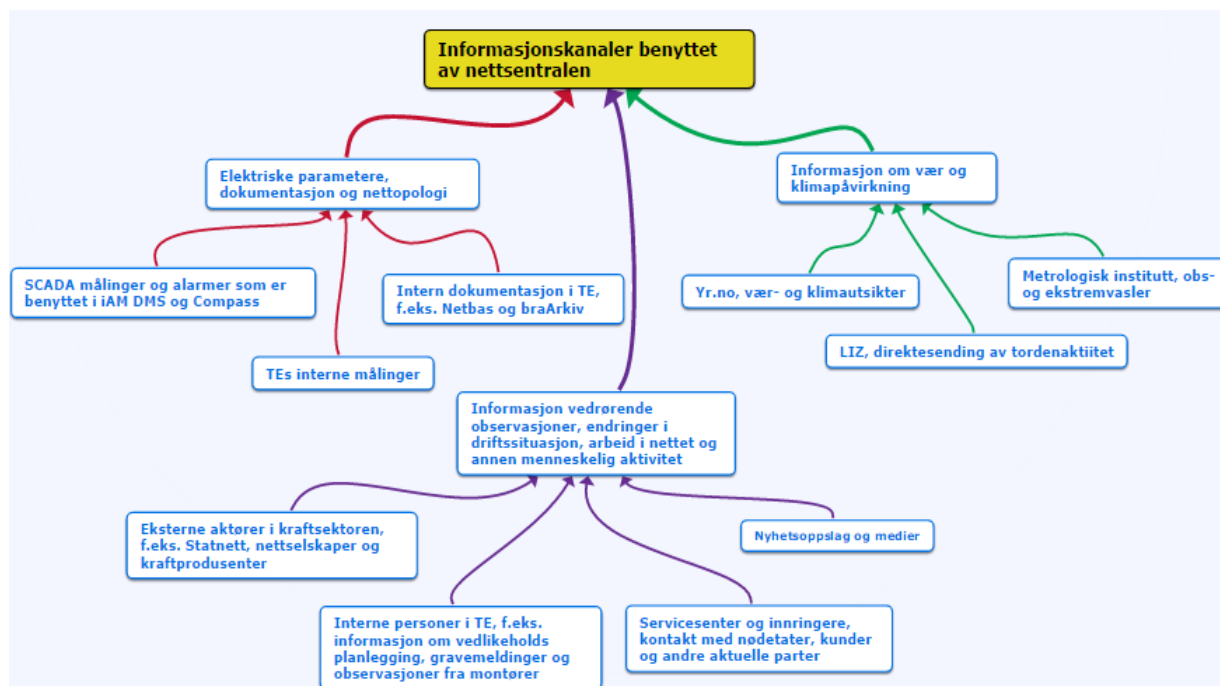
Figur 18 Driftsforstyrrelser i eget nett, der de to største bidragsyterne er vist



TE sin nettsentral får stadig mer nett som inngår i deres feilrapportering og en økning i antall driftsforstyrrelser er å forvente, hvis det ikke er gjort store forbedringer som kompenserer for økningen.

## 4. Overvåking og informasjon fra kraftnettet

Det er flere kilder til informasjon som brukes til overvåking fra nettsentralen, målinger i nettet gir nødvendig info om elektriske parametere, men det er også info fra eksterne påkjenninger som også gir innvirkning på kraftnettet. Figur 19 viser de forskjellige informasjonskilder som benyttes av nettsentralen i dag, der tre hovedgrupperinger er med på overvåkningen av kraftnettet.



Figur 19 Informasjonskanaler benyttet av nettsentralen i dag, laget i Mindomo[12]

Informasjonen kan komme i mange former f.eks. telefon, mail, radiosamband, nyhetsoppslag, hendelseslogg, eller fra programmer. Driftsingeniøren bruker mye tid på å holde oversikten på innkommende informasjon og benytter den samlede situasjonsforståelsen til å kontinuerlig opprettholde driften av kraftnettet.

### 4.1 Informasjonsinnhenting

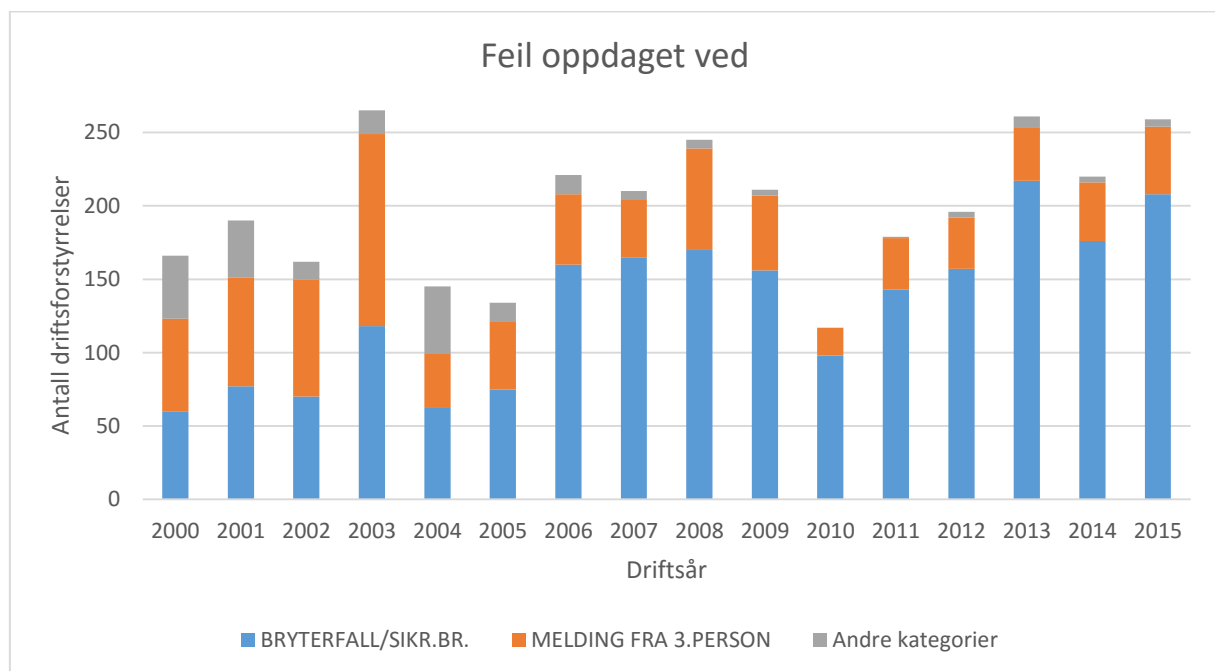
En stor del av driftsforstyrrelser hos TE kommer fra omgivelser, hvilket var vist i kapittel 3.2.1, informasjon vedrørende værutsikter og klimatisk påkjenning er derfor en viktig del av overvåkningen. Nettsentralen bruker derfor værtjenester for å gi et bedret beslutningsgrunnlag om det er sannsynlig at mange driftsforstyrrelser vil komme i nær fremtid. TE abonnerer på sanntidsvisning av tordenaktivitet ved hjelp av LIZ[28] utviklet av SINTEF og benytter åpne værtjenester (Yr.no)[29] for å se hvordan været vil være kommende døgn. Metrologisk institutt gir også OBS-varslar[30] og ekstremvarslar over værphenomener

som kan forekomme i nær fremtid. Nettsentralen får ofte en god indikasjon på hvorvidt værprognosene stemmer, siden været gjerne passerer deler av fastlands Norge før det kommer til Trøndelagsregionen.

Målingene som blir foretatt av TE er hovedsakelig elektriske parametere som f.eks. spenning og effekt og målingene gir direkte informasjon om nettet driftes forsvarlig. Hvis målingene viser at driften er utenfor hva som er bestemt, vil vern trigges og koble ut deler av nettet som er påvirket, samtidig som alarmer blir sendt til nettsentralen for å varsle om hvor/hva som vernet reagerte på. Vern kan ofte også gi advarsler til nettsentralen om elektriske parametere er over/under predefinerte grenser, slik at nettsentralen kan overveie hvorvidt driften er akseptabel under de gitte driftsforholdene. Det finnes tre former for informasjon fra de elektriske målingene:

- Normal drift, alt ok
- Normal drift med noen begrensende faktorer
- Uakseptable verdier som gjør at deler av nettet må isoleres bort fra friskt nett

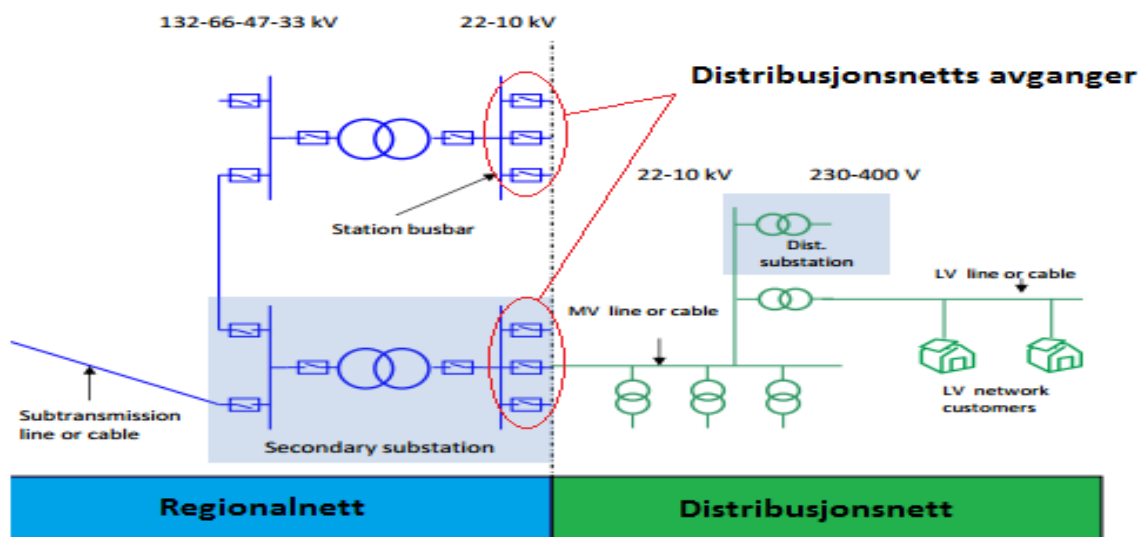
Informasjon fra 3.person, montører og servicesenteret gir ofte informasjon om situasjoner som er på vei til å oppstå, eller som ikke blir fanget opp av TEs egne vern. Disse varslingene er spesielt essensielle for å i det hele tatt vite at det er feil distribusjonsnettet og gir ofte omtrentlig feilsted umiddelbart. Figur 20 viser hvordan driftsforstyrrelser blir oppdaget hos TE, men som i de tidligere viste grafene i rapporten er det store mørketall fra lavspentfeil. Hvis alle lavspentfeil i perioden hadde blitt vist i grafen ville andelen fra melding fra 3.person vært langt større.



Figur 20 Fordeling av hvordan feil ble oppdaget

#### 4.1.1 Målinger i kraftnettet

Slik det er i dag er det store forskjeller på hvor mye informasjon som blir hentet inn med målinger fra de forskjellige nettnivåene. Sentral- og regionalnettet har vært prioritert og kan sies å være fullstendig overvåket gjennom SCADA. For distribusjonsnettet er det hovedsakelig bare målinger på de forskjellige avgangene ut fra transformatorstasjonene som er innført i dag, avgangene er vist i Figur 21. Så å si all annen informasjon om distribusjonsnettet til høyre for avgangene blir beregnet/estimert for å reflektere hvordan sannsynlig kraftflyt og elektriske parametere fordeler seg. I nett nedstrøms for distribusjonsnettets avganger vet egentlig ikke om beregningen/estimeringen er reell, men den er nødvendig for å kunne få et så godt bilde som mulig uten faktisk å måle de forskjellige parameterne. Hvilke hjelpesystemer som inngår i beregningen/estimeringen er forklart videre i kapittel 4.2.



Figur 21 Distribusjonsnettets avganger[10]

Innføringen av *Avanserte måle- og styringssystem (AMS)* gjør at mer av distribusjonsnettets parametere blir kjent og dette spesielt på forbrukersiden av distribusjonsnettet. Dette gjør at virkelig belastning vil bli kjent og det i mye bedre oppløsning enn hva som har vært tidligere. Det som fortsatt kan komme til å være ukjent er statusen til de forskjellige distribusjonstransformatorene, men det er mulig at flere av disse også kommer til å bli inkludert ved et senere tidspunkt. Avanserte måle- og styringssystem er mer utdypet i kapittel 4.3.

#### 4.1.2 Distribution management systems, DMS

DMS løsninger er laget for å støtte nettselskaper med deres drift av kraftnett ved å gjøre nettet synlig og kontrollerbart. I tillegg hjelper DMS med å samle annen informasjon i forbindelse med kraftnettet og bruker avanserte algoritmer til å utføre oppgaver som både er tidkrevende og så å si umulige å gjøre manuelt. DMS løsninger er ment til å samle og gjøre informasjon tilgjengelig og brukervennlig for de forskjellige oppgavene som må utføres for å drifte distribusjonsnett. Hovedsakelig er DMS løsningen et supplement til tidligere utviklede

programmer, for å gjøre disse mer synlige og brukervennlig for den mer operative delen av nettselskaper.

#### 4.1.2 Kontinuerlig informasjonsflyt

Kontinuerlig informasjon fra bl.a. målinger, innstillinger og settpunkter er helt nødvendig for å drifte kraftnettet. Denne informasjonen blir innhentet gjennom SCADA og blir overført til DMS for videre behandling. DMS bruker så informasjonen til å tilføre nettsentralens personell nødvendig visibilitet og styringsmulighet, slik at driftsingeniørene kan utføre sine arbeidsoppgaver. Kontinuerlig informasjonsflyt gjør at driftsoppgaver kan utføres på en mer effektiv og tilfredsstillende måte, dette er oppgaver som[31]:

- Riktig belastning av utstyr og oversikt over belastningsgrad
- Oversikt over planlagte oppgavers påvirkning
- Etablering av bryterkoblinger for å gjenetablere driften på deler av kraftnettet
- Innhenting av tidssensitiv informasjon ved driftsforstyrrelser
- Endring på innstillinger og kontrollerbare enheter i kraftnettet

Den kontinuerlige informasjonen som SCADA gir muligheten til å utnytte, må bli fremstilt på en brukervennlig måte slik at driftsingeniører kan utnytte den best mulig. Dette blir gjort gjennom DMS løsningen som benyttes, noe av det DMS løsningen er med på å tilby brukerne er[31]:

- Ivaretar person- og arbeidssikkerhet gjennom bedret visuell presentasjon og kontroll over spenningsatte deler av kraftnettet
- Utvidet levetid på komponenter ved å kontrollere driften og belastningsgraden
- Økning i kraftsystemets driftstid gjennom raskere gjenoppretting ved driftsforstyrrelser
- Forbedret systemeffektivitet og mer optimalisert bruk av tilgjengelige ressurser

DMS får hele tiden inn informasjon om nettets status, informasjonen blir hovedsakelig hentet gjennom SCADA systemet, men kan også inkludere informasjon fra bl.a. AMS. Informasjonen kommer ofte med jevne intervaller, men kan også bli sendt ut ved grenseovertridelser. Informasjonen som kommer ved grenseovertridelser kan sies å komme ved en såkalt «rapporter ved unntak» filosofi, da det er unødvendig å vite om statusen før satte grenser er brutt. Informasjonen som blir innhentet gjennom SCADA kommer ofte som signaler fra fjernlokaliserte sendere, som sender informasjon om bl.a. målinger, eller anleggsdelers innstilling.

#### 4.1.3 Nettsentralens bruk av programmer

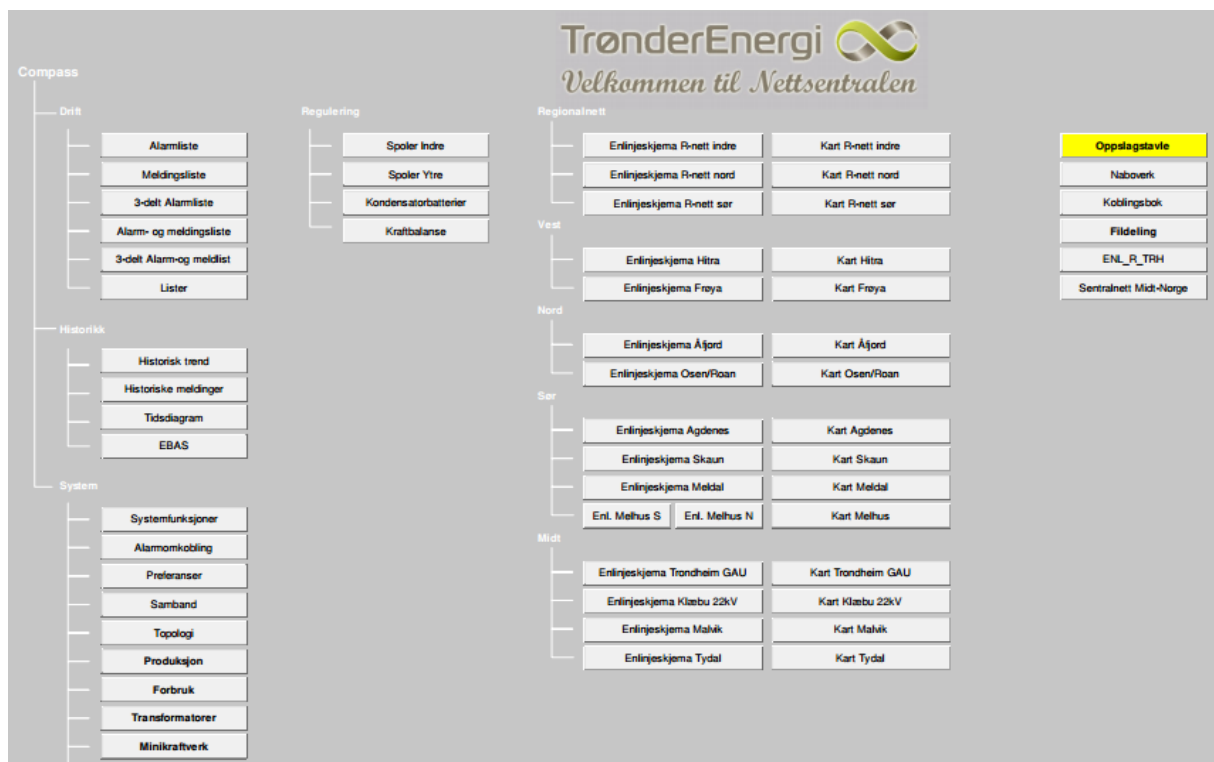
De kontrollerbare enhetene i kraftnettet har forskjellige måter å bli operert på og DMS løsningen må støtte alle disse måtene. Dette er viktig for at personellet på nettsentralen får utnyttet de tilgjengelige midlene de råder over. Det skilles mellom utstyr som opererer automatisk og hvorvidt det kan benyttes direkte fra nettsentralen, eller at de må sende ut

montører for å manuelt operere utstyret. Det er en mengde utstyr i lav- og høyspent nettet som har mer enn en passiv rolle, eksempler på disse er brytere av forskjellige slag.

De to hovedprogrammene Compass og iAM DMS blir brukt av nettsentralen slik situasjonen er i dag. Begge programmene får som nevnt informasjonen sin fra SCADA og er viktige hjelpemidler ved TE sin nettsentral.

## Compass

I Compass er alle elektriske anleggsdeler tegnet inn og er tilpasset brukere med elkraft kompetanse, men kan ikke benyttes for å utføre alle nettsentralens oppgaver. Compass brukes til alarmprosessering fra SCADA systemet og til å utføre/simulere bryterkoblinger som utføres i kraftnettet. Driftspersonell kontrollerer også settpunkt/funksjon til bl.a. kondensatorbatterier, reaktorer, GIK og transformatortrinning i Compass. I tillegg kan det opprettes notater og forriglinger på brytere og utstyr, for å gi informasjon til andre driftingeniører. I Figur 22 vises menyutvalget som nettsentralens personell benytter i Compass.



Figur 22 Compass sin oversikt over mulige bruksområder

Det er mulig å se ut i fra menyen at fokuset i Compass er de tekniske tegningene av kraftnettet og alarmbehandlingen fra SCADA. Selve topologien til nettet har to visninger, en rent skjematisk og en med anleggsdelers virkelige geografiske plassering. Den todelte visningen er normalt for de fleste brukerprogrammer benyttet i nettselskap, der det til tider er mer hensiktsmessig å bruke de to ulike visningene. Det som fremgår av menyvinduet til Compass er at det mangler funksjoner som ikke er knyttet direkte til kraftnettet, alarmer, settpunkter og målinger. F.eks. har ikke programmet noe forhold til opprettelse av avbruddsrapporter,

varsling av kunder og kostnad ved avbrudd. Compass kan på grunn av manglende funksjonalitet ikke regnes som et komplett enkeltstående DMS system.

## **iAM DMS**

iAM DMS tilbyr et mer helhetlig system for nettsentralens arbeidsoppgaver, systemet knytter sammen mange arbeidsoppgaver som tidligere var fordelt over mange mindre programmer. DMS blir brukt av driftsingeniørene til arbeidsoppgaver som ikke kan gjøres i Compass og har et mindre preg av å bare kunne benyttes i elkraft sammenheng. Der Compass kun brukes som en videreføring av SCADA gir DMS bedre integrasjoner mellom de andre oppgavene og annen informasjon som nettsentralens personell benytter. F.eks. er lavspennnett blitt overført fra NetBas og gir dermed nødvendig visning av dette nettnivået. I tillegg har DMS inkorporert opprettelsen av driftshendelser, hvilket har gjort FASIT-rapportering, varsling av kunder ved driftsforstyrrelser enklere enn hva det tidligere har vært. Det er også langt enklere å legge til informasjon om berørte kunder, KILE-kostnad og prioriterte kunder. Dette gjør det enklere for driftspersonell til å se hvor konsekvensen ved avbrudd er størst og kan ved flere samtidige driftsforstyrrelser prioritere hvor de vil starte gjenopprettingen først. iAM DMS er langt mer tilpasset til å få inn nye tilskudd av informasjon og programmer, noe som skiller det markant mot Compass som driftssystem.

### **Andre programmer som brukes aktivt:**

- NetBas, levert av Powel AS

Hvis informasjonen som vises i DMS og Compass ikke er tilstrekkelig, eller driftsingeniøren ønsker å undersøke nettet i detalj benyttes ofte NetBas. NetBas er også benyttet av mange andre i TE og det kan være enklere å benytte dette programmet i enkelte situasjoner. Slutføringen av FASIT-rapportering gjøres i NetBas og selv om mye av rapporteringen blir gjort og overført fra DMS.

- braArkiv, levert av Geomatikk IKT

I braArkiv er det opprettet et elektronisk arkiv over bilder som er tatt av anleggsdeler i kraftnettet. F.eks. er bryterceller avbildet og er enkelt tilgjengelig med forhåndsvisning, noe som gjør det raskere å se etter ønsket anleggsdel.

- Outlook, levert av Microsoft

Outlook er svært brukervennlig og benyttes av de fleste i TE, kalendervisningen blir brukt til å håndtere planlagte driftsstanser og dokumenter. Etter å ha simulert bryterkoblinger som skal tas under en strømstans, plasseres hendelsen på avtalt dato og tid slik at driftsingeniørene enkelt kan følge opp koblingsordre. Dokumentasjon legges også med, og hendelsen kan enkelt deles med aktuelle personer og legges til i deres kalender.

- I tillegg finnes det andre programmer, men disse er ikke like viktige for å utføre driftsingeniørenes arbeidsoppgaver.

## 4.2 Hjelpeverktøy for beslutninger

Hjelpeverktøyene er med på å sikre at nettet driftes på en effektiv og forsvarlig måte. Verktøyene benytter informasjon og kunnskap om kraftsystemet til å gi tilbakemeldinger om hvorvidt handlinger er gunstige å foreta, eller om endringer må gjøres. Hjelpeverktøyene består av formler og analyser som er utarbeidet for kraftnettet, slik at personer som planlegger, drifter og analyserer lett kan utføre sitt arbeid uten å foreta tidkrevende manuelle kalkulasjoner. Verktøyene som blir benyttet i DMS-løsninger, eller andre hjelpesystemer (f.eks. NetBas) og burde i alle fall inneholde hjelpemidler til[31]:

- Vurdering/analyse
  - Modell over kraftnettet og dets anleggsdeler
  - Tilstandsestimator
  - Lastestimering
  - Kraftflytberegninger
  - Kortslutnings- og jordslutningsanalyser
  - Korttids lastprognose
- Optimalisering
  - Optimalisering av spenning og reaktiv effekt
  - Optimalisere nettopologi
- Gjenoppretting etter driftsforstyrrelser
  - Feillokalisering, isolering og gjenoppretting til drift
  - Markeringer og låsing av funksjonalitet
  - Varsling av kunder og informasjonsutveksling[10]
  - Dokumentering av feilhendelser[10]

### 4.2.1 Modell over kraftnettet og dets anleggsdeler

Hele kraftnettet er lagt inn i DMS løsningens database og inneholder en fullstendig modell av kraftnettets topologi og elektriske egenskaper. Modellen må hele tiden opprettholdes for å reflektere hvordan nettet henger sammen. Hvis modellen ikke reflekterer virkeligheten vil ikke f.eks. kortslutningsanalyser gi reelle svar, modellen er derfor en basis for alle beregninger som utføres. Modellen er derfor essensiell for å kunne drifte kraftnettet på en fornuftig og forsvarlig måte[31].

### 4.2.2 Tilstandsestimator

Ved å benytte de fjernavleste målingene som kommer inn til DMS kan de andre ukjente systemvariablene estimeres, dette gjør at et «fåtall» målinger gir muligheten til å kontinuerlig opprettholde kraftsystemets status. Med fåtall menes ikke nødvendigvis at det er så få målinger, men heller at man ikke behøver å måle alt av elektriske parametere[31].

### 4.2.3 Lastestimering

Det er kun et fåtall av kraftsystemets laster som blir målt og estimeringer er nødvendig for å fordele belastningen ut over linjene. Ved å benytte historiske lastprofiler blir lasten fordelt ut



over de forskjellige anleggsdelene i kraftnettet og gir derfor en sannsynlig fordeling av belastning på distribusjonstransformatorene. Distribusjonsnettets lastprofil blir beregnet ut i fra sammensetningen av sluttbrukerne som er tilkoblet denne, der definerte lastprofiler for eksempelvis husholdninger og industri blir tatt i bruk for å erstatte manglende sanntidsdata[31].

#### 4.2.4 Kraftflytberegninger

Kraftflytberegninger er en nødvendig del for å etablere elektriske forhold ut over i distribusjonsnettets radialer. Beregningene gjør det bl.a. mulig å si om systemspenning holdes innenfor bestemte grenser og om ledere er overbelastet. Kraftflytberegninger blir utført periodisk, eller på kommando for å fange opp systemendringer og forteller om nettets normaltilstand[31].

#### 4.2.5 Kortslutnings- og jordslutningsanalyser

Beregner spenninger og strømmer som flyter i kraftnettet hvis kortslutning, eller jordslutninger skulle skje i en av nettets komponenter. Beregningene tar utgangspunkt i kraftnettets topologi og belastning før kortslutningen inntraff, slik at vern kan innstilles i forhold til de reelle forholdene som kan oppstå i nettet[31].

#### 4.2.6 Korttids lastprognose

Bruken av elektrisk kraft er veldig varierende fra en time til den neste og det er først i ettertid at man vet noe om hvor stor belastningen var. Korttids lastprognoser benytter derfor historiske last- og værdata for å automatisk estimere hva forventet last vil være i nær fremtid. Denne informasjonen er svært nyttig i forhold til optimalisering av drift og planlegging, og er nødvendig for tidlig å se svakheter i nettet som eventuelt vil dukke opp. Det benyttes hovedsakelig to metoder for å etablere disse prognosene. Den første er ved å bruke vær/temperatur prognosen, den andre er å bruke lignende perioder fra tidligere år som (gjerne sesong relatert), men også kombinasjoner av disse blir benyttet. Vær og temperatur kan variere fra år til år og må behandles etter forholdene, mens det er dager som man vet det er større bruk av kraft, eksempelvis juleaften når alle har et høyt forbruk samtidig[31].

#### 4.2.7 Optimalisering av spenning og reaktiv effekt

Såkalt Volt-VAR optimering (VVO) hjelper til å holde riktig spenning og belastning på alle anleggsdeler i kraftnettet samtidig som forbruket av kraft flyter som normalt. Dette gjøres ved å kontinuerlig overse målinger og automatisk handle om disse viser for lavt, eller høyt i forhold til gitte grenser[31]. Utstyr som kontrolleres kan være:

- Automatisk trinnede transformatorer
- Enfaset og trefasede spenningsregulerere
- Kondensator/reaktor banker
- Kontrollerbar generering av kraft

#### 4.2.8 Optimalisere nettopologi

Det brukes algoritmer til å minimere, eller maksimere matematiske funksjoner, slik at nettet driftes mest mulig optimalt uten at det skaper grenseovertrødelser av spenning og belastning[31]. Normale funksjoner som slike algoritmer prøver å oppnå kan være:

- Minimering av elektriske tap i nettet
- Minimere og fordele belastning på de forskjellige delene i nettet

Dette gjelder spesielt under planlegging og forandringer i nettets topologi, for å se hvilke muligheter som tilbyr de beste egenskapene. Normalt vil algoritmen foreslå hvilke endringer som må gjøres og regne ut egenskapene denne forandringen vil gjøre sammenlignet med dagens situasjon.

#### 4.2.9 Feillokalisering, isolering og gjenoppretting til drift

DMS løsningen burde kunne håndtere funksjonalitet som fremmer pålitelighet i kraftnettet. Feillokalisering, isolering og restaurering (FLIR) av kraftnettet etter driftsforstyrrelser er en av nettsentralens viktigste oppgaver, og såkalt FLIR funksjonalitet er direkte knyttet opp mot disse oppgavene. Påliteligheten blir fremmet ved å minimere antall feil som gir driftsforstyrrelser, redusere omfang av feil og ikke minst detektere og generere varsler til driftspersonell. Hoved prinsippene bak utstyr som blir benyttet i FLIR funksjonalitet er at det skal handle automatisk når feil blir detektert[31]. Fjernstyring, overvåking og kontrollerbarhet er nødvendig for å få til FLIR funksjonalitet til å fungere fullt ut. Hoved trinnene FLIR består av:

- Automatisk detektering av feil
- Automatisk finne omtrentlig feilsted
- Automatisk isolere feilrammede deler av nettet
- Automatisk restaurere friske deler av nettet

Det er ikke nødvendigvis DMS som utfører FLIR funksjonaliteten, men det må være tilrettelagt for at driftspersonell kan overstyre og kontrollere utstyret. FLIR-løsninger er videre forklart i kapittel 6.

#### 4.2.10 Markeringer og låsing av funksjonalitet

Det kan være nødvendig å blokkere, eller låse anleggsdelers funksjonalitet for driftspersonellet, slik at anleggsdelen ikke gjør det den er designet for og forholder seg passiv ovenfor endringer som skjer i nettet. Et eksempel på dette kan være å endre automatisk trinnede transformatorers innstilling fra auto til fjern, med dette ment fra automatisk trinning til fjernkontrollert trinning. Et annet eksempel er om det utføres arbeid på deler av nettet, der bryterinnstillinger skal være låst for å unngå at nettet kobles inn og arbeiderene utsettes for farlige situasjoner. Markeringer kan også være nyttige for å holde personell oppdatert om situasjonen i nettet[31].

#### 4.2.11 Varsling av kunder og informasjonsutveksling

Det har de senere årene blitt vanlig for norske nettselskap å ta i bruk varsling av berørte kunder ved driftsforstyrrelser gjennom DMS programmet benyttet av nettsentralen. Varslingen skjer oftest ved å sende SMS og gir dermed beskjed om at det har skjedd en feil på kundenes strømtilførsel, forventet feilrettingstid, hvor de kan finne mer informasjon og hvor de kan gi tilbakemelding hvis de skulle ha observert noe i forbindelse med feilen. Kundene får dermed informasjon om at TE er klar over situasjonen og at de kan følge progresjonen på TE sitt strømstanskart[22], hvor alle drift hendelser og strømløse kunder blir vist. Denne informasjonsutvekslingen gjør at nettsentralen kan utføre gjenopprettingen etter driftsforstyrrelser raskere, uten alt for mange innringere.

#### 4.2.12 Dokumentering av feilhendelser

Siden det er påkrevd å rapportere om driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i nettet må nettsentralen ha muligheten til å fylle ut FASIT-rapporter raskt. Rapporteringen må derfor være en del av systemene benyttet av driftsingeniørene og inngår som en fast del i avslutningen av driftshendelser.

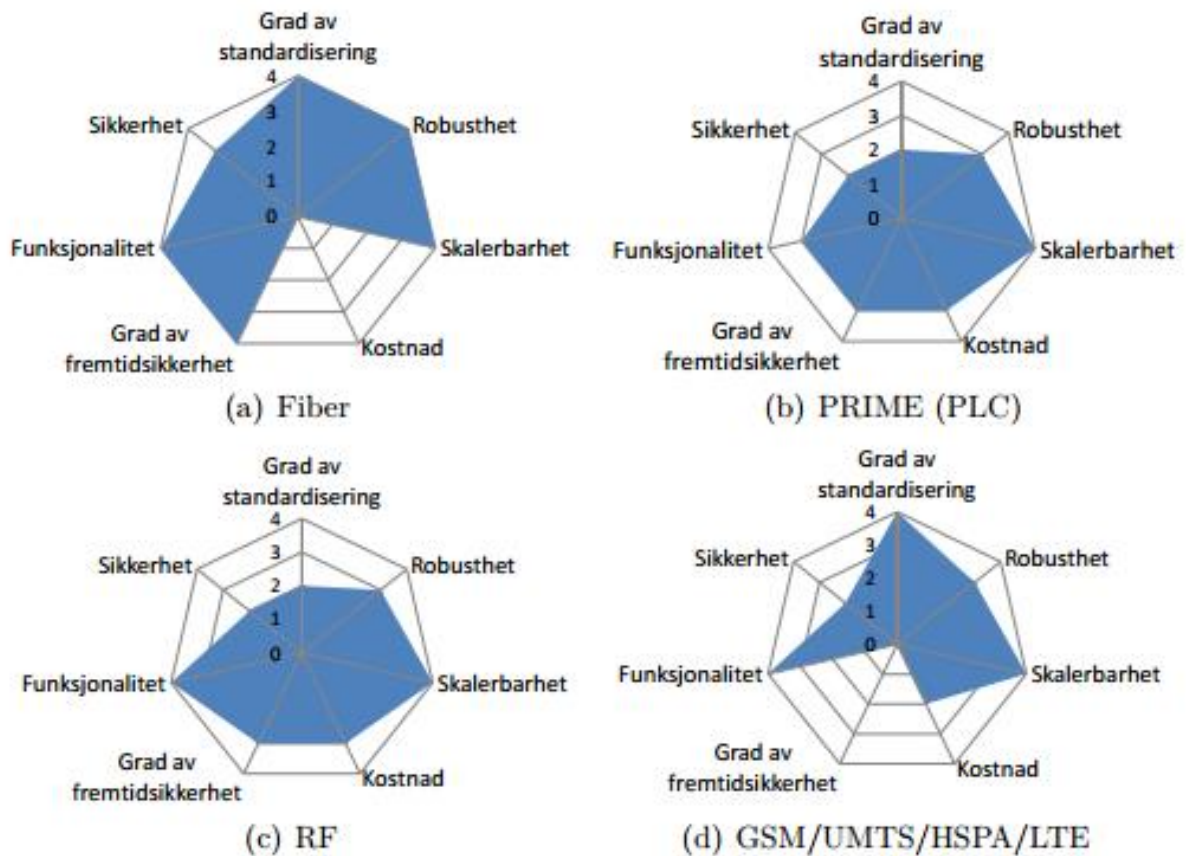
### 4.3 Avanserte måle- og styringssystem (AMS)

Innen 01.01.2019 skal alle sluttbrukere av elektrisk kraft få installert *Avanserte måle- og styringssystem (AMS)*. Dette betyr at alle eksisterende målere må byttes ut med målere som skal holde en viss basis funksjonalitet som er bestemt av NVE gjennom *Forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv*[6]. AMS målerne oppretter en toveis kommunikasjonskanal og legger opp til at kontinuerlig informasjon kan sendes fra målerne til aktuelle aktører, samt at aktørene kan fjernkontrollere målerne og etterspør informasjon. For nettselskaper utgjør AMS en ny informasjonskanal, som vil gi bedret innsikt på kundesiden av nettet deres. Hovedsakelig er det i distribusjonsnettet målerne skal installeres, siden de fleste sluttbrukerne er i dette nettnivået.

TE har 140 000 sluttbrukere som det skal ha AMS målere, og den krevde basisfunksjonaliteten til målerne utgjør rundt 25 målinger per målepunkt. Til sammen blir det da 3,5 millioner målerverdier som skal hentes inn med et regelmessig intervall og gode IT-systemer blir essensielt for å kontrollere denne flommen av informasjon.

#### 4.3.1 AMS som informasjonskanal

Det er flere muligheter av valg kommunikasjonssystemet som benyttes i AMS sammenheng, men de fleste har gått for radio frekvens nettverk (RF-mesh) som deres hoved metode og mobil-løsninger for målere som er veldig fjernt lokaliserte kunder. RF-mesh blir valgt fordi det tilbyr gode egenskaper i forhold til hva som trengs i AMS. Det ble i 2010 gjort en kartlegging av de best tilpassede teknologiene for norske forhold, der Figur 23 viser de mest aktuelle teknologiene[32]. Skalaen i Figur 23 er definert etter hvor godt teknologien skårer på de ulike kriteriene i rapporten, der 4 er best og 0 er dårligst.

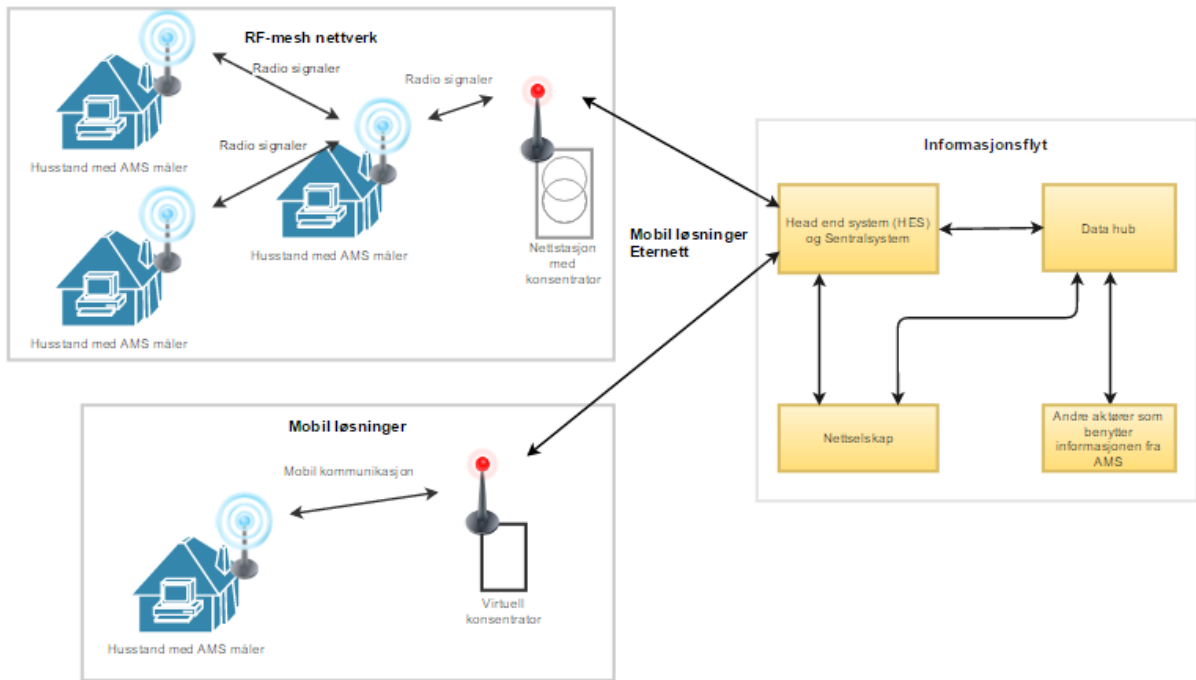


Figur 23 Kommunikasjonsmuligheter i implementering av AMS[32]

Pris er viktig når teknologi skal velges og fiber som ellers har veldig gode kriterier blir derfor utelukket. Hvilken type telenett som kommer til å være aktuelt i fremtiden er usikkert og GSM/UTMS/HSPA/LTE (mobilteknologi) gir derfor for stor usikkerhet når det kommer til en fullskala utbygging. Mobilteknologien er derimot brukt i svært grisgrendte områder, men dette gjelder kun en liten andel av AMS målerne. Power line communication (PLC) har gjennomgått store forbedringer i de senere årene, men har ikke blitt valgt av veldig mange nettselskaper som foretrukket teknologi. PLC har vist seg å fungere bedre i teorien enn i praksis, og valget av kommunikasjonsteknologi har for de aller fleste utbyggerne blitt RF-mesh teknologi. TE har også valgt RF-mesh som hoved teknologi, med innslag av mobil-løsninger der det er nødvendig.

#### 4.3.2 RF-mesh teknologi som AMS kommunikasjonsløsning

RF-mesh teknologi benytter dedikerte radio frekvenser til å motta og sende signaler fra AMS målere og konsentrator og fra måler til måler. Mesh uttrykket kommer fordi et signal kan gå igjennom flere andre måleres kommunikasjonsmoduler før det til slutt ender hos nettverkets konsentrator. AMS målerne trenger derfor ikke ha direkte kontakt med konsentratoren, men må ha kontakt med nettverket av målere i et område. RF-mesh benyttes som kommunikasjonsform så lenge dette er kostnadmessig gunstig og hvis det ikke er gunstig med RF-mesh benyttes mobilkommunikasjon. En forenklet utformingen av AMS systemet er vist i Figur 24.



Figur 24 RF-mesh nettverk benyttet i AMS-løsningen hos TE, laget i draw.io[11]

Konsentratoren er et nødvendig mellomledd mellom AMS-målerne og Sentralsystemet/Head end systemet (HES) og sørger for å motta og videresende informasjon. Det har blitt normalt at konsentratorer plasseres på nettstasjoner, eller stolper, siden de allerede eies av nettselskapet, men kan også plasseres andre steder. Informasjonen som kommer fra AMS-målerne blir sendt videre fra konsentratorene til HES og sentralsystem, hvor data behandles og sendes til ønsket sted/aktør.

#### 4.3.3 Tilleggs funksjonalitet i AMS

I tillegg er det mulig for nettselskaper å utnytte informasjonskanalen AMS utgjør til å inkludere andre målinger som kan hjelpe dem i sitt arbeid. Dette er valgfritt for de enkelte nettselskapene, men flere nettselskaper har allerede valgt å ta med ekstra funksjonalitet som ikke er krav satt. Den ekstra funksjonaliteten i målerne består ofte i parametere innen:

- Spenningskvalitet
- Jordfeil
- ...

De fleste målerne har også mulighet til å tilknytte ekstra utstyr, eller låse opp funksjonalitet slik at ekstra funksjonalitet kan hentes ved et senere tidspunkt.

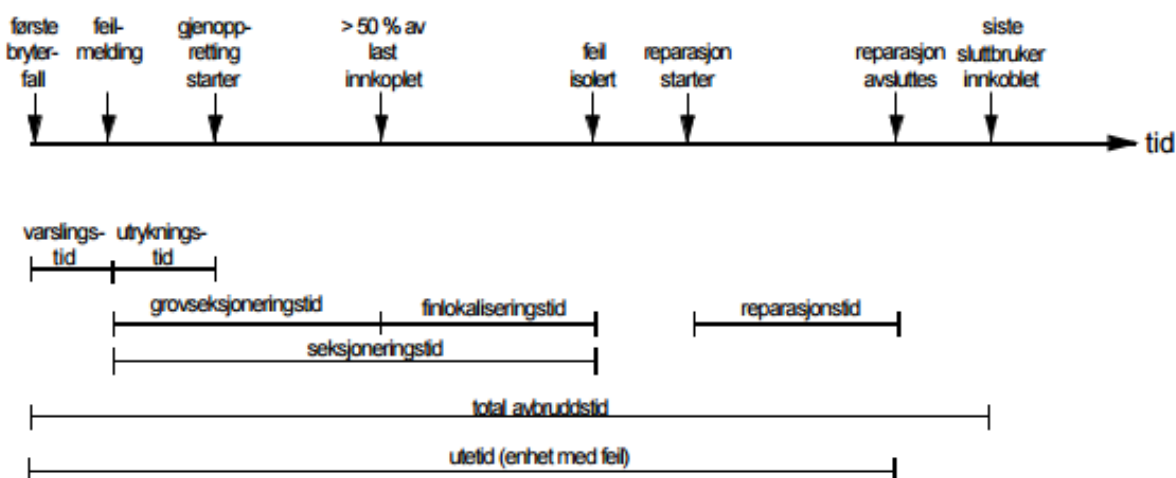
#### 4.3.4 Målinger i nettstasjoner

Siden det i dag finnes fjernavleste målinger fra distribusjonsnettets avganger og det blir installert målinger på forbruker siden, er det bare målinger i selve distribusjonsnett som gjenstår. Fjernavlesninger i nettstasjoner vil gi oversikt over situasjonen mellom høyspent og lavspent delen av distribusjonsnett og er der det er reelt å kunne foreta målinger. Det er bare et fåtall av nettstasjoner som blir fjernavlest i dag, det finnes heller ikke noe spesielt krav

til dette. Det som kan bli aktuelt i forbindelse med AMS utbyggingen er hvorvidt slike målinger kan gi stor nytte for nettselskapet. AMS-løsningen lager en ny informasjonskanal som kan benyttet til å sende signaler fra nettstasjonsmålinger, kostnaden burde derfor gå ned og gjøre fjernavlesning mer attraktivt i fremtiden.

## 5. Respons ved driftsforstyrrelser

Respons ved driftsforstyrrelser er en av nettsentralens viktigste oppgaver da driftsingeniørene er de eneste som kan utføre koblinger i nettet. Driftsingeniørene må kunne behandle alle typer driftsforstyrrelser som skulle forekomme og gjøre det på en måte som ivaretar personsikkerhet og samfunnsinteresser. Ingen feil er like og et generelt hendelsesforløp fra feilen inntreffer til nettet er fult gjenopprettet til normal drift er umulig å illustrere ved et generelt diagram. Det som er mulig å illustrere er stegene som benyttes for å gjenopprette nettet ved normale forhold, Figur 25 illustrerer dette.



Figur 25 Hendelsesforløp og tidsfordeling ved driftsforstyrrelser som gir et varig avbrudd[2]

Som vist i Figur 9 og Figur 20 får nettsentralen varsler om i overkant av 70% av driftsforstyrrelser som forekommer i høyspentnettet direkte gjennom SCADA, noe som gjør at varslingstiden blir veldig kort ved mange feil. Figur 25 viser at det er flere faser under et normalt feilrettings forløp og at disse fasene har tid assosiert til seg. Denne tiden er ofte forbundet med montørers mulighet til å komme seg til ønsket sted og deres evne/mulighet til å utføre oppgavene som nettsentralen forespør. Det er den totale avbruddstiden i kombinasjon med tidspunkt for feil og rammede sluttbrukere som utgjør avbruddskostnaden ved driftsforstyrrelser. Det er umulig å gjøre noe med tidspunktet for feil og det kan også være kostnadsfylt og vanskelig å redusere antall rammede sluttbrukere, det er derimot mulig å gjøre noe med avbruddstiden som blir erfart. For å kunne redusere avbruddstiden må man se på dagens feilrettingspraksis og se om det er mulig å redusere/eliminere tiden det tar å utføre deler av feilrettingsforløpet.

## 5.1 Feilrettingsforløp i TE

Ved å intervju driftspersonell ved TE sin nettsentral kan følgende sekvensielt forløp settes opp for driftsforstyrrelser i deres ansvarsområde. Hendelsesforløpet gjelder når det er vern som automatisk løser ut ved grenseovertredelser.

### 1. Bryter løser ut

Nettsentralen får varsel om hvilken type hendelse bryter har blitt koblet ut for (overstrøm, jordstrøm). Det kan være vern som har automatisk gjeninnkoblings funksjonalitet (GIK) i linjenett, som legger inn igjen linjen for å se om driftsforstyrrelsen er varig, eller forbigående. GIK funksjonaliteten prøver gjerne noen ganger med et gitt intervall, men stopper etter maksimalt et minutt og feilen blir etablert til å være varig.

### 2. Samler informasjon

Driftsingeniøren venter på GIK for å se hvorvidt feilen er varig, for så å starte å samle informasjon om:

- Hvor er feilen i nettet?
- Eksterne faktorer av betydning? (vind, torden, ....)
- Meldinger fra kunder?
- Arbeid i området?
- Hvem må kontaktes for å skaffe mannskap? (Forskjell på om det er dag, eller natt/helg)

### 3. Oppretter sak på driftsforstyrrelsen ved å gå på utløst bryter

Får opp hvor hvilke og hvor mange kunder som er rammet av feilen og hvor stor estimert kostnad det er for at disse kundene ligger ute i en time. Når saken blir opprettet kommer denne automatisk inn i DMS systemet og blir lagt inn som en driftsforstyrrelse i TE Nett sin nettside for strømstanser[22]. Dette gjør at kunder kan gå inn på internett å sjekke om strømbrudd hos dem er registrert og holder på å bli fikset. Driftsingeniøren kan velge å varsle kunder direkte via SMS, slik at kunder blir forsikret om at feilen i deres kraftforsyning blir tatt hånd om. For nettsentralen gjør dette at de får langt mindre innringere og kan fokusere seg om å rette opp i feilen som har skjedd. SMS-en inneholder informasjon som:

- At det er feil på strømforsyningen
- Område med feil og antall kunder dette berører
- Antatt feilrettingstid
- Telefonnummer som du kan benytte til å gi informasjon til nettselskapet
- Link til strømstanskart

Varslingen via SMS blir alltid benyttet på dagtid, da kunder raskt vil ha svar vedrørende deres strømforsyning. Om nettene venter nettsentralens personell med å varsle kunder, da feilen ofte er fikset innen kundene merker dette. Men om mange telefoner kommer inn fra kunder, velger operatøren å varsle via SMS for å få vekk trengselen på telefonen. Det kan også være



nødvendig å varsle driftsleder og media ansvarlige personer slik at de er oppdatert rundt driftsforstyrrelser.

#### **4. Seksjonerer med fjernstyrte brytere**

Hvis det finnes fjernstyrte brytere i nettet, blir denne/disse benyttet til å lokalisere og begrense feilstedet. De fjernstyrte bryterne kan benyttes direkte fra nettsentralen og tidsgevinsten med å benytte seg av disse er vesentlig, disse blir derfor benyttet før man tar kontakt med montører.

#### **5. Skaffer montører til seksjonering**

Velger bryter(e) og antall montører som trengs til å seksjonere i feilrammet nett. For distribusjonsnettet tilkaller driftsingeniøren montører ved å:

- På dagtid gjøres dette ved å ringe ressursstyrer i området som feilen er i, for så at han/hun oppgir montør(er) som er tilgjengelige.
- I helgene, eller på kveld-/nattestid ringes det direkte til vakthavende montør i distriktet som feilen er i.

For feil i regionalnettet trengs det personell med tilgang og kunnskap om regionalnettet. Når feil oppstår i dette nettnivået ringer personellet på nettsentralen til regionalnettets resursperson som oppgir montør(er) til feilrettingen.

#### **6. Ringer opp montør(er) og sender han/hun til aktuelt sted**

Med aktuelt sted menes f.eks. bryter som ønskes koblet, eller en nettstasjon som skal sjekkes ut.

#### **7. Venter og avveier situasjonen**

Montøren(e) må komme seg til feilstedet og driftspersonen får tid til å se på aktuelle omkoblingsmuligheter og se nærmere på situasjonen i nettet.

#### **8. Seksjonering med manuelle brytere**

Benytter montør til å utføre manuelle bryterkoblinger som er ønsket for å lokalisere feilstedet. Hvilken rekkefølge bryterne velges til å seksjonere nettet blir bestemt av personellet på nettsentralen og er relatert til:

- Type hendelse som trigget vern
- Brytertype
- Tilgjengelighet til brytere
- Prioriterte kunder

Seksjoneringsforløp er videre forklart i kapittel 5.2.2, 5.2.3, 5.3.3 og 5.4.1, der seksjonering i de ulike distribusjonsnetts-typene blir illustrert.

#### **9. Befarer linjestrekninger**

Når det er få, eller ingen gjenværende bryterkoblinger som reduserer mulig feilsted blir det utført befarer for å finne feilsted. Det er montøren som befarer linjen for å se etter mulige skader på komponenter. Driftsingeniøren har nå et mindre feilomfang og kan i mange tilfeller

velge å benytte seg av omkoblingsmuligheter som eksisterer i nettet, for å få opp driften på så store deler som mulig.

### 10. Isolering av feilsted

Når feilen er funnet kan linjestykket som feilen ligger i isoleres slik at feilrammet område er så lite som mulig. Kommunikasjon mellom montør og nettsentral sikrer at informasjon om feilsted blir bekreftet og at nødvendig mannskap og materiell blir skaffet til feilstedet.

### 11. Reparasjon

Driftsingeniøren utpeker en montør som leder for sikkerhet. Montører og planleggere tar seg av logistikk rundt feilen, mens nettsentralens personell sørger for å holde seg og kunder oppdatert om progresjon. Nettsentralen har egentlig ikke så mye med selve reparasjonen, men må holde seg oppdatert på status og være behjelpelig med bl.a. koblinger dette kan medføre.

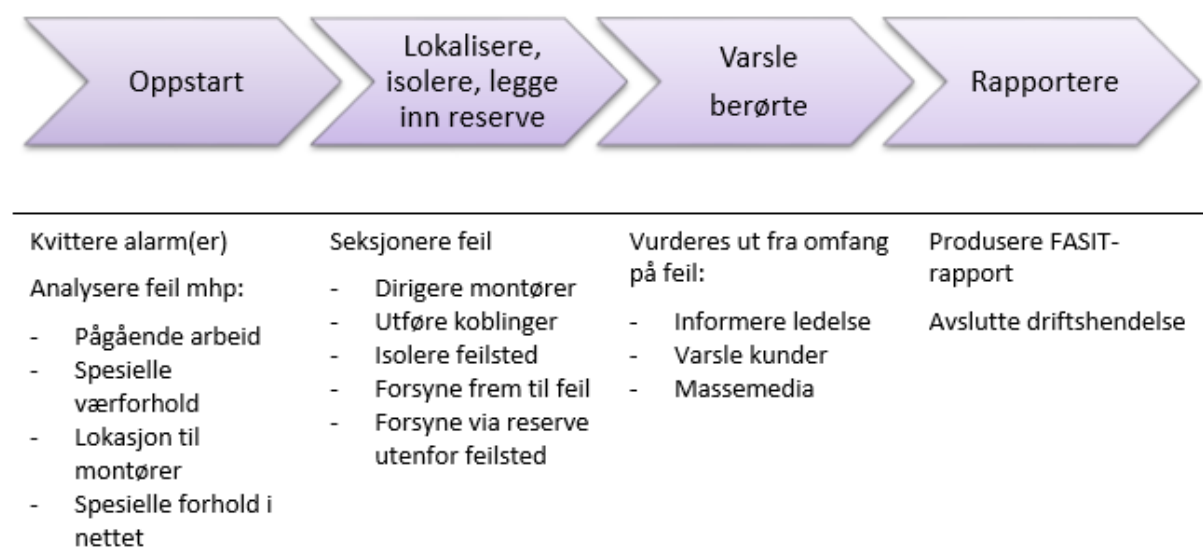
### 12. Gjenoppretting til normal drift

Etter avsluttet reparasjon returneres nettet tilbake til normal drift, og saken til driftsforstyrrelsen avsluttes. Utpekingen som leder for sikkerhet må også trekkes tilbake for å formelt avslutte arbeidet.

### 13. FASIT-rapportering

Det skal utføres FASIT-rapportering for hver driftsforstyrrelse som skjer og denne burde være så utfyllt som mulig, slik at den sier så mye om feilen som mulig.

Disse 13 stegene kan summeres som i Figur 26, der driftsingeniørene ved nettsentralen velger å varsle berørte kunder før de går i gang med feilsøkingen. Figur 26 er laget av Powel og er en del av iAM DMS sin løsningsbeskrivelse fra 2014. Steg 2 og 3 bytter altså plass i nettsentralens praksis, noe Powel er klar over.



Figur 26 Feilrettingsforløp som det er beskrevet i iAM DMS 2014 sin løsningsbeskrivelse

### 5.1.1 Feilvarsler til nettsentralen

Det er en stor forskjell på hvor store krefter som påvirker nettet ved forskjellige typer feil og dette gjør at den manuelle seksjoneringen blir litt forskjellig ved forskjellige varsler. Linjenettet er spesielt utsatt da seksjoneringen foregår med prøvekoblinger, mens det i kabelnett benyttes megging for å bekrefte feilsted. Betydningen av prøvekobling og megging er forklart i kapittel 5.2.1 og 5.3.1. De to vanligste varslene som kommer inn til nettsentralen er:

- Overstrøm (kortslutning, 2polt og 3polt)

Ved varsel om overstrøm (kortslutning) er det store krefter som vil gå igjennom komponenter ved prøvekoblinger og fremgangsmåten for å finne feilsted er konservativt i linjenett, for å skåne komponenter og for å unngå å sette personell i fare for skader. Hovedregelen ved feil fra overstrøm er at det ønskes så få prøvekoblinger som gir utfall som mulig. I tillegg er det ønskelig å ikke koble inn ved hjelp av skillebrytere mot en kortslutning, siden disse bryterne er mindre rustet for høye strømmen som kommer ved kortslutninger og derfor utgjør en større skaderisiko for personen som foretar den fysiske koblingen.

- Jordslutning (jordfeil, fase mot jord)

Ved varsel om jordstrøm blir konsekvensen av prøvekoblinger en helt annen enn ved kortslutninger og det handler mer om å finne feilen forttest mulig. Det er da vanlig å foreta første prøvekobling midt i feilrammet nett, for raskt å kunne bekrefte hvilken halvdel som er feilrammet. Neste prøvekobling blir så foretatt i midten av nettet som har etablert feil og dette gjentas så lenge det er hensiktsmessig.

De to varslene gjør at feilrettingen blir utført på veldig forskjellige premisser, noe som gir små men merkbare forskjeller i fremgangsmetoden som benyttes av driftsingeniørene. Siden det benyttes megging i kabelnett, er det ikke så store forskjeller i seksjoneringen ved de forskjellige feilvarslene.

## 5.2 Driftsforstyrrelser i linjenett

Linjenettet har generelt større sjanse for feil, dette fordi det er værutsatt og har flere kilder som kan generere feil enn hva kabelnett har. Linjenett har først i de siste tiårene fått flere alternativer til utformingen, noe som gjør at mer utsatte steder kan bedre tilpasses forholdene. Hovedalternativene som benyttes i dag er:

- Blanke linjer, ingen isolering på ledere, bare isolert fra jord
- BLX/BLL, blanke linjer er her isolert med PEX isolasjon (plastikk), der siste bokstav (X og L) sier noe om fargen på isolasjonen. Det er ikke så store forskjeller på utformingen på BLX/BLL og blanke linjer, men faselederne kan være nærmere hverandre grunnet den ekstra isoleringen.
- Hengekabel, det finnes flere alternativer til type kabel som kan benyttes. Gjengangeren for kablene er at lederne er ført sammen, med isolasjon mellom lederne og mellom lederne og jord. Hengekablene har i likhet med normale kabler en

kappe som leder jordstrømmer, de får derfor medført jordpotensiale og er dermed mer skjermet mot omgivelsene. Forskjellen mellom normale kabler og hengekabler er at det trengs ekstra styrke for å bære kablene i luften. Det er derfor også en wire som er inkorporert i hengekabler for å lage den ekstra bærestyrken som trengs.

De tre alternativene brukes om hverandre og gjør at linjenettet har markante forskjeller i forhold til driftssikkerhet. Dette gjelder spesielt i forhold til fase til jord berøring, da både hengekabler og BLL/BLX kan stå imot mindre trær og direkte påvirkning på faselederne.

Det er en viss fremgangsmåte som går igjen når det kommer til feil som opptrer i linjenett, men det finnes mange mindre variasjoner ut i fra hvem som er på vakt ved nettsentralen hos TE. Dette gjelder spesielt i lange linjenett, der erfaring spiller en stor rolle i hvordan man går frem. Nettsentralen benytter prøvekoblinger for å raskt lokalisere feil i linjenett, da dette raskt gir svar på om feilen befinner seg innenfor aktuelt nett.

### 5.2.1 Prøvekobling

I linjenett blir prøvekoblinger benyttet for raskt å verifisere om feilsted er innenfor et testområde. Med prøvekobling menes det at en bryter kobles inn, med fare for at feilen er med i aktuelt nett nedstrøms for bryteren. Det er to aktuelle utfall fra en prøvekobling:

- Vellykket prøvekobling

Etter at bryter kobles inn blir spenningsatte deler av nettet værende i drift, uten at vern reagerer og sier at noe er galt. Når en prøvekobling gir et slikt utfall, sies det at prøvekoblingen var vellykket.

- Vern trigges og linjen faller ut

Hvis feilen var innenfor nettets anleggsdeler som ble koblet inn med bryteren, vil vern igjen se at det er feil innenfor innkoblet nett. Vernet vil automatisk koble ut alt nedstrøms nett og linjen vil bli strømløs, på samme tid vil nettsentralen få et varsel om at linjen har falt ut pga. aktuell feil.

De to utfallene gir et nødvendig beslutningsgrunnlag for nettsentralen, slik at videre feilsøking kan utføres. Det er alltid en mulighet for at flere feil har intruffet på samme linjen, men det må uansett etableres hvorvidt prøvekoblede linjestykker er feilrammet, eller ikke.

### 5.2.2 Seksjonerings ved kortslutninger i linjenett

Det velges et konservativt seksjoneringsforløp hvis det oppstår kortslutninger i linjenett. Seksjoneringsforløpet er konservativt da faktorer som person- og komponentsikkerhet settes høyere enn ønsket om å raskest mulig lokalisere feilen. Dette gjøres ved å unngå at det er mange prøvekoblinger som gir høy belastning på komponenter og kan lede til farlige situasjoner for montører som utfører koblinger. Driftsingeniørene benytter denne rekkefølgen når de seksjonerer i linjenett ved kortslutninger:

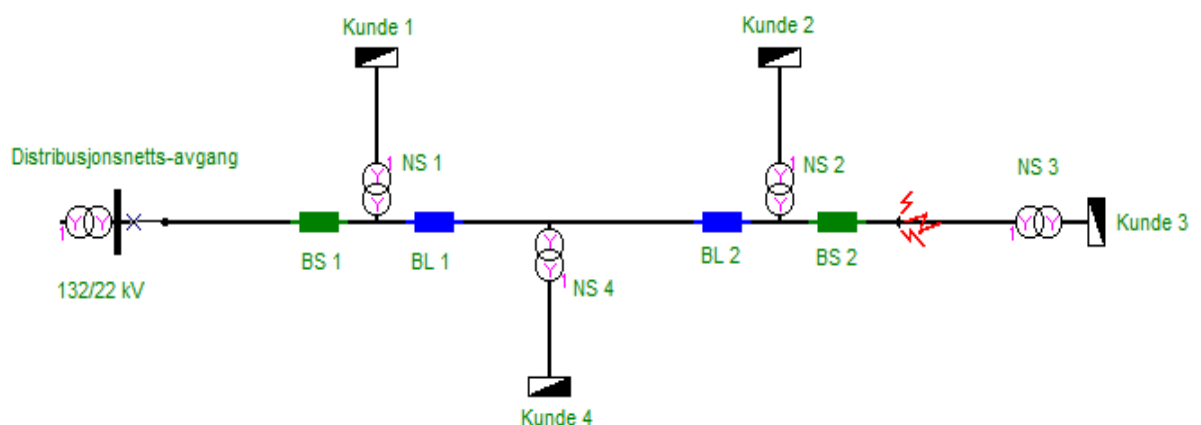
1. Fjernstyrte brytere

2. Lastskillebrytere, der driftsingeniørene starter med å prøvekle bryteren som er lengst oppstrøms i feilrammet nett, for så å inkludere mer og mer nett hvis prøvekoblingen(e) er vellykket. Inkluderingen av mer nett foregår ved at man først går til lastskillebryteren lengst oppstrøms, for så å gå til den som er nest lengst oppstrøms, osv.
3. Skillebrytere benyttes som en siste instans og «blunkes inn» om bryteren blir koblet inn mot kortslutning. Det at bryteren «blunkes inn» betyr at driftsingeniøren kobler ut fjernstyrt bryter oppstrøms for skillebryteren, for så at skillebryteren kobles inn mens nettet er spenningsløst. Etter at skillebryteren blir koblet inn, kobler driftsingeniøren inn den fjernstyrte bryteren igjen. Dette gjøres for å unngå at skillebryteren skal erfare en lysbue fra en eventuell kortslutning mens den lukkes, blunkingen tar ikke lang tid og gjør det mindre skadelig for bryteren og ivaretar personsikkerheten ved koblingen.

I noen transformatorstasjoner er det installert vern som foretar tilsynelatende impedansmåling som sier noe om distansen til feilstedet. Dette gjør at driftsingeniøren kan starte seksjoneringen i punkt 2 lengre ut i nettet og dermed benytte færre lastskillebrytere i seksjoneringen.

I Figur 27 viser en distribusjonsnetts-avgang der 4 brytere er installert i nettet, i figuren er det ikke tegnet inn brytere som kan skille nettstasjonene fra avgangens hovednett. Elementene som inngår i figuren:

- Skillebrytere, BS 1 og BS 2 (bryter skille)
- Lastskillebrytere, BL 1 og BL 2 (bryter last)
- Nettstasjoner, NS 1 til 4
- Effektbryter ved distribusjonsnetts-avgangen
- Kunder, 1 til 4



Figur 27 Distribusjonsnetts-avgang med visning av brytere som kan seksjonere nettet, laget i Elplek[13]

Hvis en kortslutning skulle finne sted mellom BS 2 og NS 3 vil vern detektere at det er feil på avgangen, effektbryteren vil koble ut avgangen og et varsel om overstrøm vil bli sendt til

nettsentralen. Det er ikke noen annen informasjon vedrørende feilens lokalisasjon, men driftsingeniøren får vite at det har forekommet en kortslutning og venter på GIK, hvis det er installert. Feilen viser seg å være varig og seksjoneringen kan starte. Seksjoneringsforløpet vil foregå slik:

1. I denne radialen er ingen brytere fjernstyrt, så driftsingeniøren sender en montør til BL 1 for å åpne denne. BL 1 blir valgt siden bryteren er den lastskillebryteren som lengst oppstrøms i radialen.
2. BL 1 blir åpnet og effektbryteren prøvekobles fra nettsentralen, prøvekoblingen er vellykket og montøren sendes videre til BL 2. BL 2 blir valgt da den er lastskillebryteren som er nest lengst oppstrøms i radialen.
3. Montøren får beskjed om å åpne BL 2, for så å kjøre tilbake til BL 1 for å lukke bryteren. Når BL 1 prøvekobles verifiseres det at nettet oppstrøms for BL 2 er friskt.
4. Montøren sendes videre til BS 2 for å koble ut denne, men siden det er liten avstand mellom BL 2 og BS 2 vil driftsingeniøren at montøren skal visuelt inspisere høyspentnettet mellom bryterne. Montøren verifiserer at alt ser ut til å være i orden og BS 2 åpnes.
5. Montøren blir så bedt om å prøvekoble med BL 2, hvilket han gjør og det blir verifisert at feilen må ligge nedstrøms for BS 2.
6. Feilen må være nedstrøms for BS 2, hvis den fremdeles er der og montøren blir bedt om å befare linjen mellom BS 2 og NS 3. På linjen finner han ut at et tre ligger over linjen og skaper en kortslutning. Etter en kort samtale med driftsingeniøren, tilkaller montøren nødvendig personell og utstyr for å rydde opp i feilen.
7. Montøren blir utpekt som leder for sikkerhet og sørger for at rydding og reparasjon gjøres forsvarlig. Etter reparasjon og fjerning av sikringstiltak kontakter montøren nettsentralen og får lov til å koble inn BS 2. Driftsingeniøren opphever montørens utpeking som leder for sikkerhet og driftsforstyrrelsen blir avsluttet.

Det som er viktig å merke seg er at lastskillebryterne benyttes i første rekke, for så benytte skillebryterne etter at mulige lastskillebrytere er benyttet. «Blinking» ble ikke benyttet i eksempelet da alle prøvekoblinger ble foretatt med lastskillebrytere, eller effektbryteren.

### 5.2.3 Seksjonering ved jordslutninger i linjenett

Ved jordslutninger og andre feil unntatt kortslutninger er det et fokus på å raskt finne feilstedet og isolere denne delen av nettet bort. Det blir derfor færre restriksjoner ved seksjoneringsforløpet og driftsingeniørene prioriterer bryterne slik:

1. Fjernstyrte brytere
2. Manuelle brytere, der alle brytere kan benyttes og det oftest er ønskelig med så rask lokalisasjon og isolering av feilsted som mulig.

Siden det er få restriksjoner på hvilke brytere som velges, er det gevinsten ved å velge den enkelte bryteren som gir opphav til brytervalget. Eksempelvis er gevinsten ved å velge en bryter midt i radialen at halvparten av nevnte radial blir friskmeldt, som beskrevet med

prøvekobling. Det er også gunstig å seksjonere ved en bryter som har reservematemingsmulighet, slik at det friskmeldte nettområdet alltid kan kobles inn. Ved hver vellykkede prøvekobling blir mulig område med feil redusert, gevinsten med å prøvekoble neste del blir derfor mindre ved her seksjonering. Det kommer derfor et tidspunkt der driftsingeniøren må overveie gevinsten av å ta neste prøvekobling og det å heller sende ut montører til å befare gjenværende nett som feilen kan være lokalisert i.

Ved andre feilkategorier enn kortslutninger kan alle bryterne benyttes og brytervalget i seksjoneringsforløpet blir mindre låst til en hvis rutine. Hvis et seksjoneringsforløp blir valgt ut fra å prøvekoblinger, som hver gang splitter nettet i to halvdeler og innehar omtrent like mange kunder kan følgende seksjoneringsforløp settes opp ut fra Figur 27:

1. Det er ingen fjernstyrte brytere i distribusjonsnetts-avgangen og manuelle brytere må benyttes i seksjoneringen, montør blir kontaktet for å utføre dette.
2. Montør blir bedt om å åpne bryter BL 2, slik at det kan etableres hvorvidt feilen ligger nedstrøms, eller oppstrøms for bryteren. BL 2 blir valgt på grunnlag av resoneringen:
  - a. Dersom feilen ligger nedstrøms får kunde 1 og 2 krafttilførselen tilbake
  - b. Hvis feilen er oppstrøms for bryteren er mulig feilomfang blitt sterkt redusert
3. BL 2 blir åpnet og effektbryteren koblet inn, prøvekoblingen viser seg å være vellykket.
4. BS 2 blir valgt som neste seksjoneringspunkt og blir koblet inn av montøren. Montøren kobler så inn BL 2 og nett oppstrøms for BS 2 blir verifisert som friskt.
5. Det er ingen flere brytere som kan benyttes til seksjonering og montøren befarer resterende nett mellom BL 2 og NS 3. Feilen blir funnet til å være på linjen.
6. Reparasjon, sikringstiltak og gjenoppretting av krafttilførsel blir utført som i kortslutningseksempellets underpunkt 6 og 7, i kapittel 5.2.2.

I dette eksempelet er det relativt få brytere, men i større nett vil forskjellene mellom seksjoneringsforløpet bli større. Hoved forskjellene er at det i eksempelet i 5.2.2 ble utført en seksjonering med fokus på lastskillebryterne i første omgang, mens det i 5.2.3 eksempelet er mer frihet til å velge det best egnede seksjoneringsforløpet. Selv i dette lille eksempelet (5.2.3) førte det til et seksjoneringsforløp der det ble foretatt en bryterkobling mindre enn i 5.2.2 eksempelet.

### 5.3 Driftsforstyrrelser i kabelnett

Kabler er ikke like utsatt for omgivelsene, men det forekommer noen driftsforstyrrelser som krever at nettet må feilsøkes. Kabelandelen er også vesentlig i blandet høyspent distribusjonsnett med minimum av 10% av total nettlengde og kabelnett er derfor ofte med i deler a feilsøkingen i blandet distribusjonsnett. Fordelen med kabelnett er at det er brytere i begge ender av kablene og dermed blir et mindre nettområde som blir isolert ved funnet feil, i tillegg har kabelnettets radialer ofte flere reservematemingsforbindelser til andre radialer.

Reservematingsforbindelsene gjør det mulig å ha mange muligheter om nettet må omlegges, slik at feil kan utbedres uten at mange sluttbrukere mister sin krafttilførsel. En ulempe med kabler er at de i gjennomsnitt har lengre reparasjonstid enn ved feil i linjennett, men om de fleste sluttbrukere uansett kan forsynes fra et annet sted ved feil er det ikke så kritisk med den lengre reparasjonstiden. Ved feilsøking i kabelnett benyttes megging for å bekrefte om feilen ligger innenfor nett det testes på.

### 5.3.1 Megging

Megging utføres ved å benytte et apparat til å indukere spenning med en lav tilhørende strøm på kablen. Det er essensielt at montørene som utfører meggingen oppretter de to sikkerhetsbarrierene som kreves, disse består av synlig brudd og spenningsprøving etterfulgt av jording. Det er nødvendig å koble til meggeapparatet til den ene enden av kablen og bryte forbindelsen til nett som ikke skal være med i feilsøket.

Megging er lite skadelig for anleggsdeler, siden metoden påfører spenning og strøm som er langt mindre enn komponenters tåleevne. Meggeapparatet monteres på bryteren i den enden av kablen oppstrøms for søkeområdet, bryteren må være i åpen posisjon og enkelte brytertyper krever at montører demonterer bryterens deksel for å komme til. Den ekstra demonteringen for å utføre megging og gjør at denne seksjoneringsmetoden tar lengre tid enn ved prøvekoblinger. Hvor drevene montører er på å utføre megging er veldig varierende og siden det også er forskjeller i meggetiden for forskjellige bryterinstallasjoner er det ikke mulig å bekrefte en fast tid på megging. Meggetiden ble oppgitt av nettsentralens personell til å ligge mellom 5 og 30 minutter, men dette er ikke bekreftet. Utfallet av å megge gir samme informasjon som ved prøvekoblinger, siden det enten blir påvist feil i søkeområdet, eller ikke.

### 5.3.2 Seksjonering i kabelnett

Megging blir brukt til seksjoneringen i kabelnett og siden det er redusert fare for person- og komponenteskade under feilsøkingen er fokuset i seksjoneringen å raskest mulig lokalisere feilstedet. De forskjellige driftsingeniørene har forskjellige preferanser når det kommer til hvordan den manuelle seksjoneringen skal foregå, men samtlige er enige om å benytte følgende bryterrekkefølge:

1. Fjernstyrte brytere, fjernstyrte brytere er nærmest ikke eksisterende i kabelnettet og seksjoneringen foregår som regel bare med punkt 2.
2. Manuelle brytere, der megge muligheten avgjør brytervalget

Når det skal velges hvilken bryter/nettstasjon det skal utføres megging på er det flere faktorer som er vesentlige. Det er f.eks. ikke lov å foreta megging i retning mot effektbryteren uten først å åpne bryteren nedstrøms for effektbryteren, dette er fordi det kreves synlig brudd for å foreta meggingen. Dette er et dilemma, fordi lengden på kablen mellom transformatorstasjonen og første nettstasjon (sonekabel) ofte er lang og dermed har en større feilsannsynlighet enn de kortere kabelstrekningene. Enkelte av driftsingeniørene ønsker derfor å starte med å megge sonekablen for å friskmelde denne. Ellers er det følgende faktorer som er med på å bestemme hvor meggingen skal foretas:



- Hvor i radialen kan meggingen undersøke mest nett og gi svar om nettet er feilfritt, eller ikke?

Dette vil i de fleste tilfeller være i senter av radialen, i et punkt som deler radialen i to halvdel. Det er flere synsvinkler på hva senteret av radialen vil tilsi, radialens senter kan f.eks. være sett ut i fra:

- Nettutstrekning [km]
- Antall nettstasjoner
- Antall kunder
- Lasttyngdepunkt
- KILE for avbrudd i et gitt tidsrom

- Er det noen nettstasjoner/brytere i nærheten av dette senterpunktet som har reservematemingsmulighet?

Hvis dette er tilfelle vil reservematemingsforbindelsen kunne forsyne nett nedstrøms for valgt bryter og nettstasjonen som meggingen foretas på. Hvis feilen blir påvist å være nedstrøms for bryteren meggingen foretas på, vil nettet oppstrøms for bryteren kunne bli forsynt ved å koble inn radialens fjernstyrte effektbryter. Ved å foreta meggingen her vil ca. halve radialen kunne forsynes umiddelbart etter at resultatet av meggingen er kjent og dermed gi så kort avbruddstid som mulig til halvparten nettet.

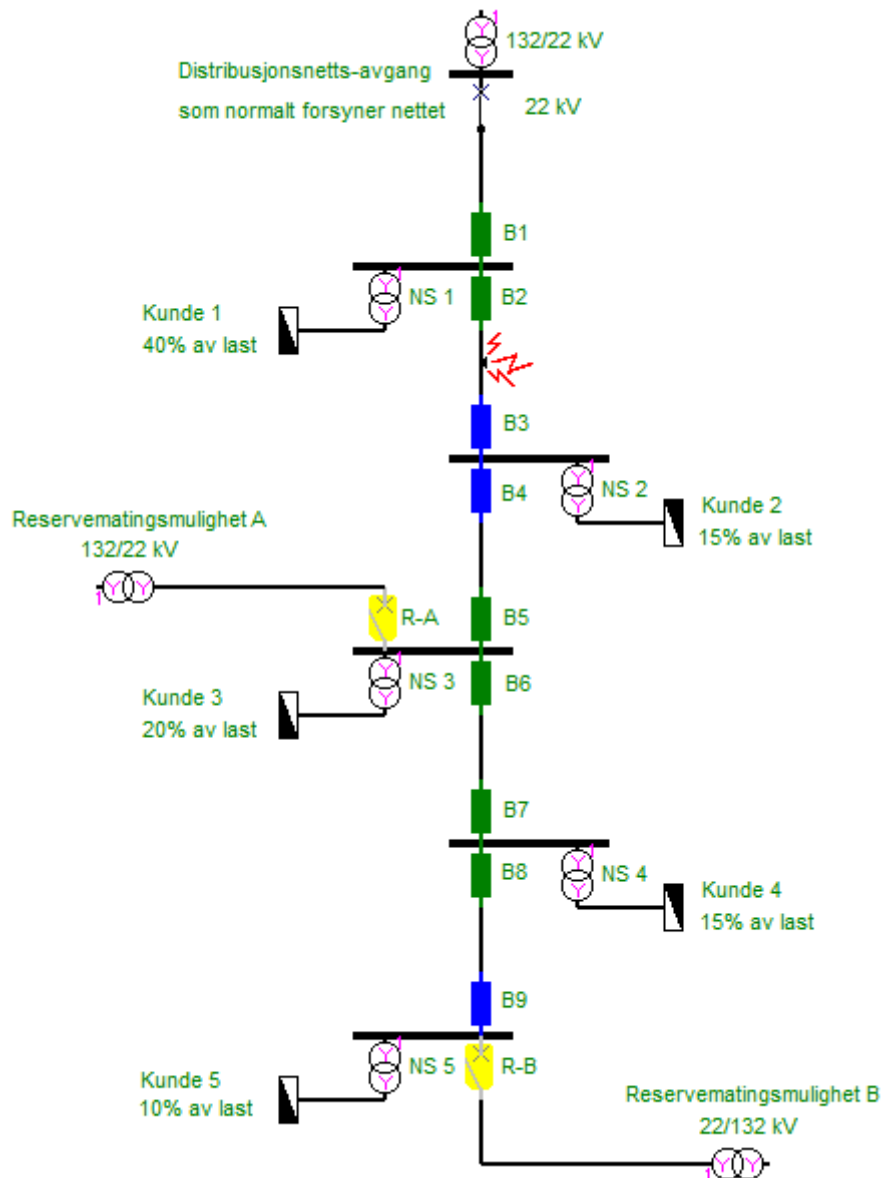
I tillegg er det faktorer som er med på å bestemme «bestevalget» av meggested, disse faktorene kan være med å forskyve meggestedet som ble funnet i de to foregående punktene. Faktorene er for eksempel:

- Ønske om å koble inn kunder som gir en større konsekvens, eller er prioritert av nettselskapet først.
- Mistanke om feilsted, er det f.eks. stor graveaktivitet i deler av nettet er det naturlig at driftspersonellet har en formening om at feilen ligger der.
- Bryteres antatte meggetid, bedre å velge brytere som det er raskt/enkelt å utføre megging på.

### 5.3.3 Eksempel på seksjonering i kabelnett

For å illustrere noen av faktorene som ble beskrevet i kapittel 5.3.2 er et fiktivt kabelnett tegnet opp i Figur 28. Radialen har to reservematemingsmuligheter og får normalt tilført kraft fra distribusjonsnettsavgangen øverst i figuren. Figur 28 inneholder ellers:

- Normalt lukkede brytere, B1 til B9
- Normalt åpne brytere, R-A og R-B, hvor disse skiller radialen fra reservematemingsmulighetene
- Nettstasjoner, NS 1 til 5
- Effektbryter ved distribusjonsnettsavgangen
- Kunder, 1 til 5



Figur 28 Eksempelradial for kabelnett, tegnet i Elplek[13]

Fargene på bryterne indikerer den antatte meggetiden på hver enkelt bryter, der grønn indikerer 5 minutter og blå indikerer 15 minutter. Det er normalt at alle brytere i en nettstasjon er bygget på samme måte, hvilket også er reflektert i figuren. Begge endene av kabler er alltid tilkoblet brytere, noe som skiller kabelnett markant fra linjenett. Det finnes også brytere mellom distribusjonstransformatorene og samleskinnen til hver enkelt transformator, men disse er ikke tegnet inn da de ikke er viktige for illustrasjonsformålet. Ingen av bryterne ute i nettet er fjernstyrt. Det er i tillegg illustrert hvor stor prosentandel av den totale belastningen hver enkelt nettstasjon innehar. Det blir antatt i eksempelet at prosentvis KILE-/avbruddskostnad er den samme som belastningsprosenten.

Gitt informasjonen over og uten å vite noe mer vedrørende nettets utstrekning så kan følgende seksjoneringsforløp utredes for en feil som inntreffer på kablen mellom B2 og B3:

1. Det finnes ingen fjernstyrte brytere og driftsingeniøren kontakter montør(er) for å kunne ta manuelle bryterkoblinger. Montøren blir bedt om å kjøre til radialen med feil i.
2. Den samlede vurderingen blir derfor å foreta megging på nett nedstrøms for B6 og montør blir sendt for å gjøre dette. Vurderingen blir tatt ut fra følgende informasjon:
  - a. B5-B6 er i senter av radialen, i forhold til antall nettstasjoner og kunder.
  - b. B5-B6 punktet har også reservematingsmulighet og har brytere som er raske å foreta megging på.
  - c. Lasttyngdepunkt og ca. 50% av avbruddskostnadene er lokalisert ved B4, men denne bryteren har lang meggetid.
  - d. Hvis megging skal fortas på B5 for å teste nett oppstrøms B5 må også en ekstra bryter åpnes mellom effektbryteren til distribusjonsnetts-avgangen for å opprette synlig brudd. Dette krever ekstra avbruddstid og blir derfor ikke valgt.
3. Montøren utfører meggingen på B6 etter å ha foretatt nødvendige sikringstiltak og fått aksept av driftsingeniøren til å utføre meggingen. Nettet nedstrøms for B6 blir bekreftet til å være feilfritt. Montøren har ikke funnet noen lukt, eller synlige skader i NS 3 og denne er antatt feilfri.
4. Driftsingeniøren utnytter muligheten reservematingsmulighet A og ber montøren åpne B5, lukke B6 og deretter lukke R-A. Dette går fint og kunde 3, 4 og 5 har fått tilbake sin krafttilførsel.
5. Etter å vurdere nett som fortsatt er med i feilsøkingen, velger driftsingeniøren å sende montøren til B2 for å åpne og megge nett nedstrøms for denne bryteren. Feilen blir funnet til å være i nettet mellom B2 og B5. Vurderingen blir tatt ut i fra følgende informasjon:
  - a. Kunde 1 er mye større en kunde 2 og det er derfor et ønske om å få gjenopprettet forsyningen til kunde 1 først.
  - b. Det kan uansett ikke megges på bryter B5 uten å åpne en annen bryter nedstrøms for effektbryteren.
  - c. B1 og B2 har kortere meggetid enn B3 og B4.
  - d. Ved megging på nett oppstrøms for B1 må det åpnes en bryter i transformatorstasjonen som gir synlig brudd mellom B1 og effektbryteren.
6. Driftsingeniøren fjerninnkobler effektbryteren i distribusjonsnetts-avgangen og kunde 1 får tilbake kraftforsyningen sin.
7. Det er korte avstander i resten av nettet og driftsingeniøren ønsker derfor å benytte brytere med kort meggetid. Montøren blir derfor bedt om å åpne B3 for så å kjøre tilbake til B2 og megge på kableen mellom B2 og B3. Feilen blir funnet til å være på denne kableen.
8. Montøren blir sendt for å koble inn B5 slik at også kunde 2 får tilbake krafttilførselen, dette går greit.

9. Alle kundene har fått tilbake sin krafttilførsel og B2 og B3 er åpnet og isolerer feilstedet. Montøren blir utpekt som leder for sikkerhet og tar seg av logistikken rundt reparasjon av kablem mellom B2 og B3.
10. Nettsentralen blir kontaktet av montøren om at feilen er utbedret, driftsingeniøren gir montøren lov til å koble inn B2 og B3. Dette går uten problemer og montøren blir sendt for å koble ut R-A slik at radialen ikke driftes som maskenett. Driftsingeniøren opphever deretter montørens utpeking som leder for sikkerhet og gjenopprettingen er fullført.

I Figur 28 er det tegnet inn to reservematemingsmuligheter, dette er ganske normalt for kabelnettet i Trondheim. Plasseringen av reservematemingsmulighetene er ofte slik at det finnes en reservemateming i senter av radialen og en i enden, slik det er avbildet i figuren. Det vil normalt være flere nettstasjoner på en slik radial, men fordelingen av last utover radialen slik det er avbildet i Figur 28 er ikke så uvanlig. Faktorene; nettutstrekning og mistanke om feilsted er ikke tatt med i eksempelet, men en liten antagelse ble gjort om at kjøretiden er mindre enn 10 min og dermed gjør kjøretid < meggetid, i punkt 7.

#### 5.4 Driftsforstyrrelser i blandet nett

Kombinasjonen av linjer og kabler gjør at det blandede nettet ofte har flere nyanser som gjør hver radial unik og et fast hendelsesforløp for alle radialer i blandede nett er umulig å etablere. F.eks. vil noen radialer bestå av en stor andel kabel i starten av radialen, for så å ha luftlinjer langt ute i nettet. I slike radialer er ofte transformatorstasjonen plassert i nærhet til tettere befolkede områder, der det er ønskelig med kabler, for så å gå over til luftlinjer når det blir mer landlige omgivelser. Det er ofte ønskelig å skille linje og kabel delen av nettet, hvis dette er enkelt å gjøre. Ved å skille disse kan prøvekoblinger benyttes om feilen blir påvist å være i luftlinje delen og megging benyttes i kabel delen. Det er ikke alle radialer der det er enkelt å skille linjenett og kabelnett og normalpraksisen i slike radialer er å benytte seg av prøvekoblinger for å lokalisere feilen.

Blandet distribusjonsnett sto for 61,2% av det totale antallet rapporterte driftsforstyrrelser i perioden 2010 til 2015 og 67,4% av feilene som forekom i det høyspente distribusjonsnettet i den samme perioden. Som Figur 6 og Figur 8 i kapittel 3.1 viste har det vært klart flest feil i blandet distribusjonsnett, der det ut fra antagelsene i kapittel 3.1.2 ser ut som det er luftlinje delen som utgjør de fleste driftsforstyrrelsene. Med sin andel på 46,1% av sum last objekter i distribusjonsnettet kan feilhyppigheten sies å være høy i denne nettypen og siden det er mindre klare rammer for feilrettingspraksisen i blandede nett, er dette noe som er verdt å merke seg.

#### 5.4.1 Seksjonering i blandet distribusjonsnett

Hvis man spør 5 forskjellige driftsingeniører om hvordan de normalt ville utført seksjoneringen i blandet distribusjonsnett vil man få mange forskjellige svar og om man finner en felles praksis for en radial så er ikke nødvendigvis det den som blir benyttet i en annen radial. Alle elementene som tidligere har vært nevnt ved feilsøking i kabel og linjenett må tas inn i beslutningen om seksjoneringsforløp og alt varierer etter nettopologi, kabel/linje forhold og hvem som er på vakt på nettsentralen når feilen inntreffer. De hovedtrekkene som seksjoneringen består av er i første omgang likt det som ble beskrevet for feilsøking i linjenett, men med en stor kabelandel i nettet vil dette raskt kunne endre seg. Praksisen som benyttes i seksjoneringsforløpet av nettsentralen er:

1. Fjernstyrte brytere
2. Manuelle brytere, med samme praksis som i linjenett

Som tidligere fortalt er det enkelte kriterier som er med på å forme seksjoneringsforløpet, der den største variasjonen er å gå fra å benytte prøvekoblinger til å bruke megging som feilsøkingsmetode. For å oppsummere er følgende punkter viktige elementer som er nevnt:

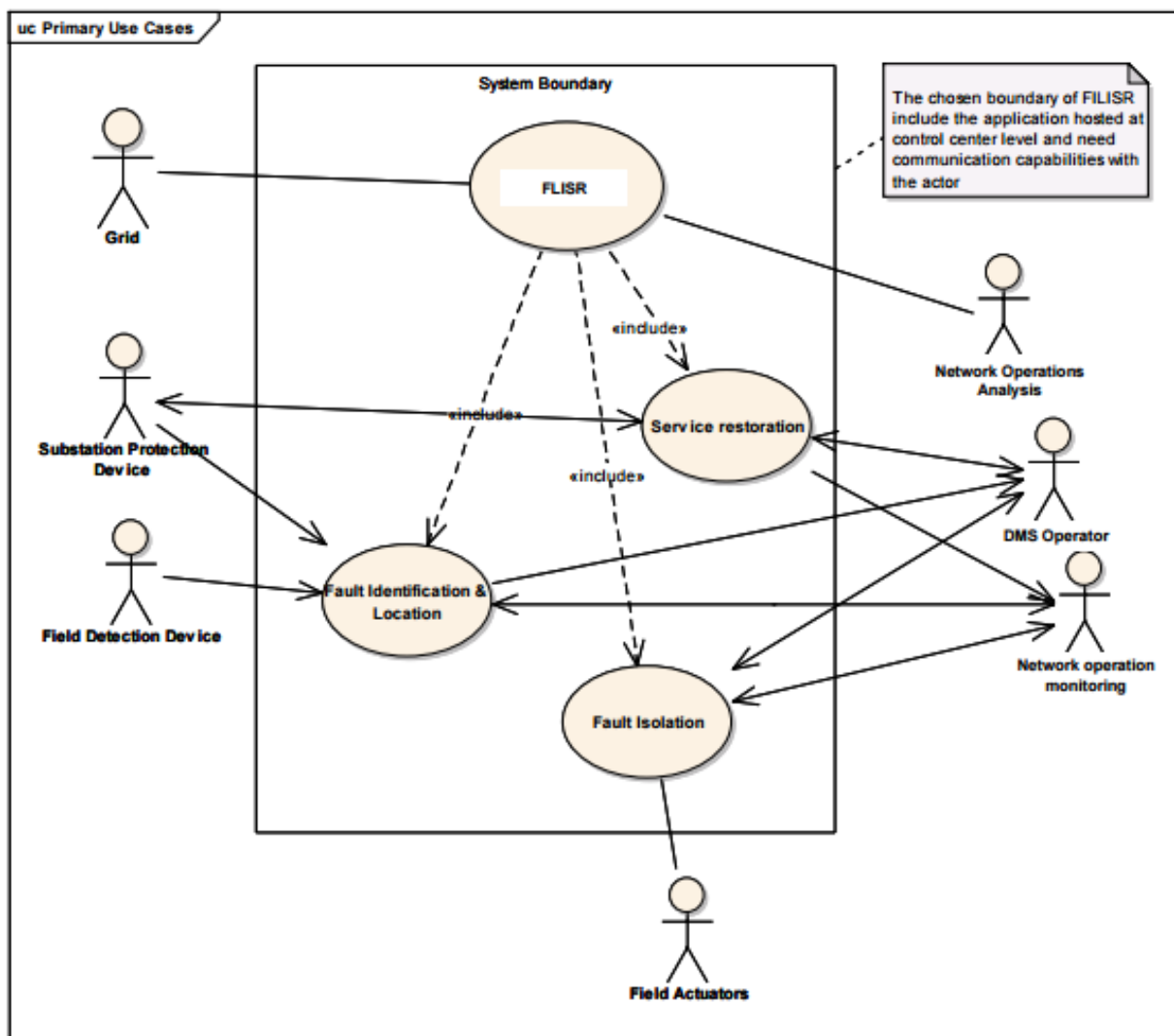
- Splitte blandet distribusjonsnett i kabel og linje.
- Prøvekoblinger i nettet, hvis ikke kabelandelen er så stor at praksisen for kabelfeilsøking er bedre tilpasset nettet som feilsøkes.
- Seksjoneringsmetoden kan forandre seg utover i feilrettingsforløpet, hvis feilsted blir påvist i kabelnett kan montørene benytte seg av megging.

I tillegg er det normalt å prøvekomle deler av nettet, slik at aktuelt søkeområde blir mindre og dermed gjøre nettet mindre komplisert for neste seksjonering.

## 6. Feil-lokalisasjon, isolasjon og restaurering (FLIR)

Ny og rimeligere teknologi gjør at det blir muligheter for å automatisere store deler av det hendelsesbaserte arbeidet som utføres av nettsentralen i dag. Såkalte FLIR (FLISR på engelsk) løsninger gir muligheten for å full-automatisere arbeidet med å lokalisere, isolere og restaurere feil, slik at handlinger som kan ta opptil flere timer blir redusert til noen få minutter. FLIR-løsninger blir sett på som et av elementene som inngår i nettselskapers muligheter innenfor smartgrid-satsinger som leder til netteffektivisering. I Norge har det ikke foreløpig vært så mange nettselskap som har sett på større satsinger innen FLIR-løsninger, men det er stadig flere selskaper som innfører pilotprosjekter, eller mindre satsinger innen utstyr som har mange av de viktige elementene i slike løsninger. Feilindikatorer, smarte nettstasjoner og automatiske bryteroppsett er noen av disse elementene som blir inkludert i kraftnettet, som også er høyaktuelle i FLIR sammenheng[33].

Når den elkraftbaserte kunnskapen om hendelsene som kreves for sikker gjenoppretting av kraft skal benyttes i IT systemer, må visninger som forstås av programutviklere benyttes. Bruksmønstermetoden (Use case på engelsk) er sett på som passende når et stort og intrikat system skal inndeles i mindre og mer håndterlige systemer. Figur 29 viser bruksmønsteret for FLIR funksjonalitet, figuren gir et overblikk over nødvendige koblinger og aktører som påvirker FLIR-løsningen. Bruksmønster gir et nødvendig oversikt over problemstillingen når flere disipliner skal jobbe med en løsning og er et nødvendig verktøy for programutviklere. De forskjellige aktørene som er avbildet som strekmenn er ikke bare personer, men inkluderer også systemer, programmer og utstyr som er nødvendige for utviklingen av systemet.

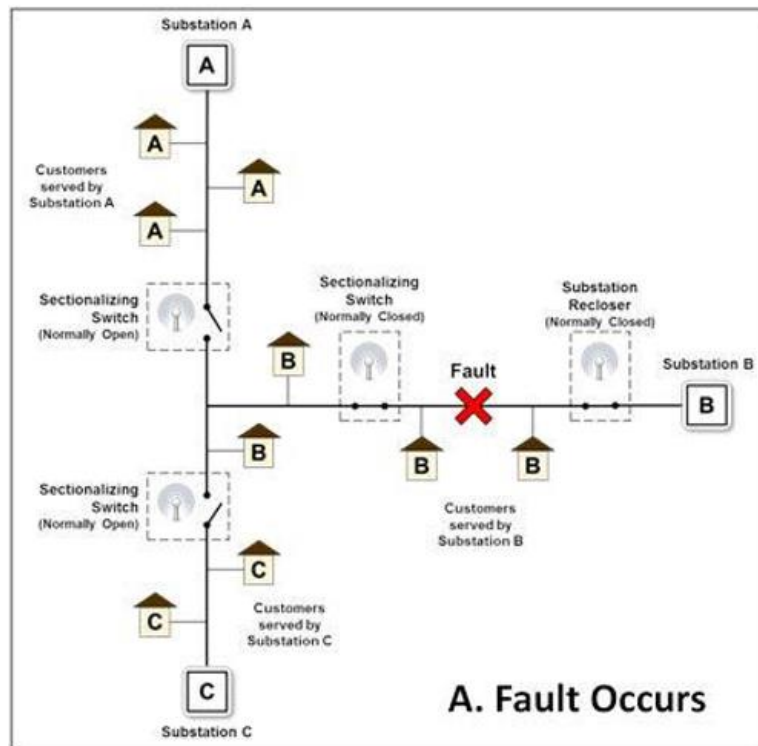


Figur 29 Eksempel av FLIR- løsning illustrert med bruksmønstremetoden[10]

FLIR-løsningen er ofte en del av Outage Management Systems (OMS), som igjen er være integrert med DMS og SCADA[31]. FLIR er derfor ofte en mindre del i større systemer som ivaretar sitt bruksområde og er et godt bilde på hvordan Smartgrid løsninger ofte kan være et system av systemer. God systemarkitektur, kommunikasjon og informasjonshåndtering er essensielt for å få til velfungerende FLIR-løsninger, men det kan også bli utfordringer med implementeringen og bruken av systemet selv etter at det er satt i drift. Mange nye anleggsdeler er gjerne nødvendig i FLIR løsninger og mange av disse har intern software/hardware som må driftes av batterier. I tillegg skal mye av utstyret kommunisere og dette gjennom sikre kanaler. Dette stiller krav til kompetansen til personer og leverandører som skal installere og drifte utstyret, noe som ikke nødvendigvis er nytt for nettselskaper, men det gir en klar økning i denne typen arbeidsoppgaver.

## 6.1 FLIR-løsningers virkemåte

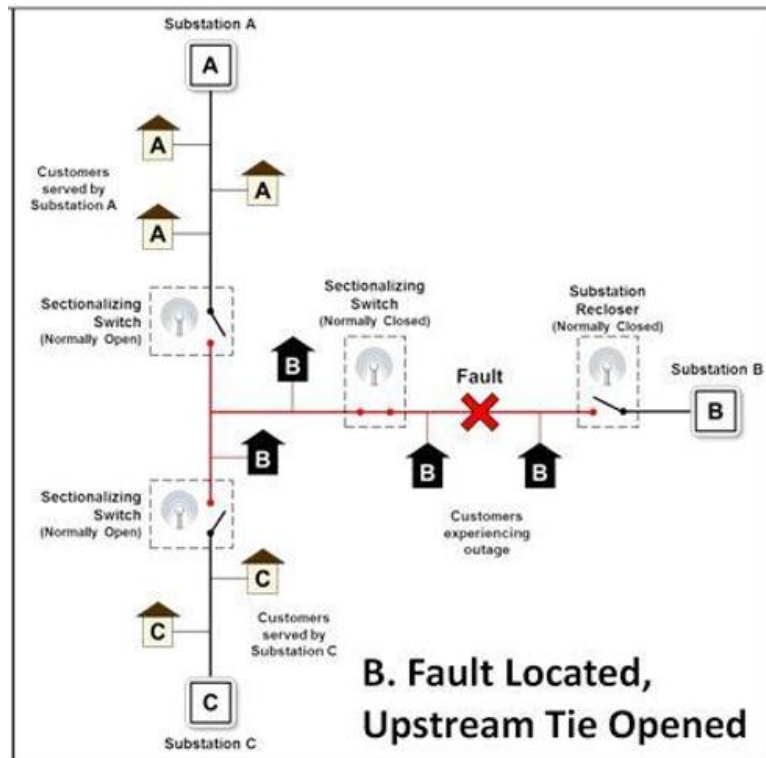
FLIR er tiltenkt å automatisere arbeidsoppgaver som blir gjort av nettsentralens personell og montører i felt i dag. Måten dette skal gjøres er som Figur 30 til Figur 33 illustrerer. Figur 30 viser at en feil inntrer på nettet forsynt fra transformatorstasjon B. Feilen gir uakseptable forhold i nettet og blir detektert av vern.



Figur 30 Feil inntrer på radialen tilknyttet transformatorstasjon B[34]

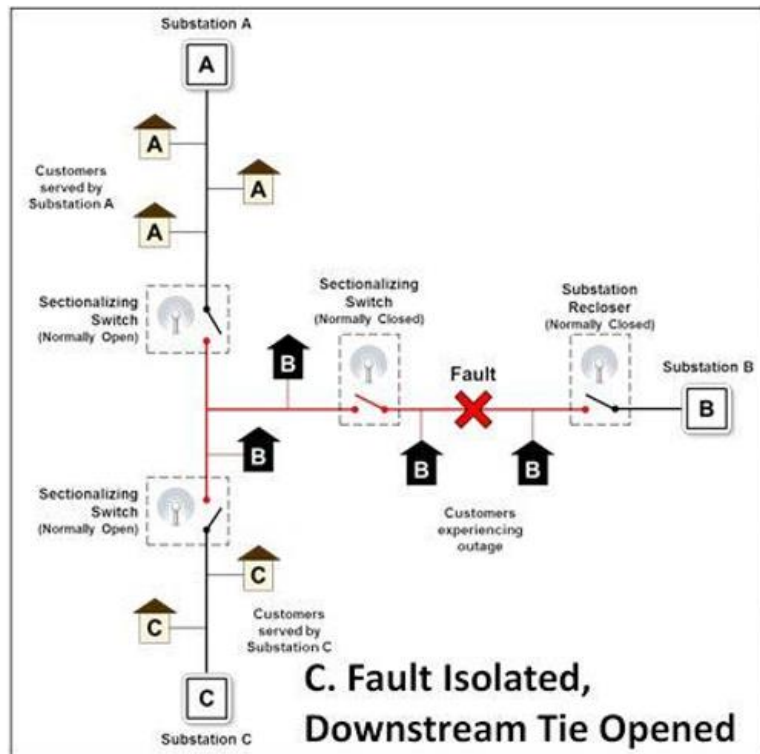
For at feilen ikke skal skade personer og utstyr, eller gi uakseptable driftsforhold blir linjen koblet ut ved hjelp av effektbryteren i transformatorstasjonen. Figur 31 viser hvordan situasjonen i nettet er etter at effektbryteren er åpnet og hvilke kunder som nå mangler sin kraftforsyning.





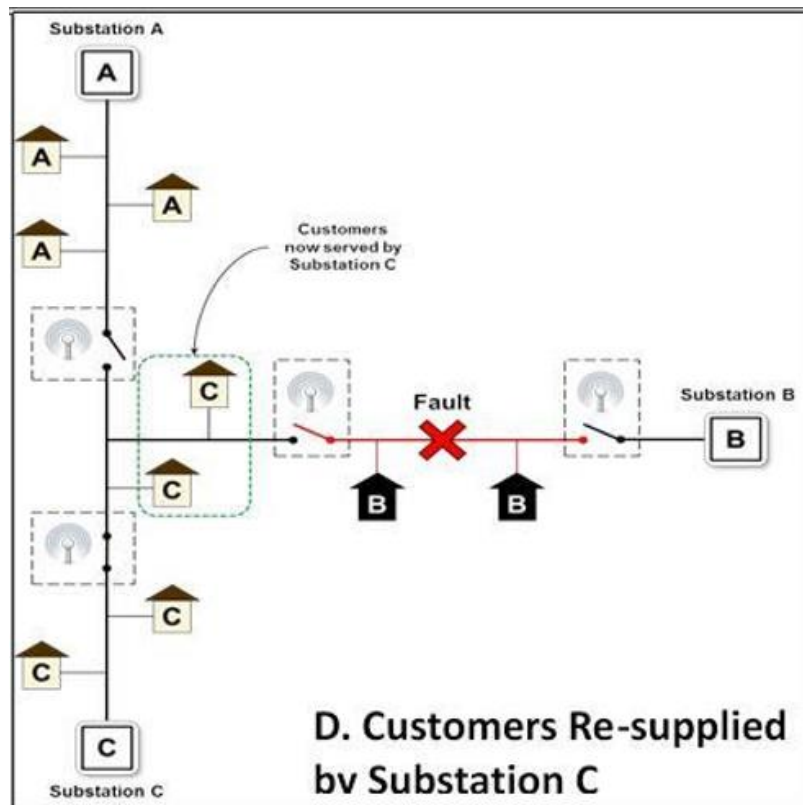
Figur 31 Vern i transformatorstasjon B merker feilen og kobler ut avgangen[34]

Siden det er installert en form for feil lokalisering i nettet, oppfatter FLIR-systemet at feilen er på den feilrammede linjen og ser etter nærmeste bryter som kan benyttes til å isolere feilen. I Figur 32 er bryteren nedstrøms for feilen blitt åpnet og siden effektbryteren er nærmeste fjernstyrte bryter oppstrøms er det ikke mulig med videre automatisk isolering av feilstedet. Alle kundene som var tilknyttet transformatorstasjon B erfarer fortsatt avbrudd, men feilstedet er isolert og FLIR-systemet kan begynne å se etter mulige reservematomingsmuligheter.



Figur 32 Feilsted blir detektert og nærmeste bryter nedstrøms blir koblet ut og isolerer feilen[34]

FLIR-systemet finner ut at det er mulig å forsyne kunder fra transformatorstasjon A og C og finner ut at C er det beste alternativet i denne situasjonen. Mulige grunner til at C blir valgt er at det er færre kunder tilknyttet denne radialen, eller at det er større kapasitet på linjene ut fra C. Figur 33 viser situasjonen etter at reservematingsbryteren er benyttet og alle mulige forbrukere som kan forsynes via automatikk er forsynt fra en alternativ rute.



Figur 33 kraftforsyningen til friske deler av nettet blir forsynt fra reservematemulighet, her fra transformatorstasjon C[34]

De fire stegene er det samme som blir utført av nettsentralen og montører i dag, men der denne prosessen kan ta timer i dag, gjør FLIR at det kan gjøres i løpet av noen få minutter. Det kan gjenstå flere koblinger og befaring før feilen er isolert mellom to manuelt koblede brytere, men feilomfanget er svært redusert. Arbeidstid, avbruddstid og berørte kunder blir redusert til et minimum under de nødvendige fasene som FLIR blir implementert til å forbedre.

#### 6.1.1 Premisser for FLIR løsninger

For at FLIR skal kunne fungere fullt ut må kriteriene under være oppfylt[31]:

##### 1. Automatisk detektering av feil

Når det erfarer feil på distribusjonsnettets avganger så må vern automatisk merke dette og koble ut ved uakseptable verdier.

##### 2. Automatisk bestemme omtrentlig feilsted, optimalt er dette de to mest nærliggende bryterne oppstrøms og nedstrøms for feilen

Det er forskjellige muligheter for å oppfylle dette kriteriet, der disse kan være sentraliserte, eller distribuert over selve kraftnettet. Sentraliserte metoder kan bli utført gjennom spesialiserte målinger, eller analyser. De distribuerte metodene går ut på installasjon av målinger/indikatorer ute i nettet, disse gir en indikasjon på hvor målingen/indikatoren oppfatter at feilen befinner seg. Mulige metoder som kan benyttes til feillokalisasjon[35]:

- a. Sentraliserte metoder
  - i. Tilsynelatende impedansmåling[36]
  - ii. Direkte kortslutningsanalyser, to- og trefase[37]
  - iii. Superimposed components[38]
  - iv. Vandrebølger[39]
  - v. Spenningskvalitets data[40]
  - vi. Kunstig intelligens[41]
- b. Distribuerte målinger/indikatorer[33]
  - i. Jord- og kortslutningsindikatorer med og uten retningsvisning

En del av disse metodene er mer egnet for regional- og transmisjonsnettet da investeringene ikke er gunstig i forhold til utbyttet av installasjonen i distribusjonsnettet. Dette kan endre seg med tiden etter hvert som aktører i energisektoren utforsker mulighetene ved metodene og i dag er mange av metodene fortsatt på forskningsstadiet.

### **3. Automatisk isolere den feilrammede delen av nettet[42]**

- a. Sentralisert, et system håndterer isoleringen
- b. Desentralisert, hver transformatorstasjon håndterer isoleringen av sine avganger
- c. Distribuert, brytere har et innbyrdes kommunikasjonssystem som isolerer nettet

Når det er bestemt at det er feil og hvor feilen befinner seg kan denne informasjonen benyttes til å isolere det feilrammede stedet. Automatisk isolering av feilsted kan gjøres gjennom et sentralt system som DMS, eller desentralisert (f.eks. i transformatorstasjonene). Det finnes i tillegg er det en mulighet for et distribuert system der de forskjellige bryterne blir kontrollert og kommuniserer med hverandre for å oppnå automatisk isolasjon.

I det sentraliserte systemet (DMS) kan isoleringen foregå fullautomatisk uten påvirkning av driftspersonell, men kan også bli satt opp som en handling foreslått av systemet og utført etter aksept fra driftspersonell. Den desentraliserte isoleringen blir foretatt forskjellige steder i nettet uten å gå igjennom DMS, samtidig som informasjon om isoleringen blir utvekslet til nødvendige systemer. Det desentraliserte systemet vil da fungere omtrent som GIK gjør i dag og driftspersonell må ha mulighet til å overstyre og kontrollere funksjonen til slike systemer. Overstyringsmuligheten i desentraliserte systemer må være tilstede for å sikre at automatikken reagerer på nødvendige endringer i nettopologi som normalt ville blitt erfart som feil fra systemet, eller når arbeid skal utføres på en del av nettet.

### **4. Automatisk gjenopprette kraftforsyningen til så mange kunder som mulig**

Etter at feilstedet er isolert bort fra friskt nett, er som regel deler av nettet som ligger nedstrøms for feilen og kan bli tilkoblet ved å endre på nettopologien. Hvis de tre foregående kriteriene er møtt kan det også etableres automatisk gjenoppretting av kraftforsyning for friske, men strømløse deler av nettet med reservematingsmuligheter. Automatisk

gjenoppretting av kraftforsyning krever som i punkt 3 at det er et system som utfører handlingen, men til forskjell fra det foregående punktet krever punkt 4 en mer avansert system. Der det i punkt 3 kun blir sett på den enkelte avgangen med feil, vil det i punkt 4 måtte bli tatt hensyn til reservematemuligheter fra andre avganger og implikasjonene det medfører å bruke disse.

#### 6.1.2 TEs status i forhold til premissene til FLIR

TE har detektering av feil på alle sine distribusjonsavganger, kriteriet i punkt 1 er derfor oppfylt. I tillegg er GIK installert i mange av distribusjonsnettets avganger og skiller ut mange av de forbigående feilene som skulle inntre. I enkelte distribusjonsnett kan det være installert en Peterson spole som kompenserer for jordfeil på en fase, slik at nett i et kort tidsrom (sekunder) kan drifles med en forbigående jordfeil og gir mulighet for at jordslutningen kan forsvinne av seg selv. Et eksempel på slike jordslutninger er når trær vaier i vinden og kommer inntil faseledninger. GIK og Peterson spoler gjør at en eventuell FLIR-løsning må vente med å tre inn og vil kunne gi en forsinkelse på opptil et minutt.

Det er i dag distribuerte indikatorer som er mest vanlig i distribusjonsnettet og TE har hatt noen prøveprosjekter med slike, men det er ingen i bruk i dagens distribusjonsnett. TE har i dag bare muligheten for å detektere hvilken avgang feilen ligger i. Mangel på målinger/indikatorer i distribusjonsnettet gjør at feilen ikke bestemt kan sies å ligge mellom to spesifikke brytere, men det er installert tilsynelatende impedans måling ved noen få transformatorstasjoner. De tilsynelatende impedans målingene har vist seg å være effektive i «rene» radialer, uten for mange avgreininger. Den tilsynelatende impedans målingen må tilpasses etter nettopologien, slik at riktig avstand til feil blir kalkulert. Utførelsen av punkt 2, 3 og 4 blir i dag gjort av nettsentralens personal og montører de styrer ute i felt og kan sies å være manuelt utført. Kriteriet i punkt 2 er ikke oppfylt med dagens metode og uten videre bruk av utstyr/metoder som kan bekrefte feils posisjon, vil det være umulig å fult ut kunne levere informasjonen som trengs i punkt 3 og 4.

#### 6.1.3 Kommunikasjons metoder for FLIR- løsninger

Alternativene for kommunikasjon i FLIR-løsninger er egentlig de samme som for AMS systemer forklart i kapittel 4.3.1. Det vil ikke være like mange anleggsdeler som vil utveksle informasjon i en FLIR-installasjon og det er lettere å se hvordan hver enkelt del kan tilbakebetale seg selv over tid. Enkelte av teknologiene er mer utsatt for å ikke fungere optimalt til FLIR-investeringer, f.eks. er Power line communication (PLC) utsatt ved brudd på linjer og fiberoptiske kabler lite hensiktsmessig hvis investeringen er tenkt å ekspanderes over tid. Radio, mobil og RF-mesh teknologi gir trådløse alternativer som er skalerbare til større systemer. Hvilken kommunikasjonsløsning som benyttes er svært avhengig av hvordan FLIR-løsningen blir utformet og hvorvidt det blir brukt sentraliserte, eller desentraliserte metoder for å lokalisere feil.

Det utvikles også internasjonale standarder som kan følges for å etablere hvordan kommunikasjonen skal foregå i FLIR-løsninger. F.eks. har International Electrotechnical

Comission (IEC) utarbeidet standarden IEC 61850 som kan benyttes til FLIR-løsninger, der standarden tar for seg automatisering av kraftbransjen[10]. Smartgrid funksjoner involverer mange programmer, integrasjoner og anleggsdeler, det er derfor nyttig å benytte seg av IEC sitt smartgrid-standardkart[43] for en bedre oversikt over tilgjengelige standarder.

## 6.2 Internasjonale FLIR prosjekter

Flere aktører innen energisektoren ser på og har etablert FLIR-løsninger på verdensbasis. Etter at USA sitt energidepartement innførte *American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (Recovery Act)* har flere energiselskap innført FLIR-løsninger i USA og gjort at USA har blitt en av de fremste aktørene innen slike systemer[34]. Det er også pågående prosjekter i Europa, blant annet i Sverige og Finland. Recovery Act innføringen gir insentiver ved hjelp av penger til Smartgrid investeringer som skal modernisere kraftnettet, styrke bransjen mot cyberangrep, forbedre samhandlingen mellom systemer og samle mengder av data om Smartgrid og forbruk av kraft. Målene med FLIR innføringen i USA var å få ned antall rammede forbrukere og redusere avbruddstiden kunder erfarer, i tillegg skal FLIR gjøre feilhåndteringen mer automatisert.

I rapporten *Fault Location, Isolation, and Service Restoration Technologies Reduce Outage Impact and Duration*[34] blir erfaringen fra 7 prosjekter i 5 energiselskaper i USA presentert. Feil i perioden 04.2013 til 05.2014 besto i 266 hendelser der FLIR-teknologiene ble brukt til feilhåndtering. I rapporten blir kun avbrudd lengre enn 5 minutter medregnet og blir sammenlignet med hva som ville vært normalt før FLIR implementeringen. Noen av hovedfunnene i rapporten:

- Gjennomsnittlig reduksjon antall kunder som erfarte avbrudd på opptil 45%
- Gjennomsnittlig reduksjon i avbruddstiden per driftsforstyrrelse på opptil 51%

Det ble også gjort sammenligninger mellom driftsforstyrrelser i fullautomatiserte og akseptbaserte FLIR-løsninger. Der de feilene som kom i fullautomatiserte FLIR-systemer generelt hadde høyere reduksjon i antall kunder med avbrudd over 5 minutter og litt kortere avbruddstid. De akseptbaserte FLIR-løsningene krever at driftspersonellet godkjenner handlingen og utgjør derfor en liten tidsforsinkelse.

### 6.2.1 Erfaringer fra prosjektene

FLIR-prosjektene som ble etablert i USA hadde mange små og store erfaringer med innføringen, noe som er naturlig for større prosjekter. Noen av de viktigste erfaringene var[34]:

- Kommunikasjonsmetoden som benyttes må håndtere automatiske bryterkoblinger mens kraftnettet erfarer feil og krever større motstandsdyktighet i slike situasjoner enn hva som var vanlig i kraftsystemet for øvrig.

- Gode kommunikasjonsløsninger er essensielt i planleggingsfasen, i enkelte av prosjektene ble det erfart at den valgte kommunikasjonsmetoden forstyrret andre systemer. I tillegg var det problemer med å få god nok radiodekning i enkelte områder.
- FLIR-løsninger krever grundig testing, fabrikktesting (FAT), felttesting (SAT) er viktige elementer i et slikt prosjekt. Pilotprosjekter, felttesting, opplæring, integrasjoner og bruk av programmer er ofte nødvendige for å kunne etablere FLIR-systemer og er som regel ikke en vanlig del av energiselskapers arbeid.
- Nødvendig med hyppigere oppgraderinger av software og hardware, som også krever felttesting.
- Hyppigere vedlikehold av f.eks. batterier som forsyner anleggsdeler.
- Viktig å ha nær kontakt med leverandører av produkter, leverandørene spiller ofte en viktig rolle i produktutvikling og testing.
- Opplæring av personer som jobber med anleggsdeler og programmer som inngår i FLIR-løsninger er nødvendig for god utnyttelse av investeringen.

Det er vanskelig å si noe eksakt vedrørende hvor store kostnadsbesparelser FLIR-installasjonene utgjorde i løpet av den analyserte perioden. Det norske systemet med KILE-kostnader er ikke gjeldene i USA og det vil derfor være vanskelig å gjøre en direkte sammenligning mellom kostnadene som ville blitt bespart. Det som i midlertid er oppgitt i rapporten er hvor mange FLIR-operasjoner som skjedde i perioden og ut i fra dette estimert hvor stor effekt dette fikk på antall berørte kunder og avbruddstiden kundene erfarte i perioden. Sammenligningen ble gjort for de 266 FLIR-operasjonene og et estimert basisnivå som ville vært uten at FLIR-systemer hadde blitt innført.

Tallene som blir presentert i rapporten er:

- Reduksjon i antall kunder som fikk avbrudd på 270 000, der avbrudd over 5 minutter er blitt definert som avbrudd
- Reduksjon i avbruddstiden som kunder erfarte på 38 millioner minutter

Per driftsforstyrrelse FLIR-operasjoner ble benyttet blir tallene som ble presentert i rapporten:

- Reduksjon på 1015 kunder som erfarte avbrudd
- Reduksjon i avbruddstid på 142 857 minutter

Hvorvidt tidene og antall kunder i feilhåndteringen før FLIR-implementeringen er sammenlignbar med det i norske nettselskap er ukjent. Ut i fra uttalelsene i rapporten virker det som nettselskapene har positive erfaringer så langt og vil investere mer i FLIR-løsninger. Det er verdt å nevne at det ikke bare vil være avbruddskostnader som kan bli redusert med FLIR-løsninger, men også kostnaden med arbeidstimer hos montører og mannskap som normalt ville utført manuelle bryterkoblinger i feilrettingsforløpet[33].

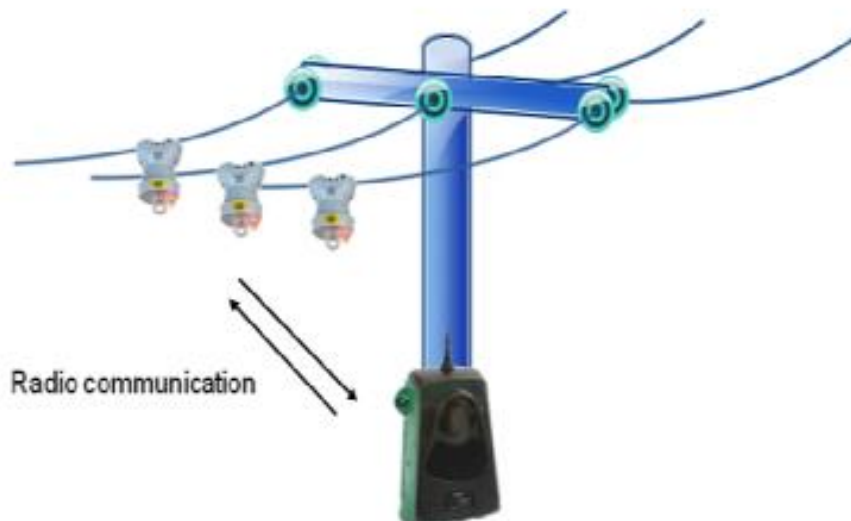
### 6.3 Jord- og kortslutningsindikatorer

Distribuerte løsninger for feil deteksjon og avgrensning er kanskje den investeringen som er enklest for nettselskap å implementere. De sentraliserte metodene i kapittel 6.1.1 gir alternativer til feil lokalisering, men disse metodene er ofte dyre og det kan være vanskelig å få god nok avkastning for investeringen. Indikatorer tilbyr en mer direkte nytteeffekt og er ikke spesielt avhengig av nettopologi, veletablerte programmer/integrasjoner og vil kunne gi en nytte effekt selv om kommunikasjonen svikter. Indikatorene kan også plasseres i mer feilbefengte radialer, eller i radialer der avbruddskostnaden er mye større enn installasjonskostnaden. Indikatorer er på mange måter et bedre start alternativ for FLIR-løsninger enn hva de sentraliserte metodene, da de tilbyr et enklere og mer gunstig alternativ ved ønske av mindre implementeringer. Fordeler med jord- og kortslutningsindikatorer[44]:

- Reduserer mulig feilomfang og nettkompleksitet
- Kan utstyres med lokal- og fjernavlesning
- Er skalerbart, kan starte med en indikator og utvide uten programmer som håndterer og tolker signaler
- Trenger ikke spesiell forkunnskap om installasjon
- Mulig å installere under spenning (AUS), slik at avbrudd unngås

Indikatorene krever imidlertid vedlikehold av bl.a. batterier og kan komme til å kreve en forbedret form for signalhåndtering, hvis det investeres i mange indikatorer. En mulig utførelse for linjeindikatorer er vist i Figur 34, der tre indikatorer er plassert på de ulike faselinjene og en radiomottaker som etablerer en informasjonskanal. Indikatorene kan påmonteres mens linjen er spenningsatt med en betjeningsstang. Indikatorene kommuniserer at det erfarer feil ved ulike varsellys montert på indikatorens underside. Det vil i tillegg være kommunikasjon mellom indikatorene og radiomottakeren, slik at varsler kan videresendes og spørringer utført på kommando. Radiomottakeren kan også gi signal ved lav gjenværende batterikapasitet, slik at vedlikehold kan utføres[44].





Figur 34 Feilindikatorer i linjenett, med radiomottaker for videresending av signal[33]

### 6.3.1 Indikatorer i de ulike nettypene

Siden det er forskjell på seksjoneringsprinsippet som benyttes i de ulike nettypene blir det også forskjeller i nytteeffekten ved installasjon av indikatorer i kabel- og linjenett. Fellesfaktoren med installasjon i nettypene, er at den prøvekoblingen/meggingen som før installasjonen var nødvendig for å redusere feilomfanget nå blir overflødig og man kan hoppe rett til neste steg i seksjoneringen. Ved fjernavlesning av indikatorene kan dermed montører sendes rett til det andre steget i seksjoneringen og unngå en eventuell prøvekobling/megging. Hvis ikke indikatoren er fjernavlest, må montøren kjøre til feilindikatoren for å verifisere hvorvidt feilen er oppstrøms, eller nedstrøms for denne, men slipper å foreta megging/prøvekobling.

Faktorer som er viktige med installasjon av feilindikatorer i kabelnett:

- Slipper meggetid på bryter med feilindikator
- Mer tid å spare ved indikatorer i bryterinstallasjoner med lang meggetid
- Hvis indikatoren er fjernavlest kan man hoppe rett til ønsket seksjoneringspunkt nr 2, uten å sende montør først til seksjonering nr 1 i seksjoneringsforløpet
- Ved å kombinere feilindikatorer verifisering av feilsted og fjernstyrte brytere, kan deler av nettet kobles inn før montører kommer seg til stedet

Faktorer som er viktige med installasjon av feilindikatorer i linjenett:

- Færre prøvekoblinger som er mislykkede, redusert slitasje på komponenter
- Kan starte seksjoneringen ved kortslutninger lenger ut i nettet
- Hvis indikatoren er fjernavlest kan man hoppe rett til ønsket seksjoneringspunkt nr 2 ved andre feilkategorier enn kortslutning, uten å sende montør først til seksjonering nr 1 i seksjoneringsforløpet

- Ved å kombinere feilindikatorers verifisering av feilsted og fjernstyrte brytere, kan deler av nettet kobles inn før montører kommer seg til stedet

Faktorer som er viktige med installasjon av feilindikatorer i blandet nett:

- Indikatorer kan brukes til å verifisere om feilen ligger i kabel-, eller linjenett og dermed legge til rette for seksjoneringsmetode
- Ellers gjelder de samme punktene som for kabel- og linjenett

### 6.3.2 Plassering av indikatorer

Det er flere faktorer som avgjør hvor og i hvilke radialer indikatorer skal plasseres. For at det i det heletatt skal være prisgunstig å installere indikatorer, burde radialen ha avbruddskostnad som over tid vil være større enn investeringskostnaden. I seg selv kan indikatorer bespare noe tid i et feilrettingsforløp, men hvilke egenskaper indikatoren innehar og i hvilken nettype den er plassert har mye å si for hvor stor denne tidsbesparelsen blir. Radialer som det er gunstig å velge for indikator plassering burde inneha faktorer som:

- Innehar en klar fordel ved å kunne verifisere feilomfang, slik at større/kritiske kunder kan forsynes ved andre alternativer
- Feilbefengte radialer, spesielt hvis det er interne deler av nettet som ofte har feil
- Komplekse radialer, blandet nett hvor det er vanskelig å bestemme seksjoneringsprinsipp

Når det kommer til hvor indikatorer skal plasseres i valgte radialer er det også flere faktorer som spiller inn. Mange av de faktorene som ble nevnt i kapittel 5.3.2 gjelder også ved plasseringen av indikatorer, dette er naturlig ettersom indikatorer gjør den samme oppgaven som megging. I tillegg til de nevnte punktene i kapittel 5.3.2 har også indikatorer muligheten til å gjøre nettet mindre komplisert. Dette gjelder spesielt i blandet nett, der det kan være en klar fordel å skille kabel- og linjenett.

### 6.3.3 TE sin erfaring med feilindikatorer

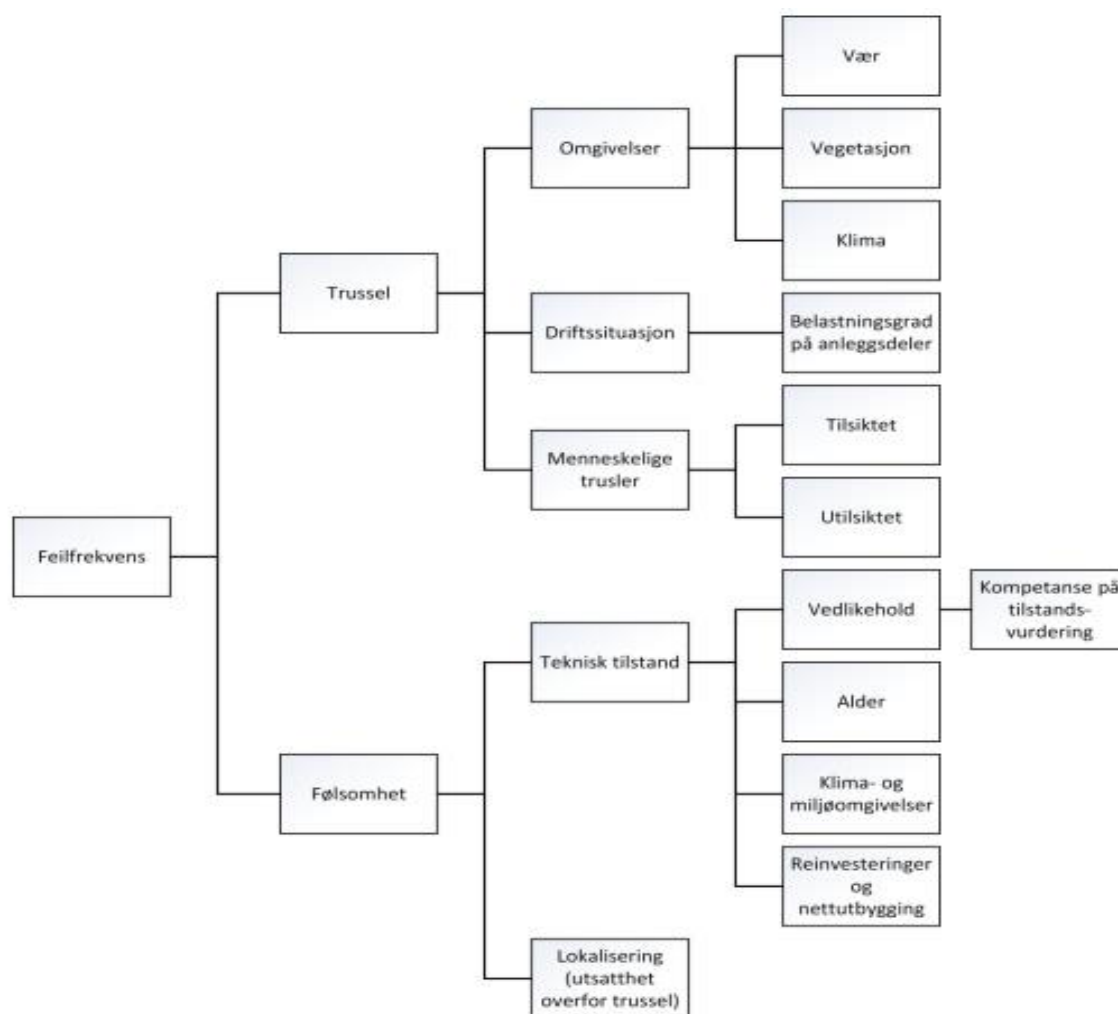
Teknologien har vært der i mange år allerede og TE har tidligere hatt kortslutningsindikatorer i sitt høyspente distribusjonsnett, hvorvidt noen indikatorer fortsatt er operative er ukjent. Indikatorene ble installert på 80 tallet og det var med den tidens teknologi nødvendig å fysisk se indikatoren for å vite hvorvidt den hadde detektert kortslutninger. Siden hverken nettsentralens personell, eller de sentrale personer i TE som har blitt kontaktet vet om noen fungerende feilindikatorer, så antas det at det ikke finnes noen gjenværende indikatorer.

Feilindikatorene var hovedsakelig plassert i linjenett, men i hvert fall to indikatorer ble plassert i kabelnett. Indikatorene som ble plassert i kabelnettet ble betraktet som et prøveprosjekt, men med få, eller ingen feil i kabelnettet var det vanskelig å se nytten av disse indikatorene og interessen for indikatorene dabbet ut. I linjenett var feilindikatorene i drift i mange år og fungerte bra, men indikatorene har ikke blitt fornyet og TE står i dag uten indikatorer i sitt nett.

Oppfattelsen av hva som gjorde at feilindikatorene ikke har blitt vedlikeholdt/fornyet er at fokuset på disse ikke ble opprettholdt. Fokuset og pengene til vedlikehold og investeringer ble benyttet på å fremme andre deler av TEs utstyr/oppgaver. Det var derfor ikke feilindikatorenes funksjonalitet som gjorde at bruken av disse avtok, men heller at andre investeringer tok opp fokuset.

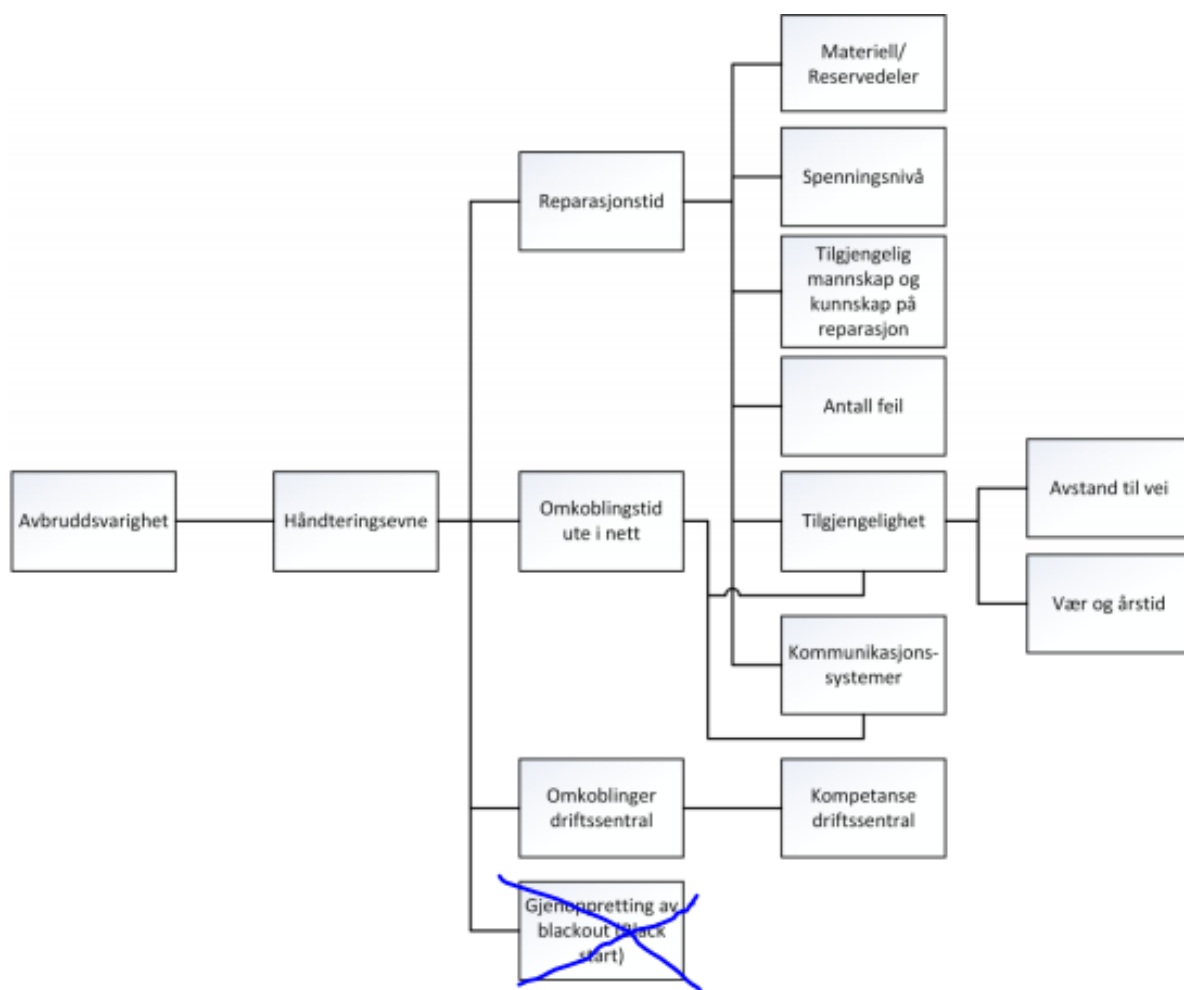
## 7. Forbedringspotensial for nettsentralens praksis

Det vil alltid være et forbedringspotensial for å gjenopprette kraftforsyningen så lenge det skjer driftsforstyrrelser og Figur 35 viser mulige faktorer som kan lede til avbrudd. Som vist i kapittel 3 er det omgivelser som gir det største antallet feil i TE og det blir derfor naturlig å se på denne kategorien. Det er i midlertid viktig å få med hvor utsatt kraftnettet er, dette er noe som ikke kommer så godt frem i figurene i kapittel 3. Driftspersonellet på nettsentralen har selv nevnt at de burde bli bedre på å oppføre teknisk tilstand som en medvirkende årsak til feilen, men dette blir ofte ikke gjort siden rapportene blir slutført i lang tid etter feilen inntraff og ofte bare for å få feilen godkjent.



Figur 35 Faktorer som utgjør feilfrekvensen av driftsforstyrrelser[45]

Det er også viktige faktorer i forhold til hva som gjør hvor lenge avbrudd varer, hvilket er illustrert i Figur 36. Gjenoppretting av blackout er i liten forstand et problem i Norge og i hvert fall ikke under normale omstendigheter. Denne faktoren er derfor krysset over i denne figuren for illustrasjons skyld.



Figur 36 Faktorer som utgjør avbruddsvarigheten til driftsforstyrrelser[45]

Alle de forskjellige faktorene er til en viss grad beskrevet i flere sammenhenger i rapporten og når det videre skal utforskes hvorvidt foreslåtte løsninger reduserer avbruddstiden kan det ses til figurene over hvilke faktorer hvert enkelt forslag til forbedringer vil hjelpe til med. Informasjonen i kapittel 5 er også behjelpelig for å bedre forstå hvilke deler av et feilrettingsforløp forslagene vil være behjelpelig med.

## 7.1 Reduksjon og eliminering av avbruddstid

Nettsentralens praksis ved feilretting gir muligheter til å redusere og i beste fall eliminere enkelte deler av hendelsesforløpet som benyttes. For å få dette til må det nødvendigvis innføres endringer som utfører det samme som blir gjort i dag, eller som ikke trenger å benytte de samme stegene som er beskrevet i kapittel 5. Det er tre faser som kan inngå i slike forbedringer:

- Før feil inntre, normale driftsforhold og overvåking
- Under driftsforstyrrelser, avbruddsforløp og gjenoppretting av kraftforsyning
- Dokumentasjon, etablering av hva, hvordan og hvorfor driftsforstyrrelser oppstår

I tillegg kommer tiltak som senker følsomheten kraftnettet har for å få avbrudd, der vedlikeholdsplanlegging og sikringstiltak er viktige stikkord for å fremme nettets tåleevne ovenfor driftsforstyrrelser. For å forbedre de ulike delene av nettsentralens praksis er det nødvendig å se på de ulike oppgavene som utføres, slik at tiltak kan foreslås for forbedringer.

#### 7.1.1 Forbedret overvåkning

Overvåkingen foregår 24/7 ved nettsentralen og er delt opp i tre hovedgrupperinger for informasjonsinnhenting vist i kapittel 4. Disse tre kan beskrives som:

1. Informasjon om kraftnettet, elektriske parametere, driftsituasjon, anleggsdel- og bryterinstillinger og vern og alarmer
2. Værrelatert informasjon, der pågående og innkommende klimatisk informasjon er med på å forme valgene som tas av nettsentralens personell
3. Menneskelige informasjonskanaler, interne og eksterne personer og medier gir informasjon om f.eks. feil, observasjoner og trender som kan være med på å påvirke driften

For nettsentralens personell er alle disse kildene viktige i det normale driftsbildet, mens det normalt er punkt 1 som dominerer ved driftsforstyrrelser. For å bedre punkt 1 ved normale driftsforhold er det mest mulig relevant informasjon som gjelder, men begrepet «less is more» er ofte et godt begrep når beslutninger skal tas ved respons ved feil. Måter å kunne få nok og riktig informasjon er derfor fokuspunkter når først driftsingeniøren skal respondere ved feil. Konkrete tiltak som viser hvor, hva og hvorfor driftsforstyrrelsen skjedde er derfor ønsket for å kunne utøve feilrettingen best mulig. Som vist i Figur 20 blir i overkant av 70% av driftsforstyrrelsene direkte fanget opp av vern, ved å øke andelen feil som blir detektert vil driftsingeniørene kunne utøve og tilpasse feilrettingen raskt etter forholdene. Tiltak som reduserer mulig feilsted er også ønskelig og som vist i kapittel 6 er det flere etablerte metoder som kan brukes til dette. Automatiserte feilrettingsforløp kommer også frem som et aktuelt tema ved større integrasjon av fjernkontrollerte/-avleste enheter og kan bli en fremtidsvisjon som blir høyaktuell i forhold til forbedrende tiltak for nettstyring.

Den værrelaterte informasjonen blir brukt til å forutse hvor sannsynlig det er for at driftsforstyrrelser skal skje, men også hvordan været vil påvirke lastsituasjonen i nettet. I tillegg vil enkelte værforhold gjøre det vanskeligere for montører som utfører koblinger og arbeid i nettet. F.eks. er det mulig å tenke seg programmer som inkluderer store snømengder og andre værmessige hensyn og gir bedret beslutningsstøtte til driftsingeniørene. Bedret informasjon om værpåvirkningen vil også kunne gjøre dokumenteringen av avbrudd lettere og gjøre andelen feil med årsak ikke kartlagt mindre. Dessuten vil en bedret dokumentasjon av driftsforstyrrelser gjøre avbruddsstatistikken mer egnet for å utvikle forutseende varsler for forventede feilperioder.

Informasjonsutveksling er kritisk for å få vite om enkelte feil som er på vei, eller har oppstått og kommer til å være kritisk i all nær fremtid. Det er også mange feil som ikke blir detektert, som krever at personer varsler nettsentralen direkte, eller indirekte. Stadig mer av samfunnet

blir elektrifisert og stiller med det krav til en pålitelig tilførsel av kraft og økende bruk av fintfølende elektronikk gjør at selv korte avbrudd blir problematiske. Forbrukere har også blitt raskere til å respondere ved avbrudd og gode løsninger for å motta og spre informasjon raskt er viktige for å holde kunder fornøyde. I tillegg opererer samfunnet rundt oss i et stadig raskere tempo, med endrende forbruks og produksjonstrender som kan gi utfordringer i dagens kraftnett. Med en stadig mer digital hverdag med mengder av informasjon som florerer på internett gjennom bl.a. sosiale medier, nyhetskanaler, osv og det kan tenkes at disse kan utnyttes til å innhente relevant informasjon.

#### 7.1.2 Forbedret respons ved driftsforstyrrelser

Dagens praksis ved respons under feil setter standarden for hva som er vanlig avbruddstid og det burde finnes muligheter for å redusere tidsbruken ved deler av feilrettingsforløpet. Reduksjonen i tidsbruket vil med dagens muligheter med manuelle koblinger kun bli tatt til et viss nivå, men for å virkelig få ned avbruddstiden må automatikk bli inkludert som en del av feilrettingsforløpet. Med tiden vil nok TE måtte se på FLIR-løsninger som en del av deres respons ved feil. Metoder for å redusere avbruddstiden på kort og lang sikt er derfor viktige i en satsing for å kunne møte stadig strengere krav til høy driftssikkerhet.

#### 7.1.3 Forbedret benyttelse av dokumentasjonen av feil

Dokumentasjonen som er gjort ved driftsforstyrrelser gir mengder av informasjon som i dag ikke er benyttet i stor grad. Dokumentasjonen verifiserer nettsentralens arbeid over lang tid og kan gi nødvendig informasjon for vedlikeholdsplanleggere og analytikere som streber for å oppnå best mulig driftssikkerhet i kraftnettet. I rapporten er mange figurer allerede blitt vist, disse illustrer bare noen av de mange aspektene som FASIT-data kan benyttes til. Kvantifiseringen, fordelingen og hyppigheten av feil og avbrudd gjør det enklere å se korrelasjoner mellom utførte tiltak og hva tiltakene resulterte i. FASIT-dataene hjelper også nettsentralens personell å få bedret innsikt i deres oppgaver og kan underbygge mistanker og antagelser som tidligere ikke har blitt tallfestet.

## 7.2 Fremtidens nettsentraler

Det er vanskelig å gi et generelt bilde over hvordan nettsentraler kommer til å operere i fremtiden. Det som er sikkert er at AMS kommer til å bli innført i hele landet innen 2019[6] og at dette bringe med seg en helt ny informasjonskilde. AMS kommer da til å gi målinger fra TE sine 140 000 målepunkt og det fra distribusjonsnettet, som frem til nå nesten ikke har hatt kontinuerlige målinger. Målingene fra AMS inneholder masse informasjon, der noe kan være nyttig for nettsentralen, men inneholder også informasjon som er «uviktig». Spørsmålet er heller om hvilke oppgaver som skal være med i det kontinuerlige overvåkningsbildet hos nettsentralen, og hvilken informasjon dette tilsier at nettsentralen trenger fra AMS.

*Next Generation Control Centres* utgitt av NTNU den 31.10.2015 [10], beskriver et fremtidsbilde der driftssentral oppgaver blir delt inn i flere, men mer spesifikke

arbeidsoppgaver. Slik at de forskjellige driftssentraler kan ta seg av deres avgrensede oppgaver. Allerede i dag er det en viss form for oppsplitting i TE, men dette er mer for å avlaste driftspersonell og sette bort oppgaver som kan utføres av andre. Oppgavene består da ofte i vedlikeholdsplanlegging, spenningskvalitets henvendelser og større analyseoppgaver, disse arbeidsoppgavene er som regel håndtert av personer i nært samarbeid med driftspersonalet.

Alle TE sine nettnivåer blir i dag driftet fra nettsentralen, men det kan være dette forandrer seg i fremtiden. For eksempel vil AMS gi de aller fleste målingene fra det lavspente-distribusjonsnettet og arbeid i lavspennetnettet går allerede i dag til en viss grad utenom nettsentralen. Det er ikke en umulig tanke at driften av AMS, lavspennetnett, kundetilknyttinger og andre spesifikke arbeidsoppgaver knyttet til lavspennetnettet blir samlet rundt en egen nettsentral.

Det er også mulig at mer av det hendelsesbaserte arbeidet i høyspentnettet kommer til å utføres automatisk ved hjelp av større integrasjon av fjernavlesning og fjernkontrollerte anleggsdeler. Det har vært en klar økning i automatiserings systemer på verdensbasis de senere årene har også flere norske nettselskap begynt å se på løsninger som kan forbedre deres håndteringsevne i feilsituasjoner.



## 8. Forslag til forbedringer ved nettsentralens praksis

### 8.1 Flåtestyring av montører

De stadig strengere kravene til effektivitet og kontroll kan gjøre det nødvendig å innføre flåtestyring som en del av utstyrspakken som benyttes av nettsentralen. Flåtestyringen blir gjort mulig av GPS sporing, eller lignende teknologi som benytter sporingssignalene i geografisk informasjonssystemer (GIS). Flåtestyringen skal bedre driftssentralens kontroll over tilgjengelige ressurser gjennom sanntidsposisjonering. Sanntidsposisjoneringen gjør det mulig å finne gode løsninger for:

- Ressursbruk
  - Hvilken montør kan komme seg til ønsket posisjon raskest?

I normal arbeidstid vil mange montører være tilgjengelig for driftssentralen, dette gjør at det er stort potensiale for å minimalisere utrykkingstiden til ønsket lokalisasjon. Utenfor normal arbeidstid er det de vakthavende montørene som blir brukt til oppdrag for driftssentralen og det påløper en ekstra kostnad/tid for å kalle ut montører som ikke har vakt.

- Er det nok personell/utstyr tilgjengelig i området?

Ved større/flere hendelser kan det være nødvendig å fortløpende vurdere om man har nok tilgjengelige ressurser.

- Informasjonsutveksling
  - Hvor lang tid tar det før personell er på stedet? (Utrykkingstid)

Driftssentralen vet når personell er på stedet, enklere å samkjøre med flere instanser, f.eks. politi og brannvesen.

- Varsling av kunder

Raskt gi melding om når det er forventet at montør er på stedet for å starte gjenopprettingen av deres strømforsyning.

Flåtestyring av tilgjengelige montører er et verdifullt hjelpemiddel om avbruddskostnaden forbundet med kjøring og utrykning skal reduseres. Reduksjonen skjer ved at montøren med kortest vei til ønsket sted (ofte en bryter) blir valgt til å utføre utrykningen. Hvis en feil oppstår i arbeidstiden, vil et stort antall montører kunne være tilgjengelige og mye tid kan spares ved å velge den korteste kjøreveien. I Figur 37 er tenkt som et illustrasjonsbilde over hvordan flåtestyring kan se ut for nettsentralen.

For å finne den raskeste utrykningen burde et viss antall av montørbiler i nærheten av ønsket utrykningssted være en del av analysen, hvorfor kan ses når man går igjennom eksemplet. I Figur 37 er det tre montørbiler med innebygget GPS i nærheten av ønsket utrykningssted.

Posisjonen på montørbilene er indikert med grønne piler og nettsentralen ønsker å koble ut en bryter, indikert med rød pil.



Figur 37 Kart over Åfjord med aktuelle montører markert med grønn pil, ønsket bryterkobling markert med rød pil[25]

Hvis flåtestyring blir etablert burde det bli benyttet til mer enn å bare vise geografiskposisjon, teknologien er allerede benyttet i mange bransjer og det burde være mulig å finne passende løsninger for TE. GPS posisjoneringen kan utnyttes med å innføre algoritmer som utfører ønsket funksjonalitet og vises i DMS som forslag til montørvalg, kjøretid, osv. Det finnes i hvert fall tre nivåer over hvor «smart» en eventuell algoritme kan være når faktisk kjøretid skal beregnes, nivåene kan beskrives som:

1. Distanse i luftlinje
2. Kjøretid fra A til B, med normale forhold
3. Kjøretid fra A til B, med forhold utenfor normalen (ras, trafikkulykke, veiarbeid ...)

Når den raskeste utrykningstiden skal finnes burde den baseres på faktisk kjøretid, da luftlinje beregninger kan gi et feil bilde av kjøretiden. Ut fra eksempelet ville montør 1 blitt valgt ut fra avstand i luftlinje, men dette ville gitt en kjøretid som nesten er tre ganger så lang som om montør 2 hadde blitt valgt. Avstander og kjøretider for eksempelet er vist i Tabell 3, der det kan ses at montørbil 2 får den korteste kjøretiden ved normale forhold, selv om avstanden i luftlinje er den største av de tre. Kjøretiden er i dette eksempelet beregnet ved hjelp av [google.no/maps](http://google.no/maps), og avstander i luftlinje er målt ved hjelp av [Norgeskart.no](http://Norgeskart.no). Hvis det hadde gått et steinras som sperret veien på stedet indikert i Tabell 3, så ville det ikke finnes noen godt alternativ kjørerute for montør 2 og montør 3 vil være et langt bedre alternativ. I Tabell 3 er det beste valget av montør er indikert i grønt og det dårligste indikert i rødt etter hvilke forutsetninger et eventuelt program ville benyttet.

Tabell 3 Avstand og kjøretid for eksempelet om flåtestyring av montører

Montørbil	Avstand i luftlinje [km]	Kjøreavstand [km]	Kjøretid [min]	Kjøretid ved steinras [min]
1	10,2	51,1	61	61
2	19,5	22	23	> 90
3	12,8	22,4	26	26

Ut fra de tre nivåene for «intelligens» som flåtestyringen kan utformes fra kan det tydelig ses at det er klare fordeler med å inkludere kjøretid som en faktor (punkt 2). Punkt 3 kan være vanskeligere å få inkludert, siden det kan kreve hyppig innmating av informasjon fra mange kilder.

Det er flere nettselskap som benytter flåtestyring i dag og det vil kanskje være mulig å etterspør hvordan det har påvirket deres situasjon. Et element som er viktig hvis flåtestyring skal innføres er at systemet forstår hvilke montører som er aktuelle å benytte hvis det skulle oppstå feil i de ulike nettypene. En form for markering av montørbilene kan være nødvendig for å få til dette, slik at ikke benyttet system tror at en montør som kan utføre gitte arbeidsoppdrag kan utføre det. Systemet som skal håndtere flåtestyringen må kunne skille mellom:

- Tilgjengelige og arbeidsdyktige montører i området
- Hvorvidt utvalgte montører har nødvendig kompetanse for å løse arbeidsoppgaven

## 8.2 Bryterinformasjon

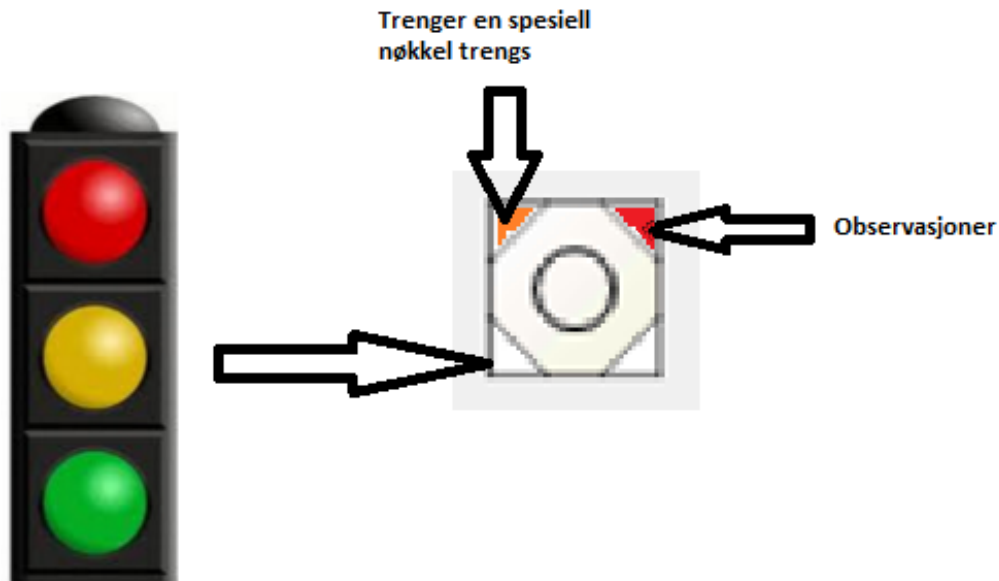
Effektbrytere, skillebrytere og lastskillebrytere er noen av de viktigste anleggsdelene som driftsingeniørene råder over. De utgjør mer enn en passiv rolle og er uunnværlige i kraftnettet. Det er store forskjeller i utforming, posisjon, egenskaper og styringsmuligheter for de ulike bryterne, der en del av denne informasjonen allerede blir vist i Compass og iAM DMS. Det er allikevel en del informasjon som kan gjøre brytervalget og bryterkoblinger raskere, eksempler på dette er hvorvidt bryteren er rask å foreta megging på, eller om det finnes langt bedre alternativer.

Informasjon om hvordan bryteren er utformet i kabelnettet finnes til en viss grad i NetBas, men også TE sitt braArkiv som har bilder og tekniskspesifikasjon om installasjonen. Hvis driftsingeniører ønsker å benytte informasjonen om bryteren er rask å foreta megging på ved feil i nettet, må han/hun åpne disse programmene og finne objektet som undersøkes. Dette krever tid og som kan forsinke seksjoneringsforløpet, men er verdt det hvis en bryter med meggetid på f.eks. 5 minutter blir valgt over en med 15 minutter. Denne og lignende informasjon burde kunne bli inkludert i DMS, slik at driftsingeniørene lett får tilgang uten å måtte gå gjennom andre programmer. Informasjon tilgjengelig i Compass og/eller iAM DMS i dag:

- Forskjellige symboler på de forskjellige brytertypene
- Indikering av hvilke brytere som kan fjernstyres
- Plassering, bryterne er plassert i geografisk og nærhet til vei er synlig

I tillegg er informasjon om observasjoner av potensielle feilårsaker i nettet er plassert til oppstrøms bryter i iAM DMS. Informasjonen kan f.eks. være at en kunde har observert en gravemaskin i området og ringt inn til servicesenteret siden det er strømløst i sitt nabolag. Det er også mulig å gi indikasjon om det kreves en spesiell nøkkel for å komme seg inn i nettstasjonen som bryteren er integrert i.

På samme måte som med observasjoner og spesiell nøkkel kan informasjon om hvor enkel/rask den enkelte bryteren er å benytte. Det foreslås derfor å etablere en form for enkel markering som raskt oppfattes og er synlig i DMS. Dette kan gjøres med å innføre trafikklysvisning på bryterne som illustrert i Figur 38.



Figur 38 Informasjonsvisning i iAM DMS, med trafikklysvisning av hvor god bryteren er å benytte til seksjonering, laget i MS Paint

Trafikklysvisningen er bare en mulig måte å presentere informasjonen på og aktuell informasjon fargene kan illustrere er:

- Grønn, fjernstyrte brytere

Farger er raske å oppfatte og selv om informasjonen om fjernstyringsmulighet allerede er tilgjengelig i nettsentralens programmer, er dette en mulighet til å ytterlig poengtere dette.

- Gul, raske/enkle brytere å benytte i seksjoneringen og som har ønskede spesifikasjoner i forhold til feilkarakter
- Rød, brytere som gir et dårligere utfall enn om en bryter med gul markering ble benyttet

For kabelnett kan fargeindikasjonen stå for hvor raskt meggingen kan foretas og at det er enkelt å ta seg inn i nettstasjonen bryteren er plassert. For linjenett er det forskjell mellom brytere som benyttes til seksjoneringen (forklart i kapittel 5) og det er i tillegg store forskjeller på hvor raskt det er å komme seg til bryteren.

### 8.3 Etablering av internforum for nettsentraler

I noen tilfeller skjer det større feil/hendelser i nettet der kunne vært ønskelig å gi informasjon til andre nettsentraler. Et eksempel på slike hendelser er en brann som oppsto på en av Statnetts transformatorer på Viklandet i Sunndal[46]. Denne hendelsen førte til en stor reduksjon i forbruk og gjorde at spenningen i Trøndelagsnettet brått økte og utløste alarmer i store deler av nettet. Det var i midlertid ingen vern som koblet ut nett for denne hendelsen, driftsingeniøren fikk dermed tid til å samle informasjon uten å utføre koblinger i nettet.

Under slike hendelser er personen(e) med driftsansvar for feilet komponent veldig opptatt med å håndtere innringere og det kan være vanskelig for andre driftsingeniører å få informasjon til å bekrefte at feilen faktisk ikke er i eget nett. Driftsingeniøren for TEs nettsentral fikk imidlertid nok informasjon fra Statnett til å forstå at feilen var lokalisert i en transformator på Viklandet og fikk bekreftet dette gjennom lokalavis oppslag for regionen. Nettet i Trøndelag var antageligvis ikke det eneste nettet i regionen som erfarte spenningsendringen og driftsingeniøren savnet en måte å formidle informasjonen til annet driftspersonell, både internt og eksternt.

Det er et alternativ å lage en form for forum, eller strømstanskart som energisektoren kan benytte til å gi informasjon om hendelser som kan påvirke andre aktører i bransjen. Informasjonen kan da gis til aktuelle aktører og driftspersonellet får minsket antall innringere ved større feil.

## 8.4 Detektering av fasebrudd

For jord- og kortslutninger er det etablert gode metoder for deteksjon hvis disse feilkarakterene skulle oppstå, situasjonen er en ganske annen ved fasebrudd. Fasebrudd er mulig å detektere hvis faseledere involvert i bruddet kommer i kontakt med jord, eller andre faser, men dette skjer ikke i alle tilfeller. For å få opp andelen feil som blir direkte detektert og varslet burde detektering av fasebrudd være prioritert. Hvis jordslutninger, kostslutninger og fasebrudd blir fanget opp av vern/intelligente systemer, burde prosentandelen direkte detekterte feil øke fra ca. 70% til over 80%. Økningen i direkte detekterte feil vil gjøre nettsentralen mindre avhengig av innringere og føre til raskere respons ved feil.

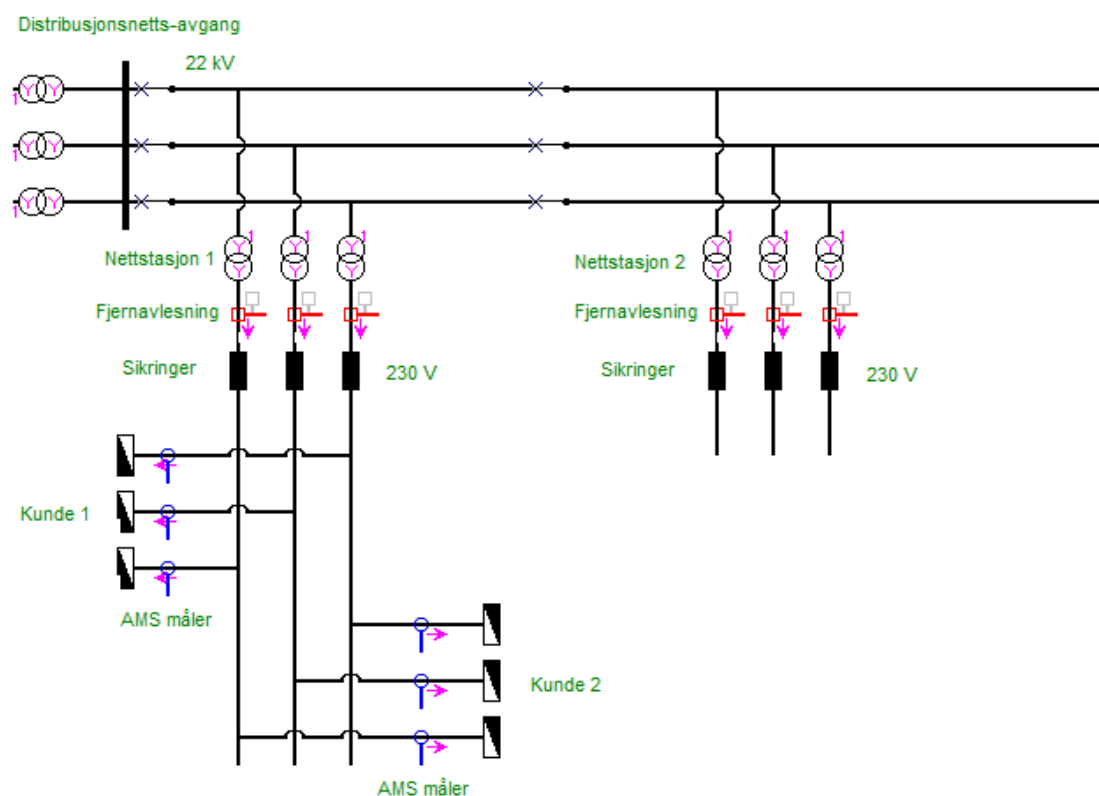
Fasebrudd står for ca. 10% av avbruddene i høyspent distribusjonsnett i nettypene blandet og luftlinje, hvilket var vist i Figur 9. I regional- og kabelnett er det ikke fullt så vanlig med fasebrudd, med en feilandel i underkant av 5%. Fasebrudd er en av de dominerende årsakene i lavspentnett, der manglende spenning på fase vanligvis forekommer av to årsaker:

- Fysisk brudd på faseledninger
- Utløst sikring på en, eller flere faser

Metoden som kan benyttes til å etablere en mistanke om fasebrudd er i dag å se på spenningen på de ulike fasene i distribusjonsnetts-avgangen. Hvis fasespenningene blir mer og mer ulike etter hvert som mer nett inkluderes ved seksjonering, er det grunn til å tro at ulikheten skyldes forskjeller i forbruket på de forskjellige fasene. For at denne metoden skal kunne benyttes må spenningen være fintfølelse for forbruksendringer, noe som ikke alltid er tilfelle. Dessuten kreves det rimelig lik belastning på de ulike fasene og stort nok forbruk til å faktisk gjøre spenningsforskjellen synlig.

Forskjellen i fasespenning er den eneste metoden for å se symptomene av belastningsforskjeller over de ulike fasene, men fasebrudd ville vært mye lettere å detektere ute i nettet hvor det faktisk kan verifiseres at spenningen på en, eller flere faser mangler. Til nå har det ikke vært målinger på forbrukssiden av distribusjonsnettet, men dette vil endre seg med innføringen av AMS. Målingene gir muligheter for å detektere og avgrense mulig feilomfang. Figur 39 viser et distribusjonsnetts-radial hvor AMS er installert hos forbrukere og i nettstasjoner. Mulige fasebrudd som kan skje i nettet i Figur 39 er:

- Fasebrudd i høyspentnettet
- Fasebrudd, eller utløst sikring i lavspentnettet



Figur 39 Distribusjonsnetts-radial hvor AMS er installert hos kunder og i nettstasjoner, laget i Elplek[13]

#### 8.4.1 Fasebrudd i høyspentnettet

Det er mulig at det ikke installeres fjernavlesning i nettstasjonene, men da vil AMS målerne i lavspennetnettet kunne gi nødvendig informasjon for å finne feilomfanget. Hvorvidt TE velger å inkludere målinger i nettstasjoner gjenstår å se og mulige løsninger uten dette er derfor nødvendig å se nærmere på.

- Gitt at nettstasjoner får nødvendig måleutstyr og kommunikasjon

Hvis et fasebrudd hadde skjedd på høyspentnettet mellom nettstasjon 1 og 2 i Figur 39 ville dette bli detektert i nettstasjon 2, men ikke i nettstasjon 1. Fra denne informasjonen ville det vært mulig å forstå at det er feil i høyspentnettet og at nettet som forsyner nettstasjon 1 er friskt. Hvis nettsentralens personell får denne informasjonen kan man sende montører til å målrettet finne feilen i området som er påvirket.

- Gitt at det bare installeres AMS målere hos kunder, hvor disse innehar nødvendige spenningsavlesninger

Hvis en feil hadde ført til fasebrudd i høyspentnettet som ligger mellom nettstasjon 1 og 2 ville dette merkes av alle forbrukere tilkoblet nettstasjon 2. Forbrukere som har nettstasjon 1 som matepunkt vil ikke erfare noen problemer og feilen kan vurderes til å ligge i nett som ligger nedstrøms for nettstasjon 1 sitt tilknytningspunkt. For å kunne vurdere om feilen er lokalisert i høyspentnettet, eller lavspennetnettet, må AMS målinger fra forbrukere nedstrøms for nettstasjon 2 vurderes. Hvis alle abonnenter nedstrøms for nettstasjon 2 erfarer de samme



spenningsproblemene som abonnentene tilhørende nettstasjon 2, ligger feilen sannsynligvis i høyspentnettet før tilknytningspunktet til nettstasjon 2.

#### 8.4.2 Fasebrudd i lavspenningsnett

Fasebrudd er en vanlig årsak til spenningsproblemer i lavspenningsnett. Feilene som oppstår kan gi kortslutninger, men siden det ikke er noe vern som automatisk kobler ut og varsler om hendelsen blir det som regel sikringer som sørger for å koble ut påvirkede faser. Sikringene er i enkelte tilfeller så store at de ikke løser ut ved kortslutningen, noe som vil lede til et fasebrudd. Spenningen i lavspenningsnett er lav nok til at det uten direkte berøring av jord, eller andre faser vil føre til at fasebruddet fortsatt kan ha spenning på forsyningsiden. Enkelte kunder forsynt av samme nettstasjon kan derfor ha en frisk forsyning, mens andre ikke har det. Uansett om det blir brudd på faseledere, eller sikringer kobler ut fasen(e) vil fasen bli spenningsløs, noe som vil bli merket hos berørte forbrukere.

- Gitt at det er installert målinger og kommunikasjon i nettstasjoner og AMS målere hos kunder

Feil som skjer i høyspentnettet vil bli erfart av nettstasjonens målinger og informasjon fra AMS målerne er ikke nødvendig å verifisere disse feilene. Feil som skjer i lavspenningsnett vil kunne lokaliseres ettersom hvilke forbrukere som erfarer problemer. F.eks. vil feil som får alle forbrukere til å mangle spenning på en fase indikere at feilen ligger oppstrøms for kunden lengst oppstrøms i lavspenningsnett. Et annet eksempel er når feilen skjer mellom kunde 1 og 2, feilen vil da merkes av kunde 2, mens kunde 1 ikke merker noen problemer.

- Gitt at det bare installeres AMS målere hos kunder, hvor disse innehar nødvendige spenningsavlesninger

Feilen må først verifiseres å ligge i høyspent-, eller lavspenningsdelen av nettet. Dette kan gjøres ved å se om alle AMS målerne erfarer de samme problemene, hvis de gjør det er feilen antageligvis i høyspentnettet. Hvis problemene kun innebærer kunder tilknyttet en radial vil dette tilsa at feilen ligger i lavspenningsnett, og de samme vurderingene som i foregående punkt kan benyttes for feillokalisering.

#### 8.4.3 Inkludering av fasebrudd i DMS

Deteksjon av fasebrudd blir muliggjort av AMS og fasebrudd er direkte relatert til oppgaven nettsentralen utfører. I tillegg utgjør fasebrudd en betydelig del av driftsforstyrrelsene som skjer i TE og har vært vanskelig å detektere med dagens metoder. For å kunne nå nettsentralen med denne nye informasjonen som blir mulig må en informasjonskanal etableres. Det burde være mulig å få inkludert deteksjon av fasebrudd i DMS, eller i hvert fall etablere integrasjoner mellom programmer som benyttes til prosessering av AMS målinger og DMS.

## 8.5 Vinds innvirkning på driftsforstyrrelser

Vind har en stor innvirkning på distribusjonsnettene og stormer har i mange sammenhenger ført til større feilperioder. Siden 2000 har det vært 12 vindperioder som karakteriseres som ekstremvær[26] i Trøndelag og mange av vindrelaterte driftsforstyrrelser kan legges til disse periodene. Noen av de høyeste vindkastene kommer godt over 40 m/s i slike ekstremværsituasjoner, noe som fort kan føre til direkte, eller indirekte skader på komponenter i kraftnettet. Det skjer også mange driftsforstyrrelser på grunn av vind i perioder med langt lavere vindhastigheter enn dette, da gjerne med et ekstra element som spiller inn, eksempelvis vegetasjon, eller aldring på komponenter. De forskjellige anleggsdelene i kraftnettet er i de fleste tilfeller plassert slik at omkringliggende natur skjermer dem for de aller kraftigste vindkastene, men det vil alltid være visse vindretninger som gir en større påvirkning enn andre.

Meteorologisk institutt definerer de ulike vindhastighetene ut fra vindens gjennomsnittlige verdi innenfor 10 minutters perioder. Vindstyrkene som har potensiale til å gi ekstremvær blir delt inn i intervaller, der liten storm er det laveste nivået som kan inngå i ekstremvær[47]:

- Liten storm 20,8 - 24,4 m/s, 9 på Beaufortskalaen
- Full storm 24,5 - 28,4 m/s, 10 på Beaufortskalaen
- Sterk storm 28,5 - 32,6 m/s, 11 på Beaufortskalaen
- Orkan 32,6 m/s og høyere, 12 på Beaufortskalaen
- I tillegg er vindkast definert som den største øyeblikkelige vindhastigheten en vindmåler registrerer i et tidsrom, vanligvis 10 minutter.

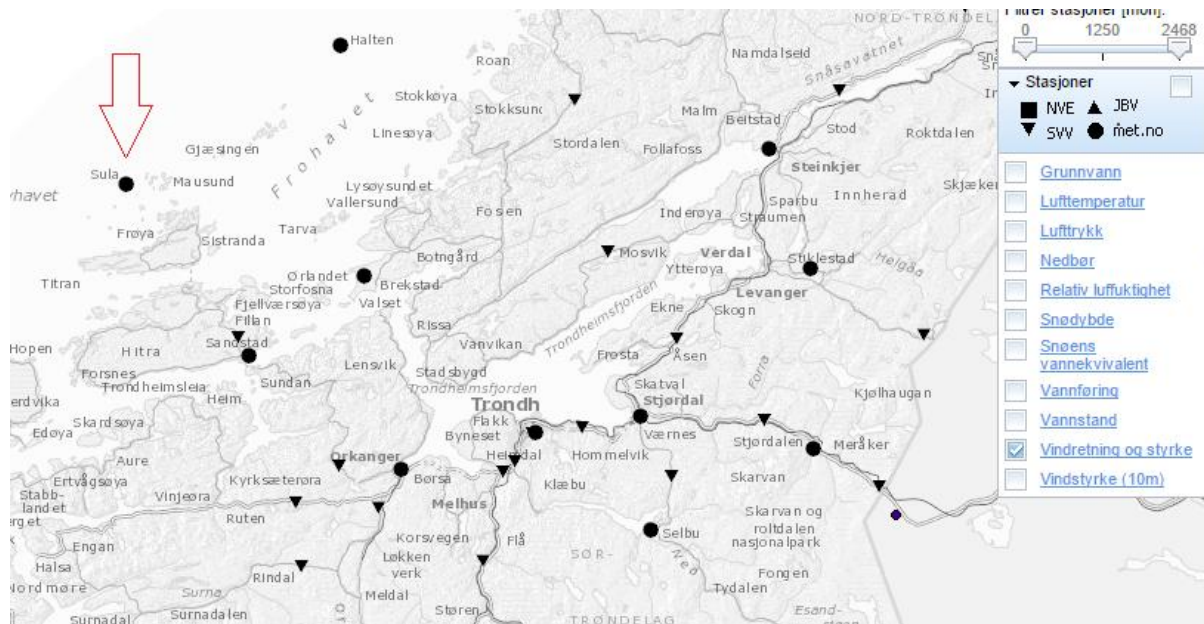
Det er de kraftigste vindkastene som er interessante når det ses på sammenheng mellom vind og driftsforstyrrelser, dette fordi det gjerne er ved ekstremverdiene som komponenter feiler. Siden vinden har påvirket kraftnettet forskjellig fra de forskjellige vindretningene gir dette en ekstra dimensjon i forhold til analyser av driftsforstyrrelser som kommer av vind. Det blir derfor to ting som kan ses i sammenheng med driftsforstyrrelsene:

- Vindstyrke i kastene
- Retning på vinden

Det antas at feilsannsynligheten i en gitt vindretning burde øke desto kraftigere vinden er. Ved en lav vindhastighet burde det ikke forekomme driftsforstyrrelser fra vind, hvis ikke nettet er usedvanlig følsomt. Det forventes derfor at nettet greit burde klare å stå imot vindstyrker som er lavere enn 15 m/s.

### 8.5.1 Sula fyr

Det har i lang tid blitt hentet målinger vedrørende vindstyrke og retning, målingene gjør at det er et godt statistikkgrunnlag til bruk i analyser. For å få så sannsynlige vindstyrker som kraftnettet kan erfare er det viktig å velge målinger som ikke blir påvirket av naturens topologi, men som heller er hva som gir de mest ekstreme påvirkningene. For å få til dette har det blitt valgt i oppgaven å fokusere på målestasjonen på Sula fyr som ligger nord for Frøya, vist i Figur 40.



Figur 40 Vindmålestasjoner i Trøndelagsregionen, Sula fyr avmerket[48]

Målestasjonen på sula ble etablert i 1975 og er stasjonert 5 moh. og har vinddata vedrørende vindretning og styrke for de aller fleste timene som har vært siden etableringen. Vindmålingene ved målestasjonen er upåvirket av landmasse i mange av himmelretningene.

### 8.5.2 Vindmålinger ved Sula fyr

Ved å hente vindmålinger fra Sula og relatere disse opp mot driftsforstyrrelser som har blitt karakterisert gjennom FASIT-rapporter til å ha bakenforliggende og/eller utløsende årsak vind er det mulig å finne vind sin påvirkning på nettet. Sula sine målinger er mest pålitelige når vinden ikke har noen demping, ingen demping vil si at vinden kommer fra områder med åpent hav og mot land. Vind som kommer fra SV, V, NV, N og NØ vil derfor direkte relateres til maksvinden som kraftnettet kan erfare i denne retningen. Vind som kommer fra S, SØ og Ø vil derimot kunne bli misvisende i forhold til faktisk vindretning og styrke som kraftnettet i Trøndelag erfarer. Vindretningen er loggført i eklime.met.no etter grader og er i rapporten oppført som himmelretninger som vist i Tabell 4.

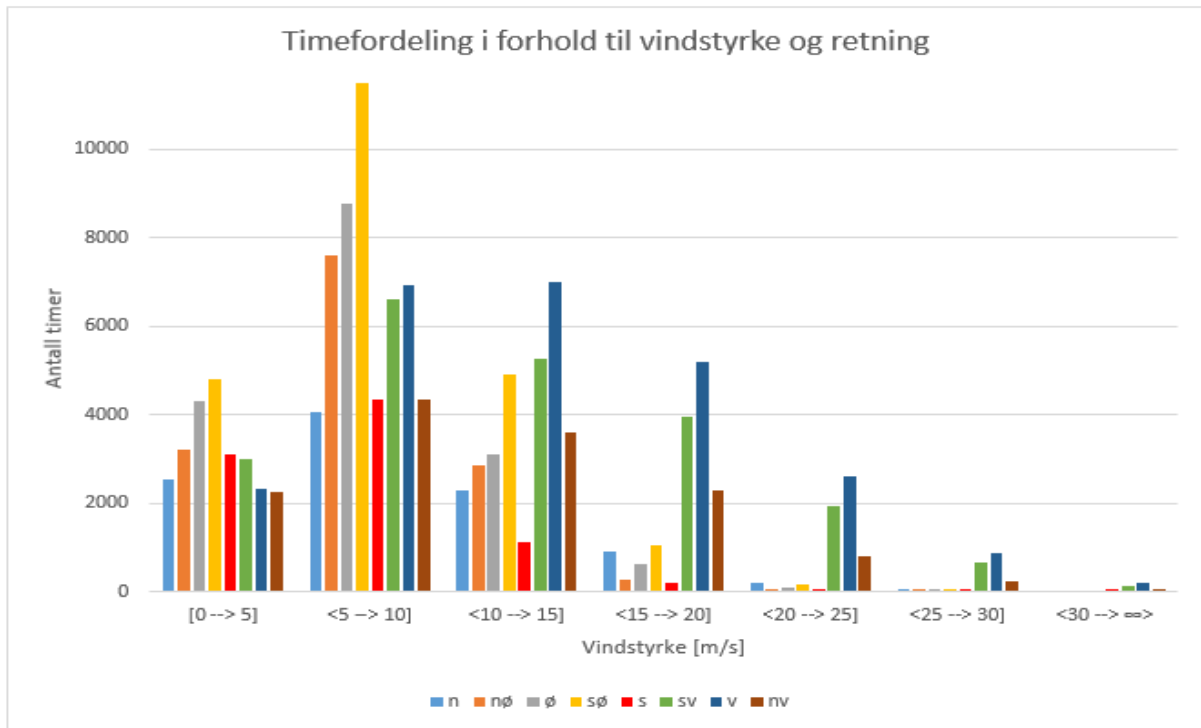
Tabell 4 Vindretnings inndeling i åtte himmelretninger

Himmelretning	Forkortelse	Grader [°]	
		Minimum	Maksimum
<b>Nord</b>	N	338	23
<b>Nordøst</b>	NØ	24	68
<b>Øst</b>	Ø	69	113
<b>Sørøst</b>	SØ	114	158
<b>Sør</b>	S	159	203
<b>Sørvest</b>	SV	204	248
<b>Vest</b>	V	249	293
<b>Nordvest</b>	NV	294	337

Normalt ville f.eks. nord ha vært delt inn i  $337,5^\circ$  til  $22,5^\circ$ , men gradene oppgis i heltall og har derfor fått en forskyvning på en halv grad. Totalt får hver av de åtte himmelretningene  $45^\circ$ .

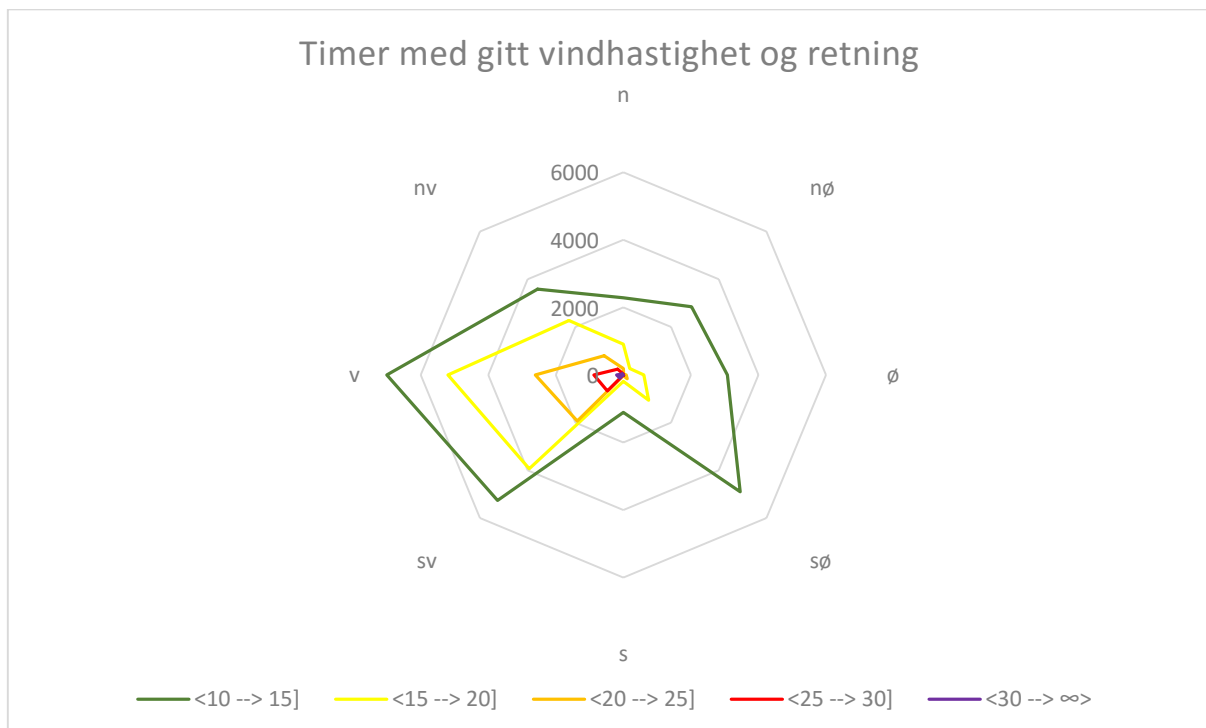
For å få et stort utvalg av målt vindstyrke og vindretning har perioden fra 01.01.2000 til 28.02.2016 blitt analysert, dette for å ha godt sammenlignbare data om vind og driftsforstyrrelser, samt å ha et langt nok tidsperspektiv til å unngå spesielle værhendelser i enkelte år. Totalt gir denne perioden 135 150 timer som har vindstatistikk, noe som er 6522 timer mindre enn totalt antall timer i perioden, eller 95,4% av totalt antall timer. Vindstyrke og retning ble hentet fra Meteorologisk institutts vær- og klimadata på deres nettside [eKlima.met.no](http://eKlima.met.no), der det er mulig å få rådata fra deres målestasjoner. Ut av disse 135 150 timene er det 343 timer som er registrert som vindstille og 2119 timer som enten hadde for usikre, eller ikke har påført noen data. Timene som har gitt flere enn 1 feil relatert til vind som ikke hadde sikre data, blir i analysen gitt middelerdien mellom de to nærmeste timene, eller det samme som den nærmeste om mange data mangler. Det var alltid nærliggende timer som ga vindretning og styrke til disse timene.

De forskjellige timenes vindstyrke og retning kan ses i Figur 41, der det er spesielt SV, V og NV vinden som utpeker seg i forhold til styrke i kastene og SØ vinden som har det klart høyeste antallet timer i intervallet 5 til 10 m/s. Som nevnt tidligere er SØ en vindretning som ikke er helt unyansert av naturens topologi og mange av disse timene skal nok komme fra sør. Målingene som er registrert fra SØ kan også ha en høyere vindhastighet enkelte steder i nettet en hva som er registrert ved Sula.



Figur 41 Timefordeling i forhold til vindstyrke og retning

En annen visning av vindretning med tilhørende styrke er vist i Figur 42, her er vindstyrker lavere en 10 sekundmeter tatt bort for å fremheve de høyeste vindstyrkene.

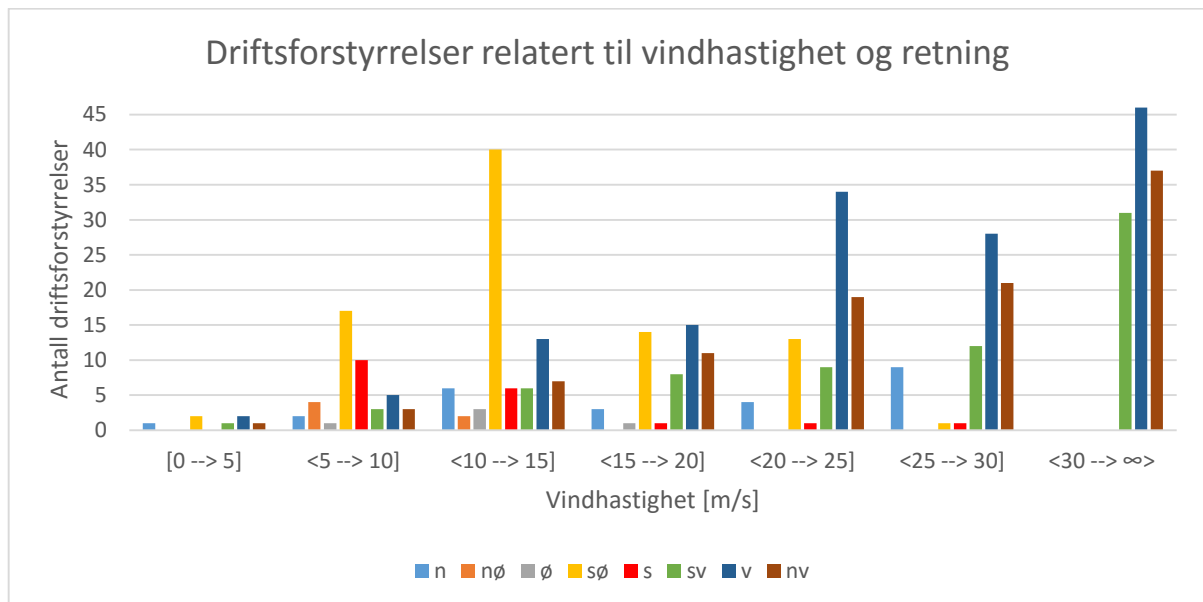


Figur 42 Antall timer med en gitt vindhastighet og retning, kompassplot

### 8.5.3 Driftsforstyrrelser fra vind

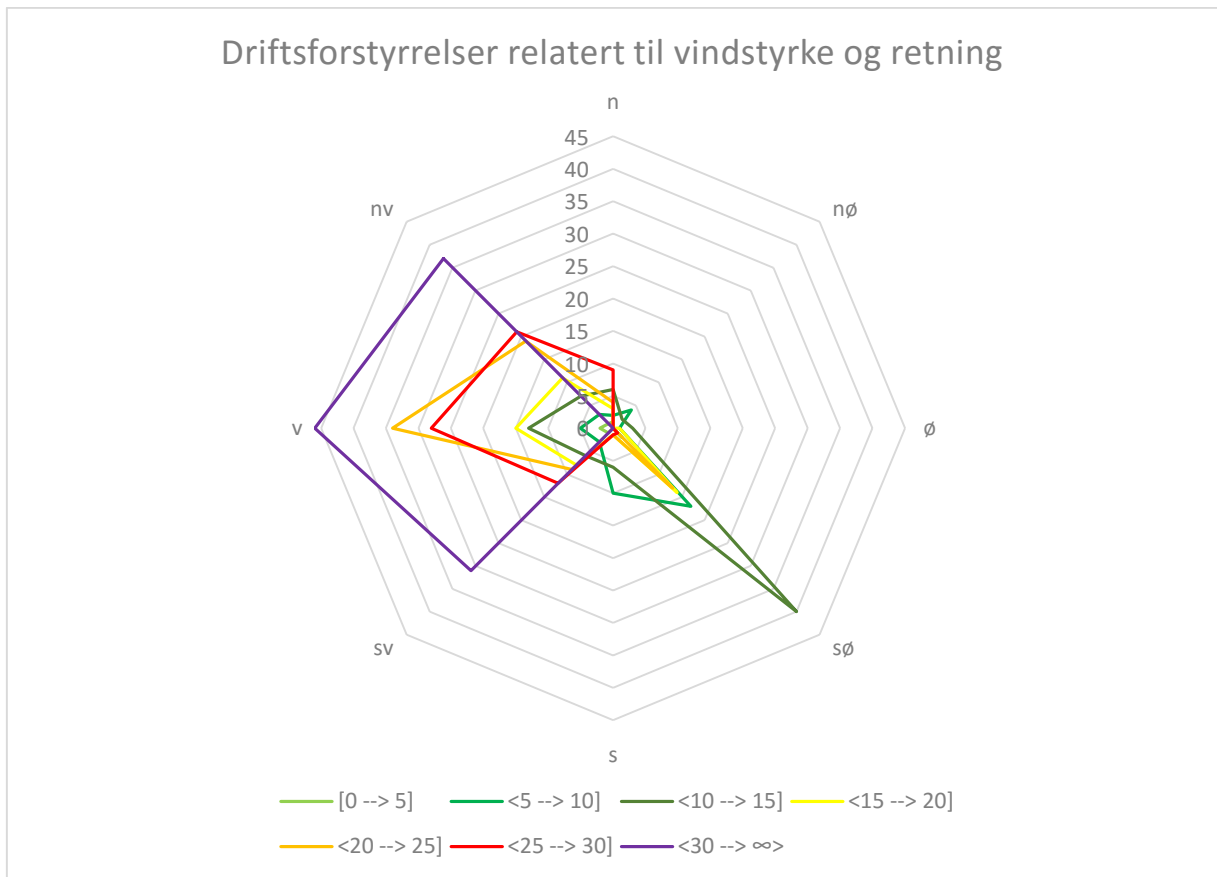
Det var totalt 479 feil som hadde vind som bakenforliggende og/eller utløsende årsak, utav disse er 455 driftsforstyrrelser som har vindstatistikk, 96% av driftsforstyrrelsene. Figur 43 viser fordelingen av vindrelaterte driftsforstyrrelser, der timene med feil er oppført med maks vindstyrke og retning som det ble registrert i vindkastene. Utav disse 479 driftsforstyrrelsene var fordelingen mellom nettnivå og type nett slik:

- Regionalnett, 51
- Høyspent distribusjonsnett luft, 139
- Høyspent distribusjonsnett kabel, 2
- Høyspent distribusjonsnett blandet, 283
- «blanke», 4



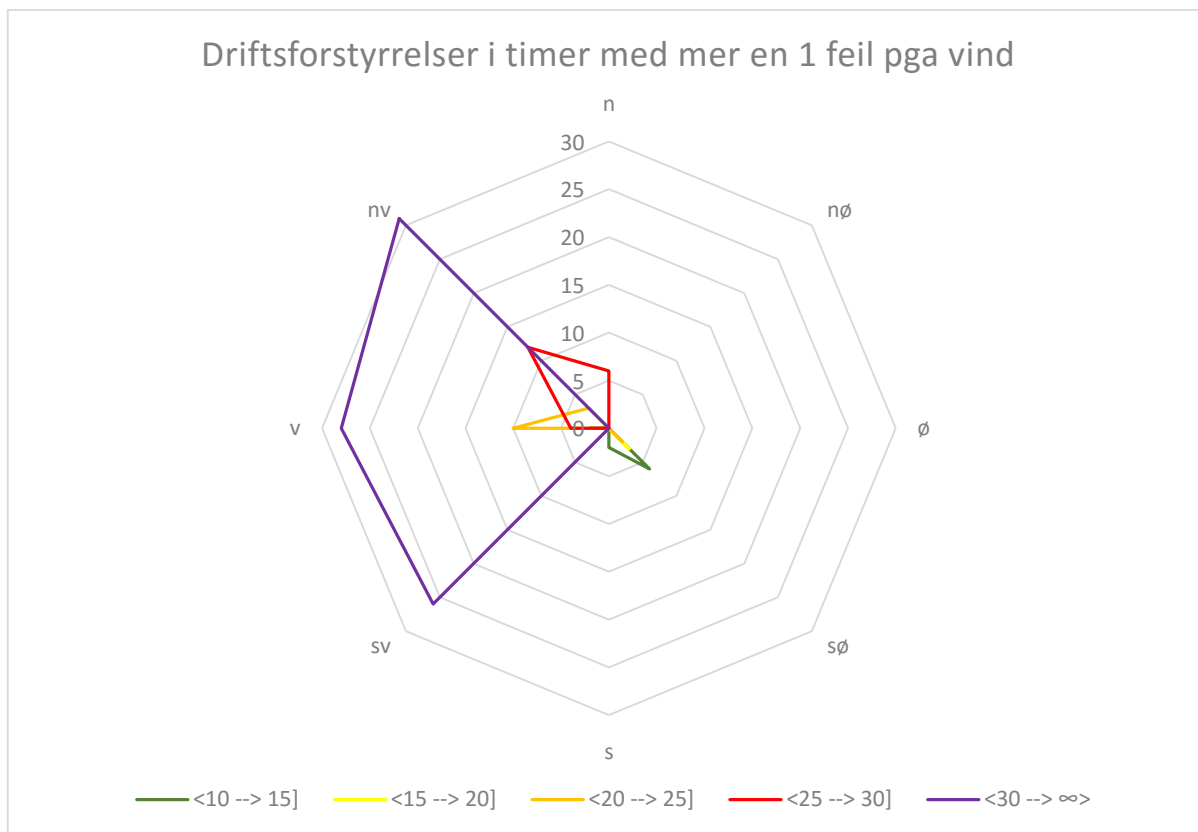
Figur 43 Driftsforstyrrelser fra vind

Vindretningene som utpeker seg spesielt i Figur 43 er SV, V, NV og SØ, da disse har flest feil. SØ retning får som nevnt tidligere ikke helt reelle tall på grunn av målingens geografiske posisjon, men SV, V og NV retningene betraktes til å gi en riktig indikasjon. Fordelingen er vist i forhold til himmelretninger i Figur 44. Der det tydeliggjøres hvilke vindretninger og hastigheter som gir driftsforstyrrelser.



*Figur 44 Driftsforstyrrelser fra vind, kompassplot*

I Figur 45 blir bare timer med mer enn 1 feil inkludert, det er tydelig at det er ekstremvær som har gitt de fleste av disse timene. Vindretningene som utpeker seg er SV, V og NV med klart flest hendelser, noe som er naturlig med tanke på hvordan kystlinjen ligger i forhold til TE sitt kraftnett. Det verste tilfellet var under stormen Ivar 12.12.2013, hvor det fra kl 16 til 17 har blitt registrert 22 feil fra vind fra SV, der det kraftigste registrerte vindkastet ble målt til 38,8 m/s.



Figur 45 Driftsforstyrrelser fra vind i timer med mer enn en feil, kompassplot

#### 8.5.4 Nettsentralens erfaring med vindrelaterte feil

Vind er noe alle som har jobbet på nettsentralen får et forhold til og erfarent driftspersonell vet at enkelte vindretninger gir en høyere feilsannsynlighet. Dette er en til dels tillært erfaring, men statistikk burde komme med den samme konklusjonen, hvis alt stemmer i antagelsene som er tatt underveis i analysen. For å få til dette blir antall timer i en gitt vindretning og styrke som gir driftsforstyrrelser delt på antall timer som er registrert å ha den samme vindretningen og styrke i perioden som blir analysen. Prosentandelen av timer med en gitt vindstyrke og retning gis med formelen:

$$\text{Feilprosent for } (x, y) = \frac{\text{Antall timer med driftsforstyrrelse i perioden med } (x, y)}{\text{Totalt antall timer i perioden med } (x, y)} * 100$$

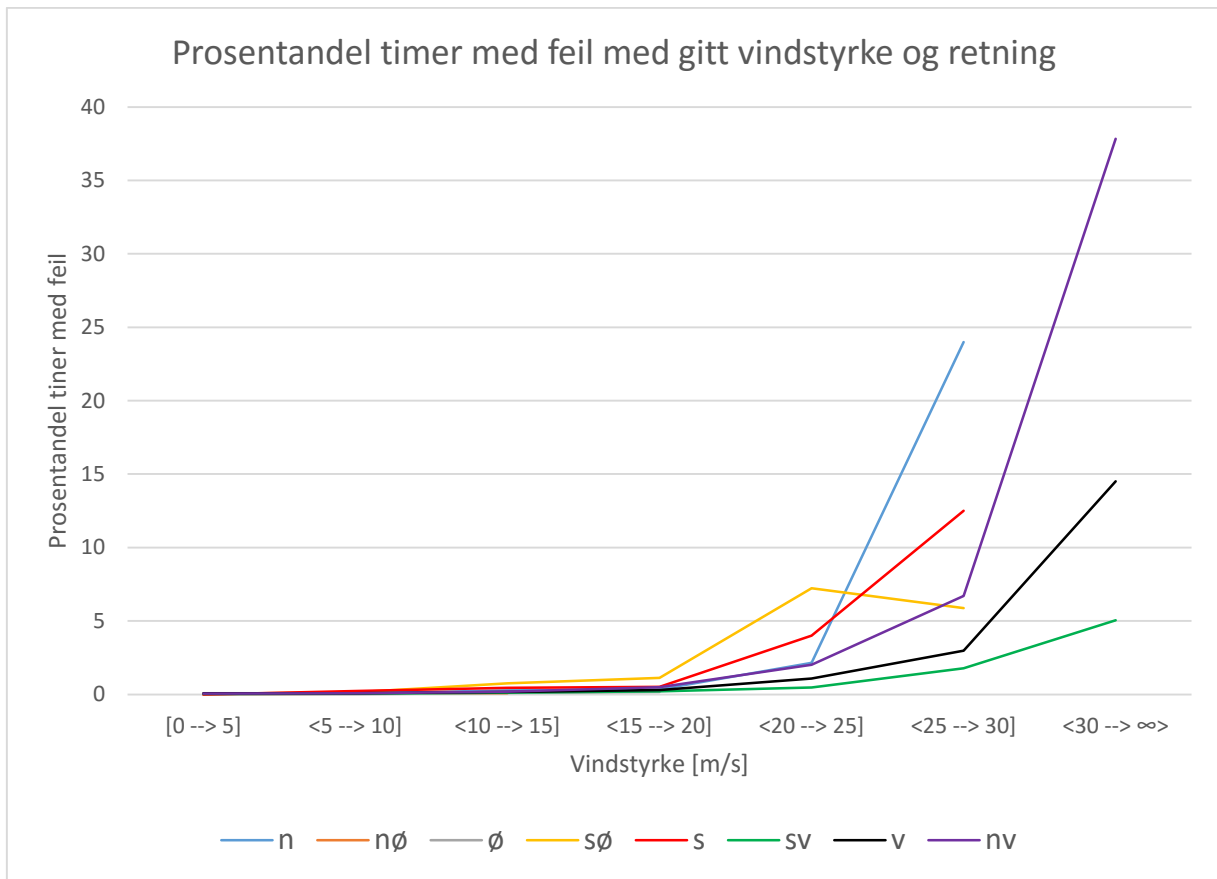
Der:

$X$  = vindstyrke

$Y$  = vindretning

Ved å gjøre dette får man avdekket hvor stor prosentandel av timene som har gitt feil ved en gitt vindstyrke og retning, relatert til hendelser som har vært. Det er ikke nødvendigvis den samme sannsynligheten som kommer til å telle i fremtiden, men det gir en indikasjon på hvordan det har vært de siste 15 årene. Feilprosenten blir vist i Figur 46.





Figur 46 Prosentandel timer med feil etter vindstyrke og retning

Ut fra Figur 46 er det tydelig at det er de høyere vindstyrkene som har størst statistisk feilsannsynlighet, noe man kan forvente. Legg merke til at timene kan inneholde så mye som 22 feil, men siden timen bare blir medregnet som feilutsatt vil ikke dette påvirke sannsynligheten i Figur 46. Hvis det ikke blåser kan det ikke være vind som forårsaker, eller er med på å gi feil. Viktige elementer ved Figur 46 er:

- Feilprosenten er lav (maks 1,1 %) i timer med vindstyrke opp til 20 m/s, fra alle vindretninger.
- Ø og NØ retning har hatt så å si neglisjerbar påvirkning på vindrelaterte driftsforstyrrelser.
- Ved vindhastigheter over 20 m/s øker prosentandelen timer med feil markant i alle vindretninger unntatt Ø og NØ, som ikke har noen feil relatert til seg.
- Driftsforstyrrelser fra SØ skiller seg ut ved å ha en større feilprosent ved vindhastigheter på 20 til 25 m/s enn ved 25 til 30 m/s, dette indikerer igjen at målingene ved Sula fyr ikke er fullgode fra denne retningen.
- Vindretningene S og N når sin topp ved vindhastigheter på 25 til 30 m/s, dette fordi det ikke finnes noen vinddata/driftsforstyrrelser for høyere vindhastigheter for disse vindretningene.
- Vindretningene S, N, V og NV har større utslag fra et vindstyrkeintervall til et annet, mens SV nesten har en lineær utvikling i feilandelen.

- Det øverste intervallet (30 m/s og oppover) inkluderer vindstyrker opp til og med 42,4 m/s, der de aller kraftigste vindkastene alltid kommer fra V og SV, med unntak av et par vindkast fra NV. Vind fra V og SV har en ganske forutsigbar prosentutvikling, siden disse retningene i særstilling har stått for kraftige vindkast.
- Vind fra S, N og NV virker å ha de største potensialene for å gi mange feil ved vindstyrker over 25 m/s, siden de har en mer eksplosiv utvikling enn de andre vindretningene.

#### 8.5.5 Erfaringsbasert læring og muligheter for DMS

Relasjonen mellom driftsforstyrrelser og vindstyrke med tilhørende retning kan analyseres siden FASIT-rapportering har blitt gjort over så lang tid, samtidig som den eksterne informasjonen om vær og klima har blitt statistikkført. Informasjonen om hvilken vindstyrke og vindretning som gir større feilsannsynlighet kan benyttes til beslutningsstøtte for driftsingeniørene og driftsansvarlig, slik at riktig antall personer er på nettsentralen ved forventning om mange feil fra vind. Informasjonen blir også tilgjengelig for personell uten lang fartstid som driftsingeniør og tallfestes i en større grad enn tidligere.

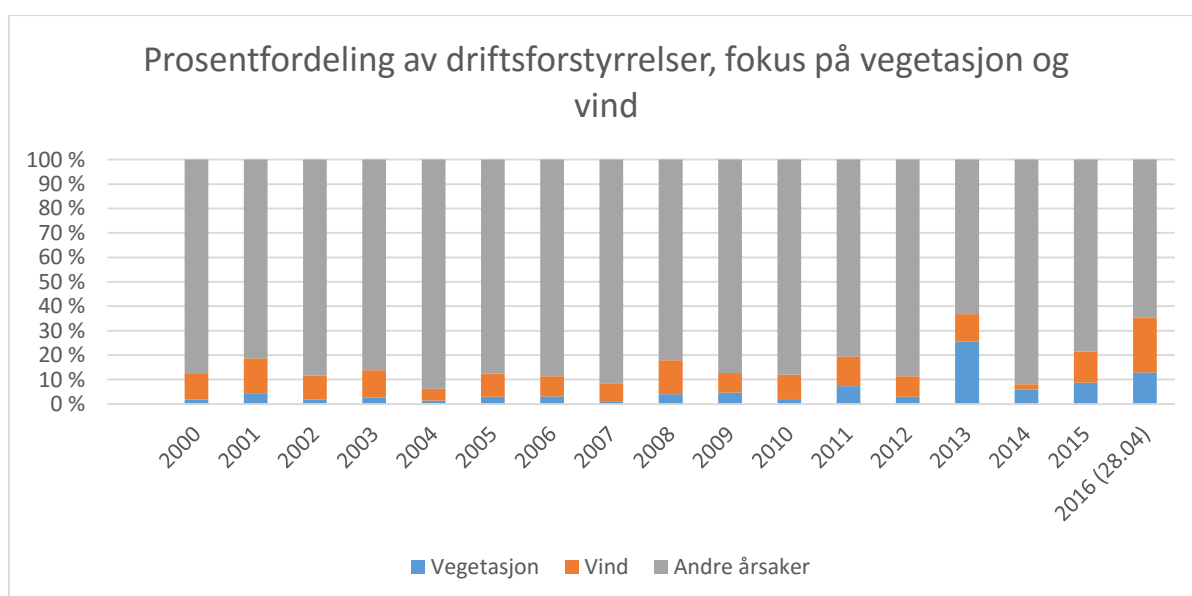
## 8.6 Benyttelse av FASIT-data til vedlikeholdsplanlegging

FASIT-data gir informasjon om hendelser som har forekommet, vedlikehold utføres for å fornye og senke nettets følsomhet ovenfor påkjenninger. I forbindelse med at det har blitt benyttet FASIT-data til nærliggende formål i rapporten, ble det forespurt av nettsentralens personell om det var mulig å fremlegge illustrasjon av driftsforstyrrelser som skyldes vegetasjon. Hvilket hadde blitt etterspurt av TE sin skogforvalter. Driftsingeniøren ønsket å gi behandlet data, da alternativet var å sende relevante FASIT-rapporter som respons. Det var ønskelig at presentasjonen skulle gi en oversikt over:

- Prosentandel driftsforstyrrelser som skyldes vegetasjon og eventuelt vind hvis vegetasjon ikke er registrert som feilårsak
- Oversikt over KILE-kostnaden knyttet til vegetasjon og vind for noen år tilbake

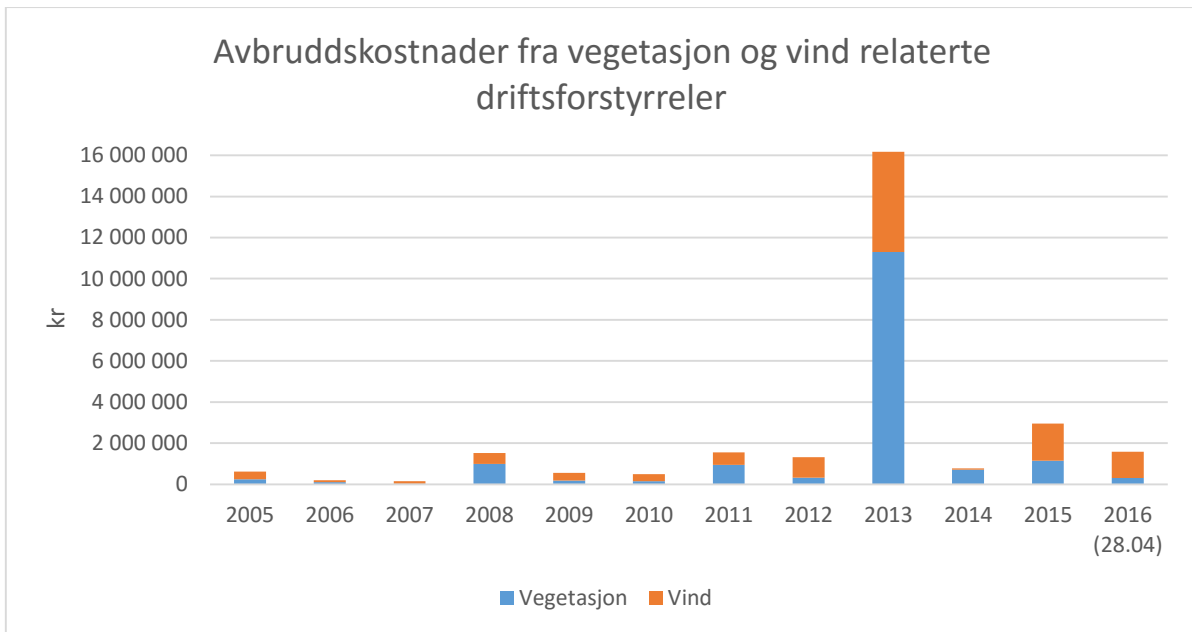
Driftsforstyrrelser som skyldes trefelling også kan komme med i feil der vegetasjon er ført opp som en årsak og feil som skyldes menneskelig aktivitet (trefelling) var derfor ikke ønsket å få med i tallene i oversikten.

Vegetasjon kan være ført opp som bakenforliggende og utløsende årsak og siden årsak; vind også var ønsket i presentasjonen ble det brukt søk etter prioritering, i likhet med metoden benyttet i kapittel 3.2.3. Underliggende og utløsende årsak; vegetasjon ble derfor valgt ut først og vind fikk resterende feil som ikke var ført opp til å ha noe med vegetasjon å gjøre. Den ønskede oversikten illustreres i Figur 47 til Figur 49. I Figur 47 er prosentandelen av feil som skyldes vegetasjon og vind vist og viser at det i perioden 2000 til 2012 var en feilandel på 10 til 20% som kom fra disse feilårsakene. I den senere perioden (2013 til 2016) ser det derimot ut til at andelen feil har økt fra disse årsakene.



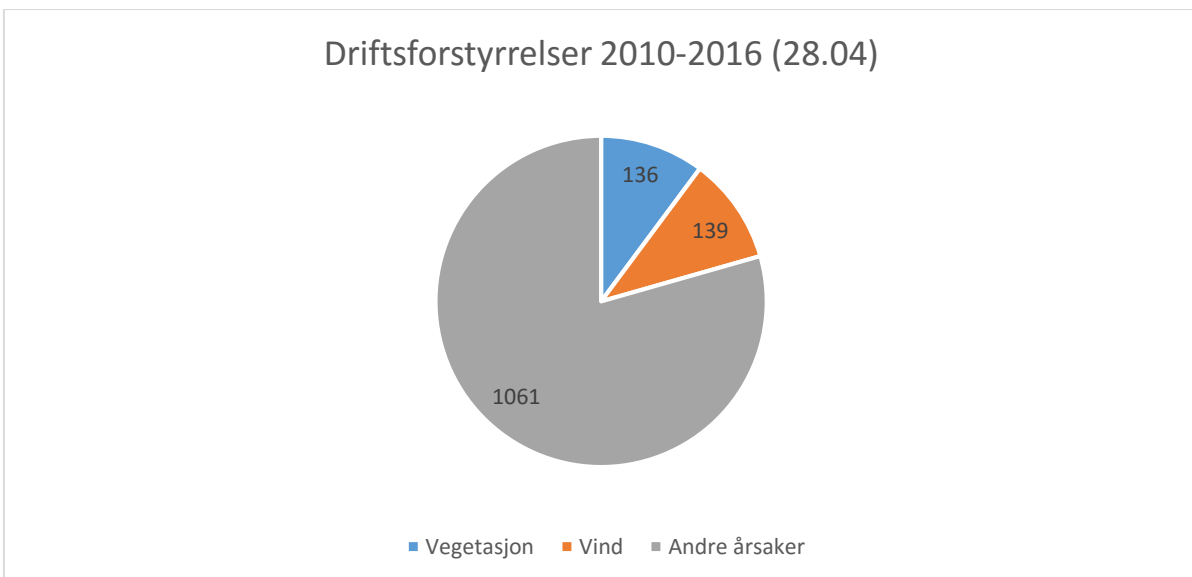
Figur 47 Prosentfordeling av driftsforstyrrelser fra vegetasjon og vind

Det var også et ønske om å få kostnaden ved avbruddene som forekom fra vegetasjon og vind, dette blir illustrert i Figur 48. Det er spesielt 2013 året som utpeker seg som et kostbart år, da stormen Ivar utløste spesielt mange feil relatert til vegetasjon og vind.



Figur 48 Avbruddskostnader fra feil grunnet vegetasjon og vind

For å samle informasjonen og gjøre den mer relatert til de senere årenes driftsforstyrrelser ble Figur 49 laget. Figuren illustrerer hvor stor andel av driftsforstyrrelser som stammer fra vegetasjon og vind og oppsummerer hva som er en forventet andel feil i kategoriene.



Figur 49 Fordelingen av driftsforstyrrelser, fokus på årsakene vegetasjon og vind

Siden FASIT-dataene ikke inneholder alle driftsforstyrrelser som har forekommet i lavspennetettet vil ikke disse feilene bli reflektert i de tre viste figurene. Driftsforstyrrelser der feilårsak ikke har blitt funnet kan også inneholde feil der vegetasjon er involvert og disse inngår i «andre årsaker» i figurene.

## 9. Drøfting av foreslåtte forbedringer og rapportens fremlegginger

### **Flåtestyring av montører**

Bruk av flåtestyring er på ingen måte nytt i bransjer som krever kontroll- og ressursstyring av kjøretøy og det er også benyttet av flere nettselskap i Norge. Flåtestyring av montører vil gjøre at nettsentralens personell i større grad enn i dag kan ha kontroll over tilgjengelige ressurser og personell. I tillegg vil nettsentralen kunne informere feilrammede kunder, nødetater og andre relevante aktører kunne få et riktigere tidsestimert på når montører kommer til ønsket sted. Hvis flåtestyring fungerer som tilsiktet vil driftsingeniøren slippe å ta kontakt med ressursstyrer for å få oppgitt montør(er) som er tilgjengelig og kan utføre nødvendige oppgaver. Punkt 5 i kapittel 5.1 kan derfor elimineres fra et feilrettingsforløp.

KILE er basert på hvor lang tid kundene erfarer avbrudd og kan dermed reduseres hvis manuelle bryterkoblinger kan utføres raskere. Flåtestyring gir store fordeler tidlig i feilrettingsforløpet hvis tid kan bespares og for hver gang montøren(e) forflytter seg er det også muligheter til å optimalisere tiden benyttet til hver enkelt seksjonering. Hvis valget av seksjoneringspunkt er påvirket av kjøretiden til aktuelle brytere kan dette enklere gjøres hvis driftsingeniøren får oppgitt forventet kjøretid.

Tidsbesparelsen som kan komme med flåtestyring er svært avhengig av hvordan GPS posisjonene bli benyttet, hvilket var illustrert i kapittel 8.1 og for å få stort utbytte av investeringen i flåtestyring burde det også involvere intelligent bruk. Det vil ikke bare være nettsentralen som kan utnytte flåtestyring, men også andre aktuelle parter i TE. En eventuell investering vil derfor kunne ha flere formål enn i feilrettingsammenheng og være et betydelig hjelpemiddel for TE. En ulempe med implementering av flåtestyring er at personell kan føle seg overvåket, noe som er en utfordring. Personovervåkning er hovedargumentet mot flåtestyring, men argumentene for gjør at nettselskap har fått og får gjennomslag for slike løsninger.

### **Bryterinformasjon**

Informasjon om hvor raske bryterne er å benytte og hvorvidt de innehar nødvendige egenskapene som trengs ved en driftsforstyrrelse vil forenkle informasjonsinnhenting som allerede blir gjort i dag. I DMS er det allerede opprettet dedikerte «flikker» på nettstasjonene og en visning burde være enkel å implementere. Det kan være en utfordring med at informasjonen legges på nettstasjonene siden det er bryterne som det faktisk skal informeres om. Det fleste nettstasjonene har flere brytere og hvis disse er utformet forskjellig så kan det bli vanskelig å skille egenskapene til hver enkelt bryter. Bryterspesifikasjon/-utforming er i stor grad tilgjengelig i NetBas/braArkiv og burde være enkel nok å overføre til DMS, men det kan bli vanskeligere å få med hvor enkelt det er å ta seg til bryteren.

Målet med informasjonen om bryterutforming, er å få frem fordeler/ulemper ved hver enkelt bryter og kunne velge de bryterne som gir de gunstigste utfallene. Det vil derfor kunne være

tidsbesparelser i seksjoneringsforløpet, som vil minimere avbruddstiden og KILE-kostnaden ved avbruddet.

### **Kombinasjon av bryterinformasjon og flåtestyring**

Hvis den nye bryterinformasjonen og flåtestyring benyttes sammen kan kjøre- og seksjoneringstid legges sammen for å få den minste totaltiden ved seksjoneringen. F.eks. vil det være fordelaktig å velge en bryter med meggetid på 5 min og kjøretid på 10 min, enn å velge en bryter med meggetid på 15 min og kjøretid på 5 min. Hvis det i tillegg legges til rette for optimaliserte feilrettingsforløp som har som mål å redusere avbruddskostnaden, vil de tillagte variablene for kjøretid og seksjoneringstid gi noen av de nødvendige tidsvariablene som trengs for å kunne estimere kostnaden ved et forløp ovenfor et annet.

### **Internforum for nettsentraler**

Et internforum kan gi en nødvendig plattform for å gi beskjed, eller etterspør informasjon ved større hendelser. Potensielt vil forumet redusere usikkerhet rundt situasjonen og gi nødvendig informasjon til den enkelte nettsentral som blir påvirket. Informasjonen om situasjonen blir da spredd til flere samtidig og driftspersonell som allerede har mye å gjøre med håndteringen av hendelsen vil slippe å snakke til hver enkelt nettsentral.

Hvem som ser informasjonen og hva som skal være aktuell informasjon som spres på et slikt media burde være begrenset. Akkurat hvilke regler som skal gjelde for et slikt internforum burde bearbeides, slik at det ikke strider imot gjeldene regler for konfidensialitet og slik at bare relevante nettsentraler får informasjonen.

### **Detektering av fasebrudd**

Det er ønskelig å få vite om driftsforstyrrelser så raskt som mulig etter de oppstår. Jord- og kortslutninger blir allerede detektert, men det er fortsatt mange feil som krever at kunder ringer inn. Feil som gir fasebrudd burde bli mulig å detektere etter at AMS blir integrert i distribusjonsnettet og vil gi en klar økning i prosentandelen direkte detekterte driftsforstyrrelser. Fordelene med å få detektert fasebrudd på forbrukersiden av kraftnettet er ganske klar, da AMS enkelt vil merke hvis det er manglende spenning på fase(r).

Sammenlignet med dagens muligheter med å se etter skjevspenninger på distribusjonsnetts avgangene, gir detektering på forbrukersiden et mer definitivt svar på om det er fasebrudd, eller ei. Fasebrudd i høyspentnettet som har jordberøring blir greit nok detektert i dag, men hvis jord ikke berøres ved fasebrudd i høyspentnettet, er nettsentralen avhengig av at det blir klare differanser i forbruket på hver enkelt fase. Fasebrudd i lavspenning er ikke mulig å detektere i dag og det blir antageligvis strengere krav til avbruddsrapportering ved lavspenning-driftsforstyrrelser fremover. Metoder for å detektere driftsforstyrrelser i lavspenning er derfor viktigere i tiden fremover og målinger fra AMS for nok en nøkkelrolle i etableringen i slike metoder.

Hovedutfordringen som kommer med AMS er den store økningen i informasjon som vil komme fra tusenvis av målere. Det blir essensielt at bestemmelser om hva som er ønsket informasjon hos nettsentralen og hva som ikke er det. Selv med en slik begrensning kan informasjonsmengden bli for stor og filtrering av vesentlig informasjon vil nok også være nødvendig. Et eksempel fra dagens alarmer fra bryterfall illustrerer dette, der et bryterfall fører til mye ekstra informasjon utenom faktumet at bryteren koblet seg ut ved f.eks. overstrøm. Den informasjonen som er «irrelevant» under feilrettingsforløpet kan være interessant ved videre undersøkelser. I dag blir dette ordnet ved å ha to separate lister over alarmer og meldinger, slik at driftsingeniører kan velge å se bare de mest essensielle meldingene. Informasjonen fra AMS kommer til å bli behandlet i HES og sentralsystemet og løsningen for hvordan en eventuell detektering av fasebrudd skal finne veien til DMS er ikke blitt undersøkt i stor grad i denne rapporten.

Etter at AMS er inkludert i alle husholdninger er det forventninger til at kravet om avbruddsrapportering i lavspennettet vil bli strengere enn det er i dag. Nettselskaper vil etter 2019 ha bedret kontroll om avbrudd hos hver enkelt forbruker og avbruddskostnader vil bli mulig å regnes ut selv for driftsforstyrrelser oppstår i lavspennettet. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier[4] sitt kapittel 9 *Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE)*, sier at følgende forhold gir opphav til KILE-kostnader:

*Årlig inntektsramme skal kvalitetsjusteres som følge av avbruddskostnader for tilknyttede sluttbrukere. Dette gjelder avbruddskostnader for avbrudd som skyldes feil eller planlagte utkoblinger i høyspenningsanlegg eller feil i fordelingstransformator, avbrudd hvor feil i lavspenningsanlegg medfører utkobling i høyspenningsanlegg samt avbrudd ved samtidig utkobling av alle lavspenningskurser på samme fordelingstransformator, rapportert i henhold til forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet.[4]*

Kort sagt gir feil og planlagte utkoblinger i høyspentnett avbruddskostnader, mens feil i lavspennettet kun gir avbruddskostnader dersom de påvirker høyspentnett, eller at samtlige lavspennkurser blir utkoblet samtidig. Feil som skjer i lavspennettet som ikke møter et av de to nevnte kriteriene i forrige setning gir dermed ikke avbruddskostnader, noe som kan endre seg i tiden etter 2019. I praksis vil dette tilsi at de fleste driftsforstyrrelser som oppstår i lavspennettet er unntatt fra KILE-kostnadssystemet. Hvis kravet om rapportering feil i lavspennnett blir strengere, vil det i føre til at langt mer FASIT-dokumentering må utføres. KILE-kostnadene forbundet med distribusjonsnett vil også øke ved at flere feil gir rapporteringspliktige forhold. Metoder som raskt detekterer at en feil har oppstått og hvor feilen befinner seg kan derfor bli nødvendig også i lavspennettet.

## Vinds innvirkning på driftsforstyrrelser

Det som var ønskelig å oppnå ved å sammenligne driftsforstyrrelser og vind-data var å få et verktøy for overvåkning, slik at personellet ved driftssentralen skal kunne avgjøre hvorvidt meldte vindstyrker har høy feilsannsynlighet. Driftsingeniørene skal da kunne se på framtidsutsiktene for vind og avgjøre om det burde være ekstra mannskap på nettsentralen.

Ved å benytte FASIT-data og metrologisk institutts vindmålinger var det mulig å etablere en form for sannsynlighet for at gitte vindretninger og vindstyrker gir driftsforstyrrelser. Analysen gjort i kapittel 8.5 viser at sannsynlighetene ikke blir som antatt for alle vindretninger, noe som er en følge av å bare benytte seg av en målestasjon. Det ble også testet hvorvidt en målestasjon sør for Trondheim ville gi et mer unyansert resultat (målestasjonen Selbu 2), men målestasjonens plassering i forhold til fjell gjorde resultatene mer påvirket enn de fra Sula fyr. Det er mulig at det ville vært bedre å analysere alle målestasjoner i området ved å benytte programmer som ArcGIS, til å lage et samlet resultat som kan sammenlignes med driftsforstyrrelser i området. Det er også mulig å splitte opp kraftnettet i flere områder, for så å analysere disse, men da vil nettsentralen måtte forholde seg til flere resultater noe som også gir usikkerheter.

Siden det bare ble benyttet en målestasjon for vind var det manglende data for enkelte timer, totalt utgjorde timene som det var vinddata på 95,4%, der 96% av driftsforstyrrelsene kunne relateres til timer med vinddata. Det var noen få timer som hadde flere driftsforstyrrelser innenfor samme time og som manglet vinddata, disse ble tildelt samme, eller gjennomsnittsverdien for nærliggende timer. Timer som bare inkluderte en feil ble det ikke opprettet noen verdi for. For lavspentnettet er det ikke laget noen FASIT-rapporter som er inkludert i grafene og det er derfor utelukkende høyspentnett som gir dataopphav til grafene i kapittel 8.5.

Prosentfordelingen som vist i Figur 46 gir den direkte sammenligningen mellom antall timer som har gitt driftsforstyrrelser og det totale antallet timer som har hatt gitte vindretninger og styrker. Timene kan inneholde så mange som 22 feil i inneværende time, men dette påvirker ikke prosentandelen. Siden det er manglende vinddata for noen av driftsforstyrrelsene kan feilprosenten være lavere enn hva den skulle vært, men siden 96% av driftsforstyrrelsene har referanse gir grafen et godt nok resultat og viser godt forskjellene fra de ulike vindretningene.

Eklima.met.no gir muligheten til å sette opp automatisk oppdatering av vinddata etter søkepreferanse, f.eks. kan oppdateringen være pr uke osv. Vinddata og timer med driftsforstyrrelser fra vind kan bli satt opp til å gi en stadig oppdaterende feilsannsynlighet. Dette gjør at sannsynligheten alltid er oppdatert og gir et bedre vurderingsverktøy vedrørende feil fra vind.

Det er mulig at det også kan foretas lignende analyser av andre årsaker enn vind, for eksempel er det helt spesielle værforhold som må være tilstede for at salt og sjøsprut skal påvirke kraftnettet. Målestasjoner gir også en mengde data om andre klimatiske påkjenninger, f.eks.



temperatur, nedbørsmengde og fuktighet, som kan tenkes benyttet til lignende studier av værrelaterte påkjenninger. I beste fall vil slike studier avdekke hvilke forhold som må være til stede for å gi driftsforstyrrelser og benyttes til å gi forvarsel/sannsynlighet om kommende feilperioder.

### **Benyttelse av FASIT-data til vedlikeholdsplanlegging**

Beslutningsstøtte til vedlikeholdsoppdrag er et av mange områder FASIT-data kan benyttes til, noe som ble vist i kapittel 8.6. Tallfesting av driftsforstyrrelser fra vegetasjon er viktig for å kunne se hvorvidt dagens mengde skogrydding er tilstrekkelig, eller om det er bedre å legge ekstra investeringer for å redusere avbruddskostnader. Ut fra kunnskap om tidligere hendelser kan mer målrettet vedlikehold utføres og dermed redusere antall utfall som gir avbrudd.

I rapporten har mange figurer og grafer blitt vist for å illustrere hvordan FASIT-data kan benyttes til å presentere ulike aspekter ved nettsentralens arbeid. Det som forbauset driftsingeniørene mest når de ulike illustrasjonene av FASIT-data ble presentert for dem var hvor stor grad de kunne gjenkjenne hvordan strukturelle endringer kunne finnes igjen i figurene. F.eks. var det mulig å se en økning i rapporteringen av driftsforstyrrelser med ukjent årsak i årene etter 2011, pga. beslutningen om å gå fra å ha tre personer som slutførte FASIT-rapporteringen, til at alle skulle slutføre sine egne feilrapporter. Økningen var synlig i Figur 7 og Figur 16.

Et problem som oppstår ved å benytte seg av FASIT-rapporter er at det finnes mange uregelmessigheter og regelrette motstridene opplysninger i rapportene. Uttrykket «shit inn, shit out» er dekkende for deler av utvalget av data, men siden brorparten av rapportene er riktig utfylt, blir allikevel den totale samlingen av data en god presentasjon av de faktiske forholdene. Graden av informasjon som kom frem i figurene forbauset faktisk driftsingeniørene og gjorde at de fikk en liten «aha» opplevelse om at FASIT-rapporteringen faktisk kunne brukes til noe. Det som de tidligere hadde sett på som venstrehåndsarbeid som kun er nødvendig for å tilfredsstille myndighetskrav kunne nå benyttes til å bedre sin egen praksis og forståelse. Det ble etter presentasjonen fremmet forslag for at driftsingeniørene skal delta på kurs i benyttelse av FASIT-data.

FASIT-rapporteringen er mest knyttet opp mot nettsentralens arbeid, men er det mulig å benytte seg av den samme informasjonen av andre deler av TE. Det som er bemerkelsesverdig er hvor lite FASIT-data blir benyttet, det er tross alt 21 år med dokumenteringsarbeid vedrørende driften av kraftnettet. Begrunnelsen for at FASIT-data ikke blir benyttet er oftest at det er få personer som har en direkte tilknytning til dokumentasjonen og at det tar tid å gå igjennom data grunnlaget. I tillegg er det alltid andre oppgaver som er mer i fokus og krever arbeidstimene som kreves for å utnytte FASIT-data.

## Respons ved driftsforstyrrelser

Feilrettingsforløpet ble utledet under samtaler med Anders Bergem, der det spesifikt ble sett på stegene som generelt er med og hvilken informasjon som er med på å forme valgene som tas under driftsforstyrrelser. Det har også blitt diskutert med andre driftsingeniører hva de ville gjort i et gitt tilfelle, men i mye mindre detalj enn det som er utledet i kapittel 5. For hver person som ble spurt kunne man få et litt forskjellig svar, men hovedtrekkene var like. I tillegg vil alle driftsforstyrrelser være forskjellige og selv med relativt små endringer i informasjon, så vil også tolkningen av informasjonen variere fra person til person.

De 7 driftsingeniørene har såkalte «fagdager» der de drøfter aktuelle problemstillinger, f.eks. ble det gått igjennom *Kabelnett: har vi en felles måte (beste praksis) for megging ved feil?* Slike gjennomganger av spesifikke problemstillinger får frem en kollektiv tenkning rundt temaet og kan gi driftsingeniørene nye tanker vedrørende hva som er den beste løsningen i en spesifikk situasjon. Jeg mener dette er en god måte å få diskutert ulike problemstillinger og få samlet praksisen rundt de beste løsningene. I tillegg gir fagdage muligheten til å involvere personer som står utenfor driftsingeniørens miljø ved nettsentralen, slik at også andre deler av TE får innsyn og dele sine tanker vedrørende ulike temaer. Involveringen fra ulike deler av nettselskapet kan være viktig for å ivareta kunnskapsspredning innad i TE og for at driftsingeniørens erfaring kan deles.

## Potensialet ved etablering av FLIR-løsninger i TE

Det vil nok bli større press på å automatisere hele, eller deler av feilrettingsforløpet og gjennom FLIR-løsninger er dette mulig. Fysiske feilindikatorer ble utdypet siden denne metoden for å lokalisere feil er den enkleste og mest uttestede. Feilindikatorer vil kunne bli installert der som de gir en klar gevinst, for eksempel for å bedre overvåkingen hos store kunder, eller i nett som ofte er feilrammet. I forhold til de sentraliserte metodene nevnt i kapittel 6.1.1 så vil feilindikatorer kunne plasseres mer målrettet og gir definitive svar på hvorvidt en kortslutning, eller jordslutning har funnet sted.

Feilindikatorene er «dummere» enn de sentraliserte metodene, men de gir et mer definitivt svar og vil ikke være spesielt påvirket av endringer i nettopologi. Med «dummere» menes det at feilindikatorer forholder seg kun til to aktuelle svar, enten har de erfart feil, eller så har de ikke det. De sentraliserte metodene har mindre treffsikkerhet hvis radialer inneholder mange avgreininger, f.eks. vil det med tilsynelatende impedansmåling kunne bli flere mulige feilsteder hvis deler av radialen har flere avgreininger med samme impedansverdi. De sentraliserte metodene krever også høy kunnskap for å kunne etableres, høy nøyaktighet i programmets nettopologi og erfaring i evalueringen av svarene som kommer ut av analysesystemet.

Dagens feilindikatorteknologi har klare fordeler i forhold til indikatorene installert på 80 tallet. Fjernavlesning og varsel om lav batterispenning er bare noen av fordelene som gjør vesentlige forskjeller i teknologiutviklingen. Kommunikasjonsmulighetene er også blitt forbedret, og som

det illustreres fra Figur 24 og Figur 34 er det flere av teknologimulighetene som har rimelig lik utforming. Selv om det ble brukt uttrykket konsentrator i Figur 24 og radiomottaker i Figur 34, så utgjør de den samme funksjonaliteten. Det er mulig at kompetansen personer som har jobbet med kommunikasjonsmulighetene ved AMS innehar kan benyttes også hvis det blir en større satsing innenfor FLIR-løsninger.

Ut i fra resultatene fra USA sin innføring av FLIR-løsninger ville den store reduksjonen avbruddstid ville ført til reduserte KILE-kostnader også i norske nettselskap. Avbruddskostnaden øker jo lengre avbruddet varer, men hvis det ses på hvor stor kostnaden er minutt for minutt, vil det første minuttet være dyrest. Reduksjonen i avbruddstid som kommer av implementeringen av FLIR-løsninger i USA, vil derfor ikke tilsi at en halvert avbruddstid gir halverte avbruddskostnader i Norge. Det er uansett ganske stor reduksjon i avbruddstiden og hvis det også tas med at det blir færre arbeidstimer som montører bedriver feilretting, så kan dette føre til klare kostnadsbesparelser som kan veie opp for investeringskostnaden.

Interne og eksterne krav vil nok gjøre at FLIR-løsninger blir inkludert i det norske kraftnettet i tiden fremover. Teknologien blir nok også rimeligere når flere selskaper begynner å benytte seg av denne og når også standarder også begynner å bli veletablert[43], er det ikke utenkelig at det kommer til å bli en «boom» av prosjekter relatert til netteffektivisering, smartgrid og FLIR i fremtiden også i Norge.

## 10. Konklusjon

Det har i rapporten blitt sett på hva som kan bedre nettsentralens praksis og spesielt under feilrettingsforløp som skjer ved driftsforstyrrelser i kraftnett driftet av TrønderEnergi. Dette for å se på muligheter for å minske avbruddskostandene som inntreffer ved driftsforstyrrelser. Det har blitt fokusert på nettsentralens oppgaver innen overvåkning, respons og dokumentering, men også oppgaver innenfor vedlikeholdsplanlegging og analyse har blitt diskutert i rapporten. Nettsentralens praksis under driftsforstyrrelser har blitt spesielt utdypet i rapporten og blitt inndelt i de tre grupperingene; kabel-, linje- og blandet høyspent distribusjonsnett. Foreslåtte forbedringer som er lagt frem i rapporten gjennom eksempler:

- **Flåtestyring av montører**

Reduksjon i kjøretid i feilrettingsforløp og økt kontroll over ressurser

- **Økt bryterinformasjon**

For raskere seksjonering

- **Etablering av internforum for nettsentraler**

Gir enklere spredning av informasjon ved større hendelser i kraftnettet

- **Mulighet for detektering av fasebrudd**

For å øke graden av automatisk varsling og informasjon ved driftsforstyrrelser

- **Statistikkbasert sannsynlighet for driftsforstyrrelser fra vind**

Til bruk i overvåkning og for å gi økt kunnskap rundt påvirkningen fra stormer

- **Bedre utnyttelse av FASIT-data**

For å gi økt innsikt innenfor de ulike delene av TEs praksis og for å visualisere og tallfeste informasjon som tidligere har vært gjort anslag og antagelser for.

I tillegg er muligheter for automatisering av feilrettingsforløp blitt presentert i rapporten. Dette fordi feilrettingsforløp bestående av manuelle bryterkoblinger kun kan bli effektivisert til et viss nivå og for å redusere avbruddstiden ytterligere må automatikk og fjernavlesning/fjernstyring tas i bruk.

De foreslåtte forbedringene er utarbeidet ved å se på eksisterende og kommende/mulige informasjonskilder og hvordan disse kan benyttes til å bedre/forenkle arbeidsoppgaver hos nettsentralen. Flåtestyring av montører er det forslaget som ville gitt størst endring for personellet i TE, mens de andre forslagene omhandler bedret utnyttelse og spredning av informasjon. Muligheter innen automatisering av feilrettingsforløp ble også presentert, noe som gir en markant endring fra dagens standard med manuelle bryterkoblinger og vil potensielt gi langt lavere avbruddskostnader ved driftsforstyrrelser.

Rapportens fremleggninger er ment til å gi en bedret innsikt i nettsentralens praksis og illustrere forslag som på kort og lang sikt gi forbedringer for å minske avbruddskostnader. FASIT-dokumentasjon er spesielt trukket frem som en viktig kilde til informasjon og har blitt benyttet i oppgaven til å illustrere mange forhold ved nettsentralens arbeid.

Det er mange temaer som jeg ser på som mulig videre arbeid i forhold til rapportens fremlegginger innen feilrettingsforløp, der minimering av avbruddskostnader gjennom optimale hendelsesforløp kan være en aktuell vinkling. Det finnes også potensiale for å utforske benyttelsen av FASIT-data videre og f.eks. benytte informasjonen til å bedre vedlikeholdsoppdrag og tilegne seg kunnskap om hva som skal til for at ulike påvirkninger skal gi driftsforstyrrelser.

Kapittel 8.5 sin fremlegging vedrørende driftsforstyrrelser fra vind kan ikke sies å være en perfekt metode. Dette fordi vinddata fra enkelte himmelretninger får innflytelse fra naturens topologi, spesielt er retningene S, SØ påvirket av dette. Eksempelet i kapittelet er derfor ment for å vise at det selv med enkle metoder kan utarbeides visningsverktøy for feilsannsynlighet som gir brukbare resultater. Temaet i seg selv er interessant og burde utforskes videre.

De tre begrensningene som ble satt viser også at det er flere mulige forskningstemaer, bl.a. ble det satt begrensninger satt til informasjonskilder som sosiale media, som kan ha stort potensiale i tiden fremover.

## Bibliografi

1. beredskap, D.f.s.o., *Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg.*, J.-o. beredskapsdepartementet, Editor. 2006, LOVDATA.
2. NVE, et al. *Definisjoner, knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet.* 2001 [cited 2016 13.Mai]; Available from: <http://fasit.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/fasit.no/Definisjoner/definisjoner.pdf>.
3. energidirektorat, N.v.-o., *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*, O.-o. energidepartementet, Editor. 2004, LOVDATA.
4. energidirektorat, N.v.-o., *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff*, O.-o. energidepartementet, Editor. 1999, LOVDATA.
5. Statkraft. *Kraftuttrykk*. [cited 2016 13.Mai]; Available from: <http://www.statkraft.no/media/kraftuttrykk/>.
6. energidirektorat, N.v.-o., *Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.*, O.-o. energidepartementet, Editor. 1999, LOVDATA.
7. Statnett. *Kraftuttrykk*. [cited 2016 06.Juni]; Available from: <http://www.statnett.no/Media/Pressesenter/Ord-og-begrep/>.
8. Gleditsch, M., et al., *Det høyspente distribusjonsnett, Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata.* Norges vassdrags- og energidirektorat, 2014. **2-2014**: p. 26-27.
9. Eggum, E., et al., *Avbrottsstatistikk 2014.* Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2015. **125-2015**: p. 16.
10. Sand, K. and P. Heegaard, *Next generation control centres - state of art and future scenarios.* IDI-rapport (trykt utg.). Vol. 1/2012. 2012, Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering, Department of Electric Power Engineering.
11. JGraph. *draw.io*. 2011 [cited 2016 07.Juni]; Available from: <https://www.draw.io/>.
12. EXswap, E.S.A.S. *Mindomo*. 2007 [cited 2016 07.Juni]; Available from: <https://www.mindomo.com>.
13. Ilkka, L. *Elplek*. 2016; 0.995:[Available from: <http://pp.kpnet.fi/ijl/>].
14. HAMNES, L.H. *IT vil invadere kraftbransjen*. 2011 [cited 2016 13.mai]; Available from: <http://www.tu.no/artikler/it-vil-invadere-kraftbransjen/237750>.
15. Norge, E. *Funksjonelt skille for alle nettselskaper*. 2016 [cited 2016 13.Mai]; Available from: <http://www.energinorge.no/nyheter-om-nett-og-system/funksjonelt-skille-for-alle-nettselskaper-article11137-239.html>.
16. energidirektorat, N.v.-o., *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*, O.-o. energidepartementet, Editor. 2002, LOVDATA.
17. Nett, T. *Om oss, TrønderEnergi Nett*. [cited 2016 13.Mai]; Available from: <https://tronderenerginett.no/om-oss>.
18. fylkeskommune, S.-T. *Fakta og tall*. 2014 [cited 2016 13.Mai]; Available from: [https://www.stfk.no/no/Fylket\\_vart/Fakta\\_og\\_tall/](https://www.stfk.no/no/Fylket_vart/Fakta_og_tall/).
19. TrønderEnergi. *Om oss, Historie*. [cited 2016 13.Mai]; Available from: <https://tronderenergi.no/om-tronderenergi/fakta-om-tronderenergi/historie>.
20. beredskap, D.f.s.o., *Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr*, J.-o. beredskapsdepartementet, Editor. 2013, LOVDATA.
21. EnergiAkademiet. *FASIT-rapportering, hvem rapporterer hva til hvem?* 2011 [cited 2016 13.Mai]; Available from: <http://fasit.nsp01cp.nhosp.no/generelt/category243.html>.
22. Nett, T.E. and Powel. *Strømstanskart*. [cited 2016 13.Mai]; Available from: <https://ten.maps.arcgis.com/apps/SummaryViewer/index.html?appid=b907e77d9e5546068375ea340c611721>.

23. Statnett. *Feilstatistikk*. 2012 [cited 2016 20.Mai]; Available from: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Nedlastingscenter/Feilstatistikk/>.
24. (NVE), N.v.-o.e. *Avbruddsstatistikk*. 2015 [cited 2016 20.Mai]; Available from: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/leveringskvalitet/leveringspaatelighet/avbruddsstatistikk/>.
25. AS, P. *Power NetBas Software Suite*. [cited 2016 30.Mai]; version 11.3.0.1.12:[Available from: <https://solutions.oracle.com/scwar/scr/Solution/SCSP-AKCGEWNB.html>].
26. institutt, M. *Norske ekstremvær får navn*. [cited 2016 13.Mai]; Available from: [http://met.no/Meteorologi/A\\_ varsle\\_varet/Varsling\\_av\\_farlig\\_var/Norske\\_ekstremvar\\_far\\_navn/](http://met.no/Meteorologi/A_ varsle_varet/Varsling_av_farlig_var/Norske_ekstremvar_far_navn/).
27. WIKIPEDIA. *Liste over ekstremvær i Norge*. [cited 2016 13.Mai]; Available from: [https://no.wikipedia.org/wiki/Liste\\_ over\\_ekstremv%C3%A6r\\_i\\_Norge](https://no.wikipedia.org/wiki/Liste_ over_ekstremv%C3%A6r_i_Norge).
28. Energiforskning, S. and S. SF. *Varsler lyn på stedet*. 2006 [cited 2016 13.Mai]; Available from: <http://www.sintef.no/sintef-energi/xergi/xergi-2006/nr-2---august/varsler-lyn-pa-stedet/>.
29. institutt, M. and NRK. *Fakta om Yr*. 2007 [cited 2016 13.Mai]; Available from: <http://om.yr.no/info/fakta/>.
30. institutt, M. *OBS-værvarsler*. [cited 2016 20.Mai]; Available from: [http://met.no/OBS-v%C3%A6r.b7C\\_w7HIYN.ips](http://met.no/OBS-v%C3%A6r.b7C_w7HIYN.ips).
31. Vaahedi, E., *Distribution Management System*, in *Practical Power System Operation*. 2014, John Wiley & Sons. p. 176-192.
32. Haugen, C., et al., *Vurdering av kommunikasjonsalternativer for informasjonsutveksling med AMS mellom smarte hus og et smart kraftnett*, in *Analysis of alternatives for communication with AMI between smart houses and a smart grid*. 2010, Institutt for telematikk. p. 130-131.
33. Gauci, A. *Smart Grid Fault Location, Isolation, and Service Restoration (FLISR) Solutions to Manage Operational and Capital Expenditures* [cited 2016 13.Mai].
34. Reliability, O.o.E.D.a.E., *Fault Location, Isolation, and Service Restoration Technologies Reduce Outage Impact and Duration*, U.S.D.o. Energy, Editor. 2014, smartgrid.gov.
35. Eriksson, M., et al., *Multiagent-Based Distribution Automation Solution for Self-Healing Grids*. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015. **62**(4): p. 2620-2628.
36. Mora-Flòrez, J., J. Meléndez, and G. Carrillo-Caicedo, *Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems*. Electric Power Systems Research, 2008. **78**(4): p. 657-666.
37. Myeon-Song, C., et al., *A Direct Three-Phase Circuit Analysis-Based Fault Location for Line-to-Line Fault*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 2007. **22**(4): p. 2541-2547.
38. Shaofeng, H., L. Lan, and C. Kai, *A Novel Method of Ground Fault Phase Selection in Weak-Infeed Side*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 2014. **29**(5): p. 2215-2222.
39. Livani, H. and C.Y. Evrenosoglu, *A Machine Learning and Wavelet-Based Fault Location Method for Hybrid Transmission Lines*. Smart Grid, IEEE Transactions on, 2014. **5**(1): p. 51-59.
40. Pereira, R.A.F., et al., *Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 2009. **24**(2): p. 852-862.
41. Mora-Florez, J., V. Barrera-Nuez, and G. Carrillo-Caicedo, *Fault Location in Power Distribution Systems Using a Learning Algorithm for Multivariable Data Analysis*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 2007. **22**(3): p. 1715-1721.
42. Parikh, P., I. Voloh, and M. Mahony, *Fault location, isolation, and service restoration (FLISR) technique using IEC 61850 GOOSE*. 2013: p. 1 - 6.
43. Comission, I.E. *Smart Grid Standards Map*. [cited 2016 13.Mai]; Available from: <http://smartgridstandardsmap.com/>.
44. maxeta. *Produktkatalog, INDIKERING AV KORTSLUTNING OG JORDSLUTNING*. [cited 2016 13.Mai]; Available from: <http://maxeta.xmodus.no/htmlcat/body.aspx?product=730>.
45. Lille - Mæhlum, J., G. Kjølle, and F.F.I.M.O.E.I.F.E. Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, *Indikatorer for sårbarhet og leveringspålitelighet i kraftnett ; Indicators for*

- Vulnerability and Reliability of Supply in Electric Power Grids*. 2013, Institutt for elkraftteknikk. p. 19-20.
46. Ellevset, I. and Driva. *Brann i trafo i Sunndal*. 2016 [cited 2016 20.Mai]; Available from: <http://www.driva.no/nyheter/2016/03/20/Brann-i-trafo-i-Sunndal-12399628.ece>.
  47. institutt, M. *MetLex - Meteorologisk Leksikon*. 2009 [cited 2016 20.Mai]; Available from: <https://metlex.met.no/wiki>.
  48. NVE, Met.no, and Kartverket. *seNorge, daglig oppdaterte kart over snø-, vær- og vannforhold og klima for Norge - og mye mer*. [cited 2016 20.Mai]; Available from: <http://www.senorge.no/>.



## Appendiks

Talldata for de ulike figurene i rapporten blir presentert, i tillegg blir ekstrainformasjon rundt hvilke kategorier som inngår i dataene er lagt ved. Rådataene blir ikke lagt ved, men bare tallene som er behandlet og benyttet i rapporten. F.eks. har rådataene fra kapittel 8.5 over 130 000 målinger som hadde tatt alt for mye plass.

*Tabell 5 Informasjon benyttet i Figur 3*

<b>Driftsår</b>	<b>Driftsforstyrrelse</b>	<b>Planlagt utkobling</b>
<b>2005</b>	134	108
<b>2006</b>	218	109
<b>2007</b>	211	88
<b>2008</b>	244	182
<b>2009</b>	211	155
<b>2010</b>	118	174
<b>2011</b>	180	132
<b>2012</b>	198	202
<b>2013</b>	251	266
<b>2014</b>	273	429
<b>2015</b>	260	342

Tabell 6 Informasjon benyttet i Figur 4

Driftsperiode	Mandag	Tirsdag	Onsdag	Torsdag	Fredag	Lørdag	Søndag
1995	61	71	73	61	62	34	43
1996	50	88	82	81	44	26	22
1997	57	74	80	59	86	40	43
1998	60	78	83	54	60	22	43
1999	31	70	61	87	47	32	36
2000	47	63	57	67	46	24	47
2001	40	41	50	76	43	46	39
2002	63	51	59	94	49	23	26
2003	59	108	63	64	64	24	20
2004	43	58	44	50	44	24	16
2005	40	35	40	50	31	16	30
2006	36	34	53	73	65	26	40
2007	43	46	43	71	43	28	25
2008	56	54	54	71	79	59	53
2009	55	79	69	57	52	35	19
2010	42	46	65	49	50	13	27
2011	48	38	56	66	44	29	31
2012	48	62	85	74	76	26	29
2013	59	69	95	135	74	50	35
2014	119	127	129	131	111	40	45
2015	103	97	89	101	95	64	53
<b>Gjennomsnitt 1995-2015</b>	55,2	66,1	68,1	74,9	60,2	32,4	34,4
<b>Gjennomsnitt driftsforstyrrelser 1995-2015</b>	30,9	32,5	30,6	32,8	33,3	27,8	27,8

Tabell 7 Informasjon benyttet i Figur 5

Driftsår	Driftsforstyrrelser
1995	229
1996	217
1997	296
1998	243
1999	231
2000	205
2001	210
2002	188
2003	268
2004	146
2005	134
2006	218
2007	211
2008	244
2009	211
2010	118
2011	180
2012	198
2013	251
2014	273
2015	260

Tabell 8 Informasjon benyttet i Figur 6

Driftsår	Regionalnett	HS DIST Blandet	HS DIST Kabel	HS DIST Linje	Lavspenningsnett	«blank»
1995	0	104	0	77	0	0
1996	0	89	0	101	0	0
1997	0	129	2	117	0	0
1998	0	102	0	81	0	0
1999	0	98	1	75	0	0
2000	0	102	3	62	0	4
2001	0	79	1	63	0	49
2002	0	61	0	76	0	26
2003	51	214	0	1	0	0
2004	27	97	0	21	0	0
2005	23	9	5	98	0	0
2006	18	67	7	129	0	0
2007	15	163	10	23	0	0
2008	27	168	2	48	0	0
2009	14	144	2	52	0	0
2010	14	77	2	24	0	0
2011	22	91	1	65	0	0
2012	13	119	35	36	0	0
2013	32	133	30	66	0	0
2014	17	121	24	60	0	0
2015	9	219	8	17	7	0

### Inndelingen av de ulike kategoriene i Figur 7

- JORDSLUTNING + DOBBEL JORDSLUTNING
- KORTSLUTNING (med og uten jordberøring)
- Fasebrudd (med og uten jordberøring)
- BREKKASJE + DEFORMASJON + DÅRLIG KONTAKT + FORURENSNINGER + FREMMEDLEGEMER + FRIKSJON + KORROSJON + LAV/HØY FREKVENS + LAV/HØY SPENNING + LEKKASJE + LØSE DELER + MATERIALTRETTHET + OVERBELASTNING + PARAMETERAVVIK + PENDLING FUNK,FEILFUNK DRIFT + REDUSERT ISOLASJONSEVNE + REDUSERT YTELSE + SKADET DEL + SLITASJE + UTLADNINGER + VARMGANG + VIBRASJON
- SEN FUNKSJON + TIDLIG FUNKSJON + UTEBLITT FUNKSJON + UØNSKET FUNKSJON
- "blank" + ANNET + ANNET: + ANNET:TORDENVÆR/ATMOSF.?? + ANNET:TORDENVÆR/ATMOSF?? + UKJENT

Tabell 9 Informasjon benyttet i Figur 7

Driftsår	Jordslutning	Kortslutning	Fasebrudd	Andre definerte årsker	Funksjonsavvik	«blank» + ukjent årsak + annet
1995	57	93	18	1	4	8
1996	50	47	42	10	7	34
1997	63	46	71	16	24	28
1998	35	42	63	5	10	28
1999	41	48	46	6	7	26
2000	30	46	25	24	3	38
2001	34	51	36	23	5	41
2002	40	35	10	20	9	48
2003	68	79	13	57	18	30
2004	34	21	4	19	10	57
2005	33	23	4	20	8	46
2006	69	38	4	95	11	4
2007	66	85	5	46	2	6
2008	97	67	45	22	12	2
2009	83	76	42	9	0	1
2010	43	46	19	7	2	0
2011	52	84	32	6	2	3
2012	83	52	24	13	0	24
2013	113	80	21	16	10	21
2014	91	72	24	9	1	23
2015	108	66	46	11	1	27

Tabell 10 Informasjon benyttet i Figur 8 og Figur 9

Feilkarakter	Regionalnett	HS DIST Blandet	HS DIST Kabel	HS DIST Linje	Lavspenningsnett	«blank»
Jordslutning (enkel og dobbel)	56	832	47	349	0	6
Kortslutning (med og uten jordslutning)	119	614	52	382	0	30
Fasebrudd (med og uten jordslutning)	12	357	6	212	7	2
Andre kjente årsaker	34	262	12	134	0	4
Funksjonsavvik	52	38	1	47	0	8
«blank» + annet	9	283	15	168	0	29

Tabell 11 Informasjon benyttet i Figur 10

Driftsår	Varig	Forbigående	«blank»
2005	82	52	0
2006	87	131	3
2007	69	141	0
2008	83	162	0
2009	67	144	0
2010	49	68	0
2011	80	98	1
2012	109	86	1
2013	163	96	2
2014	115	105	0
2015	153	106	0

Tabell 12 Informasjon benyttet i Figur 11 og Figur 17

Driftsår	Jan	Feb	Mars	April	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
1995	36	27	23	20	3	19	26	11	12	28	4	20
1996	30	38	30	7	11	14	21	26	10	16	8	6
1997	40	57	29	19	9	14	50	21	19	18	12	8
1998	13	57	18	13	4	23	30	14	17	12	1	31
1999	11	43	6	8	13	27	19	10	9	15	29	41
2000	39	26	9	14	4	2	22	14	13	15	19	8
2001	8	21	5	12	7	8	27	17	3	14	73	15
2002	10	26	13	9	3	35	14	25	12	13	18	10
2003	21	2	13	13	15	14	90	18	14	11	7	50
2004	8	3	4	2	5	16	10	26	20	6	25	21
2005	47	6	5	7	9	13	8	10	3	3	12	11
2006	29	21	12	19	7	9	24	24	15	7	18	33
2007	16	20	12	26	8	13	44	26	16	7	14	9
2008	48	16	12	4	3	24	18	21	20	21	36	21
2009	32	14	10	8	6	40	24	15	12	10	21	19
2010	8	7	11	3	6	9	7	8	4	12	10	33
2011	16	4	20	7	8	20	18	12	11	9	20	25
2012	36	16	10	18	11	14	27	18	17	14	10	7
2013	14	11	2	11	11	15	23	10	11	8	38	74
2014	15	32	32	21	11	20	41	29	27	23	10	12
2015	16	43	22	17	13	13	20	33	9	13	15	46
<b>Gjennomsnitt 1995 - 2015</b>	23,5	23,8	15,3	12,3	8	18,2	26,8	18,5	13	13,1	19,5	23,8

Tabell 13 Informasjon benyttet i Figur 12

Driftsperiode	Mandag	Tirsdag	Onsdag	Torsdag	Fredag	Lørdag	Søndag
1995	30	37	40	25	36	33	28
1996	31	40	44	40	22	25	15
1997	40	47	43	30	69	34	33
1998	39	37	49	26	38	20	34
1999	15	42	28	49	36	28	33
2000	29	39	25	27	23	21	41
2001	17	17	23	47	30	42	34
2002	32	18	24	44	28	20	22
2003	39	70	39	31	52	20	17
2004	32	27	11	16	23	23	14
2005	23	18	14	19	21	16	23
2006	27	24	29	32	45	25	36
2007	34	29	29	37	32	28	22
2008	31	21	23	28	32	58	51
2009	31	49	36	20	29	29	17
2010	16	19	20	10	23	12	18
2011	34	17	20	39	20	24	26
2012	25	26	37	25	38	22	25
2013	24	20	31	69	33	43	31
2014	51	40	41	37	42	31	31
2015	49	46	36	38	28	30	33
<b>Gjennomsnitt driftsforstyrrelser 1995-2015</b>	30,9	32,5	30,6	32,8	33,3	27,8	27,8

Inndelingen av de ulike kategoriene i Figur 14 og Figur 15:

1. "BLANK" + ÅRSÅK IKKE KARTLAGT
2. DIVERSE + INGEN UTLØSENDE ÅRSÅK + INSPEKSJON ETC.
3. DRIFTSPÅKJENNINGER + DRIFTSPÅKJENNINGER??
4. KONSTRUKSJON/MONTASJE
5. MENNESKER, ANDRE + MENNESKER, ANDRE PERSONER + MENNESKER, INNLEID PERSONALE + MENNESKER, INNLEIDE + MENNESKER, PERSONALE
6. OMGIVELSER
7. TEKNISK UTSTYR
8. TIDLIGERE FEIL

Tabell 14 Informasjon benyttet i Figur 14

Driftsperiode	Punkt 1	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5	Punkt 6	Punkt 7	Punkt 8
1995	49	5	0	0	10	117	0	0
1996	45	19	0	0	11	115	0	0
1997	55	13	0	0	9	171	0	0
1998	44	13	0	0	11	115	0	0
1999	52	10	0	0	10	102	0	0
2000	62	0	3	1	1	75	14	0
2001	43	1	5	3	13	103	21	1
2002	33	0	4	5	6	95	19	0
2003	3	15	0	13	10	177	17	0
2004	56	0	4	5	9	58	13	0
2005	20	12	2	6	7	70	16	1
2006	39	31	4	12	10	103	21	1
2007	111	0	3	0	8	60	25	3
2008	66	0	2	9	8	143	17	0
2009	47	0	2	2	9	143	8	0
2010	35	0	3	2	6	61	9	1
2011	35	0	1	1	7	129	6	0
2012	11	0	1	3	18	152	11	0
2013	68	0	7	7	12	159	8	0
2014	52	0	1	2	17	139	9	0
2015	96	0	2	2	14	129	16	0
<b>Gjennomsnitt driftsforstyrrelser 1995-2015</b>	50	5,7	2,1	3,5	10,3	115	11	0,3



Tabell 15 Informasjon benyttet i Figur 15, tallene er oppgitt i kr \* 1000

Driftsperiode	Punkt 1	Punkt 2	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 5	Punkt 6	Punkt 7	Punkt 8
<b>2005</b>	696	117	155	21	1338	1633	262	14
<b>2006</b>	141	294	20	628	153	2405	524	57
<b>2007</b>	235	0	267	0	55	1103	1541	77
<b>2008</b>	245	0	250	142	44	4085	946	0
<b>2009</b>	663	0	81	20	359	2182	494	0
<b>2010</b>	1061	0	105	0	214	1445	264	0,5
<b>2011</b>	1670	0	226	0	230	5961	493	0
<b>2012</b>	174	0	0	25	1302	5569	468	0
<b>2013</b>	4680	0	1366	551	545	24263	665	0
<b>2014</b>	1523	0	0	472	1107	5706	380	0
<b>2015</b>	4300	0	1533	174	1149	9621	1041	0
<b>Gjennomsnitt driftsforstyrrelser 1995-2015</b>	1399	37	364	185	591	5816	643	14

Inndelingen av de ulike kategoriene i Figur 16:

1. VIND
2. TORDEN + TORDENVÆR
3. SNØ/IS + SALT/FORURENSING + VANN + VANN/NEDBØR/FUKTIGHET
4. VEGETASJON + TRÆR/GREINER
5. FUGL/DYR
6. Andre definerte; (ANLEGG SARBEID + ANLEGGSMASKIN + TREFELLING + ARBEID/PRØVING + GRAVING/SPRENGING + HÆRVÆRK + HÆRVÆRK/SABOTASJE + FEIL INNSTILLING/JUSTERING + FEILBETJENING + KONSTRUKSJONS-/DIMENSJON.FEIL + KONSTRUKSJONS-/DIMENSJONERINGS + MANGELFULLE INSTRUKSER/RUTINER + MONTASJEFEIL + PRODUKSJONSFEIL + UTILSTREKELIG VERN + ALDRING + DÅRLIG KONTAKT + KORROSJON + LEKKASJE + SKADET/DEFEKT DEL + SLITASJE + VIBRASJON + SPREKK/BRUDD + TILSMUSSING/URENHETER + FLYGENDE GJENSTANDER + FREMMEDLEGEMER + LØSE DELER + ANNET ANKRING + RAS + TRAFIKKSKADE + ELEKTRISKE UTLADNINGER + HØY/LAV SPENNING + HØYT/LAVT TRYKK + OVERBELASTNING + BRANN/EKSPLOSJON)
7. "BLANK" + UKJENT + ANNET

Tabell 16 Informasjon benyttet i Figur 16

Feilkarakter	Vind	Torden	Snø/salt/vann	Vegetasjon	Fugl/dyr	Andre definerte	Ukjent/ «blank»/ annet
<b>1995</b>	6	56	30	1	20	4	0
<b>1996</b>	12	42	32	8	18	0	3
<b>1997</b>	38	77	43	4	4	4	1
<b>1998</b>	20	60	11	3	17	3	1
<b>1999</b>	20	38	22	3	17	1	1
<b>2000</b>	18	29	14	2	13	1	0
<b>2001</b>	30	49	14	2	7	0	2
<b>2002</b>	17	43	8	3	24	0	0
<b>2003</b>	33	95	20	3	2	1	3
<b>2004</b>	7	34	8	2	7	0	0
<b>2005</b>	13	32	6	5	14	0	0
<b>2006</b>	23	34	23	1	22	0	0
<b>2007</b>	16	18	8	1	14	2	1
<b>2008</b>	37	58	28	6	12	0	2
<b>2009</b>	25	62	27	2	25	2	0
<b>2010</b>	12	10	23	3	9	0	4
<b>2011</b>	33	51	13	2	28	2	0
<b>2012</b>	20	20	9	1	15	4	87
<b>2013</b>	91	17	10	2	13	5	21
<b>2014</b>	14	55	20	5	9	4	32
<b>2015</b>	49	31	2	3	15	2	27
<b>Gjennomsnitt 1995 - 2015</b>	25,4	43,4	17,7	3	15,5	1,7	8,8

## Informasjon om ekstremvær i perioden 2000- 2015[26] som er benyttet i Figur 17

14.01.2003: **Agda**: Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag sør for Trondheimsfjorden: Full eller sterk storm.

06.12.2003: **Dyre**: Møre og Romsdal, Trøndelag: Full storm.

21.12.2004: **Finn**: Nord-Møre til Vesterålen: Full storm, senere sterk storm.

25.10.2008: **Ulrik**: Kortvarig vestlig sterk storm 30 m/s utsatte steder, i Nordfjord, Møre og Romsdal og Trøndelag. Kortvarig sørvestlig sterk storm 30 m/s på kysten og i fjellet på Saltfjellet og Helgeland.

20.11.2008: **Vera**: Kortvarig sterk storm 30 m/s på kysten nord for Trondheimsfjorden.

25.12.2011: **Dagmar**: Sørvestlig sterk storm 30 m/s på kysten med kraftigere vindkast i Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal samt Trøndelag. Finnmark: Ekstremt høy vannstand estimert til 50 - 80 cm over det som er oppgitt i tidevannstabellen.

16.-17.11.2013: **Hilde**: Gjaldt for Sør- og Nord-Trøndelag samt Helgeland. Sørvest full og kan hende sterk storm, som etterhvert dreier vestlig. Lokale vindkast på 35-45 m/s innover land lørdag kveld og første del av natt til søndag. Lørdag kveld er det også ventet høye bølger inn mot kysten. Signifikant bølgehøyde kan bli 13-15 m.

12.12.2013: **Ivar**: Gjaldt for Møre og Romsdal og Trøndelag. Torsdag ettermiddag og kveld kortvarig vest og nordvest sterk storm 30 m/s eller orkan 33, med vindkast 40-45 m/s inn over land.

12. - 14.03.2014: **Kyrre**: Trøndelag og Helgeland og Saltfjellet: Ekstreme nedbørmengder, mest sannsynlig nord for Trondheimsfjorden, og på Sør-Helgeland. Lokalt ventes mengder på 60 til 100 mm på 24 timer både for onsdag og torsdag.

08.02.2015: **Ole**: Trøndelag, Nordland og Troms. Vestlig og nordvestlig sterk storm opp til 30 m/s, med mulighet for orkan (33 m/s) utsatte steder i Salten, Lofoten, Vesterålen og Troms.

01.10.2015: **Roar**: Trøndelag og Helgeland: Torsdag og fredag ekstreme nedbørmengder på Helgeland og i Trøndelag nord for Trondheim. Det kom 100-130 mm/24t og lokalt opp mot 150 mm/36t. Dette tilsvarer 25-50 års returverdier. Fredag morgen og formiddag var det vestlig full storm, med vindkast rundt 35 m/s.

29.01 - 30.01.2016: **Tor**: Hedmark, Oppland, Buskerud, Hordaland, Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal, Trøndelag, Nordland. Fra fredag ettermiddag er det ventet sørvest sterk storm på strekningen Hordaland-Helgeland, med fare for orkan på deler av strekningen og vindkast inn over land på 35-50 m/s. Det er også ventet kraftige vindkast fra vest i utsatte områder nord for Mjøsa i Oppland og Hedmark, samt i øvre Buskerud. Det ble gjort vindmålinger på sterk storm og orkan langs kysten, samt sterke vindkast inn over land fra Hordaland og nordover til Helgeland.

Tabell 17 Informasjon benyttet i Figur 18

Driftsår	Driftsforstyrrelser	Omgivelser	«blank» + årsak ikke kartlagt
1995	181	117	49
1996	190	115	45
1997	248	171	55
1998	183	115	44
1999	174	102	52
2000	166	77	62
2001	190	104	43
2002	162	95	33
2003	265	177	33
2004	145	58	56
2005	134	70	20
2006	221	103	39
2007	210	60	111
2008	245	143	66
2009	211	143	47
2010	117	61	35
2011	179	129	35
2012	196	156	11
2013	261	159	68
2014	220	139	52
2015	259	129	96

### Inndelingen av de ulike kategoriene i Figur 20

- BRYTERFALL/SIKR.BR.
- MELDING FRA 3.PERSON
- Andre kategorier: «blank» + ANNEN FEIL + ANNET + ANNET :FØLGFEI.MÅSE + ANNET :TREFELLING + DRIFTSFORSTYRRELSE + FEILMELDING + INNKOPLING + INSPEKSJON + OBSERVASJON(TILF.) + OVERVÅKING + SIGNAL OM JORDFEIL + TILSTANDSKONTROLL + VEDLIKEHOLDSARBEID

Tabell 18 Informasjon benyttet i Figur 20

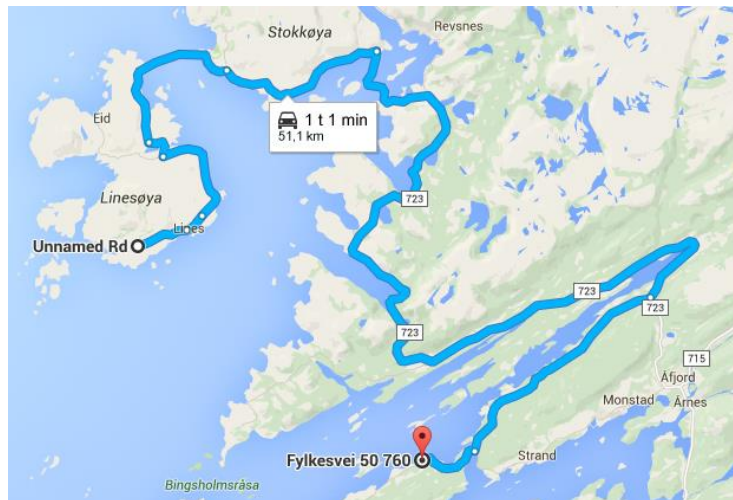
Driftsår	Bryterfall/ Sikringsbrudd	Melding fra 3. person	Andre kategorier
2000	60	63	43
2001	77	74	39
2002	70	80	12
2003	118	131	16
2004	63	36	46
2005	75	46	13
2006	160	48	13
2007	165	39	6
2008	170	69	6
2009	156	51	4
2010	98	19	0
2011	143	35	1
2012	157	35	4
2013	217	36	8
2014	176	40	4
2015	208	46	5

De forskjellige kjørerutene i eksempelet i kapittel 8.1, dataene er benyttet i Tabell 3.

### Alternativ 1


 via Rv723 1 t 1 min  
1 t 1 min uten trafikk 51,1 km

[DETALJER](#)

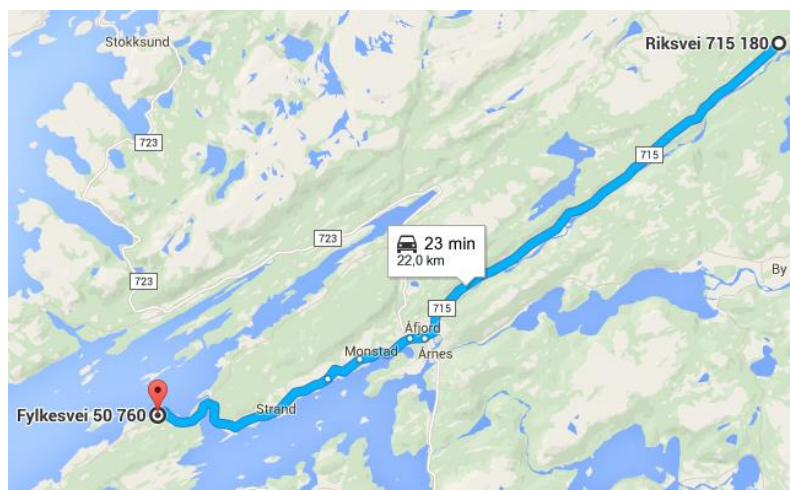


Figur 50 Alternativ 1 sin kjøretid og kjøreløp i maps/google.com

### Alternativ 2


 via Rv715 og Fv50 23 min  
23 min uten trafikk 22,0 km

[DETALJER](#)

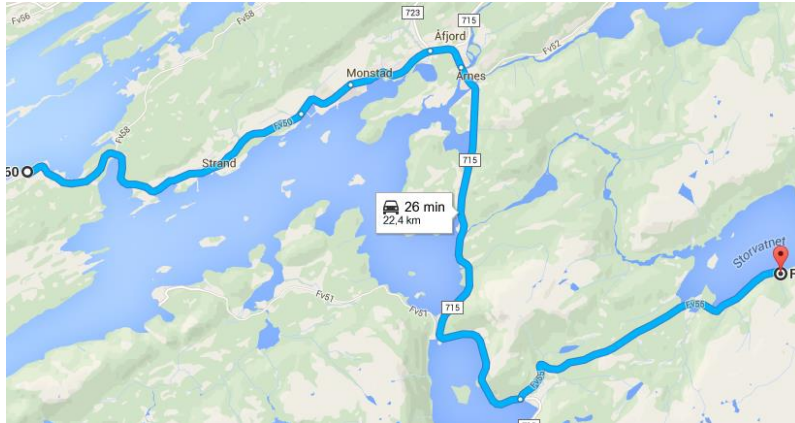


Figur 51 Alternativ 2 sin kjøretid og kjøreløp i maps/google.com

### Alternativ 3

 via Fv50 og Rv715 26 min  
 26 min uten trafikk 22,4 km

#### DETALJER



Figur 52 Alternativ 3 sin kjøretid og kjøreavstand i maps/google.com

Tabell 19 Informasjon benyttet i Figur 41 og Figur 42

Vindhastighet	N	NØ	Ø	SØ	S	SV	V	NV
[0 --> 5]	2515	3219	4305	4787	3085	2978	2309	2259
<5-->10]	4042	7608	8759	11479	4334	6600	6916	4357
<10-->15]	2281	2853	3086	4896	1109	5262	7005	3585
<15-->20]	904	267	609	1059	194	3937	5189	2277
<20--> 25]	187	11	88	166	25	1931	2601	796
<25--> 30]	25	1	6	17	8	672	873	239
<30--> ∞>	0	0	0	0	1	139	193	37

Tabell 20 Informasjon benyttet i Figur 43 og Figur 44

Vindhastighet	N	NØ	Ø	SØ	S	SV	V	NV
[0 --> 5]	1	0	0	2	0	1	2	1
<5-->10]	2	4	1	17	10	3	5	3
<10-->15]	6	2	3	40	6	6	13	7
<15-->20]	3	0	1	14	1	8	15	11
<20--> 25]	4	0	0	13	1	9	34	19
<25--> 30]	9	0	0	1	1	12	28	21
<30--> ∞>	0	0	0	0	0	31	46	37

Tabell 21 Informasjon benyttet i Figur 45

Vindhastighet	N	NØ	Ø	SØ	S	SV	V	NV
<10-->15]	0	0	0	6	2	0	2	0
<15-->20]	0	0	0	3	0	0	0	0
<20--> 25]	0	0	0	2	0	0	10	3
<25--> 30]	6	0	0	0	0	0	4	12
<30--> ∞>	0	0	0	0	0	26	28	31

Tabell 22 Informasjon benyttet i Figur 46, tallene er oppgitt i prosent

Vindhastighet	N	NØ	Ø	SØ	S	SV	V	NV
[0 --> 5]	0,039761	0	0	0,04178	0	0,0336	0,087	0,0443
<5-->10]	0,04948	0,05258	0,011417	0,148097	0,231	0,0455	0,072	0,0689
<10-->15]	0,263043	0,0701	0,097213	0,755719	0,451	0,114	0,171	0,1953
<15-->20]	0,331858	0	0,164204	1,133144	0,515	0,2032	0,289	0,4831
<20--> 25]	2,139037	0	0	7,228916	4	0,4661	1,077	2,0101
<25--> 30]	24	0	0	5,882353	12,5	1,7857	2,978	6,6946
<30--> ∞>	0	0	0	0	0	5,036	14,51	37,838

Tabell 23 Informasjon benyttet i Figur 47

Driftsår	Vegetasjon	Vind	Andre årsaker
2000	3	18	150
2001	8	28	156
2002	3	16	144
2003	7	30	229
2004	2	7	136
2005	4	13	118
2006	7	18	196
2007	2	16	193
2008	10	34	201
2009	10	17	185
2010	2	12	103
2011	13	22	144
2012	6	17	180
2013	67	29	165
2014	13	5	204
2015	23	33	205
2016 (28.04)	12	21	60



Tabell 24 Informasjon benyttet i Figur 48

Driftsår	Vegetasjon	Vind
<b>2005</b>	247956	365211
<b>2006</b>	95663	98249
<b>2007</b>	18878	135776
<b>2008</b>	995365	517988
<b>2009</b>	176568	374191
<b>2010</b>	143644	343832
<b>2011</b>	945980	602724
<b>2012</b>	318440	1000530
<b>2013</b>	11304777	4872952
<b>2014</b>	703734	63645
<b>2015</b>	1140713	1813077
<b>2016 (28.04)</b>	300001	1284448

Tabell 25 Informasjon benyttet i Figur 49

Årsak	Driftsforstyrrelser
<b>Vegetasjon</b>	136
<b>Vind</b>	139
<b>Andre årsaker</b>	1061