

Implementering av logisk styrt automatikk i 22kV distribusjonsnett

Tor Helge Økland

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2018

Hovedveileder: Hans Kristian Høidalen, IEL

Medveileder: Rune Paulsen, NTE Nett AS
Bernhard Bolsøy, NTE Nett AS

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Sammendrag

I dag utføres feil- og avbruddshåndtering i distribusjonsnettene stort sett ved manuell betjening av brytere som fører til langvarige avbrudd. KILE-ordningen gir nettselskap incentiver til å utføre tiltak for å redusere antall, varighet og konsekvens av feil. Det er i dag komponenter med funksjonalitet tilgjengelig for å håndtere feil og avbrudd automatisk, ved hurtig isolasjon av feilsted samt gjenoppbygging av forsyning til resterende sluttbrukere. Komponenter som innehar disse funksjonene har lavt markedsvolum og reelle driftserfaringer mangler.

I oppgaven er ulike komponenter og funksjonalitet for å oppnå logisk styrt automatikk i feilhåndteringen studert. Analysen betrakter to løsninger for automatikk; desentral og lokal selv-heling, hvor logikken utføres ulikt og baseres på ulike komponenter. I den desentrale løsningen overføres informasjon fra bryteranleggets sensorer til hovedkontrollenhet i avgangens transformatorstasjon. I analysen benyttes det kun lastbrytere for denne løsningen. Lastbrytere kan ikke bryte feilstrømmer. Kontrollenheten prosesserer informasjonen og basert på forhåndsdefinerte kriterier sendes signal om hvilke koblinger som skal utføres. Den lokale løsningen benytter gjeninnkoblere (effektbrytere) som har kontrollenhet internt i hver bryterløsning som utfører logikken. Ved bruk av GOOSE-kommunikasjon sendes blokkeringsmelding mellom brytere, slik at bare bryter nærmest feilsted utløses. Basert på koblingsbildet etter utløsning utføres videre automatisk kobling for å forsyne resterende sluttbrukere.

Analysen er utført på en aktuell avgang i konsesjonsområdet til NTE Nett AS. Dataverktøyet Powel NetBas er blitt benyttet for å utføre simuleringer av koblingsforløpet ved avbrudd med dagens komponentsammensetning og for de ulike systemløsningene for å bestemme endring i KILE-kostnader. For sammenligning er også simuleringer utført ved implementering av effektbrytere uten automatikk og for implementering av sensorikk. Lønnsomheten er beregnet ved bruk av nåverdimetoden med en analyseperiode på 15 år. Ulike plasseringer og antall brytere/sensorer er analysert for å avgjøre hvilke som gir størst nytteverdi.

Resultatene viser klare forskjeller hvor på avgangen implementering er lønnsom og er i større grad avhengig av avgangens sluttbrukersammensetning enn feilhyppighet. Dette er spesielt fremtredende på den analyserte avgangen. Sluttbrukersammensetningen fører til at for hvert minutt avbruddstiden reduseres, vil avbruddskostnadene i større grad reduseres i sone 1 og 2 enn for tilsvarende avbruddstid i sone 3 og 4. Det er estimert at et avbrudd på en time i sone 1 og 2 tilsvarer et avbrudd på fem og en halv time i sone 3 og 4. Sone 3 og 4 er utstyrt med effektbrytere i dag som gir et lavere potensial for lønnsomhet ved videre implementering.

Bruk av effektbrytere uten automatikk gir best lønnsomhet av de vurderte løsningene. Optimalt antall brytere er tre, hvor én er plassert i sone 1 og to i sone 2. Løsningen reduserer de årlige KILE-kostnadene med 195 077 kr som tilsvarer bortimot en halvering. Resultatet

gir en lønnsomhet på 1 233 256 kr i løpet av analyseperioden.

Ved implementering av automatikk resulterer den lokale løsningen i høyest lønnsomhet. Optimalt antall brytere er to, hvor begge er plassert i sone 2. Implementeringen gir en reduksjon av årlige KILE-kostnader, beregnet til 186 334 kr. Lønnsomheten over analyseperioden er beregnet til 1 004 034 kr. Ved sammenligning oppnår den desentrale løsningen en lønnsomhet på 291 887 kr med samme antall og plassering. Den mest lønnsomme implementeringen for den desentrale løsningen er beregnet til 606 638 kr og oppnås ved bruk av tre brytere, én i sone 1 og to i sone 2. Ingen av de analyserte løsningene er lønnsomme i sone 3 og 4.

Resultatene antyder god lønnsomhet ved implementering av logisk styrt automatikk, men gir lavere lønnsomhet enn ved bruk av effektbrytere uten automatikk. Hovedårsaken er ulik investeringskostnad, men tyder også på at avgangens nettutforming er mindre gunstig for implementering av automatikk. Dette fordi de optimale plasseringene er i sonene hvor nettutformingen gir færre muligheter for rask gjeninnkobling av forsyning. Dette gjør at gevinsten av å implementere automatikk ikke er like stor som den potensielt kunne ha vært.

Abstract

Today, fault and interruption management in the distribution network is performed mostly by manual operation leading to long-term interruptions. The KILE-scheme provides grid operators an incentive to increase efficiency and invest in order to improve reliability. Today, there are components with the ability to handle faults and interruptions automatically, by quickly isolating the faulted section and restoring supply to remaining users. The market volume is low and operating experience is lacking.

The master thesis studies various components and their functionality to achieve logic controlled automatic schemes. The logic behind the automation works in different ways. A decentralized solution sends information from the switching device sensors to the main control unit in the feeder main transformer station. The controller processes the information and based on predefined criteria, provides the signal to switches that should operate. The local solution use reclosers (circuit breakers) that possess a control unit to perform the logic on its own. When using GOOSE communication, blocking messages is sent between the reclosers, that insures only the breaker closest to the fault is triggered. Based on the breaker status after the fault is isolated, further automatic switching is performed to provide remaining end users based on predefined criteria.

The analysis is performed on a real feeder in the concession area of NTE Nett AS. Using the Powel NetBas data tool, the switching cycle is simulated when interruptions occurs using current component composition and for the different system solutions to determine change in KILE-costs. For comparison, simulations are also performed by implementing circuit breakers without automation and for implementation of sensors. Profitability is calculated for different placements and quantities in order to determine which ones provide the most useful value.

The results show clear differences in where on the feeder implementation is profitable. The major KILE-costs caused by interruption originate from the first part of the feeder, where large parts of the high cost users, with generally high consumption are located. Further out on the feeder, the user quantity per substation decreases, and a large part of the users belong to customer groups associated with lower costs. The last part of the feeder already use external circuit breakers and remote switches that provide a lower potential for profitability through further implementation. The results therefore provide the greatest profitability at reduced switching time associated with the early parts of the feeder.

The optimal position for implementation is determined to be more dependent on the feeders user composition, rather than rate of fault. The user composition causes each minute of interruption in zone 1 and 2 to have a larger impact on the reduction in interruption costs than a corresponding interruption time in zone 3 and 4. It is estimated that an interruption of one hour in zone 1 and 2 corresponds to an interruption of fire and a half hour in zone 3 and 4.

The use of circuit breakers without automatic control provides the best profitability of the assessed solutions. The optimal number of breakers is three, in which one is located in zone 1 and two in zone 2. The solution reduced the annual KILE costs by 195 077 NOK, which is equivalent to a halving. Resulting in a profit of 1 233 256 NOK during the analysis period.

The local solution results in the highest profitability of the automatic solutions. The optimal number of switches is two, both of which are located in zone 2. The implementation provides a reduction of annual KILE costs, calculated to 186 334 NOK. Profitability over the analysis period is calculated at 1 004 034 NOK. By comparison, the decentralized solution achieves a profitability of 291 887 NOK with the same amount and placement. The most profitable implementation of the decentralized solution is estimated to 606 638 NOK and is achieved by using three switches, one in zone 1 and two in zone 2.

The results indicate good profitability when implementing logically controlled automation, but provides lower profitability than using non-automatic circuit breakers. The main reason is different investment costs, but also indicates that the network's net design is less favourable for automation. This is because the optimal locations are in the zones where the network design provides fewer opportunities for rapid reconnection of power supply, and makes the gain of the automation not as great as they potentially could have been.

Forord

Masteroppgaven er skrevet som avslutning på det toårige masterprogrammet Energibruk og energiplanlegging ved institutt for Elkraftteknikk på Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven har full studiebelastning på 30 studiepoeng og er utført våsemesteret 2018. Oppgaven bygger videre på deler av arbeidet utført i forbindelse med prosjektoppgaven “Selv-helende distribusjonsnett” gjennomført høsten 2017.

Oppgaven er gitt av NTE Nett AS og har som formål å undersøke nytteverdi, lønnsomhet og retningslinjer for hvordan automatiske koblingssystem kan benyttes til å oppnå raskere feil- og avbruddshåndtering i distribusjonsnettet.

Jeg vil med dette rette takk til min hovedveileder Hans Kristian Høidalen ved NTNU. Videre vil jeg ønske å takke mine medveiledere i NTE Nett AS, Rune Paulsen & Bernhard Bolsøy. Jeg vil også rette en takk til Vidar Frøstad ved NTE Nett AS som ga god innføring fra driftssentralen og deres rutiner. Takk til Siemens AS og ABB AS for godt samarbeid gjennom våren. Til slutt vil jeg takke min samboer Anita Edland som har vært en viktig støttespiller og utført en uvurderlig innsats som korrekturleser, tusen takk!

Innhold

Sammendrag	i
Abstract	ii
Forord	iv
Figurliste	xi
Definisjoner	a
1 Innledning	1
1.1 Morgendagens smarte nett	1
1.2 Formål og problembeskrivelse	2
2 Regulatoriske rammeverk	5
2.1 KILE-ordningen	5
2.1.1 Beregning av KILE-kostnader	7
2.2 Nyttekostnadsanalyse	8
2.2.1 Nåverdimetoden	9
3 Sikkerhet	11
3.0.1 Personsikkerhet	11
3.0.2 Personsikkerhet ved innføring av automatikk	12
3.0.3 Informasjonssikkerhet	13
4 Dagens distribusjonsnett	15
4.1 Distribusjonsnettets oppbygning	15
4.1.1 Systemjording	17
4.2 Driftssentralen	17
4.2.1 Driftssentralens datasystemer	17
4.3 Feilhåndtering i distribusjonsnettet	18
4.4 Seksjoneringsmetodikk	18
4.4.1 Feilsøking	21

5	Automatiske koblingssystem	23
5.1	Bakgrunn for et automatisk koblingssystem	23
5.1.1	Kommunikasjon	23
5.1.2	Selv-helende system	24
5.2	Tilstanden i Norge i dag	27
5.2.1	BKK Nett	28
6	Komponenter	29
6.1	Lastbrytere	30
6.2	Gjeninnkoblere	31
6.3	Bryterkoordinering	33
6.3.1	Bryterkoordinering i dagens system	33
6.3.2	Bryterkoordinering i et sentralisert/desentralisert system	34
6.3.3	Bryterkoordinering i et lokalisert system	34
6.4	Feilindikatorer	36
7	Powel NetBas	39
7.1	Beskrivelse av programmet	39
7.1.1	Simuleringsmetodikk	40
8	Analyse av avgangen	43
8.1	Soneinndeling	43
8.1.1	Sone 1	45
8.1.2	Sone 2	46
8.1.3	Sone 3	47
8.1.4	Sone 4	47
8.2	Historikk og statistikk	48
8.2.1	Feilstatistikk	48
8.2.2	Feilsannsynlighet	49
8.2.3	Avbruddskostnad	50
9	Systembeskrivelser og Metode	53
9.0.1	Nullalternativ	55
9.0.2	Effektbrytere uten automatikk	55
9.0.3	Sensorikk	56
9.1	Systemløsninger med selv-heling	57
9.1.1	Desentral selv-heling	57
9.1.2	Lokal selv-heling	58
9.2	Kostnadsanalyser	58
9.2.1	Beregning av estimert årlig avbruddskostnad	58
9.2.2	Beregning av nåverdi	58
9.2.3	Følsomhetsanalyse	59
9.2.4	Metodikk for utførelse av analysene	60

10 Resultater	61
10.1 Nullalternativet	61
10.2 Effektbrytere uten automatikk	62
10.3 Systemløsninger med selv-helende logikk	63
10.3.1 Desentral selv-heling	63
10.3.2 Lokal selv-heling	64
10.4 Sensorikk	65
10.5 Følsomhetsanalyse	66
10.5.1 Effektbrytere uten automatikk	66
10.5.2 Desentral selv-heling	67
10.5.3 Lokal selv-heling	67
10.5.4 Sensorikk	68
11 Diskusjon	71
11.1 Metode	71
11.2 Analyse av resultater	73
11.3 Videre drøfting og anbefalinger	78
12 Konklusjon	83
13 Videre arbeid	85
Referanser	87
Vedlegg	91
A Data til beregning av KILE-kostnader	91
B Koblingsforløp	93
C Historisk og estimert feilsannsynlighet for avgangen	99
D Resultater fra Simuleringer	101
E Utvidede resultater fra følsomhetsanalysen	106

Figurer

2.1	Samfunnsøkonomisk optimalt pålitelighetsnivå [2].	6
4.1	Utforming radialnett [19].	15
4.2	Utforming ringnett [19].	16
4.3	Utforming gjennomgående mating [19].	16
4.4	GIK funksjonalitet [20].	19
4.5	Seksjoneringsmetodikk. (Laget i draw.io)	20
4.6	Tids- og hendelsesforløp ved avbrudd [1].	21
5.1	Sentralisert og Desentralisert løsning [35]	25
5.2	Sammenligning av tidsbruken ved innføring av selv-helende system i forhold til manuell seksjonering [28].	25
5.3	Nettoversikt over Eksingedalen, med effektbrytere A-G [35].	28
6.1	a) Sectos lastbryter fra ABB. b) Sectos montert direkte i mast [39]. . .	30
6.2	a) Vakum recloser 3AD fra Siemens. b) SIPROTEC 7SC80 fra Siemens [43].	32
6.3	Enkel gjeninnkobler for isolering av feil [44].	32
6.4	Illustrasjon av GOOSE bryterkoordinering: Før driftsforstyrrelse inntreffer [30].	34
6.5	Illustrasjon av GOOSE bryterkoordinering: Når en bryter starter sin tripsekvens, sender den en blokkeringsmelding til bryteren som ligger før den i nettet [30].	35
6.6	Illustrasjon av GOOSE bryterkoordinering: Bryteren som er nærmest feilen mottar aldri noen blokkering og løser ut [30].	35
6.7	Illustrasjon av GOOSE bryterkoordinering: Etter at bryteren har løst ut utføres logikken for å isolere feilseksjon samt gjenoppretting [30].	35
6.8	a) R400D fra Nortroll montert på mast b) Ubalanse i magnetfeltet ved driftsforstyrrelse. [47]	36
6.9	a) LineTroll 110E μ R fra Nortroll. b) Illustrasjon av kommunikasjonsmetode [48].	37
6.10	Løsning med sensorer [49].	37
7.1	Utdrag fra grensesnittet i NetBas.	40

7.2	Kobling av bryter.	41
7.3	Eksempel på avbruddsrapport.	41
8.1	Fullstendig oversikt over avgangen hentet fra NetBas.	44
8.2	Forenklet oversikt over avgangen.	44
8.3	Beskrivelse av ikoner benyttet i oversikt over avgang.	45
8.4	Forenklet oversikt over Sone 1.	45
8.5	Forenklet oversikt over Sone 2.	46
8.6	Forenklet oversikt over Sone 3.	47
8.7	Forenklet oversikt over Sone 4.	47
8.8	Antall feil per år for de respektive sonene på den analyserte avgangen. . .	48
8.9	Fordelingen av utløsende årsak til varige feil på den analyserte avgangen.	49
8.10	Avgangens fordeling av ikke levert energi (ILE) og avbruddskostnad (KILE).	51
8.11	Sonenes andel av ulike kundegruppers ILE.	51
	52figure.caption.40	
9.1	Metodisk fremgangsmåte for analysen. (laget i draw.io)	60
10.1	Avgangens fordeling av avbruddskostnader etter fulgt koblingsforløp. . .	61
10.2	Optimal plassering for effektbrytere uten automatikk.	62
10.3	Optimal plassering i sone 1+2 for desentral selv-heling.	63
10.4	Optimal plassering for lokal selv-heling i sone 2.	64
10.5	Optimal plassering av flere sensorer i sone 2.	66
10.6	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av effektbrytere uten automatikk.	67
10.7	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av desentral selv-heling.	67
10.8	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av lokal selv-heling.	68
10.9	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av sensorer i sone 1 og 2.	68
10.10	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av sensorer i sone 3 og 4.	69
11.1	Sammenligning av resultater etter implementering i sone 1+2 for de ulike bryterløsningene.	75
11.2	Sammenligning av resultater etter implementering i sone 2 for de ulike bryterløsningene.	76
11.3	Beregnet lønnsomhet ved normale forutsetninger og for økt investeringskostnad fra følsomhetsanalysen. Sammenligningen er mellom systemløsningene effektbrytere uten automatikk og lokal selv-heling for de mest gunstige plasseringene.	77
11.4	Potensial ved implementering av automatikk i sone 3 og 4.	79
B.1	Koblingsforløp Sone 1.	93
B.2	Koblingsforløp Sone 1.	93
B.3	Koblingsforløp Sone 2.	94

B.4	Koblingsforløp Sone 2.	94
B.5	Koblingsforløp Sone 2.	95
B.6	Koblingsforløp Sone 3.	95
B.7	Koblingsforløp Sone 3.	96
B.8	Koblingsforløp Sone 3.	96
B.9	Koblingsforløp Sone 4.	97
B.10	Koblingsforløp Sone 4.	97
B.11	Koblingsforløp Sone 4.	97
B.12	Koblingsforløp Sone 4.	98
C.1	Estimert feilsannsynlighet med bakgrunn i føringslengde og antall fordelingstransformatorer	99
C.2	Historisk data hentet fra FASIT-rapporter 2010-2017 sammenlignet med estimeringer	100
D.1	Avbruddsdata fra simuleringer utført i NetBas ved nullalternativet.	101
D.2	Resultater for effektbrytere uten automatikk.	102
D.3	Resultater for distribuert selv-heling.	103
D.4	Resultater for lokal selv-heling.	104
D.5	Resultater for sensorer.	105
E.1	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av effektbrytere uten automatikk.	106
E.2	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av desentral selv-heling.	106
E.3	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av lokal selv-heling.	107
E.4	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av sensorer i sone 1 og 2.	107
E.5	Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av sensorer i sone 3 og 4.	108

Definisjoner

Følgende er definisjoner benyttet i oppgaven. Disse er hentet fra *Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet [1]* og *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet [2]*

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).

Driftsforstyrrelse 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.

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.

Ikke levert energi (ILE) Beregnet mengde elektrisk energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet.

Utløsning Automatisk åpning av en bryter, eventuelt sikringsbrudd.

Feil Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.

Varig feil Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig.

Forbigående feil Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig.

Korrigerende vedlikehold Vedlikehold som utføres etter at en feil er oppdaget, og som har til hensikt å bringe en enhet tilbake i en tilstand som gjør det mulig å utføre en krevd funksjon.

Reparasjonstid Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar.

Seksjoneringstid Tid fra første feilmelding til enhet med feil er isolert mellom bryterne som ligger nærmest feilstedet.

Grovseksjoneringstid Tid fra første feilmelding til minst 50 % av utkoblet belastning (i kW) igjen har spenning over 90 % av kontraktsmessig avtalt spenning.

Spenningsdip Rask reduksjon i effektivverdien til spenningen på mellom 10% og 99% av kontraktsmessig avtalt spenning med rask gjenopprettelse av spenningen.

Forkortelser

AMS	Avanserte Måle- og Styringssystemer
DG	Distribuert kraftproduksjon
DMS	Distribution management system
GIK	Automatisk gjeninnkobling
IED	Intelligent electronic devices
IKT	Informasjons- og kommunikasjonsteknologi
IP	Internet Protocol
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi
NVE	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
RMU	Ring Main Unit
RTU	Remote terminal unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol

1 | Innledning

Oppgavens formål er å studere mulighetene og utfordringene ved implementering av logikk for å automatisere deler av feil- og avbruddshåndteringen. Oppgaven fokuserer på teknologier og komponenter som er kommersielt tilgjengelige, men der markedsvolumet er lavt og reelle driftserfaringer mangler. Gjennom teknisk-økonomiske analyser betraktes nytteverdien og potensialet for lønnsomhet ved implementering. Innledningskapittelet vil presentere motivasjon hos nettselskap og oppgavens problemstillinger.

1.1 Morgendagens smarte nett

Nettselskapene i Norge står ovenfor flere utfordringer når det gjelder distribusjonsnett. En aldrende infrastruktur møter hyppigere og kraftigere stormer enn tidligere, distribuert kraftproduksjon, endret kraftflyt, samtidig som samfunnets kraftbehov og -avhengighet øker. Prioritering av vedlikehold og reinvesteringer er en høyaktuell problemstilling for flere nettselskap. Gjennom bransjens stadig økende fokus på fornybar energiproduksjon og utvikling innen “smarte” nettkomponenter skapes økt interesse for nye løsninger innen nettutvikling. En relativt konservativ sektor er i endring, hvor den statlige innføringen av avanserte målere (AMS) gir økt fokus på digitalisering og smarte nett. Smarte nett kan karakteriseres ved økt bruk av kommunikasjons- og informasjonsteknologier i forbindelse med produksjon, fordeling og forbruk av elektrisitet [3].

Smarte nett konseptet og implementeringen av “smarte” enheter representerer et generasjonsskifte innen nettvirksomhet, hvor implementering av IKT muliggjør at hele forsyningskjeden vil kunne overvåkes, analyseres og kontrolleres i sanntid. Sanntidsinformasjon fra nettet kan benyttes til å redusere tapskostnader, forbedre påliteligheten og leveringssikkerheten i kraftsystemet. Kraftsystemet beveger seg bort fra det konvensjonelle systemet med enveisflyt av informasjon og kraft, til et sammensatt og mer komplisert system hvor nye og eksisterende enheter og aktører kommuniserer sammen for å oppnå et effektivt og pålitelig kraftsystem.

En av mange muligheter ved implementering av nye komponenter er økt pålitelighet og leveringssikkerhet ved feil og avbrudd i distribusjonsnett. Toveis kommunikasjon muliggjør utnyttelse av informasjon fra nettet til å utføre logiske beslutninger ved feilsituasjoner automatisk. Nett som innehar denne funksjonen betegnes gjerne selv-helende, og har som

formål å isolere feilbefengt del så raskt som mulig for dermed å gjenopprette kraftforsyningen til resterende sluttbrukere. I dag er det få nettselskaper i Norge som har startet uttesting av teknologien, hvor årsakene stort sett er høy investeringskostnad og usikkerhet knyttet til funksjonalitet, lønnsomhet og komponentsammensetning.

1.2 Formål og problembeskrivelse

I dagens høyspente distribusjonsnett er forsyningssikkerhet og minimering av KILE-kostnader viktige tema. Nettselskaper har via KILE-ordningen sterke incentiver til å jobbe for at antall feil, varighet og konsekvens av feil er så lav som mulig. I den tradisjonelle driften av nettet benyttes effektbrytere på 22kV samleskinne og manuelt betjente brytere ute på avgangen. Manuell betjening medfører ofte lange avbrudd med flere gjentakende prøvekoblinger før feilen lokaliseres, isoleres og resterende sluttbrukere kan forsynes.

Ny teknologi gir muligheter for større grad av sensorikk og automatikk i nettet som medfører at feilen kan lokaliseres og isoleres raskere. KILE-ordningen medfører at kostnaden ved effektivisering og automatisering av feilhåndtering kan være økonomisk gunstig for nettselskapet. Ved implementering av logikkbaserte og automatiske koblingssystem er det flere problemstillinger som må drøftes, blant annet hvilke komponenter som er tilgjengelige og nødvendige, eventuell endring i person- og informasjonssikkerhet, optimal plassering av nye komponenter og hvilken økonomisk effekt implementeringen vil ha. Oppgaven vil videreføre arbeidet fra høstprosjektet, "Selv-helende distribusjonsnett", som omhandler grunnleggende teknologibeskrivelse.

For å betrakte implementeringen er det tatt utgangspunkt i en aktuell 22kV avgang fra NTE Nett AS sitt konsesjonsområde. Tilgjengelige tekniske løsninger for selv-helende nett er evaluert og vurdert gjennom lønnsomhetsbetraktninger av redusert avbruddstid og investeringskostnader. Dataverktøyet Powel NetBas benyttes til å simulere avbrudd etter implementering av nye komponenter samt kartlegge den aktuelle avgangens topologi, avbruddshistorikk og feilsannsynlighet. Simuleringene utføres for flere ulike plasseringer og antall for å bestemme optimal systemløsning.

Problemstillinger:

- Undersøke hvilke konkrete komponenter og forutsetninger som er nødvendige for å oppnå logisk styrt automatikk, samt beskrive funksjonalitet og innvirkning.
- Gjennomføre simuleringer av seksjonering i Powel NetBas for å etablere potensialet for reduksjon av KILE-kostnader ved ulike systemløsninger.
- Beregne nytteverdier og lønnsomhet for ulike systemløsninger for å bestemme optimalt antall brytere/sensorer og plassering.
- Vurdere hvilke forhold som avgjør om en avgang har potensial for implementering av logisk styrt automatikk.
- Vurdere hvordan nettselskap skal tenke, vurdere og planlegge fremtidig implementering.

Oppgaven er gitt av NTE Nett AS.

Faglærer/hovedveileder: Hans Kristian Høidalen

Medveileder ved NTE: Rune Paulsen & Bernhard Bolsøy

2 | Regulatoriske rammeverk

Dette kapittelet har som formål å gi en innføring i hvilke økonomiske incentiv nettselskap har for å redusere varigheten og antall avbrudd i distribusjonsnettet. Funksjoner bak KILE-kostnaden samt utførte kostnadsanalyser blir fremlagt. Det gjøres oppmerksom på at deler av dette kapittelet er utdrag fra prosjektoppgaven, [4], skrevet av samme forfatter.

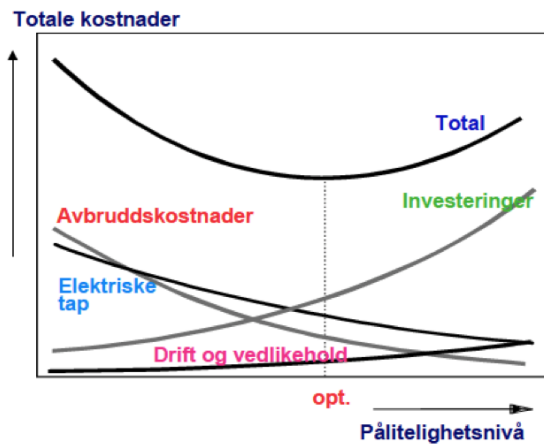
Nettselskap driftes som monopole virksomheter, og har ansvar for et geografisk bestemt konsesjonsområde. I dette området eier, drifter og vedlikeholder selskapet det lokale distribusjonsnettet. Nettselskap i Norge reguleres økonomisk av “Norges vassdrags- og energidirektorat”, (NVE), som fastsetter nettselskapets årlige inntektsramme. Den årlige inntektsrammen setter øvre grense på hvor mye selskapene kan ta betalt for overføring av elektrisk kraft [5]. Reguleringen utføres for å sikre samfunnsøkonomisk og effektiv drift, vedlikehold og utvikling av nettet [4].

2.1 KILE-ordningen

KILE-ordningen ble innført i 2001, hvor KILE er en forkortelse for “Kvalitetsjusterte Inntektsrammer ved ikke Levert Energi” [6]. Ordningen representerer sluttbrukerens kostnader forbundet med avbrudd og har som formål å gi nettselskap incentiv til å arbeide for optimal leveringspålitelighet i nettet. NVE regulerer nettselskapets inntektsramme ved å påføre nettselskapet den estimerte samfunnsøkonomiske kostnaden ved avbrudd i kraftforsyningen. Sluttbrukerens “avbruddskostnader” blir dermed en direkte kostnad hos netteier, som gir incentiv for investeringer og vedlikehold. KILE inngår i selskapets inntektsramme som en del av selskapets kostnadsgrunnlag på samme måte som andre kostnader. Nettselskapets KILE-kostnad i et gitt år går ikke til sluttbrukerne, men fratrekkes inntektsrammen, og dermed reduseres tillatt inntekt [6] [4].

Feilhistorikk er et viktig grunnlag for KILE-ordningen, utføring av pålitelighetsanalyser og planlegging i forbindelse med utbygging, drift og vedlikehold. FASIT (Feil- og avbruddsstatistikk i totalnettet) er utviklet som et standardisert system for rapportering av avbrudd, med hensikt å gi nettselskapene et verktøy for dokumentasjon. Det er obligatorisk for nettselskapene å dokumentere både driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i forbindelse med vedlikehold eller annet arbeid, og reguleres gjennom “Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet” [7][8][4].

Gjennom nyttekostnadsanalyser kan lønnsomheten i ulike tiltak estimeres ved å estimere endring i fremtidige avbruddskostnader for ulike forbedringsalternativer. Optimalt pålitelighetsnivå vil ikke si et avbruddsfritt kraftnett, men oppnås ved å balansere de ulike kostnadene vist i Figur 2.1 [2]. Nettselskapet må balansere tilgjengelige midler opp mot kostnader, ytelse og risiko knyttet til blant annet drift, vedlikehold, avbrudd og investeringer [4].



Figur 2.1: Samfunnsøkonomisk optimalt pålitelighetsnivå [2].

2.1.1 Beregning av KILE-kostnader

I oppgaven benyttes Powel NetBas til å beregne KILE-kostnadene ved avbrudd for den aktuelle avgangen. Dette delkapittelet fremlegger hvilke funksjoner som ligger bak beregningene og hvilke påvirkninger ulike kundegrupper, tidspunkt og varighet har på KILE-kostnadene.

KILE-ordningen omfatter langvarige ($>3\text{min}$) og kortvarige ($\leq 3\text{ min}$) avbrudd [8]. KILE-kostnaden beregnes for alle avbrudd, hvor summen innenfor et år angir den totale avbruddskostnaden til nettselskapet. For å reflektere variansen av de økonomiske konsekvensene ved avbrudd deles sluttbrukerne inn i kundegrupper med ulike avbruddssatser. I tillegg tas det hensyn til avbruddets tidspunkt og varighet. For eksempel vil det ha større konsekvens for et industriområde enn et boligfelt med et avbrudd i arbeidstiden. Nettselskapet vil dermed strebe etter færre avbrudd men også så korte avbruddstider som mulig, og vil kunne velge å prioritere investeringer og vedlikehold på enkelte avganger eller deler av avganger med høyere avbruddssatser.

I Norge er sluttbrukere delt opp i følgende 6 kundegrupper:

- Jordbruk
- Husholdning
- Industri
- Handel og tjenester
- Offentlig virksomhet
- Industri med eldrevne prosesser

For hver kundegruppe oppgis spesifikke avbruddskostnader som funksjon av varighet for dens respektive referansetidspunkt, se Vedlegg A.2. For et vilkårlig avbrudd på et annet tidspunkt benyttes korreksjonsfaktorer for henholdsvis måned, ukedag og tid på døgnet, se Vedlegg A.

Avbruddskostnaden K_j for et vilkårlig avbrudd på tidspunkt j er gitt som:

$$K_j = k_{P,ref} \cdot f_{K,m} \cdot f_{K,d} \cdot f_{K,h} \cdot P_{ref} \quad (2.1)$$

der

K_j	kostnad for avbrudd på tidspunktet j [kr]
$k_{P,ref}$	spesifikk avbruddskostnad (i kr/kW) på referansetidspunktet for en gitt varighet
P_{ref}	avbrutt effekt i rapporteringspunktet dersom tilsvarende avbrudd hadde skjedd på referansetidspunktet (kWh/h)
$f_{K,m}$	korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden (i kr) i måned m
$f_{K,d}$	korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden (i kr) på dag d
$f_{K,h}$	korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden (i kr) i time h

Årlige fremtidige avbruddskostnader for ulike systemløsninger estimeres ved hjelp av leveringspålitelighetsanalyser. For å kartlegge leveringspålitelighet tas utgangspunkt i de anleggsdelene som inngår i systemløsningen og feilstatistikk for disse.

Årlig avbruddskostnad for et leveringspunkt er gitt i likning 2.2:

$$KILE_{\bar{a}r}(i) = P \cdot k_{P,ref}(r) \cdot \lambda(i) \quad [8] \quad (2.2)$$

der

$KILE_{\bar{a}r}(i)$	årlig avbruddskostnad for seksjon i [kr]
P	gjennomsnittlig belastning over året [kWh/h] (=årlig elforbruk/8760)
$\lambda(i)$	gjennomsnittlig antall avbrudd pr. år for seksjon i [feil/år]
$k_{P,ref}$	spesifikk avbruddskostnad på referansetidspunktet [kr/kW avbrutt effekt]

I utførelsen av denne oppgaven hvor KILE-kostnadene finnes direkte ved hjelp av NetBas, blir likningen forenklet til:

$$KILE_{\bar{a}r}(i) = KILE_{feil}(i) \cdot \lambda \quad (2.3)$$

der

$KILE_{feil}$	avbruddskostnad for feil i seksjon i [kr/feil]
$\lambda(i)$	gjennomsnittlig antall avbrudd pr. år for seksjon i [feil/år]

2.2 Nyttekostnadsanalyse

For å vurdere ulike systemløsninger, utføres en nyttekostnadsanalyse for å bestemme hvorvidt og eventuelt i hvor stor grad den er lønnsom. Lønnsomheten er et resultat av differansen mellom alle samlede nyttevirkinger og kostnader. Analysen utføres for å kunne vurdere om et enkelt tiltak bør gjennomføres eller ikke, og til å foreta valg mellom alternative tiltak [9]. I denne oppgaven vil nyttekostnadsanalysen begrenses til nyttevirkinger og kostnader i form av forventet årlig reduksjon av avbruddskostnader og systemløsningens investeringskostnader. Lønnsomheten vil bestemmes gjennom nåverdimetoden.

Avbruddskostnadene som er relevant og videre omtales i oppgaven er de kostnadene nettselskapet påløper gjennom KILE-ordningen, og ikke kostnader i forbindelse med reparasjon eller andre kostnader knyttet til avbruddet. Avbruddskostnadene finnes ved hjelp av simuleringer i dataverktøyet NetBas, som blir omtalt i kapittel 7. NetBas beregner KILE-kostnadene slik de er beskrevet i forskriften (*OED; Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen*) og benyttes av nettselskap til FASIT-rapportering.

2.2.1 Nåverdimetoden

For å beregne lønnsomheten av de ulike systemløsningene benyttes nåverdimetoden. Hvor den økonomiske nytteverdien av en løsning er lik nåverdien av besparelsen man oppnår innenfor analyseperioden ved å gjennomføre tiltaket [10].

Lønnsomheten (netto nåverdi) for et tiltak (A_1) kan formuleres som:

$$NNV(A_1) = \sum K(A_0) - \sum K(A_1) \quad [10] \quad (2.4)$$

der

$NNV(A_1)$	Lønnsomhet for tiltak A_1 (netto nåverdi)
$\sum K(A_0)$	Sum diskonterte kostnader i analyseperioden uten tiltak (alternativ 0)
$\sum K(A_1)$	Sum diskonterte kostnader i analyseperioden når tiltak gjennomføres

NNV (Netto nåverdi) av tiltak A_1 er lik besparelsen man oppnår gjennom tiltaket. Tiltaket vil da være lønnsomt hvis det medfører at summen av kostnadene reduseres, altså at kostnadene uten tiltak er høyere enn etter tiltak er gjennomført [10]. Nåverdi er dagens verdi av fremtidig(e) beløp. Gjennom nåverdimetoden tilbakeføres alle kostnader og inntekter til beregningstidspunktet. Med oppgavens formål er de diskonterte kostnadene begrenset til avbruddskostnaden. Da oppgavens formål er å utforske endring i avbruddskostnader, kan netto nåverdi forenkles til summen av investeringskostnader ved oppstart, samt årlig reduserte avbruddskostnader over analyseperioden N . Det antas at avbruddskostnader forholder seg konstant over analyseperioden og kan betraktes som faste beløp ved slutten av hvert år i N år.

$$NNV = -I_0 + KILLE_{redusert} \cdot \lambda_{r,N} [10] \quad (2.5)$$

der

$$\lambda_{r,N} = \frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r} \quad [10] \quad (2.6)$$

I_0	Investeringskostnad ved referansetidspunkt $t=0$ [kr]
$KILLE_{redusert}$	Fast beløp av årlig redusert avbruddskostnad [kr]
λ	Kapitaliseringsfaktor
N	Analyseperiode
r	Kalkulasjonsrente

For å kunne sammenligne og summere avbruddskostnader fremover i tid benyttes en kapitaliseringsfaktor. Kapitaliseringsfaktoren bestemmes av kalkulasjonsrenten og tiltakets analyseperiode. Kalkulasjonsrenten er risikojustert og skal representere den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital til et gitt tiltak. I Finansdepartementets rundskriv nr. 109/2014 settes størrelsen på kalkulasjonsrenten til 4% [11].

3 | Sikkerhet

Personsikkerhet har høy prioritet hos de fleste selskap i dag. Spesielt viktig er det i kraftsektoren hvor det inngår strøm og spenning som kan gi fatale følger. Flere kommuniserende enheter og økt automatikk fører til at nye betraktninger må tas angående person- og informasjonssikkerhet. Ved økt trussel og påvirkning av et eventuelt hackerangrep er det viktig å ta i betraktning hva som kan begrense både sannsynligheten og konsekvensen. Samtidig er det viktig å gjøre gode forberedelser på hvordan montører og operatører skal kunne overstyre og redusere risiko for eventuell uønsket automatikk. I dette kapittelet vil sikkerhetsaspekter rettet mot dagens og et selv-helende nett diskuteres. Det gjøres oppmerksom på at store deler av dette kapittelet er utdrag fra prosjektoppgaven, [4], skrevet av samme forfatter.

3.0.1 Personsikkerhet

Med tanke på de fatale følgende som kan oppstå ved feil i kraftnettet utføres det flere sikkerhetstiltak for å opprettholde personsikkerheten. Nettselskap er blant annet underlagt “Forskrift om elektriske forsyningsanlegg” som har ulike krav for å sørge for at sikkerheten ivaretas [12]:

“§ 2-1: Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjon de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier.”

Ved endringer i anlegget, for eksempel utnyttelse av mer automatikk i feilhåndteringen er nettselskapet blant annet pliktig til å utføre en risikovurdering [12]:

“§ 2-2: Det skal gjennomføres en risikovurdering for å kartlegge risiko i og i tilknytning til det elektriske anlegget. Ved utførelsen skal risikovurderingen legges til grunn for valg av løsninger.”

“§ 2-15. Ved enhver endring av anlegg skal det påses at tiltakene ikke forringer sikkerheten i anlegget eller i andre anlegg. Denne forskriften skal benyttes på eksisterende anlegg når bruken av anlegget eller forutsetningen for anlegget forandres på en slik måte at det har en ikke uvesentlig betydning for sikkerheten.”

Brytere ute i anlegget har krav for å sikre de som skal arbeide på linjen for eksempel ved feilsøking. Det er blant annet viktig med synlig indikering på bryterkontaktene, og i henhold til § 4-4 Utstyr og kabler i “Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg” er det krav om:

“Brytere og jordsluttere skal ha utstyr som gir synlig eller annen sikker indikering av stillingen på bryterkontaktene. Stillingsindikatoren skal være godt synlig for operatøren. Brytere og jordsluttere skal være installert slik at de ikke uforvarende kan bli operert. Det skal finnes muligheter for blokkering og/eller låsing av bryternes og jordslutternes posisjon [13].”

3.0.2 Personssikkerhet ved innføring av automatikk

Det er ingen spesifikke krav til automatikk i forskriften, men fjernstyrte brytere har krav om blokkering, § 4-10 Vern, kontroll og hjelpesystemer i “Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg” sier:

“Fjernstyringen skal kunne blokkeres på nærstyringsstedet. Blokkering skal indikeres på fjernstyringen [13].”

De automatiske systemene undersøkt har mulighet for å blokkere/skru av og på automatikken lokalt eller via driftssentralen. De automatiske bryterne har en manuell betjeningsbøyle som kan brukes for å utløse bryteren. Denne bøylene har to trinn, i første trinn går bryter mekanisk ut. Trekkes den ytterligere ned i siste trinn, er bryteren mekanisk blokkert for innkobling. Selv om det forsøkes å koble inn bryteren fra kontrollskap eller driftssentralen, vil ikke bryteren kunne bevege seg inn. Det ligger også inne i vernet ulike regler som “*når bryter er mekanisk sperret er innkobling forbudt*”. Det vil likevel være viktig at montør har fått ytterlig opplæring og er klar over at anlegget benytter automatisk kobling. Ved fysisk sperring og jording er montør sikker på at anlegget er forsvarlig sikret før arbeidet begynner. Lovnad fra driftssentralen om at anlegget er sikkert godtas normalt ikke som tilstrekkelig sikkerhetstiltak fordi en misforståelse over telefon vil være fatal. Montøren kan låse betjeningshåndtaket i ut-posisjon med egen hengelås for å unngå at en annen montør manuelt legger inn igjen bryteren.

Utfordringer ved å gi et system ansvar for omkoblinger er om det utfører uanmeldte omkoblinger eller feil omkoblinger. Det vil være viktig å gi systemet klare retningslinjer slik at det kun opererer ved riktig type feil og kun for feil innenfor sin sone. Samtidig kan det være ønskelig å ha kriterier for når automatikken skal være aktiv, for eksempel tid på døgnet. Ved avbrudd vil automatikken være utført i løpet av sekunder eller minutter, og lenge før montører ankommer. Tar utkobling lenger tid enn planlagt vil avgangen legges spenningsløs som normalt via brytere i transformatorstasjonen.

3.0.3 Informasjonssikkerhet

IKT-sikkerhet blir stadig viktigere for enhver virksomhet, og spesielt kraftsektoren. Et angrep siktet mot kraftforsyningen vil være ekstremt lammende for samfunnet, og er derfor et naturlig mål for hackere. Det vil være umulig å garantere seg mot alle typer trusler, og det er derfor viktig å kunne være beredt på å håndtere uønskede IKT-hendelser når de oppstår. I “Veiledning til forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen” [14] av NVE, henvises det til beredskapsforskriften som plikter nettselskapene å kunne forebygge, håndtere og begrense virkningene av slike situasjoner:

“Den som helt eller delvis eier eller driver anlegg eller system som er eller kan bli av vesentlig betydning for produksjon, omforming, overføring, omsetning eller fordeling av elektrisk energi eller fjernvarme, plikter å sørge for effektiv sikring og beredskap og iverksette tiltak for å forebygge, håndtere og begrense virkningene av ekstraordinære situasjoner”

“Alle virksomheter med driftskontrollsystem skal sørge for at disse til enhver tid virker etter sin hensikt og skal beskytte driftskontrollsystemer mot alle typer uønskede hendelser, herunder mot alle typer uautorisert tilgang for å hindre misbruk og spredning av ondsinnet programvare og liknende”

Videre er det eksempler på ulike rutiner og tiltak som kan gjennomføres for å møte deres krav. Det fremlegges blant andre [14]:

- *Sikkerhetsregler og overordnede retningslinjer*
- *Passordrutiner*
- *Brannmurer i nettverk*
- *Logging*
- *Teknisk autentisering av brukere og utstyr*
- *Sikkerhetsavtaler med leverandører*

Nettselskapene har dermed krav om å gjøre sikkerhetstiltak og drive egne rutiner for å sikre at uautoriserte ikke får tilgang til deres systemer. Handlinger som utøves på systemet benevnes ofte som “tilsiktete handlinger” og omfatter alt fra planlagt sabotasje til hærverk. Eksempler på tilsiktete handlinger er [14]:

- *Spionasje*
- *Kriminelle handlinger som skadeverk og tyveri*
- *Sabotasje/terror*

Dagens kommunikasjonsløsning benytter virtuelt privat datanettverk (VPN) med private IP adresser. Nettverket er ikke tilkoblet det eksterne nettet og benytter brannmur i hver kommuniserende enhet [15]. Dette for å hindre uautorisert tilgang. I utgangspunktet vil ikke et selv-helende system være mer utsatt for hackerangrep enn dagens SCADA system. Imidlertid vil et økt antall kommuniserende enheter i nettet, som representerer et teoretisk tilgangspunkt, kunne utnyttes til angrep på nettselskapets datasystemer. Når disse enhetene blir hyllevarer, vil det være enklere å få tilgang til utstyret for å finne og utnytte sikkerhetshull. Når sikkerhetshullet er identifisert kan det benyttes skadevare for å tilegne seg kontroll over enheten eller systemet. Angrepene er avanserte og utført av høyt utdannede med klare motiver.

Det er flere eksempler på angrep siktet mot kraftsektoren, blant annet på Irans kjernekraftverk i 2010 [16] og på Ukrainas kraftnett i 2015 [17]. Angrepet på kraftnettet i Ukraina førte til at omlag 225 000 kunder var strømløse i flere timer. Det er derfor viktig for kraftbransjen å ha gode deteksjons- og håndteringsevner for IKT-sikkerhet. NVE er en pådriver for å etablere et responsmiljø for kraftsektoren, KraftCERT. KraftCERT har i dag har 71 medlemmer og er basert på samarbeid og informasjonsdeling [18].

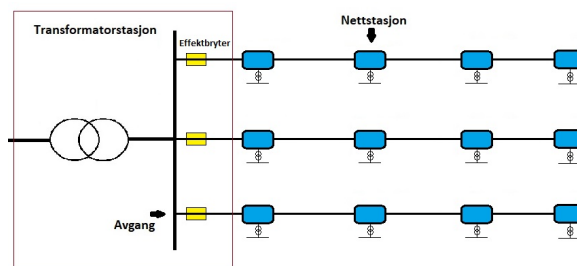
“NVE vil arbeide for at KraftCERT fremstår som et faglig sterkt responsmiljø for kraftsektoren med relevante tjenester for bransjen og med et godt samarbeid med NVE. Det er en ambisjon at alle relevante aktører innenfor kraftsektoren benytter KraftCERT [18].”

4 | Dagens distribusjonsnett

Dette kapittelet har som formål å gi en generell oversikt over distribusjonsnettets topologi samt hvordan feil og avbrudd håndteres i dag. Metodikken og systeminformasjon lagt frem i dette kapittelet er med bakgrunn i informasjon fra driftssentralen hos NTE Nett AS og deres rutiner. Det gjøres oppmerksom på at store deler av dette kapittelet er utdrag fra prosjektoppgaven, [4], skrevet av samme forfatter.

4.1 Distribusjonsnettets oppbygning

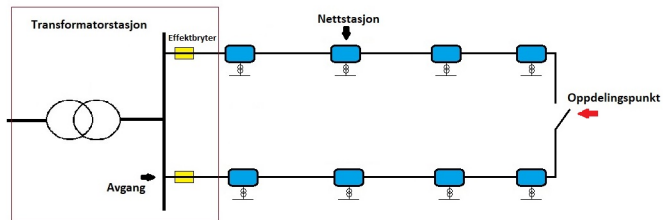
Det høyspente distribusjonsnett (1-22kV) er det lokale kraftnettet som fordeler kraften fra regionalnettet til sluttbruker. Distribusjonsnettets består av rene luftlinje- og kabelnett, eller en blanding og driftes hovedsakelig radielt. Langs avgangen ligger nettstasjoner som inneholder fordelingstransformatorer som senker spenningen ytterligere til 400V eller 230V. Et radielt system består av avganger som forsynes fra en bestemt retning [19]. Radielle nett kan betraktes som en seriestruktur, med ulempen av at et avbrudd tidlig på avgangen gjør alle etter liggende nettstasjoner spenningsløse til feilen er utbedret. Prinsippet er gitt i Figur 4.1, for en transformatorstasjon med tre avganger hvor hver avgang har fire nettstasjoner [4].



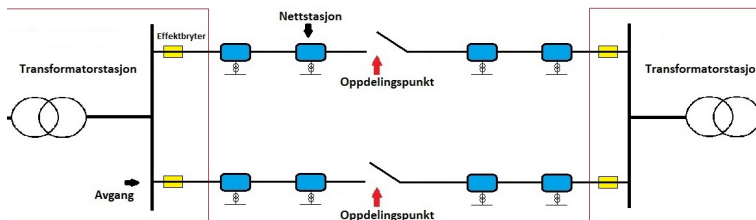
Figur 4.1: Utforming radialnett [19].

Andre typer nettutforming er maskenett, ringnett og nett med gjennomgående mating. En avgang kan bestå av flere nettutforminger eller utgjøre tilsvarende utforminger i kombinasjon med andre avganger. Ringnett er et nett hvor to parallelle avganger danner en ring ved å være koblet sammen via en last- eller skillebryter, oppdelingspunktet framgår av Figur

4.2. Figur 4.3 viser utforming av nett med gjennomgående mating. Oppdelingspunktet er i normal tilstand åpen og hver av avgangene driftes radielt. Ved isolert feil kan dermed bryteren i oppdelingspunktet legges inn og resterende friske seksjoner nedstrøms feilstedet kan forsynes [4].



Figur 4.2: Utforming ringnett [19].



Figur 4.3: Utforming gjennomgående mating [19].

Flere av dagens luftlinjenett er utbygd med redusert linjetverrsnitt utover avgangen etterhvert som nye kunder ble tilknyttet. På grunn av avtagende lastmengde og kapasitetsbehov utover avgangen, ble kostnadene begrenset ved å redusere linjetverrsnittet. Flere ganger må derfor gjennom en opprustning for å benytte reserveforbindelser eller tilkoble distribuert kraft. Hvis ikke kan det oppstå problemer i tilknytning til for høyt spenningsfall eller overbelastning [4].

Effektbrytere, vern og måletransformatorer er tradisjonelt plassert i avgangens transformatorstasjon. Brytere som benyttes til å endre koblingsbildet befinner seg i utvalgte nettstasjoner eller langs foringene. I kabelfordelingsnettet er nettstasjoner ofte små kiosker med brytere på hver av kabelinngangene og kalles ringkabelanlegg (RMU), fordi den har mulighet for å åpne på kun en av kabelavgangene og fortsatt forsynes via den andre avgangen[20]. Nettstasjoner i luftlinjenettet består gjerne av transformator montert i mast med tilhørende høyspenningssikring og uttak til lavspennetnettet [4]. Last- og skillebrytere benyttes til manuell seksjonering eller i normalt åpne oppdelingspunkt i nettet og kan fjernstyres ved tilkobling av motorisert betjening og enheter for kommunikasjon til driftssentralen. Skillebrytere må betjenes på spenningsløst nett da de ikke benytter slukke-middel, og dermed ikke innehar kapasitet til å bryte last- eller kortslutningsstrømmer. En

lastbryter er derimot utstyrt med små slukkekommer og fjærmagasin for momentanbryting av laststrøm, og kan derfor betjenes ved normaldrift [4].

4.1.1 Systemjording

Typisk for distribusjonsnettet i Norge er ulik jording av nøytralpunktene i nettet, systemjording. Valg av systemjording vil hovedsakelig påvirke maksimal jordfeilstrom og stasjonære overspenninger [19]. I direktejordet nett vil det være lav impedans mellom nøytralpunkt og systemjord som gir høye jordfeilstrommer. I Norge benyttes stort sett isolert eller spolejordet nøytralpunkt, hvor feilstrommen er uavhengig av feilsted og kan bli svært lave, dermed mer krevende å måle [19]. Størrelsen bestemmes av linjekapasitansen i nettet samt induktansen til nøytralpunktsspole (Petersonsspole) [21]. Tidligere ble det ofte benyttet spolejording, men trenden har vært å gå over til isolert nøytralpunkt [19] [4].

4.2 Driftssentralen

All kobling på selskapets høyspentanlegg gjøres via kommunikasjon med driftssentralen. Driftssentralen er døgnbemannet hele året og har som oppgave å blant annet overvåke nettet, styre bryterkoblinger, håndtere feil, kundehenvendelser og loggføring av FASIT-rapportering [22]. Den enkleste og vanligste informasjonen tilgjengelig er brytertilstand til kommuniserende brytere samt manuelle brytere men da uten digital oppdatering. I tillegg kan det også være tilgjengelig informasjon om strøm- og spenningsnivå, transformortemperaturer og videoovervåking. Disse målingene kan videre bli brukt alene, eller til å fremskaffe ukjente variabler. I tillegg benyttes annen tilgjengelig informasjon som kan avgjøre hvilke valg som tas av operatøren. Dette er informasjon som vær, arbeid i nettet eller informasjon fra eksterne personer og medier [4].

Oppstår det en driftsforstyrrelse på linjen som fører til utløsning av effektbryter i transformatorstasjonen, vil driftssentralen varsles umiddelbart. Informasjon om hvilken bryter som er utløst blir tilgjengelig, men hvilken komponent som feilet eller hvor feilen befinner seg på avgangen er ukjent. I distribusjonsnettet er det meste av måleutstyret som nevnt plassert i transformatorstasjoner, og tilstanden lenger ut på avgangen og i hver enkelt nettstasjon er dermed ofte ukjent. En feil på en av de lavspente avgreningene fører til at en sikring i nettstasjonen ryker, og driftssentralen vil dermed ikke få signal før de eventuelt blir informert av sluttbruker [4].

4.2.1 Driftssentralens datasystemer

SCADA står for “*Supervisory control and data acquisition*” [23]. SCADA er et datasystem som har innlagt informasjon om nettet og som samler og analyserer innkommende informasjon, som målinger og brytertilstand. Det gir dermed operatøren oversikt over nettselskapets nett og kraftsystemdata fra de ulike kommuniserende enhetene. Via SCADA systemet varsles operatøren om bryterfall, og eventuelle fjernstyrte brytere kan kontrolleres. SCADA systemet er ikke tilkoblet internett men et lukket nett som kun driftssentralens

operatører har tilgang til. SCADA systemet kommuniserer ikke med DMS systemet i dag men videregir informasjon [4].

DMS, “*Distribution management system*” er et støttesystem som abonnerer på informasjon som målinger, brytertilstand osv. fra SCADA. I systemet ligger ofte kart, kundeinformasjon og kundeprioritering inne for å gi en brukervennlig fremstilling. Systemet gir operatør full oversikt over hvilke kundegrupper som er rammet av eventuelle driftsforstyrrelser og hvor de er lokalisert. Systemet muliggjør enkel varsling til berørte kunder samt brukes som støtteverktøy ved prioritering og håndtering ved feilretting. I tillegg er gjerne historisk informasjon tilgjengelig for å forbedre beslutningsgrunnlaget til operatør. DMS systemets funksjon varierer mellom nettselskap og valgt systemleverandør, og kan derfor være svært enkelt eller tilrettelagt for å utføre avanserte algoritmer for feilhåndtering. Videre blir SCADA og DMS systemet omtalt som ett system da gjerne begge benyttes om en annen ved feil- og avbruddshåndtering [4].

4.3 Feilhåndtering i distribusjonsnettet

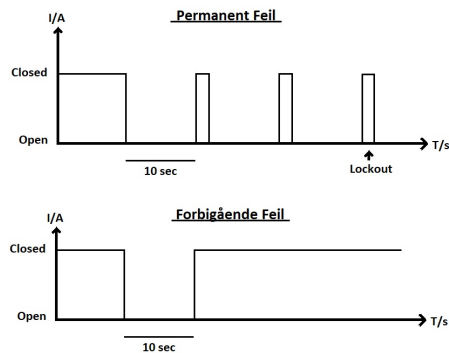
I dette delkapittelet vil dagens feil- og avbruddshåndtering gjennomgås. Systemet som betraktes er derfor enkelt, med kun effektbryter i transformatorstasjon og eventuelt en eller flere fjernstyrte lastskillebrytere. Dersom valget står mellom personsikkerhet og å raskest mulig lokalisere feilen vil førstnevnte prioriteres høyest. Det vil dermed alltid sjekkes om det er mannskap som jobber på nettet i aktuelt feilområde, og om det er sannsynlig at det pågår skogrydding, gravearbeid osv. Det forsøkes også å begrense antall prøvekoblinger da det gir høy belastning på komponenter som kan føre til farlige situasjoner for montører i feltet. Innledningsvis vet man ikke mer nøyaktig enn hvilken avgang som har bryterfall, før seksjoneringen starter [4].

4.4 Seksjoneringsmetodikk

Rutinene for feilhåndtering varierer mellom nettselskap. Blant annet benyttes seksjoneringspunkt for halvering basert på radiallengde, antall nettstasjoner eller KILE-kostnader. Hos NTE Nett AS er den generelle fremgangsmåten å forsøke på best mulig måte å halvere KILE-kostnadene etter hver seksjonering. Metodikken er først og fremst en mal, og det er ikke hensiktsmessig å følge den slavisk i alle tilfeller samtidig som praksisen gjerne er preget av individuelle preferanser. Valg som tas er situasjonsavhengig, hvor det tas hensyn til erfaring fra området, tilgjengelighet fra vei, værforhold, antall montører osv. Et seksjoneringspunkt er en mastemontert bryter eller bryter i nettstasjon. Topologi og driftsforhold endres ved å åpne og lukke bryterne. For hver seksjonering reduseres feilsøkeområdet og enkelte sluttbrukere kan om mulig gjenforsynes.

En andel feil som oppstår i luftlinjenettet er forbigående og behøver ikke korrigerende vedlikehold [1]. Derfor er det vanlig at relevern på luftlinjer har gjeninnkoblings funksjon (GIK). Med GIK funksjonen vil feilstrømmen brytes etter en driftsforstyrrelse, for deretter

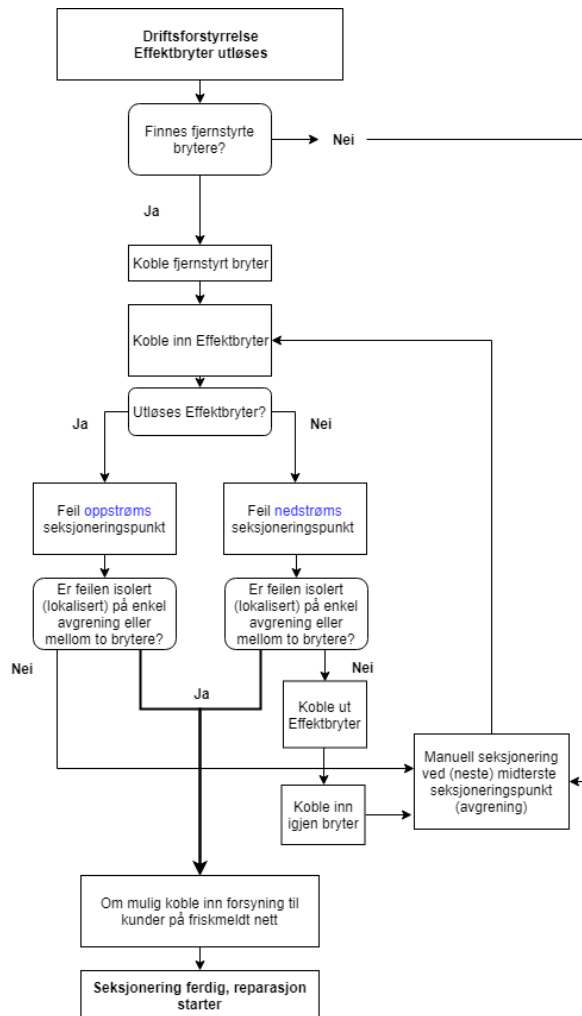
å automatisk forsøke en eller flere innkoblinger med gitte tidsforsinkelser. Dette gir en eventuell forbigående feil tid til å slukke [24]. Er feilen slukket vil dermed forsyningen bli gjenopprettet automatisk, uten å blande inn driftssentralen eller montører, se Figur 4.4.



Figur 4.4: GIK funksjonalitet [20].

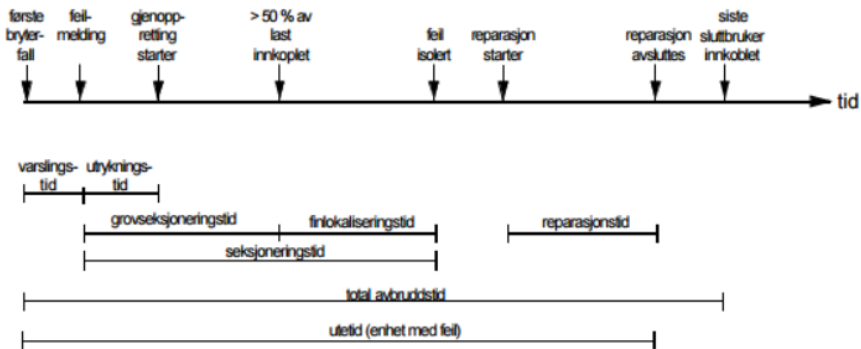
Etter et gitt antall gjeninnkoblinger vil vernet gå i “lock-out” posisjon, og videre seksjonering starter for å lokalisere feil. Da betegnes feilen som varig og korrigerende vedlikehold er nødvendig. Ved GIK vil det oppstå gjentatte koblinger på feil som påfører komponenter store påkjenninger, samt kan skape spenningsdypp og andre spenningskvalitetsproblemer i andre deler av nettet. Ved linjer med stor menneskelig aktivitet begrenses eller unngås gjerne GIK funksjonen [4].

Ved driftsforstyrrelse vil SCADA motta alarm om at en bryter er utløst. Når det signaliseres om bryterfall vil driftssentralen umiddelbart kontakte tilgjengelige montører. Montørene kjører ut samtidig som de fjernstyrte omkoblingene gjennomføres fra driftssentralen. Etter de fjernstyrte omkoblingene er utført vil seksjoneringen fortsette ved de aktuelle lokalstyrte brytere ute i nettet for manuell seksjonering. Driftssentralen vil i mellomtiden identifisere kritiske kunder, for eksempel sykehus eller sykehjem. Disse prioriteres først ved avbrudd. Montør vil kjøre til utvalgte seksjoneringspunkt, og sjekker samtidig linjer og brytere for feil. Montøren kommuniserer hele tiden med operatør om når det skal kobles. Når en del av nettet er seksjonert vil driftssentralen forsøke å koble inn effektbryteren igjen. Er feilen isolert vil effektbryteren forbli inne. Avhengig av om feilområdet kan reduseres ytterligere, vil effektbryteren kobles ut igjen, for så å legge inn den koblede bryteren for å gå til neste seksjoneringspunkt å fortsette seksjoneringen. Ved feil før bryteren vil følgelig effektbryteren utløses igjen, se Figur 4.5



Figur 4.5: Seksjoneringsmetodikk. (Laget i draw.io)

Figur 4.6 viser de generelle stegene som gjennomføres i seksjoneringsløpet. Varslings- og utrykningstid er tiden fra effektbryteren utløses til montørene befinner seg ved det første seksjoneringspunktet. Resterende koblingstid avhenger av feiltype og feilsted, håndteringsevne, utstyr og posisjon til montør i forhold til arbeidsstedet. Koblingstiden er tiden for varsling, utrykning, prøvekobling, grovseksjonering, omkoblingstid for innkobling av reserve og finlokalisering [2]. Enkelte sluttbrukere vil få forsyningen tilbake etter grovseksjonering, ytterligere noen om alternativ reservemating har tilstrekkelig kapasitet, videre vil sluttbrukere om mulig gjenforsynes etterhvert som finlokaliseringen utføres. Resterende sluttbrukere får først forsyningen tilbake etter at feilen er reparert.



Figur 4.6: Tids- og hendelsesforløp ved avbrudd [1].

4.4.1 Feilsøking

Når feilbefengt seksjon er isolert og så mange kunder som hensiktsmessig mulig blir forsynt starter feilsøkingen. I luftledningsnett vil ofte feilen være på linjen, og dermed utføres visuell undersøkelse langs feilbefengt linje og ved nettstasjonen. Det forekommer ofte at i løpet av seksjoneringen oppdages feilen eller noen har gitt melding om trefall, brudd eller lignende og montøren behøver ikke søke etter feilen [4].

I kablet nett er feilsannsynlighet lavere da det ikke er like utsatt for omgivelsene, men det er generelt knyttet lenger avbruddstid som følge av lengre feilsøking- og reparasjonstid enn i luftlinjenettet. Det er ikke mulig å gjøre den samme visuelle undersøkelsen, og det benyttes derfor isolasjonsmåling (megging) for å bestemme eksakt feilsted og feilrettingen kan starte [4].

5 | Automatiske koblingssystem

Kapitlet skal gi en oversikt over hvordan et automatisk koblingssystem fungerer og aktuelle prosjekter som utføres i Norge i dag. Det gjøres oppmerksom på at deler av dette kapitlet er utdrag fra prosjektoppgaven, [4], skrevet av samme forfatter. I dag implementeres det gjerne fjernstyrte brytere for å redusere koblingstiden. Lønnsomheten kommer av reduserte avbruddskostnader gjennom raskere grovseksjonering fra driftssentralen, samt raskere finlokalisering, da montørenes koblingsområde reduseres. Et automatisk koblingssystem tar stegene videre, og kalles gjerne selv-helende. Gjennom bruk av utvidet sann-tidsinformasjon fra sensorer og toveis kommunikasjon mellom brytere og/eller SCADA, tas logiske beslutninger for å gjennomføre omkoblinger automatisk.

5.1 Bakgrunn for et automatisk koblingssystem

Opgaven skal analysere automatiske koblingssystem basert på informasjonsdeling mellom komponenter, og betrakter ikke tidsskordinering eller andre måter å oppnå automatikk. Systemet er dermed avhengig av gode kommunikasjonskanaler for å sende informasjon med så lav forsinkelse som mulig.

5.1.1 Kommunikasjon

Informasjonen fra nettet skal kunne overføres mellom driftssentralen og nettet, og/eller mellom enheter på avgangen. Innen digital kommunikasjon benyttes ulike protokoller, hvor en kommunikasjonsprotokoll er et sett med regler som gir rammene for hvordan enhetene skal kommunisere [25]. To komponenter som benytter ulike protokoll, vil dermed i prinsippet ikke kunne kommunisere med hverandre. IEC (International Electrotechnical Commission) er en organisasjon som utarbeider og publiserer internasjonale standarder, blant annet ulike standardprotokoller [26] [4].

Tradisjonelt sendes bryterkommandoer over radiosambandet. I dag benyttes ofte mobilnettet og i noen tilfeller fiber til denne type kommunikasjon. Kommunikasjonsmediene har ulike fordeler og ulemper med tanke på fart, båndbredde og pålitelighet. Enkle bryterkommandoer behøver ikke stor båndbredde da det er relativt korte og sporadiske meldinger.

En sensor derimot, viderefremidler kontinuerlige målinger og det behøves et kommunikasjonsmedie med god båndbredde. Det blir derfor ofte benyttet ulike kommunikasjonsmedier for å oppnå kostnadseffektive løsninger og tilstrekkelig fart og båndbredde for hvert aktuelt område og formål. De kommunikasjonsmediene som benyttes i dag er radio, mobil, og fiber. Hvor hver enkelt har ulike fordeler og ulemper med tanke på pris og båndbredde. Det som videre blir lagt frem av kommunikasjonsløsninger er NTE Nett AS sine erfaringer [4].

Radionettet er hurtig og robust, så lenge datamengden er begrenset. Benyttes i dag for å blant annet fjernstyre brytere. Vanligvis settes private radionett opp som kun nettselskapet benytter. Rekkevidden kan økes ved bruk av repeaterer og er relativt rimelig. Har man derimot flere sensorer som skal mate sanntidsinformasjon vil båndbredde bli begrensningen, altså signalene må stå i kø, og kan bortfalle[4].

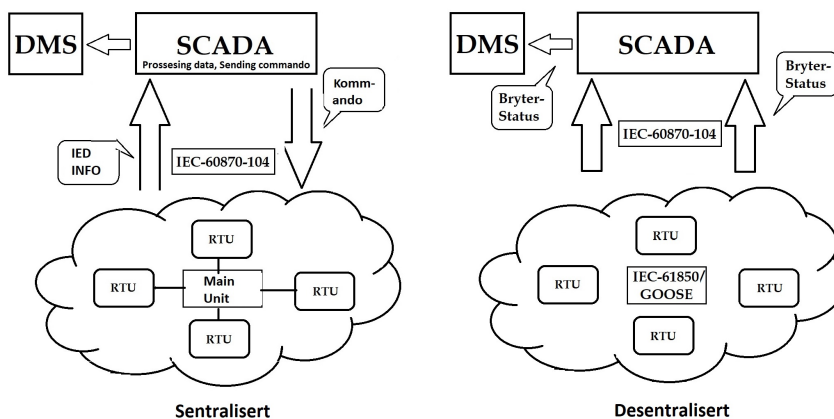
Mobilnettet er godt utbredt og i stadig utvikling. Har mulighet for rask overføring av store datamengder og spesielt raskt over de nyere LTE/4G nettene. Relativt rimelig og benyttes mer og mer til fjernstyring av brytere og til å sende sanntidsinformasjon om strøm og spenning. Mobilnettet eies ikke av nettselskapet men mobilnettselskapet, som kan medføre en sårbarhet for systemet da mobilnettet kan falle ut ved feil eller uanmeldt service. Det vil også være en mulighet for at mobilnettet påvirkes av uvær eller andre ytre påvirkninger som kan påvirke påliteligheten [4].

Fiber er kablet kommunikasjon med klart høyest båndbredde og hastighet. Fiber må derimot graves i bakken og kan gi en stor ekstra kostnad, og benyttes derfor kun i sentrale strøk med eksisterende fiber i nærheten. I tillegg er prisen på abonnement en god del høyere enn for de andre løsningene. NTE Nett AS har erfaring med å gå til innkjøp av egne fiberstrekninger mellom viktige stasjoner, dette kan være dyrt men er da en engangsinvestering uten abonneringspris [4].

5.1.2 Selv-helende system

Logikken kan utføres sentralt i SCADA systemet, desentralt med hovedkontrollenhet i transformatorstasjonen eller lokalt med informasjonsveksling direkte mellom bryterløsningene. Derfor deles gjerne selv-heling inn i tre metoder [27]:

- Sentralisert selv-heling
- Desentralisert selv-heling
- Lokalisert selv-heling



Figur 5.1: Sentralisert og Desentralisert løsning [35]

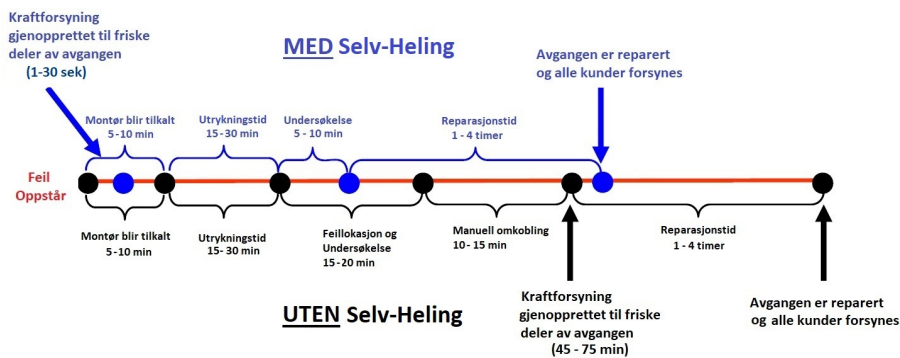
Fordeler med desentral/lokal løsning:

- Hurtigst.
- Minimal inngripen i SCADA.
- Løsningen kan implementeres komponent for komponent.

Fordeler med sentral løsning:

- Ved endringer (legge til/fjerne brytere, topologiendring osv.) vil man kun omprogrammere den sentrale logikken, behøver ikke reise ut å laste opp nye filer til de desentrale vernene/kontrollenhetene.
- Rimeligere alternativ ved ytterligere anlegg med automatisk omkobling.

Figur 5.2 viser et eksempel på hvilke tidsbesparelser som kan oppnås, hvor kunder som befinner seg utenfor isolert område vil være forsynt i løpet av sekunder [28].



Figur 5.2: Sammenligning av tidsbruken ved innføring av selv-helende system i forhold til manuell seksjonering [28].

Sentralt og desentralt system

For det sentrale og det desentrale systemet benyttes standardprotokollen IEC-60870-104 til å overføre informasjon fra nettet til SCADA-systemet eller kontrollenhet [29].

For den sentraliserte løsningen må gjerne SCADA-systemet oppgraderes for ytterlig funksjonalitet. Løsningen vil være tregere, da all informasjon fra feilindikatorer må sendes til SCADA-systemet som utfører de logiske beslutningene. Basert på forhåndsdefinerte kriterier utføres kommandoene sekvensielt. Avhengig av sambandshastighet og kapasitet til sentral enhet utføres omkoblingene i løpet av minutter, og dermed vesentlig raskere enn dagens løsning.

Et desentralisert system er som den sentraliserte løsningen, men hvor bruk av en hovedkontrollenhet lokalisert i transformatorstasjonen erstatter oppgradering av SCADA-systemet. Kontrollenheten fungerer som et “mini” SCADA-system som utfører logikken og sender eventuell informasjon fra sensorer og brytere til SCADA-systemet. Systemet vil være raskere enn det sentraliserte, hvor omkoblingen gjerne tar 20-30 sekunder [27].

Lokalt system

Et lokalisert system utnytter kraften i vern/kontrollenheten i hver koblingsenhet. Logikken utføres dermed direkte i nettet og har ikke behov for oppgradering av SCADA-systemet eller ytterlige kontrollenhet i transformatorstasjonen. Siemens hevder at hele logikken vil være gjennomført på under 300 ms, ved godt nok samband [30]. Eneste endring i SCADA systemet er at nye bryterne tegnes inn som bryterpunkt. Systemet baserer seg ikke på tradisjonelle kommunikasjonsprotokoller men neste generasjons lokal-kommunikasjon som innebærer at alle enhetene “snakker” sammen. Kommunikasjonsprotokollen IEC-61850 ble utviklet for kommunikasjon innenfor en nettstasjon men kan i dag benyttes mellom nettstasjoner og koblingsanlegg [31]. Denne kommunikasjonsmetoden blir forkortet til GOOSE, som står for “Generic Object Oriented Substation Event” [32] [4].

GOOSE baserer seg på en ”avsender/mottaker” modell hvor alle enhetene publiserer og mottar data og kun enheter som er interessert benytter seg av dataene. Hver enhet blir konfigurert til hva den skal publisere og hvilke data den skal respondere på. Kommunikasjonen er hendelsesbasert som vil si at det kun blir sendt signaler ved gitte hendelser. Tilstandsinformasjonen gjør at riktig vern til riktig tid kan utløse brytere for å isolere feilen. Dataoverføringen foregår i sanntid, fra 3ms til 100ms. [32]. Direkte kommunikasjon gjør konfigurasjon av selektivitet mellom vern enklere, hvor det sendes ut blokkeringsmeldinger for å hindre at enkelte handlinger blir utført [4]. Bryterkoordinering beskrives videre i delkapittel 6.3.

5.2 Tilstanden i Norge i dag

Demo- og pilotprosjekter er et viktig virkemiddel for å bidra til innovasjon og verdiskaping. Det gir mulighet til uttesting av ny teknologi under reelle driftsbetingelser. For at nettselskap skal kunne ta ny teknologi i bruk, må utstyr testes og demonstreres for å verifisere funksjonalitet og ønsket effekt. Smartgridsenteret på NTNU drifter en nasjonal demokomiteé, Demo Norge, og har mandat til å bidra til etablering av smarte nett. Demo Norge har en samlebetegnelse for demoene: *“Demo Norge skal også være et utstillingsvindu og en testarena for leverandørindustrien for styrket konkurransekraft i det nasjonale og globale smartgridmarkedet [33]”*.

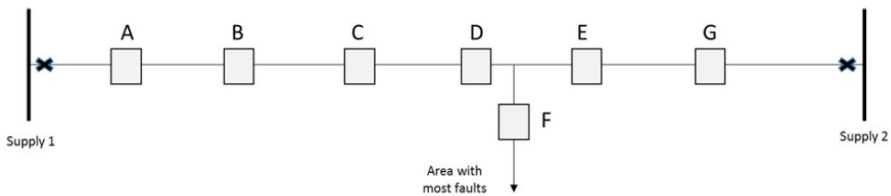
Flere av leverandørene av bryteranlegg og vern har komplette løsninger for selv-heling klar til bruk i dag. De ønsker og behøver å teste ut algoritmer og utstyr i reelle caser for videreutvikling av systemer og løsninger. Økt bruk og kompetanse hos nettselskapene vil gi en tilbakevirkende effekt hvor økt bruk av teknologien vil kunne gi reduserte fremtidige kostnader knyttet til prosjektering, investering og systemkonfigurering. Støttemidler fra ulike støtteorganisasjoner som Enova, Norges forskningsråd og liknende, fører til at det i dag er nettselskap som tar et tak for videre utvikling gjennom pilot-prosjekter. Tabell, 5.1 lister opp noen av prosjektene som er i gang i Norge. Disse gir viktig erfaring og bidrar til et kunnskapsløft i bransjen og gir økt verdiskaping for leverandører i Norge. Så langt er det lite eller ingen erfaring ved feilsituasjoner ute i nettet. Pilot-prosjektet til BKK Nett i Hordaland blir beskrevet nærmere i neste delkapittel.

Tabell 5.1: Pilotprosjekter som tar i bruk automatisk koblingssystemer ved høyspent distribusjonsnett

Nettselskap	Hovedformål	Videre bruk av innføringen
Hafslund Nett og Skagerak Nett	Uttesting av ulike feilindikatorer med hovedfokus på jordfeil.	Ved bruk av feilindikatorer vil videre uttesting av sentralisert og desentralisert selv-heling i reelle nett.
BKK Nett	Lokal selv-heling i Eksingedalen.	Utføre og drifte det autonome systemet.
Lyse Elnett	Innføring av flere hundre sensorer, samt nye koblingsanlegg. Formål om å kartlegge tiltak for redusert forbruk og effektivisering.	Uttesting av sentralisert selv-heling på enkelte koblingsanlegg.

5.2.1 BKK Nett

Pilot-prosjektet er del av prosjektet FlexNett, “Flexibility in the future smart distribution network”, og utføres sammen med Siemens. Prosjektet inngår i Demo Norge under Smartgridsenteret og er tildelt midler av Norges Forskningsråd [34]. Materialet som videre beskriver prosjektet er hentet fra CIRED rapporten “Flexible Network Operation” [35], og gjennom direkte kontakt med BKK Nett [36] og Siemens [30]. Eksingedalen er en 30 km lang dal som forsynes fra en transformatorstasjon i begge ender av dalen. Avgangen har lite og spredt last og består kun av luftlinjenett. De har valgt en løsning med gjeninnkoblere, som forklares i detalj i kapittel 6, hvor logikken utføres lokalt. Den nye løsningen har syv kommuniserende bryteranlegg. Figur 5.3 viser nettoversikten til Eksingedalen.



Figur 5.3: Nettoversikt over Eksingedalen, med effektbrytere A-G [35].

Prosjektet har enda ikke aktivert automatikken og ingen driftserfaring er dermed opparbeidet. Systemet fungerer som tiltenkt i test, men kommunikasjonen over 4G mobilnettet på teststedet oppleves fortsatt ustabil og kan by på forsinkelser. Det vurderes om det er mobildekningen på teststedet som har skylden da tester over trådløst lokalt nett fungerer. Hvis ikke 4G senderen har bedre kapasitet i montasjeområdet, skal det forsøkes med kjøp av prioritert samband fra Telenor.

Det gjenstår å gjennomføre “skarpstest” av systemt, som består i å legge en jordfeil på linjen for å sjekke at vernene ser feilen i riktig retning og løser ut. BKK Nett har antatt investeringen som god, samtidig som nyttig kompetanse og erfaring med utstyret kommer med. Estimert kostnad for komponenter og installasjon er 3,2 millioner kroner.

Det oppstod utfordringer når det kom til jordingsystemet. Da det var ulik jording på hver transformatorstasjon, spolejordet og direktejordet. Dette er løst gjennom endring i logikken i vernet slik at vernet vet hvilken stasjon den er koblet til. Vernet har da to settinggrupper per funksjon. Dette betyr at alle vern er innstilt for enten direktejordet eller spolejordet nett.

6 | Komponenter

Dette kapittelet vil fremlegge de komponentene som benyttes i analysen for å oppnå automatisk feilretting. Det gjøres oppmerksom på at enkelte avsnitt er utdrag fra prosjekt-oppgaven, [4], skrevet av samme forfatter. Det er valgt å fokusere på løsninger som er tilgjengelige, og hovedsakelig de løsningene som er forespeilet av leverandørene Nortroll, Siemens og ABB. Det er få forskjeller på systemene når det gjelder kabelnett og luftlinjenett, men løsningene presentert her er med bakgrunn i luftlinjenett da den analyserte avgangen hovedsakelig består av dette. Skille ligger hovedsakelig i koblingsanleggene, hvor det i kablet nett ofte benyttes ringkabelanlegg istedenfor mastemonterte linjebrytere. Samtidig vil det gjerne være flere maskeforbindelser i kablet nett som kan gi tilgang til flere koblingsmuligheter, men også et mer komplisert system.

På avganger med hovedsakelig luftlinjer, er det mest aktuelt å benytte mastemonterte last- og effektbrytere med integrerte eller eksterne sensorer. Det vil være unødvendig og kostbart å reise nettstasjoner for å installere koblingsanlegg i de fleste tilfeller. Beskrivelse av komponentene tilegnet ved kommunikasjon direkte med leverandører, samt hentet fra produktbrosjyrer. Som nevnt er disse komponentene tilgjengelig fra leverandør i dag og representerer en løsning for avganger med hovedsakelig luftlinjer.

De fleste bryterløsningene har mulighet for ettermontering av utstyr for å tilegne nye funksjoner. For eksempel har de fleste leverandører egne pakker med motor, sonevern, og kommunikasjonsskap som kan ettermonteres for å muliggjøre fjernstyring av eksisterende last- og effektbrytere. Det må også installeres et aktuatorskap med mekanikk for å kunne erstatte manuell håndbetjening [37]. For å muliggjøre kommunikasjon benyttes en RTU, "*Remote terminal unit*". RTUer er i stadig utvikling og kan derfor være en simpel kommunikasjonsenhet eller inneha flere avanserte funksjoner [38]. I dag benyttes den hovedsakelig som bindeleddet mellom SCADA-systemet og bryter til fjernstyring, men kan også viderefremidle analoge og digitale signaler mellom vern, feilindikatorer og måletransformatorer [4].

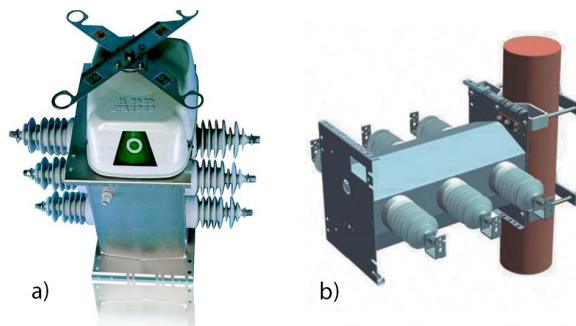
Følgende oppgraderinger eller implementeringer er nødvendig i koblingspunktet som skal ta del i et automatisk koblingssystem:

- Brytere er motorisert og kan dermed fjernstyres.
- Styreskap med nødvendige enheter for kommunikasjon og eventuelt prosesseringsmuligheter.
- Integrerte eller eksterne sensorer til måling av strøm og spenning for å registrere driftsforstyrrelser.
- Raskt og pålitelig samband med god båndbredde.
- Ved sentralisert løsning må SCADA-systemet være kompatibel for utføring av logikken.

I prinsippet kan eksisterende fjernstyrte brytere ta del i de automatiske omkoblingene. Da ettermonteres sonevern/RTU og sensorer for å muliggjøre deteksjon av feilstrøm, kommunikasjon og eventuell logikk.

6.1 Lastbrytere

I oppgaven vil fjernstyrte lastbrytere fra ABB, Sectos, og tilhørende komponenter være datagrunnlaget for videre beskrivelser og analyser for denne komponenten. Bryterne er SF6-isolerte, leveres med integrerte kombisensorer og monteres direkte i mast. Kombisensorene benytter Rogowski spole og spenningsdeler for henholdsvis måling av strøm og spenning [39]. Bryterne tar del i det automatiske koblingsforløpet ved å sende inn måledata fra sensorene til SCADA, ved sentral løsning, eller til hovedkontrollenhet i transformatorstasjonen, ved desentral løsning [27]. De fjernstyrte lastbryterne kan følgelig ikke bryte feilstrømmer, og derfor vil omkobling ved feil, først skje på spenningsløst anlegg, og eventuelt under normal last ved gjenoppretting.



Figur 6.1: a) Sectos lastbryter fra ABB. b) Sectos montert direkte i mast [39].

ABBs Sectos lastbrytere kommer med et koblingsskap som inneholder utstyr for lokal og fjernstyrt betjening. For kommunikasjon benyttes enhetene ARC600 og RIO600, hvor

førstnevnte oppretter toveis kommunikasjon med kontrollenhet i transformatorstasjon over mobilnettet eller via fiber. Det kommuniseres både melding om bryterhandlinger og eventuelle målinger fra sensorene ved å benytte kommunikasjonsprotokollen IEC-60870-104 [40]. RIO600 gir sømløs tilkobling mellom de binære og analoge signalene fra bryteranlegget [41]. I normal drift vil RIO600 kunne sende strøm- og spenningsverdier videre via ARC600 til SCADA eller kontrollenheten for å gi operatør oversikt over måleverdier. Ved en driftsforstyrrelse sendes informasjon om utført omkobling og feilstrøm. RIO600 oppretter også et web-basert grensesnitt for lokal- og fjerntilgang til bryteren.

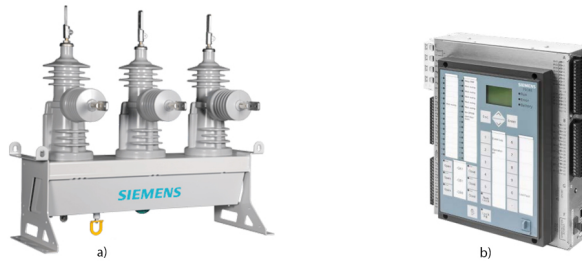
Kontrollenhet

For løsninger med lastbrytere utføres logikken i SCADA-systemet eller ved en kontrollenhet i transformatorstasjonen. For desentralisert løsning tas det utgangspunkt i kontrollenheten COM-600 levert av ABB. COM-600 plasseres i avgangens transformatorstasjon, og muliggjør kontroll over de fjernstyrte bryterne som ligger på avgangen. Kontrollenheten har kraften til å prosessere målingene sendt fra bryteranleggene for å utføre nødvendige koblinger ved driftsforstyrrelser. Koblingsvalg er basert på forhåndsdefinerte kriterier for å isolere feilbefengt seksjon, samt eventuell gjenoppretting [42] [27]. Kontrollenheten benyttes også for ABBs systemløsning med effektbrytere. COM-600 har flere egenskaper som ikke nevnes.

6.2 Gjeninnkoblere

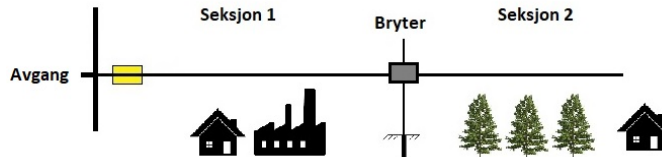
Både Siemens og ABB leverer mastemonterte effektbrytere med svært hurtige utløsnings-egenskaper til bruk på luftlinjeavganger, disse kalles gjerne “gjeninnkoblere” eller “reclosers”. I oppgaven benyttes Siemens “Vacuum recloser 3AD” og tilhørende utstyr som data-grunnlag i videre beskrivelser og analyser. Bryteren benytter vakuum som slukkemiddel med bryteevne til å bryte både last- og feilstrømmer [43]. Den er konstruert for å være slitesterk og tilpasset vanskelig klima. Navnet gjeninnkobler kommer fra at bryteren har GIK-funksjonalitet som tidligere omtalt. Funksjonen vil ikke påvirke oppgavens resultater i videre analyser, men muliggjør at sluttbrukere oppstrøms bryteren ikke blir påvirket av eventuelle forbigående feil ved automatisk gjeninnkobling. Gjeninnkoblere består av to hovedkomponenter, selve bryteenheten og et bakkemontert kontrollskap.

Bryterenheten monteres direkte i mast og har integrerte spenningssensorer og strømtransformatorer for å være i stand til å oppdage driftsforstyrrelser. Kontrollskapet monteres ved foten til masten og inneholder de nødvendige instrumentene for ønsket funksjon; relevern, modem for kommunikasjon, lokal betjening, batteri-backup og eventuell RTU/kontrollenhet samt kabelstrømtransformator. En kabelstrømtransformator gir en fjerde strømmåling til kontrollenheten, og benyttes for sensitiv retningsmåling av jordfeil i spolejordet nett [43]. Kontrollskapets instrumenter krever ekstern forsyning eller eventuell forsyning fra spenningstransformator.



Figur 6.2: a) Vakuum recloser 3AD fra Siemens. b) SIPROTEC 7SC80 fra Siemens [43].

Ved bruk av gjeninnkobler flyttes dermed vern og bryteevnen lenger ut på avgangen, som gjør at sluttbrukere oppstrøms denne ikke vil bli påvirket av feil som oppstår nedstrøms bryteren. En enklere løsning som ikke innebærer automatisk omkobling eller reserveforsyning er å installere gjeninnkobler(e) uten den selv-helende logikken. En slik løsning vil være rimeligere da ytterlig ettermontering på andre brytere samt testing og programmering av det selv-helende systemet ikke er nødvendig. For å skille mellom gjeninnkoblere med og uten bruk av automatikk i videre analyser betegnes brytere uten automatikk for effektbrytere. Figur 6.3 viser hvordan deler av en luftlinjestrekning kan isoleres ved feil [4].



Figur 6.3: Enkel gjeninnkobler for isolering av feil [44].

En slik løsning vil kunne fungere godt ved luftlinjer i grise-gredte strøk med lang utstrekning og med deler hvor det ofte oppstår feil, både varige og forbigående [44]. Hensikten er å unngå at hele avgangen blir spenningsløs ved feil på siste del av avgangen. Bryteren vil kun utløses ved feil i seksjon 2. En slik løsning vil følgelig gi størst økning av pålitelighet for sluttbrukere oppstrøms bryteren, men resulterende feilområde vil være avgrenset og montør vil kunne lokalisere feil raskere. Ved varig feil i seksjon 1 vil bryteren i transformatorstasjonen bryte som vanlig og legge hele avgangen spenningsløs [4].

Kontrollenhet

Hjernen til gjeninnkobleren er relevernet som også er kontrollenheten. Til forskjell fra systemet med lastbrytere er hvert koblingsanlegg “smarte” og kommuniserer via GOOSE meldinger over kommunikasjonsprotokollen IEC-61850. I løsning benyttes SIPROTEC 7SC80 fra Siemens som i tillegg til å fungere som et overstrømsvern også kan benytte

GIK-funksjon, har RTU funksjonalitet, muliggjør automasjon, last balansering og utførelse av logiske beslutninger [43]. Kontrollenheten tilbyr et web-basert grensesnitt for lokal- og fjerntilgang til gjeninnkobleren for overvåking av strøm og spenning samt for å utføre fjernstyring. SIPROTEC 7SC80 kan også installeres på eksisterende fjernstyrte brytere for å inkludere disse i automatikken. Det forutsetter at komponentene er kompatible samt at det implementeres sensorer for informasjonsinnhenting. Alle målte verdier samt bryterposisjon sendes kontinuerlig til SCADA slik at driftscentralen er oppdatert. I tillegg sendes alarmmeldinger som for eksempel “batteri lavt” eller “skapdør åpen”. Det er også mulig å lage egne meldinger som vernet sender ut ved valgte hendelser. Informasjonen som utveksles mellom bryterne er blokkeringssignalet som benyttes under feil og bryterposisjon som benyttes ved gjeninnkobling og blir videre omtalt i neste delkapittel.

6.3 Bryterkoordinering

Relevern skal være selektive, hurtige, sensitive og pålitelige. Det oppstår store strømmer ved kortslutninger og relevernet må derfor hurtig kunne oppdage feilen å gi utlørsignal til bryteren for å minimere skadeomfang på utstyr. Det er derfor viktig å ha riktig type vern til riktig applikasjon. Dagens numeriske vern innehar mikroprosessor og betegnes som intelligente, og er ofte omtalt som “Intelligent Electronic Devices” (IED), sammen med andre kontrollenheter. IED er en enhet som inneholder en eller flere prosessorer og har mulighet for å motta eller sende informasjon eller kontrollinput fra eller til en ekstern enhet [45]. Relevnet måler strøm i alle tre faser via strømtransformatorer. Ligger strømmen i utkoblingsområdet i lang nok tid gir vernet ut-kommando til effektbryter [46]. Da releet kobler ut en del av anlegget er gjerne ekstern strømforsyning tilgjengelig, vanligvis et batteri [4].

6.3.1 Bryterkoordinering i dagens system

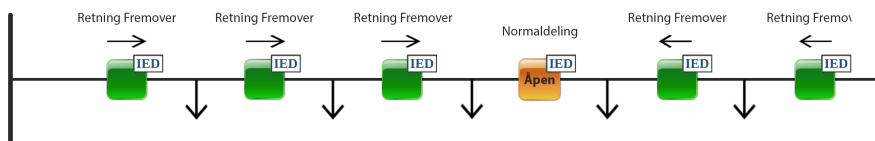
Selektivitet er generelt en utfordring, da nettet er i kontinuerlig utbygging og endring. Relevnet er vanligvis retningsbestemt, og “ser” bare i en retning. Normalt oppnås selektivitet ved koordinering av tidsforsinkelser og soneinndeling hvor relevnet nærmest feilen vil gi ut-kommando før resterende relevnet. Slik vil kun bryteren nærmest feilstedet kobles ut. Ved implementering av nye løsninger i eksisterende infrastruktur som effektbrytere ut på avgangen kan releplanlegging bli mer komplisert og utfordrende. God releplanlegging skal sikre selektivitet for å unngå at flere enheter responderer på samme feil, og at enhetene responderer etter planlagte kriterier. Riktig bryter skal utløses ved første feil, men systemet må også være beredt for feil nummer to. Systemet må derfor inneha muligheten for å endre koordinering ettersom omkoblinger endrer avgangens topologi og eventuelt strømrretning.

6.3.2 Bryterkoordinering i et sentralisert/desentralisert system

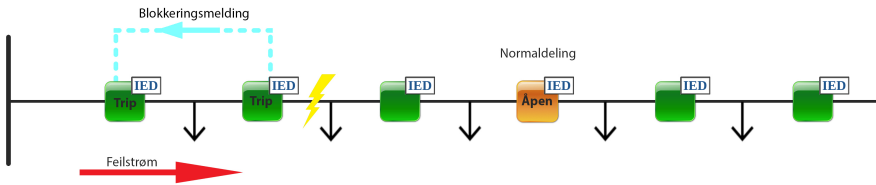
Ved bruk av lastbrytere blir som nevnt logikken utført av SCADA-systemet eller i hovedkontrollenhet i transformatorstasjon. Ved en driftsforstyrrelse vil feilindikatorene ved hver bryter sende informasjon mens aktuelle effektbrytere utløses og gjør avgangen spenningsløs som normalt. Systemet vil prosessere målingene og ut fra disse bestemme hvor feilen befinner seg. Når feillokasjon er bestemt vil forhåndsdefinerte kriterier bestemme hvilken koblingstopologi som vil isolere feilbefengt seksjon og gjenopprette forsyningen til friske deler av nettet. Systemet sender videre bryterkommando til de aktuelle last- og effektbryterne som så utfører koblingene på spenningsløst nett [27].

6.3.3 Bryterkoordinering i et lokalisert system

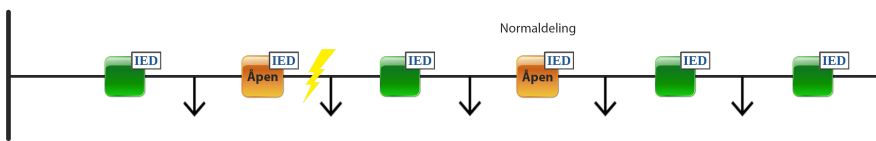
Siemens gjeninnkoblere kommuniserer som nevnt ved bruk av GOOSE meldinger og koordinering er dermed ikke tidsbetinget. Ved en driftsforstyrrelse vil enhetene som ser feilen, fordi feilstrømmen oppfattes av de interne sensorene, starte trip-sekvensen sin. Når en bryter starter sin trip-sekvens, sender den en blokkeringsmelding til brytere som ligger oppstrøms på avgangen, se Figur 6.6. De bryterne som har registrert feilstrømmen vil motta en blokkeringsmelding dersom bryteren som ligger nedstrøms også har sett feilen, og dermed ikke løse ut. Den bryteren som er nærmest feilen mottar aldri noen blokkering fra sin “nabo” fordi bryteren lenger ut på avgangen ikke har sett feilen. På denne måten sikres det at kun den ytterste bryteren løser ut. Etter at bryteren har løst ut, aktiveres den selv-helende logikken. Da “snakker” bryterne med hverandre og kommuniserer blant annet bryterstatus. Alle mulige koblingstopologier er forhåndsprogrammert i vernene slik at de kobler etter et forhåndsdefinert mønster alt etter hvordan koblingsbildet ser ut. Avhengig av antall brytere, sideavgreininger, innmatingspunkt osv. finnes det veldig mange varianter. Siemens bruker et dataprogram i test- og programmeringsfasen for å auto-generere alle de forskjellige scenariene. Dette fordi sannsynligheten for å gjøre feil ved manuell programmering er stor. Etter at en feil er isolert og koblingsbildet er endret, vil de bryterne som nå har havnet på andre siden av normaldelingspunktet snu retning fordi retning på innmatingsstrømmen er snudd. Logikken er den samme, og altså ikke tidsbetinget [30].



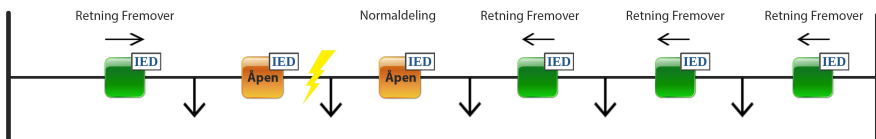
Figur 6.4: Illustrasjon av GOOSE bryterkoordinering: Før driftsforstyrrelse inntreffer [30].



Figur 6.5: Illustrasjon av GOOSE bryterkoordinering: Når en bryter starter sin trip-sekvens, sender den en blokkeringsmelding til bryteren som ligger før den i nettet [30].



Figur 6.6: Illustrasjon av GOOSE bryterkoordinering: Bryteren som er nærmest feilen mottar aldri noen blokkering og løser ut [30].



Figur 6.7: Illustrasjon av GOOSE bryterkoordinering: Etter at bryteren har løst ut utføres logikken for å isolere feilseksjon samt gjenoppretting [30].

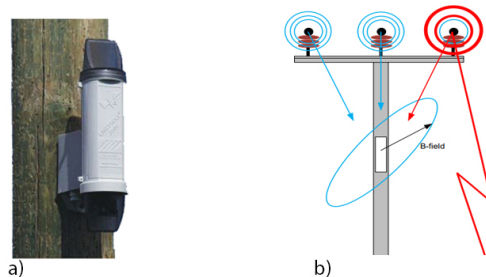
Skulle kommunikasjonen svikte eller forsvinne, er det opp til netteier å definere hva som skal skje. Hele systemet kan blokkeres og definere at uten kommunikasjon vil ikke systemet få lov til å være operativt. Systemet kan også la være å ta hensyn til kommunikasjonsfeil. Ved sambandsbrudd eller forsinkelse i blokkeringssignalet, vil bryterne starte trip-sekvensene sine som normalt. Konsekvensen av at blokkeringsmelding ikke kommer frem i tide, er at for mange brytere løser ut. I eksempelet over vil altså to brytere løse i stedet for en når feil inntreffer og samband er nede. Dette er uansett bedre enn i et scenario uten brytere fordi alle sluttbrukere som ligger mellom transformatorstasjonen og den første bryteren fortsatt vil ha strøm da det selv-helende systemet er raskere enn bryteren i transformatorstasjonen. Automatikken ved videre gjenoppretting fungerer ikke uten kommunikasjon da bryterstatus ikke er kjent for de ulike bryterne, samt at det kan være farlig med tanke på personsikkerhet. I et slikt scenario må operatør på nettsentralen manuelt legge inn igjen bryterne som ikke skulle ha trippet og flytte normaldelingspunktet.

Så lenge fjernstyringen virker vil dette ikke ta mange minutter og vil dermed være en god forbedring sammenlignet med dagens løsning [30].

6.4 Feilindikatorer

I tillegg til å analysere systemløsninger med automatisk kobling er det av interesse å analysere avbruddsvarigheten med en eller flere kommuniserende feilindikatorer. En feilindikator, ofte bare omtalt som sensor, er i denne sammenhengen eksterne enheter som plasseres direkte på linjen eller i mast og innhenter informasjon fra kraftnettet. Dette er gjerne informasjon om kraftsystemvariabler som strøm, spenning, frekvens og effekt. Den skal signalisere når den registrerer feilstrøm fra en kortslutning eller jordfeil. Feilindikatorene ga tidligere kun lokal visuell indikasjon for montør og har eksistert og vært i bruk lenge. Tidsbesparelsen ved feilretting er da gjerne begrenset, da montørene var nødt til å oppsøke indikatoren for å lese av.

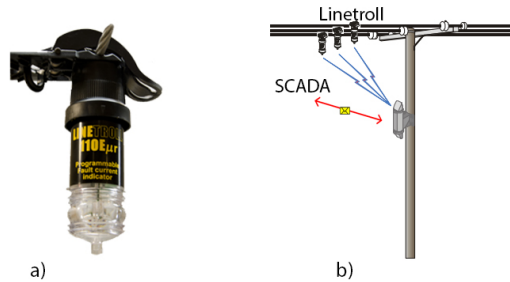
Nortroll AS har lenge drevet med feilindikatorer og andre produkter for et smartere nett. De tradisjonelle feilindikatorer monteres på linjene for å måle strømflyten direkte. Figur 6.9 viser en av Nortrolls nyeste feilindikator, LineTroll R400D, som benyttes i luftnett og kan plasseres direkte i mast. Bidrag fra hver faseleder er summert opp til å beregne totalt elektrisk- og magnetfelt i feilindikatorens posisjon. R400D detekterer driftsforstyrrelser ved ubalanser i det elektriske og magnetiske feltet [47]. Sakte variasjoner i laststrømmen påvirker ikke indikatoren. En feilstrøm vil føre til en rask økning i magnetfeltet som indikatoren vil reagere på. R400D kommuniserer direkte via SMS til SCADA eller annen kontrollenhet ved feilindikasjon. Annet utstyr i nærheten av masten som underjordiske kabler, seksjoneringsapparater eller distribusjonstransformatorer vil kunne forstyrre magnetfeltet og kan da ikke benyttes.



Figur 6.8: a) R400D fra Nortroll montert på mast b) Ubalanse i magnetfeltet ved driftsforstyrrelse. [47]

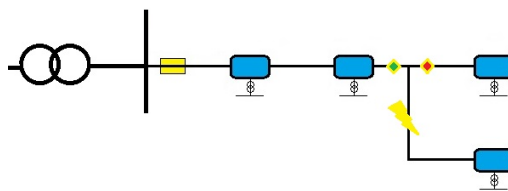
LineTroll 110E μ R, som monteres direkte på linjen, kan brukes om ikke R400D kan benyttes. Den er utstyrt med en innebygd radioenhet som kommuniserer med mottakerenhet som befinner seg i et skap på masten som viderefører signalene til SCADA [48]. LineTroll 110E μ R overvåker linjespenning og -strøm kontinuerlig, og oppdager feil enten ved at strømmen overgår en satt terskel eller om strømmen varierer mye innen en gitt tid. For å

detektører jordfeil med lav strøm benyttes en innebygd kompensator for belastningsstrøm [37] [4].



Figur 6.9: a) LineTroll 110EµR fra Nortroll. b) Illustrasjon av kommunikasjonsmetode [48].

Kortslutning eller brudd på linjen er enkle å detektere på grunn av høye feilstrømmer. Mens i nett med isolert jording vil en-polede jordfeil resultere i svært lave feilstrømmer som kan være vanskelige å oppdage [49]. Ved utbygging av distribuert kraft og omkoblinger som endrer retning på strømflyten vil retningsbestemte feilindikatorer bli viktigere for å kunne bestemme feilsted. Flere studier i ulike typer nett har blitt utført, hvor de fleste kan konkludere i at investering av fjernstyrte enheter og feilindikatorer har veldig kort tilbakebetalingstid [49] og øker påliteligheten [50]. En eller flere kommuniserende feilindikatorer kan gi rask informasjon til operatøren for å begrense aktuelt feilsøkeområde som resulterer i færre nødvendige koblinger, kortere koblingstid og lavere avbruddskostnader. NTE Nett AS har måtte se seg skuffet over resultatene ved uttesting, på grunn av flere hendelser av feilindikasjon, som signalisering uten grunn eller ingen signal ved feil. Hva som påvirker sensorene er fortsatt ukjent og kan være eventuelle feilinnstillinger, feilmontasje eller interferens fra andre komponenter eller omgivelser [4].



Figur 6.10: Løsning med sensorer [49].

Figur 6.10 viser en enkel løsning hvor to sensorer er plassert ved en forgrening. Sensoren viser grønt om feilen er nedstrøms og rødt om den ikke “ser” feilen som da er oppstrøms. Ved kommunikasjon til driftssentralen kan det enkelt konkluderes at feilen må være mellom de to indikatorene eller ut på avgreningen [4].

7 | Powel NetBas

Powel NetBas er et dataverktøy utviklet for nettselskap, og brukes til å registrere, modellere, analysere og presentere nettinformasjon. I programmets database er nettselskapets tekniske data om kraftlinjer, kabler, transformatorer og generatorer, samt informasjon om sluttbrukere og FASIT rapporter lagret. NetBas har flere innebygde moduler, hvor modulen avbruddsrapportering er anvendt i denne oppgaven. Denne modulen benyttes av nettselskapene som verktøy til å beregne KILE-kostnad til FASIT-rapportering, men også for å kartlegge behov for investering i eksempelvis ny fjernstyrt bryter.

Avbruddsmodulen benyttes til å simulere koblingsforløpet ved feil for å beregne den tilknyttede KILE-kostnaden. I databasen er også tidligere FASIT-rapporter arkivert, som gir mulighet for å anskaffe historisk avbruddsdata for en aktuell avgang. Dette innebærer informasjon om tilhørende avbruddskostnader, ikke levert energi, feilhendelse og lokasjon, samt utført koblingsforløp. NTE Nett AS benytter NetBas daglig og databasen inneholder detaljert informasjon om nettet innenfor deres konsesjonsområde. NetBas er valgt med bakgrunn i tilgangen til informasjon om den aktuelle avgangen, som avbruddshistorikk, sum-last per leveringspunkt med antall sluttbrukere, og tekniske data, samt funksjonalitet og simuleringsmulighet.

7.1 Beskrivelse av programmet

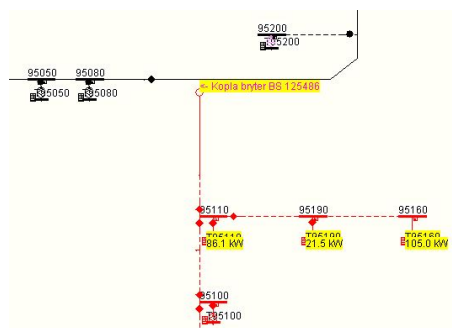
Den aktuelle avgangen som skal analyseres hentes ut i en egen analysefil. Da vil NetBas kun hente inn denne avgangen, hvor andre tilknyttede avganger og overliggende nett forblir skjult og erstattes som ideelle spenningskilder med ekvivalent impedans. Avgangen presenteres som enlinjeskjema, hvor kun det høyspente nettet representeres. Lastdata for hver nettstasjon er lagt på et sumlastobjekt, og er ett av flere objekter en nettstasjon inneholder. Sumlastobjektet inneholder informasjon om lavspenningssiden av fordelingstransformatoren. Herfra kan det blant annet hentes ut informasjon om antall sluttbrukere under nettstasjonen, hvilke kundegrupper disse tilhører og hver enkelt sluttbrukers årlig estimerte energiforbruk. Denne informasjonen skal være oppdatert og benyttes av NetBas til å beregne KILE-kostnadene ved avbruddssimulering. Beregningene utnytter innlagte kurver for lastvariasjon gjennom året og døgnet. Gjennom avbruddssimuleringen beregnes KILE-kostnaden med utgangspunkt i de berørte sluttbrukerne, estimert last på tidspunktet, kundegrupper osv. i henhold til KILE-ordningen som forklart i delkapittel 2.1.1.

Data som hentes fra NetBas er:

- Avgangens topologi ved normal driftskobling; føringer, brytere og nettstasjoner.
- Lengde på føringer og antall nettstasjoner og fordelingstransformatorer.
- Slutbrukere og lastdata under hver nettstasjon.
- Simulert KILE-kostnad ved alle avbruddslokasjoner og påfølgende koblingsløp før og etter innføring av nye komponenter.

7.1.1 Simuleringsmetodikk

I NetBas utføres simuleringene manuelt gjennom et klikkbasert grensesnitt. Ved start av simulering velges det om avbruddet er varslet eller ikke, samt dato og klokkeslett for avbruddet. Dette fordi temperatur, laster, og kostnadsfunksjon avhenger av når avbruddet oppstår. Avbruddssimuleringen utfører ikke handlinger automatisk som utkobling av effektbryter eller annen kobling, og det bestemmes ikke avbruddslokasjon, type driftsforstyrrelse eller kortslutningsstrøm. Simuleringen visualiserer de utførte koblingene for bruker samt beregner KILE-kostnaden basert på hvilke og hvor lenge hver av sluttbrukerne blir påvirket av koblingen. Simuleringen benyttes av nettselskapene i hovedsak for å beregne KILE-kostnader knyttet til FASIT-rapportering etter et avbrudd har oppstått, hvor det faktiske koblingsforløpet utført ved feilen legges inn. Det er derfor ingen restriksjoner i simuleringen som stopper bruker for å utføre “ulovlige” eller “skadelige” koblinger. Bruker må derfor være innforstått med hvilke brytere som vil utløses ved antatte feil, og hvilke brytere som kan betjenes under spenning osv. Figur 7.1 viser hvordan NetBas presenterer nettstasjoner, brytere og utkoblet nett. Avhengig av type vil bryter merkes som en sirkel, rombe eller firkant. Ved utkoblet bryter vil disse være uten fyll samt være rød. Nettstasjoner er avbildet med fordelingstransformator og sumlastobjekt og vises med ID-nummeret over.



Figur 7.1: Utdrag fra grensesnittet i NetBas.

Koblingsforløpet utføres sekvensielt av bruker manuelt ved å betjene bryterne hver for seg. For hver bryter velges tidspunkt for ut- eller innkobling se Figur 7.2. Det kan hukes av hvilke steg koblingen av den aktuelle bryter tilhører. Dette har ingen funksjon utenom forklaring ved FASIT-rapportering.

Figur 7.2: Kobling av bryter.

Når alle koblingene er utført og nettet er tilbake til normal drift hentes diverse rapporter ut. Rapportene inneholder informasjon om avbrutt effekt, KILE-kostnader, utetid osv. knyttet til avbruddet og de berørte nettstasjonene. Rapportene kan også gi en oversikt over kostnaden til hver enkelt nettstasjon og kundegruppe, og kan benyttes til å analysere hvilke som påvirker resultatet i størst grad. Figur 7.3 viser et eksempel på et utdrag av en avbruddsrapport.

Røstepunkt	Navn	Plassering	Avbrutt kWh	kW	Ut Kl.	Inn Kl.	Uretid Min Sek	Kortnad Kr
795230	95230		419.6	141.7	12:00:00	15:00:00	180 0	40162
795245	95245		388.1	130.6	12:00:00	15:00:00	180 0	32382
795270	95270		349.6	119.1	12:00:00	15:00:00	180 0	17745
795090	95090		235.8	112.6	12:00:00	15:00:00	180 0	5610
795490	95490		331.9	112.9	12:00:00	15:00:00	180 0	4072
795220	95220		298.8	101.6	12:00:00	15:00:00	180 0	23224
795200	95200		295.6	100.1	12:00:00	15:00:00	180 0	11094
795110	95110		265.3	89.6	12:00:00	15:00:00	180 0	19249
795470	95470		262.3	88.7	12:00:00	15:00:00	180 0	4487

Figur 7.3: Eksempel på avbruddsrapport.

For simulering av endret bryterløsning eller innføring av nye komponenter, redigeres avgangen. Det er mulig å plassere ut nye brytere hvor som helst på avgangen. Disse vil også være klikkbaserte, og er derfor “vanlige” brytere. Det vil være betjeningstiden som endres samt valg i koblingsforløpet for å utføre liknende scenarier som ved de analyserte systemløsningene. Det er ikke mulig å installere sensorer, og også her må bryteroperasjonene betraktes som om det var sensorer tilgjengelig ved å utføre koblingsløpet etter bestemt scenario.

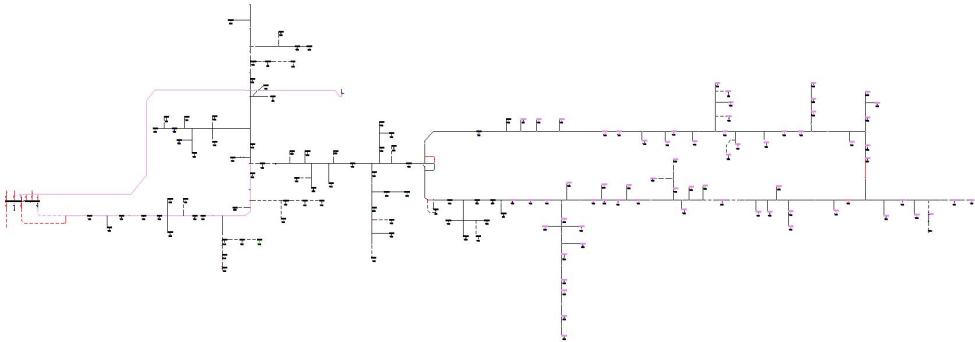
8 | Analyse av avgangen

Dette kapittelet har som formål å beskrive topologi og feilhistorikk til den aktuelle avgangen. Det utføres en tilstandsanalyse over avgangen som gir en grov oversikt over avgangens ulike forutsetninger og gjennomføres for å avdekke avgangens potensielle problem eller behov. Informasjon er anskaffet fra driftssentralen til NTE Nett AS, NetBas og FASIT-rapporter.

Den aktuelle avgangen ble valgt med utgangspunkt i feilhistorikk og årlige avbruddskostnader. Avgangens lange utstrekning med omtrent 80% av føringene bestående av luftlinje samt delvis krevende og skogfylt terreng er en av årsakene til den høye feilraten. Det finnes tilkoblingsmulighet til reserveforsyning, men denne er tidlig på avgangen og fører til at den kun kan utnyttes ved enkelte avbrudd. Det er utført flere nyinvesteringer for å redusere avbruddstid i nettet, blant annet implementering av flere fjernstyrte brytere og effektbrytere ute på avgangen. Det finnes i dag ti fjernstyrte brytere om en inkluderer effektbryteren i transformatorstasjonen samt to effektbrytere ute på avgangen. Nyinvesteringene gjør at grovseksjonering og reserveinnmating kan utføres raskt fra driftssentralen.

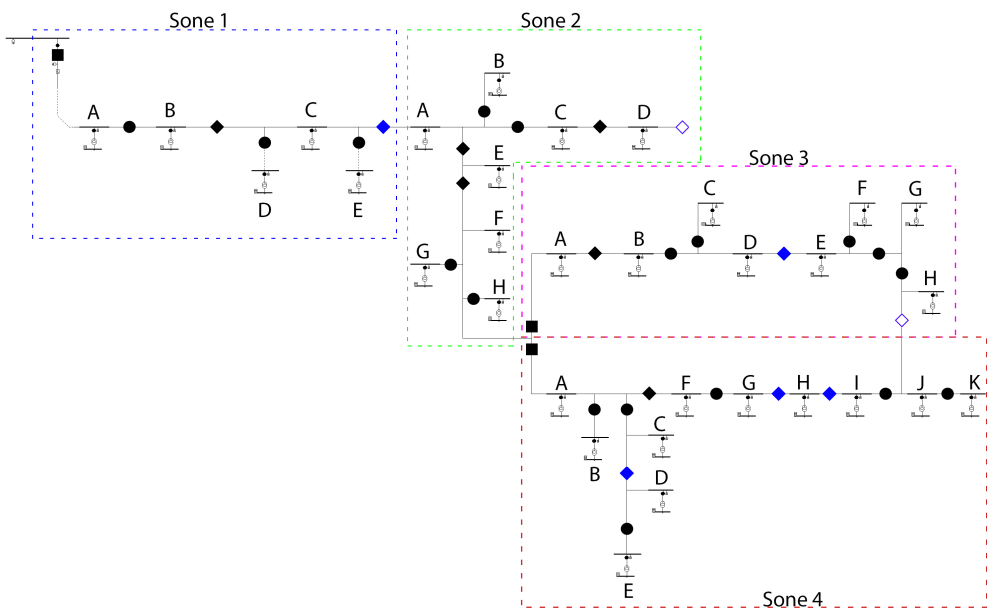
8.1 Soneinndeling

Avgangen er komplisert, se Figur 8.1, og det ble derfor valgt å dele den inn i fire soner. Sonene er videre delt inn i seksjoner basert på tilgjengelige brytere og derav muligheten til å isolere feilsted ved seksjonering. Det er valgt å la noen av seksjonene gå utover enkelte brytere da det ikke er normalt eller hensiktsmessig å finseksjonere ved prøvekobling til siste bryter. Prøvekobling vil påføre resterende kunder flere unødvendige inn/ut koblinger, derav økte avbruddskostnader, misfornøyde kunder og dårligere omdømme. For å undersøke den økonomiske påvirkningen ble det utført finseksjonering helt inn i enkelte av disse seksjonene som resulterte i høyere kostnader enn ved å øke feilsøketiden. Dette har opphav i at det er rimeligere å la noen enkeltkunder ha lenger avbruddstid enn at alle/flere av de resterende slutt kunder må oppleve avbruddet flere ganger.



Figur 8.1: Fullstendig oversikt over avgangen hentet fra NetBas.

For å oppnå et oversiktlig og lett leselig enlinjeskjema av avgangen er alle nettstasjonene i en seksjon representert som en nettstasjon, se Figur 8.2. I den forenklete oversikten representeres ikke føringstype, -lengde eller alle komponenter. Beskrivelse av ikoner er gitt i Figur 8.3. De ulike sonene blir nærmere beskrevet ved hjelp av forenklete figurer.

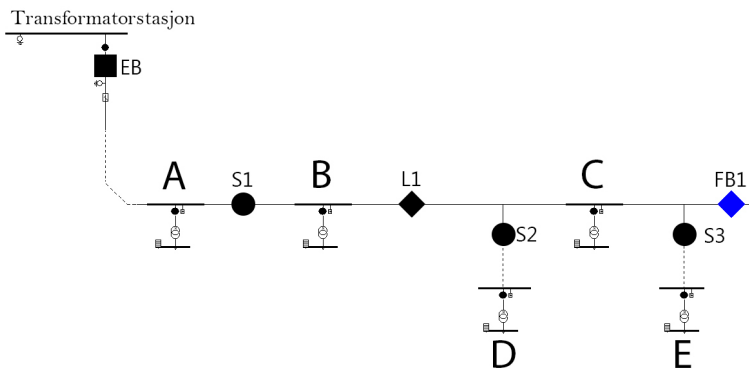


Figur 8.2: Forenklet oversikt over avgangen.

	: Netstasjon
	: Effektbryter
	: Lastbryter
	: Skillebryter
	: Fjernstyrt Lastbryter
	: Åpen Fjernstyrt Lastbryter

Figur 8.3: Beskrivelse av ikoner benyttet i oversikt over avgang.

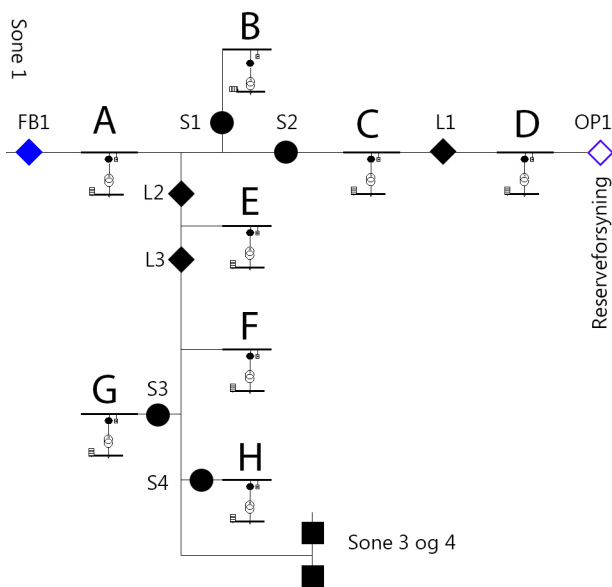
8.1.1 Sone 1



Figur 8.4: Forenklet oversikt over Sone 1.

Sone 1 starter ved transformatorstasjonen og ender ved første fjernstyrte bryter. Det er valgt å dele sonen inn i fem seksjoner. Seksjon A, B og C er langs hovedlinjen, mens seksjon D og E er avgreninger. Seksjon D og E inneholder de mest kostbare kundene ved feil i sonen og på avgangen totalt sett. Disse seksjonene er i dag lagt i kabel og har dermed lavere feilhyppighet. Seksjon D og E beskrives videre. Som nevnt vil kabling av luftlinje føre til færre feil i seksjonen, men ved feil i en av de andre seksjonene eller sonene vil følgelig disse også påvirkes og være uten forsyning til feilen er isolert eller reparert. Ved feil i seksjon A eller B må bryteren L1 først åpnes manuelt av montør for så å opprette tilgang til reserveforsyning via fjernstyring (FB1) og sone 2. Oppstår feilen i C vil forsyningen først være tilbake etter feilen er reparert. Oppstår det feil i sone 2 vil avbruddet også oppleves til feilen eventuelt er isolert slik at effektbryteren i transformatorstasjonen kan legges inn. Dette innebærer at seksjon D og spesielt E ofte også er de seksjonene som bidrar til høyest KILE-kostnad i sone 2. Ved å ha den fjernstyrte bryteren, FB1, og tilgjengelig reserveforsyning i Sone 2 påvirkes ikke de øvrige sonene av den manuelle seksjoneringstiden som foregår i sone 1 etter disse er betjent.

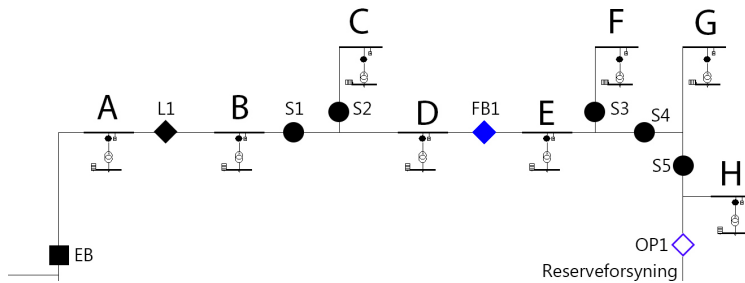
8.1.2 Sone 2



Figur 8.5: Forenklet oversikt over Sone 2.

Sone 2 starter fra fjernstyrtbryter, FB1, som skiller den fra sone 1. Sone 2 strekker seg til avgangens eneste tilgjengelige reserveforsyning ved fjernstyrt bryter, OP1. Sone 2 strekker seg fra sone 1 til sone 3 og 4 og ved avbrudd i denne sonen vil også disse bli påvirket til feilen er isolert eller reparert avhengig av lokasjon. Sonen er delt inn i åtte seksjoner hvor A, C og D ligger langs hovedlinjen mot reserveforsyningen. Seksjon A, E, F, G og H knytter sone 2 til sone 3 og 4, dermed vil en feil langs hovedlinjen påvirke disse sonene helt til feilen er reparert. Sone 2 har en god blanding av luftlinjestrekk og kablet nett, og har relativt lav feilsannsynlighet. Samtidig går føringene for det meste over dyrket mark, som utelukker trefall, men kan oppleve en del vind. Selv med relativt lav feilsannsynlighet vil et avbrudd i sonen resultere i høye KILE-kostnader da det ofte resulterer i at flere soner påvirkes, gjentatte manuelle koblinger, samt at de fleste seksjonene i sone 2 har relativt høye KILE-satser og høyt forbruk. De største pådriverne til KILE-kostnader ved feil i sone 2 kommer fra sone 1, da disse blir påvirket ved første bryterfall samt i seksjoneringsløpet ved kobling av skillebrytere og ved kobling inn på feil, da det følgelig ikke forsøkes prøvekoblinger mot reserveforsyningen. Lastskillebryteren L2 er den første som manuelt betjenes for å utelukke en feil i E, F, G og H. Etter disse eventuelt er utelukket legges S2 ut for å kunne forsyne resterende sluttbrukere ved feil i C eller D, eller eventuelt forsyne seksjon C og D via OP1 ved annen feillokasjon.

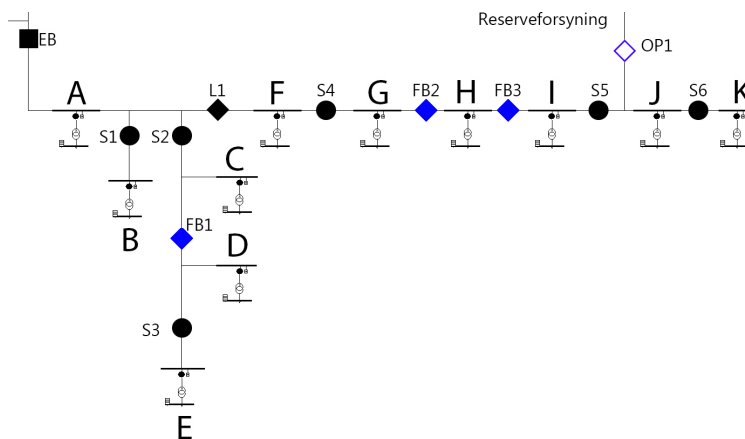
8.1.3 Sone 3



Figur 8.6: Forenklet oversikt over Sone 3.

Sone 3 og 4 danner en ring med en normalt åpen fjernstyrt bryter, OP1, som skille. OP1 samt flere fjernstyrte brytere gjør at ved feil i disse sonene kan det allerede i dag utføres rask grovseksjonering og gjenoppretting av forsyning, som fører til lavere forventet gevinst ved innføring av nye komponenter. I Sone 3 går enkelte av føringene i skogfylte skråninger, hvor det er stor sannsynlighet for trefall eller andre ytre påvirkninger som fører til varige eller forbigående feil. For å hindre at hele avgangen påvirkes har sonen egen effektbryter. Sonen er delt inn i åtte seksjoner, hvor seksjon D og G har de mest kostbare sluttbrukerne. Generelt består avgangen av husholdninger, hytter og jordbruk og har dermed færre sluttbrukere med lavere forbruk og kostnad i forhold til sone 1 og 2.

8.1.4 Sone 4



Figur 8.7: Forenklet oversikt over Sone 4.

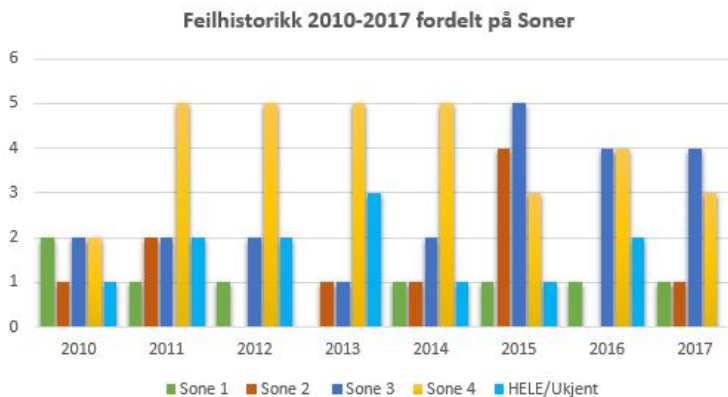
Føringene i sone 4 går gjennom liknende terreng som sone 3, og på grunn av lengre utstrekning er dette den sonen med historisk flest driftsforstyrrelser. Derfor er også denne sonen utstyrt med effektbryter for å ikke påføre resterende soner eventuelle avbrudd. Som i sone 3 reduseres avbruddsvarigheten for flere av sluttbrukerne på grunn av de fjernstyrte bryterne og rask mulighet for omkobling til reserveforsyning. Seksjonene D og E har historisk mange feil, men kan raskt isoleres bort ved bruk av fjernstyrt bryter og resulterer derfor i generelt lave avbruddskostnader. Seksjon F, G og H består av den tetteste bebyggelsen og dermed vil driftsforstyrrelser i og rundt disse seksjonene føre til de største kostnadene.

8.2 Historikk og statistikk

Historiske data og statistikk er basert på data hentet fra NetBas (Belastningsdata, sluttbrukere, tekniske data for komponenter, avbruddsdata) og fra FASIT-rapporter registrert fra 2010 til 2017. Rapporter før 2010 er ofte ufullstendige, da det var færre kriterier til dokumentasjon.

8.2.1 Feilstatistikk

Som nevnt er sone 3 og 4 de sonene med høyest feilrate som også fremkommer i Figur 8.8. Feilhistorikken viser samtidig til et årlig gjennomsnitt per sone på minst en feil og et totalt gjennomsnitt på 11 feil per år. Om trenden skulle fortsette kan det antas at et forbedret koblingssystem vil føre til lønnsomhet.



Figur 8.8: Antall feil per år for de respektive sonene på den analyserte avgangen.

Avbrudd i sone 3 og 4 er ofte forbundet med trefall over linjene som fører til fasebrudd. Dette kan være forårsaket av blant annet vind, råte eller uheldig trefelling av privatpersoner. Som fordelingen viser i Figur 8.9 er det trefall som er den hyppigste enkeltfeilen.

Figuren viser også at omtrent en tredjedel av feilårsakene representerer diverse komponentfeil. Komponentfeil har ofte opphav i komponentens alder, eventuell feilmontering eller store anstrengelser knyttet til feilhendelser.



Figur 8.9: Fordelingen av utløsende årsak til varige feil på den analyserte avgangen.

8.2.2 Feilsannsynlighet

Som nevnt i kapittel 2.1 benyttes feilsannsynlighet for å beregne årlige fremtidige avbruddskostnader. Statnett gir årlig ut en årsstatistikk med oversikt over feil i distribusjonsnettet, basert på data fra feilrapporteringssystemet FASIT [51]. For å kartlegge feilsannsynligheten til hver enkelt seksjon tas det utgangspunkt i de anleggsdelene som inngår og feilstatistikk for disse. For analysen i denne oppgaven er det benyttet årlig gjennomsnittlig feilstatistikk for årene 2009-2016, hentet fra Statnetts årsstatistikk 2016 [51]. Anleggsdelene som beregnet feilsannsynlighet baseres på er luftlinjer, kabler og fordelingstransformatorer. I NetBas hentes informasjon om de aktuelle anleggsdelene for hver seksjon. Informasjonen som hentes ut er lengde på luftlinje og kabler samt antall transformatorer. Anleggsdelene representeres med en feilfrekvens [Antall feil/år] ved varige feil, se tabell 8.1

Det tas ikke hensyn til feil på andre anleggsdeler som sikringer, isolatorer, master, skillebrytere, effektbrytere osv. Det korrigeres ikke for ulike terreng og omgivelser som kan redusere den estimerte feilsannsynligheten, spesielt for sone 3 og 4.

Tabell 8.1: Gjennomsnittlig antall feil per 100 anleggsdel/år [51].

Feilstatistikk 2009-2016	
Anleggsdel	Feil per 100 anl.del (km)/år
Luftlinje	3,51
Kabel	1,95
Transformator	0,64

I hver seksjon ble informasjon om anleggsdelene hentet ut til Excel ved hjelp av NetBas. Slik ble feilsannsynligheten til hver seksjon estimert, fullstendig oversikt finnes i vedlegg C.1. For å undersøke om estimatet korresponderte med de historiske feilhendelsene ble de sammenlignet med feillokasjoner gitt i FASIT-rapportene. Det er derimot en relativt stor andel av rapportene som ikke oppgir feilsted eller oppgir feilsted som ukjent. Som vist i tabell 8.2 er det god overensstemmelse over hvilke seksjoner som har størst feilsannsynlighet. Sone 4 avviker mest fra feilhistorikken, hvor årsaken kan være hyppige trefall som overgår det i estimatet.

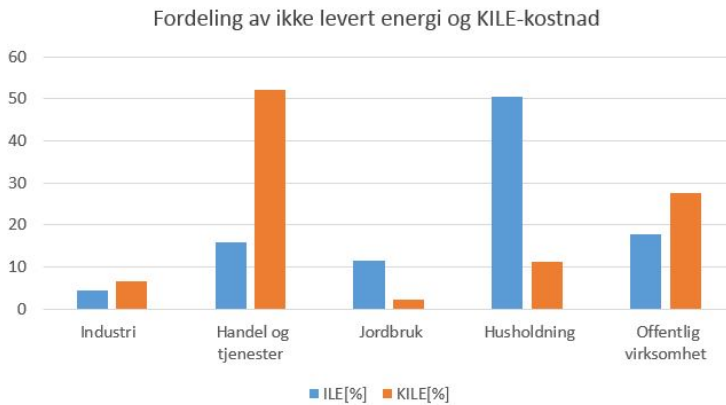
Tabell 8.2: Oversikt over avgangens seksjoner med høyest feilsannsynlighet og flest historiske feil.

Seksjoner med høyest feilsannsynlighet		
Sone	Fra feilstatistikk	FASIT 2010-2017
1	B,A,C	B,A,D
2	F,B,D,G	B,F,G,D
3	A,C,D	A,D,C
4	A,F,D,E,K	D,K,F,A

8.2.3 Avbruddskostnad

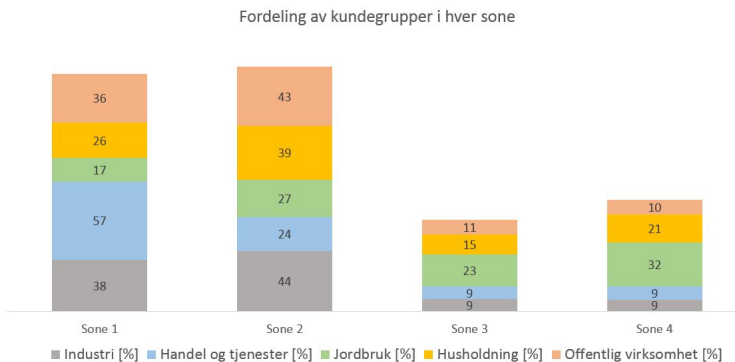
Størrelsen på avbruddskostnadene er avhengig av antall avbrudd, varighet og berørte sluttbrukere. Som nevnt er avgangens årlige avbruddskostnad blant NTE Nett AS høyeste. Det er av interesse å vite avgangens årlige avbruddskostnad basert på historikken for å kunne sammenligne med simuleringene. Som ved historisk feillokasjon kan også avbruddskostnaden forbundet med hver enkelt FASIT-rapport fra 2010 til 2017 anskaffes. Det er valgt å ikke regne med kostnadene ved stormene i 2011 og 2013 da disse er unormalt høye. De økte kostnadene kommer av økt antall feilhendelser samt varighet, da flere simultane feil i konsesjonsområdet reduserer tilgjengelig personell for seksjonering og feilretting. Resulterende gjennomsnitt viser at avgangens årlig avbruddskostnad (KILE-kostnad) ligger på omtrent fire hundre tusen, 396 518 kr.

Avgangen forsyner i overkant av 1 100 sluttbrukere, hvor en stor andel består av husholdninger og jordbruk, som resulterer i relativt lav avbruddskostnad. Figur 8.10 viser at 34% av den ikke leverte energien (ILE) står for 80% av avbruddskostnadene. Disse er fra sluttbrukere innenfor kundegruppene “Handel og Tjeneste” og “Offentlig virksomhet”.



Figur 8.10: Avgangens fordeling av ikke levert energi (ILE) og avbruddskostnad (KILE).

Som visualisert i Figur 8.11 utgjør Sone 1 og 2 80% av den ikke leverte energien til kundegruppene “Handel og tjeneste” og “Offentlig virksomhet”, og vil raskt påvirke KILE-kostnaden ved avbrudd.

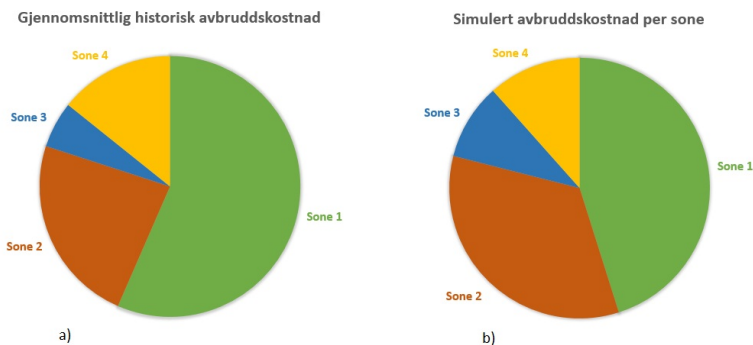


Figur 8.11: Sonenes andel av ulike kundegrupper ILE.

En kan anta at antall sluttbrukere, høyt forbruk og andelen fordyrende kundegrupper ikke er den eneste årsaken til avgangens høye avbruddskostnader. Avgangens avbruddshyppighet bidrar også, med et gjennomsnitt på over elleve avbrudd per år, samtidig som avbruddene oppstår i gjennomsnitt minst en gang i hver sone. Dette medfører at alle sluttbrukerne opplever minst et avbrudd hvert år. Varigheten for avbruddene varierer, og kan ha like stor betydning som antallet. Ved rapportering av en driftsforstyrrelse oppføres gjerne flere varigheter avhengig av når enkelte sluttbrukere blir gjenforsynt. Det er tatt et gjennomsnitt av alle delbruddene for å estimere avbruddsvarigheten for hvert langvarige avbrudd. Videre er disse benyttet til å finne gjennomsnittsvarighet av alle driftsforstyrrelser i perioden. Her er også stormene i 2011 og 2013 utelatt. Gjennomsnittlig avbruddsvarighet for langvarige avbrudd i perioden 2010 til 2017 er i underkant av fire timer, 3 timer og 55 minutt.

For å undersøke hver soners bidrag til avbruddskostnaden, er et gjennomsnitt beregnet for hver av sonene basert på data fra FASIT-rapportene. Som nevnt er flere av feilstedene ukjent eller påvirker hele avgangen, og resultatet vil derfor være usikkert, men gir en oversikt over hvilke soner som bidrar mest. Det er kun benyttet data om driftsforstyrrelser fra 2010 til 2017 og de som gir betydelig kostnad, over 1 000 kr, og det er ikke medregnet de store stormene. I Figur 8.12 a er gjennomsnittlig avbruddskostnad ved feil for de ulike sonene fremvist.

Til sammenligning ble det utført simuleringer i NetBas hvor hver seksjon lå ute i en time. I disse simuleringene er ikke koblingsforløpet tatt i betraktning, men kun kostnaden ved at sluttbrukere innen hver seksjon mister forsyningen i en time. Kostnaden for hver seksjon ble videre lagt til sin respektive sone. Figur 8.12 viser at beregningene og simuleringene gir sammenlignbare resultater. Hvor det er sone 1 som opptar store deler av totalkostnaden videre fulgt av sone 2 og 4. Ved simuleringene er kostnadsforskjellene mellom sonene større og til sammenligning må sone 3 og 4 være ute i fem og en halv time for å oppnå lignende kostnadsnivå som ved sone 1 og 2 etter en time. En slik fordeling er vanlig for avganger med lang utstrekning mot mer gråsgrendte strøk, hvor industri, handel og tjenester gjerne er lokalisert i den mer tettbebygde delen av avgangen. Med bakgrunn i avgangens sluttbrukersammensetning er fordeling av avbruddskostnader forventet. Disse funnene fremhever viktigheten av prioritering ved omkobling og valg av plassering av komponenter ved ny-investeringer.



Figur 8.12: a) Gjennomsnittlig avbruddskostnad for de ulike sonene basert på FASIT-rapporter. b) Total avbruddskostnad ved en time simulert avbrudd i hver av seksjonene fordelt på soner.

9 | Systembeskrivelser og Metode

Dette kapittelet beskriver de valgte systemløsninger som skal simuleres og hvilke antagelser og forenklinger som gjøres. Målet med simuleringene er å beregne KILE-kostnad for en antatt enkeltfeil i hver seksjon. Hver seksjon vil dermed få en avbruddskostnad basert på avbruddsvarigheten og koblingforløpet utført for den aktuelle systemløsningen. Systemløsninger som innebærer implementering av nye komponenter er basert på de komponenter beskrevet i delkapittel 6.

I analysen er det antatt tilstrekkelig kapasitet uansett lastbehov, men i realiteten vil det kunne være begrensninger. Aktuelt feilsted og lastnivå påvirker omkoblingsmulighetene og kan dermed påvirke hvor stort området som kan forsynes. I henhold til leveringskvalitetsforskriften skal blant annet nettselskapet sørge for tilfredstillende spenningskvalitet, hvor nominell spenning skal holdes innenfor et intervall på $\pm 10\%$ [7]. Føringeres belastningsevne er ikke tatt i betraktning i analysen, men må også tas hensyn til for å ikke overstige termiske grenser.

Forsyning fra reserve og økende grad av distribuert kraftproduksjon (DG) direkte i distribusjonsnettene kan endre strømflyten og lastkarakteristikker. Deler av lasten dekkes gjerne av DG enheter og kan føre til utfordringer ved lastkalkulasjoner før feil. Ved feil kan DG enheten bli utkoblet og dermed øke lasten som må forsynes av reserve ved gjenoppretting. Dette kan resultere i at reserveforsyningen blir overbelastet. Eventuell DG på avgangen anses utkoblet og er ikke inkludert under simuleringer. Hvorvidt det automatiske systemet i fremtiden kan utnytte sanntidsinformasjon til å kartlegge dette er ikke en del av analysen.

Avhengig av feillokasjon og systemløsning vil det etter eventuell automatikk og fjernstyring være brytere som fortsatt må betjenes manuelt. Det manuelle koblingsforløpet utføres etter seksjoneringsmetodikken beskrevet i kapittel 4.3 så godt som hensiktsmessig mulig. Etter en bryter er manuelt koblet vil driftssentralen prøve å kartlegge hvor feilen befinner seg. Utløses effektbryteren igjen er feilen oppstrøms seksjoneringspunktet og eventuell reserveforsyning legges inn. Utløses ikke effektbryteren er feilen nedstrøms seksjoneringspunktet. Koblingsforløpet fortsetter til feilen er isolert innenfor en av seksjonene, se flytskjema i Figur 4.5.

I simuleringene må en handling være ferdig før neste kan utføres, uansett om det er kobling ved fjernstyring eller manuelt og gjelder også utkjøring og reparasjon. Dette gjøres for å oppnå samme forutsetninger for hver situasjon. Det er derfor mulig at enkelte feil kan isoleres raskere og mer effektivt enn det oppført og utført i analysen. Hvor raskt driftssentralen fjernstyrer brytere og montører opererer brytere er ofte situasjonsbetinget. Det blir ikke tatt hensyn til informasjon som kan påvirke seksjoneringsløpet til operatør på driftssentralen. For eksempel kan informasjon om været eller fra observante privatpersoner bidra til endret kobling. Det er også vanlig at montør besikter linjen samtidig som de kjører ut til seksjoneringspunktet. Oppdages feilen vil videre seksjonering utføres ved å isolere feilen direkte. Dette er ikke tatt i betraktning i analysen, hvor feilen er uoppgadet til den er isolert i en seksjon. Tidsbruken for de ulike operasjonene er valgt i samarbeid med driftssentralen til NTE Nett AS, og er gitt i tabell 9.1. Det er ikke hensiktsmessig å bestemme eksakt utkjøringstid for hver enkelt nettstasjon da det varierer stort.

Tabell 9.1: Oversikt over tidsbruk for ulike operasjoner benyttet i simuleringene.

Tidsbruk for operasjoner	
Handling	Tidsbruk [min]
Effektbryter utfall	0
Manuell kobling (montør ved bryter)	1
Fjernstyrt kobling	3
Kjøretid mellom brytere (inkl. kobling)	10
Utrykningstid inkl. første kobling (sone 1 og 2)	30
Utrykningstid inkl. første kobling (sone 3 og 4)	60
Reparasjon	60
Ekstra feilsøking	30

Spesifiserte forutsetninger til seksjoneringsmetodikken benyttet i simuleringene.

- Avgangen driftes radielt fra transformatorstasjonen.
- Reserveforsyninger via åpne koblingspunkt er antatt å ha tilstrekkelig kapasitet til enhver tid.
- Alle føringer har høy nok strømføringssevne til enhver tid.
- Ved enhver driftsforstyrrelse antas det enkeltstående varige feil, og det utelukkes at ytterligere feil forekommer.
- For at neste hendelse (kobling, utkjøring) skal utføres må den forrige være ferdig, uansett om koblingen er fjernstyrt eller manuelt.
- Det antas at det kun er en montør i feltet, som medfører at for å operere enhver manuell bryter må montøren først kjøre til bryteren.
- Diverse ytre påvirkninger for valg i koblingsforløp tas ikke hensyn til.

-
- Kjøretid mellom brytere, utrykningstid, og reparasjonstid er uavhengig av avstander utenom det beskrevet i tabell 9.1.

De nye komponentene er plassert strategisk der koblingstiden eller antall koblinger på feil er høy. Analysen vil ikke betrakte alle mulige løsninger for antall og plassering, men enkelte løsninger hvor det antas å kunne være best nytteverdi basert på tilstandsanalysen. Etter hver implementering må alle de berørte seksjonene simuleres. Det vil fremlegges resultater for ulik antall brytere/sensorer og plassering for hver av systemløsningene i resultatkapittelet.

9.0.1 Nullalternativ

Nullalternativet er dagens løsning på avgangen og er simulert i NetBas ved å utføre koblingsforløpet med eksisterende komponentsammensetting. Koblingsforløpet for nullalternativet finnes i vedlegg B. Nullalternativet er simulert for å kunne etablere et grunnlag å basere videre simuleringer på. Hver seksjon tilegnes en estimert avbruddskostnad per feil som oppstår i seksjonen. Simuleringen starter ved å åpne nærmeste effektbryter nedstrøms feillokasjon. Videre grovseksjonering starter umiddelbart ved å simulere fjernstyrt kobling etter angitt tidsbruk. Videre legges utrykningstiden til og den manuelle seksjoneringen fortsetter som tidligere beskrevet. Når feilen er isolert i en seksjon legges reparasjonstid eller eventuell ekstra feilsøkingstid til, før de resterende koblingene for gjenoppretting avslutter koblingsforløpet.

9.0.2 Effektbrytere uten automatikk

For å undersøke påvirkningen av automatiske omkoblinger, analyseres også virkningen av implementering av gjeninnkoblere uten selv-helende logikk. Bryteren vil da fungere som en effektbryter, og betegnes som det videre i oppgaven for å ha et tydelig skille. Fjernstyring av disse vil benytte samme betjeningstid som de eksisterende. Løsningen vil ha lavere investeringskostnad da det ikke er behov for programmering av det selv-helende systemet eller ettermontering av diverse utstyr ved eksisterende fjernstyrte. Det er forøvrig samme bryter, styreskap og vern som benyttes i denne løsningen og for den selv-helende løsningen med gjeninnkoblere.

Spesifiserte forutsetninger:

- Tilstrekkelig releplanlegging er utført, og dermed ingen problemer i forhold til selektivitet mellom brytere.
- Det finnes tilstrekkelig strømtilførsel og monteringsmulighet ved valgte plasseringer.
- Ved ytterlig kobling, er betjeningstid lik det ved fjernstyrte brytere.
- Kostnaden betraktet forbundet med implementering er i form av bryter, styreskap, vern og montering.

Følgende plassering av effektbrytere undersøkes:

- Sone 1: Erstatte bryter L1.
- Sone 2: Ny bryter i seksjon A (like før avgrensing til B) og ny bryter i starten av seksjon E.
- Sone 3: Erstatte bryter S1.
- Sone 4: Erstatte bryter L1.

For de utvalgte lokasjonene vil det simuleres etter implementering av kun en bryter, samt ved implementering av flere brytere samtidig. Etter utløst bryter fortsetter koblingsforløpet som for nullalternativet til feilsted er isolert i en seksjon.

9.0.3 Sensorikk

Det er valgt å også simulere koblingsforløpet etter implementering av sensorer. Implementeringen er en rimeligere inngang til et smartere nett som vil benyttes til sammenligning. Til forskjell fra nullalternativet vil driftscentralen ha tilgang til informasjon om hvilke sensorer som har oppfattet feilstrømmen, og kan utføre koblingsvalg basert på den nye informasjonen. I simuleringene utføres koblingsforløpet etter informasjonen som ville vært tilgjengelig og reduserer antall koblinger. Betjeningstider er som tidligere.

Spesifiserte forutsetninger:

- Sensorer antas pålitelige, og alle feil indikeres.
- I det feilen oppstår har alle de aktuelle sensorene kommunisert informasjon, og koblingen kan starte.
- Den antatte investeringskostnaden per sensor inkluderer montering.
- Sensorer kan plasseres hvor som helst på avgangen.

Følgende plassering av sensorer undersøkes:

- Sone 1: Starten av seksjon D og E
- Sone 2: Starten av seksjon B, C, E, G og H
- Sone 3: Starten av seksjon C, D og G
- Sone 4: Starten av seksjon C

9.1 Systemløsninger med selv-heling

Det er valgt å ta utgangspunkt i desentral og lokal løsning fordi investeringskostnader og tidsbruk kunne fremlegges av ABB og Siemens. For de automatiske løsningene vil en ekstra grunnkostnad i form av testing og programmering oppstå og medfører at flere brytere vil kunne gi økt utnyttelsesgrad i forhold til investeringskostnaden. For å kunne sammenligne de automatiske systemløsningene benyttes samme antall og plassering i de ulike sammensettingene her som for effektbrytere uten automatikk.

Simulering av de automatiske koblingene utføres samtidig, da bryterkommandoer sendes til alle brytere i det logikken er utført. Etter endt automatikk, vil det avhengig av systemløsning og feilsted være gjenværende manuelle brytere som må betjenes før feilen er isolert. Disse kobles etter koblingsforløpet beskrevet for nullalternativet. Ved gjenoppretting etter at feilen er reparert benyttes de aktuelle bryterne som vanlige fjernstyrte brytere med gitt betjeningstid.

For følgende systemløsninger er også sonevern og sensorer implementert på enkelte fjernstyrte brytere, og påløper en eventuell ekstra investeringskostnad. Bryterne kan da ta del i det automatiske koblingsløpet, men vil følgelig ikke ha egenskapen til å bryte feilstrømmer. Leverandørene gjør oppmerksom på at funksjonalitet er avhengig av eksisterende utstyr, men antas her å fungere med de nevnte komponentene. Brytere som ikke behøver sensorer er de som benyttes i oppdelingspunktene. Enkelte kabelavganger er omsluttet av to fjernstyrte brytere, her vil kun en oppgraderes for å ta del i logikken.

Spesifiserte forutsetninger til systemløsninger med selv-heling benyttet i simuleringene:

- Systemet fungerer optimalt for alle avbrudd og feillokasjoner.
- Det finnes tilstrekkelig mobildekning for at informasjon kan sendes uproblematisk.
- Det finnes tilstrekkelig strømtilførsel og monteringsmulighet ved utvalgte plasseringer.
- Eksisterende fjernstyrte brytere kan inkluderes uproblematisk i det selv-helende systemet ved investering i sonevern og eventuelt sensorer.

9.1.1 Desentral selv-heling

I analysen av det desentralt system benyttes det kun lastbrytere, selv om det også er mulig å benytte en blanding med effektbrytere. Med bruk av lastbrytere vil avgangen som nevnt først gjøres spenningsløs når effektbryteren i transformatorstasjonen utløses. Deretter starter de automatiske koblingene. Koblingene utføres i NetBas etter at avgangen har vært spenningsløs i 15 sekunder, og da utføres alle automatiske koblinger samtidig. Etter koblingene er utført legges effektbryteren inn etter 5 sekunder.

9.1.2 Lokal selv-heling

I analysen av lokal selv-heling benyttes kun gjeninnkoblere. Koblingene utføres i NetBas basert på bryterkoordineringen beskrevet i kapittel 6.3. Logikken utføres i løpet av 300ms og i simuleringene er omkoblingstiden satt til 1 sekund, som er laveste endring i tid som kan utføres i NetBas.

9.2 Kostnadsanalyser

Ved utbygging, drift, vedlikehold og fornyelse vil målsettingen være å velge en strategi som bidrar til å minimalisere totale forsyningskostnader samtidig som aktuelle krav til leveringskvalitet, personsikkerhet, miljø o.l. overholdes [52]. Kostnadsanalysen utført i denne oppgaven tar ikke hensyn til endring i forsyningskostnader eller aktuelle krav til leveringskvalitet. Resultatene av kostnadsanalysen baseres på endring i avbruddskostnaden, KILE-kostnaden, ved implementeringen av nye komponenter.

Informasjon fra NetBas hentes ut i Excel hvor beregningene utføres. Dette gjør det enkelt å ha oversikt over resultatene og grafer kan presenteres. Regnearkene benyttes også til samling av historisk informasjon, koblingsforløp, sammensetningen av informasjon om alle føringer for å beregne feilsannsynlighet med mer.

9.2.1 Beregning av estimert årlig avbruddskostnad

Hver seksjons feilsannsynlighet beregnes som forklart i delkapittel 8.2.1. For hver seksjon benyttes likning 2.3 beskrevet i delkapittel 2.1 for å estimere seksjonens årlige avbruddskostnader, videre blir disse summert for å estimere den totale årlige avbruddskostnaden for avgangen.

Spesifiserte forutsetninger:

- Det korrigeres ikke for ulike terreng og omgivelser som kan påvirke feilsannsynligheten.
- Det tas ikke hensyn til alder eller teknisk tilstand ved beregning av feilsannsynlighet.
- For de aktuelle komponentene benyttes gjennomsnittsstatistikken hentet fra Statnetts årsstatistikk 2016 [51].
- Alle avbrudd antas å være tilknyttet en av de anleggsdeler med feilstatistikk.

9.2.2 Beregning av nåverdi

Som nevnt utføres nåverdiberegninger som beskrevet i delkapittel 2.2.1 for å bestemme om og i hvor stor grad systemløsningene er lønnsomme. Likningen for netto nåverdi, 2.5, benytter estimert investeringskostnad, kapitaliseringsfaktoren og reduksjonen av avbruddskostnader.

For de ulike systemløsningene vil investeringskostnaden variere med hvilke og antall komponenter som benyttes. Prisene vil også variere med hvilke eksisterende komponenter og systemer som finnes på avgangen som sonevern og sensorer. Kostnader forbundet med montasje, programmering, testing og idriftsettelse er vanskelig å bestemme og vil også variere fra avgang til avgang og mellom ulike systemløsninger. Det er sammen med leverandørene benyttet priser som representerer omtrentlige priser, hvor tabell 9.2 viser en oversikt.

Tabell 9.2: Oversikt over kostnader benyttet i beregningene av netto nåverdi.

Investeringskostnad		
Hva		Kostnad
Lastbryter m. styreskap	[stk.]	kr 150 000
Gjeninnkobler	[stk.]	100 000
Styreskap	[stk.]	150 000
Sonevern	[stk.]	50 000
Sensorer til sonevern	[stk.]	20 000
Kommuniserende sensorer	[stk.]	50 000
Testing og programmering i fabrikk	[system]	300 000
Montasjekost		20 % av total komponentkostnad

Analyseperiodens varighet settes lik økonomisk levetid, som defineres som det antall år anlegget forventes å gjøre positiv nytte for seg. Slik kan anleggets restverdi utelates fra beregningene. Kalkulasjonsrenten benyttet i analysen er satt lik det finansdepartementet anbefaler på 4 %, og analyseperiodens varighet settes som nevnt lik økonomisk levetid, som er estimert til 15 år. Ved å benytte likning 2.2.1 finnes kapitaliseringsfaktoren λ lik 11, 12. For å beregne årlig reduksjon av avbruddskostnader, $KILE_{reduisert}$, trekkes den estimerte årlige avbruddskostnaden for den respektive sonen og systemløsningen fra nullalternativet. Som nevnt antas det at kostnadene forholder seg konstant over analyseperioden N .

9.2.3 Følsomhetsanalyse

For å analysere de ulike resultatenes følsomhet for endring, er det utført følsomhetsanalyser for å kunne betrakte systemløsningene ved ulike forutsetninger. Disse er endring av kostnader samt feilhyppighet.

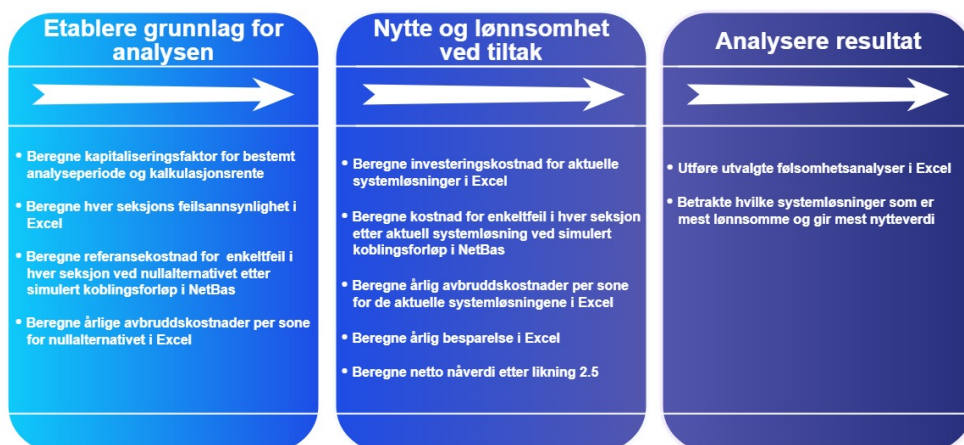
- Øke og redusere KILE-kostnaden med 30%
- Øke investeringskostnad med 50%
- Øke feilsannsynligheten i sone 3 og 4 med 50%, 100% og 200%

Endringene er valgt for å undersøke hvordan en eventuell økning i KILE-kostnadene kan påvirke hvilke løsninger som vil være lønnsomme, hvilke tiltak vil fortsatt være lønnsomme om KILE-kostnadene er lavere enn antatt eller om endring i feilhyppighet i sone 3 og 4 utgjør en forskjell. For å ta høyde for at investeringskostnaden kan være høyere enn antatt vil også denne endres. Analysen vil være mest verdifull for de systemløsningene som

er lønnsomme fra referansemetoden og som da kan verifiseres. Ved gjennomføring av en følsomhetsanalyse kan dermed en potensiell lønnsom løsning med større sikkerhet anslås. Beregningene er utført i Excel ved å endre parametere og det ble ikke gjennomført nye simuleringer.

9.2.4 Metodikk for utførelse av analysene

Kort oppsummert viser Figur 9.1 den metodiske fremgangsmåten gjennomført i oppgavens analyse av implementering av de utvalgte systemløsningene.



Figur 9.1: Metodisk fremgangsmåte for analysen. (laget i draw.io)

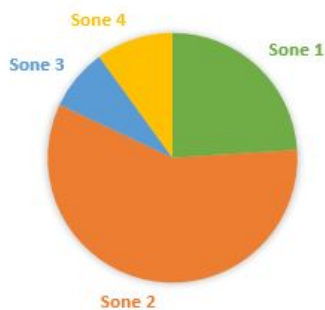
10 | Resultater

I dette kapittelet fremlegges resultatene i form av reduksjon i årlige KILE-kostnader, de økonomiske resultatene fra nåverdiberegningene samt resultatene fra følsomhetsanalysen. For hver av systemløsningene vil antall og plassering varieres for å undersøke hvorvidt resultatet endres og hvilke som gir mest optimale løsninger. Resultatene vil videre diskuteres i diskusjonskapittelet.

10.1 Nullalternativet

Resulterende årlig avbruddskostnad etter simulert koblingsforløp i NetBas er 403 058 kr. Resultatet stemmer godt overens med det historiske gjennomsnittet på 396 518 kr, med et avvik på 1,6 %. Utdypet sammenligning mellom historisk data og estimert data finnes i vedlegg C.2. Figur 10.1 viser kostnadsbidraget fra de ulike sonene og som antatt fra forutsetningene står sone 1 og 2 for store deler, faktisk hele 82 % av avgangens totale årlige avbruddskostnader. Da feil i sone 2 også påvirker sluttbrukere i sone 1, 3 og 4 vil følgelig denne gi størst kostnad etter koblingsforløp. Samlet data for nullalternativet med tilhørende feilsannsynlighet finnes i vedlegg D

Avbruddskostnad per Sone etter koblingsforløp



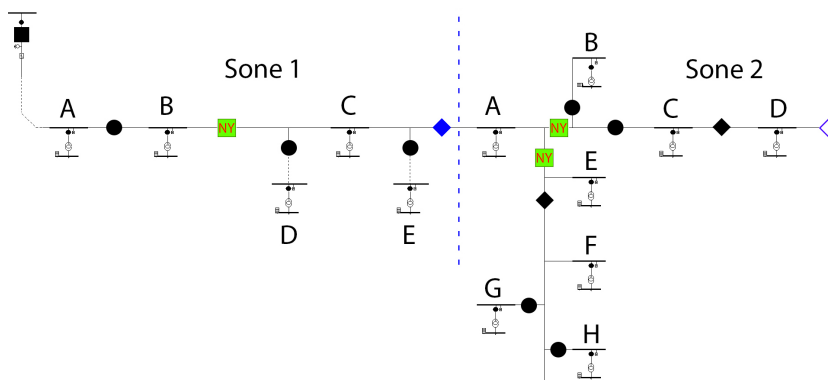
Figur 10.1: Avgangens fordeling av avbruddskostnader etter fulgt koblingsforløp.

10.2 Effektbrytere uten automatikk

Tabell 10.1 viser at de mest lønnsomme plasseringene av kun en bryter er i sone 2 da disse hindrer at feil i sone 2 påvirker forsyningen til kostbare sluttbrukere i sone 1. Resultatene for den aktuelle avgangen antyder at implementering av flere brytere kan være en svært lønnsom investering.

Tabell 10.1: Resultater etter implementering av effektbrytere uten automatikk

Effektbrytere uten automatikk						
	Hvor	Antall	Inv.kostnad	Årlig KILE-Diff.	NNV	
Sone 1	L1	1	312 000	26 940	-12 427	
Sone 2	A	1	312 000	93 178	724 139	
Sone 2	E	1	312 000	67 111	434 274	
Sone 3	L1	1	312 000	11 624	- 182 741	
Sone 4	L1	1	312 000	21 205	- 76 200	
Sone 2	A, E	2	624 000	160 289	1 158 414	
Sone 1+2	L1, A, E	3	936 000	195 077	1 233 256	
Sone 3+4	S1 ₃ ,L1 ₄	2	624 000	32 829	- 258 942	
Alle	S1 ₃ ,L1 _{1,4} ,A, E	5	1 560 000	227 906	974 315	



Figur 10.2: Optimal plassering for effektbrytere uten automatikk.

Optimal løsning innebærer investering i tre nye effektbrytere med tilhørende styreskap i sone 1+2, se Figur 10.2. Bryterne utgjør ytterlig nytteverdi ved seksjonering og gjenopp-rettning med mulighet for fjernstyring, samt at plasseringene resulterer i store besparelser da videre manuell seksjonering påvirker færre sluttbrukere.

10.3 Systemløsninger med selv-helende logikk

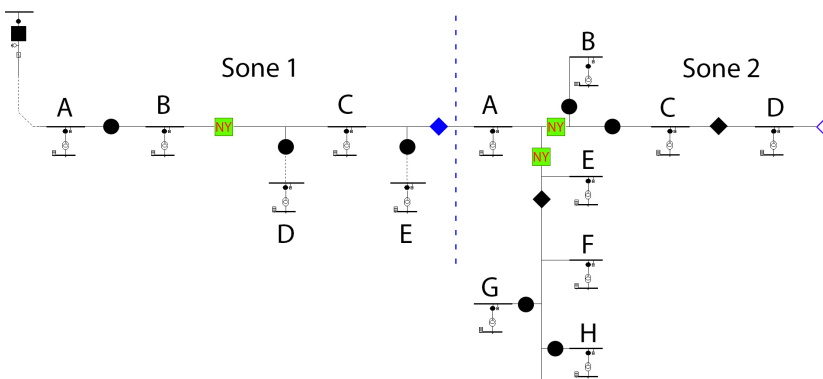
Med høyere investeringskostnad skal det mer til for å oppnå lønnsomme løsninger. Dette fordi kostnaden av eventuell kontrollenhet samt test og programmering er faste verdier uansett antall brytere. I tillegg ettermonteres eksisterende fjernstyrte brytere med sonevern og eventuelle sensorer som øker investeringskostnaden.

10.3.1 Desentral selv-heling

Implementering av selv-helende logikk og lastbrytere fordelt på hele avgangen vil være lønnsomt, men investeringen i sone 3 og 4 reduserer lønnsomheten betraktelig.

Tabell 10.2: Resultater etter implementering av desentral selv-heling.

Desentral selv-heling						
	Hvor	Antall	Inv.kostnad	Årlig KILE-Diff.	NNV	
Sone 1	L1	1	804 000	44 493	- 309 238	
Sone 2	A, E	2	984 000	114 738	291 887	
Sone 3	L1	1	804 000	11 622	- 674 763	
Sone 4	L1	1	864 000	17 108	- 673 759	
Sone 1+2	L1, A, E	3	1 164 000	159 230	606 638	
Sone 3+4	S1 ₃ , L1 ₄	2	1 188 000	28 730	- 868 522	
Alle	S1 ₃ , L1 _{1,4} , A, E	5	1 932 000	187 960	158 115	



Figur 10.3: Optimal plassering i sone 1+2 for desentral selv-heling.

Optimal løsning for desentral selv-heling er i sone 1+2, se Figur 10.3. Følgende implementeringer er nødvendig for løsningen:

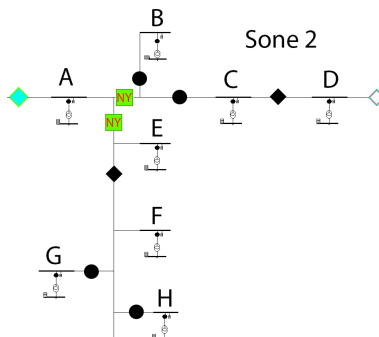
- Tre lastbrytere med tilhørende styreskap.
- Tre sonevern til eksisterende effektbryter og fjernstyrte brytere.
- Sensorer til fjernstyrt bryter som skiller sone 1 og 2.

10.3.2 Lokal selv-heling

Resultatene ved implementering av den lokaliserte løsningen følger som antatt samme trend som ved desentralisert løsning. Årlig KILE-differanse er høyere her som følge av at færre sluttbrukere blir påvirket av avbrudd da gjeninnkoblere ute i nettet løser ut. Fordelen vil også påvirke videre manuell kobling hvor enkelte sluttbrukere unngår eventuelle prøve-koblinger på feil. Disse fordelene viser seg å gi høyere verdi enn den økte investerings-kostnaden, hvor alle løsningene gir økt lønnsomhet i forhold til det desentrale systemet.

Tabell 10.3: Resultater etter implementering av lokal selv-heling.

Lokal selv-heling						
	Hvor	Antall	Inv.kostnad	Årlig KILE-Diff.	NNV	
Sone 1	L1	1	756 000	46 694	- 236 758	
Sone 2	A, E	2	1 068 000	186 334	1 004 034	
Sone 3	L1	1	816 000	14 485	- 654 927	
Sone 4	L1	1	840 000	19 670	- 621 270	
Sone 1+2	L1, A, E	3	1 440 000	212 569	923 765	
Sone 3+4	S1 ₃ , L1 ₄	2	1 356 000	34 154	- 976 208	
Alle	S1 ₃ ,L1 _{1,4} , A, E	5	2 496 000	246 723	247 560	



Figur 10.4: Optimal plassering for lokal selv-heling i sone 2.

Optimal løsning innebærer investering i kun sone 2, se Figur 10.3. Følgende implementeringer er nødvendig for optimal løsning:

- To gjeninnkoblere med tilhørende styreskap.
- Tre sonevern til eksisterende effektbryter og fjernstyrte brytere.
- Sensorer til fjernstyrt bryter som skiller sone 1 og 2.

Bryterne utgjør ytterlig nytteverdi ved seksjonering og gjenoppbygging med mulighet for fjernstyring, samt at plassering og bryteevne resulterer i store besparelser da videre manuell seksjonering påvirker færre sluttbrukere.

10.4 Sensorikk

Resultatene av implementering av en sensor vist i tabell 10.4 gir antydning til potensielt store besparelser i sone 1 og spesielt i sone 2. Samtidig gir resultatene inntrykk av at sone 3 og 4 har for lave KILE-kostnader ved enkle avbrudd til å gjøre investeringen lønnsom.

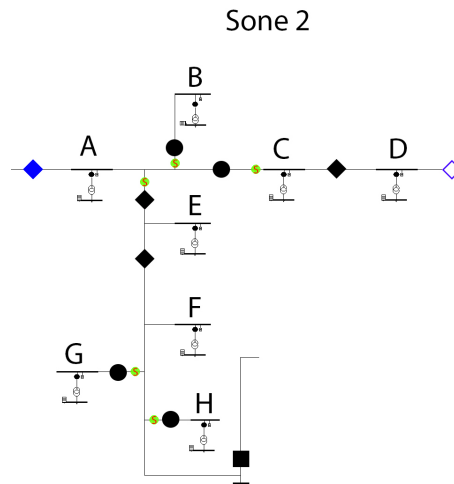
Tabell 10.4: Resultater fra simulert koblingsforløp med enkeltvis implementering av sensorer.

Sensorikk			
Hvor		Årlig KILE-Diff.	NNV
Sone 1	D	11 974	83 151
Sone 1	E	9 159	51 848
Sone 2	B	27 271	253 254
Sone 2	C	30 422	338 293
Sone 2	E	27 889	260 129
Sone 2	G	24 749	225 212
Sone 2	H	25 622	234 917
Sone 3	C	2 217	- 25 347
Sone 3	D	3 926	- 6 343
Sone 3	G	964	- 39 280
Sone 4	C	1 815	- 29 817

Som vist i tabell 10.5 vil sone 1 ha lavere lønnsomhet ved to sensorer enn ved en enkelt i seksjon D. Sone 2 vil derimot ha stor gevinst av implementeringen av flere sensorer hvor fem sensorer gir klart høyest lønnsomhet av alternativene som er analysert. Implementering av flere sensorer i sone 3 og 4 resulterer ikke i lønnsomhet, men forbedres for sone 4.

Tabell 10.5: Resultater fra simulert koblingsforløp med implementering av flere sensorer.

Sensorikk					
Sone	Seksjon	Antall	Inv.kostnad	Årlig KILE-Differanse	NNV
Sone 1	D,E	2	100 000	14 285	58 854
Sone 2	B,C,E	3	150 000	40 644	301 961
Sone 2	E, G, H	3	150 000	46 327	365 156
Sone 2	B, C, E, G, H	5	250 000	80 992	650 627
Sone 3	C, D, G	3	150 000	5 056	- 93 777
Sone 4	B, C, F	3	150 000	5 950	- 83 836



Figur 10.5: Optimal plassering av flere sensorer i sone 2.

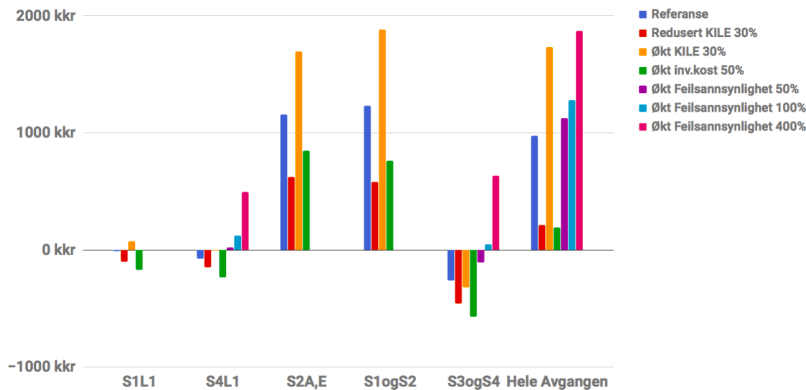
Implementering av fem sensorer (B,C,E,G,H) i sone 2 gir optimalt antall og plassering. Plasseringene er vist i Figur 10.5. Flere sensorer medfører færre koblinger og dermed kortere avbruddstid.

10.5 Følsomhetsanalyse

Dette delkapittelet vil fremlegge de resultatene som fremkom av følsomhetsanalysen, hvor grafene representerer en visuell presentasjon av disse. Det er valgt å ikke ta med alle resultatene i de fremstilte grafene, da de ofte følger samme trend som utgangspunktet, for fullstendige grafer se vedlegg E.

10.5.1 Effektbrytere uten automatikk

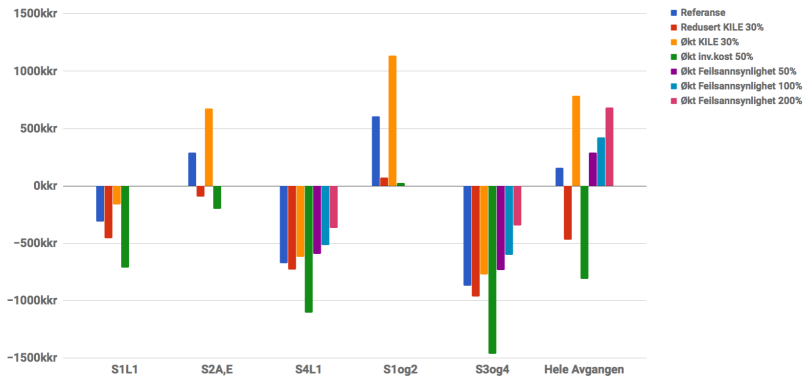
Analysen antyder at de lønnsomme løsningene vil forbli lønnsomme selv ved økte investeringskostnader eller om KILE-kostnaden reduseres. Ved økt feilsannsynlighet på 100% og mer vil implementering i sone 4 samt i sone 3+4 gi positiv lønnsomhet, men investering i sone 3 reduserer utfallet og vil ikke være en lønnsom enkeltinvestering med unntak av en økning av feilhyppighet på 200 %. Som vist i Figur 10.6 ligger Sone 1 i grensesjiktet til å være lønnsom ved referanseverdier, og er dermed mer følsom for endringer og bekrefter at investeringen vil være risikabel med tanke på fremtidig lønnsomhet.



Figur 10.6: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av effektbrytere uten automatikk.

10.5.2 Desentral selv-heling

Følsomhetsanalysen avdekker hvordan den høye investeringskostnaden gjør systemløsningen følsom for endringer. Det kan tyde på at en større endring av investeringskostnaden vil kunne gjøre antatt lønnsomme løsninger ulønnsomme. En reduksjon av KILE-kostnaden vil også gi større utslag her, hvor kun investeringen i Sone 1+2 forblir lønnsom for alle forutsetninger. Som vist i Figur 10.7 vil implementering for hele avgangen også påvirkes sterkt av redusert KILE-kostnad samt økt investeringskostnad.

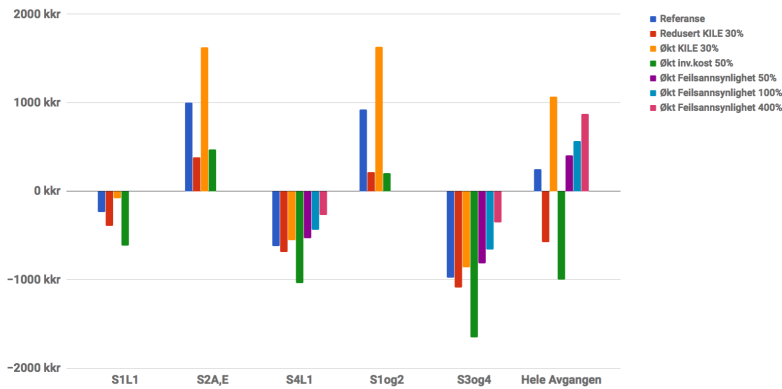


Figur 10.7: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av desentral selv-heling.

10.5.3 Lokal selv-heling

Den økte lønnsomheten ved referanseverdien gjør de lønnsomme systemløsningene mindre følsom for endringer. Hvor både en investering i sone 2 og i sone 1+2 vil forbli lønns-

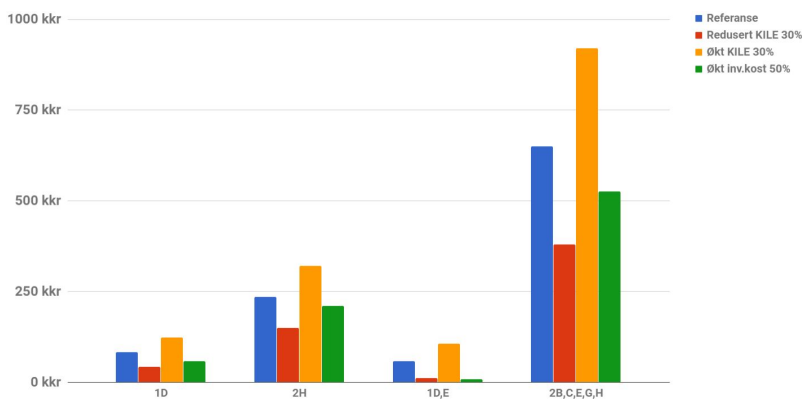
summe for alle forutsetninger. Figur 10.8 viser at investering over hele avgangen har en så høy investeringskostnad at ved økt kostnad samt ved redusert KILE-kostnad vil den ikke være lønnsom. Selv ved en økning av feilhyppighet med 200% vil ikke sonene 3 eller 4 være lønnsomme hver for seg eller sammen.



Figur 10.8: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av lokal selv-heling.

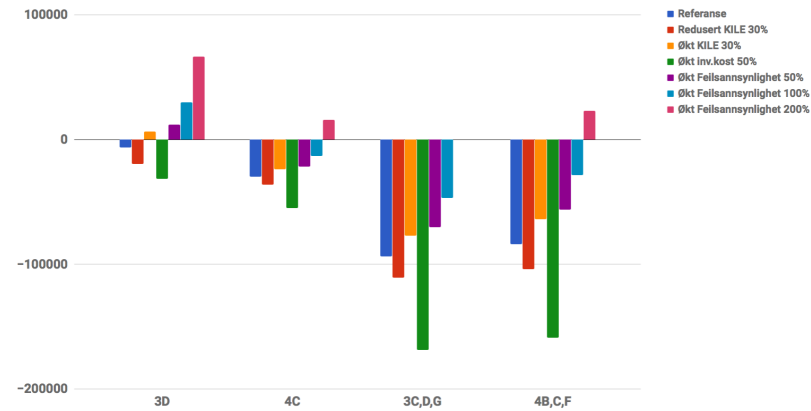
10.5.4 Sensorikk

Implementeringen av sensorer i sone 1 og 2 resulterte i god lønnsomhet og følsomhetsanalysen bekrefter at selv med redusert KILE-kostnad eller økt investeringskostnad vil alle løsningene holde seg lønnsomme. Fra Figur 10.9 fremkommer den økte gevinsten ved implementering av flere sensorer.



Figur 10.9: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av sensorer i sone 1 og 2.

Figur 10.10 viser at plassering av sensor i sone 3 seksjon D vil gi lønnsomhet ved både økt KILE-kostnad og økt feilhyppighet. De resterende plasseringene i sone 3 og 4 vil ikke være lønnsomme for noen forutsetninger, ved unntak av enkelte plasseringer når feilsannsynlighet økes med 200 %.



Figur 10.10: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av sensorer i sone 3 og 4.

11 | Diskusjon

11.1 Metode

Analysen som er utført baseres på en rekke forenklinger som kan være potensielle feilkilder eller feilantagelser. I følgende delkapittel vil metoden, antagelser og forenklinger diskuteres.

Lønnsomhetsberegningene baseres kun på redusert KILE-kostnad og ikke andre kostnader som kan reduseres ved seksjonering, som for eksempel antall montørtimer. Andre uforutsette kostnader oppstår ofte ved uttesting av nye komponenter og teknologier, som ved BKK Netts prosjekt i Eksingedalen hvor utfordringer med kommunikasjon og jording oppstod [30]. Det må derfor antas at andre kostnader knyttet til systemets eventuelle utfordringer kan fordyre gjennomføringen. Andre kostnader som påløper i levetiden vil også påvirke lønnsomheten, dette kan være fremtidige endringer i nettutforming som krever ytterligere tilpasning av systeminnstillinger.

KILE-kostnadene fra simulering i NetBas gir et godt estimat for den undersøkte avgangen. Programvaren benyttes også ved utarbeidelse av FASIT rapporter og er dermed grunnlaget for KILE-kostnadene nettselskapet rapporterer til NVE. Årlig avbruddskostnad funnet fra historikken og simuleringer indikerer samsvar med kun 1,6 % avvik. Til simuleringsbruk har programmet en del ulemper, spesielt når det skal utføres flere systemløsninger med lange koblingsforløp på en så omfattende avgang. Dette fordi hver kobling må utføres manuelt med riktig tidsinnstilling. Det kan da ikke utelukkes at unøyaktigheter og eventuelle feilkoblinger kan ha oppstått. Eventuelle unøyaktigheter som kan ha oppstått med bakgrunn i dette vil betraktes som små, med liten påvirkning på sluttresultatet. Simulering i NetBas medfører at alle mulige koblinger må utføres for hver enkelt systemløsning og er dermed en tungvint og tidkrevende oppgave. Endringer i valg av løsning, tidsbruk eller koblingsforløp betyr at alle koblinger må utføres manuelt fra starten av. Med bakgrunn i tidsbegrensninger ble det ikke utført varierende koblingstid eller utkjøringstid for de ulike systemløsningene i følsomhetsanalysen, selv om det kunne vært av interesse å undersøke. Dette for å kunne med høyere sikkerhet bestemme optimale løsninger samt undersøke påvirkningen tidsbruken har på de ulike systemløsningene.

Seksjonenes estimerte feilsannsynlighet er basert på flere forenklinger. Ved å ikke korrigere for ulike terreng og omgivelser vil spesielt beregningene for sone 3 og 4 gi et lavere

estimat en det som kan være tilfelle. Dette fordi deler av disse sonene strekker seg over et skogfylt og bratt hellende terreng. Dermed kan den økte feilsannsynligheten på 50 % og muligens 100 % i følsomhetsanalysen betraktes som mulig. For enkelte føringer og seksjoneringspunkt kan det potensielt være tilknyttet lengre avbruddstider på grunn av vanskelig beliggenhet og tilgjengelighet. Ved å ikke ta hensyn til dette kan det potensielt være tilknyttet lengre avbruddstider enn antatt i simuleringene. Disse forenklingene kan spesielt gi et dårligere utgangspunkt for sone 3 og 4 hvor enkelte strekninger ligger avsides i vanskelig terreng. Dette kan resultere i lavere lønnsomhet enn det som kan være tilfelle. Avbruddskostnadene per time i disse sonene er allikevel så lave i forhold til sone 1 og 2 at de nevnte feilkildene antas å påvirke resultatene marginalt.

Videre antagelser innebærer blant annet at det kun oppstår enkeltfeil som blir reparert før neste feil inntreffer. Uavhengige feil dominerer i radielle nett, og eventuelle avvik i resultatene basert på disse antakelsene antas derfor som marginale. Det vil allikevel være av interesse å betrakte fordelene og ulempene ved overlappende feil etter innføring av et selv-helende koblingssystem. Hvordan systemet skal opptræ er avhengig av systemets definerte innstillinger. Videre automatisk kobling skal i utgangspunktet ikke utføres på grunn av personsikkerhet, men informasjon fra sensorer kan gi driftssentralen bedre oversikt over situasjonsbildet til nettet. Informasjonen kan indikere at flere feil er oppstått eller antatt feilsted. Dermed kan systemet også gi økt nytteverdi ved overlappende feil.

I analysen er det antatt tilstrekkelig kapasitet uansett lastbehov, men i realiteten vil det kunne være begrensninger. Om dette ikke tas hensyn til kan leveringskvaliteten forverres, eller effektbryter på avgangen som tilbyr reserveforsyning utløses. Det vil derfor være viktig å kartlegge eventuelle begrensninger ved reserveforbindelsen som minimal og maksimal forsyningskapasitet før implementering. Kapasiteten til reserve kan være lavere enn antatt i analysen og føre til at færre nettstasjoner kan gjenforsynes, og et mindre lønnsomt resultat kan forekomme. Ved omkobling må også belastningsevnen til de føringene som blir belastet undersøkes. Eventuelle oppgraderinger av føringer for å tilfredsstille økt belastningsnivå kan ikke utelukkes.

I simuleringen av de automatiske systemene antas det at de eksisterende fjernstyrte bryterne kan inkluderes i automatikken ved montering av sonevern og sensorer. De eksisterende bryterne må være kompatible med vernenheten, om dette er tilfelle er usikkert. Hvis de ikke er kompatible vil antagelig lønnsomheten i beregningene være lavere enn antatt. I analysen betraktes desentral og lokal selv-heling, og disse virker å være de foretrukne valgene basert på samtaler med leverandører. Valget om å kun benytte lastbrytere i den desentraliserte automatikken vil gjøre løsningen mindre lønnsom. Dette er hovedsakelig på grunn av ulik bryteevne og ikke selve systemet, og det vil antakelig ikke oppstå så store forskjeller om det benyttes effektbrytere. De største kostnadsforskjellene oppstår i videre manuell seksjonering og ikke i tiden det tar før logikken utføres. Analysens funn i lønnsomhetsdifferanse baseres derfor ikke på det automatiske systemet, men hovedsakelig på valg av bryterløsning.

11.2 Analyse av resultater

I følgende delkapittel vil resultatene fra simuleringer og beregninger diskuteres samt de systemløsninger og plasseringer som er undersøkt. For oversikt over den forenklede avgangen se Figur 8.2 på side 44 i kapittel 8.

Effektbrytere uten automatikk

I analysen av effektbrytere uten automatikk benyttes brytere kalt gjeninnkoblere som er en type effektbrytere. Samme brytere, vern og styreskap benyttes i analysen uten automatikk og i det lokalt selv-helende systemet. Antakelig medfører dette en høyere investeringskostnad enn nødvendig da det er mulig å benytte enklere vern. Resultatene viser likevel at i de kostbare sonene vil den reduserte KILE-kostnaden gi investeringen god lønnsomhet. På den aktuelle avgangen benyttes det i dag effektbrytere i starten av sone 3 og 4 som skjermer sone 1 og 2 for hyppige driftsforstyrrelser. Ved implementering av ytterligere effektbrytere reduseres antall seksjoner som opplever avbrudd og som må undersøkes. Gevinsten vil være redusert da antall seksjoner som skjermes og resterende avbruddstid reduseres.

Den optimale plasseringen basert på lønnsomhet av en bryter er i sone 2, hvor både analyser med redusert KILE og økt investeringskostnad gir veldig god lønnsomhet. Investeringen har en estimert kostnad på 312 000 kr. De reduserte kostnadene kommer i hovedsak fra at sone 1 blir upåvirket av feil i store deler av sone 2. Implementering i sone 1 gir ikke lønnsomhet alene, da bryteren er plassert for tidlig på avgangen og ikke skjermer nok sluttbrukere. Den optimale plasseringen av en enkel bryter er i sone 2 seksjon A opp mot reserveforsyningen, og her oppnås en lønnsomhet på 724 139 kr. Til forskjell oppnår den nest beste plasseringen en lønnsomhet på 434 274 kr. Den nest beste plasseringen er i sone 2 seksjon E i starten på avgreningen ut mot sone 3 og 4. Årsaken til ulik lønnsomhet kommer antakelig av lang avbruddstid forbundet med feilsøking og omkobling etter effektbryter i seksjon A. Dersom det oppstår et avbrudd oppstrøms effektbryteren vil ikke denne løses ut og reserveforsyning kan kobles inn umiddelbart og forsyne seksjonene B, C og D. Gevinsten av effektbryter i seksjon E er lavere da det i utgangspunktet er der første bryter manuelt betjenes og det ikke er tilgang til reserve.

Ved investering i flere brytere ble det antatt lavere lønnsomhet på grunn av høy investeringskostnad og lavere gevinst, men lønnsomheten øker betraktelig og resulterer i optimal lønnsomhet på 1 233 256 kr ved implementering av tre effektbrytere, plassert i sone 1 og 2. Investeringskostnaden for tre brytere er estimert til 936 000 kr. Fordelene ved flere brytere er som tidligere, hvor feilområdet begrenses ytterligere og færre sluttbrukere blir påvirket av prøvekobling og feilsøking. Fjernstyring av bryterne resulterer også til rask omkobling etter at feilen er reparert.

Ingen av plasseringene i sone 3 og 4 ga lønnsomhet ved referanse. Beste plassering i sone 4 oppnår kun en femtedel av KILE-reduksjon som den beste plasseringen av enkeltbryter i sone 2 og en netto nåverdi på -76 200 kr. Fra følsomhetsanalysen kan en antyde at sone 4 vil ha høyere sannsynlighet for lønnsomhet. Allerede ved 50 % økt feilsannsynlighet blir

investering her lønnsom, men vil følgelig tilknyttes høyere usikkerhet enn de foreliggende sonene. I Sone 3 må en økning på 200 % av beregnet feilsannsynlighet til for å være lønnsom, og dette antas ikke som sannsynlig. En så stor økning vil være langt over det som fremkommer fra FASIT-rapportene. Som nevnt kan det antas at tidene valgt i koblingsforløpet er høyere for sone 3 og 4. Dette vil forlenge avbruddstiden og en høyere lønnsomhet kan forekomme.

Ved flere effektbrytere distribuert på avgangen vil det kunne oppstå komplikasjoner ved koordinering for å oppnå selektivitet. Feilinnstillinger kan føre til at ansvarlig bryter ikke utløses, og dette kan komplisere koblingsforløpet. Bryterne vil fremdeles kunne fjernstyres og dermed betjenes raskt fra driftssentralen for å undersøke feilsted. Det vil derfor sannsynligvis være en lav forhøyet kostnad ved komplikasjoner. Da det i analysen betraktes gjeninnkoblere med mulighet for GOOSE-meldinger, kan koordinering utføres som ved det automatiske systemet, men hvor gjenoppretting ikke er inkludert. Resultatet kan redusere komplikasjoner ved selektivitet, men også påføre ekstra kostnad samt by på utfordringer med hensyn til blant annet kommunikasjon. Implementering av distribuerte effektbrytere er utbredt og nettselskap har gjerne god kompetanse og erfaring, da med tradisjonell koordinering.

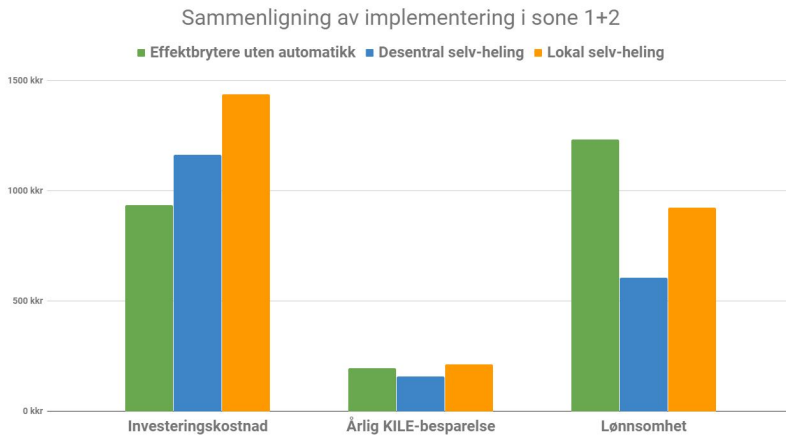
Implementering av logisk styrt automatikk

Avbrudd i sone 3 og 4 resulterer ikke i høye nok avbruddskostnader og ingen av de selv-helende systemene gir lønnsomhet. Ingen av de analyserte forventningene i følsomhetsanalysen, selv med økt feilsannsynlighet på 200 % blir lønnsomme. Følsomhetsanalysen fremstilt erkjenner hvordan økt investeringskostnad gjør løsningene mer sensitive for endringer i forutsetninger. Spesielt hvor økningen i investeringskostnad gir store utslag. Desentral selv-heling har lavere lønnsomhet da det kun benyttes lastbrytere, og medfører at tidligere lønnsomme plasseringer blir ulønnsomme eller marginalt lønnsomme ved dårlige forutsetninger i følsomhetsanalysen. Lokal selv-heling har meget god lønnsomhet i de optimale plasseringene. Disse vil dermed fortsatt være lønnsomme med god margin selv under dårlige forutsetninger. Unntaket er ved implementering på hele avgangen hvor lønnsomheten i utgangspunktet er lav.

Desentral selv-heling

Løsningen for desentral selv-heling analysert i oppgaven har billigere bryter- og styringskomponenter og er i de fleste tilfeller rimeligere enn den lokale løsningen. De mest lønnsomme løsningene på den aktuelle avgangen benytter få brytere og redusert investeringskostnad i forhold til den lokale løsningen er marginal. For denne avgangen og sannsynligvis også for de fleste andre avganger vil det være for dyrt å investere i automatiske brytere i alle seksjoneringspunkt. Videre manuell seksjonering etter utført automatikk fører til store kostnader ved bruk av kun lastbrytere. Manuell seksjonering og prøvekobling fører til at store deler av avgangen vil falle ut ved kobling på feil da lastbrytere ikke kan bryte feilstrømmen. Systemet bruker også lenger tid til å utføre logikken, da feilstrømmen må brytes av effektbryteren lokalisert i transformatorstasjonen før signal om omkobling kan overføres. Tidsbruken her antas ikke å være utslagsgivende for lønnsomheten.

De reduserte nytteverdiene ved bruk av lastbrytere identifiseres raskt fra å sammenligne resultatene, se Figur 11.1.



Figur 11.1: Sammenligning av resultater etter implementering i sone 1+2 for de ulike bryterløsningene.

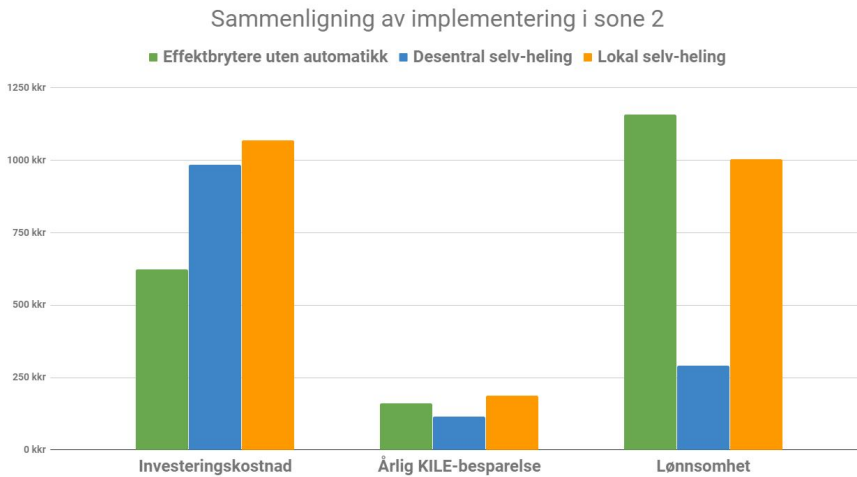
Desentral selv-heling har samme optimal plassering som for effektbrytere uten automatikk, i sone 1 og 2. Løsningen oppnår 35 847 kr lavere årlig KILE-besparelse enn for effektbrytere uten automatikk, og 53 339 kr lavere enn den lokale løsningen. Plasseringen resulterer i en lønnsomhet på 606 638 kr som er 626 618 kr lavere enn med bruk av effektbrytere uten automatikk og 317 127 kr lavere enn den lokale løsningen.

Den desentrale systemløsningen med bruk av lastbrytere vil ikke kunne gi spesiell nytteverdi ved kommunikasjonsproblemer over lengre tid, men ved kortvarige problemer kan også disse benyttes som fjernstyrte brytere og gi redusert koblingstid.

Lokal selv-heling

Lokal selv-heling med gjeninnkoblere utnytter funksjonalitet for bryting av feilstrøm og oppnår nytteverdier som tidligere drøftet for effektbrytere uten automatikk. Systemet med gjeninnkoblere er ikke avhengig av oppgradering av SCADA systemet eller en ekstern kontrollenhet i transformatorstasjonen. Dette kan føre til fordeler ved stegvis implementering.

Det lokale systemet oppnår optimal lønnsomhet ved to brytere, begge plassert i sone 2. Implementeringen gir en reduksjon av årlige KILE-kostnader, beregnet til 186 334 kr. Lønnsomheten over analyseperioden er beregnet til 1 004 034 kr. Figur 11.2 viser sammenligning av lønnsomheten for de ulike løsningene. Til sammenligning oppnår den desentrale løsningen en lønnsomhet på 291 887 kr med samme antall og plassering. Effektbrytere uten automatikk vil føre til høyest lønnsomhet for denne plasseringen også, og er beregnet til 1 233 256 kr.



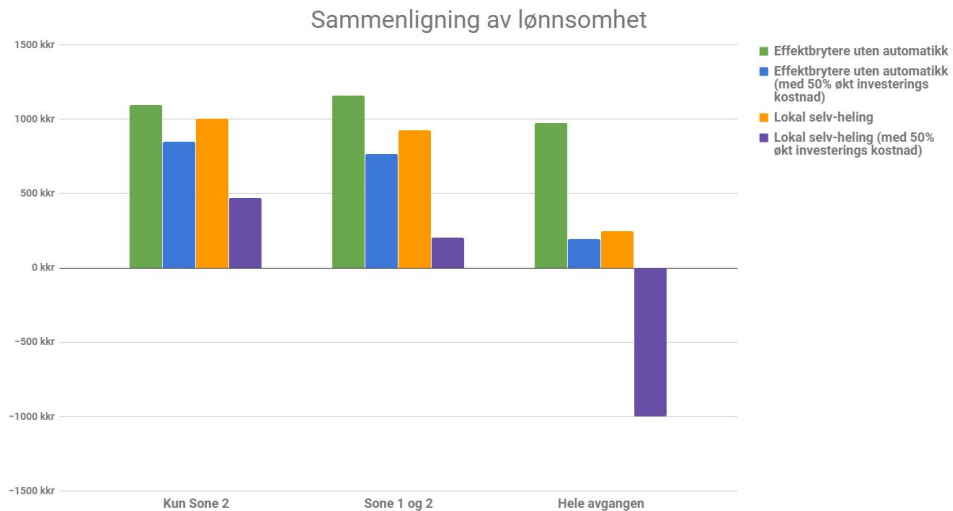
Figur 11.2: Sammenligning av resultater etter implementering i sone 2 for de ulike bryterløsningene.

Bruk av gjeninnkoblere gjør at den lokale selv-helingen fremdeles gir økt nytteverdi ved bortfall av kommunikasjon. Som nevnt vil da alle gjeninnkoblerne som oppfatter feilen utløses. Enkelte sluttbrukere som befinner seg i friske seksjoner vil kunne miste forsyningen, men det vil også være en andel som ikke blir påvirket. Videre er det raskt å koble inn enkelte brytere fra driftssentralen via fjernstyring hvis annen kommunikasjon er tilgjengelig. Dersom all kommunikasjon er nede over lengre tid, vil allikevel systemet ha utført deler av grovseksjoneringen og montører får et redusert leteområde. Det vil også være enkelt å bestemme hvilke brytere, basert på systemets virkemåte, som mest sannsynlig ble utløst på grunn av kommunikasjonsproblemer og dermed kan legges inn manuelt av montør.

Basert på resultatene vil implementering av logisk styrt automatikk ved bruk av gjeninnkoblere og lokal selv-heling være den mest lønnsomme automatiske systemløsningen i alle de analyserte plasseringene.

Sammenligning av effektbrytere uten automatikk og lokal selv-heling

Videre sammenligning er basert på effektbrytere uten automatikk og lokal selv-heling som ga klart størst potensial for denne avgangen. Det som i hovedsak skiller løsningene er tiden før feilen er isolert og eventuell reserve kobles inn. Begge løsningene skjermer umiddelbart sluttbrukere oppstrøms utløst bryter. Det automatiske koblingssystemet vil i tillegg kunne skjerme sluttbrukere nedstrøms bryteren som omslutter feilen ved tilgjengelig reserveforsyning. En vil da oppnå bedre pålitelighet som følge av en reduksjon i gjennomsnittlig avbruddsvarighet og antall avbrudd i snitt per sluttbruker, da færre sluttbrukere opplever avbruddet. Automatikken resulterer i større KILE-besparelser per år, men lønnsomheten reduseres på grunn av høyere investeringskostnad, se sammenligning i Figur 11.3.



Figur 11.3: Beregnet lønnsomhet ved normale forutsetninger og for økt investeringskostnad fra følsomhetsanalysen. Sammenligningen er mellom systemløsningene effektbrytere uten automatikk og lokal selv-heling for de mest gunstige plasseringene.

Investeringskostnaden fører til høyere følsomhet ved endrede forutsetninger i følsomhetsanalysen og dermed høyere usikkerhet. Selv med 50 % høyere investeringskostnad forblir de mest optimale løsningene i sone 1 og 2 lønnsomme. Dette lover godt da implementering av en lite utprøvd teknologi ofte kan føre til uforutsette problemer med komponenter, kommunikasjon og montasje, som igjen kan føre til eventuelle ekstra kostnader. Økt pålitelighet gir nettselskap bedre omdømme som følge av det automatiske systemet, samtidig vil det gi ytterlige fordeler for nettselskapet som reduserte KILE-kostnader, økt kompetanse og reduserte arbeidstimer.

De lønnsomme sonene har en nettutforming som gjør at det automatiske systemet ikke kan utnyttes maksimalt. Nettutformingen gjør at enkelte plasseringer kun har nytte av effektbryter funksjonen, fordi reserveforsyning ikke er tilgjengelig og videre omkobling er unødvendig.

Implementering av sensorikk

Den største reduksjonen av avbruddskostnad kommer fra seksjonen(e) hvor montør kan gå direkte til feilstedet pga. feilindikasjon, samt når det ikke indikeres for feil da seksjonen(e) kan friskmeldes fra driftssentralen og færre koblinger kreves. For hver gang en seksjon skal undersøkes for feil krever skillebryterne at avgangen er spenningsløs. Ved færre koblinger reduseres avbruddstiden samt antall prøvekoblinger hvor hele avgangen blir spenningsløs. Antall seksjoner som må undersøkes reduseres med økt antall sensorer og gir dermed økende gevinst.

Den optimale plasseringen basert på lønnsomhet av enkeltssensorer er i sone 2, hvor både analyser med redusert KILE og økt investeringskostnad gir god lønnsomhet. Innad i sone 2 utgjør ikke plasseringen så mye, da hver enkelt implementering utgjør færre koblinger og reduserer feilsøketiden. Den mest lønnsomme plasseringen er i seksjon C som er opp mot reserveforsyningen. Mest sannsynlig er plasseringen så god på grunn av raskere innkobling av reserve og at de lengste koblingstidene er forbundet med koblingene mot seksjon E, B og C. Ingen av plasseringene i sone 3 og 4 ga lønnsomhet. Seksjon 3D var nærmest å være lønnsom og er eneste lønnsomme plassering for disse sonene i følsomhetsanalysen med både økt feilsannsynlighet samt økt KILE-kostnad. Kun ved en økning av feilsannsynlighet på 200 % ble resterende plasseringer lønnsomme. Resultatene viser økt lønnsomhet for allerede lønnsomme investeringer ved bruk av flere sensorer, hvor fem sensorer plassert i seksjonene B, C, E, G og H i sone 2 gir optimalt antall og plassering. Flere sensorer medfører færre koblinger, prøvekoblinger og dermed kortere avbruddstid. Med økt antall sensorer vil også sannsynligheten for feilindikasjon øke, noe som potensielt vil kunne føre til komplikasjoner i koblingsforløpet.

Innføringen av sensorikk resulterer i en lønnsomhet på 650 627 kr for den optimale sammensetningen. I simuleringene er det antatt at sensorene alltid oppfatter feil og sender melding umiddelbart. NTE Nett AS har som nevnt erfaringer hvor sensorene ofte ga feilinformasjon som resulterte i mer usikkerhet for driftssentralen. Det er vanskelig å fastslå om feilinformasjon skyldes faktiske feil på nettselskapets utstyr, feilmontasje eller kommunikasjonsproblemer. Med bakgrunn i denne informasjonen vil størrelsen av den potensielle lønnsomheten fra resultatene betraktes som usikker. Ved feil på en av sensorene kan innføringen føre til komplikasjoner i feilsøkingen og forlenge koblingsforløpet utover det i dagens løsning. Dette vil kunne resultere i høyere avbruddskostnader og tap. Nettselskap må ved eventuell investering ta ansvar for at montasje utføres riktig samt at plassering ikke vil påvirke sensorene negativt. Valg av sensor må baseres på det aktuelle nettets egenskaper, som for eksempel jordingstype, for å gi lavest mulig sannsynlighet for feilindikasjon. Det må eksistere tilstrekkelig mobildekning for pålitelig kommunikasjon samt opprettes rutiner for vedlikehold og testing av sensorens tilstand.

11.3 Videre drøfting og anbefalinger

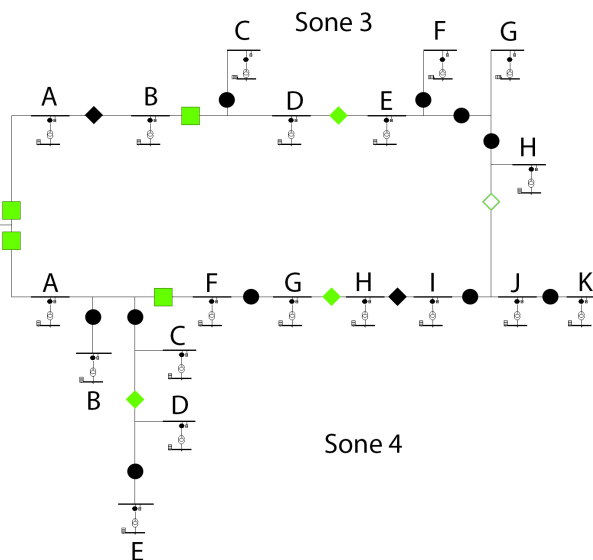
Dette delkapittelet drøfter videre hvorvidt systemløsningene vil fungere på andre avganger, hvilke forbehold som bør ligge til grunn samt hva nettselskap bør ta i betraktning ved vurdering av investering.

Resultatene bekrefter betydelig reduksjon av KILE-kostnader og nettselskapet kan dermed oppnå god lønnsomhet ved implementering av automatikk. Den optimale løsningen forblir lønnsom under alle analyserte forutsetninger utført i følsomhetsanalysen, og gir resultatet økt pålitelighet. Lønnsomheten er vist å være avhengig av både feilhyppighet og sammensetning av sluttbrukere. Fra analysen kan en antyde at sammensetningen av sluttbrukere har størst påvirkning, hvor sone 3 og 4 med høyere feilsannsynlighet ikke oppnår samme lønnsomhet på grunn av lavere KILE-kostnad per uteliggende sluttbruker. Det vil derfor

antas at innføring på avganger med lavere feilhyppighet kan være like eller mer lønnsomme, så lenge kostnaden ved avbrudd er høy nok.

Nytteverdien til et automatisk system vil på de fleste avganger være høyere med flere brytere for å kunne utnytte automatikken optimalt. På den aktuelle avgangen benyttes fjernstyrte brytere sammen med systemet som gjør at antall nye automatiske brytere kan reduseres. Det er også viktig at reserveforsyning er mulig ved de fleste feilsituasjoner. Dette fordi hovedforskjellen mellom kun tradisjonelle effektbrytere og det selv-helende systemet er hvor raskt selve gjenopprettingen utføres.

Nettutformingen i Sone 3 og 4 danner en ring, uten lange avgreninger, og gir stort potensial for bruk av automatisk koblingsprogram. Dette fordi uansett feilsted vil store deler av sonene fremdeles kunne forsynes. Figur 11.4 viser hvordan implementering av to gjeninnkoblere samt fem sonevern og eventuelle sensorer på eksisterende fjernstyrte brytere gir stort potensial for automatikk. Den estimerte investeringskostnaden for lokal selv-heling er 1 356 000 kr.



Figur 11.4: Potensial ved implementering av automatikk i sone 3 og 4.

Til forskjell er nettutformingen til sone 1 og 2 sammensatt av tre radialer, hvor kun to av dem har mulighet for reserveforsyning. Det vil ved enkelte feilsteder være store deler av avgangen som ikke kan reserveforsynes. Det automatiske koblingssystemet vil dermed gi en lavere gevinst på radialen uten reservemulighet. Den estimerte investeringskostnaden for lokal selv-heling er 1 440 000 kr som er mer enn for sone 3 og 4. Avgangens sammensetning av sluttbrukere overgår fordelene basert på nettutformingen, hvor resultatene gir klart størst potensial for lønnsomhet i sone 1 og 2. Det kan derfor være av interesse

å gjøre videre analyser av nettutformingens påvirkning. For eksempel på avganger som i utgangspunktet ikke har et problem med feilhyppighet, men med flere koblingsmuligheter og høy tetthet av kostbare sluttbrukere, som for eksempel kablet maskenett.

Løsningene med og uten automatikk, som tidligere sammenlignet, benytter samme bryterløsninger, og nettselskapet har dermed fordelen av å kunne investere i en løsning uten automatikk først. Det gir god mulighet for å stegvis implementere gjeninnkoblere uten logikk før videre automatikk og eventuelle ettermonteringer utføres. Tekniske fordeler som mulighet for overvåking av kraftvariabler som strøm og spenning vil fortsatt være tilgjengelig om sambandet har god nok båndbredde. Det vil dog være enkelte funksjoner som ikke kan utnyttes som for eksempel automatisk endring av vern-innstilinger ved endret strømflyt og endret systemjording.

Som testlokasjon for teknologien har den aktuelle avgangen stort potensial. Avgangens høye feilhyppighet, hvor alle sonene har et gjennomsnitt på mer enn én feil i året, vil resultere i at systemet vil bli satt på prøve relativt ofte og fra ulike feilårsaker og feillokasjoner. Det kan også være aktuelt å utvide investeringen til sone 3 og 4 for økt erfaringsgrunnlag. Løsningen gir en lavere lønnsomhet, men økt antall avbrudd gir også større grunnlag for kompetansebygging som vil kunne gi fremtidige besparelser og økt nytteverdi for NTE Nett AS, leverandør og nettbransjen. Beslutningen avhenger derfor også av nettselskapets betalingsvilje og budsjett. For å dekke investeringskostnaden samt eventuelle tap i lønnsomhet kan søknad om midler fra Enova, Norges forskningsråd eller andre støtteorgan være aktuelt. Pilot- og demoprojekter vil være avgjørende for å videreutvikle og finjustere logikk og systemløsninger. Selv om systemet fungerer optimalt under test i fabrikk gir pilot-prosjekter, som hos BKK Nett, innsikt i hvilke uforutsette utfordringer som kan forekomme. Ytterlige utfordringer eller andre overraskelser kan forekomme og vil gi nyttig erfaring for å videreutvikle teknologien.

Det er ikke utført analyser av et sentralisert selv-helende system som benytter SCADA systemet ved driftssentralen for å utføre logikken. Lønnsomheten varierer i størst grad på valg av bryteranlegg og ikke systemløsning. Den økte tidsbruken før logikken utføres vil alene ikke endre resultatene drastisk. Det er dog knyttet andre ulemper ved et sentralisert system. For begge de analyserte selv-helende løsningene begrenses datamengden overført til driftssentralen og inngangskostnaden reduseres, da det ikke behøves oppgradering av SCADA systemet. Store datamengder kan også føre til begrensninger i form av båndbredde og prosessorkraften ved driftssentralen. Hovedargumentene for å gå for et sentralisert system er om nettselskapet planlegger å innføre automatikk på flere avganger for å fordele investeringskostnaden, tilknyttet SCADA, over flere prosjekter. Det kan også argumenteres for om det vil gi driftssentralen bedre kontroll og oversikt over hvilke koblinger som utføres, men i de analyserte systemene vil både bryterstilling og informasjon fra sensorer overføres om ønskelig.

Analysen tar utgangspunkt i automatiske system som er sterkt avhengig av pålitelig og rask nok kommunikasjon. Treghet eller bortgang vil føre til at systemet har nedsatt nytteeffekt eller ikke fungerer. Selv om kommunikasjonsløsningene og systemene fungerer i et lukket

testområde, vil det være vanskelig å forutse hvordan systemet vil håndtere utfordringer i et reelt miljø. Sambandet skaper sannsynligvis det største hinderet for implementering på den aktuelle avgangen. Tilgangen til stabilt og raskt mobilnett er ved enkelte strekninger i sone 3 og 4 ikke eksisterende. I sone 1 og 2 er dekkningen bedre, men det bør utføres målinger og verifisering før en investering her kan fastslås som aktuell. Kommunikasjonsmediet med best båndbredde og som er mest pålitelig er helt klart fiber, uten store påvirkninger av støy og uvær eller dekningsgrad. Fiber fører med seg høye kostnader og vil ikke være et alternativ på denne avgangen med lang utstrekning og vanskelige forhold.

Når det gjelder personsikkerhet, innehar de analyserte løsningene nødvendig funksjonalitet for å slå av og på automatikken, både fra driftssentralen og lokalt ved styreskap. Sikkerhetstiltak som fysisk blokkering og jording av de deler av nettet det arbeides på vil gjøre at personsikkerheten ved arbeid på linjer bør kunne ivaretas på samme måte som i dag. Oppstår avbrudd på grunn uheldig trefelling av privatpersoner, vil automatikken føre til at den feilbefengte seksjonen blir spenningsløs, og ikke hele avgangen som i dag. Det antas derfor ikke at automatikken vil påføre endret personsikkerhet i slike tilfeller. Det vil likevel være viktig at montør har fått tilstrekkelig opplæring og er klar over at anlegget benytter automatisk kobling. Med økt bruk og avhengighet av automatikk vil et potensielt hackerangrep kunne forekomme oftere og ha større påvirkning på kraftsystemet. Slike angrep vil være umulig å gardere seg mot, og skulle et angrep være vellykket må systemet kunne opereres manuelt. Det må tilrettelegges rutiner for hvordan systemets automatikk og fjernstyring kan overstyres manuelt. Det vil være viktig å opprette gode sikkerhetsrutiner, utføre risikovurderinger av alle komponenter for å være bevisst på hvilke risikoer som finnes, gode brannmurer, oppdateringsrutiner og antivirusprogrammer.

12 | Konklusjon

De analyserte systemløsningene er:

Effektbrytere uten automatikk:	Implementering av gjeninnkoblere (fjernstyrte effektbrytere) uten logisk styrt automatikk.
Desentral selv-heling:	Implementering av lastbrytere, hvor logikk for automatikk utføres av kontrollenhet i transformatorstasjon.
Lokal selv-heling:	Implementering av gjeninnkoblere (effektbrytere), hvor logikk for automatikk utføres av vern i hvert enkelt bryteranlegg.
Sensorikk:	Implementering av sensorer som signaliserer til driftssentralen ved avbrudd.

Analysen er utført på en aktuell avgang i konsesjonsområdet til NTE Nett AS. Simuleringer på avgangen er blitt utført i dataverktøyet Powel NetBas. Lønnsomheten er beregnet ved bruk av nåverdimetoden med en analyseperiode på 15 år. Resultatene viser klare forskjeller hvor på avgangen implementering er lønnsom og er i større grad avhengig av avgangens sluttbrukersammensetning enn feilhyppighet. Dette er spesielt fremtredende på den analyserte avgangen. Sluttbrukersammensetningen fører til at for hvert minutt avbruddstiden reduseres, vil avbruddskostnadene i større grad reduseres i sone 1 og 2 enn for tilsvarende avbruddstid i sone 3 og 4. Det er estimert at et avbrudd på én time i sone 1 og 2 tilsvarer et avbrudd på fem og en halv time i sone 3 og 4. Sone 3 og 4 er utstyrt med effektbrytere i dag som gir et lavere potensial for lønnsomhet ved videre implementering.

Bryterne er strategisk plassert for å skjerme de mest kostbare sluttbrukerne på avgangen, og enkelte gir mulighet for forsyning av friske deler av nettet. Resultatene fra simulering og beregning av lønnsomhet indikerer at sone 3 og 4 ikke har tilstrekkelige kostnader forbundet med avbrudd til å gi lønnsomhet, da ingen av systemløsningene gir lønnsomhet ved referanseverdiene. Plassering i sone 2, som da også påvirker avbruddstiden i sone 1, gir de største KILE-besparelsene.

De optimale plasseringene for de ulike systemløsningene og medfølgende resultater er gjengitt i tabell 12.1 nedenfor:

Tabell 12.1: Oppsummering av de optimale plasseringene og antall for de ulike systemløsningene.

Oppsummering av resultater				
Systemløsning	Optimal plassering og antall	Investeringskostnad	KILE-reduksjon	Lønnsomhet
Effektbrytere uten automatikk	En bryter i sone 1 og to i sone 2.	936 000 kr	195 077 kr	1 233 256 kr
Desentral selv-heling	En bryter i sone 1 og to i sone 2. Ettermontering av sonevern og sensorikk ved eksisterende fjernstyrte brytere.	1 164 000 kr	159 230 kr	606 638 kr
Lokal selv-heling	To brytere i sone 2. Ettermontering av sonevern og sensorikk ved eksisterende fjernstyrte brytere.	1 068 000 kr	186 334 kr	1 004 034 kr
Sensorikk	Fem sensorer i sone 2	250 000 kr	80 992 kr	650 627 kr

Ved valg av avgang som kan gi lønnsomhet ved implementering av logisk styrt automatikk er følgende forutsetninger nødvendige med avtagende prioritet:

- Raskt og pålitelig samband; mobilnett, helst 4G, eller fiber.
- Årlige KILE-kostnader med mulighet for betydelige besparelser ved implementering.
- Høy andel sluttbrukere med store avbruddskostnader.
- Nettutforming som gir god mulighet til omkobling til reserveforsyning.
- Tidkrevende kobling som påvirker store deler av avgangen.
- Relativt høy feilhyppighet.

Resultatene som fremkommer fra analysen antyder at implementering av logisk styrt automatikk vil føre til lønnsomhet på den analyserte avgangen. Leverandører har tilgjengelige komponenter for implementering, men mangler reelle driftserfaringer. Den lokaliserte løsningen gir best lønnsomhet av de automatiske systemene, hovedsakelig på grunn av at løsningen benytter effektbrytere som gir stor nytteverdi ved videre manuell kobling. Lønnsomheten er lavere enn ved bruk av distribuerte effektbrytere uten automatikk. Hovedårsaken til dette er økt investeringskostnad, men tyder også på at avgangens nettutforming er mindre gunstig for implementering av automatikk. Dette fordi de optimale plasseringene gir begrensede muligheter for rask gjeninnkobling av forsyning, og gjør gevinsten knyttet til det automatiske systemet lavere enn det potensielt kunne ha vært. Det vil derfor kunne være avganger med bedre forutsetninger for implementering av automatikk enn den analyserte avgangen. Beslutningen avhenger i stor grad av nettselskapets betalingsvilje og budsjett, hvor den reduserte lønnsomheten må vurderes opp mot verdien av økt erfaring, kunnskap og omdømme.

13 | Videre arbeid

Ved videre arbeid bør analysen utvides til simulering på flere typer nett for å undersøke hvordan nettutforming, sluttbrukersammensetning og feilhyppighet påvirker resultatene. Det vil også være nyttig å analysere påvirkningen ved inkludering av distribuert kraftproduksjon (DG) og lagringssystemer i det selv-helende systemet.

Da leverandører har tilgjengelige komponenter og system vil pilot-prosjekter være en viktig del av det videre arbeidet. Det kan også være interessant å benytte smartgrid-laboratoriet ved NTNU til å gjennomføre test av logikk og GOOSE-meldinger. Det vil være fordelaktig for eventuelle fremtidige oppgaver å ha etablert en platform for testing, bruk og samhandling av aktuelle enheter og kommunikasjonsløsninger. Dette vil avhenge av hva leverandører og instituttet vil bidra med. Kraftbransjen går gjennom en digitalisering og det vil være fordelaktig for nettselskapene og kommende sivilingeniører å opparbeide seg kunnskap om temaet.

Bibliografi

- [1] “Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet,” 2001, Referansegruppe for feil og avbrudd.
- [2] SINTEF Energi, “Planleggingsbok for kraftnett: Leveringspålidelighet,” 2016.
- [3] “IEEE Smart Grid definition,” <http://smartgrid.ieee.org>, -> About IEEE Smart Grid.
- [4] T. H. Okland, “Selv-helende distribusjonsnett.” Prosjektoppgave, Institutt for el-kraftteknikk, NTNU, 2017.
- [5] NVE, “Økonomisk regulering av nettselskap,” <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/>, [Lest: 03.04.2018].
- [6] NVE, “Kvalitetsinsentiver-KILE,” <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/kvalitetsinsentiver-kile/>, [Lest: 05.11.2017].
- [7] OED. (2004) Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. [Lest: 12.08.2017]. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- [8] SINTEF Energi, “Planleggingsbok for kraftnett: Avbruddskostnader,” 2016.
- [9] NVE, “Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter håndbok,” 2003.
- [10] SINTEF Energi, “Planleggingsbok for kraftnett - estimering av økonomisk nytteverd,” 2001.
- [11] NVE. (2016) Fremskyndingskostnader. [Lest: 29.04.2018]. [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag/fremskyndingskostnader/>
- [12] OED, “Forskrift om elektriske forsyningsanlegg,” FOR-2003-09-01-1161, [Lest: 18.12.2017].
- [13] DSB. Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg. [Lest: 02.11.2017]. [Online]. Available: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/veiledning-til-forskrift/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/#hoyspenningsinstallasjoner>

-
- [14] NVE, “Veiledning til forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen,” 2013.
- [15] ABB. Arctic family of wireless communication products secure wireless connectivity. [Lest:27.10.2017].
- [16] Thales. “Cyber Security for SCADA Systems”. [“Lest 23.11.2017”]. [Online]. Available: <https://www.thalesgroup.com/sites/default/files/asset/document/thales-cyber-security-for-scada-systems.pdf>
- [17] NCCIC/ICS-CERT. “Cyber-attack against Ukrainian critical infrastructure”. [“Lest 23.11.2017”]. [Online]. Available: <https://ics-cert.us-cert.gov/alerts/IR-ALERT-H-16-056-01>
- [18] Regjeringen, “12.3 bygge et sterkt operativt fagmiljø for IKT-hendelseshåndtering,” *10 Elektronisk kommunikasjon*.
- [19] SINTEF Energi, “Planleggingsbok for kraftnett - nettutforming og nettdata,” 2003.
- [20] ABB, “Section 3: Elements of power distribution systems,” in *Distribution Automation Handbook*, 2013.
- [21] H. Høidalen, “Power System Protection - Ground Fault Protection,” 2016, forelesningspresentasjon: TET4115: Power System Analysis, NTNU.
- [22] K. Sand and P. Heegaard, “Next generation control centres – state of art and future scenarios,” 2015.
- [23] Nødnett, “Hva er SCADA?” <http://www.nodnett.no/SPORSMAL-OG-SVAR/SCADA/>, [Lest: 10.09.2017].
- [24] P. J. Mackertich, “Auto-reclosing switchgear for 11-kv networks,” *Students’ Quarterly Journal*, vol. 35, no. 138, pp. 69–78, December 1964.
- [25] R. Johnsen. (2009) Kommunikasjonsprotokoll. i store norske leksikon. [Lest: 14.12.2017]. [Online]. Available: <https://snl.no/kommunikasjonsprotokoll>
- [26] International electrotechnical commission nettsted. [Lest: 14.12.2017]. [Online]. Available: <http://www.iec.ch/about/>
- [27] Kommunikasjon via epost og møte med ABB AS ved Stian Reite,.
- [28] J. R. Agüero, “Applying self-healing schemes to modern power distribution systems,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2012, pp. 1–4.
- [29] P. Maynard, K. McLaughlin, and B. Haberler, “Towards understanding man-in-the-middle attacks on IEC 60870-5-104 SCADA networks,” 2016.
- [30] Kommunikasjon via epost med Siemens AS ved Odin Hammer Eliassen.
- [31] R. E. Mackiewicz, “Overview of IEC 61850 and benefits,” in *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, May 2006.

-
- [32] ABB, “Enhanced protection functionality with IEC-61850 and GOOSE,” 2008. [Online]. Available: http://www02.abb.com/global/sgabb/sgabb005.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/e81bb489e5ae0b68482574d70020bf42/\protect\T1\textdollarFILE/B5_G2_Enhanced+protection+functionality+with+IEC+61850+and+GOOSE.pdf
- [33] Smartgridsenteret. Demo Norge. [Online]. Available: http://smartgrids.no/demo_norge/
- [34] Smartgridsenteret. Oversikt over FOU prosjekter relatert til Smartgridsenteret. [Lest: 14.12.2017]. [Online]. Available: <http://smartgrids.no/fou/>
- [35] M. Istad, H. Kirkeby, P. E. Nordbø, O. H. Eliassen, R. A. H. Hjelme, and O. J. Hatlen, “Flexible network operation,” in *CIREN 2017 - 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, June 2017, pp. 1–5.
- [36] Kommunikasjon via epost med BKK-nett ved André Tolleshaug.
- [37] Kommunikasjon via epost og møte med Nortroll AS ved Regiondirektør Elling Skogan.
- [38] Definition Remote-Terminal-Unit. [Lest: 04.12.2017]. [Online]. Available: <https://www.techopedia.com/definition/1033/remote-terminal-unit-rtu>
- [39] ABB, “Sectos pole mounted SF6 load break switch, Product Guide,” [Lest: 04.03.2018].
- [40] ABB, “Wireless Controller - ARC600 - Product Guide,” [Lest: 04.3.2018].
- [41] ABB, “Remote i/o - rio600 - product guide,” [Lest: 01.04.2018].
- [42] ABB, “COM600S - Substation automation, analysis and data management, Product Guide,” [Lest: 04.03.2018].
- [43] Siemens, “Siemens vacuum recloser 3ad - Product Guide,” [Lest: 04.03.2018].
- [44] Møte med Siemens ved Tor Kroeg og Roger Sponaas.
- [45] J. D. McDonald, “Substation automation. ied integration and availability of information,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 1, no. 2, pp. 22–31, Mar 2003.
- [46] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*. John Wiley Sons, Incorporated, 2013.
- [47] Nortroll. LineTroll R400D User Manual. [Lest: 04.03.2018]. [Online]. Available: <http://www.mr-bh.com/documents/nortroll/UG%20LineTroll%20R400D.pdf>
- [48] Nortroll. LineTroll 110E μ R Product Manual. [Lest: 04.03.2018]. [Online]. Available: <http://www.mr-bh.com/documents/nortroll/DS%20LineTroll%20110%20RIS.pdf>
-

-
- [49] E. Bjerkan, "Efficient fault management using remote fault indicators," in *CIREC 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1*, June 2009, pp. 1–4.
- [50] G. H. Kjølle, V. V. Vadlamudi, S. Kvistad, and K. A. Tutvedt, "Potential for improved reliability and reduced interruption costs utilizing smart grid technologies," in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIREC 2013)*, June 2013, pp. 1–4.
- [51] "Årsstatistikk 2016: Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoplinger i 1-22 kv-nettet," 2017, Statnett SF.
- [52] SINTEF Energi, "Planleggingsbok for kraftnett - analyse av vedlikeholds- og fornyelsesbehov," 2001.

Vedlegg

A Data til beregning av KILE-kostnader

Gjeldene avbruddsatser trådte i kraft 1. januar 2015 slik de er beskrevet i forskriften (*OED; Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen*). Først oppgis spesifikke avbudskostnader for referansetidspunktet i januar, deretter korreksjonsfaktor for henholdsvis måned, ukedag og tid på døgnet.

Spesifikke avbruddskostnader referert til referansetidspunktet i januar [8]

Tabell A.1: Referansetidspunkt for de respektive kundegruppene [8]

Jordbruk:	Torsdag i januar kl. 06.00
Husholdning:	Hverdag i januar kl. 16.00
Industri:	Hverdag i januar kl. 10.00
Handel og tjenester:	Hverdag i januar kl. 10.00
Offentlig virksomhet:	Hverdag i januar kl. 10.00
Industri med eldre prosesser:	Hverdag i januar kl. 10.00

Kostnadsfunksjon på referansetidspunkt, kostnadsnivå 2012 [8]

Tabell A.2: Kostnadsfunksjon på referansetidspunkt, kostnadsnivå 2012 [8]

Kundegruppe	Kostnadsfunksjon for $K_{P,ref}$ (r = avbruddsvarighet angitt i timer)				
	<1 min	≥ 1 min og <1 time	≥ 1 time og <4 timer	≥ 4 timer og <8 timer	≥ 8 timer
Jordbruk	$5+14,3*r$	$5+14,3*r$	$19+15,6*(r-1)$	$66+14,3*(r-4)$	$66+14,3*(r-4)$
Husholdning	$1,1+9,8*r$	$1,1+9,8*r$	$1,1+9,8*r$	$1,1+9,8*r$	$1,1+9,8*r$
Industri	34	$34+84,7*r$	$118+82,3*(r-1)$	$365+55,6*(r-4)$	$588+36,5*(r-8)$
Handel og tjenester	16	$28+168,3*r$	$196+91,1*(r-1)$	$469+141,3*(r-4)$	$1034+102,4*(r-8)$
Offentlig virksomhet	7	$60+113,2*r$	$173+27,9*(r-1)$	$257+51,8*(r-4)$	$464+17,6*(r-8)$
Industri med eldre prosesser	$49+2,8*r$	$49+2,8*r$	$49+2,8*r$	$91,2,8*r$	$91+2,8*r$

Korreksjonsfaktor for variasjon med tidspunkt [8]

Tabell A.3: Korreksjonsfaktorer for variasjon i avbruddskostnad over året, veid gjennomsnitt for hver måned [8]

Måned	Jordbruk	Hus- holdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig Virksomhet	Industri med eldrevne prosesser
Januar	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Februar	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Mars	1,10	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
April	1,10	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
Mai	0,90	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
Juni	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
Juli	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
August	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
September	1,00	1,00	0,55	1,06	0,58	1,00
Oktober	1,00	1,00	0,88	1,06	0,58	1,00
November	1,10	1,00	0,88	1,06	0,58	1,00
Desember	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

“Når avbruddets varighet berører mer enn en av tidsperiodene gitt i kolonne 1, skal et vektet gjennomsnitt benyttes [8]”

Tabell A.4: Korreksjonsfaktorer for variasjon i avbruddskostnad over uka, veid gjennomsnitt [8]

Ukedag	Jordbruk	Hus- holdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldrevne prosesser
Hverdag	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Lørdag	1,10	1,10	0,13	0,45	0,30	1,00
Søndag/ helligdager	1,10	1,10	0,14	0,11	0,29	1,00

Tabell A.5: Korreksjonsfaktorer for variasjon i avbruddskostnad over døgnet, veid gjennomsnitt [8]

Klokkelsett	Jordbruk	Hus- holdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldrevne prosesser
0000-0600	0,80	0,90	0,12	0,11	0,43	1,00
0600-0800	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0800-1200	0,90	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1200-1600	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1600-1800	1,00	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00
1800-2000	1,00	1,10	0,14	0,30	0,31	1,00

B Koblingsforløp

Fremstilt er koblingsforløpet ved nullalternativet. For de automatiske koblingene fullføres automatikken for gjeldende plassering og antall, og videre seksjonering følger resterende koblingsforløp som angitt her.

Feil i A			Feil i B			Feil i C		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:06		EB inn	12:06		EB inn	12:06	
EB ut	12:06	EB utløses, feil før FB1	EB ut	12:06	EB utløses, feil før FB1	EB ut	12:06	EB utløses, feil før FB1
OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB1	OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB1	OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB1
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
L1 ut	12:39		L1 ut	12:39		L1 ut	12:39	
EB inn	12:42		EB inn	12:42		EB inn	12:42	OK (feil etter L1)
EB ut	12:42	Utløst (feil før L1)	EB ut	12:42	Utløst (feil før L1)	S3 ut	12:52	
FB1 inn	12:45		FB1 inn	12:45		S4 ut	13:02	
S2 ut	12:55		S2 ut	12:55		L1 inn	13:12	
EB inn	12:58		EB inn	12:58	OK (feil i B)	EB ut	13:12	Utløst, feil i C
EB ut	12:58	Utløst (feil i A)		13:58	Feil reparert, Gjenoppretting starter	L1 ut	13:13	
L1 inn	13:08		EB ut	14:01		EB inn	13:16	
	14:08	Feil reparert, Gjenoppretting starter	S2 inn	14:02	Står ved bryter		14:16	Feil reparert, Gjenoppretting starter
L1 ut	14:09	Står ved bryter	EB inn	14:05		S3 inn	14:26	
S2 inn	14:19		FB1 ut	14:08		S4 inn	14:36	
EB inn	14:22		L1 inn	14:18		L1 inn	14:46	
FB1 ut	14:25		OP1 ut	14:21		OP1 ut	14:49	
L1 inn	14:35		FB1 inn	14:24	NORMALISERT	FB1 inn	14:52	NORMALISERT
OP1 ut	14:38		KILE			181678	KILE	225865
FB1 inn	14:41	NORMALISERT						
KILE		189253						

Figur B.1: Koblingsforløp Sone 1.

Feil i D			Feil i E		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:06		EB inn	12:06	
EB ut	12:06	EB utløses, feil før FB1	EB ut	12:06	EB utløses, feil før FB1
OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB1	OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB1
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
L1 ut	12:39		L1 ut	12:39	
EB inn	12:42	OK (feil etter L1)	EB inn	12:42	OK (feil etter L1)
S3 ut	12:52		S3 ut	12:52	
S4 ut	13:02		S4 ut	13:02	
L1 inn	13:12	OK (feil i D eller E)	L1 inn	13:12	OK (feil i D eller E)
L1 ut	13:13		L1 ut	13:13	
S4 inn	13:23		S4 inn	13:23	
L1 inn	13:33	OK (feil i D)	L1 inn	13:33	
	14:33	Feil reparert, Gjenoppretting starter	EB ut	13:33	Utløst, feil i E
L1 ut	14:34	Står ved bryter	S4 ut	13:34	
S4 inn	14:44		S3 inn	13:44	
L1 inn	14:54		EB inn	13:47	
OP1 ut	14:57			14:47	Feil reparert, Gjenoppretting starter
FB1 inn	15:00	NORMALISERT	L1 ut	14:57	
KILE		218289	S4 inn	15:07	
			L1 inn	15:17	
			OP1 ut	15:20	
			FB1 inn	15:23	NORMALISERT
			KILE		238956

Figur B.2: Koblingsforløp Sone 1.

Feil i A			Feil i B			Feil i C		
Omkobling	Kl	Kommentar	Omkobling	Kl	Kommentar	Omkobling	Kl	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:06	OK, feil etter FB1	EB inn	12:06	OK, feil etter FB1	EB inn	12:06	OK, feil etter FB1
Fintokalisering Starter			Fintokalisering Starter			Fintokalisering Starter		
L1 ut	12:36	Sjekker om feilen er nedstørms L1	L1 ut	12:36	Sjekker om feilen er nedstørms L1	L1 ut	12:36	Sjekker om feilen er nedstørms L1
FB1 inn	12:39		FB1 inn	12:39		FB1 inn	12:39	
EB ut	12:39	Utløst, Feil før L1	EB ut	12:39	Utløst, Feil før L1	EB ut	12:39	Utløst, Feil før L1
FB1 ut	12:42		FB1 ut	12:42		FB1 ut	12:42	
EB inn	12:45		EB inn	12:45		EB inn	12:45	
L1 inn	12:46	Står ved bryter	L1 inn	12:46	Står ved bryter	L1 inn	12:46	Står ved bryter
S2 ut	12:56		S2 ut	12:56		S2 ut	12:56	
FB1 inn	12:59		FB1 inn	12:59		FB1 inn	12:59	OK, feil etter S2
EB ut	12:59	Utløst, Feil i A eller B	EB ut	12:59	Utløst, Feil i A eller B	L2 ut	13:09	
FB1 ut	13:02		FB1 ut	13:02		FB1 ut	13:12	
EB inn	13:05		EB inn	13:05		S2 inn	13:22	
OPT1 inn	13:08		OPT1 inn	13:08		FB1 inn	13:25	
S1 ut	13:18		S1 ut	13:18		EB ut	13:25	Utløst, feil i C
FB1 inn	13:21		FB1 inn	13:21	OK, Feil i B, ekstra feilsøking 30 min	S2 ut	13:26	Står ved bryter
EB ut	13:21	Utløst, Feil i A		14:51	Feil reparert, Gjenoppretting starter	EB inn	13:29	
FB1 ut	13:24		FB1 ut	14:54		OPT1 inn	13:32	ekstra feilsøking 30 min
EB inn	13:27		S1 inn	14:55			15:02	Feil reparert, Gjenoppretting starter
	14:27	Feil reparert, Gjenoppretting starter	OPT1 ut	14:58		FB1 ut	15:05	
S1 inn	14:28	Står ved bryter	S2 inn	15:08		S2 inn	15:06	Står ved bryter
OPT1 ut	14:31		FB1 inn	15:11	NORMALISERT	FB1 inn	15:09	
S2 inn	14:41		KILE		263858	OPT1 ut	15:12	
FB1 inn	14:44	NORMALISERT				L2 inn	15:22	NORMALISERT
KILE		302011				KILE		260148

Figur B.3: Koblingsforløp Sone 2.

Feil i D			Feil i E			Feil i F		
Omkobling	Kl	Kommentar	Omkobling	Kl	Kommentar	Omkobling	Kl	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:06	OK, feil etter FB1	EB inn	12:06	OK, feil etter FB1	EB inn	12:06	OK, feil etter FB1
Fintokalisering Starter			Fintokalisering Starter			Fintokalisering Starter		
L1 ut	12:36	Sjekker om feilen er nedstørms L1	L1 ut	12:36	Sjekker om feilen er nedstørms L1	L1 ut	12:36	Sjekker om feilen er nedstørms L1
FB1 inn	12:39		FB1 inn	12:39	OK, feil etter L1	FB1 inn	12:39	OK, feil etter L1
EB ut	12:39	Utløst, Feil før L1	L2 ut	12:49		L2 ut	12:49	
FB1 ut	12:42		L1 inn	12:59		L1 inn	12:59	OK, feil etter L2
EB inn	12:45		EB ut	12:59	Utløst, Feil i A	S1 ut	13:09	
L1 inn	12:46	Står ved bryter	L1 ut	13:00	Står ved bryter	S2 ut	13:19	
S2 ut	12:56		EB inn	13:03		L2 inn	13:29	
FB1 inn	12:59	OK, feil etter S2		14:03	Feil reparert, Gjenoppretting starter	EB ut	13:29	Utløst, Feil i B
L2 ut	13:09		L1 inn	14:04		L2 ut	13:30	Står ved bryter
FB1 ut	13:12		L2 inn	14:14	NORMALISERT	EB inn	13:33	feilsøking 30 minutter
S2 inn	13:22		KILE		216126		15:03	Feil reparert, Gjenoppretting starter
FB1 inn	13:25	Ok feil i D, ekstra feilsøking 30 min				S1 inn	15:13	
	14:55	Feil reparert, Gjenoppretting starter				S2 inn	15:23	
L2 inn	15:05	NORMALISERT				L2 inn	14:33	NORMALISERT
KILE		206949				KILE		267078

Figur B.4: Koblingsforløp Sone 2.

Feil i G			Feil i H		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:06	OK, feil etter FB1	EB inn	12:06	OK, feil etter FB1
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
L1 ut	12:36	Sjekker om feilen er nedstørms L1	L1 ut	12:36	Sjekker om feilen er nedstørms L1
FB1 inn	12:39	OK, feil etter L1	FB1 inn	12:39	OK, feil etter L1
L2 ut	12:49		L2 ut	12:49	
L1 inn	12:59	OK, feil etter L2	L1 inn	12:59	OK, feil etter L2
S1 ut	13:09		S1 ut	13:09	
S2 ut	13:19		S2 ut	13:19	
L2 inn	13:29	OK, Feil i C eller D	L2 inn	13:29	OK, Feil i C eller D
L2 ut	13:30	Utløst, Feil i B	L2 ut	13:30	Utløst, Feil i B
S1 inn	13:40		S1 inn	13:40	
L2 inn	13:50		L2 inn	13:50	OK, feil i D
EB ut	13:50			14:50	Feil reparert, Gjenoppretting starter
L2 ut	13:51	Står ved bryter	L2 ut	14:51	Står ved bryter
EB inn	13:54		S2 inn	15:01	
S1 ut	14:04		L2 inn	15:11	NORMALISERT
S2 inn	14:14		KILE		207797
L2 inn	14:24	feilsøking 30 minutter			
	15:54	Feil reparert, Gjenoppretting starter			
L2 ut	15:55	Står ved bryter			
S1 inn	16:05				
L2 inn	16:15	NORMALISERT			
KILE		279056			

Figur B.5: Koblingsforløp Sone 2.

Feil i A			Feil i B			Feil i C		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:06		EB inn	12:06		EB inn	12:06	
EB ut	12:06	EB utløses feil før FB1	EB ut	12:06	EB utløses feil før FB1	EB ut	12:06	EB utløses feil før FB1
OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere	OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere	OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
S3 ut	13:09	Utkjering	S3 ut	13:09	Utkjering	S1 ut	13:09	Utkjering
EB inn	13:12		EB inn	13:12		EB inn	13:12	OK (feil etter S1)
EB ut	13:12	Utløst (feil før S1)	EB ut	13:12	Utløst (feil før S1)	EB ut	13:15	
FB1 inn	13:15	Forsyner resterende sluttbrukere	FB1 inn	13:15	Forsyner resterende sluttbrukere	S1 inn	13:16	Står ved bryter
L1 ut	13:25		L1 ut	13:25		S2 ut	13:26	
EB inn	13:28		EB inn	13:28	OK Feil isolert i B, venter på Reparasjon	EB inn	13:29	OK Feil isolert i D, venter på Reparasjon
EB ut	13:28	Utløst, Feil lokalisert i A, venter på Reparasjon		14:28	Feil reparert, Gjenoppretting starter		14:29	Feil reparert, Gjenoppretting starter
FB1 ut	13:31	Gjennoprette flest mulig brukere	OP1 ut	14:31		EB ut	14:32	
S1 inn	13:41		S3 inn	14:41		S2 inn	14:33	Står ved bryter
FB1 inn	13:44		L1 inn	14:51	NORMALISERT	EB inn	14:36	
	14:44	Feil reparert, Gjenoppretting starter	KILE			OP1 ut	14:39	
EB inn	14:47					FB1 inn	14:42	NORMALISERT
OP1 ut	14:50					KILE		27973
L1 inn	15:00	NORMALISERT						
KILE					32315			

Figur B.6: Koblingsforløp Sone 3.

Feil i D			Feil i E			Feil i F		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:06	OK (GS) feil etter FB1	EB inn	12:06	OK (GS) feil etter FB1	EB inn	12:06	OK (GS) feil etter FB1
EB ut	12:06	EB utløses feil før FB1	Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
OP1 inn	12:09	Forsyner resterende sluttbrukere	S8 ut	13:06	Utkjøring	S8 ut	13:06	Utkjøring
Finlokalisering Starter			FB1 inn	13:09		FB1 inn	13:09	
S1 ut	13:09	Utkjøring	EB ut	13:09	Utløst, feil før S8	EB ut	13:09	Utløst, feil før S8
EB inn	13:12	OK (feil etter S1)	FB1 ut	13:12		FB1 ut	13:12	
EB ut	13:13		EB inn	13:15		EB inn	13:15	
S1 inn	13:16	Står ved bryter	OP1 inn	13:18	Forsyner resterende sluttbrukere	OP1 inn	13:18	Forsyner resterende sluttbrukere
S2 ut	13:26		S7 ut	13:28		S7 ut	13:28	
EB inn	13:29		FB1 inn	13:31		FB1 inn	13:31	OK Feil lokalisert i J, venter på Repara
EB ut	13:29	Utløses feil etter S3, ikke i D	EB ut	13:31			14:31	Feil reparert, Gjenoppretting starter
S2 inn	13:30		FB1 ut	13:34		FB1 ut	14:34	Står ved bryter
S1 ut	13:40		EB inn	13:37	OK Feil lokalisert i H, venter på Reparasjon	S7 inn	14:35	
EB inn	13:43			14:37	Feil reparert, Gjenoppretting starter	OP1 ut	14:38	
	14:43	Feil reparert, Gjenoppretting starter	S7 inn	14:38	Står ved bryter	S8 inn	14:48	
EB ut	14:46		OP1 ut	14:41		FB1 inn	14:51	NORMALISERT
S1 inn	14:47	Står ved bryter	S8 inn	14:51		KILE		18501
EB inn	14:50		FB1 inn	14:54	NORMALISERT			
OP1 ut	14:53		KILE					
FB1 inn	14:56	NORMALISERT						23052
KILE								
			36630					

Figur B.7: Koblingsforløp Sone 3.

Feil i G			Feil i H		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:06	OK (GS) feil etter FB1	EB inn	12:06	OK (GS) feil etter FB1
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
S8 ut	13:06	Utkjøring	S8 ut	13:06	Utkjøring
FB1 inn	13:09	OK	FB1 inn	13:09	OK, Feil etter S8
FB1 ut	13:12		FB1 ut	13:12	
S8 inn	13:13	Står ved bryter	S8 inn	13:13	Står ved bryter
S9 ut	13:23		S9 ut	13:23	
FB1 inn	13:26		FB1 inn	13:26	OK Feil lokalisert i K, venter på Reparasjon
EB ut	13:26	Utløsning, Feil lokalisert i J, venter på Reparasjon		14:26	Feil reparert, Gjenoppretting starter
S8 ut	13:36	Forsyner resterende sluttbrukere	FB1 ut	14:29	
EB inn	13:39		S9 inn	14:30	Står ved bryter
OP1 inn	13:42	Forsyner resterende sluttbrukere	FB1 inn	14:33	NORMALISERT
	14:42	Feil reparert, Gjenoppretting starter	KILE		13562
OP1 ut	14:45				
FB1 ut	14:48				
S8 inn	14:49	Står ved bryter			
S9 inn	14:59				
FB1 inn	15:02	NORMALISERT			
KILE					21998

Figur B.8: Koblingsforløp Sone 3.

Feil i A			Feil i B			Feil i C		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2	EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2	EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2
OP1 inn	12:12	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB2	OP1 inn	12:12	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB2	OP1 inn	12:12	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB2
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
L1 ut	13:12		L1 ut	13:12		L1 ut	13:12	
EB inn	13:15		EB inn	13:15		EB inn	13:15	
EB ut	13:15	Utløst (feil før L1)	EB ut	13:15	Utløst (feil før L1)	EB ut	13:15	Utløst (feil før L1)
FB2 inn	13:18	Forsyner resterende sluttbrukere	FB2 inn	13:18	Forsyner resterende sluttbrukere	FB2 inn	13:18	Forsyner resterende sluttbrukere
S3 ut	13:28		S3 ut	13:28		S3 ut	13:28	
EB inn	13:31		EB inn	13:31		EB inn	13:31	OK, Feil lokalisert i D, venter på Reparasjon
EB ut	13:31	Utløst (feil før L1 og S3)	EB ut	13:31	Utløst (feil før L1 og S3)	EB ut	13:31	Utløst (feil før L1 og S3)
S3 inn	13:32	Står ved bryter	S3 inn	13:32	Står ved bryter	S3 inn	13:32	Står ved bryter
S1 ut	13:42		S1 ut	13:42		S1 ut	13:42	
EB inn	13:45		EB inn	13:45	OK, Feil lokalisert i B	EB inn	13:45	OK, Feil lokalisert i B
EB ut	13:45	Utløst, Feil lokalisert i A	EB ut	13:45	Utløst, Feil lokalisert i A	EB ut	13:45	Utløst, Feil lokalisert i A
S1 inn	13:46	Står ved bryter	S1 inn	13:46	Står ved bryter	S1 inn	13:46	Står ved bryter
OP1 inn	14:55	Feil reparert, Gjenoppretting starter	OP1 inn	14:55	Feil reparert, Gjenoppretting starter	OP1 inn	14:55	Feil reparert, Gjenoppretting starter
EB inn	14:49		EB inn	14:52	Står ved bryter	EB inn	14:54	
FB1 inn	14:52		EB inn	14:55		KILE		36280
OP1 ut	14:55		OP1 ut	14:58				
L1 inn	15:05	NORMALISERT	L1 inn	15:08	NORMALISERT			
KILE			35961	KILE		52325		

Figur B.9: Koblingsforløp Sone 4.

Feil i D			Feil i E			Feil i F		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2	EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2	EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2
FB2 inn	12:12	OK, Feil etter FB1	FB2 inn	12:12	OK, Feil etter FB1	EB ut	12:09	EB utløses, feil før FB1 og FB2
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
S5 ut	13:12		S5 ut	13:12		OP1 inn	12:12	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB2
FB1 inn	13:15		FB1 inn	13:15	OK, Feil i GH, venter på Reparasjon (20 min ekstra)	L1 ut	13:12	Finlokalisering Starter
EB ut	13:15	Utløst, Feil lokalisert i EF, venter på Reparasjon	EB ut	13:15	Utløst, Feil lokalisert i EF, venter på Reparasjon	EB inn	13:15	OK, Feil etter L1
FB1 ut	13:18		FB1 ut	13:18		FB1 inn	13:18	
EB inn	13:21	(20 min ekstra til feilsøking)	S3 inn	14:39	Står ved bryter	S7 ut	13:28	
S3 inn	14:41	Feil reparert, Gjenoppretting starter	FB1 inn	14:42	NORMALISERT	L1 inn	13:38	
FB1 inn	14:45	NORMALISERT	KILE			EB ut	13:38	Utløst, Feil etter L1
KILE			19971			L1 ut	13:39	Står ved bryter
						EB inn	13:42	Forsyner resterende sluttbrukere
						FB2 inn	13:45	OK, Feil lokalisert i J, venter på Reparasjon
						FB2 inn	14:45	Feil reparert, Gjenoppretting starter
						FB2 ut	14:48	
						S7 inn	14:58	Står ved bryter
						L1 inn	15:08	
						OP1 ut	15:11	
						FB2 inn	15:14	NORMALISERT
						KILE		32478

Figur B.10: Koblingsforløp Sone 4.

Feil i G			Feil i H			Feil i I		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2	EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2	EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2
EB ut	12:09	EB utløses, feil før FB1 og FB2	FB2 inn	12:12		FB2 inn	12:12	
OP1 inn	12:12	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB2	EB ut	12:12	Utløst, Feil etter FB2	EB ut	12:12	Utløst, Feil etter FB2
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
L1 ut	13:12		EB inn	12:18		FB3 ut	12:15	
EB inn	13:15	OK, feil etter L1	EB ut	12:18	Utløst, Feil mellom FB2 og FB3, i N	EB inn	12:18	
FB1 inn	13:18		FB1 ut	12:21		FB2 inn	12:21	OK, Feil etter FB3
S7 ut	13:28		FB1 inn	12:24		Finlokalisering Starter		
L1 inn	13:38	OK, Feil isolert i G, venter på Reparasjon	EB inn	12:27		S13 ut	13:21	
OP1 inn	14:38	Feil reparert, Gjenoppretting starter	OP1 inn	12:30	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB2	FB3 inn	13:24	
L1 ut	14:39	Står ved bryter	OP1 inn	13:30	Feil reparert, Gjenoppretting starter	FB3 ut	13:27	
S7 inn	14:49		FB2 inn	13:33		EB inn	13:30	
L1 inn	14:59		OP1 ut	13:36		S13 inn	13:31	Står ved bryter
OP1 ut	15:02		FB3 inn	13:39	NORMALISERT	S12 ut	13:41	
FB2 inn	15:05	NORMALISERT	KILE			FB3 inn	13:44	
KILE			30359			EB ut	13:44	Utløst, Feil før S12
						FB3 ut	13:47	
						EB inn	13:50	Forsyner resterende sluttbrukere, etter FB2, OK før S12
						OP1 inn	13:53	
						S4 S3	14:53	Feil reparert, Gjenoppretting starter
						FB3 ut	14:56	
						OP1 ut	15:00	
						S13 inn	15:01	
						FB3 inn	15:04	NORMALISERT
						KILE		28301

Figur B.11: Koblingsforløp Sone 4.

Feil i J			Feil i K		
Omkobling	KI	Kommentar	Omkobling	KI	Kommentar
EB ut	12:00	Effektbryter utløses	EB ut	12:00	Effektbryter utløses
FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB1 ut	12:03	Fjernstyrt bryter kobles ut
FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut	FB2 ut	12:06	Fjernstyrt bryter kobles ut
EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2	EB inn	12:09	OK, Feil etter FB1 eller FB2
FB2 inn	12:12		FB2 inn	12:12	
EB ut	12:12	Utløst, Feil etter FB2	EB ut	12:12	Utløst, Feil etter FB2
FB3 ut	12:15		FB3 ut	12:15	
EB inn	12:18		EB inn	12:18	
FB2 inn	12:21	OK, Feil etter FB3	FB2 inn	12:21	OK, Feil etter FB3
Finlokalisering Starter			Finlokalisering Starter		
S13 ut	13:21		S13 ut	13:21	
FB3 inn	13:24		FB3 inn	13:24	OK, Feil etter S13
EB ut	13:24	Utløst, Feil før S13	FB3 ut	13:27	
FB3 ut	13:27		S13 inn	13:28	Står ved bryter
EB inn	13:30		S14 ut	13:38	
S13 inn	13:31	Står ved bryter	FB3 inn	13:41	
S12 ut	13:41		EB ut	13:41	Utøst, Feil i R
OP1 inn	13:44		FB3 ut	13:44	
EB2 ut	13:44	Utløst, feil i Q	EB inn	13:47	
OPT1 ut	13:47		S14 inn	13:48	Står ved bryter
EB2 inn	13:50		S13 ut	13:58	
FB3 inn	13:53		FB3 inn	14:01	
	14:53	Feil reparert, Gjenoppretting starter		15:01	Feil reparert, Gjenoppretting starter
FB3 ut	14:56		FB3 ut	15:04	
S12 inn	14:57	Står ved bryter	S13 inn	15:14	Står ved bryter
FB3 inn	15:00	NORMALISERT	FB3 inn	15:17	NORMALISERT
KILE		24098	KILE		15210

Figur B.12: Koblingsforløp Sone 4.

C Historisk og estimert feilsannsynlighet for avgangen

S1	Feill�r F�ring	Antall Trafoer	Feill�r Trafo	Feill�r totalt
A	0,070	3	0,019	0,089
B	0,143	7	0,045	0,188
C	0,066	1	0,006	0,072
D	0,032	5	0,032	0,064
E	0,011	4	0,026	0,037
SUM	0,322	20	0,128	0,450

S2	Feill�r F�ring	Antall Trafoer	Feill�r Trafo	Feill�r totalt
A	0,039	3	0,019	0,058
B	0,164	8	0,051	0,215
C	0,015	3	0,019	0,034
D	0,107	7	0,045	0,152
E	0,000	1	0,006	0,006
F	0,191	9	0,058	0,249
G	0,036	6	0,038	0,134
H	0,049	3	0,019	0,068
SUM	0,661	40	0,256	0,917
A.1	0,036	2	0,013	0,049
A.2	0,022	1	0,006	0,028

S3	Feill�r F�ring	Antall Trafoer	Feill�r Trafo	Feill�r totalt
A	0,247	8	0,051	0,298
B	0,120	3	0,019	0,139
C	0,127	4	0,026	0,153
D	0,127	4	0,026	0,153
E	0,115	2	0,013	0,128
F	0,085	3	0,019	0,104
G	0,081	4	0,026	0,107
H	0,085	2	0,013	0,098
SUM	0,987	30	0,192	1,179

S4	Feill�r F�ring	Antall Trafoer	Feill�r Trafo	Feill�r totalt
A	0,186	8	0,051	0,237
B	0,070	4	0,026	0,096
C	0,042	3	0,019	0,061
D	0,162	4	0,026	0,188
E	0,157	2	0,013	0,170
F	0,181	6	0,038	0,219
G	0,138	6	0,038	0,176
H	0,000	1	0,006	0,006
I	0,115	5	0,032	0,147
J	0,090	4	0,026	0,116
K	0,125	4	0,026	0,151
SUM	1,266	47	0,301	1,567

Figur C.1: Estimert feilsannsynlighet med bakgrunn i f ringslengde og antall fordelingstransformatorer

Total KILE i året, føring og trafo		
	403058	KR
Forskjell fra Gj.snitt KILE 2010-2017		1,6 %
Total KILE i året, føring		
	295629	KR
Forskjell fra Gj.snitt KILE 2010-2017		25,4 %
Gj.snitt KILE 2010-2017		
	396518	KR
2017	274287	KR
2016	279062	KR
2015	1655014	KR
2014	148059	KR
2013	215068	KR
2012	125084	KR
2011	139043	KR
2010	336528	KR
SUM	3172145	KR
Gj.snitt	396518	KR
PS:	Uten storm i 2013 og 2011	
Seksjon med høyest årlig feilrate		
Sone	Fra feilstatistikk	Historisk 2010-2017
Sone 1	B,A,C	B,A,D
Sone 2	F, B,D,G	B,F,G,D
Sone 3	A,C,D	A,D,C
Sone 4	A,F,D,E,K	D,K,F,A

Figur C.2: Historisk data hentet fra FASIT-rapporter 2010-2017 sammenlignet med estimeringer

D Resultater fra Simuleringer

S1	KILE kostnad ved feil i sonen	%	Feil/år Føring	Antall Trafoer	Feil/år Trafo	Feil/år totalt	KILE: Kun med Feil på føring	KILE Med Trafofeil
A	183253	16,0	0,070	3	0,019	0,089	12827,71	16346,1676
B	181678	15,9	0,143	7	0,045	0,188	25979,954	34119,1284
C	246209	21,5	0,066	1	0,006	0,072	16249,794	17825,5316
D	279497	24,4	0,032	5	0,032	0,064	8943,904	17887,808
E	254258	22,2	0,011	4	0,026	0,037	2796,838	9305,8428
SUM	1144895	100,0	0,322	20	0,128	0,450	66798,2	95484,4784
Kostnad per feil								
	228973							
S2	KILE kostnad ved feil i sonen	%	Feil/år Føring	Antall Trafoer	Feil/år Trafo	Feil/år totalt	KILE: Kun med Feil på føring	KILE Med Trafofeil
A	302011	15,1	0,039	3	0,019	0,058	11778	17577
B	263858	13,2	0,164	8	0,051	0,215	43273	56782
C	260148	13,0	0,015	3	0,019	0,034	3902	8897
D	206949	10,3	0,107	7	0,045	0,152	22144	31415
E	216126	10,8	0,000	1	0,006	0,006	0	1383
F	267078	13,3	0,191	9	0,058	0,249	51012	66396
G	279056	13,9	0,096	6	0,038	0,134	26789	37505
H	207797	10,4	0,049	3	0,019	0,068	10182	14172
SUM	2003023	100,0	0,661	40	0,256	0,917	169080	234127
A.1	302011		0,018	2	0,013	0,031	5436	9302
A.2	302011		0,017	1	0,006	0,023	5134	7067
Kostnad per feil								
	250378							
S3	KILE kostnad ved feil i sonen	%	Feil/år Føring	Antall Trafoer	Feil/år Trafo	Feil/år totalt	KILE: Kun med Feil på føring	KILE Med Trafofeil
A	32315	16,0	0,247	8	0,051	0,298	7981,805	9636
B	27781	13,8	0,120	3	0,019	0,139	3333,72	3867
C	27973	13,9	0,127	4	0,026	0,153	3552,571	4269
D	36630	18,2	0,127	4	0,026	0,153	4652,01	5590
E	23052	11,4	0,115	2	0,013	0,128	2650,98	2946
F	18501	9,2	0,085	3	0,019	0,104	1572,585	1928
G	21998	10,9	0,081	4	0,026	0,107	1781,838	2345
H	13562	6,7	0,085	2	0,013	0,098	1152,77	1326
SUM	201612	100,0	0,987	30	0,192	1,179	26678,279	31907
Kostnad per feil								
	18347							
S4	KILE kostnad ved feil i sonen	%	Feil/år Føring	Antall Trafoer	Feil/år Trafo	Feil/år totalt	KILE: Kun med Feil på føring	KILE Med Trafofeil
A	35961	12,7	0,186	8	0,051	0,237	6688,746	8530
B	32325	11,4	0,070	4	0,026	0,096	2262,75	3090
C	36260	12,8	0,042	3	0,019	0,061	1522,92	2219
D	19371	7,0	0,162	4	0,026	0,188	3235,302	3747
E	12544	4,4	0,157	2	0,013	0,170	1969,408	2130
F	32478	11,4	0,181	6	0,038	0,219	5878,518	7126
G	30359	10,7	0,138	6	0,038	0,176	4189,542	5355
H	16540	5,8	0,000	1	0,006	0,006	0	106
I	28301	10,0	0,115	5	0,032	0,147	3254,615	4160
J	24098	8,5	0,090	4	0,026	0,116	2168,82	2786
K	15210	5,4	0,125	4	0,026	0,151	1901,25	2291
SUM	284047	100,0	1,266	47	0,301	1,567	33071,871	41539
Kostnad per feil								
	16709							

Figur D.1: Avbruddsdata fra simuleringer utført i NetBas ved nullalternativet.

Effektbrytere uten automatikk										
Investering kun L1			Investering Kun A			Investering Kun E				
Hva	antall	kostnad	Hva	antall	kostnad	Hva	antall	kostnad		
Reclosere	1	kr 100 000	Reclosere	1	kr 100 000	Reclosere	1	kr 100 000		
Styreskap	1	kr 160 000	Styreskap	1	kr 160 000	Styreskap	1	kr 160 000		
Komp.kost		kr 260 000	Komp.kost		kr 260 000	Komp.kost		kr 260 000		
Montering	0,2	kr 52 000	Montering	0,2	kr 52 000	Montering	0,2	kr 52 000		
Inv.kostnad		kr 312 000	Inv.kostnad		kr 312 000	Inv.kostnad		kr 312 000		
KILE før og etter implementering			KILE før og etter implementering			KILE før og etter implementering				
KILE Før		kr 403 058	KILE Før		kr 403 058	KILE Før		kr 403 058		
KILE etter		kr 376 118	KILE etter		kr 309 880	KILE etter		kr 335 947		
Differanse		kr 26 940	Differanse		kr 93 178	Differanse		kr 67 111		
Lamda		11,12	Lamda		11,12	Lamda		11,12		
NNV=		kr -12 427	NNV=		kr 724 139	NNV=		kr 434 274		
Investering Sone 3 L1			Investering Sone 4 L1			Investering Kun sone 2				
Hva	antall	kostnad	Hva	antall	kostnad	Hva	antall	kostnad		
Reclosere	1	kr 100 000	Reclosere	1	kr 100 000	Reclosere	2	kr 200 000		
Styreskap	1	kr 160 000	Styreskap	1	kr 160 000	Styreskap	2	kr 320 000		
Komp.kost		kr 260 000	Komp.kost		kr 260 000	Komp.kost		kr 520 000		
Montering	0,2	kr 52 000	Montering	0,2	kr 52 000	Montering	0,2	kr 104 000		
Inv.kostnad		kr 312 000	Inv.kostnad		kr 312 000	Inv.kostnad		kr 624 000		
KILE før og etter implementering			KILE før og etter implementering			KILE før og etter implementering				
KILE Før		kr 403 058	KILE Før		kr 403 058	KILE Før		kr 403 058		
KILE etter		kr 391 434	KILE etter		kr 381 853	KILE etter		kr 242 769		
Differanse		kr 11 624	Differanse		kr 21 205	Differanse		kr 160 289		
Lamda		11,12	Lamda		11,12	Lamda		11,12		
NNV=		kr -182 741	NNV=		kr -76 200	NNV=		kr 1 158 414		
Investering Sone 1 L1, Sone 2 A og E			Investering Sone 3 og 4 L1			Hele Avgangen				
Hva	antall	kostnad	Hva	antall	kostnad	Hva	antall	kostnad		
Reclosere	3	kr 300 000	Reclosere	2	kr 200 000	Reclosere	5	kr 500 000		
Styreskap	3	kr 480 000	Styreskap	2	kr 320 000	Styreskap	5	kr 800 000		
Komp.kost		kr 780 000	Komp.kost		kr 520 000	Komp.kost		kr 1 300 000		
Montering	0,2	kr 156 000	Montering	0,2	kr 104 000	Montering	0,2	kr 260 000		
Inv.kostnad		kr 936 000	Inv.kostnad		kr 624 000	Inv.kostnad		kr 1 560 000		
KILE før og etter implementering			KILE før og etter implementering			KILE før og etter implementering				
KILE Før		kr 403 058	KILE Før		kr 403 058	KILE Før		kr 403 058		
KILE etter		kr 207 981	KILE etter		kr 381 853	KILE etter		kr 175 152		
Differanse		kr 195 077	Differanse		kr 32 829	Differanse		kr 227 906		
Lamda		11,12	Lamda		11,12	Lamda		11,12		
NNV=		kr 1 233 256	NNV=		kr -258 942	NNV=		kr 974 315		

Figur D.2: Resultater for effektbrytere uten automatikk.

Distribuert Selv-heling							
Investering Kun Sone 1 (L1 og sonevern)				Investering kun Sone 2 og Sonevern fjernstyrte brytere			
Hva	antall	kostnad	Totalt	Hva	antall	kostnad	Totalt
Lastbryter+skap	1	kr 150 000	kr 150 000	Lastbryter+skap	2	kr 150 000	kr 300 000
COM-600	1	kr 100 000	kr 100 000	COM-600	1	kr 100 000	kr 100 000
Sonevern	3	kr 50 000	kr 150 000	Sonevern	3	kr 50 000	kr 150 000
Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr 20 000	Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr 20 000
Komponentkost			kr 420 000	Komponentkost			kr 570 000
Montering	1	20 %	kr 84 000	Montering	1	20 %	kr 114 000
Programmering i	1	kr 300 000	kr 300 000	Programmering i	1	kr 300 000	kr 300 000
Investeringskostnad			kr 804 000	Investeringskostnad			kr 984 000
KILE før og etter implementering				KILE før og etter implementering			
KILE før			kr 403 058	KILE før			kr 403 058
KILE etter			kr 358 565	KILE etter			kr 288 320
Differanse			kr 44 493	Differanse			kr 114 738
Lamda			11,120	Lamda			11,120
NNV=			kr -309 238	NNV=			kr 291887
Investering Sone 3 (L1)				Investering Sone 4 (L1)			
Hva	antall	kostnad	Totalt	Hva	antall	kostnad	Totalt
Lastbryter+skap	1	kr 150 000	kr 150 000	Lastbryter+skap	1	kr 150 000	kr 150 000
COM-600	1	kr 100 000	kr 100 000	COM-600	1	kr 100 000	kr 100 000
Sonevern	3	kr 50 000	kr 150 000	Sonevern	4	kr 50 000	kr 200 000
Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr 20 000	Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr 20 000
Komponentkost			kr 420 000	Komponentkost			kr 470 000
Montering	1	20 %	kr 84 000	Montering	1	20 %	kr 94 000
Programmering i	1	kr 300 000	kr 300 000	Programmering i	1	kr 300 000	kr 300 000
Investeringskostnad			kr 804 000	Investeringskostnad			kr 864 000
KILE før og etter implementering				KILE før og etter implementering			
KILE før			kr 403 058	KILE før			kr 403 058
KILE etter			kr 391 436	KILE etter			kr 385 950
Differanse			kr 11 622	Differanse			kr 17 108
Lamda			11,120	Lamda			11,120
NNV=			kr -674 763	NNV=			kr -673 759
Investering Sone 1 og 2				Investering Sone 3 og 4 (L1 og L1)			
Hva	antall	kostnad	Totalt	Hva	antall	kostnad	Totalt
Lastbryter+skap	3	kr 150 000	kr 450 000	Lastbryter+skap	2	kr 150 000	kr 300 000
COM-600	1	kr 100 000	kr 100 000	COM-600	1	kr 100 000	kr 100 000
Sonevern	3	kr 50 000	kr 150 000	Sonevern	6	kr 50 000	kr 300 000
Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr 20 000	Sensorer til sonevern	2	kr 20 000	kr 40 000
Komponentkost			kr 720 000	Komponentkost			kr 740 000
Montering	1	20 %	kr 144 000	Montering	1	20 %	kr 148 000
Programmering i	1	kr 300 000	kr 300 000	Programmering i	1	kr 300 000	kr 300 000
Investeringskostnad			kr 1 164 000	Investeringskostnad			kr 1 188 000
KILE før og etter implementering				KILE før og etter implementering			
KILE før			kr 403 058	KILE før			kr 403 058
KILE etter			kr 243 828	KILE etter			kr 374 328
Differanse			kr 159 230	Differanse			kr 28 730
Lamda			11,120	Lamda			11,120
NNV=			kr 606 638	NNV=			kr -868 522
Investering alle							
Hva	antall	kostnad	Totalt				
Lastbryter+skap	5	kr 150 000	kr 750 000				
COM-600	1	kr 100 000	kr 100 000				
Sonevern	3	kr 50 000	kr 450 000				
Sensorer til sonevern	3	kr 20 000	kr 60 000				
Komponentkost			kr 1 360 000				
Montering	1	20 %	kr 272 000				
Programmering i	1	kr 300 000	kr 300 000				
Investeringskostnad			kr 1 932 000				
KILE før og etter implementering							
KILE før			kr 403 058				
KILE etter			kr 215 098				
Differanse			kr 187 960				
Lamda			11,120				
NNV=			kr 158 115				

Figur D.3: Resultater for distribuert selv-heling.

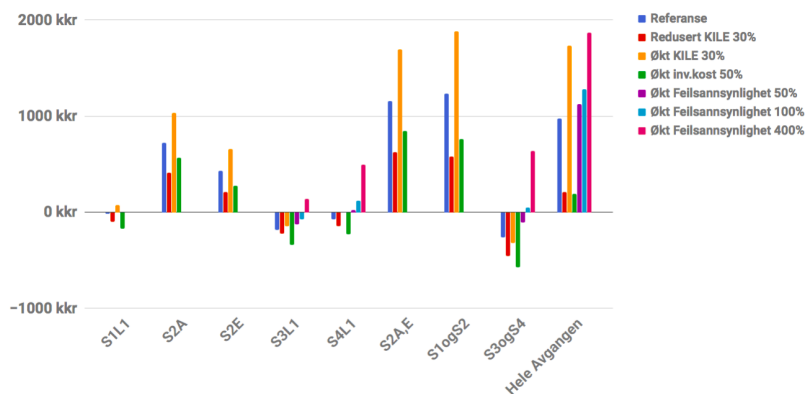
Lokal Selv-heling									
Investering Kun Sone 1 (L1 og sonevern)					Investering kun Sone 2 og Sonevern fjernstyrte brytere				
Hva	antall	kostnad	Totalt		Hva	antall	kostnad	Totalt	
Recloser	1	kr 100 000	kr	100 000	Recloser	2	kr 100 000	kr	200 000
Styreskap	1	kr 160 000	kr	160 000	Styreskap	2	kr 160 000	kr	320 000
Sonevern	2	kr 50 000	kr	100 000	Sonevern	2	kr 50 000	kr	100 000
Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr	20 000	Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr	20 000
Komponentkost			kr	380 000	Komponentkost			kr	640 000
Montering	1	20%	kr	76 000	Montering	1	20%	kr	128 000
Programmering i fabrikk	1	kr 300 000	kr	300 000	Programmering i fabrikk	1	kr 300 000	kr	300 000
Investeringskostnad			kr	756 000	Investeringskostnad			kr	1 068 000
KILE før og etter implementering					KILE før og etter implementering				
KILE før			kr	403 058	KILE før			kr	403 058
KILE etter			kr	356 364	KILE etter			kr	216 724
Differanse			kr	46 694	Differanse			kr	186 334
Lamda				11,120	Lamda				11,120
NNV=			kr	-236 758	NNV=			kr	1 004 034
Investering Sone 3 (L1)					Investering Sone 4 (L1)				
Hva	antall	kostnad	Totalt		Hva	antall	kostnad	Totalt	
Recloser	1	kr 100 000	kr	100 000	Recloser	1	kr 100 000	kr	100 000
Styreskap	1	kr 160 000	kr	160 000	Styreskap	1	kr 160 000	kr	160 000
Sonevern	3	kr 50 000	kr	150 000	Sonevern	3	kr 50 000	kr	150 000
Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr	20 000	Sensorer til sonevern	2	kr 20 000	kr	40 000
Komponentkost			kr	430 000	Komponentkost			kr	450 000
Montering	1	20%	kr	86 000	Montering	1	20%	kr	90 000
Programmering i fabrikk	1	kr 300 000	kr	300 000	Programmering i fabrikk	1	kr 300 000	kr	300 000
Investeringskostnad			kr	816 000	Investeringskostnad			kr	840 000
KILE før og etter implementering					KILE før og etter implementering				
KILE før			kr	403 058	KILE Før investering			kr	403 058
KILE etter			kr	388 573	KILE etter investering			kr	383 368
Differanse			kr	14 485	Differanse			kr	19 670
Lamda				11,120	Lamda				11,120
NNV=			kr	-654 927	NNV=			kr	-621 270
Investering Sone 1 og 2					Investering Sone 3 og 4 (L1 og L1)				
Hva	antall	kostnad	Totalt		Hva	antall	kostnad	Totalt	
Recloser	3	kr 100 000	kr	300 000	Recloser	2	kr 100 000	kr	200 000
Styreskap	3	kr 160 000	kr	480 000	Styreskap	2	kr 160 000	kr	320 000
Sonevern	3	kr 50 000	kr	150 000	Sonevern	6	kr 50 000	kr	300 000
Sensorer til sonevern	1	kr 20 000	kr	20 000	Sensorer til sonevern	3	kr 20 000	kr	60 000
Komponentkost			kr	950 000	Komponentkost			kr	880 000
Montering	1	20%	kr	190 000	Montering	1	20%	kr	176 000
Programmering i fabrikk	1	kr 300 000	kr	300 000	Programmering i fabrikk	1	kr 300 000	kr	300 000
Investeringskostnad			kr	1 440 000	Investeringskostnad			kr	1 356 000
KILE før og etter implementering					KILE før og etter implementering				
KILE Før investering			kr	403 058	KILE Før investering			kr	403 058
KILE etter investering			kr	190 489	KILE etter investering			kr	368 904
Differanse			kr	212 569	Differanse			kr	34 154
Lamda				11,120	Lamda				11,120
NNV=			kr	923 765	NNV=			kr	-976 208
Investering alle									
Hva	antall	kostnad	Totalt						
Recloser	5	kr 100 000	kr	500 000					
Styreskap	5	kr 160 000	kr	800 000					
Sonevern	9	kr 50 000	kr	450 000					
Sensorer til sonevern	4	kr 20 000	kr	80 000					
Komponentkost			kr	1 830 000					
Montering	1	20%	kr	366 000					
Programmering i fabrikk	1	kr 300 000	kr	300 000					
Investeringskostnad			kr	2 436 000					
KILE før og etter implementering									
KILE før			kr	403 058					
KILE etter			kr	156 335					
Differanse			kr	246 723					
Lamda				11,120					
NNV=			kr	247 560					

Figur D.4: Resultater for lokal selv-heling.

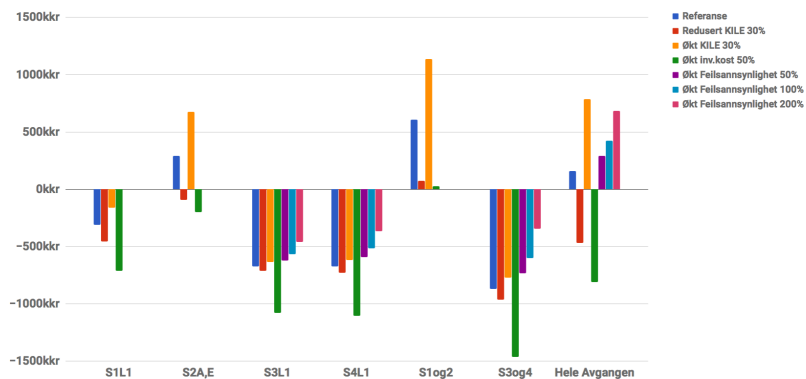
Investerings Sensor sone 1 D			Investerings Sensor Sone 1 E			Investerings Sensor Sone 2 B			Investerings Sensor Sone 2 C		
KILE før	kr	403 058	KILE før	kr	403 058	KILE før	kr	403 058	KILE før	kr	403 058
KILE etter	kr	391 084	KILE etter	kr	393 899	KILE etter	kr	375 787	KILE etter	kr	372 636
Differanse	kr	11 974	Differanse	kr	9 159	Differanse	kr	27 271	Differanse	kr	30 422
Lamda		11,120	Lamda		11,120	Lamda		11,120	Lamda		11,120
NNV=	kr	83 151	NNV=	kr	51 848	NNV=	kr	253 254	NNV=	kr	338 293
Investerings Sensor Sone 2 E			Investerings Sensor Sone 2 G			Investerings Sensor Sone 2 H			Investerings Sensor Sone 3 C		
KILE før	kr	403 006	KILE før	kr	403 006	KILE før	kr	403 006	KILE før	kr	403 058
KILE etter	kr	375 117	KILE etter	kr	378 257	KILE etter	kr	377 384	KILE etter	kr	400 841
Differanse	kr	27 889	Differanse	kr	24 749	Differanse	kr	25 622	Differanse	kr	2 217
Lamda		11,120	Lamda		11,120	Lamda		11,120	Lamda		11,120
NNV=	kr	260 126	NNV=	kr	225 209	NNV=	kr	234 917	NNV=	kr	-25 347
Investerings Sensor Sone 3 D			Investerings Sensor Sone 3 G			Investerings Sensor Sone 4 C			Investerings Sensor Sone 1 D,E		
KILE før	kr	403 058	KILE før	kr	403 058	KILE før	kr	403 058	KILE før	kr	403 058
KILE etter	kr	399 152	KILE etter	kr	402 094	KILE etter	kr	401 243	KILE etter	kr	388 773
Differanse	kr	3 926	Differanse	kr	964	Differanse	kr	1 815	Differanse	kr	14 285
Lamda		11,120	Lamda		11,120	Lamda		11,120	Lamda		11,120
NNV=	kr	-6 343	NNV=	kr	-39 280	NNV=	kr	-29 817	NNV=	kr	58 849
Investerings Sensor Sone 2 B,C,E			Investerings Sensor Sone 2 E,F,G			Investerings Sensor Sone 2 B,C,E,G,H			Investerings Sensor Sone 3 C,D,G		
KILE før investering	kr	403 058	KILE før	kr	403 058	KILE før	kr	403 058	KILE før	kr	403 058
KILE etter investering	kr	362 414	KILE etter	kr	356 731	KILE etter	kr	322 067	KILE etter	kr	398 002
Differanse	kr	40 644	Differanse	kr	46 327	Differanse	kr	80 991	Differanse	kr	5 056
Lamda		11,120	Lamda		11,120	Lamda		11,120	Lamda		11,120
NNV=	kr	301 961	NNV=	kr	365 156	NNV=	kr	650 620	NNV=	kr	-93 777
Investerings Sensor Sone 4 B,C,F											
KILE før	kr	403 058									
KILE etter	kr	397 108									
Differanse	kr	5 950									
Lamda		11,120									
NNV=	kr	-83 836									

Figur D.5: Resultater for sensorer.

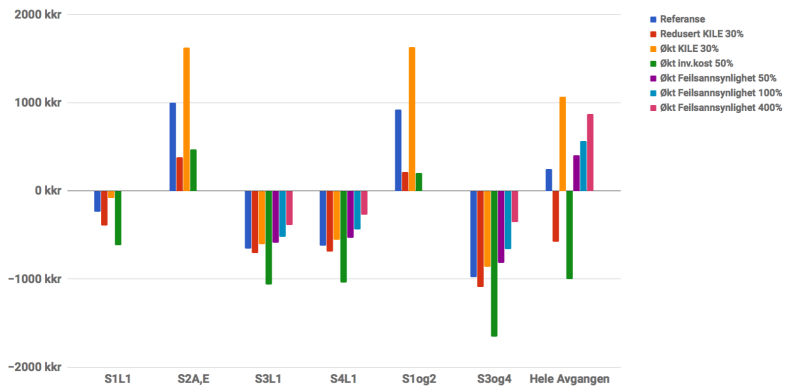
E Utvidede resultater fra følsomhetsanalysen



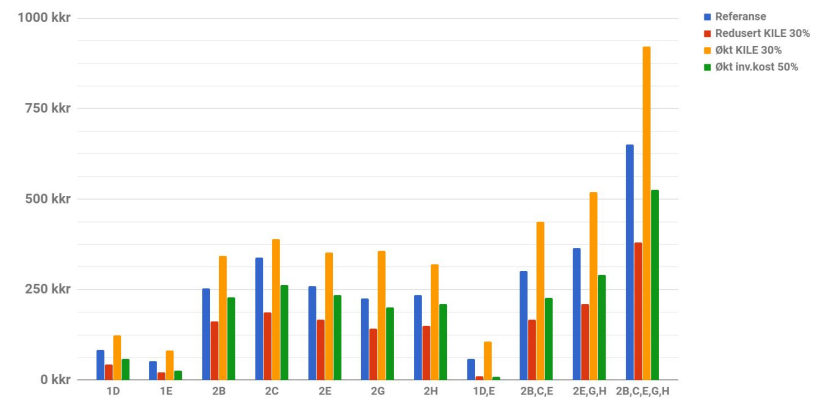
Figur E.1: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av effektbrytere uten automatikk.



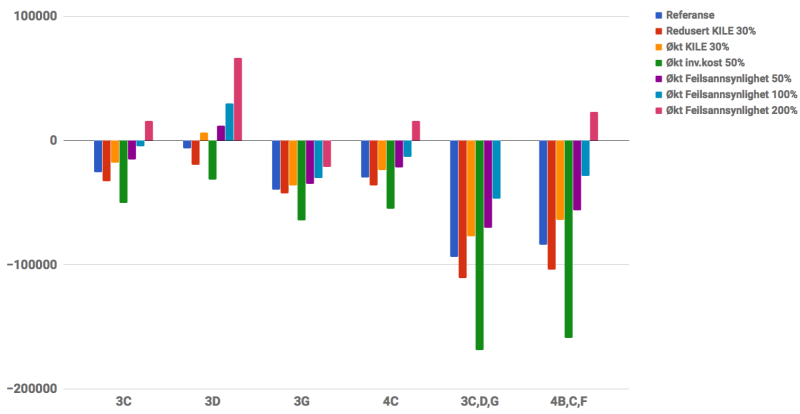
Figur E.2: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av desentral selv-heling.



Figur E.3: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av lokal selv-heling.



Figur E.4: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av sensorer i sone 1 og 2.



Figur E.5: Lønnsomhet ved ulike forutsetninger for implementering av sensorer i sone 3 og 4.