



Høgskulen på Vestlandet

Bacheloroppgåve

HO2-300

Predefinert informasjon

Startdato:	14-05-2020 15:00	Termin:	2020 VÅR
Sluttdato:	25-05-2020 14:00	Vurderingsform:	Norsk 6-trinns skala (A-F)
Eksamensform:	Bacheloroppgåve		
SIS-kode:	203 HO2-300 1 O 2020 VÅR		
Intern sensor:	Aleksandrs Mesnojeus		

Deltaker

Navn:	Hans Andreas Torsvik
Kandidatnr.:	301
HVL-id:	570897@hvl.no

Informasjon fra deltaker

Antall ord *:	17809	Inneholder besvarelsen konfidensielt materiale?:	Nei	Jeg bekrefter at jeg har registrert oppgavetittelen på norsk og engelsk i StudentWeb og vet at denne vil stå på vitnemålet mitt *:	Ja
Egenerklæring *:	Ja				

Gruppe

Gruppenavn:	Implementering av feilindikatorar i maskenett
Gruppenummer:	11
Andre medlemmer i gruppen:	Stian Holstad Tefre

Jeg godkjenner avtalen om publisering av bacheloroppgaven min *

Ja

Er bacheloroppgaven skrevet som del av et større forskningsprosjekt ved HVL? *

Nei

Er bacheloroppgaven skrevet ved bedrift/virksomhet i næringsliv eller offentlig sektor? *

Ja, Sunnfjord Energi AS



Høgskulen
på Vestlandet

BACHELOROPPGÅVE

Implementering av feilindikatorar i maskenett

Implementation of fault indicators in mesh grid

Stian Tefre

Hans Andreas Torsvik

HVL Førde - Fakultet for ingeniør- og naturvitskap
Institutt for datateknologi, elektroteknologi og realfag

Rettleiar: Aleksanders Mesnajevs
25.05.2020



Vi stadfestar at arbeidet er sjølvstendig utarbeida, og at referansar og kjeldetilvisingar til alle kjelder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 12-1

STUDENTRAPPORT

Campus Førde, Svanehaugsvegen 1, 6812 FØRDE www.hvl.no

TITTEL Bacheloroppgåve	RAPPORTNR. 03	DATO 24.05.2020
PROSJEKTTITTEL Implementering av feilindikatorar i maskenett	TILGJENGE Open	TAL SIDER 92
FORFATTARAR Stian Tefre og Hans Andreas Torsvik	ANSVARLEG RETTLEIAR Aleksandrs Mesnajevs	
OPPDRAAGSGJEVAR Sunnfjord Energi AS Kontaktperson: Jonny Hugøy		
SAMANDRAG I denne bacheloroppgåva ser vi nærmare på tre ulike feilindikatorar for utplassering i kabelnett. Oppgåva er gjeve av Sunnfjord Energi AS og omhandlar val av feilindikator og plassering, samt kartlegging av system, framtidige og økonomiske vinningar med ei slik implementering. Vi undersøker dette i eit avgrensa nettområde i Fjaler kommune i Vestland fylke. Målsetninga er å redusere nedetid, kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikkje levert energi (KILE) og samstundes førebu nettområdet for implementering av automatisk avbrotshandtering (self healing). Vi har undersøkt dette ved å sjå på ulike feilscenario i nettet der vi kartlåg korleis nedetid og KILE vert påverka ved implementering av dei ulike tiltaka.		
SUMMARY This bachelor thesis consists of an implementation analysis regarding fault indicators in a cable mesh grid. The problem is issued by Sunnfjord Energi AS and includes a discussion of suitable indicator models, placement of indicators, systems, and future profit of these. The analysis is conducted in Fjaler multiplicity in Vestland, Norway. Our main goal is to reduce costs related to power failures from the perspective of the grid operator. Furthermore, we aim to prepare the power grid for future self healing algorithm's. We have simulated fault scenarios in different locations of the grid, which allows us to measure how this implementation impacts the power outage time.		
EMNEORD HO2-300-1		

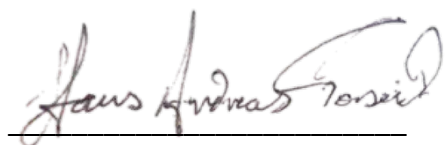
Forord

Denne bacheloroppgåva markerer avslutninga av ingeniørutdanninga vår i elkraft ved Høgskulen på Vestlandet (HVL). Rapporten og tilhøyrande presentasjon dannar grunnlaget for 20 studiepoeng som inngår i emnet HO2-300-1. Problemstillinga er utforma i samråd med Sunnfjord Energi Nett og er ei vidareføring av eit tidlegare samarbeid frå hausten 2019 i emnet Ingeniørfaglig Systememne OR2-302-1. Følgeleg vil både Sunnfjord Energi AS og HVL stå som mottakar av den endelege rapporten.

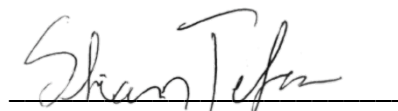
Rapporten er utforma i perioden januar til mai 2020 og krev ingen forkunnskap hjå lesar. Likevel kan det vere fordelaktig med grunnleggande kompetanse om distribusjonsnett. Oppgåva og problemstillinga har vert interessant, krevjande og lærerik. Den har utfordra oss til å arbeide sjølvstendig og utforske nye løysningar utanfor eksisterande faglitteratur.

Vi takker faglærer Joar Sande, rettleiar Aleksandrs Mesnajevs og dei tilsette i Sunnfjord Energi AS for godt samarbeid, grunding informasjon og gjevande diskusjonar. Særleg vil vi rette ein takk til vår kontaktperson Jonny Hugøy i Sunnfjord Energi AS for effektiv oppfølging. Til slutt vil vi takke Netcontrol, Siemens og Horstmann for supplerande og essensiell informasjon om viktige produktspesifikasjonar relatert til indikatormodellane.

Førde, 24 Mai



Hans Andreas Torsvik



Stian Tefre

Samandrag

Problemstillinga i rapporten er å selektare feilindikator for kabelnett og indikere gunstige plasseringar i eit geografisk avgrensa maskenett i Fjaler kommune. Dette inkluderer kartlegging av fjernstyrte brytarar som bidrar med å redusere nedetid og KILE-kostnader. Ved å operasjonalisere desse tiltaka vil nettet vere mottakeleg for implementering av eit self healing system.

Vi har vurdert tre ulike feilindikatorar; Siemens SICAM FCM, Horstmann Compass B og Netcontrol Netcon 100. Desse indikatorane vart valt i samråd med oppdragsgjevar Sunnfjord Energi AS. Vidare er kostnadsestimering basert på kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikkje-levert energi (KILE) som er levert av Sunnfjord Energi Nett. Vi har gjennomført tre scenario, der simuleringane er basert på halveringsprinsippet for å vurdere dei ulike feilindikatorane opp mot kvarandre. Resultata dannar eit grundig bilete på moglege vinstar og sparte kostnader. Vi har lagt til grunn at feil oppstår 0,75 gongar i året for kabelnettet.

På grunn av liten geografisk utstrekning i nettområdet vil kostnadsreduksjonen i hovudsak dreie seg om tidsbruken knytt til seksjonering. Nettområdet vi undersøker har ein samla KILE-kostnad på 354 071 NOK per time, slik at det i mange tilfelle kan oppnåast store sparingar i relativt små tidsrom sjølv om den totale tidsbruken per feil vert uforandra.

Basert på våre analyser, vil det lønne seg samla sett å implementere 13 feilindikatorar på spesifikke strategiske plassar i kabelnettet. Fordelinga av indikatorane er forankra i ei totalvurdering av KILE-kostnad, utforming av nettet og eksisterande anlegg og komponentar. For å få best mogleg verknad av sensorane, bør ein nettstasjon oppgraderast med ytterlegare to fjernstyrte brytarar. Investeringskostnaden relatert til utplassering av feilindikatorar og fjernstyrte brytarar vil vere høg samanlikna med gevinsten. Likevel ser vi at resultatet av økonomisk analyse og feilsimuleringar fører til ei årleg avkastning på omlag 2 000 NOK for implementering av Netcon 100. Ei implementering av desse komponentane vil vere avgjerande for framtidig implementering av self healing programvare, samstundes som ein rekkje ikkje-økonomisk målbare synergjar kan haustast. Desse synergiane er å forlenge levetida på nettet og samstundes med auka tryggleik for montørar.

Innholdsliste

FORORD	I
SAMANDRAG	II
1 INNLEIING	1
1.1 BAKGRUNN.....	1
1.2 NETTET I DAG.....	1
1.3 PROBLEMSTILLING.....	3
1.4 OMFANG OG AVGRENSING.....	3
1.5 STRUKTUR.....	4
2 DISTRIBUTJONSNETT OG MÅLEPRINSIPP	5
2.1 NETTSTASJON OG JORDINGSTYPAR.....	5
2.2 FEILTYPAR.....	6
2.3 FEILHANDTERING.....	9
2.4 KVALITETSJUSTERTE INNTEKTSRAMMER VED IKKJE-LEVERT ENERGI (KILE).....	9
2.5 FRAMTIDIG AVBROTSHANDTERING.....	10
2.6 MÅLEPRINSIPP OG KOMPATIBILITETSKRAV.....	11
2.6.1 <i>Straummåling</i>	11
2.6.2 <i>Spenningsmåling</i>	14
2.6.3 <i>Kommunikasjon</i>	15
2.6.4 <i>Kabelterminering</i>	16
3 INDIKATORMODELLAR	17
3.1 SIEMENS SICAM FCM.....	19
3.2 NETCONTROL NETCON 100.....	20
3.3 HORSTMANN COMPASS B.....	22
3.4 SAMANLIKNING.....	23
3.5 MONTASJE AV STYRESKÅP/KOMMUNIKASJONSMODUL.....	24
3.5.1 <i>Straumtrafo</i>	24
3.5.2 <i>Spenningsmåling</i>	25
4 TILTAKSPLAN	27
4.1 ENDELEG INDIKATORPLASSERING.....	27
4.1.1 <i>Alternativ indikatorplassering</i>	28

4.2	PLASSERING AV FJERNSTYRTE BRYTARAR.....	28
5	ANALYSE AV TILTAK.....	30
5.1	ØKONOMISK GRUNNLAG	30
5.1.1	<i>Kontantstrømmetoden</i>	32
5.1.2	<i>Netto noverdimetoden</i>	32
5.2	SIMULERING AV FEILSCENARIO	34
5.2.1	<i>Scenario 1: Feil på kabel mellom nettstasjon 6 og 7.....</i>	<i>35</i>
5.2.2	<i>Scenario 2: Feil på kabel mellom nettstasjon 11 og 12.....</i>	<i>36</i>
5.2.3	<i>Scenario 3: Transformatorhavari i nettstasjon 17.....</i>	<i>37</i>
5.2.4	<i>Self healing for alle scenario.....</i>	<i>39</i>
6	RESULTAT	41
6.1	ØKONOMISK RESULTAT	41
6.2	SELF HEALING	44
6.3	SYNERGIAR	44
7	PROSJEKTADMINISTRASJON	46
7.1	ORGANISERING.....	46
7.2	GJENNOMFØRING I FORHOLD TIL PLAN	47
7.3	ØKONOMI	47
7.4	PROSJEKTEVALUERING.....	48
8	KONKLUSJON.....	50
	LITTERATURLISTE	52
	VEDLEGG	1
1	KILE SIMULERING FOR NETTOMRÅDET.....	1
2	SYNFARING.....	3
2.1	DALE	3
2.2	PILOTPROSJEKT, NETCON 100	3
3	ÅRSSTATISTIKK STATNETT 2018	5
4	RESULTATTABELL	6
4.1	RESULTAT FEILSCENARIO (FIGUR 9.1)	6
4.2	RESULTAT FEILSCENARIO (FIGUR 9.2 OG 9.3)	6
4.3	RESULTAT FEILSCENARIO, GJENNOMSNIITT (FIGUR 9.4)	6
5	PRISLISTE	7
5.1	HORSTMANN COMPASS B.....	7

5.2	SIEMENS SICAM FCM	7
5.3	PRISLISTE RTU, KOMMUNIKASJON	7
6	OPPGÅVETEKNIISK DOKUMENTASJON	8
6.1	GANTT	8
6.2	PROSJEKTDAGBOK	8
6.3	MØTEPROTOKOLL	17
6.4	MAILKORRESPONDANSE SUNNFJORD ENERGI.....	21
6.5	MAILKORRESPONDANSE HORSTMANN V/ MAXETA AS	22
6.6	MAILKORRESPONDANSE SIEMENS.....	23
7	HORSTMANN COMPASS B SPOLEJORDA NETT.....	26
8	VEDLEGG FRÅ FORPROSJEKTRAPPORT	28
8.1	RISIKOANALYSE	28
8.2	GANTT-DIAGRAM.....	28
9	PROSJEKTAVTALE.....	29

Figurliste

FIGUR 1.1: FORENKLA EINLINJESKJEMA OVER NETTET I DAG MED PROSENTVIS FORDELING AV KILE PER NETTSTASJON.....	2
FIGUR 2.1: VISER PRINSIPIELL OPPBYGGING AV EIT MASKENETT OG EIN RADIAL.	5
FIGUR 2.2: TOPOLA KORTSLUTNING/JORDFEIL	6
FIGUR 2.3: EINPOLA KORTSLUTNING/JORDFEIL.....	6
FIGUR 2.4: TREPOLA KORTSLUTNING.....	7
FIGUR 2.5: TOPOLA KORTSLUTNING	7
FIGUR 2.6: OVERSIKT OVER FEIL I STRAUMLEIARAR I NETT <22kV [8].	8
FIGUR 2.7: OVERSIKT OVER DEI MEST VANLEGE FEILA I ANDRE ANLEGGSDELAR I DISTRIBUTJONSNETT <22kV [8].	8
FIGUR 2.8: DØME PÅ KOPLINGSSKJEMA TIL EIN STRAUMTRANSFORMATOR FOR MÅLING TIL INDIKATOR [5].	12
FIGUR 2.9: ROGOWSKI-SPOLE LAGT RUNDT EIN KABEL OG KOPLA TIL EIN OPERASJONSFORSTERKAR [14].	13
FIGUR 2.10: TRE SPENNINGSTRANSFORMATORAR KOPLA PÅ KVAR FASE FOR MÅLING AV SPENNING MOT FASE OG JORD [5].	14
FIGUR 2.11: ILLUSTRASJON AV KOMMUNIKASJON MELLOM DRIFTSSENTRAL OG NETTSTASJON [15].	15
FIGUR 3.1: BETENINGSSKJERM SICAM FCM [18].	19
FIGUR 3.2: BETJENINGSSKJERM NETCON 100 [11].	20
FIGUR 3.3: BETENINGSSKJERM COMPASS B [24].	22
FIGUR 3.4: 49-6024-001 DELBAR STRAUMSENSOR SOM FESTAST OVER FASELEIAR [25].	23
FIGUR 3.5: ETTERMONTERING AV STRAUMSENSORAR FRÅ HORSTMANN VED KABELTERMINERING.	25
FIGUR 3.6: ETTERMONTERING AV SPENNINGSSENSORAR PÅ T-KONTAKT VED ENDEAVSLUTNING, EIN PER FASE.	26
FIGUR 4.1: UTSNITT AV AKTUELT NETTOMRÅDE.	27
FIGUR 5.1: EINLINJESKJEMA OVER Plasserte feilindikatorar, simulerte feilstadar og fjernstyrte brytarar	34
FIGUR 6.1: RESULTAT AV SIMULERING FOR TRE FEILSCENARIO SOM VISER KILE-KOSTNAD FØR IMPLEMENTERING.	41
FIGUR 6.2: SPART KILE-KOSTNAD ETTER IMPLEMENTERING VED KONTANTSTRAUM.	42
FIGUR 6.3: SPART KILE-KOSTNAD ETTER IMPLEMENTERING VED NNV.....	43
FIGUR 6.4: VISER KILE-KOSTNAD VED IMPLEMENTERING AV TILTAK SOM ER DRØFTA I OPPGÅVA	44
FIGUR 7.1: SKJEMATISK FRAMSTILLING AV PROSJEKTGRUPPE.....	46

Tabelliste

TABELL 3.1: LISTE OVER VURDERTE INDIKATORAR.	17
TABELL 3.2: MINSTEKRAV TIL EIGENSKAPAR FOR SENSORAR.	18
TABELL 4.1: INDIVIDUELL TILTAKSPLAN SOM UTFØRST I NETTSTASJONANE.	29
TABELL 5.1: OVERSIKT OVER KOMPONENTLISTE TIL SIEMENS OG HORSTMANN. TOTALPRIS ER SUMMERT FRÅ VEDLEGG 5.	30
TABELL 5.2: OVERSIKT OVER VERDIAR UTAN INDIKATORAR.	35
TABELL 5.3: OVERSIKT OVER VERDIAR MED INDIKATORAR.	35
TABELL 5.4: OVERSIKT OVER VERDIAR UTAN FEILINDIKATOR.	36
TABELL 5.5: OVERSIKT OVER VERDIAR MED FEILINDIKATOR.	37
TABELL 5.6: OVERSIKT OVER VERDIAR UTAN FEILINDIKATOR.	37
TABELL 5.7: OVERSIKT OVER VERDIAR MED OPPDATERING AV FJERNSTYRING I ALLE RETNINGAR I NETTSTASJON 14, UTAN BRUK AV FEILINDIKATORAR.	38
TABELL 5.8: OVERSIKT OVER VERDIAR MED OPPDATERT KIOSK OG BRUK AV FEILINDIKATORAR.	39
TABELL 5.9: SCENARIO 1 MED SELF HEALING.	40
TABELL 5.10: SCENARIO 2 MED SELF HEALING.	40
TABELL 5.11: SCENARIO 3 MED SELF HEALING.	40

1 Innleiing

1.1 Bakgrunn

Avbrot i energiforsyning skjer enten i form av feil eller som planlagd straumstans. Når det oppstår varige feil i straumnettet, vil feilrettingsarbeid vere nødvendig for å oppnå normal driftstilstand. Som insentiv til nettselskapa for å lokalisere feilen og starte gjenoppretingsarbeidet snarast mogleg, vil ein kostnad for ikkje-levert energi bli pålagt [1].

For å isolere feilstaden vil driftssentralen seksjonere linjeavgangar ved hjelp av fjernstyrte brytarar [2]. På denne måten får friske avgangar forsyning, og KILE-kostnaden for nettselskapa vert redusert. Det finst metodar for å ytterlegare redusere denne kostnaden. Desse metodane er utvikla for å etablere ei påliteleg energiforsyning til sluttbrukarar. I dag har fleire nettselskap testa ulike metodar og implementert ulike løysingar i nettet for å redusere feilsøkingstida [3].

Ei slik løysing kan vere å implementere feilindikatorar i nettstasjonane. I avbrotstilfelle vil feilindikatorar orientere driftssentralen, slik at linjeseksjonering går hurtigare [3]. Dette fører til reduksjon i feilrettingstid og brytarlitasje som følgje av prøvekopling. Der nettet opererer som normalt, vil indikatorane vere eit nyttig overvakingsinstrument som gjev informasjon om nettets tilstand og belastning [4].

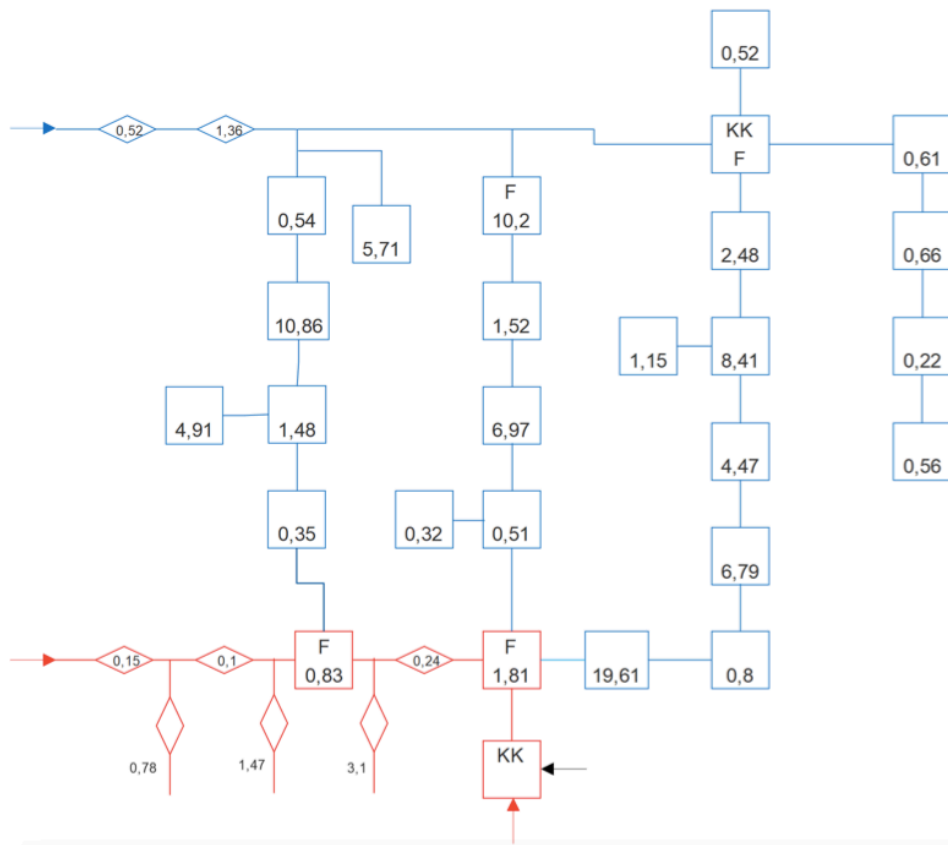
Det er hensiktsmessig at linjeseksjonering føregår automatisk. Automatiske gjenoppretingsalgoritmar (self healing) er testa i Norske distribusjonsnett [3]. For å leggje til rette til rette for slike algoritmar til å sikre nettet, må nødvendig fjernstyring og sensorikk vere på plass. Det er difor naudsynt å føreta slike vurderingar i dei aktuelle nettområda før ein eventuelt investerer i self healing system.

1.2 Nettet i dag

Nettområdet vi undersøker er geografisk avgrensa til eit område i Fjaler kommune. Nettet består av to avgangar samanknytt av eit maskenett hovudsakeleg samansett av jordkablar, med noko innslag av luftlinje. Dette nettområdet kan forsynast heilt eller delvis frå fire ulike

avgangar. Ved ein normal driftssituasjon er nettet forsynt frå to avgangar. Den tredje forsyningsavgangen er tilknytt eit tilstøytande nettselskap og vert berre nytta ved planlagde omkoplingar. Når ukjende feil oppstår i nettet vert denne derimot ikkje brukt.

Maskenettet er oppbygd med tre masker, sjå figur 1.1. Alle koplingsanlegg er oppgitt til å vere SF6-isolerte kompaktanlegg levert av Siemens. Av desse anlegga varierer både alder og type. I området finn vi åtte mastetrafoar og 26 nettstasjonar, sjå vedlegg 2.1. Det er montert fjernstyring på fire av nettstasjonane, men det gjeld på ein avgang i to av dei. I desse to nettstasjonane er det montert eldre sensorikk av type Sigma, som detekterer kortslutning. Desse står i dag montert, men er ikkje i drift.



Figur 1.1: Forenkla einlinjeskjema over nettet i dag med prosentvis fordeling av KILE per nettstasjon. F – fjernstyring, KK – koplingskiosk. Fargane viser normale delingspunkt i nettet.

1.3 Problemstilling

For å ettermontere feilindikatorar i nettet vil det vere behov for å undersøkje dei aktuelle nettstasjonane. Ein må både vurdere alder og tilstand for anlegget samt plassering og kompatibilitet mellom nye og eksisterande komponentar. Ei utfordring med ei slik implementering er at indikatoren krev montering av nye måleinstrument. Det må i tillegg etablerast kommunikasjon mellom indikator og driftssentralen. Innkjøp av naudsynte komponentar vil slik auke den totale investeringskostnaden. Difor må vi foreta ei marknadsundersøking på kva indikatormodellar som er tilgjengelege, kven av dei som eignar seg best i dette nettområde og til kva pris, sjå møtereferat (2.2) frå vedlegg 6.3.

I feiltilfelle vil indikatorane straks orientere driftssentralen om kvar feilen er. For at driftssentralen skal kunne isolere vekk ein minst mogeleg seksjon, er ein avhengig av fjernstyrte brytarar. Difor må eksisterande fjernstyring vurderast mot aktuelle nettstasjonar for sensorikk. Vi skal her undersøkje om det er naudsynt med fjernstyring på andre stadar i nettet for å optimalisere synergiane mellom sensorikk og brytaranlegg.

Det er utfordrande å seie noko om lønnsamheita i ei slik investering grunna nettet er feilfritt stort sett heile året. Indikatoren vil i feilfrie tilfelle overvake nettet og gi nyttig informasjon til driftssentralen. Denne informasjonen kan ikkje målast økonomisk, men vil ha ein praktisk nytte. Vi kan derimot simulere KILE-kostnad for ulike feilscenario i nettet for å hente ut nødvendig informasjon. Det kan fortelje noko om effekten av investeringa. Utfordringa her vil i stor grad omhandle korleis ein skal tolke resultatet; kor nøyaktig simuleringa har vore, kva marginar ein skal leggje til grunn og kva økonomisk verdi ein skal setje til den overordna overvakinga som indikatorane tilbyr.

1.4 Omfang og avgrensing

Rapporten er geografisk avgrensa til eit maskenett som utgjer Dale sentrum i Fjaler kommune. Nettet tilhøyrar Sunnfjord Energi, og difor er krav til indikatorane definert basert på deira perspektiv. Det betyr at rapporten ikkje svarar seg for nett med annan systemjording enn spoiejording, og at den har avgrensingar ved overføring til andre

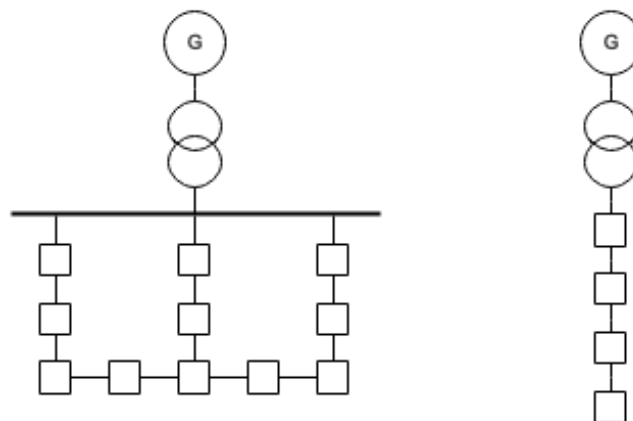
rekkevidder enn distribusjonsnett. Vidare har vi valt å ekskludere den delen av nettet som vert overført via luftlinjer, fordi vi utarbeida ei tilsvarande oppgåve i fjor haust som omhandla dette. Ved å fokusere på kabelnettet i denne oppgåva, vil vi oppnå eit større læringsutbytte. Denne rapporten vil difor undersøkje økonomiske aspekt og tilpassing av feilindikatorar og fjernstyrte brytarar.

1.5 Struktur

Dette kapittelet omhandlar bakgrunn og problemstilling for prosjektet. I kapittel 2 gir vi ei innføring i teoretiske omgrep og måleprinsipp samt gjer greie for kompatibilitet og kommunikasjon mellom indikatorane og driftssentralen. I kapittel 3 presenterer vi ei marknadsundersøking av ulike indikatormodellar før dei som er vurdert blir omhandla nærare. Kapittel 4 inneheldt ein oversikt over ulike tiltak, og kvar i nettet det er hensiktsmessig å distribuere desse tiltaka. Analyse av tiltaka er simulert i kapittel 5. Her blir det utført både økonomiske kalkulasjonar og kostnadsanalyser basert på KILE. I kapittel 6 følgjer resultatet av rapporten, der vi går inn på kor mykje ein kan spare ved å implementere dei ulike tiltaka. Kapittel 7 og 8 vil høvesvis bestå av prosjektadministrasjon og konklusjon med referanseliste til slutt.

2 Distribusjonsnett og måleprinsipp

Eit distribusjonsnett fordelar elektrisk energi frå regionalnettet til transformatorstasjon nær forbrukarane [5]. Typiske spenningar som opptre her er mellom 1kV og 22kV. Dette nettnivået blir enten drifta som eit radialnett eller maskenett, og er forsynt ved luftlinjer eller jordkablar, sjå figur 2.1. Denne rapporten vil berre ta for seg jordkablar. I eit radialnett vil nettstasjonane få straum i frå ein matekabel, medan i eit maskenett vil nettet derimot få tilført energi frå fleire matekablar. Det er vanleg at nettet i eit definert område er strukturert som eit maskenett, men er drifta som ein radial. På denne måten kan ein legge om forsyning frå ein annan transformatorstasjon eller avgang dersom feil skulle oppstå [5]. Vidare vil vi først avklare sentrale omgrep og gje ein innsikt i grunnleggjande teori bak energidistribusjon, før vi forklarar måleprinsipp og kompatibilitet.



Figur 2.1: Viser prinsipiell oppbygging av eit maskenett og ein radial.

2.1 Nettstasjon og jordingstypar

Ein transformatorstasjon i distribusjonsnettet blir kalla kiosk eller nettstasjon (NS) [6]. Ein nettstasjon kan ha fleire systemforhold mot jord, som nettet i Dale har TN-system i nokre transformatorar og IT-system i andre. Her blir 22kV transformert til høvesvis 230V og 400V før straumen blir levert til forbrukar via stikkabel. Det betyr òg at transformatorens nøytrale punkt er jorda. Vidare skil ein i høgspenningsnettet mellom direkte jorda, isolerte eller spolejorda nøytrale punkt [5]. Transformatorens nøytrale punkt i Dale er spolejorda ved

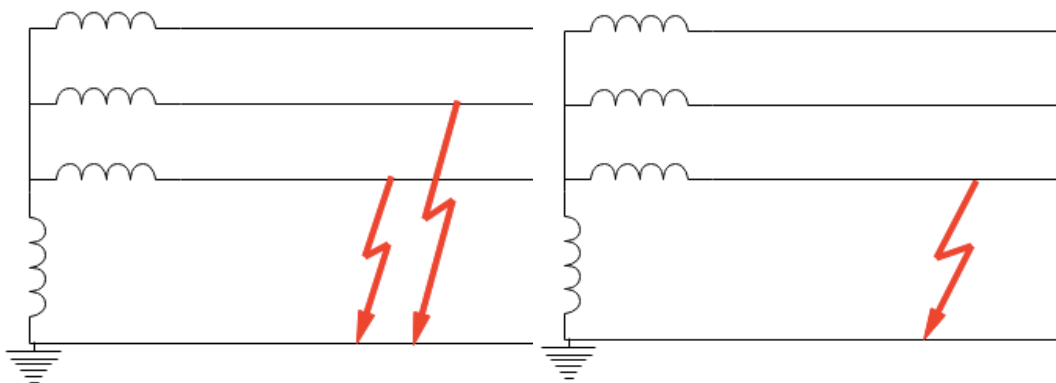
bruk av petersenspole. Denne spolen har ikkje spenning over seg under normale driftsforhold og overhald difor isolasjon mot jord [5].

Ein nettstasjon består av straum- og spenningstransformatorar, brytarar, overspenningsavleiarar, kablar og samleskiner. Her er det òg hensiktsmessig at sensorikk med tilhøyrande komponentar vert montert i framtida for å optimalisere drifta.

Nettstasjonar vert betent enten frå utsida eller innsida. Ein innvendig betent nettstasjon er meir romsleg, slik at det er naturleg å montere indikatorar for å lokalisere feil effektivt her. I utvendig betente nettstasjonar vil det ikkje vere rom for dette.

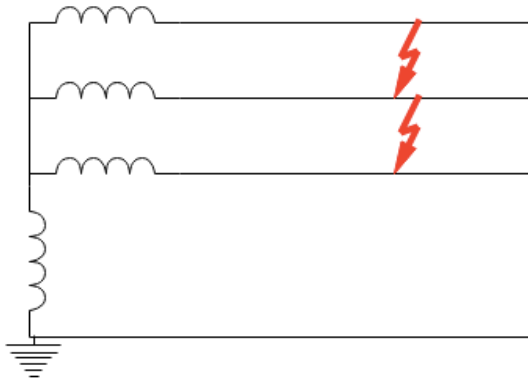
2.2 Feiltypar

Feil som oppstår i nettet kan vise seg enten som jordfeil eller kortslutningsfeil. Ein jordfeil oppstår ved kontakt mellom fase og jord, medan ein kortslutning oppstår ved kontakt mellom to eller fleire fasar. Dei mest vanlege er ein-, to- og tre-pola kortslutning, og ein- og topola jordfeil. I Dale førekjem jordfeil i vesentleg større grad enn kortslutningar, sjå møtereferat (2.1) i vedlegg 6.3. Figurane under viser vanlege typar jordfeil og kortslutning som opptrer i trefasenett [5].

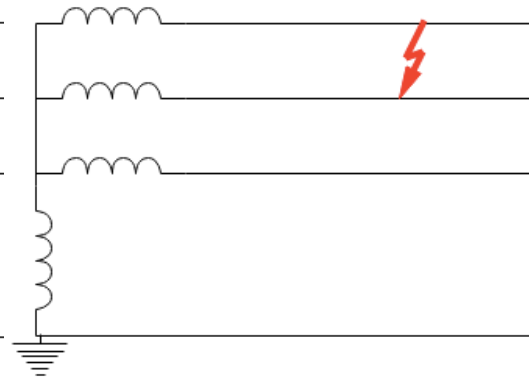


Figur 2.2: Topola kortslutning/jordfeil

Figur 2.3: Einpola kortslutning/jordfeil



Figur 2.4: Trepola kortslutning



Figur 2.5: Topola kortslutning

Ein topola jordfeil er i teorien ein kortslutning, fordi to fasar får same potensial [5]. Dersom ein einpola jordfeil oppstår i eit spolejorda nett, vil spenninga over petersenspelen bli lik transformatoren sin fasespenning. Spolen trekkjer kapasitansstraumen vekk frå feilstaden slik at jordstraumen gjennom spolen blir null [5]. Kapasitansstraumane er små straumar som alltid vil flyte mellom fasar, C_i , og mellom fase og jord, C_j . Sidan impedansen i spolen kan regulerast, forsøker ein å justere straumen gjennom spolen til å bli like stor som summen av kapasitansstraumane, sjå formel 1. På den måten kan isolasjon mot jord gjenopprettast [6].

$$I_s = \frac{U_f}{Z_s} \quad \text{Formel (1)}$$

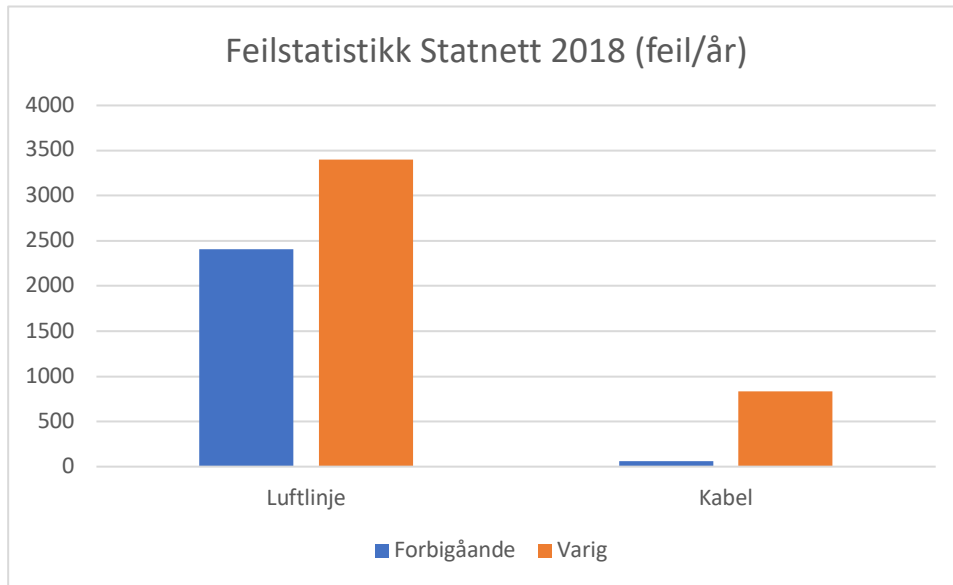
I_s = Straumen gjennom spolen ved einpola jordfeil

U_f = Spenninga over spolen som blir lik fasespenninga til transformator ved einpola jordfeil

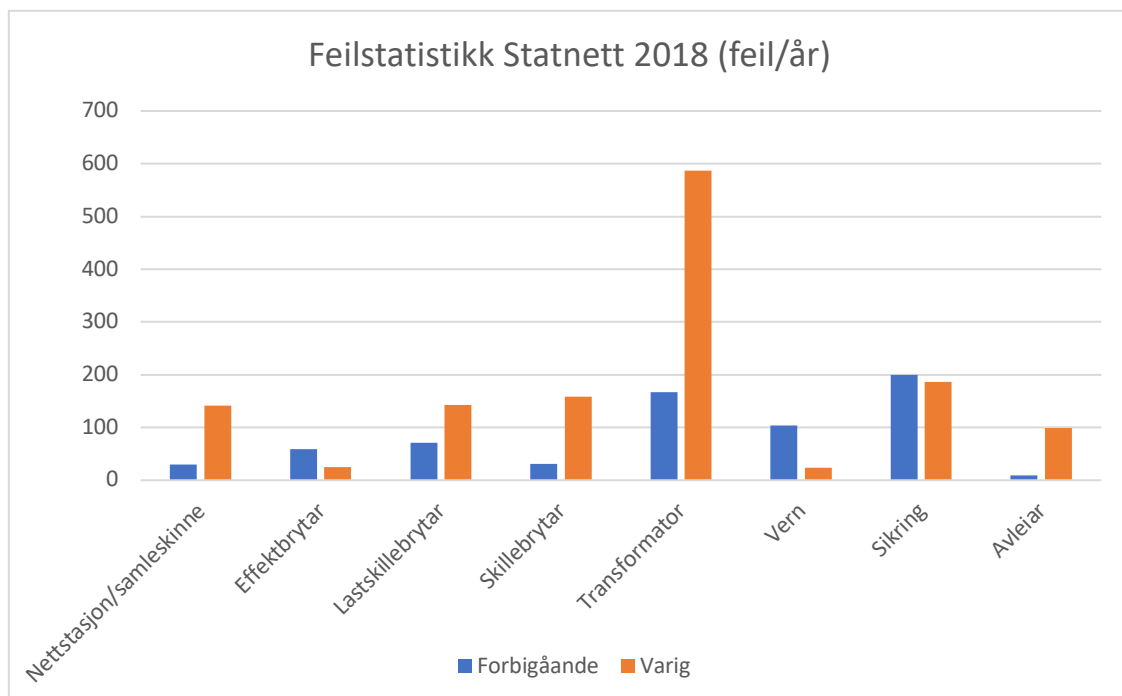
Z_s = Variabel impedans til spolen mellom transformators nøytralpunkt og jord (petersenspole)

Feil på luftlinjer eller kablar viser seg ofte som kortslutning eller jordfeil. På kablar kan årsaka til dømes skuldast korrosjon, aldring, ytre påverknadar eller vanntreer som trenger seg gjennom isolasjonen på kablar [7]. Ytre påverknadar på kabel kan skuldast setjingsskader på grunn av tidlegare gravearbeid i nærleiken av kabeltrasé, frostsprenging eller anna menneskeleg aktivitet som fører til skadar på jordkablar. Feil på luftlinje kan til dømes kome av snø eller skogsnedfall i faseleiarar [8]. Vi har henta årsstatistikk for 2018, der Statnett har

samla inn ei oversikt over feiltypar og hyppigheit på 22 kV nettet i heile landet, sjå figur 2.6 og 2.7 [8].



Figur 2.6: Oversikt over feil i straumleiarar i nett <22kV [8].



Figur 2.7: Oversikt over dei mest vanlege feila i andre anleggsdelar i distribusjonsnett <22kV [8].

Figurane skil mellom varige og forbigåande feil. Ein forbigåande feil er ein feil der ein ikkje treng å iverksette tiltak grunna kort tidsrom, medan ein varig feil er tilfelle der feilsøking og feilretting er nødvendig og KILE-kostnadar vil førekomme. Som det går fram av figur 2.6 er det varige feil som opptrer hyppigast i kablar. Figur 2.7 viser at det er særleg varige feil i transformator som utmerkjer seg. Dette illustrerer relevansen og lønnsmda av optimalisert plassering av indikatorar i kabelnettet.

2.3 Feilhandtering

Når ein varig feil oppstår forsøker ein å lokalisere feilstaden så raskt som råd for å opprette normal drift [3]. Driftssentralen får alarm og startar med å prøvekoppe seksjonar. Når riktig seksjon vert kopla ut, kjem straumen tilbake til friske områder. Då ligg ein avgrensa del av nettet utan straum og ein veit med større sikkerheit kvar feilen kan vere. Denne seksjoneringa føregår ved hjelp av fjernstyrte brytarar som kommuniserer med overvakingssystemet på driftssentralen. Sidan eit slikt brytaranlegg er kostbart, eksisterer det få fjernstyrte brytarar i høve til tal nettstasjonar. Maskenett har i dag ofte fjernstyring i forgreiningspunkt, men det må framleis monterast ei brytarcelle med fjernstyring per avgang. Ei utfordring med fjernstyrt seksjonering, er at ein må forsøkje fleire sekvensar før ein får isolert feilstaden. Det fører til unødvendig mange inn- og utkoplingar av brytarar. Brytaranlegga vert difor meir utsett for mekanisk slitasje, som krev vedlikehald og må bytast ut oftare.

Ved feil i ein nettstasjon finn montørane relativt raskt fram til feilstaden. Ved feil på kabel nyttar ein lytte og måleutstyr, sidan visuell inspeksjon ikkje kan gjennomførast på kabel forlagt under bakkenivå. Som det går fram av figur 2.6 ovanfor, er dette ein vanleg feiltype og det kan i tillegg ta lang tid å lokalisere feilen. Omfanget av kabelfeil vert dermed ofte både ressurskrevjande og kostbart.

2.4 Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikkje-levert energi (KILE)

KILE er ein økonomisk belastning nettselskapa er pålagt av myndigheitene i samband med straumstans [9]. Målet med ordninga er blant anna å gje Norges Vassdrags- og

Energidirektorat (NVE) riktig grunnlag til å kunne fastsetje inntektsrammer til nettselskapa. Desse rammene er forskjellig for dei ulike nettselskapa [9]. Ordninga oppmuntrar òg nettselskapa til å vedlikehalde nettet og samstundes distribuere elektrisk energi til eit akseptabelt leveringsgrad. Difor vil KILE-satsane vere mindre ved planlagde avbrot enn ved feil [2].

KILE er ein ikkje-lineær kostnad, som vil seie at kostnaden aukar raskast i starten av eit straumbrot, og avtek med tida. Ein reduksjon i nedetid fører ikkje berre til ein reduksjon i kostnad for nettselskapa, men vil òg auke leveringsgraden for forbrukarar og samfunnskritiske institusjonar. NVE utreknar difor KILE-satsar basert på ulike forbrukargrupper, som til dømes jordbruk, husholding, industri, handel, tenestar, offentleg verksemd og industri med el-drivne prosessar [1]. Vedlegg 1 viser ein oversikt over KILE-satsane i Dale, som vi seinare i rapporten vil sjå nærmare på samt kva tiltak som kan redusere desse kostnadane.

2.5 Framtidig avbrotshandtering

Oppdragsgjevar Sunnfjord Energi ønsker ei framtidig auke av automatiseringsgraden i nettet for å redusere nedetida ved feil. Det kan gjerast ved å blant anna nytte seg av fjernstyring, montasje av feilindikatorar eller bruke automatiske koplingsprogram (self healing). Self healing gjer at nettet evnar å automatisk isolere vekk feilkjelder ved uønskte hendingar [3]. Basert på vern og indikatorar som overvakar nettet, vel systemet den mest optimale koplingssekvensen og gjennomfører denne for å isolere feilstaden frå resten av det feilfrie nettet [3].

Self healing skjer enten sentralt eller lokalt i nettet [3]. Lokalt nyttar indikatorane seg av Remote Thermal Unit (RTU) som er i nettstasjonane. RTU kommuniserer med kvarandre og konkluderer handlingsmønster basert på informasjonsflyt mellom RTU'ane. Sentralt vil indikatorar og vern samle informasjon som vert sendt frå RTU til self healingssystemet i driftskontrollsystemet hos nettselskapet [3]. Eit slikt system kan implementerast sentralt i Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), driftskontrollsystemet som Sunnfjord Energi nyttar seg av i dag. SCADA er nærmare omtalt i delkapittel 2.6.3, fordi det kan oppstå

utfordringar knytt til kompatibilitet og kommunikasjon mellom ulike indikatormodellar og kontrollsystemet på driftssentralen.

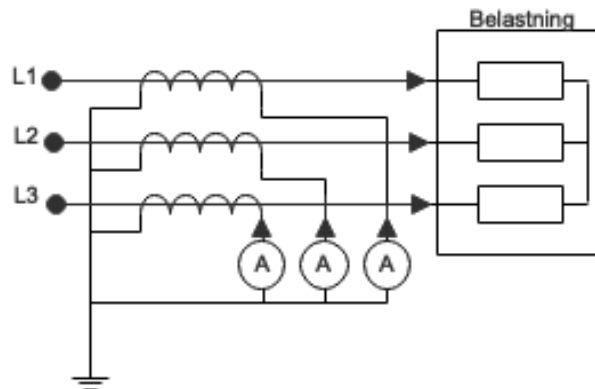
2.6 Måleprinsipp og kompatibilitetskrav

Ein feilindikator tek i bruk transformatorar som måleinstrument [10]. Det kan vere både spenningstransformator og straumtransformator. Ein slik måletransformator vert brukt til å mate instrument og relé med spenningar og straumar som er proporsjonale med dei vi ønsker å måle [5]. Sidan ein slik transformator har andre krav enn ein krafttransformator, vil konstruksjonane mellom dei vere nokså ulike. I tillegg kompliserer ein måletransformator kretsen i ein nettstasjon. Det kan føre til ein større feilfrekvens enn om ein ikkje implementerer sensorikk [5]. At nytt måleutstyr aukar feilfrekvensen er dermed ein reell problemstilling, ettersom baktanken med indikatorar blant anna er å redusere kostnader relatert til feil.

Feilindikatorar nyttar seg av forskjellige typar måletransformatorar. Ofte vil produsentane ha eigne løysingar som kan ervervast i pakkeavtalar. Straumtransformatorane som tilhøyrar indikatorane er vesentleg mindre i storleik enn konvensjonelle måletransformatorar. I tillegg har nokre produsentar teke i bruk teknologi som måler det elektromagnetiske feltet rundt kabelen og på denne måten dannar seg eit bilete over verdiane som flyt gjennom kabelen. Kva måletransformator dei aktuelle indikatorane tek i bruk, vert omtalt under kvar enkelt indikator i kapittel 3. Først vil vi gjere greie for grunnleggande måleprinsipp og kommunikasjon mellom komponentar og driftssentral, før vi går grundigare inn på dei spesifikke indikatorane.

2.6.1 Straummåling

Ein straumtransformator kan koplatt inn på ein fase i serie med relé, instrument eller indikatorar for å få presise straumverdiar [5]. Då er det tre straumtransformatorar som tar opp fullstendig målte verdiar. Måletransformatoren til ein indikator kan koplatt som vist på figur 2.8, eller på ein alternativ måte. Dette vil bli omtalt under gjeldande indikator.



Figur 2.8: Døme på koplingskjema til ein straumtransformator for måling til indikator [5].

På figur 2.8 er det nytta ein per fase [5]. Alternativt nyttast to trafoar per fase i tillegg til eit summasjonsbånd over alle tre, avhengig av kortmodul [11]. Transformatoren opererer likt som ein transformator i kortslutning fordi impedansen innkopa til lågspenningssida er låg [10]. Ein transformator har eit omsetjingsforhald, O , som kan uttrykkast slik:

$$O = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_1}{I_2} \quad \text{Formel (2)}$$

U = Spenning, U_1 i primærsida, U_2 i sekundærsida

N = Vindingstal, N_1 i primærsida, N_2 i sekundærsida

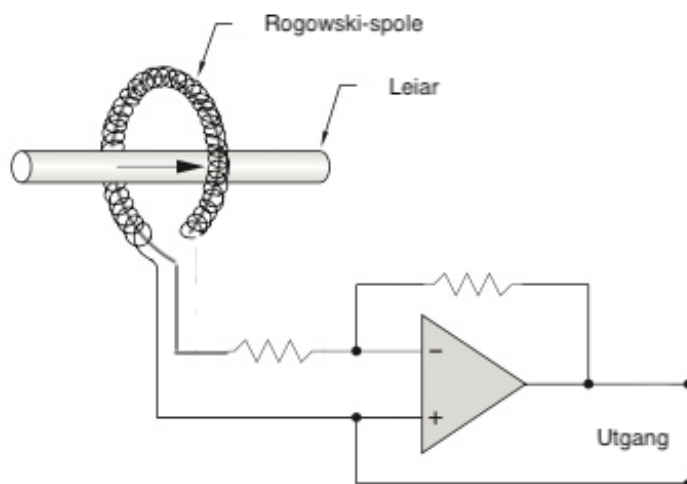
I = Straum, I_1 i primærsida, I_2 i sekundærsida

Omsetjingsforhaldet som er vist i formel 2, er viktig å halde optimalt når måleinstrument som til dømes indikatorar er tilkopa last. Grunnen til dette er når store kortslutningsstraumar flyt inn i primærsida, vil sekundærsida gje ut lågare straumar enn det omsetjingsforhaldet skulle angi [5]. Store straumar på sekundærsida kan skade last i serie. Ein konvensjonell straumtrafo gjev eit fast forhold mellom last og målt verdi [5]. Måleteknisk er dette ei høgst brukbar løysing, men grunna stor fysisk form kan det vere komplisert å få montert desse transformatorane.

Sunnfjord Energi har etterspurd moglegheiter for å ta i bruk ein Rogowski-spole. Ein slik spole er ein spesiell straumtransformator, og eksisterer i nettområdet vi undersøker, sjå møtereferat (2.2) i vedlegg 6.3. Fordelen med denne spolen er lita fysisk utforming og låg

vekt, som gjev store gevinstar ved montering. Vi har fått oppgitt at målte verdiar er pålitelege, og oppdragsgjevar har gode erfaringar med bruk av denne måletransformatoren frå tidlegare. Difor vil vi gjere greie for verkemåten til ein slik straumsensor før vi vurderer kompatibilitet mot indikatortypene.

I eit distribusjonsnett vil aldri rein ohmsk last oppstå åleine, fordi det vil i tillegg førekome reaktivt forbruk [6]. Blant anna er dette rota til problema ein prøver å minske ved hjelp av fasekompensering. Med ikkje-lineær last vil sinusbølgene forvrengje seg til trapesforma kurver [12]. Her vil ein Rogowski-spole måle både sinus- og ikkje-sinusforma vekselstraum i sanneffektivverdi. Det spesielle med denne spolen er at eine enden er tredd tilbake gjennom vindingane, slik at begge terminalane er på same ende av spolen, sjå figur 2.9 [13]. I motsetning til ein vanleg transformator, er Rogowski-spolen difor ikkje vinda rundt nokon jernkjerne, men sin eigen leiarende. Utgangen på denne terminalen blir omarbeida gjennom ein op-amp-krets som gjer signalet proporsjonalt med straumen med 1-3% nøyaktigheit [13].



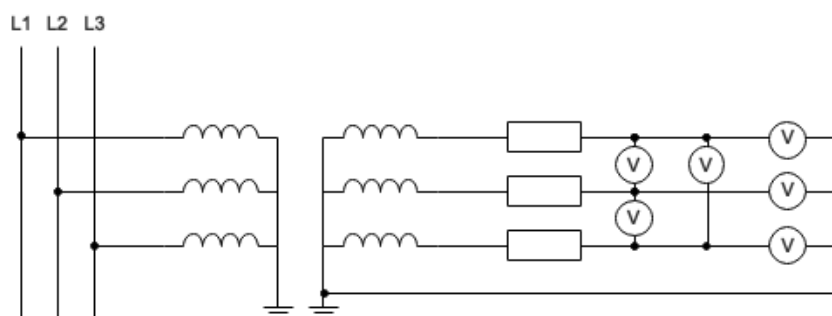
Figur 2.9: Rogowski-spole lagt rundt ein kabel og koplta til ein operasjonsforsterkar [14].

Ein Rogowski-spole er dermed eit godt alternativ til konvensjonelle straumtransformatorar. Den har open ende og vil av den grunn vere enkel å montere. Reaksjonstida betrar seg ved raske endringar av straumar, sidan den har låg induktans og opning av sekundærsida medfører ingen fare [14]. Sistnemnde skal ein alltid unngå i ein konvensjonell

straumtransformator, fordi sekundærsida kan innehalde svært høge spenningar i forbindelse med brot på sekundærsida [5]. I tillegg er spolen uavhengig av kabeltype og anlegg under montering, sjå vedlegg 2.2. Ulemper med spolen er derimot at eksterne kretsar må koplant til, slik at sannsynet for feil kan auke. Vidare vil ein konvensjonell straumtransformator vere betre til å fange opp straumar som endrar seg sakte enn ein Rogowski-spole [14].

2.6.2 Spenningsmåling

Spenningstransformatoren kan betraktast som ein transformator i tomgang [10]. Sidan spenninga på eine sida av transformatoren er kjent, kan spenninga på andre sida definerast ved å bruke transformatoren sitt omsetjingsforhold, som illustrert i formel 2. For montasje av indikatorar på ein avgang er det behov for ein spenningstransformator per fase, sjå figur 2.10. Spenningstransformator nyttast for å transformere ned spenninga før målinga. Den målte verdien på sekundærsida vert multiplisert med transformatoren sitt omsetjingsforhold og finn slik ut den reelle verdien på leiaren. På denne måten vert måleverdien enklare å handtere [2].



Figur 2.10: Tre spenningstransformatorar kopla på kvar fase for måling av spenning mot fase og jord [5].

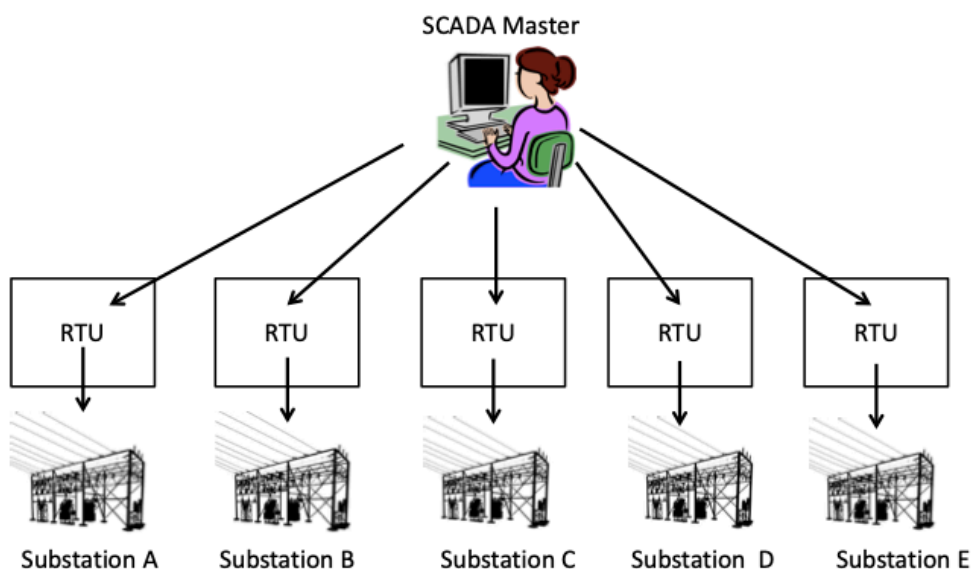
Typisk må spenningstransformatorar vere kopla til fasane som skal takast måling av. Men sjølv om ein jordfeil skulle oppstå, vil ikkje måling av linjespenning eller spenning mot jord bli påverka. Dette fordi nøytralpunktet på transformatorens høgspenningsside er jorda, og ein einpola jordfeil fører til at nullpunktet får potensial til den fasen som har jordfeil [5].

Alternativt kan kapasitive spenningsindikatorar for måling av spenning nyttast. Sunnfjord Energi etterspurde mogelegheit for å nytte seg av dette, som kan løysast med kapasitive

målepunktet på SF6-anlegget eller montere ei kapasitiv spenningssensor i bakkant på endeavslutningen. Montasje av kapasitiv spenningssensor krev at endeavslutninga er godkjent for dette, sjå vedlegg 6.5.

2.6.3 Kommunikasjon

Kommunikasjon mellom nettstasjon og driftssentral må skje med same protokoll for at systema skal kunne jobbe saman. Ein protokoll er ein bestemt framgangsmåte som må følgjast for å tillate koordinering av handling [15]. Dersom intelligent electronic devices (IED) i nettstasjon har same protokoll som SCADA på driftssentralen, snakkar dei same språk og kan difor kommunisere saman. Nokre system kan kommunisere direkte, medan andre må gjennom ein RTU. Ein RTU definerer kommunikasjonsprotokoll, og konverterar data frå indikatoren sin protokoll til den som er nytta på driftssentralen. Protokoll nytta Sunnfjord Energi sitt kontrollsystem, er Master/Slave forhold. På denne måten initierer SCADA frå driftssentralen kommunikasjon (Master), og RTU frå nettstasjon sender data (Slave) [15].



Figur 2.11: Illustrasjon av kommunikasjon mellom driftssentral og nettstasjon [15].

Kommunikasjon frå driftssentralen skjer anten via 4G, fiber, VHF eller digitalradio. I RTU blir trafikken kryptert og sendt over sikker forbindelse. Indikatorar har egne serverar som er

kopla til IP nettverk med informasjon som flyt over sikre VPN tunnelar [11]. Kva som gjeld for den enkelte indikator er beskriven nærare i kapittel 3.

2.6.4 Kabelterminering

I tillegg til kommunikasjon, vert det stilt kompatibilitetskrav til endeavslutning på kabel i nettstasjonar. Når enden av ein høgspenkabel skal koplast til eit apparat må kabelen si kappe og isolasjon skrellast av [16]. Den elektriske feltstyrken rundt kabelen endrar seg dramatisk dersom isolasjon og jording av ytre skjerm/kappe forsvinn. Det vil dannast partielle utladningar og ein spenningsauke vil føre til gnistrar som viser seg som eit svakt lys. Ein kabelende krev difor ei passande endeavslutning, og glimmerpapir er døme på isolasjon som handterer partielle utladningar tilfredsstillande [7]. Basert på til dømes spenningsnivå, kabeltype og anlegg, finst mange ulike endeavslutningar. Nettstasjonane i Dale er endeterminert med T-kontaktar av ulike fabrikat.

3 Indikatormodellar

Det er eit mangfald av indikatormodellar på marknaden i dag. Sintef har blant anna vurdert ulike feilindikatorar i eit prosjekt om å betre feilhandteringa for å redusere avbrotstid [3]. Denne vurderinga har vi sett nærare på, og dei vi har vurdert aktuelle er omhandla grundigare seinare i rapporten. Sunnfjord Energi har i tillegg kome med indikatormodellar som kan vere aktuelle for deira nett. For å vurdere indikatorene er det satt generelle krav som indikatorene må tilfredsstille. Krav i høve til det eksisterande nettet omfattar:

- Operasjonsområde i 22kV distribusjonsnett
- Funksjonalitet i spolejorda nett
- Montering i nettstasjon til kabelnett

Ein feilindikator vil samstundes overvake nettet under normale driftsforhold. I følge Siemens blir det stadig meir vanleg å hente inn straum og spenningsdata frå nettstasjonar ved hjelp av feilindikatorar, sjå vedlegg 6.6. Vi ser òg at andre nettselskap har tatt i bruk indikatorar til dette formålet [17]. Det betyr at ein får investeringsutbytte av ein feilindikator sjølv om nettet er feilfritt. Av den grunn har vi sett nokre minimumskrav som indikatoren må dekke, og på den måten selektert bort nokon av indikatorene. Enkelte indikatorar opererer ikkje i spolejorda nett, andre dekker berre jordfeil eller kortslutningsfeil. Ei oversikt over vurderte indikatorar er vist i tabell 3.1. Vidare er minstekrava til desse nemnd i tabell 3.2 for å gje ein generell oversikt.

Tabell 3.1: Liste over vurderte indikatorar.

Produsent	Modell
Siemens	Sicam FCM
Netcontrol	Netcon 100
NorTroll	CableTroll
Horstmann	Compass B, Sigma D+
Schneider Electric	Flair 22D, 23DM
Protrol	IPC4012

Kries	IKI-050
-------	---------

Tabell 3.2: Minstekrav til eigenskapar for sensorar.

Eigenskapar
Retning kortslutningsfeil
Retning Jordfeil
Lastflytretning P, Q, S, Cos(φ)
Effective Energy
Fasestrøm, jordstrøm
Strømmens fasevinkel
Driftsstrøm og I_{\max}
Spenning over fase-fase (PTP) og fase-jord (PTG)
Frekvens

Eigenskapane som er presentert i tabell 3.2 ovanfor er sentrale for overvakinga av nettet, og er utarbeida saman med oppdragsgevar. Ved normal driftstilstand vert målte data sendt til driftssentralen med informasjon om belastningstilstanden ved ulike stadar i nettet. Dersom ein jordfeil eller kortslutningsfeil oppstår, vil ein indikator med desse eigenskapane sende informasjon om kvar feilen ligg. Krav til retningsindikasjon ved både kortslutnings- og jordfeil har ført til forkasting av fleire indikatormodellar. Andre indikatormodellar er valt bort fordi dei ikkje tilfredsstillar generelle krav i nettet, som til dømes systemjording. Gjennom marknadsundersøkinga har vi kome fram til fire indikatorar som innfrir alle minstekrava som er omtalt i tabell 3.2:

- Siemens Sicam FCM
- Netcontrol Netcon 100
- Horstmann Compass B 2.0
- Nortroll CableTroll

Vidare vil vi vurdere kvar av desse indikatorane opp mot dei forhandsstilte krava. Informasjonen som ligg til grunn er samla frå datablad og direkte kontakt med

leverandørane, som er lista i vedlegg 6.5 og 6.6. På grunn av manglande tilbakemelding frå Nortroll, vil ikkje denne oppgåva inkludere ein vurdering av denne indikatoren. Dette relaterer vi til ressursmangel under COVID-19 situasjonen. For meir detaljar, sjå [4].

3.1 Siemens Sicam FCM



Figur 3.1: Beteiningsskjerm Sicam FCM [18].

Sicam FCM er ein retningsbestemt jordfeil- og kortslutningsindikator [19]. Indikatoren vist i figur 3.1, vert plassert i eit ettermontert skåp i nettstasjonen. Slik som dei andre feilindikatorane, nyttar den ein skjerm for fysisk brukargrensesnitt. Feilindikatoren består av fleire komponentar for å levere ønska resultat. Komponentane som trengst ved ettermontering er lista opp i kapittel 5.1.

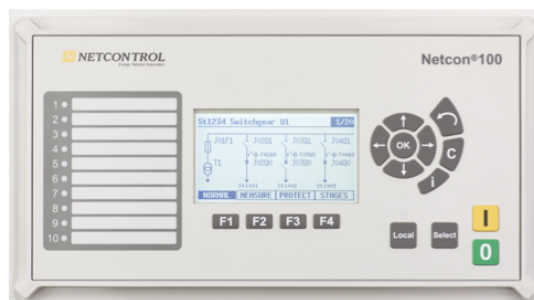
Sicam FCM tar i bruk lågeffekt straumtransformorteknologi, enten IEC-60044-8, IEC-61869-10 eller konvensjonelle 1A/5A instrumenttransformator, sjå vedlegg 6.6. Rogowski-spoler som straumtransformator vert ikkje støtta. Endeavslutning på kabel er av betydning sidan ulike indikatormodellar støttar ulike endeavslutningstypar. Denne indikatoren støttar T-kontaktar/pluggar som vert brukt i nettstasjonane i Dale, noko som gjer den aktuell for oppdragsgjevar.

Denne indikatoren har link til kapasitiv spenningsmåling. Siemens anbefaler innretning frå Horstmann som blinkindikerer ved måling av spenning i kapasitivt målepunkt [20]. Dette er ein kompakt og mobil innretning som indikerer lokalt i nettstasjonen. Alternativt kan ein

nytte meir avanserte indikatorar for kapasitiv spenningsindikasjon. Døme på dette er Horstmann Wega 2.2C. Den har mogelegheit for signalkontakt og har eigen skjerm for grensesnitt. Når det kjem til kor nøyaktig spenningsmålinga på kapasitive punkt er, oppgir Siemens at den basert på erfaring har fungert godt innanfor designområde til indikatoren, sjå vedlegg 6.6. Sidan anlegget i Dale er bygd for 22kV, vil til dømes ein feil på 6kV ikkje bli detektert. Ved bruk av Wega 2.2C oppgjer produsenten at grenseverdien for indikering av kapasitiv spenning er 0.1 - 0.45 gongar nominell spenning.

Sicam FCM kommuniserer på Modbus protokoll (master) [21]. Denne kommunikasjonsprotokollen støtter ikkje overvakingssystemet på driftssentralen. Det vil seie at dersom Sicam FCM vert installert, trengst det også ein RTU som konverterar frå Modbus til IEC sin standard. Ved bruk av FCM indikatorar er det vanleg å installere Sicam A8000 RTU, sidan Siemens tilbyr pakkeprisar, sjå vedlegg 6.6 [22]. Vidare trengst det kommunikasjon via fiber eller mobilnett. Her har Siemens eige modem for behandling av denne type data. Det er difor naturleg å seie at prisen av ein FCM indikator vil auke betrakteleg på grunn av ekstrainnkjøp av kommunikasjonskomponentar.

3.2 Netcontrol Netcon 100



Figur 3.2: Betjeningskjerm Netcon 100 [11].

Netcontrol leverer indikatoren Netcon 100, som vist på figur 3.2. Netcon 100 er ein retningsbestemt jordfeil- og kortslutningsindikator [11]. Denne modellen står i eit kabinettskåp som er kompakt i storleik. Den overvakar nettet kontinuerleg og lagrar informasjonen i ein hendingslogg. Sunnfjord Energi har allereie implementert ein slik indikator i eit av sine kabelanlegg. Netcontrol leverer både feilindikering, fjernstyring av

brytarar, integrert vern for brytaranlegg og overvaking av både distribusjonsnett og transformatorstasjonar som ein alt-i-eitt løysing. [11]

Kabinettskåpet har fire eller seks kortplassar og ein kan tilpasse kva komponentar som skal fylle plassane. Ved til dømes fjernstyring installerer ein Netcon RCM130, som er eit eige kort for fjernstyringskontroll. Netcon FDM112 er kortet som tar seg av blant anna feildeteksjon, feilreaktanskalkulasjon og effektmålingar for fasane. Dette kortet har ein betre funksjonalitet ved bruk av Rogowski-spoler enn ordinære straumtransformatorar. Fleire signaladaptore jobbar saman og tilpassar signala frå spenning- og straumtransformatorane. Sidan det er ynskjeleg å montere kapasitive spenningssensorar i anlegget, vil ILS173 adapteret redusere kapasitansen til FDM112 kortet, slik at støy og interferens vert redusert i målinga av kapasitiv spenning [11]. Adapteret er på den måten med på å gjere målinga meir nøyaktig. Sensor for kapasitiv spenning er kompatibel med T-kontakt endeavslutningar som er i nettet i dag.

Som nemnd ovanfor, fangar denne feilindikatoren opp feilreaktansen. Dette er nyttig fordi ein på bakgrunn av reaktans kan finne ut distansen frå indikatoren til feilstaden. Sintef har i prosjektet «*Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett*» (FaSAD) vist at det er fordelaktig å vite distansen til feilstaden frå nettstasjon. Det blir i dag brukt distansevern (impedansevern) for å rekne ut distansen [5]. Denne distansen finn ein fordi distansevernet måler blant anna feilreaktansen, og denne reaktansen avtek proporsjonalt med lengda til feilen [23, p. 19]. Denne løysinga kan potensielt redusere KILE betrakteleg ved å finne feilstaden raskare [3].

Sidan Netcon 100 tar i bruk Rogowski-spole, måler indikatoren sannverdi slik at ein skaffar seg presis data av lastflyt. På denne måten unngår ein unøyaktigheiter som kjem av sikkerheitsmarginane som blir lagt inn for å finne eit estimat av lastdataen i vanlege metodar [11].

Netcon 100 støtter fleire kommunikasjonsprotokollar, slik at ein her ikkje vil få same utfordring med kommunikasjonen som med Siemens Sicam FCM eller Horstmann Compass B. Det føregår sikker kommunikasjon mellom Netcon 100 og SCADA, enten fysisk, eller via IP-

forbinding. Sistnemnde føregår anten via 4G modem eller Ethernet forbindelse. Komponentane i nettstasjonane er seriekopla for kommunikasjonsforbindelse og kommunikasjonstrafikk frå driftssentralen passerer ein sikker brannmur for å ivareta sikkerheita. [11]

3.3 Horstmann Compass B



Figur 3.3: Beteningsskjerm Compass B [24].

Horstmann leverar indikatoren Compass B, som vist på figur 3.3. Compass B er ein retningsbestemt jordfeil- og kortslutningsindikator. Anlegget består av ein skjermeining og tre straumsensorar på kvar fase. Alternativt kan den ha 2 straumsensorar per fase og eit summasjonsbånd (sensor) over alle fasane [24]. Ved bruk av Wega Vario kan kapasitiv spenning målast frå SF6-anlegg i nettstasjonen med nøyaktigheitsavvik på $\pm 3\%$. For betre nøyaktigheit kan ein kople resistive spenningssensorar i T-kontakten ved endeavslutning. Dette alternativet er meir kostbart, men forbetrar nøyaktigheita til under ein prosent, sjå vedlegg 6.5. Sidan vi særlig er ute etter å forbetre nøyaktigheita, er det denne løysinga vi legg til grunn i kapittel 5 når vi presenterer lønnssemdsanalysar. Sensorane til Horstmann er testa og godkjent for få T-kontaktar, sjå vedlegg 6.5.

I eksisterande anlegg anbefaler Horstmann å bruke splittkjerne straumsensor. Nøyaktigheita er $\pm 0.5\%$ opp til 630A, og frå 1500A-2000A er nøyaktigheita $\pm 10\%$, noko som viser at nøyaktigheita minkar ved høgare straumar. Straumsensoren som blir levert av Horstmann saman med Compass B er særleg tilpassa bruk ved ettermontering av indikatoren, og fungerer

over isolerte kablar, sjå figur 3.4. Liknande straumsensor kan installerast på jordkabel for måling av jordfeilstraumar.



Figur 3.4: 49-6024-001 delbar straumsensor som festast over faseleiar [25].

Compass B nyttar seg av Modbus eller RS485 protokoll. Det vil seie at det er naudsynt med ein RTU for konvertering frå inngang av indikator til utgang mot driftssentralen. Det blir lagt til grunn at kommunikasjon vil stå for størsteparten av kostnadane ved ein investering av Compass B. Horstmann leverer fleire indikatorar som opererer i spolejorda nett. Døme på dette er Sigma D+, Sigma D++, Compass B 2.0, sjå vedlegg 7 for meir informasjon.

3.4 Samanlikning

Ein generell samanlikning av desse tre indikatorane tilseier at dei stiller svært likt, sidan alle tilfredsstiller minstekrava som er ført i tabell 3.2. Når det gjeld fysisk romslegheit, må det veljast nettstasjonar som er mottakelege for ettermontering. Alle dei presenterte indikatorane er av same storleik når det gjeld måleinstrument, montering av kabinnettsskåp og skjerm for brukargrensesnitt. Av same grunn vil ikkje måleeigenskapane utgjere noko forskjell mellom indikatorane, sidan dei oppfyller dei same minstekrava. Likevel er det verdt å trekkje fram at Netcon 100 kan indikere distansen til feilstaden. Dette er ein eigenskap dei andre produsentane har utelata. Sjølv om Sintef har presentert lovande analysar i FaSAD når det gjeld avstandsutrekning, har dei nytta distansevern og ikkje feilindikatorar [3]. Då vi ikkje har hatt direkte kontakt med Netcontrol, kan vi ikkje seie noko om indikatoren si nøyaktigheit i avstandskalkulasjonen. Sidan denne funksjonen er integrert i same kort som

indikerer feildeteksjon, er det ein eigenskap som vil følgje med indikatoren [11]. Likevel er det rimeleg å anta at det vil kome ein ekstra kostnad ved å programmere kortet.

Forskjellane mellom indikatorane oppstår når det gjeld måleinstrument. Det vert tatt i bruk ulike måletransformatorar for kvar indikator. Rogowski-spolen (Netcon 100) fører til ein noko meir kompleks krets enn måletransformatorane til Compass B og Sicam FCM. På den andre sida har vi ingen konkrete data på om det fører til ein høgare feilfrekvens enn ved bruk av konvensjonelle straumtransformatorar. Vidare er det forskjell når det gjeld nøyaktigheita til straumsensorane. Ein Rogowski-spole har eit nøyaktigheitsavvik på 1-3%, medan til dømes straumsensoren til Compass B vil ha eit betre nøyaktigheitsavvik på omtrent 0,5% for straumar mindre enn 630A. Sidan storleiken på feilstraumane vil variere mellom feiltilfella, vil den enkelte straumsensor vere mest ideell innanfor sitt nøyaktigheitsområde. Tilfelle der feilstraumstorleiken vil variere er til dømes ved feilhendingar gjennom lynnedslag, temporære overspenningar eller koplingsoverspenningar [7]. Sidan vi ikkje har oversikt på statistikk over straumstorleiken ved ulike feiltilfelle, vil difor nøyaktigheita til straumsensorane vere likestilte i denne rapporten. Vidare går vi ut frå at levetid og feilmeldingsfrekvens er den same for indikatorane, slik at forskjellane først og fremst viser seg i investeringskostnadane. Dette vil bli omtalt i kapittel 8.

3.5 Montasje av styreskåp/kommunikasjonsmodul

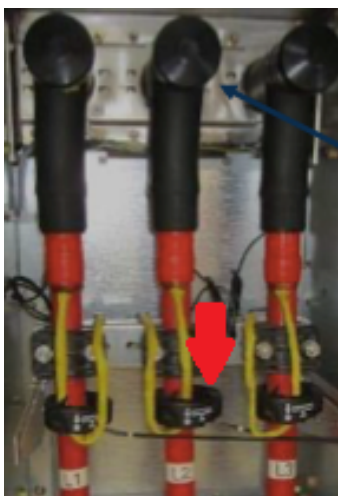
Ved montering av sensorar for overvaking av kortslutning og jordfeil, er det utfordringar knytt til fysisk romslegheit som peikar seg ut. Dette gjeld både plass til montering av styreskåp og kommunikasjonsmodul, men òg plass til målekomponentar. Storleiken på styreskåpet vil typisk vere på 40x60x30cm. Avstand frå koplingsanlegget til styreskåpet er ikkje avgjerande, men montasje med større avstand vil medføre større ressursbruk grunna lengre kabelføring. Av den grunn vil det vere fordelaktig å avgrense avstanden.

3.5.1 Straumtrafo

Konvensjonelle straumtrafoar er ofte store og tunge, noko som krev montering i ei kabelsjakt eller gruve [5]. Dette vil skape utfordringar knytt til det fysiske arealet ved

montering. I mange tilfelle vil det krevje fråkopling av kabelen for å oppnå forsvarleg montering. Dette er ei særskilt problemstilling der snodd kabel er nytta, som til dømes 3x1 TSLF. I tillegg til å vera ressurskrevjande, vil fråkopling av kabel medføre ein betydeleg risiko for skade på kabelen, endeavslutninga og koplingsanlegget. Dette vil dermed medføre lengre montasjetid og kostbare KILE-kostnader under montering.

Ved å nytte seg av små, delbare og fleksible straumtrafoar, som vist med rød pil i figur 3.5, vil ein løyse desse utfordringane knytt til montasje av straumtrafoar. Desse kan monterast rett i underkant av T-kontakten i sjølve brytarcella. I tillegg til å løyse utfordringane knytt til areal og rom, vil det redusere utfordringane ved ulike kabeltypar. Det blir løyst ved å plassere målepunkta så nært tilkoplinga at 3-leiarkablar vil bli omgjort til 1-leiar som vil vere rett i underkant av endeavslutninga. Det løyser både utfordringa med ressurskrevjande arbeid og tidlegare nemnde skadar på anlegget.



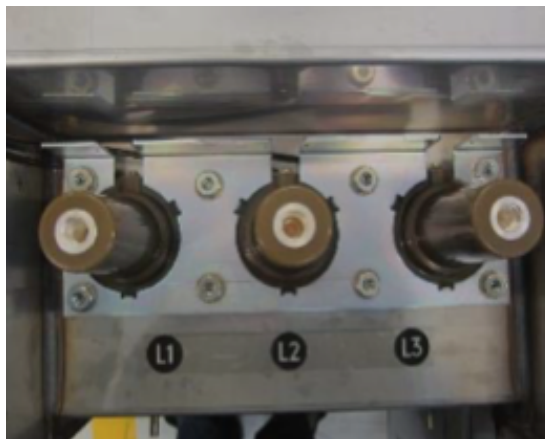
Figur 3.5: Ettermontering av straumsensorar frå Horstmann ved kabelterminering. Raud pil peikar mot straumsensoren, blå mot T-kontakt. Bilete er erverva gjennom kontakt med Maxeta AS, sjå vedlegg 6.5.

3.5.2 Spenningsmåling

Vi har tidlegare beskrive måleprinsipp ved bruk av konvensjonell måletransformator. Denne løysinga krev stort areal fordi den ofte står i eiga målecelle og krev tilhøyrande høgspenningsmateriell [5]. Dette er derfor mindre aktuelt i nettstasjonar. Alternativt kan kapasitive målepunkt som allereie eksisterer i anlegga bli utnytta. Her kan ein kople seg på

ved bruk av bananpluggar, som er ein betydeleg mindre kostnads- og arbeidskrevjande løysning. Likevel kan det oppstå konflikt med den manuelle spenningsprøvinga på anlegget, slik at den ikkje vil fungere når målesløyfa er innkopla. Dette må i tilfelle merkast og informerast om til montørane. Med god merking og informasjon vil ikkje den løysinga påverke tryggleiken.

Spenningsensorar som vert montert på endeavslutning har oppnådd eit nøyaktigheitsavvik på $\pm 0,5\%$, sjå vedlegg 6.5. Om dette er ei forbetring av tidlegare erfaringar som oppdragsgjevar har hatt, må oppdragsgjevar sjølv ta stilling til.



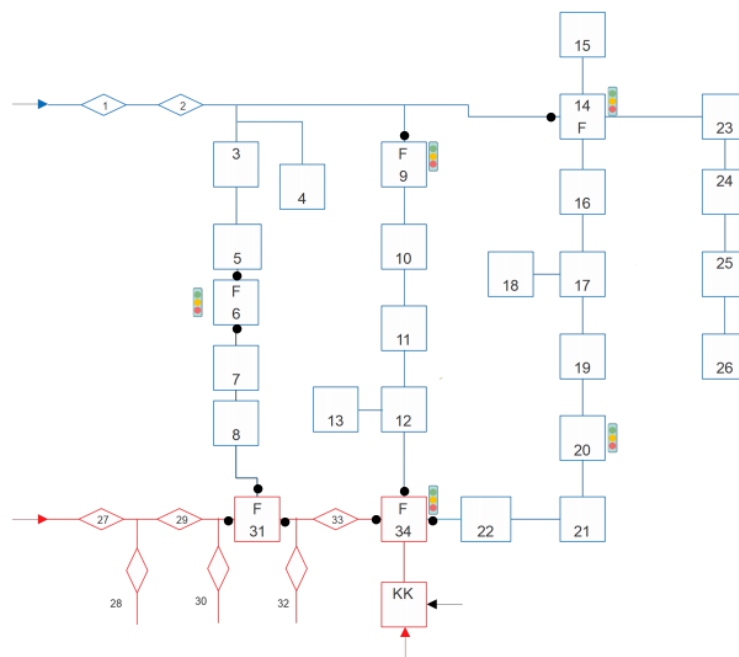
Figur 3.6: Ettermontering av spenningsensorar på T-kontakt ved endeavslutning, ein per fase. Bilete viser ein resistiv spenningsensor frå Horstmann, og er fått gjennom kontakt med Maxeta AS, sjå vedlegg 6.5.

4 Tiltaksplan

For å kunne få størst mogleg nytteverdi av sensorar og fjernstyrte brytarar, er det viktig å finne den optimale lokasjonen for implementering i nettet [4]. Fleire kriterium vert lagt til grunn for plassering av sensorikk. Av dei avgjerande kriteria er eksisterande fjernstyringar og anlegg, delingspunkt i nettet under normaldrift, fordeling av KILE, kritisk infrastruktur, omkoplingsmoglegheiter og seksjoneringsmønster ved feil dei viktigaste. Alle dei valde plasseringane er synfare i samarbeid med Sunnfjord Energi. Det er ikkje avdekkja utfordringar som nemnd i førre kapittel knytt til montasje av sensor ved desse stadane, sjå vedlegg 2.1.

4.1 Endeleg indikatorplassering

For å gje eit overblikk over det aktuelle nettområdet, er eit utsnitt vist i figur 6.1. Her representerer dei firkanta blokkene nettstasjonane og rombar representerer brytarane på luftlinjene. Vidare er dei fjernstyrte komponentane markert med F og den svarte sirkelen peikar i fjernstyrt retning. Den endelege utplasseringa av indikatorane er representert med trafikklysa. I utplasseringa av indikatorane har vi lagt vekt på dei avgjerande kriteria som er nemnd i innleiinga til kapittelet.



Figur 4.1: Utsnitt av aktuelt nettområde.

Meir konkret er følgjande plasseringar valt:

- **Nettstasjon 6:** Naturleg med feilindikator grunna eksisterande fjernstyring, og plassering midt i grein nr 1.
- **Nettstasjon 9:** Fyrste nettstasjon i grein 2, fjernstyrt mot linje. Naturleg med feilindikator for å kunne utnytte fjernstyring, reduksjon i tal prøvekoplingar.
- **Nettstasjon 14:** Sentralt koplingspunkt med 4 avgangar, der ein av avgangane er fjernstyrt. Naturleg med feilindikator grunna sentral plassering, fjernstyring og tal avgangar. Det vil ikkje vere naturleg med feilindikator mot NS 15.
- **Nettstasjon 20:** Avgjerande plassering for hurtig feildeteksjon, for reduksjon av KILE. Dette grunna KILE nivå mellom NS 20 og NS 34.
- **Nettstasjon 34:** Sentralt koplingspunkt med 4 fjernstyrte avgangar. Naturleg med feilindikator grunna sentral plassering, fjernstyring og tal avgangar.

4.1.1 Alternativ indikatorplassering

For å finne dei mest gunstige plasseringane av indikatorane, må ein vurdere fleire moglege plasseringar opp mot kvarandre. For å ta eit døme er NS 31 eit sentralt omkoplingspunkt som er utelatt i vurderinga. Denne er utelat grunna ei vurdering av KILE kostnad, normaldelingspunkt og nærleik til andre sensorar. Vidare finn vi det ikkje det naudsynt med feilindikator her sidan effekten av reduksjon i KILE-kostnad vert minimal, sjå vedlegg 1. Liknande vurderingar er tatt ved andre plasseringar, men vert ikkje drøfta nærmare i denne rapporten.

4.2 Plassering av fjernstyrte brytarar

For å hente størst moglege vinstar ved ei framtidig implementering av self healing, er strategisk utplassering av fjernstyring og sensorikk viktig. Eit døme kan vere i forgreiningspunktet til linjeavgangane [4]. I nettet vi undersøker er tettleiken av fjernstyringar gode, men eit sentralt koplingsanlegg manglar fjernstyring på tre av fire avgangar. Ved å oppgradere nettstasjon 14 slik at avgangane mot grein tre og fire vert

fjernstyrt i tillegg, vil ein kunne oppnå betydeleg redusert KILE ved uønskte hendingar i nettet. Dette med bakgrunn i raskare seksjonering og fleire omkoplingsmoglegheiter.

Ei oppgradering av brytaranlegget i NS 14 vil medføre ein ekstrakostnad på omlag 40 000 NOK per brytarcelle, utan montasjekostnad. Synfaring og samtale med oppdragsgjevar har avslørt at alder er ei utfordring i denne nettstasjonen, sjå vedlegg 2.1. Ein ny nettstasjon er oppgitt til omlag 700 000 NOK frå oppdragsgjevar. Dette tiltaket vil ikkje svare seg økonomisk i våre analysar. Tiltaket blir ein del av ei heilskapsvurdering oppdragsgjevar må ta stilling til. Kostnaden innlemma i våre analysar vil difor innebære å oppgradere to brytarceller, der kostnaden er totalt 80 000 NOK utan montasje. Dette tiltaket har vi innlemma i simuleringa, sjå tabell 5.7. Basert på dette har vi kome fram til ein tiltaksplan som vist i tabell 4.1 under. Vidare er analysen i kapittel 5 forankra i desse inngrepa.

Tabell 4.1: Individuell tiltaksplan som utførast i nettstasjonane.

Namn	Sensorikk med tilhøyrande utstyr	Ny kommunikasjons-modul (fjernstyrt brytar)	Fjernstyring (motordrift eksisterande brytar)
6	Ja	Nei	Nei
9	Ja	Ja	Nei
14	Ja	Ja	Ja
20	Ja	Nei	Nei
34	Ja	Nei	Nei

5 Analyse av tiltak

For å legitimere ei investering av feilindikatorar, må tidssparing etter implementering undersøkjast. På denne måten kan vi sette feilsøkingstida opp mot KILE både før og etter indikatorane er montert. Når det er gjort, kan det vurderast om spart KILE-kostnadar er store nok i høve til investeringa.

Dette er ei omfattande oppgåve i eit kabelnett. I luftlinjenett løyste vi dette problemet ved å nytte oss av høgdedata mellom indikatorane og kalkulerte avstanden det vil ta montørar å synfare langs linjene [26]. I denne rapporten vil vi presentere tre ulike scenario med tilfeldig valde feilstadar som er reelle for oppdragsgjevar. Deretter antar vi feilsøkingstida før og etter montering av indikatorane. Først må vi gjennomføre ein investeringskalkulasjon av dei forskjellige indikatorane.

5.1 Økonomisk grunnlag

Tabell 5.1: Oversikt over komponentliste til Siemens og Horstmann. Totalpris er summert frå vedlegg 5.

Stk	Siemens Sicam FCM	Stk	Horstmann Compass B
1	Sicam FCM	1	Compass B
2	Delbare straumsensor/trafo	3	Delbare straumtransformatorar
1	Jordfeilstrafo	6	Resistive spenningssensor (SETT)
3	Spenningssensorar	1	RTU for kommunikasjon pr. nettstasjon
1	MC125 Kanal for ettermontering	1	Modem for 4G/fiber
1	RTU for kommunikasjon pr. nettstasjon		-
1	Modem for 4G/fiber		-
	Totalpris: 78 000 NOK		Totalpris: 75 500 NOK

Tabell 5.1 ovanfor viser kostnad over komponentliste frå Siemens og Horstmann. Vi har ikkje mottatt komponentoversikt og pris frå Netcontrol, men Sunnfjord Energi har allereie montert ein Netcon 100 i eit av kabelnetta sine. Totalprisen for tre avgangar kom på 72 400 NOK, som inkluderer byting av fjernstyringskap, sjå vedlegg 6.4. Kva prisen ville ha vore utan byting av fjernstyringskap har vi ikkje fått svar på. Likevel er det verdt å leggje merke til at Netcon 100 er indikatormodellen som er minst kostbar sjølv med tre indikatorar og samstundes inkludert byting av fjernstyringskap og signal- og styrekablar. Om ein interpolera prisen på Netcon 100 opp mot komponentprisane frå dei andre leverandørane, får vi ein pris på 42 000 NOK per modul og 10 000 NOK per avgang.

Dette kan forklarast ved å sjå på kva kommunikasjonsplattform dei ulike leverandørane nyttar seg av. Etablering av kommunikasjon er i tillegg største årsak til prisauke av Compass B og Sicam FCM. Siemens oppgjer at prisen på ein RTU kan kome mellom 20 000-25 000 NOK og at programmering og testing av denne vil ytterlegare auke prisen med 25 000 NOK. Likevel trengs det berre ein RTU per nettstasjon, slik at indikatorar på fleire avgangar kan nytte seg av same RTU.

Sunnfjord Energi har tidlegare implementert Netcon 100 i nettet. Basert på dei delte erfaringane legg vi til grunn at montering av indikatorar vil ta ein dag per nettstasjon, medan montasje av fjernstyring tar ytterlegare to dagar. I prosjektet "*Smarte sensorar i høgspenningsnettverk*" estimerte vi pris for montering til 10 000 NOK per dag [26]. For fjernstyring åleine kostar investeringa:

$$2 \cdot 40000 + 2 \cdot 10000 = 100\,000 \text{ NOK}$$

Legg vi på kostnad for indikatorar og montasje frå vedlegg 5, får vi ein total investeringskostnad gitt ved:

Formel (3)

$$\text{Brytarkostnad} + \text{tal indikatorar} \cdot \text{indikatorkostnad} + \text{tal RTU} \cdot (\text{RTU} + \text{montasje})$$

Siemens Sicam FCM:

$$100000 + 13 \cdot 18000 + 5(15000 + 20000 + 25000 + 10000) = 684\,000 \text{ NOK}$$

Horstmann Compass B:

$$100000 + 13 \cdot 15500 + 5(15000 + 20000 + 25000 + 10000) = 651\,500 \text{ NOK}$$

Netcontrol Netcon 100:

$$100000 + 13 \cdot 10000 + 5(42000 + 10000) = 490\,000 \text{ NOK}$$

5.1.1 Kontantstrømmetoden

Kontantstrømmetoden er ein generell utrekningsmetode som indikerer kor mykje ein årleg må spare for å dekkje investeringsutgiftene [27]. I kapittel 4 plasserte vi 13 feilindikatorar fordelt på fem nettstasjonar. Vi finn minimum årleg innspart kroner ved å dele investeringskostnaden på forventa levetid på indikatoren, som vist i formel 4:

$$k = \frac{U}{n} \qquad \text{Formel (4)}$$

k = minimum årleg innspart kroner

U = investeringskostnad

n = levetid

For implementering av fjernstyring og feilindikatorar, gitt at indikatorene si levetid er 25 år, får vi:

$$\text{Sicam FCM: } \frac{684000}{25} = 27\,360 \text{ NOK/år}$$

$$\text{Compass B: } \frac{651500}{25} = 26\,060 \text{ NOK/år}$$

$$\text{Netcon 100: } \frac{490000}{25} = 19\,600 \text{ NOK/år}$$

5.1.2 Netto noverdimetoden

Netto noverdimetoden samanliknar dagens investeringsutgift og noverdien av investeringa si framtidige kontantstraumar [27]. Ved positiv netto noverdi ($NNV > 0$) vil investeringa lønne seg. NNV er gitt ved formel 5:

$$NNV = -U_0 + NV \qquad \text{Formel (5)}$$

Set $NNV = 0$, og set inn for NV .

$$U_0 = NV = k \cdot \frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n}$$

$$k = U_0 \cdot \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

U_0 = investeringskostnad

k = minimum årleg spart NOK

n = levetida til sensor, 25 år

r = ønska avkastning, sett til 5%

NV = noverdi

NNV = netto noverdi

For implementering av fjernstyring og feilindikatorar for kvar leverandør, får vi:

$$\text{Sicam FCM: } 684000 \cdot \frac{0.05(1+0.05)^{25}}{(1+0.05)^{0.05}-1} = 48\,531 \text{ NOK/år}$$

$$\text{Compass B: } 651500 \cdot \frac{0.05(1+0.05)^{25}}{(1+0.05)^{0.05}-1} = 46\,226 \text{ NOK/år}$$

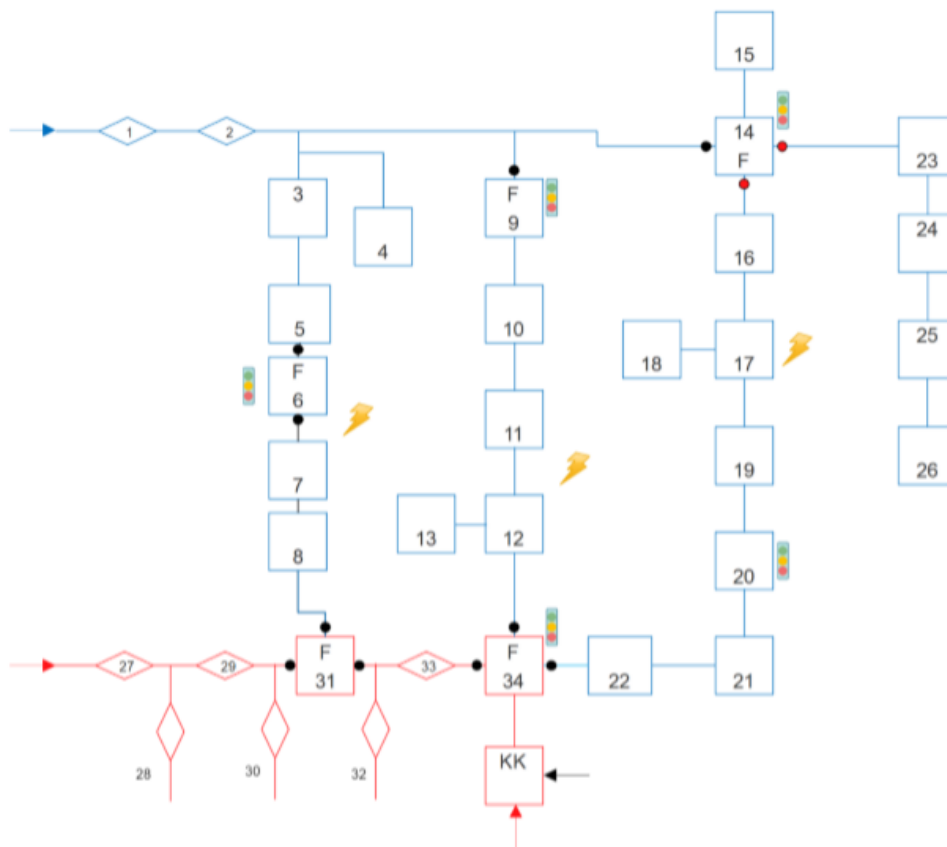
$$\text{Netcon 100: } 490000 \cdot \frac{0.05(1+0.05)^{25}}{(1+0.05)^{0.05}-1} = 34\,767 \text{ NOK/år}$$

Dette betyr at implementering av feilindikatorar i nettet må redusere KILE-verdien med dette resultatet eller meir. Grunnen til at vi får forskjellig resultat med dei to metodane, er at vi legg til ei ønska avkastning til netto noverdimetoden [26]. I dette tilfellet er det pengeverdiar der KILE vil vere avgjerande grunnlag for avkastning. Ofte vil ei bedrift krevje ei minimum avkastning av ei investering før ein vel å satse på den. Det vil seie at dersom avkastningskravet vert redusert til 2%, ville det vore enklare å forsvare investeringa. Om avkastningskravet vert redusert til 0,01% vil vi få tilnærma likt resultat som i kontantstrømmetoden. I neste delkapittel skal vi simulere tre feil, for så å setje resultat for økonomi og simulering opp mot kvarande.

5.2 Simulering av feilscenario

Vi har valt tre tilfeldige feiltypar og lokasjonar som vist i einlinjeskjema i figur 5.1, der lyna representerer dei ulike feilstadane. Fjernstyrte brytarar er representert med runde prikkar og feilindikatorane er markert med trafikklys.

Simuleringa er eit døme på handlingsmønster frå driftssentralen og montør som skal feilsøkje nettet. Handlingsmønsteret følgjer i stor grad halveringsprinsippet, som kontinuerleg halverar den aktuelle linjeseksjonen. Vi følgjer aksjon frå feilen oppstår til feilen er funnen. Tidsrammene som er lagde til grunn, er 15 minutt responstid på driftssentralen og 40 min før montør er på staden, basert på erfaringar frå oppdragsgevar.



Figur 5.1: Einlinjeskjema over plasserte feilindikatorar, simulerte feilstadar og fjernstyrte brytarar med både eksisterande (svart) og nye (raud) lokasjonar.

Utrekningane er forankra i KILE-data som vist i vedlegg 1. Vedlegget viser KILE per time, slik at vi for kvart steg i scenarioet kan nytte følgjande formel:

$$Kile_{NOK} = \frac{Kile_{total} \cdot \frac{Kile\%}{100} \cdot Tid_{min}}{60} \quad \text{Formel (6)}$$

Frå vedlegg 1 finn vi $Kile_{total} = 354\,071$ NOK. Formel 6 vert nytta til å rekne ut $Kile_{NOK}$ i tabell 5.2-5.11 i delkapitla under.

5.2.1 Scenario 1: Feil på kabel mellom nettstasjon 6 og 7

Første scenario baserer seg på feil på kabel mellom NS 6 og NS 7. Tabell 5.2 viser reaksjonsmønster utan indikator i to steg.

Tabell 5.2: Oversikt over verdier utan indikatorar.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	20	1-26	91,52	108 015
2	40	7-8	1,83	2 160
Totalt				110 175

Steg 1: Operatør får tre moglege prøvekoplingar frå driftssentral. Det er estimert å ta 20 minutt frå feilen oppstår til riktig grein er kopla ut. I denne perioden ligg nettstasjon 1-26 utan forsyning, noko som utgjer 91,52% av total KILE-kostnad frå vedlegg 1.

Steg 2: Nettstasjon 7 og 8 er utan straum i ytterlegare 20 minutt. 40 minutt etter feilen har oppstått, er montør på plass i nettstasjon 7 og prøvekoplar manuelt mot nettstasjon 6.

Etter implementering av feilindikator får vi reaksjonsmønster som vist i tabell 5.3.

Tabell 5.3: Oversikt over verdier med indikatorar.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	15	1-26	91,52	81 011
2	40	7-8	1,83	2 700
Totalt				83 711

Steg 1: Operatør nyttar seg av informasjon frå indikatorane. Det blir indikert feil mot nettstasjon 7 og denne brytaren vert kopla ut utan prøvekopling.

Steg 2: Montør på plass i nettstasjon 7 etter totalt 40 minutt og prøvekoplar manuelt.

I dette feilscenarioet ser vi ein viktig forskjell. Ettersom operatør på driftssentral veit kva grein feilen har oppstått i, veit han òg kva brytar som må koplast ut. Tida for prøvekopling og analysar er redusert med 5 minutt i alle scenario ved bruk av feilindikator, slik at straumen i 91,52% av nettet vil vere ute 5 minutt kortare. Dette med grunnlag i raskare orienteringsevne og reduksjon i prøvekoplingar frå driftsoperatøren. Sidan det er lagt til grunn ei tid på 40 minutt frå montør er på staden, vil ikkje tida totalt bli mindre i dette feilscenarioet. Differansen i KILE med og utan indikator er 26 464 NOK.

5.2.2 Scenario 2: Feil på kabel mellom nettstasjon 11 og 12

I scenario 2 simulerer vi reaksjonsmønster ved feil på kabel mellom NS 11 og NS 12 utan feilindikator, som vist i tabell 5.4.

Tabell 5.4: Oversikt over verdier utan feilindikator.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	20	1-26	91,52	108 015
2	40	9-13	19,52	23 038
3	50	12, 13	0,83	490
Totalt				131 543

Steg 1: Driftssentralen får tre moglege prøvekoplingar. Etter ein ukjent kombinasjon prøvekopling, finn ein feil i nettstasjon 9 eller vidare nedover på figur 8.1.

Steg 2: Etter 40 minutt er montør på plass i nettstasjon 11. Feilsøking og prøvekopling manuelt tilseier at feilstaden er lengre ned i greina.

Steg 3: Montør er på plass i nettstasjon 12. Legg manuelt ut mot nettstasjon 34 og 13. Finn feil på kabel mellom 11 og 12. Det blir lagt forsyning frå nettstasjon 34 mot 12 og 13 slik at alle nettstasjonar får forsyning.

Etter implementering av feilindikator, vil reaksjonsmønsteret frå driftssentral følgje dei tre stega som vist i tabell 5.5.

Tabell 5.5: Oversikt over verdiar med feilindikator.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	15	1-26	91,52	81 011
2	40	9-13	19,52	28 798
3	50	12, 13	0,83	490
Totalt				110 299

Steg 1: Sensor indikerer feil og operatør koplpar ut brytar frå nettstasjon 9 utan prøvekopling.

Steg 2 og 3: Same handlingsmønster som utan indikator.

På same måte som i første feilscenario får vi ingen reduksjon i den totale tida på 50 minutt. Hovudforskjellen ved bruk av indikatorar er reduksjon i mogelege kombinasjonar av prøvekopling. Differansen vil bli 21 244 NOK sparing i KILE.

5.2.3 Scenario 3: Transformatorhavari i nettstasjon 17

I det tredje scenarioet følgjer vi reaksjonsmønster utan feilindikator, som vist i tabell 5.6. Ein feil på denne staden fører til ein meir omfattande feilsøkingssprosess sidan område er større, slik at reaksjonsmønsteret vil følgje fem steg.

Tabell 5.6: Oversikt over verdiar utan feilindikator.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	20	1-26	91,52	108 015
2	40	14-26	46,28	54 619
3	50	16-18	43,71	25 793
4	60	17-18	9,56	5 641
5	70	17	8,41	4 962
Totalt				199 030

Steg 1: Tre moglege prøvekoplingar frå driftssentral. Etter 20 minutt er nettstasjon 14-26 isolert bort og resten er drifta som normalt.

Steg 2: Montør er kome til nettstasjon 14 etter 40 minutt. Brytar opnast manuelt mot nettstasjon 23, 15 og 16. Feil lokalisert mot nettstasjon 16.

Steg 3: Montør på plass i nettstasjon 19 etter 10 minutt. Manuell prøvekopling mot 17 og 20. Feil lokalisert mot nettstasjon 17, medan 19-22 vert forsynt frå 34.

Steg 4: Feil blir lokalisert i nettstasjon 17.

Steg 5: Montør på plass i nettstasjon 18 for å kople denne inn.

Simulering av reaksjonsmønster etter implementering av fjernstyrte brytarar er vist i tabell 5.7.

Tabell 5.7: Oversikt over verdiar med oppdatering av fjernstyring i alle retningar i nettstasjon 14, utan bruk av feilindikatorar.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	20	1-26	91,52	108 015
2	25	16-26	46,28	13 654
3	40	16-22	43,71	38 690
4	50	17, 18	9,56	5 641
5	60	17	8,41	4 962
Totalt				170 962

Steg 1 og 2: Operatør har fire moglege val av prøvekopling. Det blir gjennomført seksjonering slik at alle nettstasjonar er innkopa utanom 16-22 etter 25 minutt.

Steg 3, 4 og 5: Same handlingsmønster som utan oppdatering av nettstasjon 14.

Dersom det er montert både fjernstyring og feilindikatorar, vil reaksjonsmønsteret følgje tabell 5.8 under.

Tabell 5.8: Oversikt over verdier med oppdatert kiosk og bruk av feilindikatorar.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	15	1-26	91,52	81 011
2	40	16-22	43,71	64 483
3	50	16-19	16,51	9 742
4	60	17	8,41	4 962
Totalt				160 198

Steg 1: Nettstasjon 1-26 ligg utan forsyning i 15 minutt. Driftssentralen koplar ut nettstasjon 16-22 og opprettar resterande nett.

Steg 2: Montør på plass i nettstasjon 19 etter 40 minutt. Manuell prøvekopling tilseier at feilen ligg mot kiosk 17.

Steg 3: Montør på plass i nettstasjon 17 og finn feilen.

Steg 4: Utkopling av feilkjelde, koplar inn nettstasjon 18.

Dette scenarioet illustrerer både vesentlege innsparingar i KILE-kostnad og kortare feilsøkingstid. Ved å tilknytte fjernstyring som vist i nettstasjon 14, vil også potensielle feil mot nettstasjon 23-26 kunne koplast bort. Vidare vil sensorikken orientere operatør til å foreta dei nødvendige koplingane utan prøvekopling. Differansen i KILE ved implementering av fjernstyrte brytarar er 28 068 NOK, medan fjernstyring og sensorikk er 38 832 NOK.

5.2.4 Self healing for alle scenario

Det er ført oversikt over alle tre scenario ved bruk av self healing. Det er lagt til grunn ei reaksjonstid på 1 minutt frå feilen oppstår, til algoritmen har gjort naudsynte omkoplingar. Ettersom innføring av fjernstyring og feilindikatorar er ein del av forarbeidet til self healing, byggjer simuleringa på at det er implementert ny fjernstyring og sensorikk som er føreslått tidlegare i rapporten. Tabell 5.9, 5.10 og 5.11 følgjer reaksjonsmønster til høvesvis scenario 1, 2 og 3.

Tabell 5.9: Scenario 1 med self healing.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	1	1-26	91,52	5 401
2	40	7-8	1,83	4 212
Totalt				9 613

Tabell 5.10: Scenario 2 med self healing.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	1	1-26	91,52	5 401
2	40	9-13	19,52	44 925
3	50	12, 13	0,83	490
Totalt				50 816

Tabell 5.11: Scenario 3 med self healing.

Steg	Tid [min]	Nettstasjon utan straum	Kile [%]	Kile [NOK]
1	1	1-26	91,52	5 401
2	40	14-26	46,28	106 512
3	50	16-18	43,71	25 794
4	60	17-18	9,56	5 642
5	70	17	8,41	4 963
Totalt				148 312

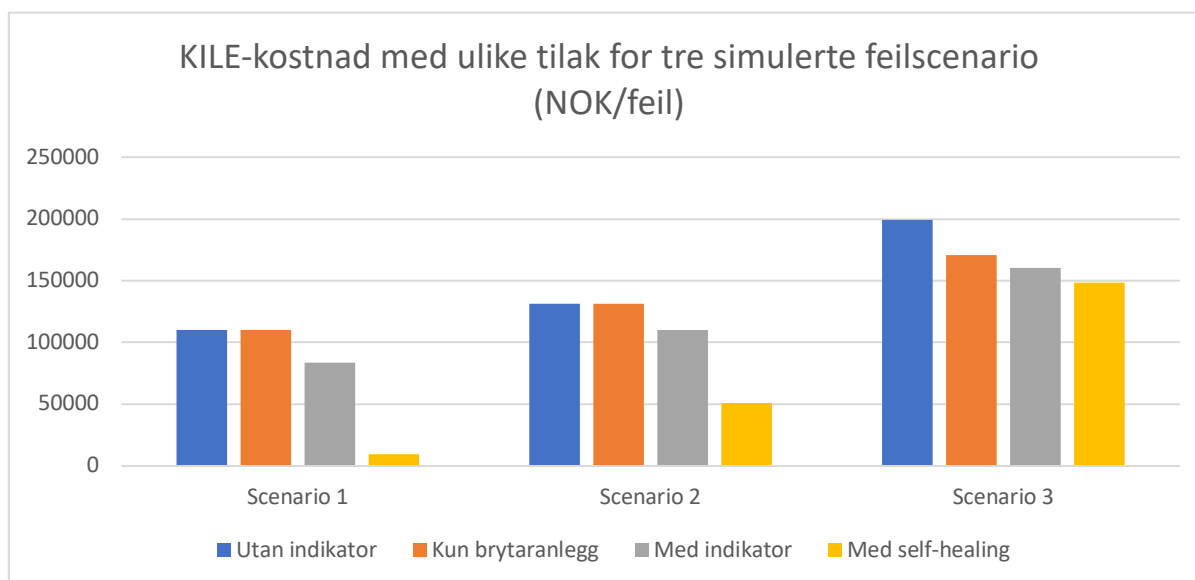
Sidan oppgåveavgrensing ekskluderer investeringskostnad og praktisk implementering av self healing programvare, vil denne analysen snarare representere programvara sitt potensial framfor det økonomiske aspektet ved ei slik implementering. På bakgrunn av målsetningane om at anlegget skal klargjerast for self healing, må data som kartlegg endring i KILE-kostnad presenterast. Vi ser av simuleringa at det vert betydeleg reduksjon i KILE-kostnad ved bruk av self healing nett, samanlikna med dagens kostnad.

6 Resultat

I resultatet vårt ser vi på lønnsmda ved implementering av feilindikatorar og fjernstyrte brytarar. Resultatet er presentert i søylediagram i figur 6.1-6.4, og gir ein oversikt over korleis KILE-kostnaden endrar seg gjennom ulike tiltak.

6.1 Økonomisk resultat

Som det går fram av figur 6.1, har simuleringa i førre kapittel vist reduksjon i årleg KILE-kostnad. Vi har framstilt fire ulike tiltak som trinnvis reduserer kostnaden. Vi har gjennomført ei økonomisk analyse av alle tiltak, utanom self healing.

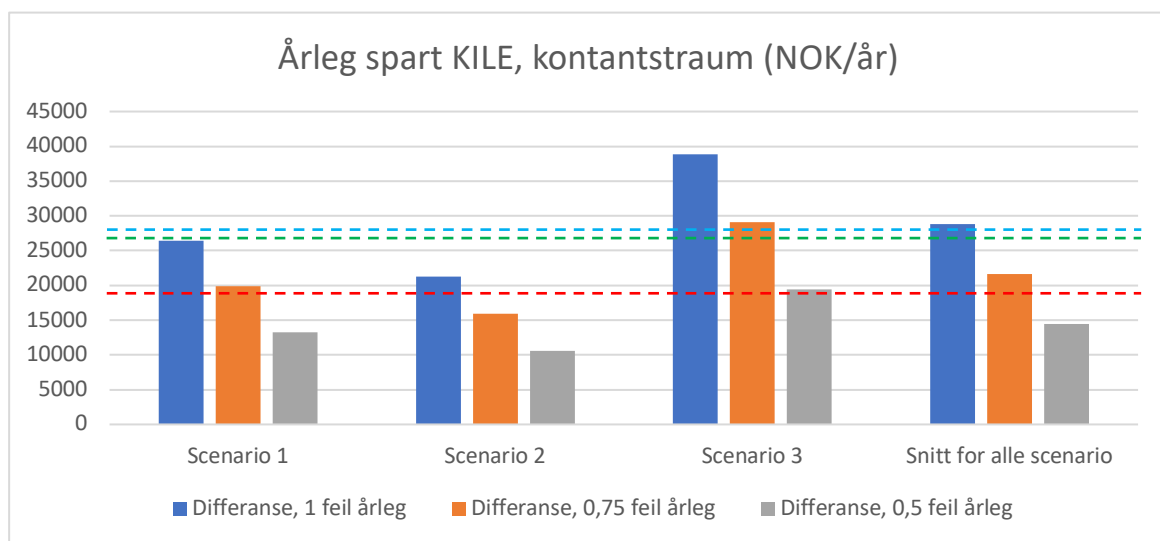


Figur 6.1: Resultat av simulering for tre feilscenarior som viser KILE-kostnad før implementering. Sjå vedlegg 4.1.

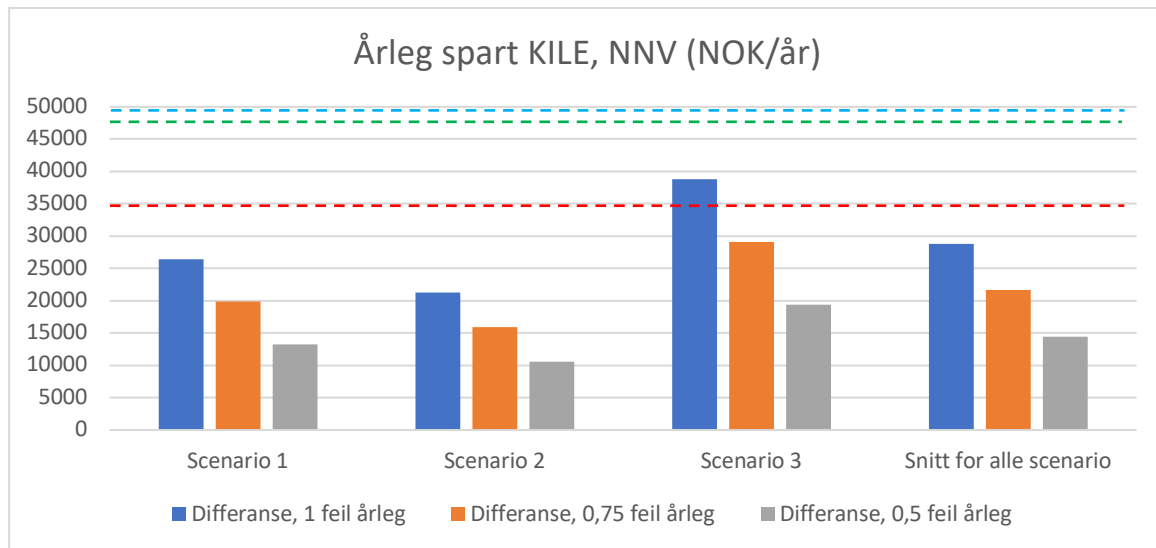
Figur 6.2 og 6.3 presenterer kor mykje KILE som vert spart gjennom eit år ved implementering av ny fjernstyring og sensorikk. Sunnfjord Energi har lagt til grunn ei årleg feilrate på 0,75 i kabelnettet. Sidan denne verdien kan vere flyktig, har vi valt å presentere resultatet for 1, 0,75 og 0,5 årlege feil.

Resultatet av investeringa si økonomiske analyse er markert som stipla linjer på figur 6.2 og 6.3. For at investeringa skal løne seg reint økonomisk, må årleg spart KILE vere høgare enn desse linjene. Ser ein på kontantstraumen, vil det løne seg å ha ein Netcon 100 i dette

nettet. Likevel har vi funnet investeringa ulønnsam ved bruk av netto-noverdimetoden. I kapittel 5.1.2 forklarte vi årsaka til dette. Dersom NNV hadde vore positiv, hadde det vore enklare å forsvare at investeringa er lønnsam. På den andre sida gir kontantstraummetoden gode marginar når det gjeld lønnsemd ved bruk av Netcon 100. Samtidig må gevinstar som ikkje kan målast i økonomisk utstrekning framhevast. Sidan indikatorane fører til auka tryggleik og restverdi, har ein også gode argument for at Sicam FCM og Compass B vil løne seg i praksis. Desse synergiane er omtalt nærare i delkapittel 6.3.



Figur 6.2: Spart KILE-kostnad etter implementering ved kontantstraum. Vassrett stipla linje viser kontantstraummetoden for indikatorane, og er fargekoda blå (Sicam FCM), grøn (Compass B) og raud (Netcon 100). Sjå vedlegg 4.2.



Figur 6.3: Spart KILE-kostnad etter implementering ved NNV. Vassrett stipla linje viser netto noverdimetoden for indikatorane, og er fargekoda blå (Sicam FCM), grøn (Compass B) og raud (Netcon 100). Sjå vedlegg 4.2.

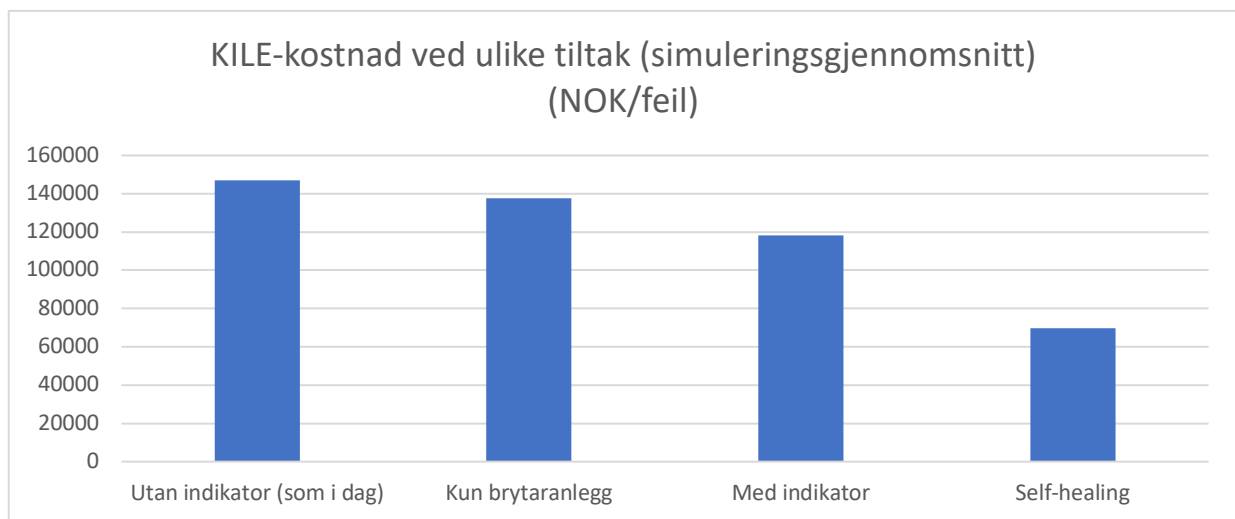
Når det gjeld Compass B og Sicam FCM er resultatet ei gråsone på kva som lønar seg økonomisk. Økonomisk resultat frå figur 6.2 tilseier at ein ikkje bør montere desse indikatormodellane i dette nettet. Likevel vil indikatorane som overvåkingsinstrument i feilfrie tilfelle tilby verdier til driftssentral som vanskeleg kan målast i økonomisk utstrekning. Gjennom prosjektperioden har vi ikkje funnet informasjon av betydning som talar for at desse verdiane er større for ein indikatormodell enn dei andre som er vurderte.

Det er verdt å nemne at resultatet av simuleringa som går fram av figur 6.1 er tilnærma likt det resultatet som SINTEF får i sitt prosjekt om avbrotshandtering [3]. Dette er enklare å sjå i figur 6.4 i neste delkapittel.

Dersom vi trekker kontantstraum for Netcon 100 frå simuleringsgjennomsnittet ved 0,75 feil får vi 2035 NOK ($21635 \text{ NOK} - 19600 \text{ NOK} = 2035 \text{ NOK}$). Dette er det einaste tilfelle som lønar seg i våre analysar, sidan andre samanlikningar gjev negativt svar. Det er samstundes ønskeleg med høg investeringsgrad på dette tiltaket, for å kunne hente meir vinning med ei framtidig self healing. Det kan òg tenkast at dei andre fabrikantane kan vere lønnsame i framtida, då det vil vere mogleg å sjå på investeringsramma knytt til eit komplett system.

6.2 Self healing

Med bakgrunn i plassering av feilindikatorar og fjernstyrtebrytarar ser vi at det kan vere lønnsamt å implementere self healing, sjå figur 6.4. Grada av fortjeneste er avhengig av investeringskostnaden for eit slikt system, kor mange nettdelar dette kan nyttast på og framtidig organisering av driftssentralen. Organisering av driftssentralen er avgjerande for responstida. I våre simuleringar ligg det til grunn ei responstid på 15 minutt før seksjoneringsarbeidet startar. Ved vesentleg reduksjon i responstida til driftssentralen vil mykje av grunnlaget for ei implementering av self healing falle vekk. Samstundes kan det tenkast at ei slik implementering vil kunne redusere krava til responstid på driftssentralen. Dette kan redusere kostnadane til bedrifta vedrørande vaktordningar knytt til driftssentralen, slik at det på denne måten visar seg andre økonomiske ringverknadar frå investeringa.



Figur 6.4: Viser KILE-kostnad ved implementering av tiltak som er drøfta i oppgåva. KILE-kostnaden er gjennomsnittet av resultatet i dei tre simulerte feilscenarioia. Sjå vedlegg 4.3.

6.3 Synergjar

Reduksjon i tal koplingar mot feil vil i betre helse, miljø og tryggleik for montørar under feilsøking. Kopling mot feil kan potensielt føre til farlege situasjonar om ein får ei ukontrollert utlading i brytaranlegget som vert betjent. Ved slike utladingar kan montøren verte utsett for lysboge med straumgjennomgang, høyrselsskadar, og eksponert for ulike

gassar [13]. Ein reduksjon i risikoen knytt til kopling vil difor vere viktig grunna potensialet for omfattande skader på personell.

Vidare vil tal prøvekoplingar ved feilhandtering i nettet vil føre til ein redusert belastning på brytarmateriell, kablar og endeavslutningar, som vil bidra til auka levetid og restverdi på nettet. Ein vil òg avgrense tal og omfang av følgjefeil då sannsynet for å spenningssette ein feil fleire gongar vert redusert. Typiske eksempel på dette er skadar på parallellførte kablar og på allereie svekka tilknytte nettdelar.

Feilindikatorar kan i tillegg nyttast til overvaking av nettstasjonar og innhente viktige driftsdata. Forhold som vert avdekka er blant anna last toppar som kan vere skadeleg for montert utstyr og spenningskvalitet. Auka overvaking kan medverke til ein reduksjon i tal feil, dette med grunnlag i betre laststyring som vil sikre ei jamn belastning på anlegga. Med grunnlag i dette vil det vere hensiktsmessig å implementere Netcon 100 i fem ulike nettstasjonar og to fjernstyrte brytarar på anviste avgangar i nettstasjon 14.

7 Prosjektadministrasjon

I denne delen vil vi ta for oss korleis vi har organisert, planlagt og gjennomført prosjektet. Vidare vil vi kort gå inn på det økonomiske aspektet ved prosjektet og avslutte med ein heilheitleg vurdering av prosessen og læringsutbyttet frå rapportarbeidet.

7.1 Organisering

Prosjektet vart initiert som bacheloroppgåve ved HVL. Problemstillinga er utforma i samarbeid med Sunnfjord Energi Nett og er gjennomført i tidsrommet januar til mai 2020. Prosjektet er organisert i fem nivå, som vist på figur 7.1. Kontaktinformasjonen til sentrale aktørar er inkludert under framstillinga.



Figur 7.1: Skjematisk framstilling av prosjektgruppe.

Kontaktinformasjon Sunnfjord Energi AS:

Namn: Jonny Hugøy
E-post: jonny.hugøy@sunnfjordenergi.no
Tlf: 952 56 220

Kontaktinformasjon HVL:

Namn: Joar Sande
E-post: joar.sande@hvl.no
Tlf: 57676314

Kontaktinformasjon prosjektgruppe:

Namn:	Stian Tefre	Hans Andreas Torsvik
E-post:	stian.tefre@gmail.com	hansi_tor@hotmail.com
Tlf:	95852715	99255886

7.2 Gjennomføring i forhold til plan

I forprosjektet utarbeida vi eit gantt-diagram der vi satt tidsfristar for å sikre framgang i hovudprosjektet, sjå vedlegg 8.2. Diagrammet har vore brukt aktivt for å ha ein oversikt over kva som skal vere gjort til kva tid. Som nemnd tidlegare, har store delar av prosjektperioden vore prega av den pågåande pandemisituasjonen i verda. Vi merka at tredjepartar sine ressursane har vore redusert, både hjå leverandørar og oppdragsgjevar. Dette har blant anna ført til ei forsinka synfaring og ein sein tilbakemelding om indikatorspesifikasjon frå leverandørane. Dette er noko vi har tilpassa oss effektivt ved å gjere dei naudsynte omorganiseringane.

Aktuell framdrift er ført i eit oppdatert gantt-diagram, sjå vedlegg 6.1. Her går det fram at innsamling av nettdata og kost/nytte-vurdering er blitt forskyve nokre veker fram, til tross at vi forsøkte å opprette kontakt med leverandørar i slutten av mars. I tillegg var det i utgangspunktet planlagd ei vurdering av indikatormodellar frå Nortroll, på førespurnad frå oppdragsgjevar. Då vi ikkje lykkast å få kontakt med Nortroll gjennom prosjektperioden, måtte leverandøren ekskluderast frå rapporten. Forutan dette har vi følgd planen og hatt ein jamn framdrift gjennom heile prosjektperioden.

7.3 Økonomi

Som det går fram av forprosjektrapporten, var det ikkje forventa utgifter i samband med prosjektgjennomføringa. Sidan prosjektet omhandla innsamling av informasjon, økonomiske

kalkulasjonar, investeringsanalyse og simulering, har det heller ikkje oppstått utgifter knytt til prosjektgjennomføring.

7.4 Prosjektevaluering

Ved gjennomføring av prosjektrapport hausten 2019, vart gruppa og samarbeidet med Sunnfjord Energi Nett danna. Oppgåva har på mange måtar bydd på ein naturleg vidareutvikling av samarbeidet som vart etablert hausten 2019. Oppgåva vart forma av Sunnfjord Energi AS med Jonny Hugøy som kontaktperson i januar 2020.

Systematisk arbeid gjennom heile prosjektperioden og tung innsats i prosjektstarten har sikra oss høg grad av måloppnåing. Måla har vore tydeleg definert og gruppa har hatt ein god samla forståing for desse. Under prosjektet har vi lært mykje om ulike måleprinsipp, kommunikasjonssystem, oppbygging av system for feilindikasjon og self healing. Det har gitt oss ein solid fagleg forankring for å ta gode vurderingar basert på problemstillinga.

Rapporten utfordra oss praktisk ved dokumentasjonsinnhenting og korleis kommunisere effektivt med ulike leverandørar og produsentar. Grunna situasjonen med COVID-19, har dette til tider vert utfordrande då leverandørane i ulik grad måtte omprioritere sine ressursar. Dette har resultert i mangel på informasjon og tilbakemeldingar. Likevel har vi gjort vårt beste til å innhente tilstrekkeleg informasjon og tatt dei avgjerslene som var nødvendige for å fullføre prosjektet.

Vi har undersøkt aktuelle indikatorar, plasseringar og andre tiltak for å redusere KILE-kostnad og nedetid i nettet. Samstundes har vi sett på kva moglegheit dette skapar om ein implementerer self healing i nettet. Prosjektet har vore utfordrande med tanke på kompleksiteten til sensorane. Her har det vore fleire ulike system for måling, kommunikasjon og funksjon å sette seg inn i.

Den største utfordringa prosjektet har bydd på, er mangel på informasjon og tilbakemelding frå tredjepartar. Dette har truleg ein samanheng med den verdsomspennande pandemien COVID-19. Konsekvensane det har fått for oss, er at vi er blitt nedprioritert hos leverandørar og fabrikantar. Dette trur vi er ein konsekvens av både permitteringar, sjukdom og

heimekontor. Ned prioriteringane har ført til at vi har fått tilstrekkeleg informasjon frå tre av fire leverandørar. Tross ein kvardag prega av strenge smittevern tiltak har arbeidet gått greitt, sidan utfordringar i samband med møter er løyst ved bruk av digitale verktøy.

Vi vurderer samarbeidet i gruppa som svært godt, tross ein verdssituasjon som gjer samarbeid utfordrande. Bakgrunnen vår er ulik, der ein har praktisk erfaring og den andre har fokus på det teoretiske. Dette har gitt ulike perspektiv og ein balanse som har vert essensiell for gode diskusjonar, handtering av utfordringar undervegs og læring av kvarandre. Vi har i grove trekk følgd framdriftsplanen med naturlege justeringar. Samarbeidet med høgskule, rettleiar og Sunnfjord Energi AS har vore løyst med hyppig kommunikasjon over e-post og telefon i staden for tradisjonelle møter. Sjølv med desse uortodokse utfordringane er vi nøgde med dialogen som har vore og føler oss godt i varetekne av alle partar.

8 Konklusjon

Målsettinga med denne rapporten er å utarbeide ein plan for implementering av feilindikatorar i eit 22kV maskenett i Fjaler kommune. Implementeringa skal skje som eit sjølvstendig tiltak, men skal klargjere nettområdet for ei framtidig implementering av self healing. Sidan vi ikkje har blitt gjort merksam på utsette problemområde, er heile nettområdet betrakta med same feilrate.

Basert på gjennomførte simuleringar, viser dei økonomiske analysane at ei implementering av feilindikatoren Netcon 100, samt oppgradering av brytaranlegget i NS 14 vil vere lønnsamt med ei årleg feilrate på 0,75. Dette forankrar seg i eit gjennomsnittleg resultat av alle simuleringane. Simuleringane er basert på halveringsprinsippet som gjev ein god peikepinn på korleis ulike feilsenarioa blir handtert i praksis.

Kalkulasjonane våre viser at modellen som Sintef har laga i sitt prosjekt om avbrotshandtering er gjeldande for dette nettområdet [3]. Dette kjem fram i samanlikning av tabellar som prosentvis syner vinninga dei ulike tiltaka medfører. For oppdragsgevar betyr dette at nettområdet er representativt i slike samanhengar, samstundes som det støttar under tala som framkjem i denne oppgåva.

Implementering av feilindikatorar og oppgradering av fjernstyrte brytarpunkt som eit tiltak aleine vil føre til ei marginal økonomisk vinning. Samstundes vil ei slik investering medføre ein rekke synergjar som ikkje kan målast i kroner, som auka tryggleik og moglegheiter innan betra overvaking av ulike nettdelar. Netteigar vil sannsynleg kunne forvente ei auke i levetid og restverdi på nettet grunna reduksjon i tal prøvekoplingar. Ser ein det i samheng med ei seinare ekspandering med self healing, syner resultatet at den økonomiske vinninga sannsynleg kan bli vesentleg høgare.

Sidan vi ikkje har avdekka vesentlege ulemper med implementeringa i denne rapporten, anbefaler vi ei gjennomføring av prosjektet. Prosjektet vil gje vinningar ved uventa forsyningsavbrot, med eit potensiale for større vinningar ved implementering av self healing

på eit seinare tidspunkt. Samstundes talar ei rekkje synergjar for at det vil førekomme fleire ikkje målbare vinningar ved ei slik gjennomføring.

Litteraturliste

- [1] Norges vassdrags- og energidirektorat, «nve.no,» 31 Oktober 2019. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>. [Funnet April 2020].
- [2] H. B. o. K. E. Magnus Johansson, Stasjons- og distribusjonsnett, OSLO: Elforlaget, 2017.
- [3] G. K. K. A. T. o. S. S. Tonje S. Hermansen, «Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett,» SINTEF Energi, 2017.
- [4] NorTroll, «nortroll.no,» [Internett]. Available: http://www.ic-polytec.com/resources/Nortroll_Produktkataloge.pdf. [Funnet Mars 2020].
- [5] S. S. o. J. H. Sebergesen, Energiproduksjon og energidistribusjon: produksjon, nettsystemer og beregninger, OSLO: Gyldendal Norsk Forlag 2002 AS, 2002.
- [6] S. S. o. J. H. Sebergesen, Energiproduksjon og energidistribusjon: Jordfeil, anlegg og sikkerhet, OSLO: Gyldendal Norsk Forlag AS, 2002.
- [7] S. T. Hagen, Kompendium i Høgspenningsteknikk, vol. 4. utgave, Porsgrunn: Høgskolen i Telemark, 1996.
- [8] Statnett, «Årsstatistikk 2018,» Statnett, OSLO, 2019.
- [9] K. A. Rosvold, «snl.no,» Store Norske Leksikon, 1 September 2019. [Internett]. Available: https://snl.no/KILE_-_i_kraftforsyningen. [Funnet April 2020].
- [10] O. V. T. Magnus Dalva, Elektriske maskiner og omformere, OSLO: Gyldendal Yrkesopplæring, 2007.
- [11] Netcontrol, «netcontrol.com,» [Internett]. Available: https://www.netcontrol.com/wp-content/uploads/2019/09/M00104-BR-EN-10_Netcon-100-brochure.pdf. [Funnet Mars 2020].
- [12] Phoenix Contact AS, «phoenixcontact.com,» [Internett]. Available: https://www.phoenixcontact.com/online/portal/no?1dmy&urile=wcm:path:/nono/web/main/products/subcategory_pages/Current_transducers_AC_DC_P-14-08-01/414d3de8-b7bb-4acf-b875-70ad304af361/414d3de8-b7bb-4acf-b875-70ad304af361. [Funnet April 2020].
- [13] O. Foss, «Elsikkerhet 89,» Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap., Tønsberg, 2017.

- [14] V. Fehlberg, «aimdynamics.com,» Aim Dynamics, 5 Mai 2017. [Internett]. Available: <https://aimdynamics.com/rogowski-coils-work/>. [Funnet 1 Mai 2020].
- [15] T. Kealy, «na.eventscloud.com,» Bonneville Power Administration, 2019. [Internett]. Available: https://na.eventscloud.com/file_uploads/0bfd50aa6cc852109a44fbc05450284a_SCA DAforRelayTechs-FullPageSlides-HRS2019.pdf. [Funnet 29 April 2019].
- [16] NTNU, «elkraft.ntnu.no,» [Internett]. Available: <http://www.elkraft.ntnu.no/~kvitass/SIE1040/Last%20ned/Tutcase4.pdf>. [Funnet 1 Mai 2020].
- [17] H. S. L. S. Ø. E. L. H. J. Johansson, «cired.net,» 15 Juni 2015. [Internett]. Available: http://cired.net/publications/cired2015/papers/CIRE2015_0912_final.pdf. [Funnet 2 Mai 2020].
- [18] Siemens, «siemens.com,» [Internett]. Available: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/substation-automation/short-circuit-indicator-for-cable-sicam-fcm.html>. [Funnet Februar 2020].
- [19] Siemens AG, «8DJH with Low-Power Current and Voltage Sensors,» 2016. [Internett]. Available: https://www.siemens.com/download?DLA11_763. [Funnet April 2020].
- [20] Horstmann GmbH, «horstmannmbh.com,» [Internett]. Available: https://www.horstmannmbh.com/res/filestore/1/8/2/1_5a5928e133f466e/1821_9c2d49fbe713788.pdf. [Funnet 14 April 2020].
- [21] Siemens, «SICAM Short Circuit Indicator - overview,» Siemens, 2018.
- [22] Siemens, «siemens.com,» [Internett]. Available: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/substation-automation/automation-and-remote-terminal-units-sicam-a8000-series.html>. [Funnet 14 April 2020].
- [23] T. Stadheim, «pdfs.semanticdcholar.org,» Juni 2012. [Internett]. Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/84d8/3c4182f81aca12338529d4fdffe1da1d62a4.pdf>. [Funnet Mars 2020].
- [24] Horstmann GmbH, «horstmannmbh.com,» [Internett]. Available: <https://www.horstmannmbh.com/products/short-circuit-and-earth-fault-indicators/directional-short-circuit-and-directional-earth-fault-indicators/compass-b-2>. [Funnet Mars 2020].

- [25] Horstmann GmbH, «horstmannmbh.com,» [Internett]. Available: <https://www.horstmannmbh.com/products/short-circuit-and-earth-fault-indicators/accessories/current-sensors>. [Funnet 1 Mai 2020].
- [26] S. H. T. o. H. A. Torsvik, «Smarte sensorar i høgspenningsnettverk,» Høgskulen på Vestlandet, BERGEN, 2019.
- [27] K. G. H. o. M. Helbæk, Bedriftens økonomi, OSLO: Universitetsforlaget, 2016.

Vedlegg

1 KILE simulering for nettområdet

Merking	Prioritet	KILE/t	Kile %	Kommentar
1		336	0,09	Trafo i mast, utan moglegheit for deling i nettet
1		1535	0,43	Trafo i mast, utan moglegheit for deling i nettet
2		652	0,18	Trafo i mast, utan moglegheit for deling i nettet
2		3421	0,97	Trafo i mast, utan moglegheit for deling i nettet
2		739	0,21	Trafo i mast, utan moglegheit for deling i nettet
3		1913	0,54	
4		20201	5,71	
5		38465	10,86	
6		17367	4,91	
7		5232	1,48	
8		1242	0,35	
9		36117	10,2	
10		5385	1,52	
11		24680	6,97	
12		1817	0,51	
13		1128	0,32	
15		1826	0,52	
16		8764	2,48	
17	1	29761	8,41	
18		4083	1,15	
19		15831	4,47	
20	1	24044	6,79	
21		2826	0,8	

22	2	69422	19,61	
23		2144	0,61	
24		2330	0,66	
25		769	0,22	
26		1979	0,56	
27		353	0,1	
27		177	0,05	
28		43	0,01	
28		2291	0,65	
28		264	0,07	
28		188	0,05	
29		365	0,1	
30		5191	1,47	
31		2941	0,83	
32		10991	3,1	
33		844	0,24	
34		6414	1,81	
		354071	99,92	

2 Synfaring

2.1 Dale

Synfaring gjennomført med Kjell Heggnes

Dato: 03.03.20

NS 14

SF-6 anlegg: Siemens 8DJH

Koplingskiosk, eldre utandørs betent prefabrikkert kiosk. Avgang mot linje fjernstyrt og montert Sigma.

NS 9

SF-6 anlegg: Siemens 8DJH-20

Nettstasjon i bygg, god plass. Avgang mot linje fjernstyrt og montert Sigma.

NS 31

SF-6 anlegg: Siemens 8DJH-10

Nettstasjon i bygg, god plass. Alle avganger har fjernstyring.

NS 34

SF-6 anlegg: Siemens 8DJH RRR-RT

Nyare prefabrikkert kiosk med fjernstyring på alle avganger. Anlegget tilrettelagt for feilindikatorar på alle avganger utan at dette er montert.

NS 6

Ny nettstasjon under oppføring, spesifikk anleggsinformasjon ikkje kjent. Trulig lik NS 34.

NS 20

SF-6 anlegg: Siemens: 8DJH

Innandørs betong kiosk: God plass til sensorikk.

2.2 Pilotprosjekt, Netcon 100

Indre øyrane med Arvid Eide.

Dato: 02.03.20

Spenning:

- Kapasitivt, utfordrande. Nøyaktighet og montering
- Spenningstrafo eller kapasitiv modul på endeavslutning gamle anlegg
- Indre øyrane har innebygd variant i anlegget, ukjent type og namn. 110V

Straum:

- Rogowski, enkelt. Ikkje avhengig av kabeltype/anlegg

Montasje:

- Ikkje særskilt utfordrande.

Anna måling:

- Ikkje fullstendig jordstrøm måling, utrekning i RTU. Ikkje utfordrande.

Undersøke spenningsmåling, kapasitivt nøyaktig nok på konvensjonell endeavslutning.
Utfordring på eldre sf6 anlegg, mogeleg med montasje på spenningsprøving.

3 Årsstatistikk Statnett 2018

Årsak	Forbigående	Varig
Luftlinje	2409	3399
Kabel	62	831
Nettstasjon/samleskinne	30	142
Effektbrytar	59	25
Lastskillebrytar	71	143
Skillebrytar	31	158
Transformator	167	587
Vern	104	24
Sikring	200	186

4 Resultattabell

4.1 Resultat feilscenario (figur 9.1)

	Utan indikator	Kun brytaranlegg	Med indikator	Med self-healing
Scenario 1	110175	110175	83711	9613
Scenario 2	131543	131543	110299	50816
Scenario 3	199030	170962	160198	148312

4.2 Resultat feilscenario (figur 9.2 og 9.3)

Feil	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Snitt for alle scenario
Differanse, 1 feil årleg	26464	21244	38832	28846,66667
Differanse, 0,75 feil årleg	19848	15933	29124	21635
Differanse, 0,5 feil årleg	13232	10622	19416	14423,33333

4.3 Resultat feilscenario, gjennomsnitt (figur 9.4)

Snitt for KILE	NOK
Utan indikator (som i dag)	146916
Kun brytaranlegg	137560
Med indikator	118069,33
Self-healing	69580,33

5 Prislister

5.1 Horstmann Compass B

Løysing 1

Komponentnummer	Komponent	Stk	Pris
38-4150-001	ComPass B 2.0	1	5 972,40
49-6024-010	Strømtransformatorer for ComPassB split core	3	275,00
V51-1300-001-003	WEGA 1.2C vario sp.indi. inkl. 3 justerbare kuber	1 (6 i sett)	1520,00
51-1550-901	Assembly set Wega vario-HR interface inkl. Cable	1	550,00
KSC-300	Kabelsett Wega-Compass L=300	1	220,00

Løysing 2

Komponentnummer	Komponent	Stk	Pris
38-4150-001	ComPass B 2.0	1	5 972,40
49-6024-010	Strømtransformatorer for ComPassB split core	3	275,00
38-9100-013	Resistive Voltage Sensors RDP...-24-T	1 (6 i sett)	8615,40

5.2 Siemens Sicam FCM

Komponent	Stk
Sicam FCM	1
Delbar straumsensor	2
Jordfeilstrafo	1
Spenninssensor	3
MC125 Kanal for ettermontering	1
FCM frå Maxeta	
Totalt	18 000,00 eks MVA

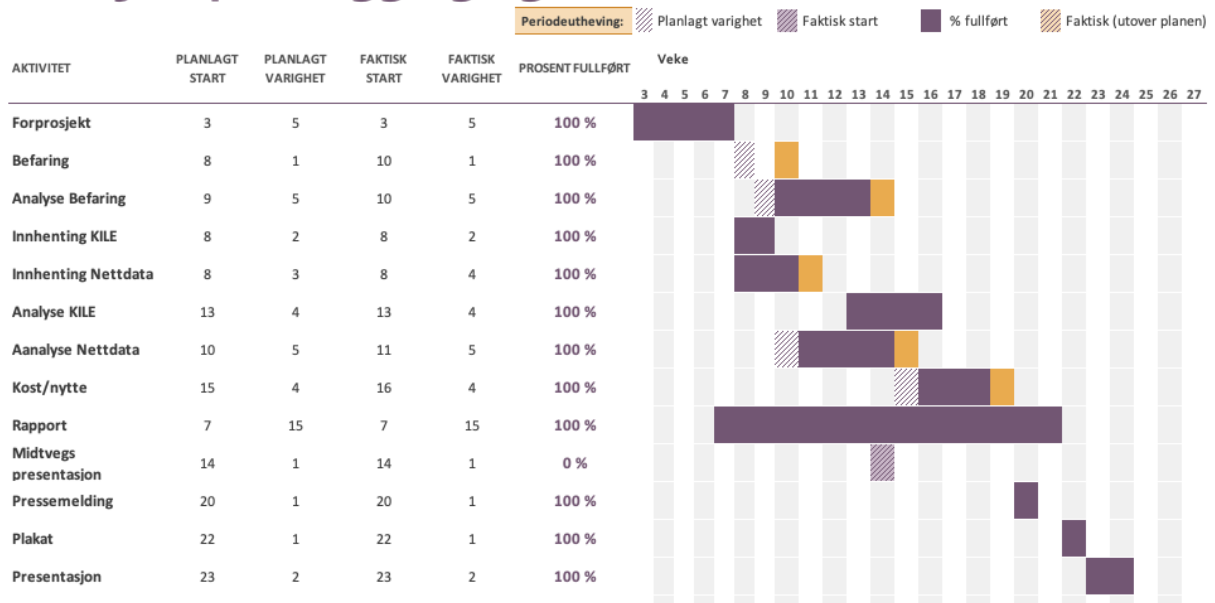
5.3 Prislister RTU, kommunikasjon

Kva	Pris
RTU	20000,00-25000,00
Testing og programmering av RTU	25000,00
Modem 4G/fiber	15000,00

6 Oppgåveteknisk dokumentasjon

6.1 Gantt-diagram

Prosjektplanlegging - gantt



6.2 Prosjektdagbok

Hans Andreas Torsvik (1)

Dato	Timar	Kommentar
12.01.20	2	Idémyldring.
13.01.20	3,75	Idémyldring.
15.01.20	7	Prosjektformulering. Diskutering av målsetjingar. Forbereding til møte med Sunnfjord Energi.
16.01.20	2,5	Prosjekt møte med Sunnfjord Energi, 1 time varigheit. Møteevaluering og diskusjon.
20.01.20	5	Forprosjekt og forberedingar. Diskusjon av målsetjingar og generelt oppgåveomfang.
23.01.20	4,5	Begynt å sjå på indikator typar. Vidare diskusjon av målsetjingar.
26.01.20	3,75	Søk etter støttelitteratur og gjennomlesing av datablad.
27.01.20	5,25	Sett vidare på målsetjingar og omfang. Avtalt møte med rettleiar.

29.01.20	1,75	Forberede møte med rettleiar. Gå gjennom funn av kjelder og indikatorar.
30.01.20	3	Møte med rettleiar. Brei diskusjon om kva vi skal inkludere; brytar, effektflyt, kva opplysningar vi treng. Vidare målsetjingsarbeid.
31.01.20	0,75	Søk etter indikatorar.
01.02.20	7	Oppgåvestrukturering i forhold til målsetjingar. Vi har diskutert korleis vi bør vinkle oppgåva. Økonomisk aspekt eller praktisk tilnærming?
03.02.20	6,25	Funne datablad til Nortroll og jobba med gjennomlesing og samanlikning mot andre indikatorar
04.02.20	4	Diskusjon når det gjeld oppgåvestrukturering. Praktisk eller teoretisk tilnærming. Gjennomgang av kjeldefunn angående indikatormodellar.
06.02.20	4,25	Generell diskusjon om målsetjing og indikatorfunn. Sett over kriterier i prosjekthandbok og etablert dokument for forprosjektrapport.
07.02.20	3,25	Gått over kjeldefunn og lagra nyttige lenkar. Lest i pensum «energiproduksjon og energidistribusjon» og markert nyttig info.
09.02.20	1,25	Søk etter kjelder angående self healing.
10.02.20	3,75	Diskusjon om self healing. Søk etter referansar knytt til self healing.
11.02.20	6	Jobba med forprosjektrapport.
13.02.20	3,5	Sett opp målsetjingar til førebuing av møte med Sunnfjord Energi
14.02.20	5,75	Møte med Sunnfjord Energi. Vi er nøydd å revidere målsetjingar. Finn informasjon om liknande prosjekt i FaSAD-prosjektet frå SINTEF.
16.02.20	6	Arbeid med forprosjektrapport.
17.02.20	7,5	Arbeid med forprosjektrapport. Avtalt møte med oppdragsgjevar 20 februar.
18.02.20	9	Ferdigstilling av forprosjektrapport.
20.02.20	3,25	Gjennomgang av forprosjektrapport med Bendik hos Sunnfjord Energi. Justert diverse påpeikingar i etterkant av møtet. Oppretta sluttrapportdokument som vi lagrar nyttige kjelder og funn i.
21.02.20	3,5	Gjennomgang av førelesningsnotat for å finne relevante kjelder. Ingen funn, men har markert viktige poeng i boka «Elektriske maskiner og omformere».

23.02.20	4,25	Leiting i pensum av nyttig informasjon. Lest i produksjon- og distribusjonsboka og funne fleire nyttige funn.
24.02.20	3,5	Fortsetjing av informasjonshenting i pensum. Vidarelesing i produksjon- og distribusjonsboka.
25.02.20	3	Vidarelesing i produksjonsboka.
30.02.20	3,5	Teikna einlinjeskjema. Diskusjon om sensorplassering. Leiting etter passende sensortypar.
03.03.20	3,5	Diskusjon av oppgåveomfang. Særlig indikatoratype og krav til desse.
05.03.20	3,5	Prosjektmøte med rettleiar, der vi gjekk gjennom korleis ein kan samanlikne eit resultat ved bruk av indikatorar mot slik nettet er i dag. Fekk også diskutert kva krav ein bør setje til sensorane.
06.03.20	2,75	Leiting etter relevante kjelder og markere ut nyttig informasjon i jordfeilboka i produksjon- og distribusjon.
07.03.20	3,5	Leiting etter relevante kjelder i pensum. Har fortsett å lest i jordfeilboka.
09.03.20	4,5	Lest i fleire datablad til indikatorotypar. Primært gjennom indikatorane som er vurdert i FaSAD-prosjektet.
10.03.20	6	Diskusjon om krav til indikator, sensorplassering og self healing, samt litteratursøk etter self healing.
11.03.20	5	Diskusjon av indikatorplassering. Søk etter litteratur.
13.03.20	4,5	Diskusjon om funn av kjelder. Gått gjennom målsetjingane i forprosjektrapporten og funnet meir litteratur til dette.
14.03.20	5,75	Leiting etter informasjon om indikatorar i datablad. Oppretta dokument på sensorspesifikasjon.
15.03.20	5,5	Leiting etter informasjon om indikatorar. Diskutert aktuelle indikatormodellar.
17.03.20	5	Diskutert indikatorplassering. Tilpassa og endra einlinjeskjema, diskutert krav til indikatormodellar.
18.03.20	4,75	Jobba med krav til sensor. Siemens, Nortroll, Netcontroll, Horstmann Compass B og Sigma D+ er svært aktuelle indikatorar.
19.03.20	5,5	Gjennomgang av KILE-data som vi har fått frå Sunnfjord Energi. Noterer oss at enkelte avgangar er tyngre lasta og har høgare KILE enn andre. Kan vere av betydning når det kjem til sensorplassering. Ligg i sluttrapportdokumentet.

21.03.20	3,5	Informasjonsleiting i pensum. Markert nyttige avsnitt med tusj i jordfeilboka.
22.03.20	7,5	Diskutert oppgåvestruktur og kva som bør inngå i sluttrapporten. Generell diskusjon rundt behandling av KILE-data.
23.03.20	5	Søk etter kjelder i bedriftens økonomi. Må finne ut korleis vi bør presentere ein oversikt over kor mykje ein sparer med indikatorane.
24.03.20	6	Diskusjon rundt KILE. Satt prosentvis KILE inn i nettstasjonane og diskutert indikatorplassering. Framleis vanskeleg å finne ut korleis vi skal simulere kor mykje som kan sparast ved bruk av indikatorane.
25.03.20	5	NNV og kontantstraummetoden vi brukte i systememne kan brukast her og. Vi må simulere tilfeldige feil, og setje dei opp mot desse metodane.
27.03.20	4,5	Diskusjon rundt indikatorplassering. Basert på KILE har vi valt passande plasseringar i fem nettstasjonar. Også sett på metodar for lønnssemdsanalysar.
28.03.20	5,75	Sett etter døme på liknande prosjekt. Funn av nokre masteroppgåver, implementering av Netcon 100 i Sverige. Kan vere relevant seinare. Jobba med KILE og redigert i sluttrapportdokument i Sharepoint.
30.03.20	4,5	Diskutert KILE. Vi kan simulere feil ved ulike scenario og rekne ut kostnad før og etter implementering. Dette må vi sjå meir på.
02.04.20	5	Har jobba med sensorval. Treng meir informasjon om kva indikatorar vi skal velje. Formulert mail, som er oversendt Siemens, Nortroll, Netcontrol og Horstmann.
04.04.20	5,5	Diskusjon kring økonomisk analyse samt arbeida med strukturering av sluttrapport.
06.04.20	8	Begynt på økonomisk analyse til sluttrapport. Feilsimulering og utrekningar basert på KILE. Treng framleis informasjon om pris frå leverandør.
07.04.20	9,5	Fortsette med feilsimuleringa. Fått tilleggsinformasjon frå Sunnfjord Energi som er nedskrive i sluttrapportdokumentet.
09.04.20	6,5	Fortsatt feilsimulering. Self healing bør kanskje tast med i simuleringa, og leta etter informasjon om self healing.
10.04.20	4	Ferdigstilt simulering med svært lovande resultat. Har nedskrive nokre viktige poeng om resultatet i sluttrapportdokumentet.

13.04.20	5,5	Vidare arbeid med simulering i sluttrapporten og retta på nokre utrekningar som var feil.
14.04.20	4,5	Fått svar frå siemens og arbeida vidare med val av indikator.
16.04.20	4,5	Vidare arbeid med Siemens og datablad.
17.04.20	3,5	Vidare arbeid med indikatormodellar og datablad.
20.04.20	6	Vidare arbeid med indikatormodellar. Fått svar frå Horstmann og jobba vidare med Sicam FCM. Sett på økonomiske utrekningar etter informasjon som er oppgitt av produsentane.
21.04.20	8	Jobba med Compass B, oppretta dokument for indikatorvurdering.
22.04.20	6	Skriver vidare i dokument om indikatormodellar.
23.04.20	5,5	Vidare rapportskriving om indikatormodellar.
24.04.20	9	Vidare rapportskriving om indikatormodellar.
25.04.20	7,75	Rapportskriving om Netcontrol Netcon 100 og begynt på innleiing til indikatormodellane.
26.04.20	6,75	Ferdigstilt utkast om indikatormodellar.
28.04.20	8	Økonomiske utrekningar kring indikatormodellane. Ferdig med eit utkast som inkluderar NNV og kontantstraummetoden.
29.04.20	8	Samanlikning mellom resultat av feilscenario og økonomisk resultat av indikatorane. Retting av økonomiske kalkulasjonar.
30.04.20	7,5	Samanfatta dokument til no; indikator, tiltaksvurdering, økonomikalkulasjon, feilscenario og skrive resultat.
01.05.20	6,25	Rapportskriving og lagt til avsnitt, drøfting og samanlikning. Skriven meir om resultat.
02.05.20	8	Rapportskriving og lagt til avsnitt, drøfting og samanlikning. Skriven meir om resultat.
03.05.20	7,75	Skrive innleiing til hovudoppgåva om distribusjonsnett.
04.05.20	7,5	Rapportskriving om måleprinsipp og kommunikasjon. Overlevert eit førsteutkast til rettleiar.
07.05.20	8	Retting av tilbakemelding frå rettleiar og lagt til drøfting i samanlikning og resultat.
08.05.20	9	Vidare rapportskriving og informasjonsuthenting frå kjelder.

12.05.20	10	Rapportskriving – forord, innleiing, korrekturlesing og diverse.
13.05.20	5,5	Prosjektside, framside og korrekturlesing.
15.05.20	10	Korrekturlesing, strukturendring og oppsett. Pressemelding og bilete er oversendt til Joar.
16.05.20	8,25	Korrekturlesing før dokumentet er sendt til rettleiar.
18.05.20	8	Tilbakemelding frå rettleiar og jobba med endringar.
19.05.20	9	Møte med rettleiar og jobba med vedlegg.
20.05.20	9	Jobba med strukturendring og vedlegg
21.05.20	8	Arbeida med strukturendring, korrekturlesing, vedlegg
22.05.20	7	Arbeida med strukturendring, korrekturlesing, vedlegg
23.05.20	10	Jobba med vedlegg og ferdigstilling av rapport.
24.05.20	12,5	Fylt inn siste del om gantt og gjennomføring i høve til plan. Korrekturlesing, formatering og gått gjennom oppgåva i høve til prosjekthandboka. Ferdigstilt rapporten.
Totalt	502	Denne tabellen er oppdatert undervegs. *Viktige funn undervegs er notert i sluttrapportdokumentet og seinare lagt inn som referanse.

Stian Tefre (2)

Dato	Timar	Kommentar
12.01.20	1,5	Idémyldring
13.01.20	4	Idémyldring
15.01.20	2	Prosjektformulering. Diskutering av målsetjingar. Forbereding til møte med Sunnfjord Energi
16.01.20	2,5	Prosjekt møte med Sunnfjord Energi, 1 time varigheit. Møteevaluering og diskusjon.
20.01.20	3	Forprosjekt og forberedingar. Diskusjon av målsetjingar og generelt oppgåveomfang.
23.01.20	2,5	Begynt å sjå på indikator typar. Vidare diskusjon av målsetjingar.
27.01.20	5,25	Sett vidare på målsetjingar og omfang. Avtalt møte med rettleiar.

29.01.20	1,75	Forberede møte med rettleiar. Gå gjennom funn av kjelder og indikatorar
30.01.20	3	Møte med rettleiar. Brei diskusjon om kva vi skal inkludere; brytar, effektflyt, kva opplysningar vi treng. Vidare målsetjingsarbeid.
31.01.20	2	Søk etter indikatorar
06.02.20	3	Generell diskusjon om målsetjing og indikatorfunn. Sett over kriterier i prosjekthandbok og etablert dokument for forprosjektrapport.
07.02.20	4	Gått over kjeldefunn og lagra nyttige lenkar. Litteratursøk
08.02.20	6	Informasjonsinnhenting self healing
10.02.20	4	Diskusjon om self healing. Søk etter referansar knytt til self healing.
13.02.20	3,5	Sett opp målsetjingar til førebuing av møte med Sunnfjord Energi
14.02.20	6	Møte med Sunnfjord Energi. Vi er nøydd å revidere målsetjingar. Finn informasjon om liknande prosjekt i FaSAD-prosjektet frå SINTEF.
16.02.20	6	Arbeid med forprosjektrapport.
17.02.20	6,5	Arbeid med forprosjektrapport. Avtalt møte med oppdragsgjevar 20 februar.
18.02.20	9	Ferdigstilling av forprosjektrapport.
20.02.20	6	Gjennomgang av forprosjektrapport med Bendik hos Sunnfjord Energi. Diverse justeringar. Avtaler synfaringar
21.02.20	7,5	Innhenting KILE
24.02.20	4,5	Jobba med KILE data
25.02.20	6	Jobba med KILE data
29.02.20	5	Teikna einlinjeskjema. Diskusjon om sensorplassering.
01.03.20	6	Rapportutforming og einlinjeskjema
02.03.20	5	Synfaring pilotprosjekt, referat
03.03.20	10	Synfaring Fjaler, referat. Diskusjon av oppgåveomfang.
05.03.20	5,5	Prosjektmøte med rettleiar, der vi gjekk gjennom korleis ein kan samanlikne eit resultat ved bruk av indikatorar mot slik nettet er i dag. Fekk også diskutert kva krav ein bør setje til sensorane. Referat synfaring

06.03.20	5	Informasjonsinnhenting eksisterande anlegg.
7.03.20	8	Bearbeiding og organisering av informasjon frå synfaring
09.03.20	6	Organisering av informasjon.
10.03.20	4	Diskusjon om krav til indikator, sensorplassering og self healing
11.03.20	5	Diskusjon av indikatorplassering.
13.03.20	4,5	Diskusjon om funn av kjelder. Gått gjennom målsetjingane i forprosjektrapporten og funnet meir litteratur til dette.
14.03.20	5	Informasjons innhenting indikatorar. Revidering einlinjeskjema
15.03.20	6	Einlinjeskjema. Diskutert aktuelle indikatormodellar.
17.03.20	5	Diskutert indikatorplassering. Tilpassa og endra einlinjeskjema, diskutert krav til indikatormodellar.
18.03.20	6	Jobba med foreløpig plassering av sensor og kriterium.
19.03.20	7	Jobba med foreløpig plassering av sensor og kriterium.
22.03.20	7,5	Diskutert oppgåvestruktur og kva som bør inngå i sluttrapporten. Generell diskusjon rundt behandling av KILE-data.
23.03.20	5	Innhenta fleire KILE data frå oppdragsgjevar
24.03.20	8	Diskusjon rundt KILE. Tydeleggjering av data i einlinjeskjema og simuleringar.
25.03.20	5	Økonomiske modellar og simulering. Tilpassing
27.03.20	4,5	Diskusjon rundt indikatorplassering. Basert på KILE har vi valt passande plasseringar i fem nettstasjonar. Også sett på metodar for lønnssemdsanalysar.
28.03.20	7	Jobba med montasjedelen
29.03.20	5	Montasjedel, praktiske utfordringar
30.03.20	4,5	Diskutert KILE. Vi kan simulere feil ved ulike scenario og rekne ut kostnad før og etter implementering. Dette må vi sjå meir på.
02.04.20	5	Utforming av simulering Formulert mail, som er oversendt Siemens, Nortroll, Netcontrol og Horstmann.
04.04.20	2,5	Diskusjon kring økonomisk analyse.
05.04.20	5	Rapportskriving

06.04.20	7	Feilsimulering, innhenting av informasjon frå oppdragsgjevar
07.04.20	8	Fortsette med feilsimuleringa. Fått tilleggsinformasjon frå Sunnfjord Energi.
08.04.20	7,5	Rapportskriving og simulering
09.04.20	8	Fortsatt med feilsimulering. Inkludering av self healing
10.04.20	6	Ferdig med foreløpig utkast til simulering
12.04.20	7	Rapportarbeid, simulering og KILE
14.04.20	4	Rapportarbeid, simulering og KILE
15.04.20	8	Rapportarbeid Simulering og KILE; vedlegg
21.04.20	8	Jobba med andre tiltak
22.04.20	6	Revisjon simulering, med andre tiltak
23.04.20	6	Rapportskriving
24.04.20	8	Rapportskriving
25.04.20	6	Rapportskriving om dagens nett
26.04.20	7	Utkast; dagens nett, feilsøking montajse
27.04.20	9	Utforming tiltaksplan, ekstra informasjonsinnhenting frå oppdragsgjevar.
29.04.20	8,5	Samanlikning mellom resultat av feilscenario og økonomisk resultat av indikatorane. Utdjuping simuleringar
30.04.20	7,5	Samanfatta dokument til no; indikator, tiltaksvurdering, økonomikalkulasjon, feilscenario og skrive resultat.
01.05.20	5,5	Rapportskriving, samandrag
02.05.20	7,5	Rapportskriving, prosjektarbeid
03.05.20	8	Rapportskriving, konklusjon
04.05.20	8	Rapportskriving, self healing og synergjar
07.05.20	8,5	Retting etter tilbakemelding frå rettleiar.
08.05.20	9	Rapportskriving og gjennomlesing.
12.05.20	10	Rapportskriving, gjennomlesing og retting
13.05.20	5	Prosjektside, samandrag og innleiing

14.05.20	7	Pressemelding
15.05.20	10	Oversending av pressemelding og bilete. Diverse redigering.
16.05.20	8,5	Korrektur og redigering, oversendt til rettleiar.
18.05.20	8	Tilbakemelding frå rettleiar og jobba med endringar.
19.05.20	5	Møte med rettleiar og jobba med vedlegg.
20.05.20	9	Jobba med strukturendring og vedlegg
21.05.20	8	Arbeida med strukturendring, korrekturlesing, vedlegg
22.05.20	7	Arbeida med strukturendring, korrekturlesing, vedlegg
23.05.20	10	Jobba med vedlegg og ferdigstilling av rapport.
24.05.20	5	Ferdigstilling og gant.
Totalt	512	Denne tabellen er oppdatert undervegs. *Viktige funn undervegs er notert i sluttrapportdokumentet og seinare lagt inn som referanse.

6.3 Møteprotokoll

1. Møte med rettleiar:

Møtereferat med rettleiar (1.1) Deltakarar: Aleksandrs Mesnajevs, Hans Andreas Torsvik, Stian Tefre Dato: 30.01.20 Stad: HVL, Førde
Rettleiar blir kjent med målet med prosjektet og oppgåva sitt omfang. Hovudsakar: <ul style="list-style-type: none"> - Kva må vere avklart i forprosjektet? <ul style="list-style-type: none"> o Tittel o Finne sensor? - Må hente inn nominelle effektar og høglasteffekt. - Finne informasjon om brytarar som kan måle avstand [m] til feil. - Satelittdetektering av feil? Reservemetode til å oppdage feil (alternativ løysing).

- Kan presentere 2 alternativ i rapporten; ein med optimal økonomisk lønnsomhet, og ein uavhengig av økonomiske berekningar.
- Må undersøke med Joar Sande om «Utgangspunkt for prosjektavtale» skal underteiknast med Sunnfjord Energi.
- Kva bør nettsida innehalde?
- Snakke med biblioteket for døme på bachelor-oppgåver.

Status:

Vi ligg bra ann i utarbeiding av forprosjektet. Til no har vi fått nokre utfordringar knytt til målsetjing. Det finst generelt få oppgåver/rapportar som omhandlar dette temaet, og vi må snakke med Sunnfjord Energi for å få nøyaktige målsetjingar frå dei. Elles diskuterer vi kva omfang oppgåva skal ha. Skal vi vinkle oppgåva meir praktisk ved å føre ta ei tilstandsvurdering av eksisterande brytar- og transformatoranlegg, eller skal oppgåva ha eit større teoretisk perspektiv ved å inkludere ei nøyaktig økonomisk analyse.

Vidare treng vi å kontakte Sunnfjord Energi for å kartlegge ønska målsetjingar i hovudprosjektet. Vi har god kontroll på ulike indikatormodellar som eksisterer i dag, slik at vidare arbeid vil bestå av å setje krav til desse. Dette håper vi å få gjort i samarbeid med oppdragsgjevar.

Økonomi:

Ikkje relevant.

Møte med rettleiar (1.2)

Deltakarar: Aleksandrs Mesnajevs, Stian Tefre, Hans Andreas Torsvik

Dato: 05.03.20

Stad: HVL, Førde

Hovudsakar:

- Tips til å påbegynne hovudoppgåve.
- Kapasitiv spenningsmåling
- Krav til nøyaktighet av spenningsmåling
 - o Sette opp to scenarioer, sammenligne verdiene fra disse
 - o Kvifor er ikkje siemens adapter godt nok? Kan dette vere eit av scenarioene. Resultatet her bør sammenlignes med eit anna, slik at vi beviser at dette ikke er tilstrekkelig.
 - o Trenger plan B.

Status:

I høve til gantt-diagram som vart utarbeida i forprosjektrapporten ligg vi bra ann. Vi har gjennomført synfaring i nettområde og kartlagt nettstasjonar som eignar seg for indikatormontering. Vi har også kome ein del lengre med aktuelle indikatormodellar, men treng fortsatt å fyller inn fullstendig spesifikasjonskrav. Vidare har vi mottatt KILE-data frå oppdragsgjevar. Vi er nøydd å finne ei løysing på å presentere desse tala i ei slags analyse eller simulering.

Økonomi:

Ikkje relevant.

2. Møte med oppdragsgjevar:

Møtereferat med Sunnfjord Energi AS (2.1)

Deltakarar: Bendik, Tony Kiil, Jonny Hugøy, Hans Andreas Torsvik, Stian Tefre

Dato: 16.01.20

Stad: Sunnfjord Energi; Energihuset, Førde

Tema: Bacheloroppgåve

Alternativ 1 – sensor i kabelnett

Ny oppgåve eller fortsette oppgåve frå systememne?

Nettstruktur i sentrumsområde

Generell sensorteknologi for kabelnett, avgrensa mellom til dømes to relevern. Her blir avgrensing viktig, t.d. maskenettet i Dale sentrum. Bør kombinerast med fjernstyring, fordi vi må ha omkoplingsmogelegheiter.

Relevante refleksjonar er korleis sensorane verkar, og kva dei ikkje tar opp. Her er det viktig å finne behov for riktig sensortype og grunnkje val av sensor. Vi må gjere ein marknadsundersøking. Anna enn sensor, er det noko som kan hjelpe oss med å finne feilen raskare?

Sette/rekne krav til vern, rekne avstand til feil. Aktuelle feil er jordfeil meir enn kortslutning.

Alternativ 2 – plusskundar

Alternativ 3 – lab

Få laben på Øyrane opp å gå. Her kan fallhøgda bli stor.

TIPS: Kan sjå på feil- og avbrotshandteringsrapport frå NTNU/SINTEF

Møtereferat med Sunnfjord Energi AS (2.2)

Deltakarar: Tony Kiil, Bendik, Jonny Hugøy, Hans Andreas Torsvik, Stian Tefre

Dato: 14.02.20

Stad: Sunnfjord Energi; Energihuset, Førde

Gjennomgang av hovudpunkt:

- Sensortypar, val av sensor
 - Rettetid, feilsøkingstid. Forberede nettområde for self healing.
 - Ved val av sensor: kva krav set vi til sensor, minstebehov? Kva trengs i dalenettet? Same krav som til vern? Siemens FCM, Netcon 100 og Rogowski har fungert tidlegare. Ringe til Nortroll for informasjon.
 - Sintefrapport om testing av ulike sensorar med same utgangspunkt.
 - Kile, og feilsøkingstid er av vesentleg art.
 - Når feilen inkluderar jordfeil, greier ikkje distanseverna å finne ut kor feilen er.
 - Brytaropprusting: tilstand og behov.
 - Skal kunne tilpassast algoritmar for self healing. Tilrettelegging for framtidig automatiske koplingsprogram.
 - Funksjonsdiagram på korleis det kan virke. Ikkje nødvendigvis berre for dale, men generelt i nettet.
 - Det som vil påverke sensorplassering, er endeavslutning, alder på anlegget. Kan vere aktuelt å undersøke kabeltype og kabelalder.
 - Hente ut spenningsmåling, kapasitiv måling. Sf6 anlegg kan hente ut kapasitiv måling.

- Tips til møte med Arvid. Han veit kva krav vi set til nettstasjon/anlegg.

Møtereferat med Sunnfjord Energi AS (2.3)

Deltakarar: Stian Tefre, Hans Andreas Torsvik og Bendik

Dato: 20.02.20

Stad: Sunnfjord Energi; Energihuset, Førde

Tema: Forprosjektrapport

Gjennomlesing av forprosjektrapport. Tilbakemeldingar:

- Legge til delmål -> generell framgangsmåte som gir plassering allmenn gyldighet.
- Ordne impedansvern
- Krav i spesifikasjon til sensor: straum og spenningsmåling for distansemåling. Mål av feilstraum. Krav om nøyaktighet? Må undersøkast. I tillegg må den vere retningsbestemt.

Møte ferdig kl. 15:00.

6.4 Mailkorrespondanse Sunnfjord Energi

Jonny Hugøy
Sunnfjord Energi Nett
07.04.20

Hei,

Vi har ingen anlegg med berre sensorar (jordfeil og/eller kortslutning). Dei vi har ettermontert på er også fjernstyrte, men då er motorar og utstyr i sjølve brytarcelle allereie komplett. Som f.eks. Handelshuset, der bytta vi fjernstyringsskap og sette opp sensorar i tillegg. Dette kom på 72 400,-NOK i materiell. + 3 dager montasje (alle signal og styrekablar blir då bytt). Usikker på om det er godt nok eksempel då det nok er ulike tiltak på ulike stasjonar.

Med helsing

Jonny Hugøy
Kontrollsystemingeniør

Sunnfjord Energi AS | Firdavegen 5, 6800 FØRDE | www.sunnfjordenergi.no
Mobil: +47 95 25 62 20 | E-post/Skype: jonny.hugoy@sunnfjordenergi.no

6.5 Mailkorrespondanse Horstmann v/ Maxeta AS

Karsten Austrått Maxeta AS, Horstmann GmbH 20.04.20
<p>Hei Hans Andreas</p> <p>Beklager at dette tok litt tid for å svare, håper dette gir deg det du trenger av info.</p> <ul style="list-style-type: none"> Is the indicator compatible with a Rogowski-coil current sensor/transformer? Ja, men det blir spesial indikator som er laget til den type gjennomføring med Rogowski coil som for eksempel ABBs Combisensor KEVCY 24 RE1 If yes, which criteria? For example cable terminations, type substation and what accuracy etc.? For kriterier se over, nøyaktigheten kommer ann på gjennomføringen(sensoren). Compass B er nøyaktig til 0,5 % If not, do you have any current transformers you recommend, which is suitable for mounting in an existing substation? Se s.5 i PDF vedlegg, +/- 1% for 49-6024-010 som blir brukt I retrofit tilfeller Is it possible for one of these indicators to measure capacitive voltage? If yes, do you have any number of its accuracy? Ved bruk av en komponent som heter WEGA Vario kan du hente spenning fra HR- interfacen på SF6-anlegget, se s.13 i PDF vedlegg. Nøyaktighet er +/- 3 % Et bedre men dyrere alternative er å koble spenningssensorer på T-kontakten se s. 7-11 i PDF, nøyaktigheten er da +/- 0,5 %. Som du ser på bilde s.8 så kan du bruke flere Compasser på en spenningssensor Begrensningen på spenningssensorene til Horstmann er at det er få T-kontakter de er testet og godkjent for, se s. 9-10 i PDF Can the indicators operate in compensated neutral network (coil earthed network)? Ja, mer info i PPT. og PDF vedlegg s. 1-2 Can you give us an estimated price on each of these products? Vanskelig å si, av erfaring er det mange forskjellige løsninger der ute, både nytt og gammelt. Det letteste hadde vært om du kom tilbake til meg med den «vanligste» SF6-anlegget som er i nettet til BKK også kan jeg gi noe mer nøyaktig for hva som trengs. Prise en «standard» løsning Da trenger jeg info som T-kontakter, bilder av anlegget hadde vært greit og beskrivelse av hva som ønskes i vært felt <p>Vi sammen med Horstmann selger for det meste til ABB og deres anlegg. Siemens vet jeg har sine egne løsninger. Hvilken type anlegg er det BKK har mest av?</p> <p>Dette blir veldig budsjett priser, som nevnt tidligere av erfaring så er det alltid et eller annet som dukker opp ved retrofit løsninger.</p> <p>Kommunikasjons protokoller mot driftssentral er enten via Modbus eller RS485</p>

Mvh. / Best Regards
Karsten Austrått
Salgsingeniør / Sales Engineer
+47 476 20 506

6.6 Mailkorrespondanse Siemens

Guttorm Midlang
Siemens AS
14.04.20

Hei,

Har prøvd å svare på spørsmålene der hadde under:

Er indikatoren kompatible med strømmåling ved bruk av Rogowski-spole, og evt. med kva type kriterier? Endeavslutning, type anlegg, nøyaktighet ved bruk av Rogowski-spole i forhold til konvensjonelle straumtrafoar, etc.

AM FCM er ikke kompatibel med Rogowski-spoler, men med laveffktsenorer av denne typen:

Low-Power Current Transformers for Medium Voltage

■ Phase-current sensor, 225 mV@300 A, 225 mV@700 A,
accuracy class 0.5, split core, narrow type of construction

Core balance current sensor, 225 mV@60 A, accuracy class 1, split core, narrow type of construction

Voltage sensor, 10 kV, $10 \text{ kV}/\sqrt{3} : 3.25/\sqrt{3}$, for symmetrical and asymmetrical T plugs, accuracy class 1

Voltage sensor, 20 kV, $20 \text{ kV}/\sqrt{3} : 3.25/\sqrt{3}$, for symmetrical and asymmetrical T plugs, accuracy class 1

Korleis er mogelegheitene for kapasitiv spenningsmåling? Er det nokre spesielle kriterier her? Har dykk nokre tal på nøyaktighet?

Det levere i dag kapasitiv spenningsindikering HR fra Horstmann på alle felt i et vanlig SF6-anlegg. Dette er en indikering på at det er spenning her, og er en enkel innretning som blinker.

Link: [HR-ST](#)

Alternativ så kan man benytte mer «avanserte» kapasitive spenningsindikatorer som for eksempel Wega som også indikerer om det er spenning eller ikke, men med mulighet for signalkontakt.

Link: [WEGA](#)

Nøyaktigheten er god og har fungert godt, men man vil ikke kunne detektere spenninger som er utenfor området som idikatoren er designet.

Man vil for eksempel ikke detektere 6kV på et anlegg bygget for 24kV.

Har de nokre tankar om implementering av sensorikk i eksisterande anlegg. Praktiske utfordringar, datakvalitet etc.?

Her er det nok like mange tanker som det er ingeniører, men for å gi noen generelle betraktninger.

Graden av fjernstyrte nettstasjoner har hatt en kraftig økning siden 2015.

Da ble mobilnettet raskt, sikkert, og rimelig nok for å sende sterkt krypterte meldinger fra driftssentralene.

Tidligere var alternativet fiber/radio som er dyrt og krevende å bygge ut.

Vi ser også at det blir vanligere å hente inn strøm og spenningsdata fra nettstasjoner ved hjelp av SICAM FCM og andre sensorer.

Nettselskapene forventet en «AMS-revolusjon» men dette har ikke gitt like mye data som man kanskje hadde forventet.

Vi ser også at sensorer som status på dør åpen/lukket stadig er økene interesse for.

Ellers er også temperatur, trafotilsand, og spesielt kortslutningsindikering ([Sigma 2.0](#)) økende interesse for.

Utfordringen er økonomi, sikker kommunikasjon koster penger, og veldig mange nettstasjoner har ikke sentral beliggenhet.

Det er også dette med KILE (kostnader for ikke levert energi) som straffer nettselskapene dersom de også har planlagte strømstanser.

Derfor velger de fleste nettselskaper å ta sensorikk og fjernstyring på nye prosjekter da man kan få mest mulig ferdig fra fabrikken.

Her kunne jeg skrevet mye og lenge men det er bedre at vi tar en prat om temaet, så slå gjerne på tråden!

Har dykk datablad/montasjeanvisningar på noko av punkta over?

Se vedlegg og linker.

Har dykk eit kostnadsestimat for investering av denne indikatormodellen med tilhøyrande komponentar?

Setter opp priser på utstyret for en avgang for ettmontering:

1 stk SICAM FCM

2 stk Delbar strømsensor

1 stk Jordfeilstrafo

3 stk Speningssensor

1 stk MC125 Kanal for ettrmontering 1 stk FCM fra MAXETA

Totalpris = 18 000.- eks MVA

Leveringstid ca 4 uker.

SICAM FCM kommuniserer på Modbus protokoll.
Det er ikke en kommunikasjonsprotokoll driftsentraler støtter.

Tidligere benyttet man IEC-101 Protokoll, men nå er det sort sett IEC-104 prtokoll som gjelder.
Da må man ha en RTU (Remote Terminal unit) som konverterer fra Modbus til IEC-104 samt krypterer inforamsjonen.
[I industrien benytter man PLS i Nettselskaper benytter man RTU. Disse er mer nøyaktige på tidstempling av feil blant annet]

Det vanlige er at man benytter en SICAM A8000, [Link til hjemmeside RTU](#)
De minste du da trenger er
CP-8021 som er prosessoren med Modbussinnang og RJ45-utgang til driftsentral
PS-8620 som er strømforsyningskoret, normalt 24V-DC

Så kan man også supplere med binære inn7utgangskort ved behov.

Pris på en slik RTU er typisk ca 20- 25.000kr og ca 25.000.- i testing og programmering av RTU i fabrikk/labbb.

Så kommer normalt driftssentral kommunikasjonsavdeling med et modem som enten går mot fiber eller mobilnettet (4G)
Det kan være en slik Ruter for eksempel [Siemens Ruggedcom RS900](#)
Disse har en pris på rundt 15.000kr

Håper dette var til hjelp og har dere behov for mer informasjon, ikke nøl med å ta kontakt!

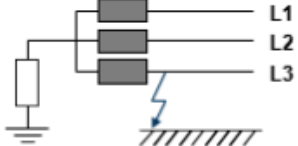
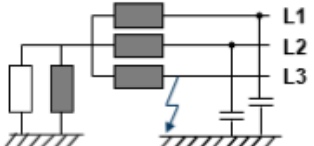
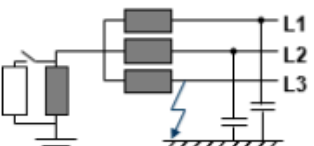
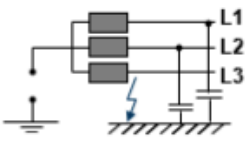
Vennlig hilsen,
Guttorm Midlang

Siemens AS
RC-NO SI DS S-DSP
Kanalveien 7
5068 Bergen, Norge
Mobil: +47 90994888
<mailto:guttorm.midlang@siemens.com>
<http://www.siemens.no>

www.siemens.com/ingenuityforlife

7 Horstmann Compass B spolejorda nett

Vedlegget er tiltenkt oppdragsgjevar, sidan det var usikkerheit om Compass B kunne operere i spolejorda nett.

Neutral Point		Typical Applications	Typically used
Resistance neutral earthing		Short Circuit Indicator or Directional Short Circuit Indication	>>
Compensated (Arc Suppression [Petersen] Coil)		Directional Earth Fault and Directional Short Circuit Indication	>> IEP> (cosφ) IET> (transient)
(Short-Time) Resistance neutral earthing		Short Circuit Indicator or Directional Short Circuit Indication	>>
Ungrounded / isolated		Short Circuit Indication or Directional Earth Fault and Directional Short Circuit Indication	>> IEP> (sinφ) IET> (transient)

Neutral Point (with different wording)	Typically used indicator
Resistance neutral earthing / Low-ohmig / Low-impedance earthed	SIGMA 2.0 SIGMA F+E 2.0 SIGMA D ComPass B ComPass B2.0
Compensated (Arc Suppression [Petersen] Coil) / Resonant earthed	Sigma D+ Sigma D++ ComPass B ComPass B2.0
(Short-Time) Resistance neutral earthing / KNOSPE / Temporary low-impedance earthed	SIGMA 2.0 SIGMA F+E 2.0 SIGMA D ComPass B ComPass B2.0
Ungrounded / isolated / Isolated earthed	SIGMA 2.0 Sigma D+ Sigma D++ ComPass B ComPass B2.0

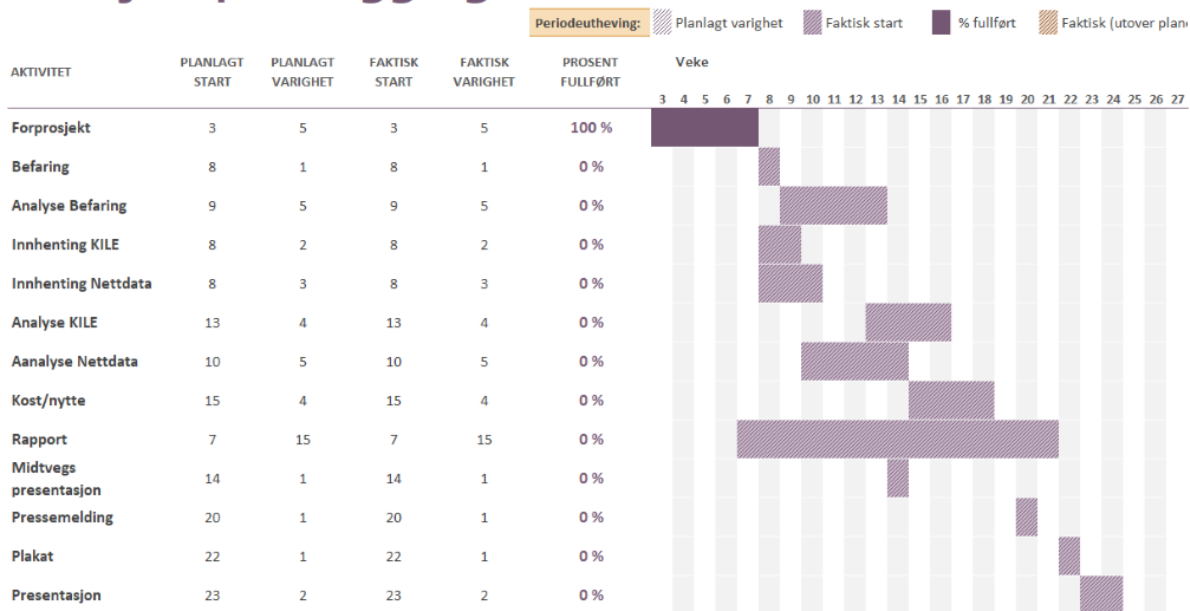
8 Vedlegg frå forprosjektrapport

8.1 Risikoanalyse

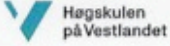
Risikovurdering				
Låg risiko 1 -> 4				
Middels låg risiko 5 -> 9				
Middels høg risiko 10 -> 14				
Høg risiko 15 -> 25				
Hending	Sannsyn	Konsekvens	Risiko	Tiltak
Dårleg samarbeid med Sunnfjord Energi	2	4	8	Kontinuerlig kommunikasjon. Ha utnemnd eigen kontaktperson
Kommunikasjonssvikt mellom prosjektdeltakarar	2	3	6	Sikre kommunikasjonsflyt ved å følgje framdriftsplan
Konflikt/ueinigheit mellom prosjektdeltakarar	1	4	4	Sikre kommunikasjonsflyt ved å følgje framdriftsplan
Manglande fagleg informasjon	3	5	15	Bruke faglærar, rettleiar samt kontaktperson i bedrift som støttespelarar
Lekasje av konfidensiell informasjon	2	5	10	Anonymisere all informasjon. Sensitiv informasjon skal ikkje lagrast på private PC-er eller skulen sitt nettverk. Gruppemedlem signerer taushetserklæring og oppdragsgjevar godkjenner rapport før levering.
Tap av dokument	2	5	10	Sørge for å nytte skulen sin serverløyising på ein gunstig måte
Overskride tidsfristar	1	5	5	Overhalde framdriftsplan
Problem med å følgje framdriftsplan	3	3	9	Sørge for eit godt forarbeid. Justering i samråd med faglærar og bedrift.
Dårleg oppgåveavgrensing	2	3	6	Sørge for eit godt forarbeid. Justering i samråd med faglærar og bedrift.

8.2 Gantt-diagram

Prosjektplanlegging



9 Prosjektavtale



AVTALE OM BACHELOROPPGÅVE ved HVL- Fakultet for ingeniør- og naturvitenskap, Institutt for elektro, Campus Førde

Dato: 20.02.20

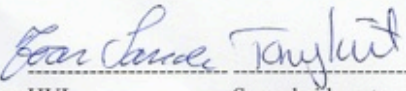
Oppgåvetittel:
Implimentering av feilindikatorar i maskenett
Involverte i oppgåva:
Studentar: Hans Andreas Torsvik og Stian Tefre
Samarbeidande verksemd (inkl kontaktperson): Sunnfjord Energi A/S v/Jonny Hugøy
Prosjektansvarleg: Joar Sande
Styringsgruppe:
Hans Andreas Torsvik, Stian Tefre, Jonny Hugøy og Joar Sande

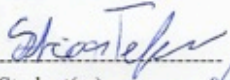
Reglar for gjennomføring og bruk av resultatet:

Mellom studentane, HVL og Sunnfjord Energi Nett A/S er det inngått følgjande avtale:

- 1) Høgskulen kan ikkje, overfor eventuell ekstern samarbeidspartnar, garantere sluttresultatet på eit studentprosjekt.
- 2) Ekstern samarbeidspartnar skal ha kopi av rapporten.
- 3) Oppgåveresultatet, med rapport, teikningar, modell, apparatur, program osv. er Sunnfjord Energi Nett A/S sin eigedom. HVL sin bruk av resultatet/rapporten er avgrensa til undervisnings-, rekrutterings og forskningsformål, og skal utøvast i forståing med Sunnfjord Energi Nett A/S
- 4) Student(ane) og ekstern samarbeidspartnar godkjenner at rapporten kan kopierast til andre. Det skal lagast internettpresentasjon av prosjektet. HVL har høve til å redigere og nytte informasjon frå denne presentasjonen.
- 5) Deler av rapporten som eventuelt skal vere unnateke offentlegheita, blir lagt i lukka vedlegg, og skal ikkje kopierast utan at det er henta inn særskilt avtale frå Sunnfjord Energi Nett A/S
- 6) Rettane til utnytting av resultatet kommersielt eller ved dagleg drift tilfell Sunnfjord Energi Nett A/S

Reglane er aksepterte:


HVL Samarbeidspartnar


Student(ar)

