



Høgskulen
på Vestlandet

BACHELOROPPGAVE

Vern og kontroll av nettstasjon

Protection and control of substation

Oddmund Bratseth Leite &

Øystein Nikolai Lydersen

HVL-Bergen

Fakultet for ingeniør- naturvitenskap/Institutt for

datateknologi, elektroteknologi og realfag/Elkraftteknikk

Veileder: Lasse Hugo Sivertsen

30.05.22

Vi bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser/kildehenvisninger til alle kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 12-1.

Dokumentkontroll

<i>Rapportens tittel:</i> Vern og kontroll av nettstasjon	<i>Dato/Versjon</i> 30. mai. 2022/0.13
	<i>Rapportnummer:</i> B022EB-57
<i>Forfatter(e):</i> Oddmund Bratseth Leite Øystein Nikolai Lydersen	<i>Studieretning:</i> ELK
	<i>Antall sider m/vedlegg</i> 70
<i>Høgskolens veileder:</i> Lasse Hugo Sivertsen	<i>Gradering:</i> Åpen
<i>Eventuelle Merknader:</i> Vi tillater at oppgaven kan publiseres.	

<i>Oppdragsgiver:</i> Aabø Powerconsulting AS	<i>Oppdragsgivers referanse:</i> Ida Ulvestad Brudvik
<i>Oppdragsgivers kontaktperson(er) (inkludert kontaktinformasjon):</i> <i>Ida Ulvestad Brudvik Tlf:95850134 Mail:Ida.ulvestad@bergenpower.no</i>	

Revisjon	Dato	Status	Utført av
0.11	20.05.22	Første utkast	Oddmund & Øystein
0.12	25.05.2022	Revidert utkast	Oddmund & Øystein
0.13	29.05.2022	Klar for innlevering	Oddmund & Øystein

Forord

Arbeidet med denne rapporten har gitt oss muligheten til å benytte kunnskapen vi har tilegnet oss gjennom tre år med studier ved Høgskolen på Vestlandet. Rapporten representerer også slutten på vårt utdanningsløp hvor vi fullfører en bachelorgrad i Elkraftteknikk. De tre siste årene har vært fine, lærerike og krevende. Utdanningsløpet har vært mye preget av koronasituasjonen, men vi føler oss heldige som fikk fullføre graden der vi hadde mulighet til å være på kontoret til oppdragsgiver for å jobbe med oppgaven. Bacheloroppgaven er skrevet våren 2022 og utgjør 20 studiepoeng i faget ELE350-1 21H.

Arbeidet med bacheloroppgaven har vært svært lærerikt og en positiv opplevelse. Kunnskapen vi har lært gjennom oppgaven vil vi ta med oss inn i eventuelle videre studier eller jobb. Bacheloroppgaven har gitt oss mulighet til å jobbe mer selvstendig og til å ta eget initiativ til egen læring på en annen måte enn tidligere i studiet. Det har vært både utfordrende og kunnskapsgivende å balansere den teoretiske tankegangen med noe som skal kunne gjennomføres i praksis.

Vi ønsker å rette en stor takk til alle som har hjulpet oss med bacheloroppgaven i form av kunnskap, veiledning og oppfølging. Spesielt ønsker vi å takke eksterne veiledere Ida Ulvestad Brudvik, Ole-Kristian Jacobsen, Runar Ohnstad Lahti og alle i Aabø Powerconsulting AS. Dere har hjulpet oss mye og gitt god oppfølging, i tillegg til å tilby oss kontorer slik at vi har hatt en fast plass å jobbe med bacheloroppgaven. Videre ønsker vi å takke intern veileder, høyskolelektor Lasse Hugo Sivertsen for god oppfølging. Avslutningsvis ønsker vi å takke Jan Victor Ravnanger, Morten Normann Øyrås og alle i Norgesnett som har bistått og hjulpet med utforming av case. Det har vært til stor hjelp at dere har gitt os en innføring i hvordan distribusjonsnettet på Askøy driftes gjennom både teams-møter og befaring på Askøy.

Sammendrag

Denne bacheloroppgaven er en utredning av fordeler og ulemper ved overvåking og styring av nettstasjoner i 22kV distribusjonsnett. Rapporten fokuserer spesifikt på dette i forbindelse med drift og vedlikehold av distribusjonsnett. Oppgaven er motivert av at distribusjonsnett vil måtte gjennomgå store endringer for å kunne håndtere samfunnets nye forventninger og krav til et kraftsystem.

Rapporten beskriver først hvordan distribusjonsnett er og driftes i dag, samt hvilke regulatoriske rammeverk som eksisterer for nettdrift. Videre undersøkes utfordringer i form av driftsforstyrrelser som kan forekomme i distribusjonsnett. Deretter beskrives muligheter for hvordan distribusjonsnett kan være i fremtiden. I denne sammenheng vil det presenteres mer konkret hvordan distribusjonsnett kan endres. Denne presentasjonen vil innebære informasjon om måleprinsipper, kommunikasjonsmetoder, kommunikasjonssystemer og styringssystemer. For å vise mer spesifikt hvordan distribusjonsnett er i dag og hvordan det kan være i fremtiden har vi hatt en case som er utarbeidet i samarbeid med Norgesnett.

Casen tar utgangspunkt i et område med luftnett på Askøy og det vil redegjøres for hvordan dette området kan driftes med selvheling og tilstandsovervåking av nettstasjoner. En slik case gjør oppgaven mer teknisk rettet, ettersom vi undersøker hvordan overvåking og styring faktisk kan utføres. Dette innebærer valg og vurderinger av komponenter og utstyr.

Drøftelsen av casen tilsier at det er klart flere fordeler enn ulemper med mer overvåking og styring av nettstasjoner i 22kV distribusjonsnett. Konklusjonen til bacheloroppgaven er dermed at det er fordelaktig for nettselskaper å implementere mer overvåking og styring av distribusjonsnett. Denne konklusjonen er basert på informasjonen som fremkommer i oppgaven, men også fra resultatene til andre rapporter på temaet. Konklusjonen til bacheloroppgaven er for øvrig i samsvar med resultatene til disse rapportene.

Abstract

This bachelor thesis is a study of the advantages and disadvantages of monitoring and controlling substations in the 22kV distribution network. The report focuses specifically on this in connection with the operation and maintenance of the distribution network. The task is motivated by the fact that the distribution network will have to undergo major changes in order to be able to handle society's new expectations and requirements for a power system.

The report first describes how the distribution network is and is operated today, as well as which regulatory frameworks exist for network operation. Furthermore, challenges in the form of operational disruptions that may occur in the distribution network are investigated. Then opportunities are described for how the distribution network can be in the future. In this context, it will be presented more specifically how the distribution network can be changed. This presentation will include information on measurement principles, communication methods, communication systems and management systems. To show more specifically how the distribution network is today and how it can be in the future, we have had a case that has been prepared in collaboration with Norgesnett.

The case is based on an area with an overhead power line network on Askøy and it will be explained how this area can be operated with self-healing and condition monitoring of network stations. Such a case makes the task more technically oriented, as we examine how monitoring and control can actually be performed. This includes selecting and evaluating components and equipment.

The discussion of the case indicates that there are clearly more advantages than disadvantages with more monitoring and control of substations in the 22kV distribution network. The conclusion of the bachelor thesis is thus that it is advantageous for network companies to implement more monitoring and control of the distribution network. This conclusion is based on information that appears in the thesis, but also from results to other reports on the topic. The conclusion of the bachelor thesis is otherwise in accordance with the results of these reports.

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	11
1.1	Oppdragsgiver	11
1.2	Problemstilling.....	11
1.3	Bakgrunn	12
1.4	Omfang av utredning, avgrensninger og krav	12
1.5	Struktur	13
2	Kraftnettet i Norge	14
2.1	Oppbygning til kraftnettet	14
2.2	Distribusjonsnettet	15
2.2.1	Nettsystem, IT, TT og TN.....	17
2.3	KILE	19
3	Driftsforstyrrelser og feil	21
3.1	Kortslutning og jordfeil	23
3.2	Kortslutning	23
3.3	Jordfeil	24
4	Feilhåndtering	25
5	Nettstasjon.....	27
5.1	Komponenter i en nettstasjon	28
5.1.1	Transformator.....	28
5.1.2	Vern.....	29
5.1.3	Bryteranlegg	30
5.2	Vedlikehold av nettstasjoner	31
6	Fremtidig distribusjonsnett	32
6.1	Fremtidig avbruddshåndtering.....	32
6.2	Fremtidig vedlikehold i nettstasjoner	34
7	Ekstern terminalenhet, SCADA og kommunikasjon	37

7.1	RTU og I/O-moduler	37
7.2	Kommunikasjon.....	39
7.2.1	SCADA-system.....	39
7.2.2	Modbus og IEC 60870-5	40
7.2.3	Kommunikasjon ved selvhelende nett.....	41
7.2.4	Sentralisert selvhelende nett.....	41
7.2.5	Lokal autonom selvhelende nett.....	42
7.2.6	Desentralisert selvhelende nett.....	43
7.3	Målemetode og måleinstrument	43
7.3.1	Spenningsmåling	43
7.3.2	Strømmåling	44
7.3.3	Temperatur- og fuktighetssensor.....	46
8	Casestudie	48
8.1	Analyse av dagens feilsituasjon i nettområdet	49
8.2	Simulering av feil i et selvhelende nett	49
8.2.1	Simulering 1: Feil på linje mellom lastskillebryter 3(LS3) og effektbryter 1(EB1) 50	
8.2.2	Simulering 2: Feil mellom transformatorstasjon Merkesvik og knutepunkt 1(KP1) 51	
8.3	Praktisk utførelse	51
8.3.1	Knutepunkt 1 (KP1)	52
8.3.2	Knutepunkt 2 (KP2)	53
8.3.3	Vedlikehold	54
8.4	Økonomisk analyse.....	56
9	Drøfting av case	58
10	Konklusjon	62
11	Referanser.....	63
12	Vedlegg	69

12.1	Vedlegg 1: Fremdriftsplan.....	69
12.2	Vedlegg 2: Forkortelser og ordforklaringer.....	70

Figurliste

Figur 2.1:	Oppbygning av kraftnettet	14
Figur 2.2:	Enlinjeskjema av oppbygningen til kraftnettet med spenningsnivå [5]	15
Figur 2.3:	Radialnett (Figur inspirert av [6]).....	16
Figur 2.4:	Ringnett (Figur Inspirert av [6])	16
Figur 2.5:	Gjennomløpende kabelnett (Figur Inspirert av [6]).....	17
Figur 2.6:	IT-nett Inspirert av [8]	17
Figur 2.7:	TT-nett Inspirert av [10].....	18
Figur 2.8:	TN-S nett Inspirert av [12]	18
Figur 2.9:	TN-C nett Inspirert av [12].....	19
Figur 2.10	TN-C-S nett inspirert av [12].....	19
Figur 3.1:	Antall driftsforstyrrelser og planlagte utkoplinger per år i perioden 2009-2018 [14]	21
Figur 3.2:	KILE fordelt på driftsforstyrrelser og planlagte utkoplinger per år i perioden 2009- 2018 [14]	22
Figur 4.1:	Eksempel på handlingsforløp og definisjoner ved driftsforstyrrelse som medfører avbrudd med en varig feil [19]	26
Figur 5.1	Enfasetransformator [23]	28
Figur 5.2:	Drift og vedlikeholdskostnader [27].....	31
Figur 6.1:	Hendelsesforløp med Selvhelende nett [18].....	33
Figur 6.2:	Eksempel på selvhelende nett i et ringnett (inspirert av [18]).....	33
Figur 7.1:	WCC Lite RTU [32]	37
Figur 7.2:	Illustrasjon av SCADA-systemet	40
Figur 7.3:	Sentralisert løsning for selvheling [41]	42
Figur 7.4:	Lokal løsning for selvheling [40]	43
Figur 7.5:	Spenningstransformator inspirert av: [16].....	44
Figur 7.6:	Strømtransformator inspirert av [16].....	45
Figur 7.7:	Rogowski-spole inspirert av [41]	46
Figur 7.8:	To-leder RTD konfigurasjon [42]	46

Figur 7.9 Tre-leder RTD konfigurasjon [42]	47
Figur: 7.10 Fire-leder RTD konfigurasjon [42]	47
Figur 8.1: Enlinjeskjema av case-området	49
Figur 8.2: Enlinjeskjema Simulering 1	50
Figur 8.3: Enlinjeskjema simulering 2	51
Figur 9.1: Gjennomsnittlig feil på komponenter i distribusjonsnettet fordelt på 10 år (Data hentet fra [14]).....	59

Tabelliste

Tabell 1: Utdrag fra vedlikeholdsplanen til Norgesnett	35
Tabell 2: Produktbeskrivelse fra Elseta.....	39
Tabell 3: Utstyrliste Knutepunkt 1	53
Tabell 4: Utstyrliste knutepunkt 2	54

Bildeliste

Bilde 5-1: Bilde av fjernstyrt koblingsstasjon på Askøy (fra befaring)	27
Bilde 5-2: Bilde av nettstasjon med fjernstyring på Askøy (fra befaring)	27
Bilde 5-3: Eksempel på SF6 isolert kompaktanlegg levert fra Siemens [26]	30
Bilde 8-1: Utklipp fra NVE av distribusjonsnettet på Askøy [49].....	48
Bilde 8-2: PT100 transmitter [45]	55
Bilde 8-3: Tre-leder RTD konfigurasjon [54]	55

1 Innledning

1.1 Oppdragsgiver

Aabø Powerconsulting er et konsultentselskap innenfor energibransjen. Konsultentselskapet kombinerer kraftkompetanse med teknisk-økonomiske vurderinger og fremtidsrettet tenking. Hovedfokuset deres er på nettilknytning av kraftkrevende industri, fra områdevalg til konsesjon, bygging og idriftsettelse. Det er et raskt voksende selskap med kontorer i Bergen, Sandnes og Oslo. Aabø Powerconsulting leverer tjenester innenfor etablering av kraftkrevende industri, nettilknytning og oppstart av nye selskaper. De har kunder som Green Mountain, Dalane Energi, Vestland fylkeskommune, Unitech Offshore, New Kaupang og Regn Datacenters [1].

1.2 Problemstilling

Problemstillingen vår, presentert av Aabø Powerconsulting AS, er å utrede fordeler og eventuelle ulemper ved overvåking og styring av nettstasjoner på 22kV distribusjonsnettet.

Faglige elementer som inngår i oppgaven er:

- Utredning av muligheter og fordeler ved å overvåking av distribusjonsnett
- Vurdering av overvåkningsparameter
- Nødvendig prosjektering for montasje av overvåkningssystem
- Planlegging av oppkobling av nettstasjon mot SCADA-system (Supervisory, Control And Data Acquisition)
- Overvåking av miljøforhold og komponenter i nettstasjoner
- Kontroll og styring av brytere
- Miljømessig besparelse
- Beskrivelse av fremtidig drift av distribusjonsnett med overvåking
- Forskjeller mellom dagens drift og fremtidens drift

Aabø Powerconsulting AS stiller med teoretisk veiledning, med støtte fra Norgesnett. Norgesnett tilgjengeliggjør nødvendig informasjon. Distribusjonsnettet på Askøy utenfor Bergen eies av Norgesnett og vil bli benyttet som grunnlag for oppgaven.

1.3 Bakgrunn

Norges kraftsystem er stadig i endring og det er forventet gjennomgripende forandringer i tiårene fremover. Det blir flere produksjonskilder og det er forespeilet at forbrukerne kommer til å bruke mer energi. Dette vil føre til at kraftflyten blir mer kompleks og dynamisk, samtidig som det blir høyere krav til leveringskvalitet av strøm til forbruker. I distribusjonsnettet vil endringene være spesielt store [2]. Aabø Powerconsulting ønsker derfor å undersøke nærmere hvordan bruk av RTU-er (Remote Terminal Unit) og Input/Output-moduler kombinert med forskjellig måleutstyr i nettstasjoner som kan forbedre vedlikehold og nettdriftdrift med overvåking og fjernstyring. Overvåking og styring av nettstasjoner kan gi følgende fordeler:

- Man kan registrere feillokasjoner og feiltyper i nettet
- Det gir oversikt over omfanget av eventuelle feil og over hvor mange kunder som blir berørt av feilen
- Det skaper muligheter for fjernstyring av distribusjonsnettet
- Man kan fjernstyre såkalte «satellitnettstasjoner», som er fjerntliggende og har dårlige muligheter for adkomst
- Automatisk selvhelende nett

I en nettstasjon kan en rekke parametere overvåkes, eksempelvis kortslutningsindikering, retningsbestemt jordfeilmåling, strøm, spenning, reaktiv og aktiv effekt, tilsynelatende effekt, transformatorbelastning, transformortemperatur, samleskinnetemperatur, samt miljøforhold som fuktighet, luftkvalitet og temperatur.

1.4 Omfang av utredning, avgrensninger og krav

En utredning om fordeler og ulemper av overvåking og styring på 22kV distribusjonsnettet kan være omfattende. For å foreta en slik utredning har vi bestemt å undersøke nærmere hvordan en linje eller avgang til distribusjonsnettet kan være tjent med overvåking og styring ved eventuelle driftsforstyrrelser, samt hvordan dette kan implementeres. En slik tilnærming vil gi oss mest mulig læringsutbytte på områder vi ønsker å få mer kunnskap om. Vi vil også undersøke hvordan vedlikehold av nettstasjoner kan være tjent med mer overvåking. Videre avgrenses rapporten geografisk til å se på distribusjonsnettet på Askøy. Det var ingen spesifikke krav fra oppdragsgiver utenom et ønske om at løsningen skulle være salgbar og realistisk for det norske kraftmarkedet.

1.5 Struktur

I oppgaven vil det først beskrives hvordan nettet og driftssituasjonen er i dag, samt hvilke regulatoriske rammeverk som eksisterer for nettdrift. Denne beskrivelsen kommer frem i kapittel to. Kapittel tre handler om hvilke typer driftsforstyrrelser som kan oppstå i distribusjonsnettet, og kapittel fire omhandler hvordan disse håndteres. I neste del, kapittel fem, går vi dypere inn i hva en nettstasjon er, komponenter i den og hvordan de vedlikeholdes. I kapittel seks og syv beskrives hvordan situasjonen kan være med overvåking og styring, samt hvordan det kan gjøres mer spesifikt i en case. Casen i kapittel åtte er utformet sammen med Norgesnett. Avslutningsvis i kapittel ni presenterer vi fordelene og ulempene av økt overvåking og styring av nettstasjoner. Konklusjon av rapporten er i kapittel 10. Ved slutten av rapporten er to vedlegg lagt ved, dette fremdriftsplan og en stikkordsliste/ordforklaring.

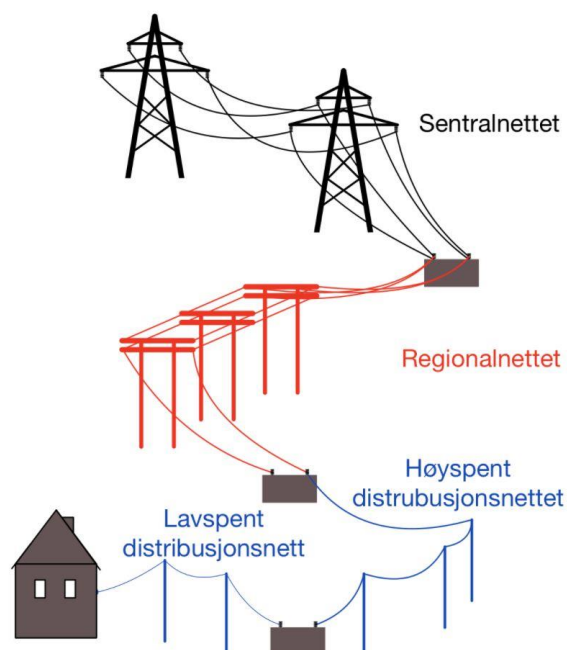
2 Kraftnettet i Norge

Et velfungerende kraftnett er en forutsetning for at Norge skal ha strømforsyning. Det er kraftnettet som transporterer produsert strøm til forbrukere [3].

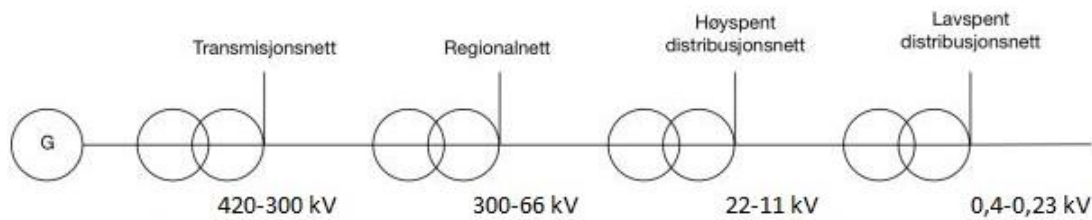
Kraftnettet er regulert i henhold til Energiloven § 1-2 og er som følger: «Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.» [4]

2.1 Oppbygning til kraftnettet

Det norske kraftnett er delt inn i transmisjons-, regional- og distribusjonsnett. Transmisjonsnettet omtales som hovedveiene i kraftsystemet og forbinder kraftprodusenter og forbrukere i ulike deler av landet med hverandre. Overføringsledninger til utlandet er også omfattet av transmisjonsnettet. I hovedsak består det av kraftledninger med spenningsnivå på 300 eller 420kV. Regionalnettet er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet med vanlige spenningsnivå på 132 og 66kV. Distribusjonsnettet er det som forsyner sluttbrukerne med strøm. Normalt spenningsnivå er fra og med 22kV til og med 230V lavspenningsnett som forsyner vanlige husholdninger [3].



Figur 2.1: Oppbygning av kraftnettet



Figur 2.2: Enlinjeskjema av oppbygningen til kraftnettet med spenningsnivå [5]

2.2 Distribusjonsnettet

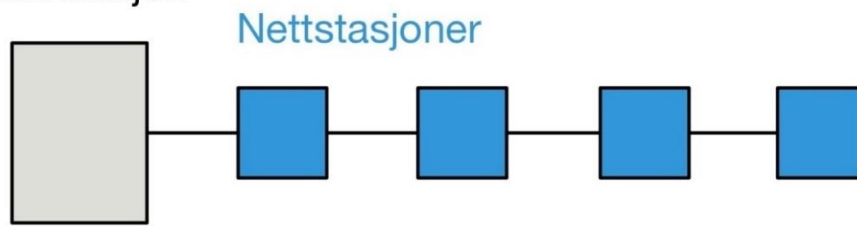
Distribusjonsnettet har som hovedoppgave å transportere strøm fra regionalnettet til forbrukere. Distribusjonsnettet deles videre opp i det høyspente distribusjonsnettet som transporterer strømmen fra regionalnettet til nettstasjoner. I nettstasjonene blir spenningen transformert fra et spenningsnivå på 22-11kV ned til 400V eller 230V. Dette spenningsnivået omtales som det lavspente distribusjonsnettet som går ut til forbrukere som husholdninger, tjenesteyting og industri [3].

Det høyspente distribusjonsnettet er bygget opp av forskjellige systemstrukturer. De tre systemstrukturene er radialnett, ringnett og gjennomløpende kabelnett. Det er ikke uvanlig at disse systemstrukturene er blandet og kan omtales som et maskenett, der de tre systemstrukturene er satt sammen på ulike måter.

Distribusjonsnettet er delt inn i områdekonsesjoner. Det er netteier for distribusjonsnettet innenfor deres konsesjonsområde som drifter det. Netteier har plikt og rett til å bygge til og med 22kV fordelingsanlegg innenfor sitt konsesjonsområde. Eventuell forbedring av nettet er også netteier sitt ansvar [3].

Radialnett er den enkleste og billigste løsningen, men er mer sårbar ved feilsituasjoner enn de andre to. Hvis en nettstasjon eller tilførselen til nettstasjonen med flere nettstasjoner etter seg får en feil vil de etterfølgende nettstasjonene også miste strømtilførsel. Se illustrasjon av radialnett under.

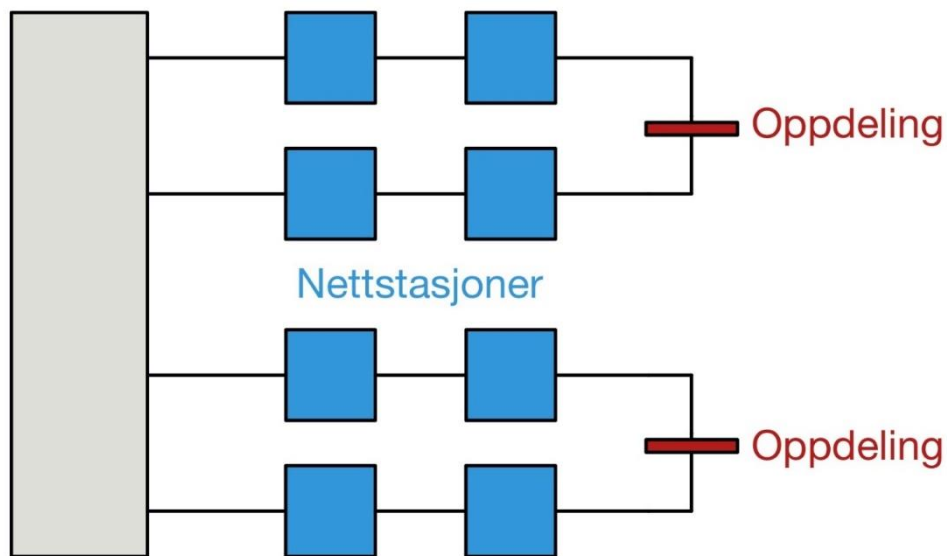
Trafostasjon



Figur 2.3: Radialnett (Figur inspirert av [6])

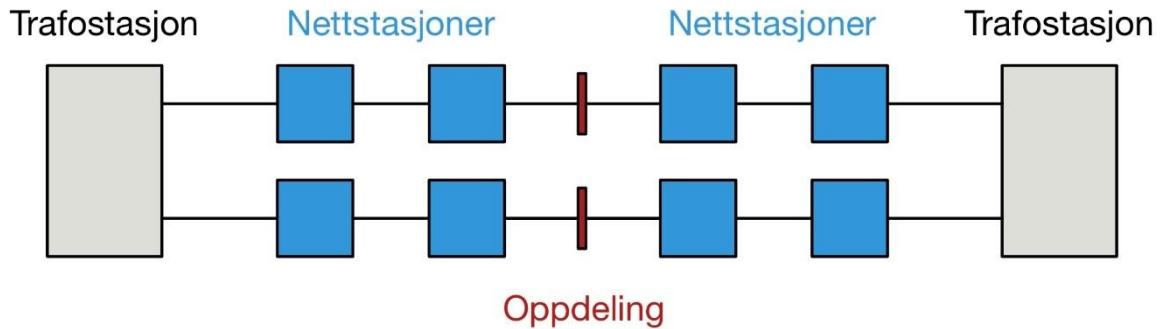
Ringnett gir fleksibilitet ved en feil i en nettstasjon eller en linje, ved at man kan koble over til den andre forsyningslinjen, slik at bare den nettstasjonen eller linjen det er feil på isoleres og resten av nettstasjonene kan fortsette normal drift og levere strøm til forbrukere. Se illustrasjon av ringnett under.

Trafostasjon



Figur 2.4: Ringnett (Figur Inspirert av [6])

Gjennomløpende kabelnett gir normalt større fleksibilitet og redundans enn ringnett. I denne systemstrukturen kan en fordele lasten bedre ved feil ettersom det er to transformatorstasjoner. Det kan også være feil i selve transformatorstasjonen og da kan den andre fortsatt holde nettet gående ved å ta over denne lasten [6]. Se illustrasjon av gjennomløpende kabelnett under.



Figur 2.5: Gjennomløpende kabelnett (Figur Inspirert av [6])

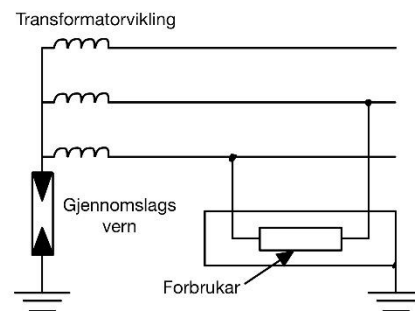
En viktig forutsetning i ringnett og gjennomløpende kabelnett er at man vet hvor feilen er, slik at man kan koble om lasten for å minimere avbrudd og kostnader forbundet med dette.

2.2.1 Nettsystem, IT, TT og TN

Distribusjonsnettet i Norge består av tre forskjellige nettsystemer; IT-Nett, TT-Nett og TN-nett.

2.2.1.1 IT-nett

Det første nettsystemet er IT-Nett, og ordet *IT-nett* sier noe om hvordan transformatoren er bygd opp. *IT* står for «Insulated Terra» Den første bokstaven *I* betyr at nøytralpunktet til transformatoren er isolert fra jord. [7] Den andre bokstaven *T* står for terra, som betyr at utsatte ledende deler er jordet, som vist på figur 2.6. Gjennomslagsvern brukes for å få isolert nøytralpunkt fra jord, så lenge spenningen er lav, hvis spenningen mellom fase og jord blir høyere enn 500-600 V, så vil gjennomslagsvernet kortslutte og legge seg til jord. Det vil da bli til et TT-nett. Dette kan skje ved lynnedslag [8].



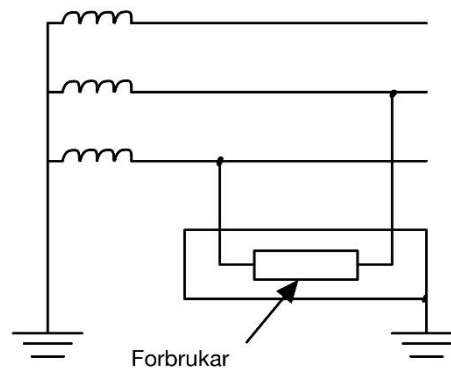
Figur 2.6: IT-nett Inspirert av [8]

Til allmenn bruk er 230 V normalt, men i et IT-nett kan man benytte alle spenninger som er angitt i normen: 1000 V, 690 V, 500 V, 400 V, 230 V. Spenningene som er over 230 V brukes til industri og motordrift [8].

2.2.1.2 TT-nett

Et TT-nett er nesten likt IT-nettet, men har direkte jordet nøytralpunkt i transformatoren og ikke gjennomslagsvern eller nullpunktsavleder. Dette systemet er minst brukt i Norge, men det er noen områder på vestlandskysten med slik konfigurasjon. Askøy er et av stedene som bruker TT-nett. Imidlertid blir TN-system benyttet i de områdene hvor det bygges nye fordelingsnett [9].

Første bokstav i TT-nettet står for terra, som vil si at nøytralpunktet i transformatoren er jordet. Andre bokstav står også for terra, som forteller oss at utsatte ledende deler er jordet [7]. Dette er vist på figur 2.7.



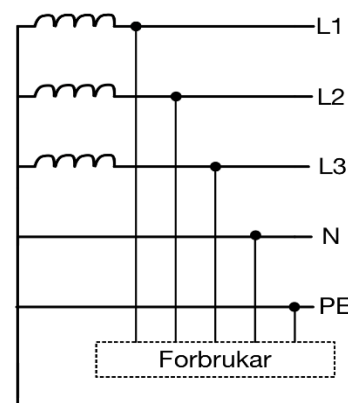
Figur 2.7: TT-nett Inspirert av [10]

Hvis det oppstår en jordfeil i en kurs i et TT-nett, så vil jordfeilstrømmen gå ned i jord og opp i jordleder til transformator. Der vil det oppstå en feilstrøm som vil ligge mellom 2 A og 20 A, som vil være større enn feilstrømmen man vil få i et IT-nett [10].

2.2.1.3 TN-nett

TN-nettet er det nettsystemet som blir benyttet i de fleste utbygginger i nye områder. TN står for Terra Neutral, der terra betyr at nøytralpunktet på transformatoren er jordet. Neutral forteller oss at utsatte ledende deler er koblet til nøytralpunktet på transformatoren med PEN-/PE- ledere [7]. TN-nett i forsyningsnettet i Norge har 400 V mellom fasene og 230 V mellom faseleder og nøytralleder. Fordelen med dette er at det blir mindre tap med høyere spenning. Ulempen er at man får en veldig høy feilstrøm ved første jordfeil. Det er derfor et ubetinget krav at jordfeilbryter skal koble ut anlegget så fort som mulig etter første jordfeil. Derfor er det ikke lov til å bruke TN-nett på enkelte områder på sjukehuset. Det skal i stedet bli brukt IT-nett, siden dette ikke trenger å kobles ifra om det skulle oppstå jordfeil på den ene fasen. Det er tre forskjellige TN-nett: TN S, TN C-S og TN C. Siste bokstav sier hvilken struktur PEN-lederen har. PE står for sikkerhetsjord og N står for nøytral [11].

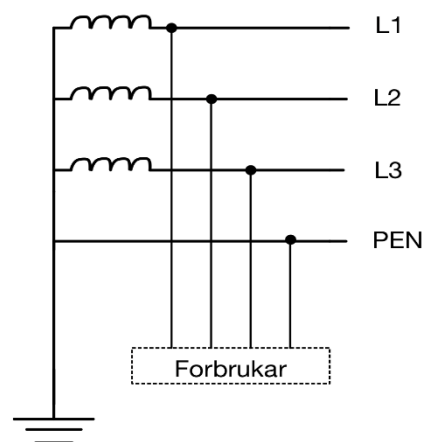
TN-S står for «Terra Neutral split», som betyr at PE lederen og N-Lederen er splittet i to forskjellige ledere. I



Figur 2.8: TN-S nett Inspirert av [12]

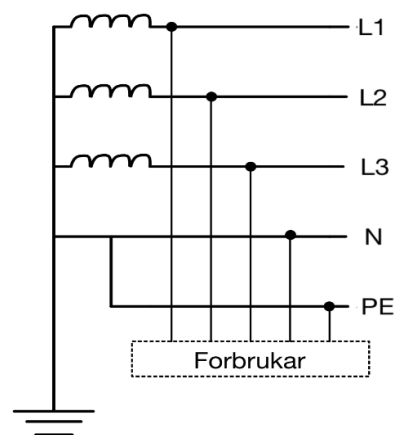
et TN-S anlegg vil N-leder, L1, L2 og L3 ligge i en fireleders kabel, mens PE-lederen ligger parallelt i en blanktråd [12].

I TN-C systemet fungerer PE-lederen som kombinert jord- og N-leder, altså PEN-leder (C=combined/felles). I Norge er det ikke tillatt å bruke denne løsningen i bygninger etter første fordeling. Det er fordi TN-C ikke har noen form for beskyttelsesledere, da PE-lederen og N-lederen er slått sammen. Dermed blir ikke mennesker eller dyr beskyttet mot jordfeil. TN-C blir brukt i overføringen strøm i distribusjonsnett [12].



Figur 2.9: TN-C nett Inspirert av [12]

TN-C-S er et nett som først er TN-C-nett, der PEN lederen har blitt delt opp i en PE-leder og N-leder. Denne splittelsen må utføres i første fordeling til bygget. Etter denne splittelsen er gjort er det ikke lov til å gå tilbake til et TN-C-nett. De TN-anlegg blir utført med TN-C-S-systemet [12].



Figur 2.10 TN-C-S nett inspirert av [12]

2.3 KILE

For at kraftnettet skal driftes på best mulig måte er det fastsatt lover og insentiver for å ha et nett som er pålitelig og leveringsdyktig, insentivet for dette kalles KILE. KILE står for «kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi». Dette er en økonomisk regulering fra NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) for å gi nettselskaper insentiv til å bygge og drive kraftnettet med en samfunnsøkonomisk, optimal leveringspålitelighet [13].

Insentivene i KILE-ordningen blir gitt i form av en inntektsreduksjon. Dette medfører at overskuddet i nettselskapene blir redusert når det oppstår avbrudd. Inntektsreduksjonen beregnes forskjellig ut ifra ulike kundegrupper. Reduksjonen tar også hensyn til hvilke

konsekvenser eller tapt inntekt dette medfører for en kunde, men også hvilken betalingsvilje ulike kunder har for å unngå avbrudd.

De ulike kundegruppene er:

- Jordbruk
- Husholdning
- Industri
- Handel og tjenester
- Offentlig virksomhet
- Industri med el-drevne prosesser

Det er ikke samme KILE-kostnader ved planlagt avbrudd som ved spontant avbrudd. Dette gir nettselskapene motivasjon til å vedlikeholde nettet, ettersom inntektsreduksjonen er større når det oppstår feil eller ikke-planlagt arbeid [13].

3 Driftsforstyrrelser og feil

For at KILE skal forekomme må det være en driftsforstyrrelse, feil eller planlagte utkoblinger på nettet. Statnett har laget en årsstatistikk for nettopp dette i 2018. Denne inneholder også gjennomsnitt fra 2009-2018. Årsstatistikken gir god innsikt i hva som forårsaker ILE (ikke levert energi), som igjen fører til inntektsreduksjon for nettselskapene satt i KILE. Årsakene er beskrevet i denne statistikken, dermed kan vi undersøke nærmere hvordan disse driftsforstyrrelsene kan oppdages tidlig. I tillegg kan det vurderes hvilke feil som kan ha nytte av forebyggende vedlikehold før en feil inntreffer som ellers kunne ført til en driftsforstyrrelse.

I statistikken blir driftsforstyrrelse definert som følgende:

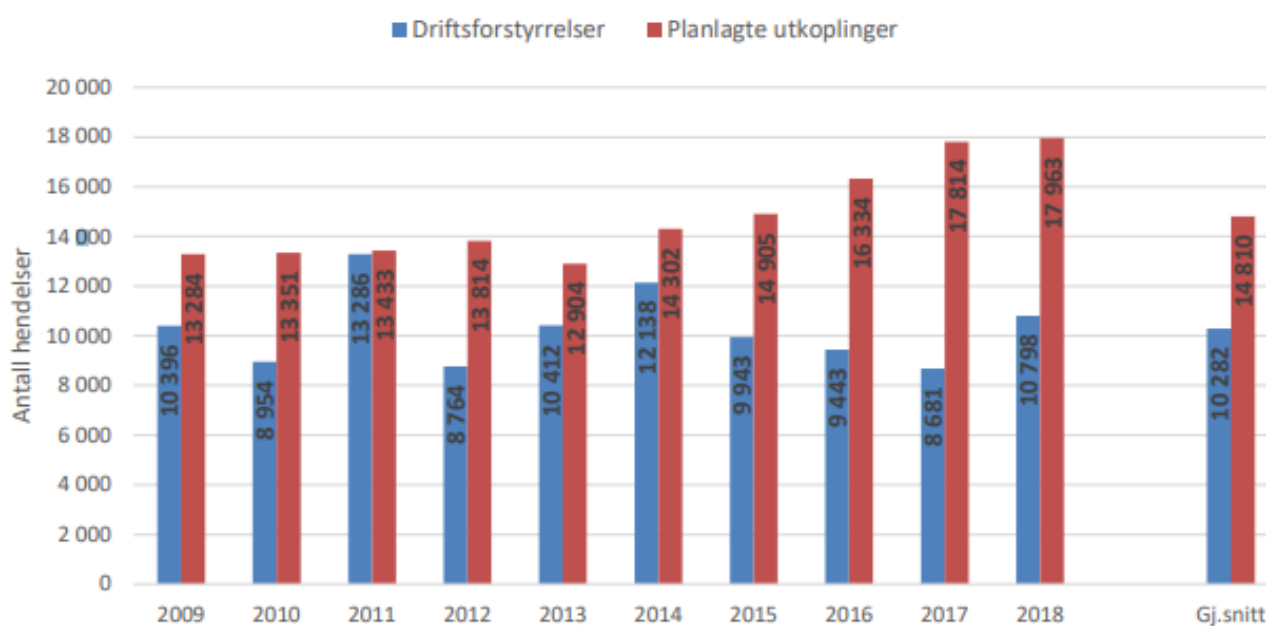
«Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet.» [14]

Feil er det som fører til majoriteten av driftsforstyrrelser og feil er definert som:

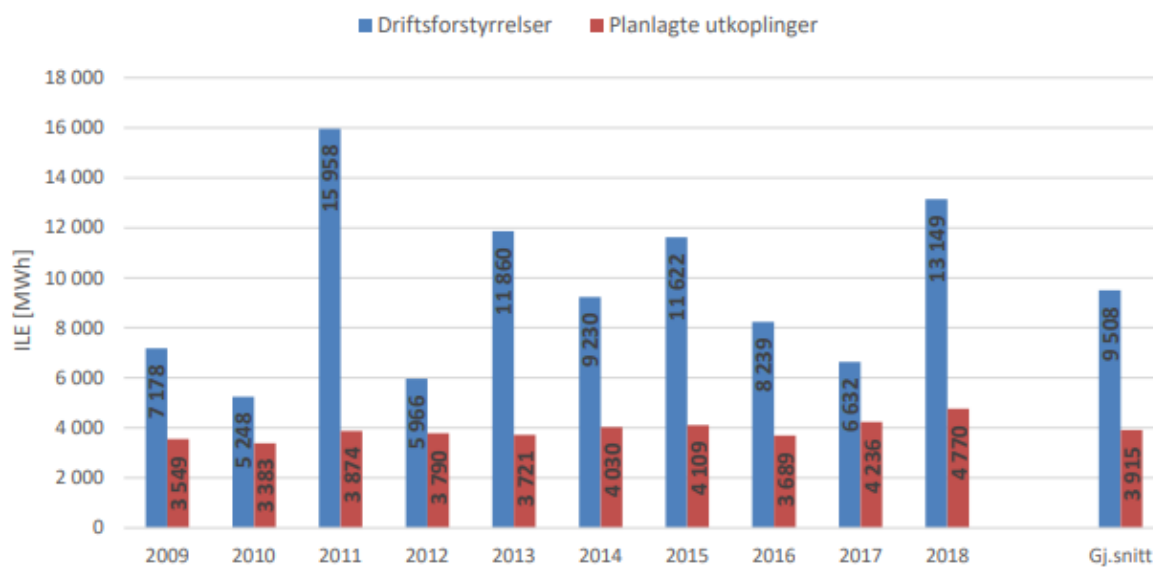
«En anleggsdel som har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon» [14]

Feil fordeler seg gjennomsnittlig med flest feil på anleggsdelen kraftledning, deretter i rekkefølge etter hyppighet følger kabel, fordelingstransformator, lastskillebryter og effektbryter.

Vedlagt er en figur som illustrerer hyppigheten til driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger fra 2009 til 2018.

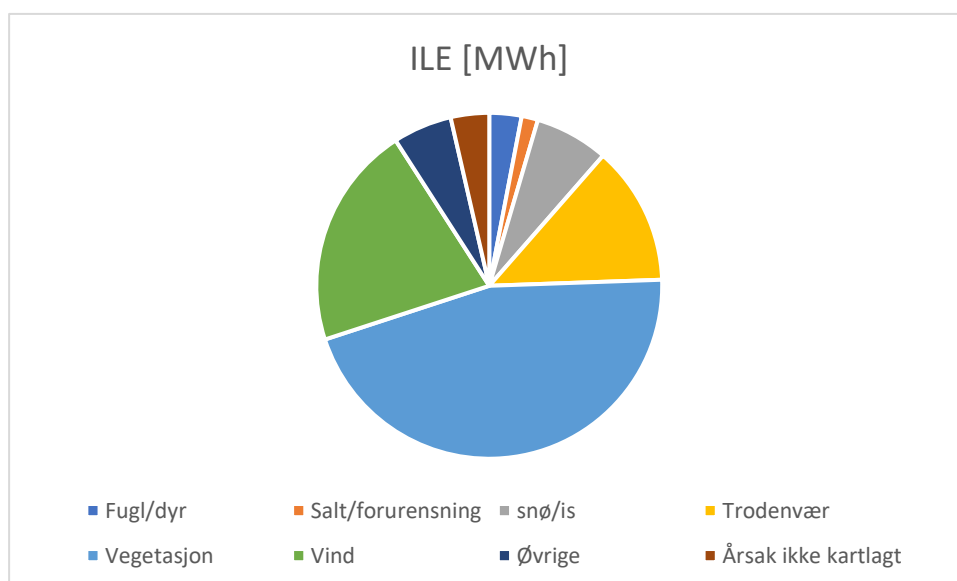


Figur 3.1: Antall driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger per år i perioden 2009-2018 [14]



Figur 3.2: KILE fordelt på driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger per år i perioden 2009-2018 [14]

Ved å se på disse to figurene kan vi observere at selv om driftsforstyrrelser forekommer gjennomsnittlig sjeldnere enn planlagte utkoblinger, er det disse som fører til mest ILE (ikke levert energi). Omgivelser fører til flest driftsforstyrrelser med gjennomsnitt på 54,2 % over en 10 års periode av alle driftsforstyrrelser. Omgivelser står også for 61,8 % av driftsforstyrrelser som fører til ILE. I vedlagt figur kan vi se nærmere på hva som inngår i omgivelser og hvilke kategorier under omgivelser som fører til mest ILE, dataene er hentet fra overnevnte statistikk.



Figur 3.3: KILE fordelt på utløsende årsak innen hovedgruppe omgivelser gjennomsnittlig sett over en 10års periode (data fra [14])

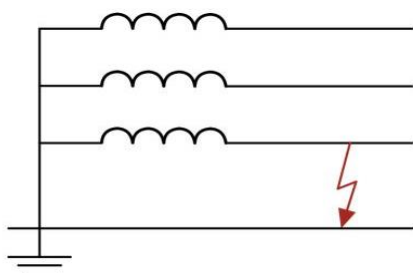
3.1 Kortslutning og jordfeil

Når en feil oppstår kan denne ofte vise seg som en kortslutning eller jordfeil. Dette oppstår vanligvis på grunn av reduksjon av isolasjon mellom ledere og mellom en eller flere ledere og jord eller ved brudd i en eller flere faser. Av figur 3.4 fremkommer det at vegetasjon er den største underkategorien, trefall kan være en del av dette. Trefall kan forårsake kortslutning mellom to faser eller jordfeil, noe som skal føre til at foranliggende vern detekterer dette og løser ut [15].

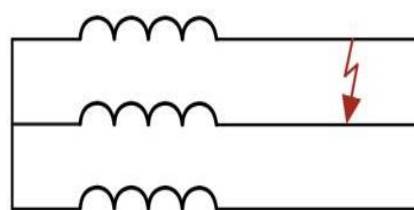
3.2 Kortslutning

Definisjonen på kortslutning i et trefasenett er hvis lederne i systemet får kontakt over en impedans som er mye mindre enn lastimpedansen under normal drift [16].

De vanligste typer kortslutning som oppstår i et trefasenett er enpolt kortslutning, topolt kortslutning, trepolt kortslutning og topolt jordfeil. Topolt jordfeil kan regnes som en kortslutning dersom impedansen ved feilstedene er liten [16].



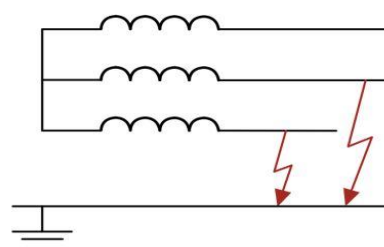
Figur 3.4: Enpolt kortslutning inspirert av [16]



Figur 3.5: Topolt kortslutning inspirert av [16]



Figur 3.6: Trepol kortslutning inspirert av [16]



Figur 3.7: Topolt jordfeil inspirert av [16]

For at en enpolt kortslutning skal oppstå må nettet være driftsjordet. I Norge er det stort sett bare 300kV-nettet og 420kV nettet som er driftsjordet. Vi skal undersøke 22kV-nettet og det er dermed ikke relevant for oss å undersøke enpolt kortslutning [16].

3.3 Jordfeil

En jordfeil kan oppstå når en eller flere faser kommer i kontakt med jord. Denne kontakten kan enten oppstå direkte, men også ved at fasene kommer i kontakt med beskyttelsesleder eller jordet utstyr. Det vil da bli en kortslutning ved at strømmen vil gå til jord og lederne vil få samme potensial. Jordfeil som ikke blir brutt kan føre til faresituasjoner ved berøring av steder som har jordfeil. Det kan også føre til brannforløp ved høy overgangsmotstand mellom leder og jord i lengre tid [7].

På Askøy er det spolejordet nøytralpunkt [9]. Dette betyr at det er spoler mellom nøytralpunkt og jord, som har i oppgave å trekke kapasitansstrømmer bort fra feilsteder slik at jordfeilstrømmen I_j blir null. Netttypen blir kalt spolejordet nett, når nettet er feilfritt vil spenningen over jordfeilspolene være tilnærmet lik null, disse spolene kalles Petersenspoler.

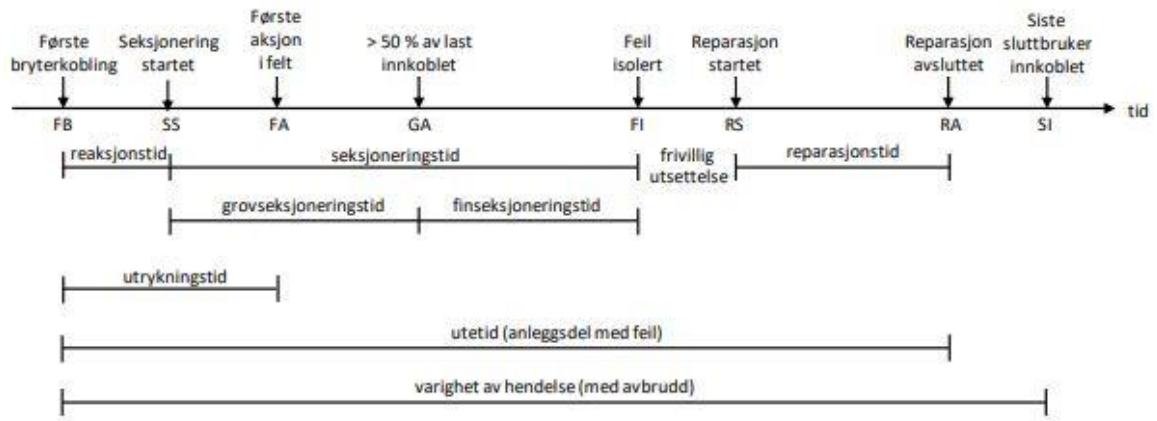
$$I_{sp} = \frac{U_{fase}}{Z_{sp}}, \text{ der } Z_{sp} \text{ er spolens impedans.}$$

Spolestrømmen kan også reguleres ved å forandre spolens impedans. Ved en feil kan spolestrømmen innstilles slik at den blir like stor som den geometriske summen av strømmene gjennom kapasitansene. Da blir jordfeilstrømmen på feilstedet tilnærmet lik null. Nettet vil da i mange tilfeller slukke en lysbue på feilstedet og gjenvinne full isolasjon mot jord [7].

4 Feilhåndtering

Ved en eventuell driftsforstyrrelse må denne både lokaliseres og rettes opp i. For å oppdage og lokalisere feil har nettselskapene et driftskontrollsystem med en driftssentral. En driftssentral kan også omtales som et kontrollrom. Her sitter operatører og overvåker nettet med den informasjonen de har og mottar. Informasjonen de har kommer fra måleverdier og signaler fra relévern og andre komponenter, det er også en forutsetning at kunder ringer inn når det er noe galt [17] [9].

Når det er lokalisert hvilken linje eller avgang det er feil og strømbrudd på, begynner arbeidet for å gjenopprette normaltstanden. Dette gjøres gjerne med en kombinasjon av ulike instanser som er nødvendig. På driftssentralen kan operatørene koble om nettet slik at feilen blir redusert og flest mulig får strøm. Det er derimot begrenset muligheter driftssentralen har til å seksjonere og koble om nettet. Det er normalt forgreiningpunkt eller «kritiske punkter» som har fjernstyrte brytere som gjør innkobling og omkobling mulig ved feil. Driftssentralen må starte med et «prøve og feile»-regime med en eller flere gjeninnkoblinger og klarer suboptimalt å koble ut deler av nettet for å avgrense hvor feilen er til en viss grad. Dette er en belastende prosess for flere anleggsdeler som eksempelvis effektbrytere og lastskillebrytere. Dersom det ikke er mulighet for fjernstyring, er det nødvendig med personell ute i felt for å gjøre dette [18]. Montører må som regel reise ut ved en feil for å eventuelt lokalisere feilen mer presist og foreta nødvendige reparasjoner [17]. En av metodene som blir brukt i forbindelse med feilsøking er halveringsprinsipp. Denne metoden er relativt lik den som kan brukes ved elektriske feil i husholdninger. Et eksempel på hvordan dette gjøres i et ringnett som ikke er fjernstyrt er at montører rykker ut til nettstasjonen i midten av nettet og legger om lasten i samarbeid med driftssentralen. I slike situasjoner kan man få en pekepinn på hvilken halvdel av nettet feilen ligger i, en fortsetter gjerne på denne måten helt til en har lokalisert feilen. En slik feil kan blant annet skyldes trefall på en kraftledning [9]. Resultatet av denne typen feilsøking er langvarig grovutkobling av avganger, før en får koblet inn de kundene/produsentene som befinner seg på velfungerende deler av nettet. Ved en feil i dårlig vær utgjør det også en HMS-risiko for montører [18]. Figur under viser handlingsforløp ved en feil i distribusjonsnettet.



Figur 4.1: Eksempel på handlingsforløp og definisjoner ved driftsforstyrrelse som medfører avbrudd med en varig feil [19]

5 Nettstasjon

En nettstasjon er en mindre transformatorstasjon på distribusjonsnivå, som ofte blir kalt en kiosk. Den har som oppgave å transformere spenningen fra det høyspente distribusjonsnettet på 22-11kV til det lavspente distribusjonsnettet, med et spenningsnivå egnet for forbrukere på 400V eller 230V [20]. For at en nettstasjon skal klare dette på en sikker og hensiktsmessig måte kreves flere komponenter. Disse komponentene varierer i stor grad etter når nettstasjonen er laget og hvilke forutsetninger og forhold den er prosjektert for. Nettstasjoner består av en eller flere fordelingstransformatere og lastkillebrytere eller effektbrytere for inn- og utkobling eller omkobling av avganger. Antall fordelingstransformatere og om det er brukt lastskillebrytere eller effektbrytere avhenger av viktigheten til nettstasjonen, av om det er et knutepunkt og av størrelsen på området den skal levere strøm til. Strøm- og spenningstransformatorer blir brukt til mating av vern, og målingene kan også avleses i nettstasjonen [20]. For å sikre anlegget mot berøringsspenninger er komponentene koblet sammen til en jordleder som er lagt som ringjord. Dette er et krav ifølge Renblad 6010 [21]. Nettstasjoner kan bli plassbygde eller komme ferdig monterte fra fabrikk. Disse kan være innvendig eller utvendig betjente. Noen steder er anlegget montert oppe mellom to master, og da er transformatoren ute i det fri uten noe bygg rundt seg [20].



Bilde 5-2: Bilde av nettstasjon med fjernstyring på Askøy (fra befaring)



Bilde 5-1: Bilde av fjernstyrt koblingsstasjon på Askøy (fra befaring)

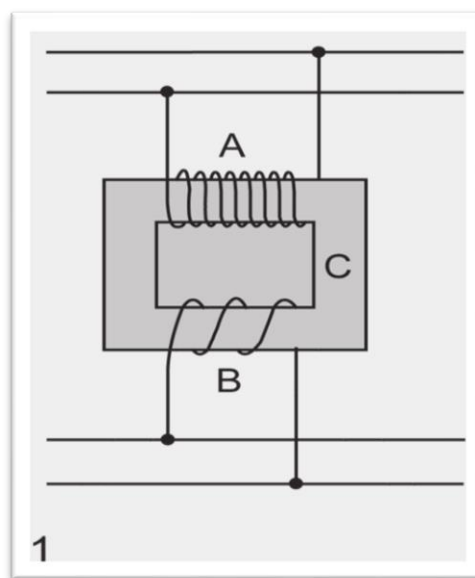
Koblingsstasjoner er større nettstasjoner, som fungerer som knutepunkt i distribusjonsnettet. I koblingsstasjonen på bildet over er det fire linjer som går inn i, og stasjonen kan få tilførsel fra to transformatorstasjoner. Ved hjelp av overvåkning og styring kan de velge hvilken av disse to som skal være primærtilførselen. Hvis den ene tilførselen slutter å fungere vil man kunne ta i bruk den andre. I koblingsstasjonen på bilde over var det effektbrytere og smeltesikringer på høyspenningssiden.

5.1 Komponenter i en nettstasjon

5.1.1 Transformator

I alle nettstasjoner er det transformatorer. En transformator brukes til å transformere vekselstrøm fra et spenningsnivå til et eller flere andre spenningsnivåer. Den består av to spoler som er viklet rundt en kjerne av laminert jern med høg permeabilitet. Figur 5.1 viser en modell av en enfasetransformator. En transformator i distribusjonsnettet brukes til å omforme spenningen fra 22kV til 400V eller 240V [22].

Det er elektromagnetisk induksjon mellom to strømkretser som danner grunnlaget for virkemåten til en trafo. Som vist i figur 5.1 blir det lagt 2 spoler rundt kjernen C. Den ene spolen A, som også kalles primærviklingen, blir påført en vekselstrøm. Da dannes det en strøm som flyter i primærviklingen, og det oppstår en vekslende magnetfluks Φ i kjernen C. Denne magnetfluksen påvirker B-spolen, også kalla sekundærspolen, og det blir indusert en varierende elektromagnetisk spenning i sekundærviklingen. Spenningen avhenger av spolens viklinger rundt jernkjernen. Hvis det er dobbelt så mange viklinger rundt primærsiden enn det er i sekundærsiden, vil spenningen i sekundærsiden bli halvert. Strøm og spenning er proporsjonale på primær- og sekundærsiden [23].



Figur 5.1 Enfasetransformator [23]

De aller fleste transformatorer i fordelings- og overføringssystem er utstyrte med den naturlige kjølingen ONAN. Unntaket er transformatorer som har begrenset naturlig kjøling. Der det er strenge krav til brannsikkerhet brukes det tørrisolerte trafoer, som vil si at det ikke er brukt olje til avkjøling. Disse kan bli levert opp til en ytelse på 1250 kVA. I større nettstasjoner vil det være transformatorer med oljekjøling [24].

Levetiden til en transformator er blant annet avhengig av temperaturen i viklingene. Med en konstant temperatur på 200°C er den forventede levetiden til en trafo på 16 timer, mens den ved 300°C vil være nede i noen sekunder. Kjernematerialet til trafoen er kjemisk stabilt og termisk, og hvis ikke trafoen blir overbelastet vil den ha tilnærmet uendelig levetid. Isolasjonen til en trafo består av organiske stoffer som prespan, papir og bomull. Disse blir nedbrutt over tid ved overbelastninger, kortslutninger og transiente overspenninger og vil til slutt føre til transformatorhaveri. Temperaturen på oljen og i viklingene blir målt med et pt100 element. Spenningstrafoer og straumtrafoer er måletransformatorer, og blir omtalt senere i kapittel 7.3 «Målemetode og måleinstrument» [24].

5.1.2 Vern

Vern av det høyspente distribusjonsnett er som i andre elektriske anlegg en nødvendighet for å sikre personer, utstyr og eiendom tilknyttet strømmettet, samt å opprettholde drift av de «friske» delene av anleggene. Plasseringen av vernet er som regel i transformatorstasjonen, som leverer strøm til den linjen/avgangen som skal vernes. Ellers er det bare knutepunkt og kritiske punkter som har vern mot feil i 22kV distribusjonsnett [9]. Vernene som brukes i høyspenningsanlegg må være hurtige, sensitive og selektive. Hurtighet er en nødvendighet for å beskytte anleggsdelene mot termiske og mekaniske påkjenninger og for å opprettholde stabiliteten i systemet. Vernenes sensitivitet er nødvendig for å kunne detektere feil med lave kortslutningsstrømmer. Selektivitet er viktig for å kunne opprettholde drift og stabilitet i nettet. Selektivitet betyr at komponenter med feil blir koblet ut, og at resten av nettet kan drives videre [25]. For å verne fordelingstransformatoren i nettstasjonen er det vanlig med smeltesikringer av typen HHF-N [9].

Overstrømsvern er mye brukt på de lavere spenningsnivåene opp til og med 22kV, og dette verner mot skader i sammenheng med kortslutninger. Overstrømsvern deles inn i to kategorier: konstanttid og inverstid. Ettersom det er enklere å stille inn konstanttid, er denne typen mest brukt i Norge [7]. Vernet vil reagere når strømmen overskrider en innstilt grenseverdi, og utkoblingen vil da skje momentant eller etter en innstilt grenseverdi, og utkoblingen kan da skje momentant eller etter en innstilt utkoblingstid. Det er derfor mulig å oppnå selektivitet i anleggene ved å kunne stille både utkoblingsstrøm og utkoblingstid. I praksis vil den strømmen som starter vernet ligge høyere enn den som resetter det.

De vanligste relévernene er:

- Overstrømsvern/kortslutningsvern som i hovedsak benyttes i distribusjonsnettene opp til og med 22kV
- Differensialvern som beskytter transformatorer, generatorer og i noen tilfeller kabler/linjer.
- Effektbryter [25]

Kabler og linjer må ha jordfeilvern som gir varsel om feil, og som kan kobler ut den delen av nettet som har jordfeil. Det finnes to typer jordfeilvern som er vanlige, og det er retningsbestemt og ikke-retningsbestemt. Askøy har spolejordet nett, dermed er det spesielt en type jordfeilvern som er vanlig her. Dette vernet kalles for wischererelee og er et retningsbestemt jordfeilvern. Reléet er konstruert for å gi signal når det er jordfeil i nettet. Den gir forskjellige signaler for hvor jordfeilen er, altså om den er ut mot linjen eller om det er inn mot samleskinnen. Dersom Petersenspolen ikke lykkes med å oppheve jordfeilen må linjen kobles ut [7].

5.1.3 Bryteranlegg

En nettstasjon må kunne legges strømløs for vedlikehold og arbeid, men også betjenes. Nettstasjoner har et bryteranlegg for å legge til rette for disse oppgavene. Et bryteranlegg kan inneholde flere ting som effektbrytere, skillebrytere og lastskillebrytere, og disse er som regel montert i et SF6-isolert kompaktanlegg. Skillebrytere brukes kun til å legge om drift og ved oppdeling og seksjonering av anlegg. Disse er ikke dimensjonert for å koble strøm som effektbrytere og lastskillebrytere. Lastskillebrytere er mekaniske med fjær for å hurtig endre posisjon og er dimensjonert for inn og utkobling av laststrømmer. Grunnen til at anlegget er omfattende og isolert med en gass, er at spenningen over nettets induktanser har en retning som gjør at de motsetter seg forandring av strømmen. Dersom strømkretsen blir brutt, forsøker disse spenningene å hindre at strømmen avtar. I disse tilfellene vil det oppstå en lysbue på flere tusen grader mellom bryterkontaktene i det den åpner [7].



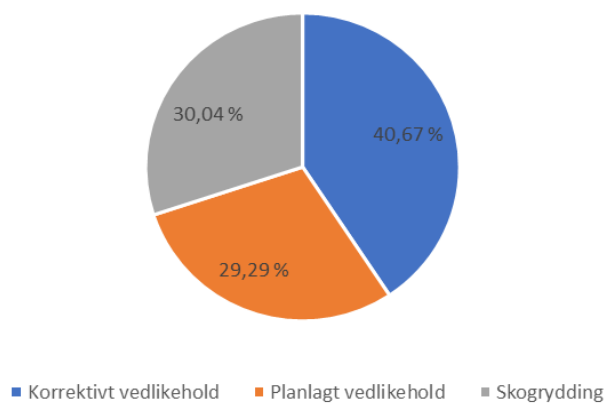
Bilde 5-3: Eksempel på SF6 isolert kompaktanlegg levert fra Siemens [26]

5.2 Vedlikehold av nettstasjoner

Nettstasjoner må periodisk vedlikeholdes, ettersom de er utsatt for ytre og indre påvirkninger. Miljøet en nettstasjon står i har mye å si for hvor store de ytre påvirkningene er. Står den ved siden av en bilvei vil det bli mye veistøv i nettstasjonen, som kan føre til at det legger seg støv på isolatorene. Støv på isolatoren kan forårsake krypestrømmer [26]. Andre ytre påvirkninger er fukt og vegetasjon. Indre påvirkninger er overbelastning av transformator, høy temperatur i viklingene, temperatur og nivå på oljen og høy temperatur i rommet [9]. Fra Norgesnett har vi fått vedlikeholdsplanen de har for nettstasjoner. Vedlikeholdsplanen viser en oversikt over punkt en montør må gjøre ved periodisk vedlikehold. I kapittel 6.2 tar vi for oss hvilket punkt i vedlikeholdsplanen som vil være relevant for oss å se på.

I en rapport fra Sintef blir det sett på drift- og vedlikeholdskostnadene ved drift av et nettsystem. Figuren ved siden av viser forholdet mellom korrektivt vedlikehold, planlagt vedlikehold og skogrydding. Kostnadene er størst i korrektivt vedlikehold. Dette er vedlikehold som må utføres etter en feil er inntruffet og må fikses opp i før systemet kan driftet normalt igjen. Årlige inspeksjoner av nettstasjoner ligger mellom 500-900kr, avhengig av hvor stor den er. Gjennomsnittet er 550kr pr. nettstasjon [27].

Drift-og vedlikeholdskostnader



Figur 5.2: Drift og vedlikeholdskostnader [27]

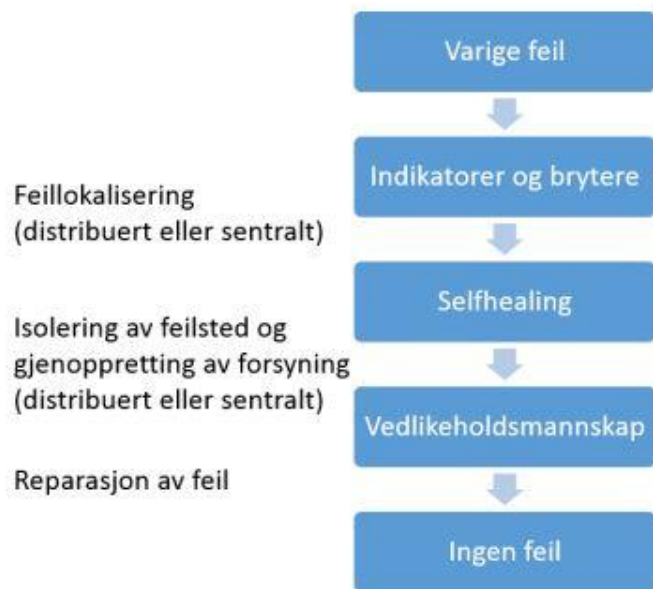
6 Fremtidig distribusjonsnett

Fremtidens smarte distribusjonsnett vil ta i bruk ulike sensorer som kan oppdage feil. Informasjonen kan utnyttes ved å lokalisere feilsted raskere, og alt etter hvor fjernstyrt og automatisert nettet er isolere feilstedet og få ned avbruddstiden [28].

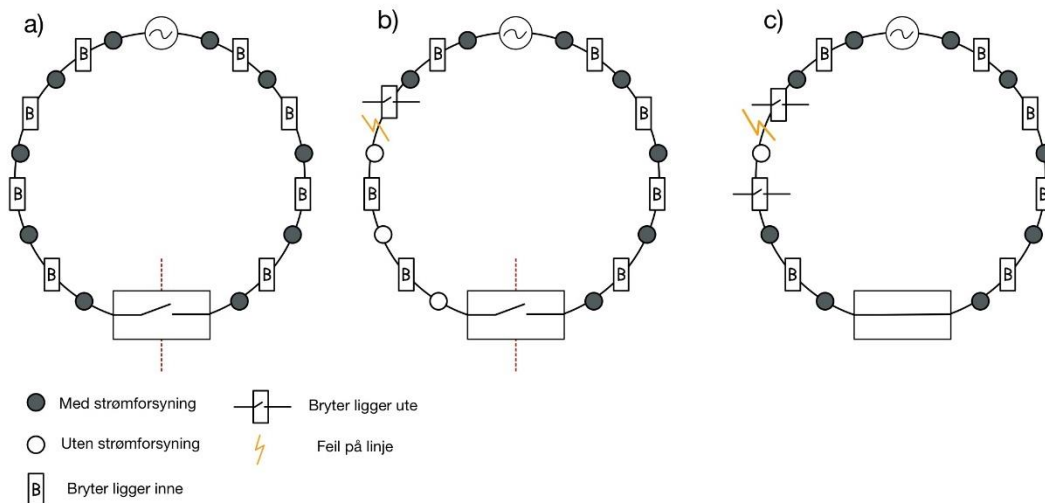
Nettstasjoner kan ha tilstandsbasert vedlikehold basert på dens faktiske tilstand ovenfor periodisk og havaribasert vedlikehold med overvåking [27].

6.1 Fremtidig avbruddshåndtering

Avbruddshåndtering vil være tjent med mer overvåking og fjernstyring, for å minske nedetid og gjenopprette normalt tilstand kjappere. Det beste vil være et selvhelende nett. Desto mer informasjon en har om situasjonen i nettet, desto bedre kan en si noe om hvor det er en eventuell feil, eller avgrense lokasjonen til et mindre område. Mer styring kombinert med overvåkingen vil dermed kunne kutte ned avbruddstiden for feilfrie områder betraktelig. Et selvhelende nett bygger på FLISR-prinsippet, som fra engelsk betyr «*Fault Location, Isolation and Service Restoration*». Med FLISR vil distribusjonsnettet være helautomatisk og ha evnen til å gjenopprette strømforsyning automatisk ved avbrudd. Måten et selvhelende nett kan gjøre dette på, er med aktiv bruk av overvåking av strøm og spenning, for å indikere om feiltilstander kan vise seg som en jordfeil eller en kortslutning. Når det oppstår en eventuell feil på nettsystemet starter lokaliseringen av feilstedet. Feillokalisering kan gjøres på to måter, enten lokalt med kommunikasjon mellom nettstasjoner, eller sentralt gjennom et samlet data-system som SCADA. Dette vil være avhengig av flere forhold, som for eksempel om indikatorer/brytere kan kommunisere med hverandre eller ikke. Isolering av feilstedet og gjenopprettelsen av strømforsyning kan utføres av et automatisk selvhelende system. Etter lokaliseringen kan koblingen av brytere automatisk settes i gang, slik at feilen isoleres og områder uberørt av feil får tilbake forsyning hurtigst mulig. Da er den delen av nettet hvor feilen er seksjonert bort og klar for vedlikehold/repasjon [18]. Under er et blokkskjema som viser hendelsesforløp med selvhelende nett.



Figur 6.1: Hendelsesforløp med Selvhelende nett [18]



Figur 6.2: Eksempel på selvhelende nett i et ringnett (inspirert av [18])

Fra figuren over kan vi se hvordan en feil i et selvhelende nett vil fungere i et ringnett. Figur a) viser et nett uten feil med et normaldelingspunkt. I figur b) har det oppstått en feil og deler av linjen er blitt strømløs. I figur c) har brytere mellom feilen blitt seksjonert bort og normaldelingspunktet legges inn slik at linjen som mistet tilførsel, får den tilbake frem til feilstedet. En slik løsning vil bare bruke millisekunder på å gjøre disse stegene.

6.2 Fremtidig vedlikehold i nettstasjoner

Framtidig vedlikehold i nettstasjoner kan bli sett på som smart vedlikehold. Fremtidig vedlikehold vil bli mer tilstandsbasert og mindre periodisk og havaribasert. Man kan oppnå lengre levetid på komponenter og mer miljøvennlig drift. Vedlikeholdet vil bli mer differensiert og målrettet, og man kan utnytte seg av restlevetid på komponenter. Smart vedlikehold gjennomføres ved at ulike parametere i nettstasjonen blir overvåket og sendt gjennom SCADA-systemet til driftssentralen [27]. Det blir da mulig å overvåke komponenter over tid, for å prioritere hva som må gjøres før ulike komponenter blir defekte. Under er et utdrag fra Norgesnetts vedlikeholdsplan, som er relevant for å vite hvilke vedlikeholds-parameter vi skal se på.

Navn	Gruppe	Anmerking
2124- Byggeteknisk lekkasje	Bygget	Vannansamling i stasjonen
2046 – 2049- Ventilasjon vifte	Bygget	Kontroll av vifte
2069: Bryter lavt gasstrykk (SF6)	Høyspenningsanlegg	Sjekk måleinstrument for lavt trykk
2073- Batteri lav spenning	Høyspenningsanlegg	Spenning på batteri må sjekkes
2090 – 2091- Oljenivå Over/under maksimum	Transformator	Oljenivået tar utgangspunkt i 20 ⁰ C. Dette er merket av på oljenivå måleren på konservatoren. Oljenivået vil stige og synke avhengig av temperaturen. Hvis transformatoren er tungt strømbelastet, vil med andre ord nivået være mye høyere
2092- Temperatur: T>90	Transformator	En transformator ved merkelast, og en referansetemperatur på 20 ⁰ C skal ha en merketemperatur på 80 ⁰ C. Over 90 °C er førsteterskel for overtemperatur.
2093- Temperatur: T>105	Transformator	Trafo som har temp >105°C har nådd en grense for hva trafo tåler over tid. Trafos temp måles ved hjelp av termometer eller ved termografering. Temp skrives i merknadsfelt hvis temp >90 °C. Bruker man denne målemetoden ta hensyn til at

		det er overflatetemp på trafoen man måler og ikke temp på oljen.
2112- Batteri Lav spenning	Kontrollanlegg	Ved batterier som ikke kontinuerlig lades opp må ved jevne mellomrom lades opp. Tommelfinger regel: Hvis batterispenningen er under 2,05V pr. celle har det ca. 60% av sin ytelse. Da bør det lades opp. Som et alternativ til spenningsmåling kan det anvendes spesialtilpassede batteritester.
2109- Jordfeil	Jording/jordingsanlegg	Hvis det oppstår en jordfeil, får en vite kor feilen hat skjedd og kan handle deretter.

Tabell 1: Utdrag fra vedlikeholdsplanen til Norgesnett

Måling av miljøforholdene i en nettstasjon kan føre til mindre periodisk vedlikehold og mer tilstandsbasert vedlikehold. Oppsamling av vann i nettstasjon kan forårsake blant annet kortslutning, rust og jordfeil. For å oppdage vannoppsamling kan det plasseres en vannsensor i nettstasjonen der vannet vil samle seg. Det vil være mest aktuelt å plassere slike sensorer i nettstasjoner, som ligger i flomutsatte områder eller i gamle stasjoner. Ved å måle luftfuktighet kan en oppdage feil på ventilasjonen og sensoren kan styre viften ved høy fuktighet. Det vil da bli oppdaget eventuelle feil på viften og en unngår kondensering på komponenter. Kondens i en nettstasjon kan føre til rust på komponenter, og ved temperaturer under 0°C kan det oppstå isdannelse i nettstasjonen. Temperaturen i nettstasjonen kan fortelle om det er varmgang i komponenter eller om det er dårlig ventilasjon i anlegget. Overvåkingen av temperatur og luftfuktighet vil bli gjort av en måler som blir beskrevet i kapittel 7.3.3. Andre overvåkningskomponenter som er praktisk er bildeovervåking og brann- og røykvarsel.

SF₆ er en gass som brukes i effektbryteranlegg, lastskilleanlegg og gassisolerte anlegg [7]. Denne gassen har mellom 22 000 og 23 500 ganger sterkere oppvarmingspotensial enn CO₂, sett med et 100-års perspektiv. Gassen er stabil som gjør at den har en levetid på opptil ca. 3200 år [29]. 1 kg SF₆ tilsvarer 20 tonn CO₂ [30]. Digital overvåking kan føre til mindre utslipp og mer miljøvennlig drift av nettstasjoner. Overvåkingen vil bli gjort med en sensor som måler trykket i beholderen.

Ved å få overvåket spenningen av batteriene i kontrollanlegget i nettstasjonen, vil driftssentralen til enhver tid vite om det er nok spenning på batteriene til å styre brytere ved en eventuell kortslutning.

Overvåkning av transformortemperatur kan bli gjort ved å sette en måleindikator på toppen av trafoen. Temperaturen som blir målt er temperaturen på overflaten av transformatoren. For å få den reelle temperaturen til transformatoren, trenger man en korreksjonsfaktor. Den får man ved å spørre leverandør av trafo [9]. Noen trafoer er utstyrt med PT100-element fra før av, da er det bare å koble seg direkte på den. En transformator med merkelast, og en referansetemperatur på 20°C skal ha en merketemperatur på 80°C . Over 90°C er første terskel for overtemperatur. Trafoen når en grense på hva den tåler over tid når temperaturen har nådd 105°C . Ved å måle temperaturen på trafoen finner man levetiden på trafoen og kan planlegge utskiftingen. Dette vil gi et mer stabilt nett. Tall hentet fra Sintef tilsier at 6,9% av feilene på transformatorer kommer av overbelastninger [27].

Jordfeil i nettstasjonen kan oppdages ved å ha en strømmåler pr. fase. Hvis det oppstår en jordfeil i nettet, vil strømmen i fasene være forskjellig. Det blir da sendt et signal til driftssentralen om at det har skjedd en jordfeil.

7 Ekstern terminalenhet, SCADA og kommunikasjon

For å kunne ha et smart nett er en nødt til å ha flere ting på plass, blant annet mikroprosessorer og kommunikasjonssystem. Vi undersøker ikke andre RTU-er og I/O-moduler enn Elseta sine, fordi Aabø Powerconsulting har et samarbeid med Elseta. Vi synes også at Elseta sine produkt er gode, kostnadseffektive og plasseffektive, sammenlignet med tradisjonelle RTU-er.

7.1 RTU og I/O-moduler

En RTU er en mikroprosessor-kontrollert elektronisk enhet som kobler objekter i den fysiske verden til et SCADA-system (supervisory control and data acquisition) ved å overføre telemetridata til et hovedsystem. Ved å få meldinger fra hovedsystemet kan den da kontrollere tilkoblede objekter. RTU-er kan også kalles for eksterne telemetrienheter og fjernkontrollenheter. I denne oppgaven vil Mini RTU og I/O-moduler fra Elseta benyttes. Elseta er et litauisk firma, som har spesialisert seg på automasjon av nettstasjoner. Mini RTU fra Elseta er en allsidig og modulær løsning for automatisering av nettstasjoner. Den er kompakt i størrelsen (12 x 2 x 10 cm) som gjør at den får plass i de fleste styreskap. RTU-er kan kobles til forskjellige I/O-moduler ut ifra hvilken informasjon man vil hente ut fra nettstasjonen. De ulike I/O-modulene er 16DI, 8DI8DO og 4RTD. Fellestrekk for I/O-modulene fra Elseta er at alle kan oppdateres ved USB-konsoll og kobles opp mot RTU-en ved bruk av modbus eller IEC 60970-5103. Kommunikasjonen mellom RTU og driftssentralen sitt SCADA-system kan gå over 2G/3G/4G LAN og fiber der det er mulig [31].



Figur 7.1: WCC Lite RTU [32]

I/O-modulene 8DI8DO og 16DI er begge inn- og utgangsmøduler. 8DI8DO har åtte digitale innganger og åtte digitale utganger, og kan bli brukt til blant annet datainnsamling, observasjon, kontroll, prosessovervåking og testing [32]. 16DI har 16 digitale innganger og brukes til innsamling av data. De har galvanisk isolerte inn- og utganger. Begge modeller er kontrollerte ved bruk av modbus eller IEC 60870-5-103 i SCADA-systemet og kan monteres på DIN-skinne EN 60715, i likhet med andre moduler fra Elseta [33].

I/O-modul 8AI er en frittstående, analog inngangsenhet med 8 innganger. Den er laget for å måle spenning- og strømverdier med høy nøyaktighet og sanntid. Den kan brukes til forskjellige applikasjoner der brukeren trenger å måle strøm og spenning. I/O-modul 8AI kan også brukes til å måle temperatur, trykk, vannstand, fukt eller vekt med tilsvarende sensorer. Hva som skal måles på de forskjellige kanalene kan brukeren selv bestemme ut ifra deres behov [34].

I/O-modul 4RTD har fire temperatursensorer, enten av type PT100 eller av PT1000 målesensorer. Disse kan kobles med de tre forskjellige tilkoblingstypene, som enten har to, tre eller fire ledninger til hver kanal. Disse tilkoblingstypene blir omtalt senere i kapittel 7.3.2. Brukerne kan selv velge hvilken av disse de vil ha ut ifra hvor nøyaktige målinger de ønsker. I/O-modul 4RTD er designet for å måle innendørstemperaturer over et bredt spekter (-45°C til 85°C). Ved bruk av denne modulen sammen med WCC lite er det mulig å observere temperatur over fiber og 2G/3G/4G [35].

Produkt	Beskrivelse	Utsalgspris (uten mva) [Kr]
WCC lite uten modem	Mini RTU kobles opp mot SCADA-systemet og I/O-modulene. Uten modem.	4710
WCC lite 4G/3G/2G	Mini rtu kobles opp mot SCADA-systemet og I/O-modulene. Har modem.	6042
IOMod 8DI8DO	Åtte digitale innganger og utganger. Styring.	1536
IOMod 16DI	16 digitale innganger. Overvåking.	1536

IOMod8AI	Åtte analoge innganger, kan brukes til å måle strøm og spenning.	3276
IOMod 4RTD	Analog inngang, kan brukes til å måle temperaturer. Fire innganger.	2765
CLMod med beskyttelse	Fjernavlesninger av strøm som samles inn fra strømmålere.	3072

Tabell 2: Produktbeskrivelse fra Elseta

Prisene i tabellen over har vi fått fra Aabø Powerconsulting.

7.2 Kommunikasjon

Kommunikasjonsløsningen i Elsetas system er basert på åpne standarder og er sikret mot uønsket tilgang. REN-blad setter opp krav til hvilke kommunikasjonsmetoder man kan bruke i en nettstasjon, for at systemet skal være sikret mot uautorisert tilgang. Standardprotokoller som kan brukes og som støttes av Elseta sine enheter er [36]:

Internt i stasjonen:

- Modbus
- IEC 60870-5-103

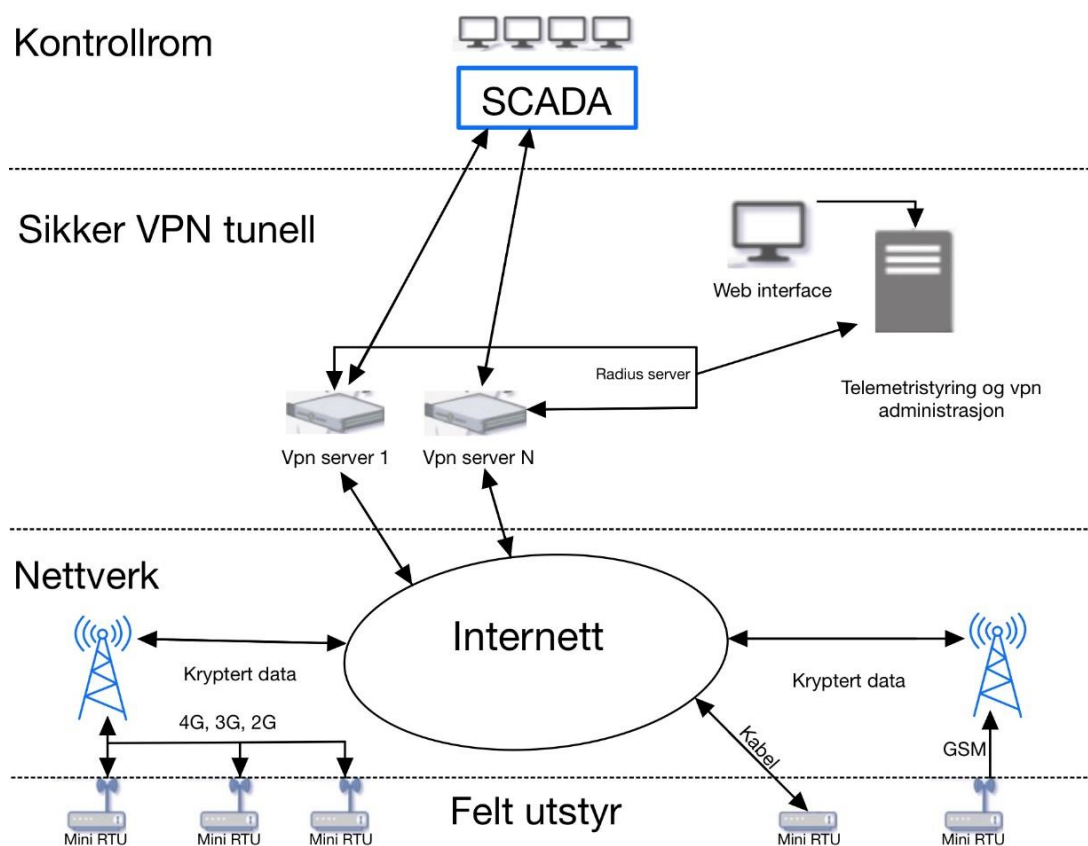
Eksternt- ut av stasjonen

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104

7.2.1 SCADA-system

For å kunne se all informasjon som blir overvåket i en nettstasjon og for å kunne styre lastskillebrytere og effektbrytere, må det være kommunikasjon mellom nettstasjonen og driftssentralen. Både nettstasjonen og driftssentralen må støtte den samme kommunikasjonsprotokollen. Systemet som overfører og samler inn informasjon heter SCADA, og står som nevnt for overordnet styring, kontroll og datainnsamling. Systemet består

som regel av fire hovedkomponenter: inngang- og utgangssignal, RTU, MMI (menneske-maskin-interaksjon) og kommunikasjons nettverk. SCADA opererer med toveiskommunikasjon. Informasjonen kan bli sendt med 2G, 3G, 4G, fiberkabel og GSM. Nettverksikkerheten til et SCADA-system er viktig, ettersom det kan føre til avbrudd i strømforsyningen til kunder dersom det skulle bli kompromittert eller infisert. Dette vil føre til store tap hos nettselskapene og til ustabilitet i forbrukernes nettforsyning. For å minske risikoen for hacking, blir signal kryptert før de blir sendt fra nettstasjonen via 4G og sikre VPN-tuneller til driftsentralen [37].



Figur 7.2: Illustrasjon av SCADA-systemet

7.2.2 Modbus og IEC 60870-5

Modbus er en seriell kommunikasjonsprotokoll, som er allmenn tilgjengelig og som brukes til å koble sammen industrielle og elektroniske enheter. Denne kommunikasjonsprotokollen har i praksis blitt til en standard innenfor dette fagfeltet. Den ble opprinnelig utviklet for industrielle applikasjoner, og Modbus er relativt enkel å iverksette og vedlikeholde sammenlignet med andre kommunikasjonsstandarder. Modbus har få begrensninger utenom størrelsen på formatet som blir overført.

I oppsettet for denne oppgaven vil vi bruke Modbus-nettverket. Da vil meldinger bli sendt over en RS485-seriell kommunikasjonskobling. Modbus-protokollen er basert på et slave/master-prinsipp. Det vi si at RTU-en (master) sender en forespørsel til en I/O-modul (slave), og da vil den I/O-modulen sende et svar tilbake. RTU-en (master) må derfor rutinemessig sende signaler over databussen for å få data fra I/O-modulene. For å oppnå best mulig kommunikasjon i et Modbus-nettverk bør man bruke et serielt-nettverk, der RS485-kabelen går fra I/O-modul til I/O-modul (slave til slave). Det er mulig å ha enkelte avstikkere fra det serielle nettverket, men disse bør ikke overstige 20 meter for å unngå unødvendig støy på linjen. Ved å bruke modbus kan man ha mange ulike enheter på samme system, som måler blant annet fukt, temperatur, strøm og spenning. Dette gjør at man slipper å ha en sender per signal. Ved at Modbus kobler valgte parametere i nettstasjonene til SCADA-systemet, kan de som sitter på driftssentralen overvåke disse parameterne uten å være fysisk til stede [38].

Standarden IEC 60870 del fem er en del av IEC 60870-settet med standarder som definerer systemer som brukes til telekontroll (tilsynskontroll og datainnsamling) i automatisering av kraftsystem. For oppgaven vår er det del fem i dette settet som er relevant. Denne standarden gjør det mulig å sende enkle fjernkontrollmeldinger mellom to systemer. Innenfor del fem av IEC 60870 deles det opp i enda flere ulike deler, og som nevnt i innledningen til kapittel 7.2 «Kommunikasjon», vil det i denne oppgaven være relevant å bruke [39]:

- IEC 60870-5-101 Overføringsrammeformat
- IEC 60870-5-103 Generell struktur for programdata
- IEC 60870-5-104 Definisjon og koding av informasjonselementer

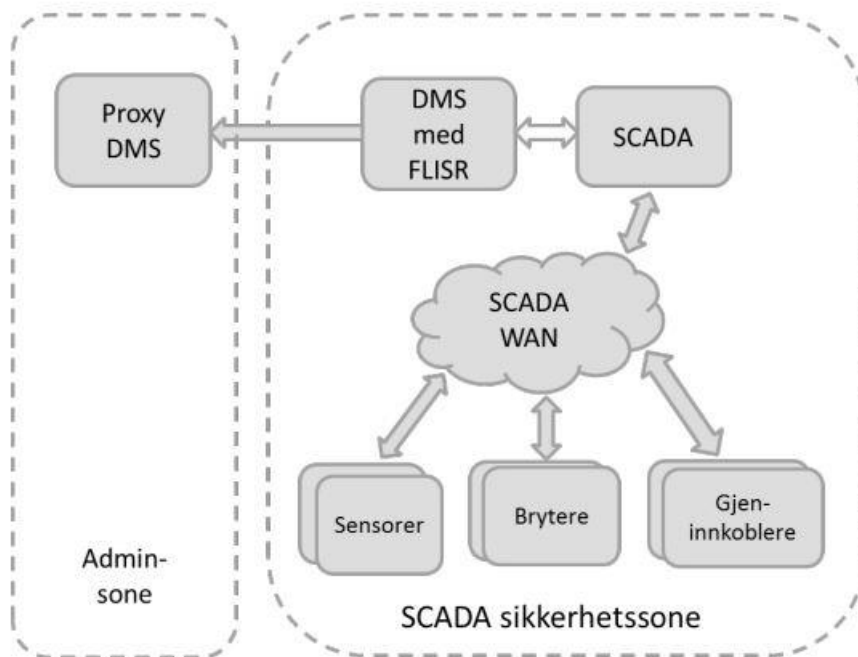
7.2.3 Kommunikasjon ved selvhelende nett

Kommunikasjonen ved et selvhelende nett kan foregå på tre måter: lokalt autonomt, sentralisert eller desentralisert. Disse har fordeler og ulemper, som blant annet går på tidsrespons og sikkerhet.

7.2.4 Sentralisert selvhelende nett

I en sentralisert løsning vil informasjon sendes til SCADA og derifra til DMS (Distribution management system) som er det driftssentralen bruker. Dette forutsetter at DMS har mulighet til fjernstyring. Det er ingen sikkerhetsfordeler med denne løsningen. Dersom DMS skulle blitt kompromittert vil dette påvirke hele SCADA-systemet [40]. Dette er derimot ingen stor

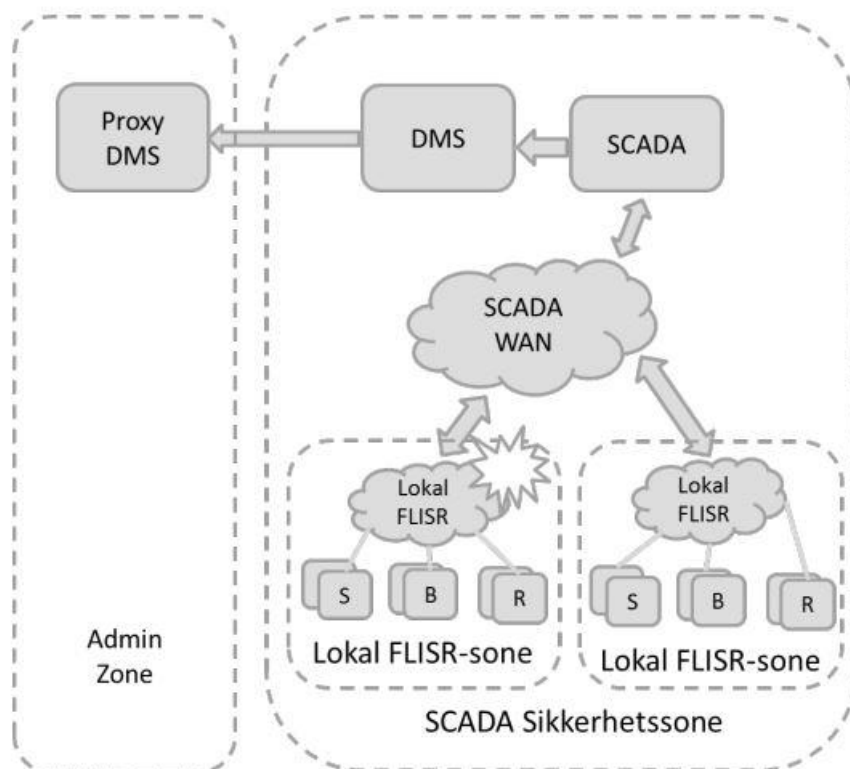
forskjell fra den eksisterende løsningen, hvor fjernstyring av eksisterende effektbrytere og lastskillebrytere styres fra SCADA direkte, hvor SCADA er integrert i DMS [9].



Figur 7.3: Sentralisert løsning for selvheling [41]

7.2.5 Lokal autonom selvhelende nett

Dette er den hurtigste løsningen med muligheter for at hele FLISR logikken er utført på under 300ms [18]. I den lokale og autonome løsningen vil måleutstyr og bryterutstyr kommunisere med hverandre lokalt istedenfor gjennom SCADA-systemet. Kommunikasjonen mellom nettstasjoner vil foregå over GOOSE, som står for «Generic Object Oriented Substation Event» som er protokoll IEC-61850. SCADA vil bare motta signaler om bryterposisjon, og andre målinger. Dette vil være svært gunstig fra et sikkerhetsmessig standpunkt. Dersom DMS blir kompromittert vil ikke inntrengere kunne påvirke nettet, ved å for eksempel legge brytere åpne slik at flere mister strøm [40].



Figur 7.4: Lokal løsning for selvhealing [40]

7.2.6 Desentralisert selvhelende nett

Et desentralisert selvhelende nett baserer seg på en sentral ressurs som befinner seg i DMS, som vil assistere logikken i et lokalt selvhelende nett. Dersom den sentrale ressursen befinner seg i DMS, vil den introdusere de samme sikkerhetsutfordringene som et sentralisert selvhelende nett. En løsning som dette kan også medføre økt vedlikehold med flere systemer som fungerer selvstendig [40].

7.3 Målemetode og måleinstrument

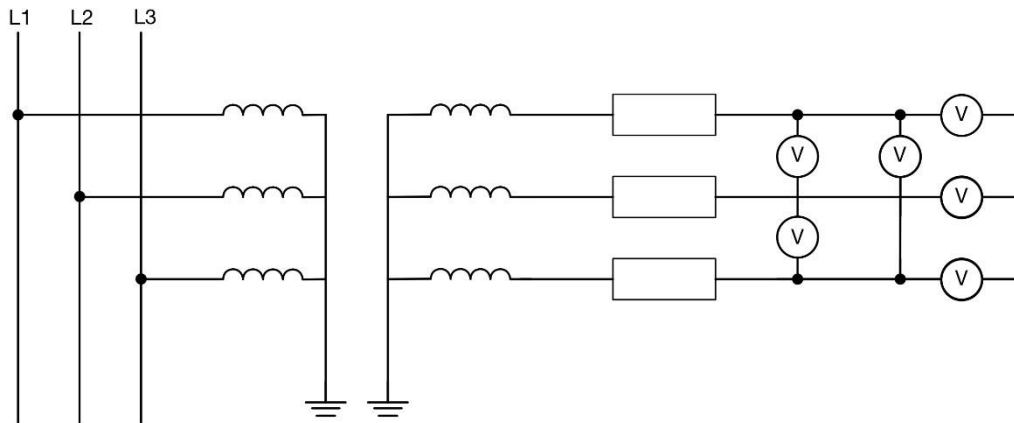
Det finnes et mangfold av metoder og instrumenter for å måle strøm, spenning og andre relevante målinger som kan gjøres i en nettstasjon. I denne delen av rapporten vil vi ta for oss noen måleprinsipper for strøm, spenningsmåling og temperatur. Dette vil hjelpe oss med å bestemme hva som er hensiktsmessig å bruke i vår oppgave.

7.3.1 Spenningsmåling

Det finnes flere måter å måle spenning på, under beskrives to metoder.

Den første metoden innebærer bruk av spenningstransformator. Spenningstransformatoren er koblet til instrumenter med høy impedans og er konstruert slik at spenningsfallet i

transformatoren skal være lite [16]. Man kan dermed betrakte spenningstransformatoren som en transformator i tomgang. Siden spenningen på den ene siden i trafoen er kjent og en kjenner antall viklinger i trafoen, kan man så finne spenningen på den andre siden. I figuren under viser det hvordan man monterer en slik måler på en avgang. I denne figuren er det brukt en transformator per fase.



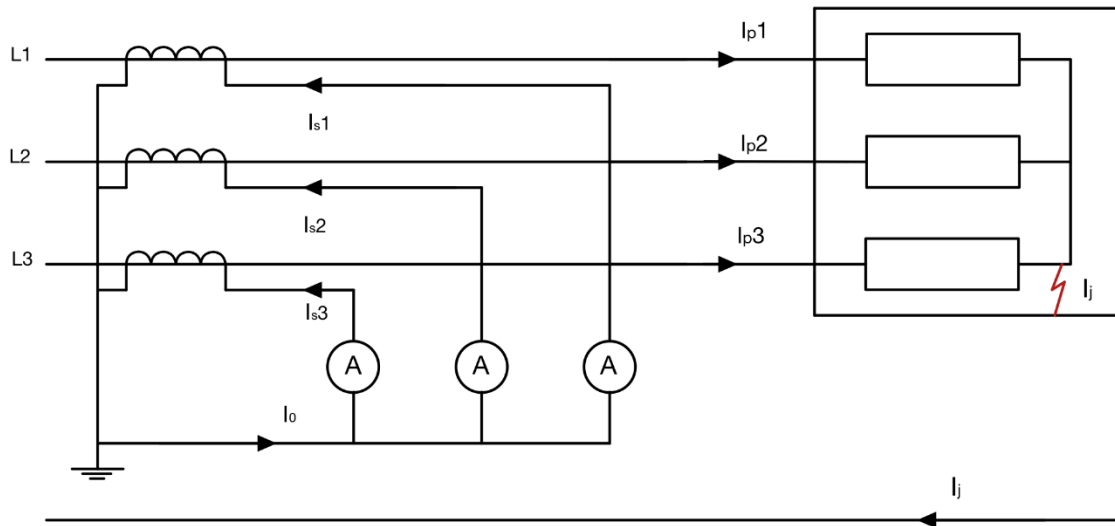
Figur 7.5: Spenningstransformator inspirert av: [16]

Den andre metoden som blir sett på i denne oppgaven er måling av den kapasitive spenningen som er tilrettelagt for i SF6-isolerte kompaktanlegg. I flere av nettstasjonene til Norgesnett er det mulig å måle den kapasitive spenningen på hver linjeavgang i nettstasjonen. Dette vil være mulig ved bruk av spenningssensorer [9].

7.3.2 Strømmåling

En strømtransformator kan sammenlignes med en transformator i kortslutning, fordi den har lav impedans tilkoblet sekundærsiden. Den kan kobles inn på en fase, relé eller instrument, for å få presis strømmåling [16]. For å få strøm gjennom sekundær tilkoblede instrumenter og reléer må det kobles i serie. Strømtrafoen har samme prinsipp som spenningstrafoen, med at vi kjenner strømmen på sekundærsiden og omsetningsforholdet, og da finner strømmen på primærsiden.

Det er viktig at omsetningsforholdet i strømtrafoen er riktig ved vanlig drift, for at det ikke skal bli for høy strøm som ødelegger utstyr på primærsiden. Figur 6.8 viser oppkoblingen til en strømtransformator i trefasenettet. Ved å bruke en strømtransformator til å måle strøm vil det bli nøyaktige og gode analoge signal. Dette kan gjennomføres med I/O-modulen IOMod 8AI.



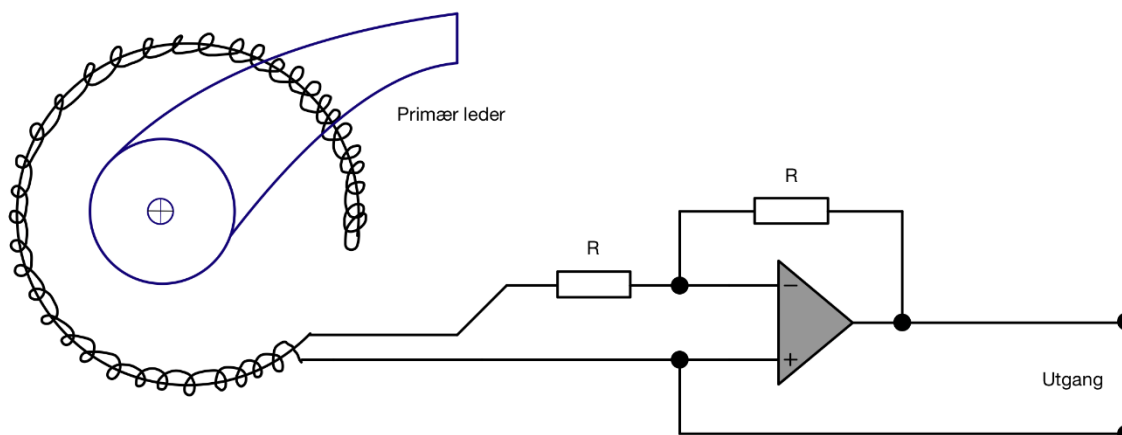
Figur 7.6: Strømtransformator inspirert av [16]

Formelen for å finne den totale strømmen er:

$$I_{s1} = \frac{P_{s1}}{O}, I_{s2} = \frac{P_{s2}}{O}, I_{s3} = \frac{P_{s3}}{O}$$

Rogowski-spole er en annen type strømtransformator, som er gunstig for ettermontering i eksisterende nettstasjoner. Fordelen med denne spolen er at den er liten og lett, noe som gjør montering enklere. Det finnes to ulike versjoner av Rogowski-spolen, lukket og åpen spole. I denne oppgaven vil vi fokusere på den åpne spolen, ettersom den lukkede løsningen består av en toroid som blir plassert rundt den primære lederen, og denne er vanskelig å montere i et eksisterende anlegg [41].

Den åpne løsningen er en spiralformet spole, som går nesten helt rundt den primære lederen, før den er tredd tilbake gjennom sine egne vindinger. Dette gjør at begge terminalene ender opp på den samme siden av spolen, og det blir lett å montere spolen i et eksisterende anlegg. Rogowski-spolen gir ut signal målt i volt og må derfor bli transformert til ampersignal. For å få signalet til amper må signalet gå fra terminalene gjennom en op-amp-omformer. Strømmålingene en får ut har en nøyaktighet på 1-3%. En Rogowski-spole vil registrere endringer i strømmen i løpet av nanosekunder. Dette er en stor fordel ettersom vi ønsker å lokalisere kortslutningen [41].



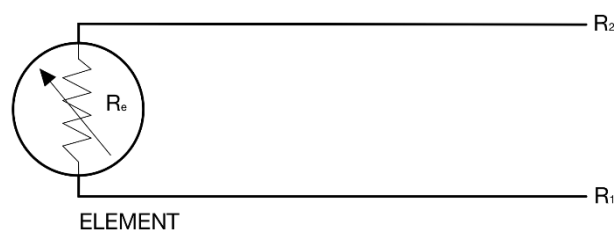
Figur 7.7: Rogowski-spole inspirert av [41]

Strømtrafoer og Rogowski-spoler har likevel noen ulemper eller faremomenter. Om det skulle oppstå et brudd på sekundærsiden til trafoen, vil det ikke dannes motampervindinger fra sekundærsiden. Primærsiden vil da magnetisere kjernen og gi en høy induksjon. Spenningen på sekundærsiden kan komme opp i 100kV, noe som kan skade både montør og serietilkoblede enheter [16]. Der strømtrafoer er store og lite gunstige for ettermontering, er som sagt Rogowski-spolen lettere å ettermontere. En svakhet med Rogowski-spolen er at den trenger en 3-24V forsyning for å transformere signalet til amper. Rogowski-spolen er heller ikke like nøyaktig som en konvensjonell strømtrafo er til å oppdage endringer i strømmen over tid [41].

7.3.3 Temperatur- og fuktighetssensor

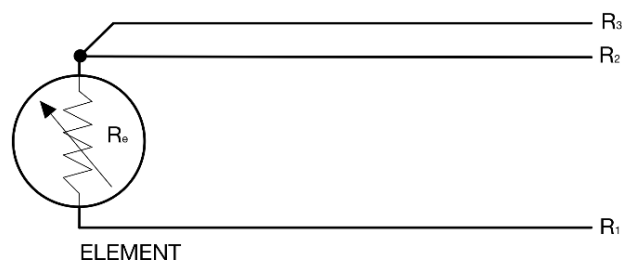
Man kan som sagt velge mellom to målesensorer når det kommer til IOMod 4RTD, og det er PT100 og PT1000. Hovedforskjellen mellom disse to er at PT100 er 100Ω ved null grader mens PT1000 er 1000Ω ved null grader. Dette gjør at PT1000 er mer nøyaktig ved små temperaturendringer. En kan koble opp sensorene på tre forskjellige måter. Disse kalles 2, 3 og 4 RTD-konfigurasjon.

To-leder RTD-konfigurasjonen er koblet i serie, der hver ende R_1 og R_2 er tilkoblet overvåkningselementet. I dette tilfellet er overvåkningselementet IOMod 4RTD. Dette er den enkleste oppkoblingen man kan ha. Ulempen er at resistans i ledningen blir medregnet i målingen av temperaturen, noe som skaper målefeil.



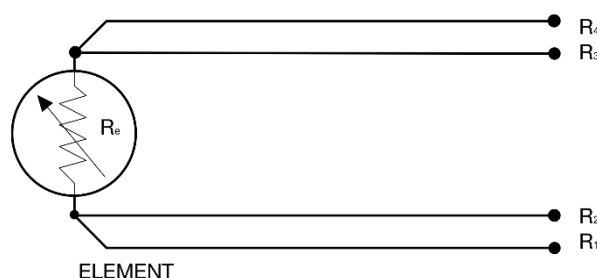
Figur 7.8: To-leder RTD konfigurasjon [42]

Tre-leder RTD-konfigurasjonen er det mest vanlige RTD-designet og er ofte brukt i overvåking i applikasjoner og i industrielle prosesser. I denne konfigurasjonen er to ledninger koblet på den ene siden av overvåkningselementet, mens den tredje ledningen er festet til den andre siden. Dette skaper en mer nøyaktig måling av temperaturen, siden det blir mulig å måle resistansen gjennom R_2 og R_3 og da finne resistansen i R_1 . Størrelsen og lengden på ledningene må være like for at dette skal være mulig.



Figur 7.9 Tre-leder RTD konfigurasjon [42]

Fire-leder RTD-konfigurasjonen er den mest komplekse og tidkrevende løsningen, men den er også den mest nøyaktige. I en fire-leder RTD-konfigurasjon har man to ledninger på hver side av førelementet. Det ene settet med ledninger leverer strømmen som brukes til måling, og det andre settet måler spenningsfallet i motstanden.



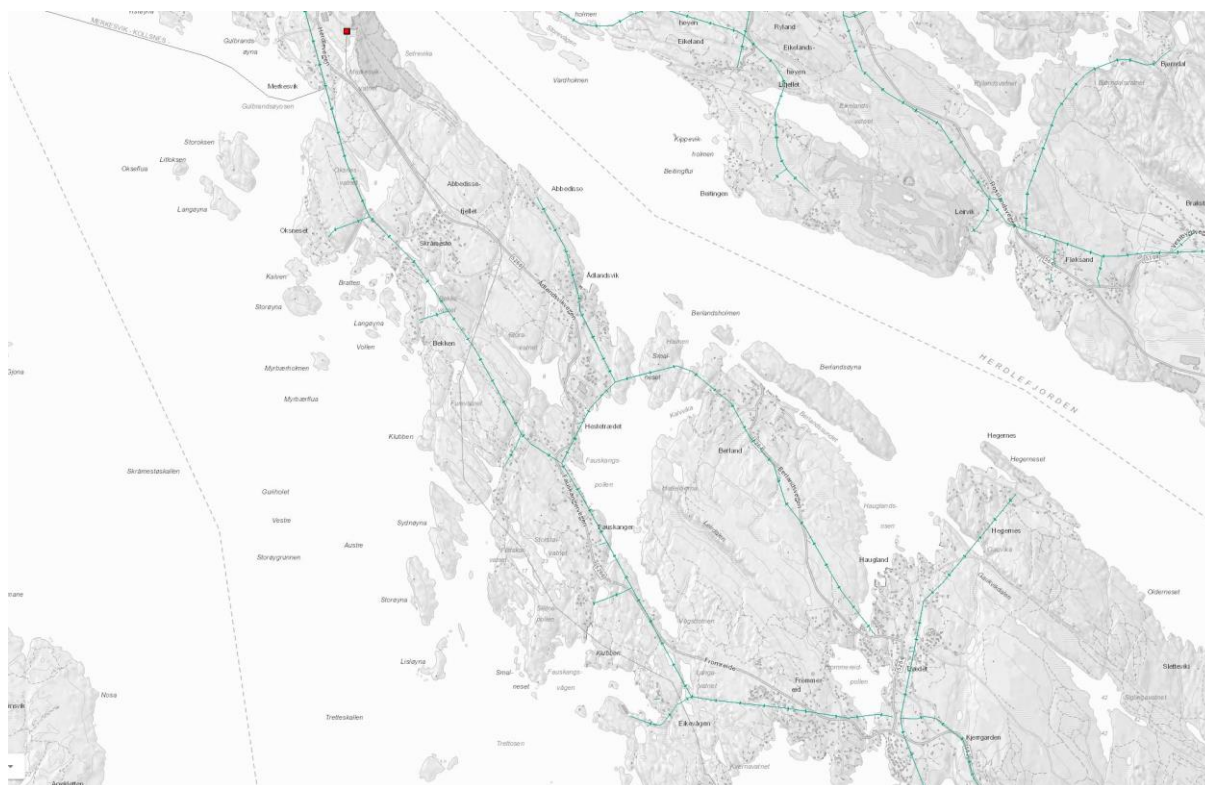
Figur: 7.10 Fire-leder RTD konfigurasjon [42]

Valget av målesensor avhenger av hvor nøyaktig målingen skal være. PT1000 passer best til to- leder kretskonfigurasjoner, som er en billigere og enklere måte å koble opp en slik sensor. PT100 passer best med tre- eller fire-leder kretsfigurasjoner. I en nettstasjon vil det være aktuelt å måle temperaturen i rommet, oljen og trafoviklingene [42].

Måling av fuktigheten i en nettstasjon blir gjort med en fuktighetssensor. Elseta lager en temperatur og fuktighetssensor IOMod HT. Denne er enkel å koble til modbus og inn i SCADA-systemet siden den bruker de samme kommunikasjonsprotokollene som resten av systemet, som er IEC 60870-5-103. IOMod HT kan også brukes til å styre releutganger ut ifra gitte temperatur- og fuktighetsgrenser. Det vil si at den kan skru på viften i en nettstasjon hvis det blir for varmt eller fuktig. Temperaturen blir målt med en nøyaktighet på $0.1^{\circ}C$, mens fuktigheten blir målt med nøyaktighet på 0.1% [43].

8 Casestudie

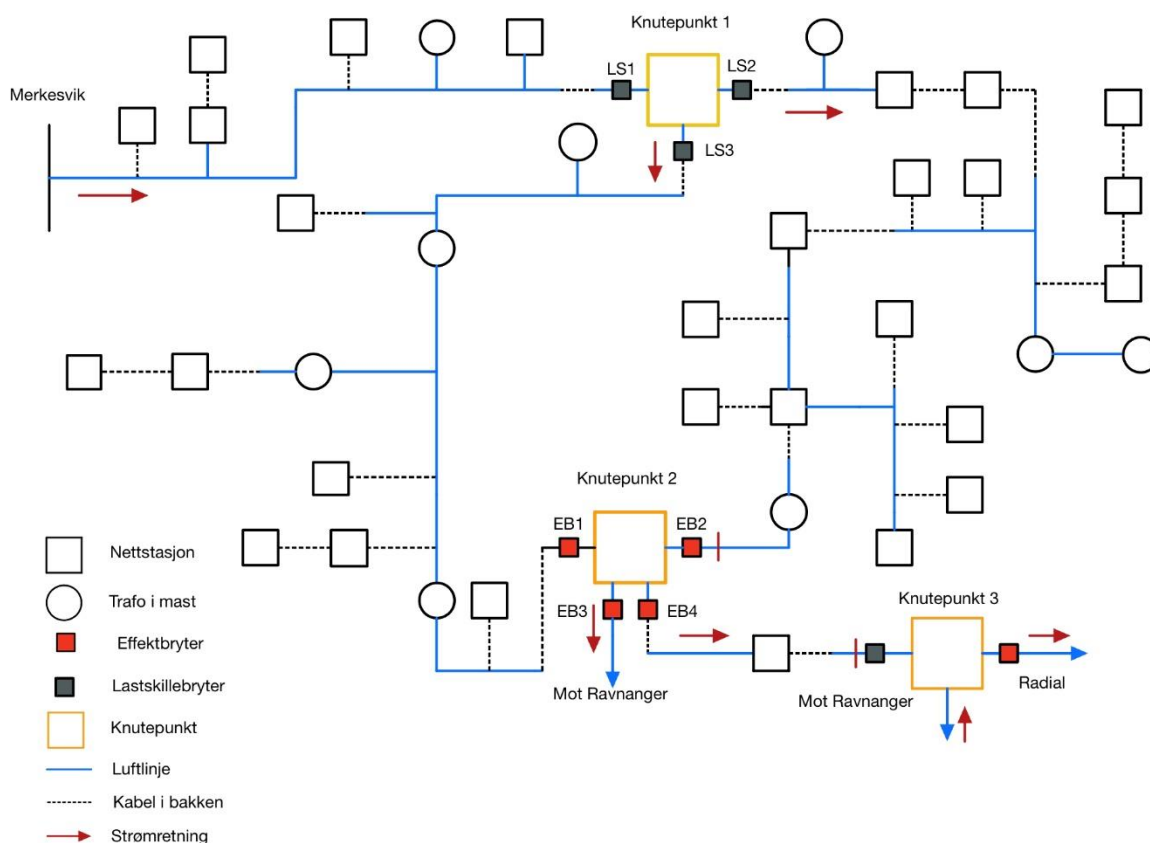
For å undersøke hvordan en selvhelende løsning kunne vært implementert i distribusjonsnettet, har vi utformet en case i samarbeid med Norgesnett. I casen ønsket vi å undersøke et område på Askøy med nettstasjoner tilknyttet luftnett. Via Norgesnett fikk vi da tilgang til enlinjeskjema over et område nord på Askøy, som normalt får tilførsel fra Merkesvik transformatorstasjon. Vedlagt er et utklipp fra NVE som viser nettområdet casen omfatter. Selve nettstasjonene er anonymiserte i det forenklete enlinjeskjemaet. Merkesvik transformatorstasjon er merket med rød firkant.



Bilde 8-1: Utklipp fra NVE av distribusjonsnettet på Askøy [49]

I dette området er det to nettstasjoner som normalt får strømtilførsel fra Merkesvik. Disse står som knutepunkter i en ring med flere radialer ut fra linjene i ringen. Nettstrukturen er et gjennomløpende system fra Merkesvik til Ravnanger transformatorstasjon, systemjording for området er spolejordet TT-nett. Vi har valgt å kalle de to nettstasjonene for knutepunkt 1 (KP1) og knutepunkt 2 (KP2). Knutepunkt 1 har fjernstyrte lastskillebrytere, mens knutepunkt 2 har fjernstyrte effektbrytere. Vi ønsker å implementere en selvhelende løsning for disse nettstasjonene ettersom de står som knutepunkt for flere avganger ved bruk av en såkalt FLISR løsning. Når en har RTU og overvåkingssystemer på plass i en nettstasjon kan det forsvares med flere overvåkingsparametere som kan forbedre vedlikehold ved å gi informasjon om

tilstanden i disse to nettstasjonene. Knutepunkt 3 (KP3) har fjernstyrte lastskillebrytere som kan legges inn i en selvhelende løsning. Dette knutepunktet nevnes ikke noe særlig, ettersom det anses som nødvendig å foreta en avgrensning på omfanget av caseområdet. I tillegg er ikke knutepunkt 3 (KP3) med i den normale driftstilstanden i caseområdet. Det forenklete enlinjeskjemaet presenteres under.



Figur 8.1: Enlinjeskjema av case-området

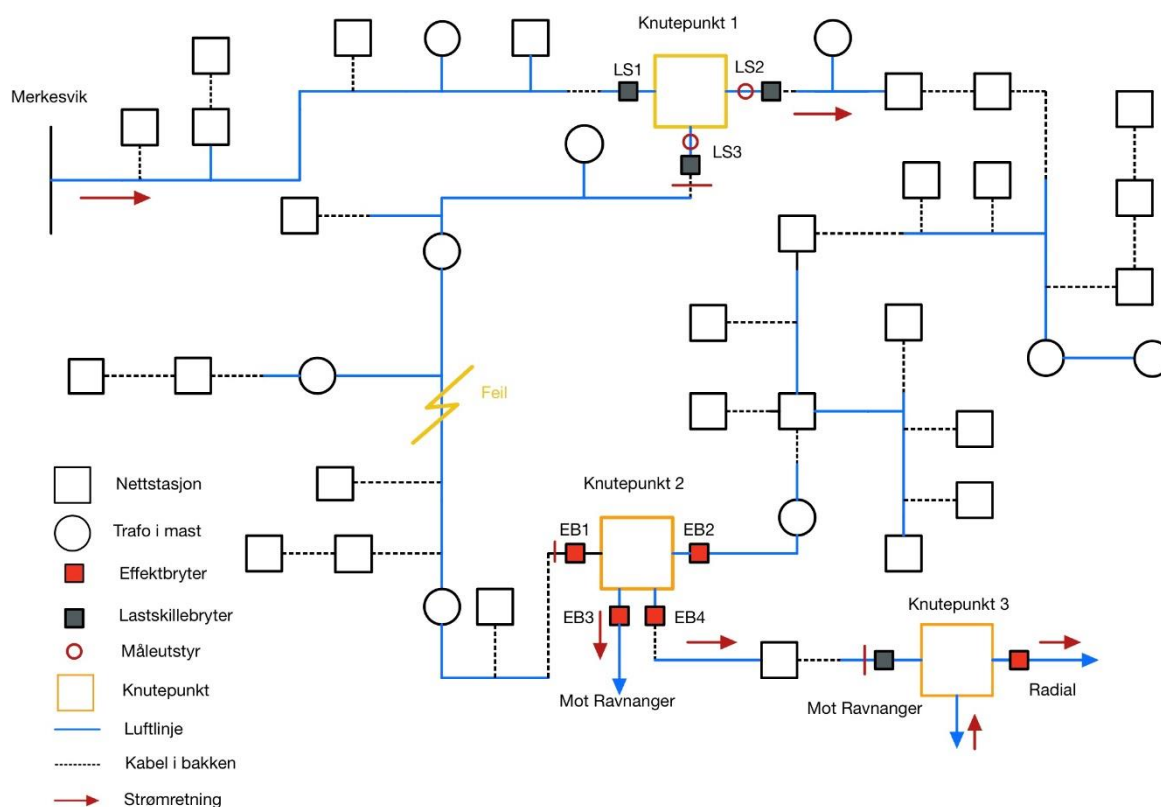
8.1 Analyse av dagens feilsituasjon i nettområdet

Hvis det oppstår en feil på nettet vil effektbryteren som står i transformatorstasjonen koble ut og hele linjen blir uten strøm. Driftssentralen har ingen måling som gir informasjon om hvor feilen oppstod, og dermed må de starte med «prøve og feile»-regime for å seksjonere bort feilen. Etter å ha lyktes med å seksjonere bort feilen rykker montører ut for å nærmere lokalisere feilen og gjennomføre arbeid som kreves for å opprette normalt tilstand.

8.2 Simulering av feil i et selvhelende nett

For å få en bedre forståelse av avbruddshåndteringen og virkemåten til et selvhelende nett, simulerer vi to feilsituasjoner.

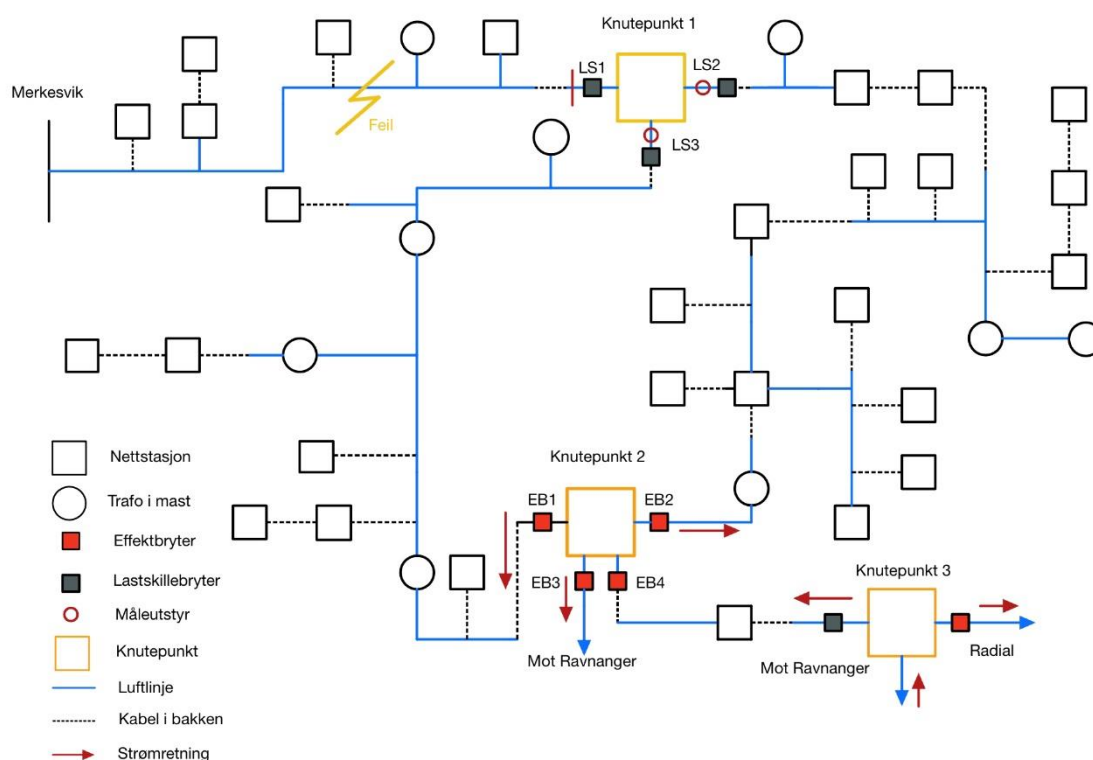
8.2.1 Simulering 1: Feil på linje mellom lastskillebryter 3(LS3) og effektbryter 1(EB1)



Figur 8.2: Enlinjeskjema Simulering 1

Ved feil som vist i figuren over vil effektbryteren i transformatorstasjonen løses ut som i et normalt nett. Målte verdier fra knutepunkt 1 (KP1) vil registrere feilen og hvilken linje ut av KP1 det er feil på. RTU i KP1 vil da sende informasjon til SCADA-systemet, som vurderer informasjonen i programmeringen sin. Ut ifra informasjonen danner systemet seg et bilde av hvor det har oppstått feil. SCADA sender da kommandoer om at lastskillebryter 3 (LS3) legges ut. Samtidig som effektbryter 1 (EB1) i knutepunkt 2 (KP2) kobler fra den samme linje ved å legge seg i åpen posisjon. Effektbryter (EB2) får kommando om å gå i lukket posisjon for å få tilførsel fra KP1 gjennom lastskillebryter 2 (LS2), den andre linjen i ringen. Når disse kommandoene er utført vil SCADA sende kommando til effektbryteren i transformatorstasjonen om å legge inn strømmen.

8.2.2 Simulering 2: Feil mellom transformatorstasjon Merkesvik og knutepunkt 1(KP1)



Figur 8.3: Enlinjeskjema simulering 2

I denne feilsituasjonen vil effektbryteren i Merkesvik løses ut, i tillegg til at måledata fra avgangene til lastskillebryterne LS2 og LS3 ikke vil ha registrert feil. Dermed kan programmet konkludere med at feilen befinner seg på linjen mellom Merkesvik og knutepunkt 1 (KP1). Dette vil igjen føre til at hele linjen er uten strøm frem til LS1 seksjonerer ut feilstedet og knutepunkt 2 (KP2) får tilførsel fra Ravnanger transformatorstasjon gjennom knutepunkt 3, som vil levere strøm videre til KP1. Effektbryterne vil være funksjonelle vern i denne driften og en ytterligere feil på ringen mellom KP1 og KP2 vil føre til at bare linjen med feil blir strømløs.

8.3 Praktisk utførelse

Både knutepunkt 1 (KP1) og knutepunkt 2 (KP2) har skap som inneholder RTU for fjernstyring montert med nødvendig utstyr installert. Vi har ikke informasjon om eksakt utstyr som står i disse skapene, og kan dermed ikke vurdere om det vil være mulig å bruke dette utstyret for løsningen som vi ønsker. Vi tar derfor utgangspunkt i at nye RTU-er monteres i begge knutepunkt, med tilhørende ønsket utstyr for hver nettstasjon. Løsningen vil ta utgangspunkt i en sentralisert styringslogikk for å få til en FLISR-løsning. Grunnen til at det gjøres sentralisert og ikke lokalt er at uten effektbrytere i knutepunkt 1 vil effektbrytere i Merkesvik løses ut. For

å oppnå selvheling må da denne effektbryteren være med i løsningen og den er allerede i SCADA-systemet fra før.

8.3.1 Knutepunkt 1 (KP1)

Ettersom KP1 har fjernstyrte lastskillebrytere, trengs kun komponenter som kan oppdage feil på linjene og RTU som sender og mottar informasjon fra SCADA. I KP1 monteres Rogowski-spoler for å måle strøm og detektere kortslutninger og eventuelle jordfeil på linje ut av lastskillebrytere LS3 og LS2. Rogowski-spolene blir valgt på grunnlag av at det vil være ettermontering av måleutstyr i en nettstasjon og plass kan være et problem. For å måle spenning benyttes spenningssensor T240C, som er kapasitive spenningssensorer, og tar liten plass ettersom de kobles direkte på endeavslutningene. Konvensjonelle måletransformatorer er ikke ønskelige, siden de kan være store og tunge [16]. Ettermontering av konvensjonelle måletransformatorer kan være problematisk, på grunn av det sannsynligvis ikke er tilstrekkelig med plass i nettstasjonen. Det er ikke nødvendig å få signal om bryterposisjonen, ettersom en vil kunne si ut ifra strøm- og spenningsmålingen om de er åpne eller lukket. Deretter blir Rogowski-spolene og spenningssensorene koblet sammen med IOMod 8AI. Signalene blir da sendt med kommunikasjonsprotokoll IEC 60870-5-103 til RTU-en. RTU-en som monteres er av typen WCC Lite, med modem som sender informasjon over 4G til SCADA-systemet. For fjernstyring trengs en output-modul som kan gi kommando til lastskillebryteren, og da bruker man modul IOMod 8DI8DO. I kapittel 8.3.3 går vi dypere inn i hvordan tilstandsovervåkingen av nettstasjonen utføres.

Utstyr i KP1	Antall	Bruksområde	Pris (uten mva) [Kr]
Rogowski-spole EM210	6	Måling av strøm for å oppdage feil på linje	10000
Spenningssensor T240C	6	Måling av spenning	14000
WCC Lite med modem	1	Opprette kommunikasjon mellom SCADA og I/O- modulene	6042

IOMod 8AI	3	Motta måling fra strøm og spenningsmåling og magnetkontakt	9831
IOMod 8DI8DO	1	Sende og mota signal fra brytere	1536
IOMod HT	1	Temperatur- og fuktighetsmåling	615
IOMod 4RTD	1	Måling av temperatur	2765
PT100 med transmitter	1	Måling av transformortemperatur	5500
Alarm	1	Magnetisk dørkontakt	265
		Total pris=	50504

Tabell 3: Utstysliste Knutepunkt 1

8.3.2 Knutepunkt 2 (KP2)

KP2 har fjernstyrte effektbrytere EB1 og EB2, som vil være funksjonelle driftsvern i tilfeller hvor strømtilførselene kommer fra Ravnanger transformatorstasjon. Nødvendig utstyr i denne nettstasjonen vil være knyttet til fjernstyring og tilstandsovervåking i selve nettstasjonen. Det er ikke nødvendig å hente ut målinger fra EB1 og EB2 ettersom målingene vil være nyttige bare i en spesiell driftsituasjon, som ved simulering 2. Det kan derimot være fordelaktig å ha signal på bryterposisjonen. Samme RTU som i KP1 blir montert, i tillegg til inngangsmodul for overvåkingssignal IOMod 8AI og fjernstyrings modul IOMod 8DI8DO.

Utstyr i kp2	Antall	Bruksområde	Pris (uten mva) [Kr]
WCC Lite med modem	1	Opprette kommunikasjon mellom SCADA og I/O-modulene	6042

IOMod 8AI	1	Motta signal fra strømmåling og magnetkontakt	3277
IOMod 8DI8DO	1	Sende og mota signal fra brytere	1536
IOMod HT	1	Temperatur- og fuktighetsmåling	615
IOMod 4RTD	1	Måling av temperatur	2765
PT100 med transmitter	1	Måling av transformortemperatur	5500
Alarm	1	Magnetisk dørkontakt	265
		Total pris =	20000

Tabell 4: Utstysrliste knutepunkt 2

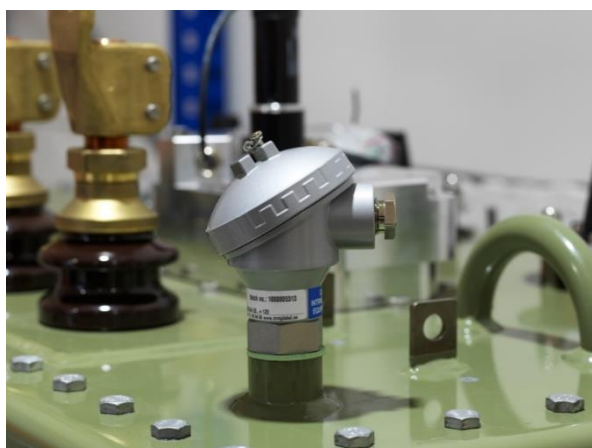
8.3.3 Vedlikehold

Det vil være viktig å ha informasjon om tilstanden til nettstasjonene knutepunkt 1 Og knutepunkt 2, ettersom feil i transformator, bryter og anlegg kan føre til store konsekvenser for resten av nettet. For å skaffe slik informasjon kan man montere ulike komponenter for overvåkning i nettstasjonene.

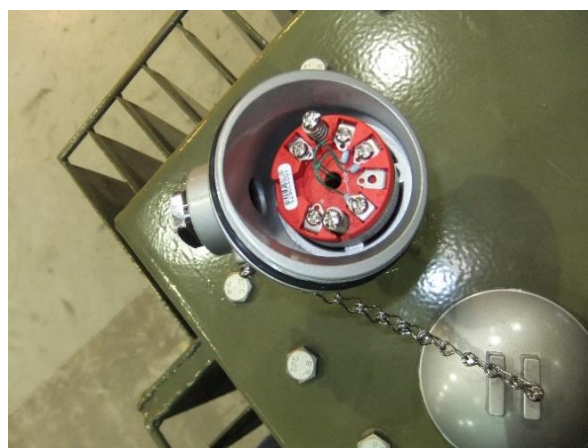
For å måle temperatur og fukt monteres Elsetas produkt IOMod HT. Ettersom den er lett å montere og den er laget for å koble seg til WCC Lite, er dette den beste løsningen for oppsettet av temperatur- og fuktmåling. IOMod HT kan også styre eventuelle vifter i nettstasjonen, om det skulle bli for varmt eller for høy luftfuktig. Overvåking av temperatur og fuktighet gir innblikk i hvordan miljøforholdet i nettstasjonen er. Ved å få vite om det er fuktig i nettstasjonen, kan man unngå kondensering på komponenter, som beskrevet i kapittel 6.2.

Overbelastning i transformatoren oppdages ved å måle transformortemperaturen. Måling av transformortemperaturen blir gjort ved å sette inn PT100 med transmitter. Vi kontaktet Møre Trafo for å få ekspertisehjelp rundt hvordan man måler temperaturen i eksisterende transformatorer. Etter å ha snakket med dem fant vi ut at det er mulig ettermontere PT100-

element i transformatorer. Dette gjøres ved å bytte ut termometeret som står i termometerlommen med PT100 med transmitter. Eventuelt kan man lage ei ny termometerlomme i toppen av transformator-kassen, med det er ikke anbefalt å åpne hermetisk tette transformatorer. Ved å bytte ut termometeret med PT100 mister man muligheten for å gjøre målinger fysisk i nettstasjonen [44]. PT100- elementet bruker tre-leder RTD-konfigurasjon, som omtalt i kapittel 7.3.3 «Temperatur- og fuktighetssensor». Signalene fra PT100 blir sendt til I/O-modulen 4RTD, som er spesiallaget for å ta imot slike signal. Under viser det hvordan en PT100 monteres på en fordelingstransformator.



Bilde 8-2: PT100 transmitter [45]



Bilde 8-3: Tre-leder RTD konfigurasjon [54]

Overvåking av transformator-temperaturen vil bidra til å forlenge levetiden, ved å oppdage overbelastninger. Dersom transformatoren er overbelastet kan nettselskapet vurdere om netter er underdimensjonert eller om transformatoren må skiftes ut. Det kan også være andre miljøforhold som må undersøkes. Denne overvåkingen vil bidra til å forhindre transformator havari.

For å øke sikkerheten i nettstasjonene, vil det monteres en magnetkontakt på døren. Magnet kontakten registrerer om døren er åpen eller lukket. En spenning vil gå gjennom magnetkontakten ved lukket tilstand, mens det ved åpen dør ikke vil være noe spenning. Magnetkontakten blir koblet sammen med I/O-modul 8AI, og driftssentralen vil få en alarm dersom døren åpnes.

RTU-ene og I/O-modulene blir montert i skap i nettstasjonen. Skapene er der fra før av og har en DIN metallskinne som RTU-ene og I/O-modulene er kompatible med å monteres på.

8.4 Økonomisk analyse

Ettersom vi vet hva utstyret faktisk vil koste vil vi foreta to økonomiske analyser. Disse analysene er kontantstrømmetoden og nettonåverdimetoden. Vi foretar disse analysene for å undersøke hvilken inntekt investeringen vil gi bedriften for at det vil være lønnsomt. Imidlertid er det verdt å bemerke seg at inntekt i denne casen vil representere en kostnadsbesparelse/reduert KILE. Dette forklares ved at økt overvåking og styring av nettstasjoner i hovedsak handler om å redusere feil og eventuelle kostnader som påløper ved feil.

Kontantstrømmetoden

Kontantstrømmetoden er en generell utregningsmetode som indikerer hvor mye en investering må gi i kostnadsbesparelse hvert år for å være lønnsom. [45]

K = minimum årlig innspart kroner

U = investeringskostnad

n = levetid

$$K = \frac{U}{n}$$

Hvis vi regner en levetid på 20 år for utstyret installert i knutepunkt 1 og 2, får vi følgende resultat:

KP1:

$$K = \frac{50504}{20} = 2525,2$$

KP2:

$$K = \frac{20000}{20} = 100$$

Resultatene indikerer at det må forekomme en kostnadsbesparelse på 2 525,2 kr i KP 1 og 100 kr for KP 2 i året. Dette anses som en liten sum i forhold til mulig besparelse ved implementering av utstyret.

Nettonåverdimetoden

Nettonåverdimetoden sammenligner dagens investeringsutgift opp mot investeringens fremtidige kontantstrømmer. [45]

Med formelen:

U_0 = investeringskostnad

k = minimum årlig spart i kroner

n = levetid til utstyr

r = ønsket avkastning, settes til 6%

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

For KP1 får vi:

$$k = 50504 * \frac{0,06(1+0,06)^{20}}{(1+0,06)^{20} - 1} = 3950kr$$

For KP2 får vi:

$$k = 20000 * \frac{0,06(1+0,06)^{20}}{(1+0,06)^{20} - 1} = 1564kr$$

Nettonåverdimetoden viser det samme som kontantstrømmetoden, men tar hensyn til at det skal gi avkastning. Vi har satt avkastningskravet til 6 %. Imidlertid vil den enkelte bedrift som vurderer en slik investering ha sitt eget avkastningskrav som kan være høyere eller lavere. Med et avkastningskrav på 6 % er løsningen økonomisk gunstig. Det skal ikke en stor KILE kostnad til for å dekke investeringskostnadene til utstyret.

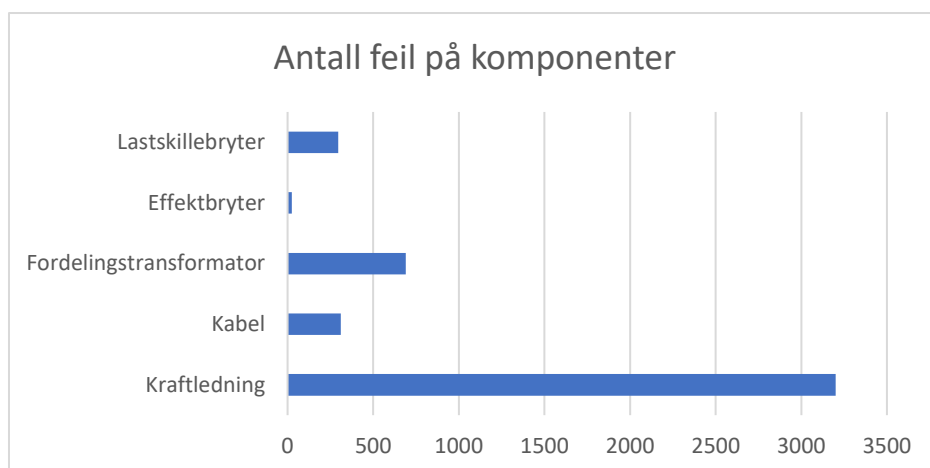
I tillegg vil vi poengtere at det sannsynligvis vil tilløpe andre kostnader til investeringen som frakt, rekkeklemmer og eventuelt annet utstyr. Programmering og montasje kan forventes å representere en stor kostnad. Imidlertid anslår vi fortsatt at investeringen vil være verdt det og kan gi betydelige kostnadsbesparelser.

9 Drøfting av case

Ettersom casen ikke har vært realisert har det vært nødvendig å gjøre enkelte antagelser om nettet, nettstasjonen, det eksisterende utstyret og om SCADA- systemet. Slike antagelser kan være kilder til feil i en realisert løsning. Det vil også kreve flere undersøkelser, blant annet for å finne ut om caseområdet KILE-kostnader ved eventuelle feil. I tillegg burde det undersøkes interne kostnader forbundet med uttrykkninger, som følge av feil. Hvis vi hadde hatt denne informasjonen kunne vi med større sikkerhet ha sagt om overvåkning og styring av nettet vil være verdt investeringene eller ikke.

Som et alternativ til disse feilkildene har vi brukt rapporter som SINTEF Energi AS sin «Fleksibel nettdrift» som datagrunnlag, og på denne måten belyse om en investering som denne er lønnsom eller ikke. I «Fleksibel nettdrift» blir resultater fra blant annet BKK Netts FLISR-løsning i Eksingedalen presentert. Eksingedalen var et pilotprosjekt og hadde ikke høy KILE, men resultatene tilsier at områder med høyere KILE vil være tjent med å ha en selvhelende løsning [18]. Tilsvarende konklusjonen fremkommer i FASaD-prosjektet (Feil- og Avbruddshåndtering i Smarte Distribusjonsnett). FASaD-prosjektet er utført av Hafslund nett og Skagerak nett, og undersøkte hvordan feilindikatorer, fjernstyring, estimering av avstand til feil og automatiske koblingsprogram kan utnyttes til å redusere avbruddsvarighet og kostnader ved ikke levert energi (KILE) på en samfunnsmessig rasjonell måte. Konklusjonen fra dette prosjektet viser at det er betydelig potensialer for reduksjon i avbruddsvarighet og avbruddskostnad ved økt grad av automatisering av distribusjonsnettet [46].

Basert på det faktum at caseområdet inneholder mye luftnett kan vi si at området vil ha stor nytte av å være selvhelende [9]. Luftnett er mer utsatt for klimatiske påkjenninger og er den delen av distribusjonsnettet som forårsaker flest driftsforstyrrelser som følge av feil. Automatisert nettdrift kan bidra til å utsette nyinvestering i omlegging av luftnett til kabel [18]. Ved å se på data hentet fra Statnetts årsstatistikk kan man se at feil på kraftledninger, som i hovedsak består av luftnett, men kan ha noe kablet nett, er det som hyppigst har feil. Vi har utarbeidet en figur som illustrerer tydelig hvor sårbart «kraftledninger», og man kan se at gjennomsnittet ligger på 3200 feil i året [14].



Figur 9.1: Gjennomsnittlig feil på komponenter i distribusjonsnettet fordelt på 10 år (Data hentet fra [14])

Det er relevant å nevne at tradisjonelt sett er det ikke vanlig med strøm- og spenningsmåling direkte til RTU-en og så videre til SCADA-systemet for vurdering. I tilfeller hvor strøm og spenning skal måles brukes såkalte indikatorer. Disse indikatorene er utstyr som mottar målinger og gjør vurderinger ut ifra målte verdier for å si om det er kortslutning, jordfeil eller andre feil. Vi ser her muligheter for besparelse i en tilsynelatende unødvendig komponent for løsningen vår. Denne antagelsen kan være en kilde til feil. Det er ikke gitt at SCADA-systemet kan ha programmering som vurderer måleverdier for å kunne si om det er feil eller ikke, og i et slikt tilfelle vil ikke løsningen fungere.

Målet med smart vedlikehold er å redusere kostnaden nettselskapene må bruke på vakt og vedlikehold. Ved å få mer overvåkning i nettstasjonene får nettselskapene bedre oversikt over tilstanden til hver enkelt nettstasjon. Om det oppstår en feil i en nettstasjon kan montørene få innblikk i hvilken type feil det er snakk om før de reiser ut til nettstasjonen. Imidlertid kan overvåkning av nettstasjoner også føre til noen utfordringer. Blant annet er det en god del informasjon som blir overvåket i nettstasjonene noe som gjør at informasjonen må behandles og vises på en oversiktlig måte. Dette er for at de som sitter på driftssentralen skal kunne tyde den enkelt og hensiktsmessig. Det at nettstasjonene har en ekstern overvåkning kan også skape en falsk trygghet, der man tror man har en bedre oversikt enn det man har.

I kapittel 6.2 «Fremtidig vedlikehold i nettstasjon» skriver vi om ulike parametre i en nettstasjon som kan være aktuelle å overvåke. Parametere vi har valgt å ikke overvåke i casen er SF6-gass, spenning i batteri og vannoppsamling i nettstasjoner. Grunnen til at vi ikke overvåker disse er at vi ønsker å lage et tilbud som både skal være lett vint for montørene å montere i

nettstasjonene, i tillegg til at det skal være kostnadseffektivt for nettselskapene. Mangel på informasjon om hvordan en skal måle SF6-gass digitalt er også en grunn til at vi velger bort denne. Overvåkning av lekkasjer i nettstasjoner vil være mer aktuelt å ha i et flomutsatt område.

Et smartnett står ovenfor mange sikkerhetsutfordringer, der økt sammenkobling kan bidra til å øke utfordringene. SCADA-systemer med fjerntilgang kan kompromitteres og infiseres med skadevare. Dette ble demonstrert i 2015 da kraftnettet i Ukraina ble hacket, noe som førte til at 230 000 kunder ble strømløse [40]. Sikkerheten antas ikke og forbedres eller forverres ved bruk av denne sentraliserte løsningen, utenom at det er mer informasjon som må gjennom brannmuren til SCADA. Det vil bare være informasjon og alle kommandoer er allerede på plass per i dag for fjernstyring, slik at det bare trengs FLISR automasjonskode lagt inn i SCADA. Det vil være større inngrep i SCADA med en sentralisert løsning enn ved en lokal, og dette kan føre til uforutsette problemer. For at systemet skal fungere må RTU-en ha tilgang til mobilnettet. Dersom mobilnettet er nede blir det ikke kommunisert informasjon og kommandoer til, og fra, SCADA-systemet.

Oppsummert kan løsningen gi følgende fordeler:

- Mindre nedetid
- Raskere feillokalisering
- Bedre omdømme
- Økt kundetilfredsstillelse
- Reduksjon i KILE
- Utsatt reinvestering
- Bedre levetid for brytere som følge av mindre prøvekoblinger
- Økt sikkerhet i nettstasjonene
- Forbedret tilstandsbasert vedlikehold
- Anskaffelse av erfaringer om smartere nettdrift

Løsningen kan også gi følgende ulemper:

- Flere deler som kan ha feil
- Økt vedlikehold av nye komponenter
- Økt sikkerhets utfordring med mer inngrep i SCADA

Løsningen må ikke være selvhelende. Dersom det viser seg å være for utfordrende og komplisert å få til, kan det ekskluderes. Med bare overvåking vil driftsituasjonen fortsatt forbedres. Det forventes at en driftssentral vil bruke lengere tid enn ved selvheling med seksjonering, men det vil fortsatt være en forbedring fra dagens situasjon.

Basert på disse forholdene konkluderer vi med at det sannsynligvis vil være lønnsomt med en investering som dette for caseområdet, og en god mulighet for å utvikle erfaringer på feltet.

10 Konklusjon

Bacheloroppgaven har undersøkt hvordan drift av distribusjonsnettene kunne vært tjent med overvåking og styring. Rapporten er basert på teori fra gode kilder som artikler, lærebøker og personer med god kunnskap på temaet. Problemstillingen blir undersøkt ved informasjonsinnhenting og tilegning av kunnskap om nettdrift i dag og hvordan det kan være i fremtiden. Denne informasjonen og kunnskapen utgjør grunnlaget for en case.

Basert på rapporten vår vil vi konkludere med at det er flere fordeler enn ulemper med overvåking og styring av 22kV distribusjonsnettene. Fokuset til rapporten er på hvordan driften av nettet kan forbedres ved implementering av selvhelende nett. Selvhelende nett bør være et mål for nettselskap å oppnå for fremtiden. Eksakt metode og gjennomførelse for å oppnå selvhelende nett er ikke fastslått. Det vil derfor være fordelaktig for nettselskaper å starte tidlig med implementering av mer overvåking og styring med selvheling for å gjøre seg erfaringer og kunnskap på feltet. Fremtidig vedlikehold av nettstasjoner er lett å overse ettersom de største gevinstene er i tilknytning til overvåking på linjer og avganger. Imidlertid er det tydelig at kunnskap om tilstanden til en nettstasjon og dens komponenter fortsatt vil være gunstig. Det kan spesielt være en god investering i tilfeller hvor kritiske nettstasjoner eller knutepunkt får mer overvåking og styring. Slike investeringer vil gjøre at grunnlaget for ytterligere investeringer øker, ettersom det er fordelaktig å ha kunnskap om tilstanden i disse nettstasjonene for å forhindre tap. Tap kan forekomme som følge av ulike miljøforhold inne i nettstasjonen, eksempelvis brann eller andre hendelser.

På grunn av bacheloroppgavens begrensede omfang har vi ikke fått testet overvåking og styring av distribusjonsnettene i praksis og dette er følgelig en begrensning. Det er derfor begrenset hvor klare konklusjoner som kan trekkes. I tillegg undersøker ikke rapporten andre mulige fordeler med et «smartere nett» som følge av mer overvåking og styring, hvor det kan være ytterligere fordeler.

11 Referanser

Etter avtale med intern veileder er IEEE brukt som referansestil.

- [1] Aabø powerconsulenting, «Aabø powerconsulenting,» Aabø powerconsulenting, [Internett]. Available: <https://www.aabopowerconsulting.no/om-oss>. [Funnet 14 februar 2022].
- [2] O. Gjerde, «Distribusjon i kraftsystemet,» SINTEF, [Internett]. Available: <https://www.sintef.no/ekspertise/sintef-energi/distribusjonssystem/>. [Funnet 22 april 2022].
- [3] Norges vassdrags- og energidirektorat, «NVE.no,» 2 August 2021. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/>.
- [4] Lovdata.no, «Lovdata.no,» 1 August 2021. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>.
- [5] Fagne, «Regional kraftsystemutgreiing Hovudrapport for Sunnhordland og Nord-Rogaland,» 2020.
- [6] A. Lie, «Norgesnett.no,» 31 Oktober 2018. [Internett]. Available: <https://norgesnett.no/wp-content/uploads/Rutine-Systemutforming-distribusjonsnett-360.pdf>.
- [7] J. H. S. Steinar Svarte, Energiproduksjon og energidistribusjon jordfeil, anlegg og sikkerhet, Oslo: Gyldendal Norsk Forlag, 2009.
- [8] R. Årnes, «IT-Nett,» NDLA, 25 Oktober 2019. [Internett]. Available: <https://ndla.no/article-iframe/nb/urn:resource:1756af6e-4853-43b3-8e1a-720a542b2c38/20563>. [Funnet 3 April 2022].
- [9] J. V. Ravnanger og M. N. Øyrås, *Personlig kommunikasjon med Norgesnett*, Bergen, 2022.
- [10] S. Olsen og R. Årnes, «TT-Nett,» NDLA, 17 April 2020. [Internett]. Available: <https://ndla.no/nb/subject:1:8c5a9fdd-4fa4-456b-9afe-34e7e776b4e7/topic:fcce2c5d->

- b188-434e-8a6d-a320df407e50/resource:5b4625b0-7f8e-48b3-8cd2-73cdf79f205d.
[Funnet 2 April 2022].
- [11] R. Årnes, «TN-Nett,» NDLA, 25 Oktober 2019. [Internett]. Available: <https://ndla.no/nb/subject:1:8c5a9fdd-4fa4-456b-9afe-34e7e776b4e7/topic:fcce2c5d-b188-434e-8a6d-a320df407e50/resource:9001ff6c-c26e-45ab-98f6-1224ad9a822e>.
[Funnet 3 April 2022].
- [12] Wikipedia, «Wikipedia,» Wikipedia, 19 November 2021. [Internett]. Available: <https://no.wikipedia.org/wiki/TN-nett>. [Funnet 2 April 2022].
- [13] Norges vassdrags- og energidirektorat, «NVE.no,» 16 Juni 2021. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/%C3%B8konomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>.
- [14] Statnett SF, «Årsstatistikk 2018 Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoplinger,» Statnett, Oslo, 2018.
- [15] Statnett, *Personlig kommunikasjon med Statnett*, Bergen, 2022.
- [16] S. S. o. J. H. Sebergesen, *Energiproduksjon og energidistribusjon Produksjon, nettsystemer og beregninger*, Oslo: Gyldendal Norsk Forlag, 2016.
- [17] RME, «Fra brettet til det smarte nettet,» RME, Oslo, 2020.
- [18] M. Istad, H. Sæle, S. Garnås og M. G. Jaatun, «Fleksibel nettdrift,» Sintef, 2018.
- [19] Statnett, «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet,» Statnett, 2019.
- [20] K. A. Rosvold, «Nettstasjon,» SNL, 28 august 2019. [Internett]. Available: <https://snl.no/nettstasjon>. [Funnet 11 mars 2022].
- [21] REN, «RENBLAD 6010,» november 2021. [Internett]. Available: https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/6010?source_company=4606.
[Funnet 20 mars 2022].

- [22] K. A. Rosvold, «Transformatorstasjon,» SNL, 21 januar 2019. [Internett]. Available: <https://snl.no/transformatorstasjon>. [Funnet 24 februar 2022].
- [23] F. Høyte, «Transformator,» SNL, 24 januar 2019. [Internett]. Available: <https://snl.no/transformator>. [Funnet 24 februar 2022].
- [24] L. Sivertsen, Elektriske maskiner, Bergen: fagbokforlaget, 2019.
- [25] L. H. Sivertsen, Høyspenningssystemer, Bergen: Fagbokforlaget, 2020.
- [26] Jernbanekompetanse, «Jernbanekompetanse,» Jernbanekompetane, 10 mars 2020. [Internett]. Available: https://www.jernbanekompetanse.no/wiki/Elektrisk_systembeskrivelse_av_kontaktledningsanlegg. [Funnet 5 Mai 2022].
- [27] M. Istad, «Vedlikehold av nettstasjon,» 2013. [Internett]. Available: https://www.sintef.no/globalassets/project/smartregions/workshop-2013/6_vedlikehold-av-nettstasjoner_maren-istad.pdf. [Funnet 19 april 2022].
- [28] Gerd Kjølle, «sintef.no,» Sintef, 24 August 2015. [Internett]. Available: <https://www.sintef.no/prosjekter/2015/feil-og-avbruddshandtering-i-smarte-distribusjonsn/>. [Funnet 5 April 2022].
- [29] D. Nickel, «Myter og sannheter om en av våre kraftigste drivhusgasser: SF6,» Sintef, 14 Januar 2020. [Internett]. Available: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/myter-og-sannheter-om-en-av-vare-kraftigste-drivhusgasser-sf6/>. [Funnet 6 mai 2022].
- [30] M. Istad, «Hva er SF6-gass,» SINTEF Blogg, 9 April 2021. [Internett]. Available: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/sf6-gassregnskap/>. [Funnet 6 mai 2022].
- [31] Elseta, «WCC lite,» 2018. [Internett]. Available: https://eu-17f4e.kxcdn.com/wp-content/uploads/WCC_LITE_brochure-2020-02-18_Dual_Sim-WEB.pdf. [Funnet 22 februar 2022].

- [32] Elseta, «IOMod 8DI8DO,» 2018. [Internett]. Available: https://eu-17f4e.kxcdn.com/wp-content/uploads/2016/01/IOMod_8DI8DO_brochure-2018-07-30-WEB.pdf. [Funnet 22 februar 2022].
- [33] Elseta, «IOMod 16DI,» 2018. [Internett]. Available: https://eu-17f4e.kxcdn.com/wp-content/uploads/2017/04/IOMod_16DI_brochure-2018-07-30-WEB.pdf. [Funnet 22 februar 2022].
- [34] Elseta, «IOMod 8AI,» 2018. [Internett]. Available: https://eu-17f4e.kxcdn.com/wp-content/uploads/2017/05/IOMod_8AI_brochure-2018-08-01-WEB.pdf. [Funnet 22 februar 2022].
- [35] Elseta, «IOMod 4RTD,» 2018. [Internett]. Available: https://eu-17f4e.kxcdn.com/wp-content/uploads/2018/06/IOMod_4RTD_brochure-2018-07-30-WEB.pdf. [Funnet 22 februar 2022].
- [36] RENBLAD, «RENBLAD 6025,» RENBLAD, Januar 2022. [Internett]. Available: <https://www.ren.no/innlogget/renblad/merknad/6025>. [Funnet 15 mars 2022].
- [37] DPStele, «SCADA,» DPStele, 2022. [Internett]. Available: <https://www.dpstele.com/scada/how-systems-work.php>. [Funnet 25 April 2022].
- [38] ITBguiden, «Modbus,» ITBguiden, 2022. [Internett]. Available: <https://www.itbguiden.no/hva-er-fdv-dokumentasjon/>. [Funnet 12 april 2022].
- [39] Wikipedia, «IEC 60870-5,» Wikipedia, 6 januar 2022. [Internett]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_60870-5. [Funnet 23 mars 2022].
- [40] M. G. Jaatun, M. E. G. Moe og P. E. Nordbø, «Sikkerhetsbetraktninger rundt selvhelende distribusjonsnett».
- [41] V. Fehlberg , «How Rogowski Coils Work,» aimdynamics, 5 mai 2017. [Internett]. Available: <https://aimdynamics.com/rogowski-coils-work/>. [Funnet 24 april 2022].


- [42] Omega, «Difference between a 2,3 and 4 wire RTD,» Omega, 17 april 2019. [Internett]. Available: <https://www.omega.com/en-us/resources/rtd-2-3-4-wire-connections>. [Funnet 23 mars 2022].
- [43] Elseta, «IOMod HT,» Elseta, 2022. [Internett]. Available: <https://elseta.com/portfolio-view/temperature-humidity-sensor/>. [Funnet 24 april 2022].
- [44] Møretrafo, *Personlig kommunikasjon*, Bergen, 2022.
- [45] K. H. Voldsund, T. Skjølvik og J. J. Bragelien, Forretningsforståelse, OSLO: Cappelen damm AS, 2020.
- [46] T. S. Hermansen, G. Kjølle, K. A. Tutvedt og S. Simonsen, «Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett,» i *Informasjonsteknologi og elektroteknikk - Det digitale energiskiftet*, Trondheim, Fagtrykk Trondheim AS, 2017, pp. 109-117.
- [47] HiB, UiB, NHH, UiO og Nasjonalbiblioteket, «Søk og Skriv,» 12 12 2014. [Internett]. Available: <http://sokogskriv.no/>. [Funnet 12 12 2014].
- [48] SIEMENS, «SIEMENS.com,» 2017. [Internett]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:60f3dbd7588876438a66d3503921eedeadc95ad2/8djhcompact-en-cataloge.pdf>. [Funnet 25 April 2022].
- [49] NVE, «NVE.no,» NVE, [Internett]. Available: <https://temakart.nve.no/link/?link=nettanlegg>. [Funnet 01 April 2022].
- [50] Typhoon-hil, «typhoon-hil.com,» [Internett]. Available: https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/References/iec_61850_goose_protocol.html. [Funnet 06 Mai 2022].
- [51] F. Høyte, «Koblingsstasjon,» SNL, 19 februar 2018. [Internett]. Available: <https://snl.no/koblingsstasjon>. [Funnet 15 mars 2022].
- [52] Elseta, «Products,» Elseta, [Internett]. Available: <https://elseta.com/portfolio-view/rtu-secondary-substations/>. [Funnet 13 februar 2022].

- [53] Elseta, «WCC Lite - data logger,» Elseta, [Internett]. Available: <https://elseta.com/portfolio-view/data-logger/>. [Funnet 22 februar 2022].
- [54] Siemens, «Siemens.no,» [Internett]. Available: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/medium-voltage/systems/8djh.html>. [Funnet 10 Mai 2022].
- [55] Møre trafo, «PT100 Transmitter,» Møre Trafo, 15 mars 2011. [Internett]. Available: <https://moretrafo.no/dokumenter/?finn=pt100>. [Funnet 22 mai 2022].

12 Vedlegg

12.1 Vedlegg 1: Fremdriftsplan

Fremdriftsplanen har blitt fulgt godt. Det har ikke vært særlige avvik, bortsett fra at noen av de planlagte veiledningsmøtene har fått en endret dato.

					År	2022																								
					Uke	w1	w2	w3	w4	w5	w6	w7	w8	w9	w10	w11	w12	w13	w14	w15	w16	w17	w18	w19	w20	w21	w22	w23	w24	
					Man	3/1	10/1	17/1	24/1	31/1	7/2	14/2	21/2	28/2	7/3	14/3	21/3	28/3	4/4	11/4	18/4	25/4	2/5	9/5	16/5	23/5	30/5	6/6	13/6	
					Fre	7/1	14/1	21/1	28/1	4/2	11/2	18/2	25/2	4/3	11/3	18/3	25/3	1/4	8/4	15/4	22/4	29/4	6/5	13/5	20/5	27/5	3/6	10/6	17/6	
#	Aktivitet	Start Dato	Slutt Dato	Fram drift	Ansvarlig															Påske										
1	Eksamensperiode januar	3/1	7/10	100 %	Oss																									
2	Forstudie arbeid	10/1	31/1	100 %	Oss																									
3	Metode undervisning			100 %	institutt																									
4	Forstudie innlevering	31/1		100 %	Oss																									absolutt frist
5	Bachelor oppgave arbeid			100 %	Oss																									
6	Møte med bedrift			100 %	Oss																									
7	Møte med veileder			100 %	Oss																									
8	Midtveis presentasjon	21/3	1/4	100 %	Oss																									avtales med veileder
9	Bachelor oppgave seminar/ Siste UV dag	6/5		100 %	Oss																									10 min/gruppe
10	Ordinær eksamen	9/5	8/6	50 %	Oss																									
11	Bachelor oppgave innlevering	1/6		100 %	Oss																									absolutt frist
12	Bachelor oppgave presentasjon	6/6	14/6	50 %	Oss																									avtales med veileder
13	EXPO	15/6		0 %	Oss																									alle må stille
14	Avslutningsfest	16/6		0 %	Oss																									

12.2 Vedlegg 2: Forkortelser og ordforklaringer

Forkortelse	Ordforklaring
Trafo	Transformator
Kiosk	Nettstasjon
RTU	«Remote Terminal Unit»
SCADA	«Supervisory Control And Data Acquisition»
FLISR	«Fault Location, Isolation and Service Restoration»
DMS	Distribution management system
MODBUS	Kommunikasjonsprotokoll
MMI	Menneske maskin interaksjon
I/O-signal	Inngangs og utgangs signal (input/output)
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat