

Bruk av nye sensorer og AMS i distribusjonsnettet for a validere nett- topologi

Anders Hysten Klippenberg

Master i energi og miljø
Innlevert: juni 2018
Hovedveileder: Kjell Sand, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som en del av det 5-årige studieprogrammet Energi og Miljø, under Institutt for Elkraftteknikk, ved NTNU. Den er skrevet i samarbeid med Trønder Energi Nett.

I arbeidet med denne masteroppgaven har jeg hatt glede av å samarbeide med en rekke personer som jeg her vil benytte anledningen til å takke. Først og fremst vil jeg takke min hovedveileder Kjell Sand, som har ledet meg gjennom den utfordrende prosessen det er å skrive en så omfattende oppgave. Videre vil jeg takke min kontaktperson og medveileder i Trønder Energi Nett, Arnt-Magnar Forseth. I tillegg har jeg i nettselskapet også fått god hjelp av både Rolf Hilstad, Andreas Brandsøy Våg og Trond Sundseth.

Trondheim, 19.06.18

Anders Hysten Klippenberg

Sammendrag

Innen 01.01.19 kreves det at alle nettselskaper har installert AMS-målere hos sine abonnenter. Dette, i tillegg til krav om jordfeildeteksjon i nettstasjoner, har ført til at nye måledata fra AMS-målere og multimåleinstrument i nettstasjonen nå tilgjengeliggjøres.

Gjennom arbeidet med prosjektoppgaven, som var et forarbeid til denne masteroppgaven, fremkom det at disse dataseriene kan brukes til å forbedre eller opprette nye lønnsomme arbeidsprosesser for nettselskapet. For mange av disse arbeidsprosessene er det fundamentalt med god og nøyaktig dokumentasjon av topologien i denne delen av nettet. I tillegg fremkom det at norske nettselskaper ofte har utfordringer med å ajourholde dokumentasjon av topologien i lavspenningsnettet. Derfor har denne oppgaven vurdert hvordan nye måledata kan brukes til å løse denne utfordringen og kommet med forslag til metodikk som kan benyttes.

I starten av oppgaven gjennomgås aktuell måledata, samt vanlige feil og feilkilder. Deretter sammenlignes ulike metoder som kan benyttes for å forbedre dokumentasjonen av lavspenningskretser. Både metoder fra litteratursøk og egenproduserte metoder ble vurdert. Deretter ble det valgt å videreutvikle de egenproduserte metoder til algoritmer som sammen kan brukes til å validere nett-topologien som er dokumentert i nettinformasjonssystemet.

De fire algoritmene som ble utviklet kan deles inn i tre kategorier med ulike grunnleggende egenskaper. Disse tre egenskapene ble igjen kombinert til en overordnet algoritme for å vurdere hvorvidt en lavspenningskrets er riktig dokumentert eller ikke. De tre egenskapene er:

Sum For denne egenskapen ble energibalansemetoden benyttet. Algoritmen til denne metoden brukes til å validere om *antallet* abonnenter er dokumentert riktig

Tilhørighet For denne egenskapen ble Jordfeil- og THD-metoden benyttet. Algoritmene til disse metodene brukes til å validere om abonnentene faktisk *tilhører* kretsen de er dokumentert å tilhøre

Sekvens For denne egenskapen ble spenningsfallmetoden benyttet. Algoritmen til denne metoden brukes til å validere at *rekkefølgen* til abonnentene i en krets er dokumentert riktig

Totalt sett ble ikke metodene gjennomført med godt nok datagrunnlag og dette må forbedres dersom metodene skal kunne utnyttes i et nettselskap. Energibalansemetoden viste likevel

lovede resultater på usikkert datagrunnlag og spenningsfallmetoden ga tilsynelatende riktige resultater. Det er heller ingen åpenbar grunn til at ikke THD-metoden skal la seg gjennomføre, selv om det i det praktiske caset manglet datagrunnlag. Det fremkom også at jordfeilmetoden ikke er gjennomførbar i Trønder Energi Nett sitt konsesjonsområde grunnet nettkonfigurasjonen. Denne metoden er dog unødvendig dersom THD-metoden virker.

Dersom metodene fungerer vil det bety at hovedalgoritmen vil være godt egnet til å validere lavspenningskretsene til TEN. Dersom nettselskapet vil utnyttet ny måledata må de per juni 2018 utbedre kretsene manuelt. Hvis den foreslåtte metoden derimot kan validere et stort antall kretser uten manuell inspeksjon, kan dette potensielt føre til store besparelser.

Abstract

Norwegian utility companies are required by the authorities to install Automatic Metering Readers in the homes of all their customers by 01.01.19. Additionally, all new distribution transformer substations are required to have automatic earth fault detection. Hence, these substations are equipped with advanced power meters. Combined, these metering devices have made new data available for the utility companies.

The project report, which lead up to this master's thesis, concluded that these data series can be exploited to improve work processes or establish new and profitable work processes for a utility company. However, several of these work processes heavily rely on using up-to-date information regarding the topology of their low voltage circuits. The project report also concluded that Norwegian utility companies struggle with keeping their topology documentation up-to-date. Hence, this thesis focuses on how new data can be utilized for maintaining and creating documentation on the low voltage grid topology.

In the first part of the thesis new data, typical topology errors and sources of errors are examined. Next, the thesis compares different methods for creating and maintaining sufficient documentation of the low voltage grid topology. Methods found during a literature review and self-made methods were compared. The thesis proceeds by developing the self-made methods into several algorithms that, if combined, can be used for validation of the low voltage grid topology.

The four algorithms that were developed can be divided into three categories with a different fundamental key property. Algorithms for methods with these three properties can then be combined for producing the overall algorithm. The three properties and the matching methods are shown below:

Sum The energy balance method has this property. Its algorithm is able to validate that the Network Information System documents the correct *amount* of customers in a particular low voltage circuit

Location Both the earth fault method and the THD method has this property. Their algorithms are used to validate that customers actually *belong* to the particular low voltage circuit that the Network Information System documents

Sequence The voltage drop method has this property. Its algorithm is used to validate that the *sequence* in which customers are documented in the Network Information System is correct

All algorithms were tested. However, the available data series were inadequate for executing two of them. Hence, the collection of data needs to be improved if the overall algorithm is to be used in a utility company. Nevertheless, the energy balance method showed promising results whilst using suboptimal data. The voltage drop method seemed to work correctly. Due to lack of data, the algorithm for the THD method could not be executed. Despite this, there is no apparent reason why it should not work, given the proper data input. It was also found that the earth fault method is not feasible in Trønder Energi Nett's grid. This method is superfluous if the THD method works.

Given that the three algorithms with different properties can be executed successfully, the overall algorithm will be suitable for validating the low voltage circuit topology documentation in a utility company. At the current state, utility companies will need to improve documentation by manual inspection if they want to exploit new data for enhancing or creating profitable work processes. Therefore, if the overall algorithm can be implemented, it reduces the need for manual labour and has the potential to largely benefit the company.

Definisjoner

AMS Avansert måle- og styringssystem

HAN Home Area Network

TEN Trønder Energi Nett

NIS Nettinformasjonssystem

GIS Geografiske informasjonssystemer

KIS Kundeinformasjonssystem

LS Lavspenning

HS Høyspenning

NS Nettstasjon

FoL Forskrift om Leveringskvalitet

THD Total Harmonic Distortion

DSTE Distribution System Topology Estimation

PMU Phasor Measurement Unit

μ PMU Micro Phasor Measurement Unit

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

RMSE Root Mean Square Error

KB Kabelskap

1Ø Enfase

3Ø Trefase

NURI Telecom Sør-Koreansk telecom-selskap som har systemkontrakten til AMS for TEN

API Application Programming Interface. Grensesnitt i en programvare som gjør at spesifikke deler av denne kan aktiveres fra en annen programvare

GDPR General Data Protection Regulation

Symbolforklaring

Under følger en oversikt over symbolene som introduseres i kapittel 4:

V_1 er spenningen i knutepunkt 1

V_2 er spenningen i knutepunkt 2

I_R er den reelle strømmen mellom 1 og 2

I_X er den imaginære strømmen mellom 1 og 2

P er den aktive effektflyten mellom 1 og 2

Q er den reaktive effektflyten mellom 1 og 2

R er resistansen mellom 1 og 2

X er reaktansen mellom 1 og 2

I_{R1} er den reelle strømmen i gren 1

I_{X1} er den imaginære strømmen i gren 1

R_1 er resistansen i gren 1

X_1 er reaktansen i gren 1

I_{R2} er den reelle strømmen i gren 2

I_{X2} er den imaginære strømmen i gren 2

R_2 er resistansen i gren 2

X_2 er reaktansen i gren 2

ϵ er residualen

E_{NS} er målt energiforbruk i nettstasjonen

$\sum_{i=1} E_i$ er målt energiforbruk i nettstasjonen

E_{tap} er overføringstapene for lavspenningskretsen

X er en terskelverdi for når metoden skal gi utslag

V_1 er den grunnharmoniske spenningen, 50 Hz

V_2 er den andreharmoniske spenningen, 100 Hz

V_3 er den tredjeharmoniske spenningen, 150 Hz

V_4 er den fjerdeharmoniske spenningen, 200 Hz

THD_{NS} er målt THD-verdi i nettstasjonen

THD_i er målt THD-verdi for abonnent i

J_{NS} er målt boolsk verdi for jordfeil i nettstasjonen

J_i er målt boolsk verdi for jordfeil for abonnent i

Innhold

Forord	ii
Sammendrag	iii
Abstract	v
Definisjoner	vii
Symbolforklaring	ix
1 Intro	1
1.1 Bakgrunn for oppgaven	1
1.2 Bidrag	4
1.3 Problemstilling	5
1.4 Løsningsmetodikk	5
1.5 Rapportens oppbygging	6
2 Tilgjengelig måledata for lavspenningskretser etter innføring av AMS	7
2.1 Innføring av AMS og forskjell fra tradisjonelle strømmålere	7
2.2 AMS-måler - Målinger og funksjoner	8
2.2.1 Hendelseslogg	10
2.2.2 Alarmer	11
2.2.3 Tidsserier av målinger	12
2.2.4 Lokal avlesning hos kunden	13
2.3 Multimåleinstrument i nettstasjon	14
2.4 Tilgjengelige måledata i TEN	17
2.4.1 Tilgjengelig måledata for multimåleinstrument i nettstasjon	17
2.4.2 Tilgjengelige måledata for AMS-målere	18

2.5	Oppsummering	19
3	Typiske topologifeil og feilkilder	21
3.1	Definisjon av topologi	21
3.2	Eksempler på topologifeil i NIS	24
3.2.1	Feil fysisk sammenkobling	24
3.2.2	Feil bryterstilling	25
3.2.3	Feil lengde på kabler eller linjer	26
3.2.4	Abonnenter som ikke er tilkoblet resten av nettet	26
3.2.5	Informasjon om linjer og kabler mangler	27
3.3	Feilkilder	28
3.3.1	Mislykket import av nye NIS-data ved fusjon av nettselskaper	28
3.3.2	Feil informasjon i kundeinformasjonssystem	28
3.3.3	Feil ved inntasting av data i NIS	28
3.3.4	Manglende utfylling, innsending eller registrering av arbeidsordre ved omkobling	29
4	Mulige metoder for å forbedre dokumentasjon i NIS	31
4.1	Innledning	31
4.2	Resultat av litteratursøk	32
4.2.1	Metode 1 - Distribution System Topology Estimation	32
4.2.2	Metode 2 - Deteksjon av endring i bryterstilling	35
4.2.3	Metode 3 - Felles estimering av topologi og parameterverdier	38
4.3	Heuristiske metoder	41
4.3.1	Energibalansemetoden	43
4.3.2	THD-metoden	45
4.3.3	Jordfeilmetoden	48
4.3.4	Spenningsfallmetoden	52
4.4	Valg av metoder for å forbedre nettdokumentasjon	57
5	Algoritme for validering av nettdokumentasjon	59
5.1	Innledning	59

5.2	Algoritme for energibalansemetoden	59
5.2.1	Usikkerhet og valg av terskelverdi	62
5.2.2	Vurderinger som må gjøres for innhenting av dataserier	64
5.2.3	Topologifeil som ikke vil oppdages av algoritmen	65
5.3	Algoritme for THD-metoden	65
5.3.1	Utfordringer med å samle inn tilfredsstillende THD-data	68
5.4	Algoritme for jordfeilmetoden	69
5.4.1	Omplassering av feilplasserte abonnenter	71
5.5	Algoritme for spenningsfallmetoden	72
5.5.1	Algoritme for krets uten kabelskap	77
5.5.2	Algoritme for krets med kabelskap	79
5.6	Typekategorisering av heuristiske metoder	83
5.7	Overordnet algoritme for validering av nett-topologi i NIS	84
5.7.1	Flytskjema	85
5.7.2	Topologiproblemer som blir avslørt av algoritmen	88
6	Praktisk Case	91
6.1	Innledning	91
6.1.1	Valgt lavspenningskrets for gjennomføring av praktisk case	91
6.1.2	Oversikt over tester som ønskes gjennomført i praktisk case	92
6.2	Tilhørighet - THD og Jordfeil	94
6.2.1	THD-metoden	94
6.2.2	Jordfeilmetoden	94
6.3	Sum - Energibalanse	95
6.3.1	Feilkoblet måler oppdages	95
6.3.2	Valg av terskelverdi som gir utslag i algoritmen	96
6.3.3	Energibalanse med korrekt datasett	102
6.3.4	Oppsummering	105
6.4	Sekvens - Spenningsmåling	105
6.4.1	Ekskludering av abonnenter som ligger under feil kabelskap i NetBas	107

6.4.2	Spenningsfallmetoden med valgt krets og tilgjengelig datasett	108
6.4.3	Et kabelskap langt vekk fra hovedradialen	111
6.4.4	Oppsummering	112
6.5	Resultat av overordnet algoritme	112
7	Diskusjon	115
7.1	Betydning av mangel på AMS-målere for algoritmene	115
7.2	Endring av metodikk for lavspenningskretser med kabelskap	116
7.3	Datasett og valg av kjøretid for algoritmene	117
7.4	Energibalanse	118
7.4.1	Usikkerhet rundt antallet feilplasserte abonnenter i NIS	118
7.4.2	Terskelverdi	119
7.4.3	Er målerverdier fra AMS og Nettstasjon korrekte?	120
7.5	Tilhørighetsalgoritme	122
7.5.1	Jordfeilmetoden	123
7.5.2	THD-metoden	123
7.6	Spenningsfallmetoden	124
7.6.1	Beregnet spenning ikke alltid samme sted som AMS-måleren er installert	124
7.6.2	Potensielle utfordringer ved stivt nett	124
7.6.3	Inkonsekvent faserekkefølge ved installasjon av AMS-målere	125
7.7	Plusskunder og distribuert produksjon	125
7.7.1	Energibalansemetoden med plusskunder og distribuert produksjon	125
7.7.2	Tilhørighetsalgoritme med plusskunder og distribuert produksjon	126
7.7.3	Spenningsfallmetoden med plusskunder og distribuert produksjon	127
8	Begrensninger	129
8.1	Forsinket datainnsamling	129
8.2	Koordinasjon av data fra forskjellige aktører og feil i måledata	130
8.3	Ufullstendig dekning av AMS-måler i testkretsene	131
8.4	Eksport av topologidata fra NetBas	131

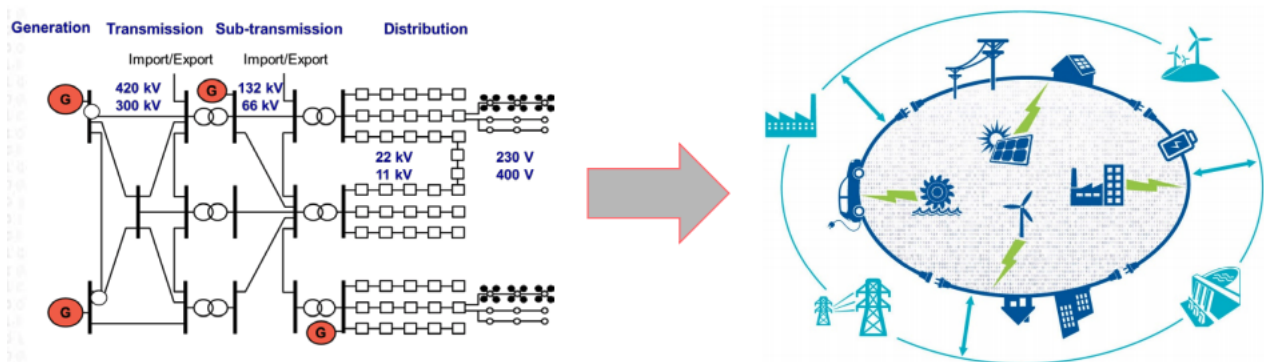
9	Konklusjon og videre arbeid	133
9.1	Konklusjon	133
9.1.1	Energibalansemetoden	134
9.1.2	Jordfeilmetoden	134
9.1.3	THD-metoden	134
9.1.4	Spenningsfallmetoden	134
9.1.5	Overordnet algoritme	135
9.1.6	Krav til datainnsamling for å gjennomføre metodene	135
9.1.7	Oppsummering	136
9.2	Videre arbeid	136
A	Praktisk Case	137
A.1	Energibalanse	137
A.2	Spenningsfall	138
	Bibliografi	141

Kapittel 1

Intro

1.1 Bakgrunn for oppgaven

Dagens kraftsystem er i endring. Tradisjonelt har kraft blitt generert på de høyere spenningsnivåene og deretter overført gjennom nettet til sluttbrukerne og det har vært en enveis overføring av elektrisk energi. I Norge har kraften hovedsakelig kommet fra vannkraftverk. Den venstre delen av figur 1.1 viser den klassiske oppbygging av nettet, mens den høyre viser, litt visjonært, fremtidens nett. Dagens system er gammelt og det finnes etablerte metoder for håndtering og styring av nettet.



Figur 1.1: Tradisjonelt kraftnett og Smart grid [1]

Nye komponenter og nye krav til kraftsystemet

De siste årene har det vært økende fokus fornybar energi og teknologi som kan utnytte såkalt *grønn energi*. Over tid har derfor prisen på fornybar energiteknologi gått dramatisk ned samtidig som effektiviteten stadig har økt. Dette har ført til høyere utnyttelse av fornybare energikilder. Kraft fra for eksempel elvekraftverk, solceller og vind har blitt tilknyttet nettet. Disse energikildene kan i liten grad reguleres siden de avhenger av øyeblikkelig vannføring, solinnstråling eller vindstyrke.

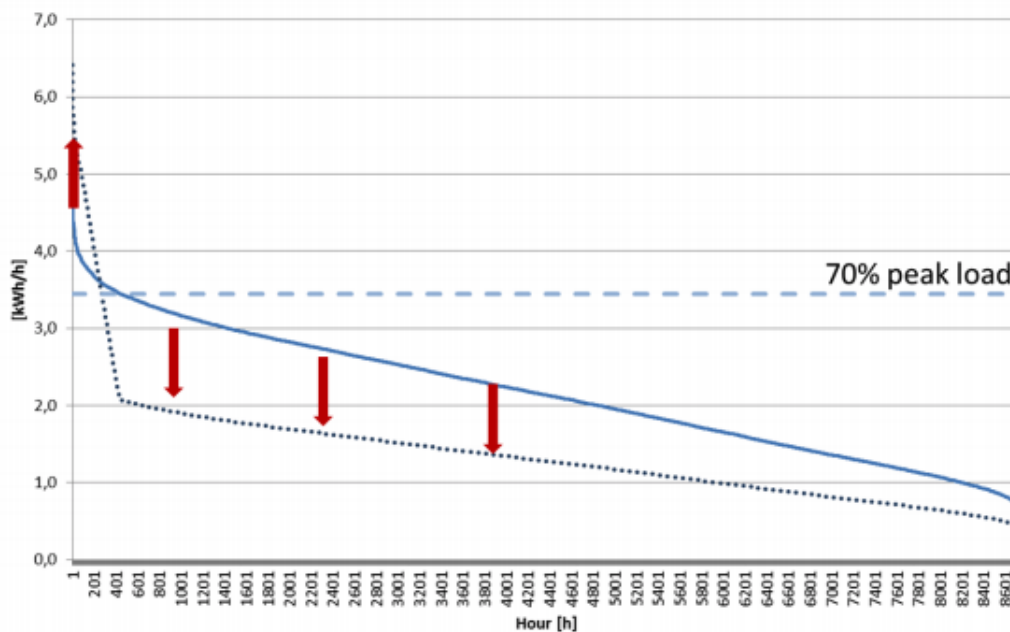
I tillegg vil et økende antall nettkunder begynne å levere energi tilbake til nettet. Dette kan være fordi de har installert solcellepanel på taket og ønsker å selge strøm eller fordi de tilbyr å selge strøm fra batteriet til den elektriske bilen på et tidspunkt der strømprisen er gunstig. Elektriske biler er dessuten et eksempel på effektkrevende utstyr som det stadig blir mer av i nettet [2].

Uregulerbar kraftproduksjon, toveis overføring av elektrisk energi og større krav til høyt effektforbruk bidrar til at belastningen på nettet tenderer til å svinge mer en før. Nettet kommer til å være svært hardt belastet noen få timer i året, og mindre belastet i store deler av året. Denne utviklingen vises i figur 1.2. Begge grafene viser timesvis effektbruk over et helt år. Effektgrafene går fra å være som den heltrukne blå grafen til, i fremtiden, å bli som den stiplede blå grafen der effekttoppene er høyere.

Figur 1.3 viser historisk effektforbruk og energiforbruk. Den viser at effektforbruket øker raskere enn energiforbruket og at fremtidens kraftsystem derfor må dimensjoneres utfra effektbruk. Uregulerbar fornybar produksjon og høyere effektforbruk, kan i noen grad kompenseres for med batterier, superkondensatorer og kraftelektronikk, men det krever avanserte styrings-systemer.

IT-revolusjonen og innføring av Smart Grid

IKT og internett er i dag billigere og mer utbredt enn tidligere og kan brukes til å overføre og koordinere store datamengder. Avanserte IT-systemer og internettilkobling muliggjør nå en annen arkitektonisk oppbygging av nettet enn det som tidligere var mulig. Smart grid er derfor lansert som morgendagens kraftsystem. Smart grid er illustrert til høyre i figur 1.1 og står i sterk



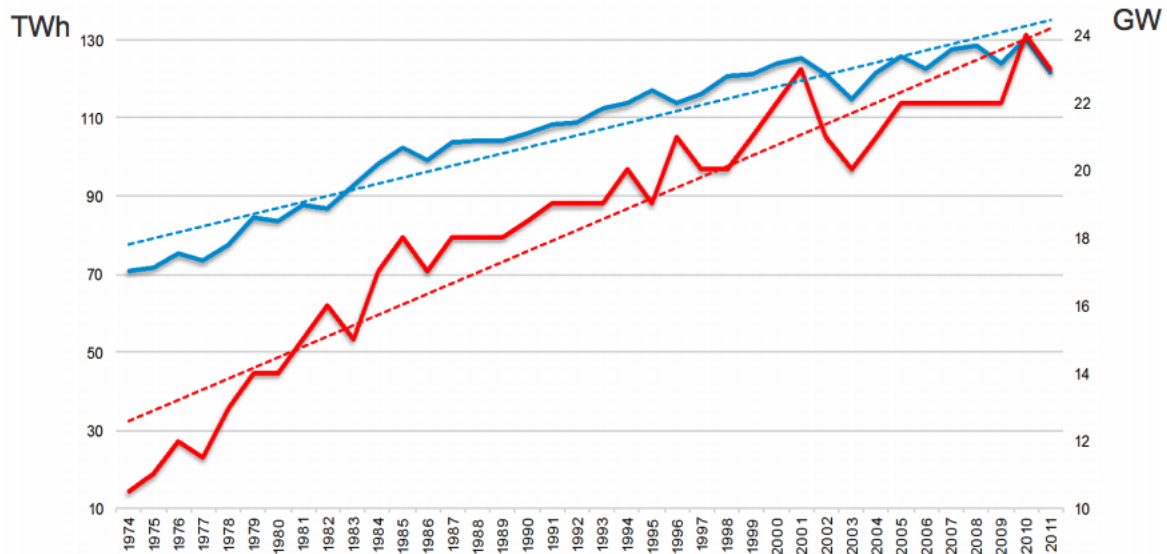
Figur 1.2: Utvikling av effektkurve [2]

kontrast til det klassiske kraftsystemet som vises til venstre. Figuren viser tradisjonelle energikilder kombinert med nye fornybare og distribuerte energikilder og batterier der toveis overføring av elektrisk energi er mulig. Figuren viser også hvordan de ulike komponentene samhandler og kommuniserer med hverandre. Det smarte nettet integrerer mange systemer og kan sees på som et system av systemer.

For å nyttegjøre seg de muligheter som moderne informasjonsteknologi gir har myndighetene besluttet å installere AMS-målere (Avanserte Måle- og Styringsystemer) hos alle nettkunder innen 01.01.19 [4]. Disse målerene vil da erstatte de gamle strømmålerene. De foretar målinger minst en gang i timen og sender dem til nettselskapet en gang i døgnet. På denne måten observeres strømforbruket og andre nytteparametere mye mer detaljert og det blir enklere å vurdere leveringskvalitet. Dette gjør at nettselskapet kan drive nettplasslegging, drift og vedlikehold mer effektivt. Kunden vil også få bedre informasjon om sitt eget strømforbruk.

Nye muligheter og utfordringer for nettselskapene

Innføringen av AMS-målerene gjør at norske nettselskaper nå må vurdere hvilken nytte målerne kan bidra til å oppnå. Det er derfor blitt gjennomført en rekke pilotprosjekter omkring i landet.



Figur 1.3: Historisk økning i effektforbruk (rød) mot energiforbruk (blå) [3]

Formålet med dette har vært å etablere en felles forståelse av hvordan hente inn relevant data og hvordan bruke dataseriene best mulig til å opprette lønnsomme eller forbedre arbeidsprosesser i et nettselskap.

I prosjektoppgaven [5], som er forarbeidet til denne masteroppgaven, bekreftes det at nye data kan bidra til å forbedre en rekke arbeidsprosesser eller opprette nye lukrative arbeidsprosesser. Felles for mange av disse er at de er avhengig av at nettselskapene har god dokumentasjon av lavspenningsnettene. I prosjektoppgaven hevdes imidlertid at dette er en stor utfordring for norske nettselskaper. Derfor er hovedmålet med denne masteroppgaven å vurdere hvordan nye data kan brukes til å forbedre nettdokumentasjonen til et nettselskap.

1.2 Bidrag

Arbeidet i denne masteroppgaven vil forhåpentligvis medvirke til at nettdokumentasjonen av lavspenningsnettene forbedres for norske nettselskaper. Algoritmene som introduseres bruker, i motsetning til flere av kildene fra litteratursøk, enkle og intuitive metoder for å avdekke topologifeil. Dette egner seg trolig for implementasjon hos nettselskaper. I tillegg presenterer oppgaven de nye måledataene og typiske utfordringer med nettdokumentasjonen på en oversiktlig måte og kan derfor brukes aktivt som oppslagsverk.

1.3 Problemstilling

Norske nettselskaper har utfordringer med til enhver tid å ha en oppdatert oversikt over koblingsbildet i lavspenningsnett. Lavspenningsnett er omfattende og utsatt for hyppige endringer, og det er derfor utfordrende å ajourholde dokumentasjonen av nett-topologien. Ved innføringen av AMS og nye sensorer i lavspenningsnett tilgjengeliggjøres nye data som potensielt kan nyttiggjøres av nettselskapene til å ha en bedre oversikt over lavspenningsnett.

Trønderenergi Nett har installert nye målere i nettstasjoner og hos abonnenter i et par lavspenningskretser. Disse kretsene egnes for testing, og kan benyttes i praktiske case i oppgaven. Oppgaven adresserer følgende punkter:

- Hvilke måledata er tilgjengelig fra de nye målerene?
- Hva er typiske feil i nettdokumentasjonen og hva er typiske feilkilder?
- Hvordan kan disse dataseriene utnyttes for å forbedre nettdokumentasjonen?
- Gjennomfør et litteratursøk og sammenlign mulige metodikker som er kandidater til å bli implementert i norske nettselskaper
- Foreslå en metodikk som kan bli implementert
- Gjennomfør praktisk case der tilgjengelig måledata anvendes. Benytt valgt metodikk og vurder hvorvidt den bidrar til å forbedre nettdokumentasjonen

1.4 Løsningsmetodikk

Først gjennomgås de nye målerene i lavspenningsnett. De tilgjengelige måleseriene blir presentert, før de blir sammenlignet med reell måledata som er målt i de aktuelle testkretsene. Disse dataseriene vil være inngangsdata i metodene som blir foreslått senere i oppgaven.

Videre presenteres typiske feil i nettdokumentasjonen og typiske feilkilder. Deretter gjennomføres et litteratursøk der resultatene av dette sammenlignes med egenutviklede metoder som kan bidra til å løse utfordringen med dårlig nettdokumentasjon. Resultatet av disse vurderingene blir videreutviklet til algoritmer som kan benyttes på reelle måledata.

Algoritmene blir så anvendt i et praktisk case på testkretsene og benytter reell måledata. Avslutningsvis drøftes resultatene og det gis forslag til forbedringer og videre arbeid.

1.5 Rapportens oppbygging

Denne oppgaven har 9 kapitler. Under følger en kort oppsummering av hva som gjennomgås i hvert kapittel:

Kapittel 2 Presenterer de nye måledata og en oversikt over aktuelle måleparametere

Kapittel 3 Viser typsike feil og feilkilder i nettdokumentasjonen

Kapittel 4 Presenterer resultatet av litteratursøk samt egenutviklede metoder og sammenligner disse

Kapittel 5 Utvikler algoritmer som tar utgangspunkt i metodene som ble funnet og valgt i kapittel 4

Kapittel 6 Gjennomfører praktisk case der algoritmene blir testet på reell måledata

Kapittel 7 Diskuterer og vurderer resultatene fra det praktiske caset

Kapittel 8 Gjennomgår begrensninger i oppgaven, opphavet til disse begrensningene og hvordan de har påvirket arbeidet med oppgaven

Kapittel 9 Viser konklusjonen av arbeidet og anbefaler videre arbeid på området

Kapittel 2

Tilgjengelig måledata for lavspenningskretser etter innføring av AMS

NVE har pålagt nettselskaper i Norge å installere AMS-målere hos alle abonnenter innen 01.01.19 (såfremt det ikke finnes særskildte grunner til ikke å gjøre dette). I tillegg har i henhold til FEF 2006 [6] alle nye nettstasjoner krav til jordfeilovervåking. Dette har ført til at mange nye nettstasjoner er utstyrt med multimåleinstrument eller AMS-måler. Det er derfor to relevante datkilder som er interessante for problemstillingen beskrevet i kapittel 1:

- AMS-måler
- Multimåleinstrument i nettstasjon

Dette kapitlet gir en oversikt over mulige måleparametere fra disse kildene med utgangspunkt i den konkrete instrumenteringen som brukes av TEN. I tillegg vil faktiske måledata som brukes i praktisk case senere i oppgaven vises siden det ikke alltid er samsvar med hva som potensielt kan hentes ut av data og hva som faktisk hentes ut.

2.1 Innføring av AMS og forskjell fra tradisjonelle strømmålere

De gamle strømmålerne hos kundene har svært begrenset funksjonalitet. De kan kun måle energioverføringen i en retning og kan utelukkende måle energibruk i kWh. I tillegg må abonnenten

lese av strømmåleren manuelt en gang i måneden og deretter rapportere inn avlest verdi til nettselskapet. Dette kan være en kilde til feil og usikkerhet.

AMS-målere kan måle langt flere måleparametere og har mange flere funksjoner enn de tradisjonelle strømmålerne. NVE krever at måleren kan [7]:

- Strupe og kutte effektlyt
- Utløse alarm ved jordfeil
- Hente inn måleverdier på timesbasis (med mulighet ned til 15 min)
- Gjøre det mulig for kunden å lese av måleren lokalt

Eksempler på måleparametere er aktiv effekt, reaktiv effekt, spenning og strøm. Målingene lagres og sendes inn til nettselskapet automatisk en gang i døgnet [8] og gjør derfor at nettkunden ikke lenger behøver å lese av måleren. Gjennom målerens HAN-port (Home Area Network) kan dessuten kunden få tilgang til målingene.

Utrullingen av AMS-målere hos abonnenter skal være ferdigstilt innen 01.01.19. Mange nettselskaper vil i tillegg installere AMS-målere i nettstasjoner dersom ikke multimåleinstrumenter allerede er installert. Lavspenningsnettet vil derfor bli enda mer observerbart. Dette fører til at flere arbeidsprosesser kan forbedres og i noen tilfeller kan det også opprettes helt nye verdiskapende arbeidsprosesser.

Dette kapittelet presenterer de mulige måleparametrene som kan måles med de ulike målerne, og forklarer hvilke som er mulig for nettselskapet å hente ut. Dette gjøres for å undersøke om tenkte forbedringer av arbeidsprosesser er teknisk gjennomførbare.

2.2 AMS-måler - Målinger og funksjoner

TEN bruker AMS-målere fra kinesiske teknologiselskapet Shenzhen Kaifa Technology Co., Ltd. (KAIFA). Dette er et stort internasjonalt selskap og AMS-målere er en del av deres kjernevirksomhet.

Disse målerne finnes som en- og trefase (heretter forkortet 1Ø og 3Ø) og kan derfor enkelt installeres både hos abonnenter og i nettstasjoner. Måleverdier kommuniseres til nettselskapet

ved at data først lagres i internminnet til måleren. Deretter samler en datakonsentrator inn disse datasettene og viderefører dem til innsamlingselskapet Validér. Der valideres og lagres datasettene i maks ett døgn før de blir sendt inn til TEN før kl 07.00 neste dag. På sikt skal dette også sendes til Elhub. Kun alarmer, som gjennomgås senere i kapittelet, er umiddelbart tilgjengelig for nettselskapet i tråd med NVE sine krav.

I brukermanualen til KAIFA model nr: MA304H3E (3Ø-måleren) listes de ulike målingene opp, i tillegg til hvordan de lagres og sendes. Brukermanualen er konfidensiell, men TEN har godkjent gjengiving av innhold for denne rapporten. I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i 3Ø måleren siden denne er mest vanlig og særlig i praktisk case senere i oppgaven. 1Ø måleren måler de samme måleparameterene, men vil naturligvis måle én verdi, da den er koblet mellom to linjer. 3Ø måleren vil tilsvarende måle verdier mellom alle de tre linjene.

Fasetilkobling på AMS-måler

Videre i kapittelet vil tabeller med ulike måleparametere presenteres. Siden 3Ø-målerens måledata presenteres, vil det være tre måleparametere for strøm, spenning osv. For å vite om det menes linje- eller fasestrømmer og linje- eller fasespenninger må fasetilkoblingen vites og brukes. I produktkatalogene til målerene brukes $L1$, $L2$ og $L3$ om de tre måleverdiene.

Siden TEN har IT-nett der målerene er koblet mellom linjene kan dette være noe forvirrende og kan skyldes at denne definisjonen er laget for å passe til en nettkonfigurasjon der måleren er koblet mellom nullelederen og faselederne $L1$, $L2$ og $L3$. Det er derfor viktig å ha et bevisst forhold til fasetilkoblingen til målerene. Den faserekkefølgen som er benyttet hos TEN ikke er universell og avhenger av nettype. Siden dette kapittelet kun er ment å beskrive målerene, vil derfor ikke tabellene endres slik at det passer til hva TEN faktisk måler, men holdes som i produktkatalogen.

For TEN vil eksempelvis spenningen som vises som $L1$ i de påfølgende tabellene i virkeligheten være linjespenningen mellom $L1$ og $L2$. Slik vil det være for samtlige parametere som blir presentert i dette kapittelet.

I tillegg er følgende konvensjon brukt i tabellene for kompaktet. Fra tabell 2.1: *Spenningsavbrudd x Start* ($x=L1,L2,L3$) leses "Spenningsavbrudd x Start der x kan være linje 1 ($L1$), linje 2 ($L2$) eller linje 3 ($L3$)".

Måleteknikk og datastrømmer

De forskjellige parameterne blir kalkulert ut fra målinger av strømmer og spenninger. Disse samples fra de analoge strøm- og spenningsignalene med meget høy samplerate for å sikre at det blir nøyaktige målinger. Effektivverdiene for strøm, spenning og energi blir regnet ut ved å kalkulere gjennomsnittsverdier av samplingene over en periode på 1 sekund.

I de påfølgende avsnitt vises funksjonaliteten til måleren og tidsoppløsningen på målingene. Det finnes 4 typer datastrømmer som kan være aktuelle for nettselskapet:

- Hendelseslogg
- Alarmer
- Tidsserier av målinger
- Lokal avlesning hos kunden

Kun de parametere som er ansett som relevante med tanke på nettnytte er inkludert i den følgende oversikten.

2.2.1 Hendelseslogg

Måleren kan loggføre hendelser. Det vil si at dersom en spesifikk måleparameter går utenfor visse egendefinerte grenser så vil en hendelse loggføres. De mulige hendelsene finnes i tabell [2.1](#). Disse hendelsene blir lagret med en hendelseskode og et tidsstempel som sier nøyaktig når hendelsen inntraff.

Tabell 2.1: Hendelser i AMS-måler

Logger	Hendelser
Strømbrudd	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Spenningsavbrudd x Start (x=L1,L2,L3)</i> – <i>Langt avbrudd x Slutt (x=L1,L2,L3)</i> – <i>Kort avbrudd x Slutt (x=L1,L2,L3)</i>
Leveringskvalitet	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Kortvarige over- og underspenninger x start og slutt (x=L1,L2,L3)</i> – <i>Langvarige over- og underspenninger x start og slutt (x=L1,L2,L3)</i> – <i>Spenningsubalanse start og slutt</i> – <i>THD x start og slutt (x=L1,L2,L3)</i>

2.2.2 Alarmer

Tabell 2.2 viser aktuelle alarmer. Brukermanualen til KAIFA-måleren viser jordfeil som en hendelse på lik linje med de ovenfornevnte. Rolf Hilstad i TEN opplyser derimot at jordfeil i virkeligheten er utformet som en alarm. Det betyr at den sendes til nettselskapet når den oppstår, i motsetning til hendelse. Dette er i tråd med forskriftene.

KAIFA har etter forespørsel fra TEN installert strømspoler på sine AMS-målere for jordfeildeteksjon. I utgangspunktet hadde målerene kun jordfeildeteksjon ved bruk av spenningsmålinger. Med spenningsmålinger vil det kun registreres at det er jordfeil i nettet, men ikke hvor. I tillegg ville ikke dette fungert i IT-nettet til TEN siden målerene er koblet mellom linjene. Linjespenningene i et IT-nett endres ikke ved jordfeil, og kunne således ikke indikert jordfeil. Jordfeildeteksjon med strømmålinger fungerer derimot i IT nett. Dette gjøres ved at strømmålingene adderes vektorielt for å finne sumstrømmen. Er sumstrømmen over en viss grense vil det bety at noe strøm går til jord og jordfeil registreres for den aktuelle måleren.

Tabell 2.2: Alarmer i AMS-måler

Alarmer	Parameter
Forstyrrelser	– <i>Jordfeil</i>

2.2.3 Tidsserier av målinger

Det finnes to typer måleserier, last timesserier og spenningskvalitet tidsserier. For spenningskvalitet kan en definere perioden på tidsserien, helt ned til 5 minutters oppløsning, mens for timesserier fås kun timesverdier. De mulige måleseriene er listet opp i tabell 2.3.

I tabellen brukes begrepene import og eksport. For aktiv energi (kWh) er import kundens forbrukte energi og eksport er energi som kunden leverer til nettet. For reaktiv energi (kVAr) er import kundens forbrukte induktive energi og eksport er induktiv energi kunden leverer til nettet.

Tabell 2.3: Tidsserier i AMS-måler

Type tidsserie	Parameter
Last timesserie	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Aktiv energi import</i> – <i>Aktiv energi eksport</i> – <i>Reaktiv energi import</i> – <i>Reaktiv energi eksport</i>
Spenningskvalitet tidsserie	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Maksimum spenning x ($x=L1,L2,L3$)</i> – <i>Minimum spenning x ($x=L1,L2,L3$)</i> – <i>Gjennomsnittsspenning x ($x=L1,L2,L3$)</i>

2.2.4 Lokal avlesning hos kunden

Home Area Network (HAN) åpner for at det kan leses av verdier lokalt hos abonnentene. Dette er informasjon som nettselskapet ikke i utgangspunktet kan benytte seg av og er ment for at kunden skal få relevant informasjon om eget forbruk. Nettselskapet må inngå private avtaler med kundene for å få tilgang til denne datastrømmen. Dersom nettselskapet installerer AMS-målere i nettstasjoner vil denne datastrømmen være tilgjengelig siden måleren er selveid. Tabell 2.4 viser måleparametere og tidsoppløsningen på målingene som finnes i HAN-porten.

Dersom nettselskapet skal inngå private avtaler med kundene for å systematisk tilgjengeliggjøre denne datastrømmen er det en viss risiko for at noen kunder blir mer oppmerksomme på deres HAN-port og derfor ber om kompensasjon så snart *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet* (FoL) ikke blir overholdt. Trolig vil flere kunder klage oftere slik at en større klagestrøm må håndteres i nettselskapet. I tillegg vil antagelig en vesentlig andel av kundene ikke være villig til å inngå en slik avtale. Mange er sannsynligvis skeptiske fordi de bes om å gi fra seg sensitiv informasjon om eget forbruk som derfor vil medføre manglende personvern. Datastrømmen vil også måtte innsamles gjennom et annet system enn de andre datastrømmene fordi den kun er tilgjengelig ut fra HAN-porten i målerene. Derfor må et nytt og parallelt innsamlingssystem implementeres. Ufullstendig dekning av abonnenter, større klagestrøm og implementeringskostnader kan indikere at nettselskapene vil være bedre tjent med å ignorere denne muligheten. Derfor er heller ikke datastrømmer fra HAN-porten benyttet i praktisk case i denne oppgaven.

Tabell 2.4: Målinger i HAN-port

Tidsoppløsning	Parameter
2,5 s	– <i>Aktiv energi import</i>
10 s	– <i>Aktiv energi import</i> – <i>Aktiv energi eksport</i> – <i>Reaktiv energi import</i> – <i>Reaktiv energi eksport</i> – <i>Fasestrøm x (x=L1,L2,L3)</i> – <i>Linjespenning alle linjer</i>
60 min	– <i>Aktiv energi import</i> – <i>Aktiv energi eksport</i> – <i>Reaktiv energi import</i> – <i>Reaktiv energi eksport</i> – <i>Fasestrøm x (x=L1,L2,L3)</i> – <i>Linjespenning alle linjer</i> – <i>Akkumulert aktiv energi import</i> – <i>Akkumulert aktiv energi eksport</i> – <i>Akkumulert reaktiv energi import</i> – <i>Akkumulert reaktiv energi eksport</i>

2.3 Multimåleinstrument i nettstasjon

TEN bruker i hovedsak tre typer multimåleinstrumenter:

- Schneider Electric PM750MG

- Schneider Electric METSEPM3200

- Scandinavian Electric CVM MINI

Mulige måleparametere er hentet fra de respektive målerenes produktkataloger, hhv. [9], [10] og [11], og er vist i figur 2.1. Tabell 2.5 viser hvilken type målinger som er tilgjengelig i de ulike målerene.

Alle målerne har en samplingrate på 32 samplinger per syklus. Dette sikrer god konvertering av de analoge signalene til digitale slik at målingene har god nøyaktighet (Schneider sine har 0,3 % for spenning og CVM MINI har 0,5 %).

Momentanverdier er definert som den samlede spenningen integrert over en periode, altså 20 ms. Med sann RMS menes at måleren kan måle et hvilket som helst alternerende signal og regne ut riktig RMS-verdi.

Selv om målerene kan ta målinger med veldig god tidsoppløsning er det en begrensning i hvor mye data som kan bli registrert, slik at den fineste tidsoppløsningen som er tilgjengelig er på 1 sekund.

Begge alarmene som er vist i tabellen er egendefinerte, dvs. at egendefinerte grenser kan settes for når en alarm skal utløses. Dette kan gjøres for alle måleverdier.

Målingene fra multimåleinstrumentene har meget god nøyaktighet og kan måle verdier med svært fin tidsoppløsning, finere enn AMS-målerene. I tillegg kan multimåleinstrumentene måle tidsserier for alle parametere, og ikke bare registrere hendelser når en grense er overskredet. Alarm er også et alternativ for alle parametere. Totalt sett er multimåleinstrumentene bedre på alle områder enn AMS-målerene og er derfor ikke en flaskehals for nettnytte etter innføringen av AMS.

Måleparametere	PM750MG	METSEPM3200	CVM MINI
Energi (alle kvadranter)	X	X	X
Tilsynelatende effekt (totalt)	X	X	X
Tilsynelatende effekt (per fase)	X		X
Aktiv effekt (totalt)	X	X	X
Aktiv effekt (per fase)	X		X
Reaktiv effekt (totalt)	X	X	X
Reaktiv effekt (per fase)	X		X
Spenning (alle faser)	X	X	X
Strøm (alle faser)	X	X	X
Frekvens	X	X	X
THD Spenning	X		X
THD Strøm	X		X
Opptil 15nde harmoniske spenning		X	X
Opptil 15nde harmoniske strøm		X	X
Effektfaktor (totalt)	X	X	X
Effektfaktor (per fase)		X	X

Figur 2.1: Måleparametere for de tre vanligste multimåleinstrumentene

Tabell 2.5: Tilgjengelige målinger og alarmer for de tre vanligste multimåleinstrumentene

Multiinstrument	Registrerte målinger
Schneider Electric PM750MG	<ul style="list-style-type: none"> – Momentanverdier (gjennomsnitt, min og maks) – Alarmer
Schneider Electric METSEPM3200	<ul style="list-style-type: none"> – Momentanverdier (gjennomsnitt, min og maks)
Scandinavian Electric CVM MINI	<ul style="list-style-type: none"> – Sann RMS (gjennomsnitt, min og maks) – Alarmer

2.4 Tilgjengelige måledata i TEN

Tidligere i dette kapittelet er det vist hva som er mulig å hente ut av måledata. Selv om potensielt målinger med 5-minutters oppløsning kan hentes ut fra AMS-målerene, gjøres ikke dette i praksis. Dette er fordi det fort blir veldig mye data som må håndteres. All nytte som ny instrumentering kan gi er ennå ikke fullstendig kartlagt og det kan derfor i fremtiden hende at det hentes ut måleverdier med 5 minutters oppløsning dersom dette er hensiktsmessig.

I denne delen av kapittelet gjennomgås måledata som per mai 2018 er tilgjengelig fra de to lavspenningskretsene under nettstasjonene NS00638 og NS00644, som brukes i praktisk case senere. Disse dataseriene er hentet ut for perioden 01.10.17 - 31.03.18.

2.4.1 Tilgjengelig måledata for multimåleinstrument i nettstasjon

Tabell 2.6 viser måledata som er tilgjengelig for nettnytte per mai 2018. I denne nettstasjonen er multimåleinstrumentet av typen Scandinavian Electric CVM Mini. Det er mulig å hente ut data helt ned til 30 sekunders tidsoppløsning for samtlige måleparametere.

Tabell 2.6: Tilgjengelige målinger fra multimåleinstrument i nettstasjon NS00644

Tidsoppløsning	Parameter
30 sek	<ul style="list-style-type: none"> – THD – Energiforbruk, aktiv og reaktiv (gjennomsnitt, min og maks) – Aktiv, reaktiv og tilsynelatende effekt (gjennomsnitt, min og maks) – Spenning for alle linjer og alle faser (gjennomsnitt, min og maks) – Strøm totalt, for alle linjer, alle faser og nøytralleder (gjennomsnitt, min og maks) – Frekvens (gjennomsnitt, min og maks) – Effektfaktor (gjennomsnitt, min og maks)

I tillegg til måleseriene som vises i tabellen kan måleren også utløse alarm. Parameteren det ønskes alarm for må velges i måleren. I tillegg må grenseverdi for parameteren velges. For TEN

brukes alarm for:

- Jordfeil
- Avbrudd
- Fasebrudd
- Spenningsvariasjoner
- Spenningsusymmetri

2.4.2 Tilgjengelige måledata for AMS-målere

Tidsserier

Tabell 2.7 viser de tilgjengelige tidsseriene fra de aktuelle AMS-målerene i perioden 01.10.17 - 31.03.18. Det sees at det kun finnes spenningsverdier for L1. Dette er linjespenningen mellom L1 og L2. Det vites også at det faktisk måles spenninger for L2 og L3 også. Altså videreformidler ikke Validér alle måledata fra AMS-måleren. TEN, NTE og en rekke andre aktører som er en del av SORIA-prosjektet har opprettet et kravforum der de definerer kravspesifikasjoner til KAIFA, Validér og NURI Telecom. Der ligger allerede et krav om fremvisning av alle spenninger inne til behandling. Derfor kommer dette til å bli tilgjengelig i nær fremtid.

Tabell 2.7: Tilgjengelige tidsserier fra AMS-målere i lavspenningskretsene tilhørende NS00638 og NS00644

Tidsoppløsning	Parameter
24 t	– Spenning x gjennomsnitt, min og maks ($x=L1$ for både 1-Ø og 3-Ø)
60 min	– Energiforbruk, aktiv og reaktiv (gjennomsnitt)

Hendelser

Tabell 2.8 viser hendelsene som har blitt loggført fra de 138 AMS-målere under NS00638 og NS00644 for perioden 01.10.17 - 31.03.31. Forskjeller fra hendelsene som ifølge brukermanualen

skal være tilgjengelig er:

- Det ble ikke registrert THD-hendelser i hele denne perioden. Sannsynligvis fordi grenseverdien i måleren er satt for høy.
- Datasettet inneholder ingen informasjon om fase L2. Dette er fordi det kun foretas spenningsmålinger mellom L1 og L2 og L3 og L1. Disse spenningene lagres for L1 og L3.
- I datasettet ble ikke *Langt avbrudd slutt* registrert

Tabell 2.8: Faktiske hendelser fra AMS-målere

Logger	Hendelser
Strømbrudd	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Spenningsavbrudd x Start (x=L1,L2,L3)</i> – <i>Kort avbrudd x Slutt (x=L1,L2,L3)</i>
Leveringskvalitet	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Kortvarige over- og underspenninger x start og slutt (x=L1,L3)</i> – <i>Langvarige over- og underspenninger x start og slutt (x=L1,L3)</i> – <i>Spenningsubalanse start og slutt</i>

2.5 Oppsummering

Som nevnt i innledningen av dette kapittelet vil ikke alltid alle måledata som står beskrevet i brukermanualen til målerene kunne benyttes. I tillegg vil ikke alle nettstasjoner være utstyrt med multimåleinstrument dersom de er bygget før FEF 06 trådte i kraft. Dette vil medføre at noen av metodene som senere blir benyttet blir ubrukelige eller må justeres.

Uten målinger i nettstasjonen blir det svært vanskelig å gjøre det lavspente distribusjonsnettets observerbart. I tillegg er det rimelig å anta at antallet nettstasjoner med multimålein-

strument er økende. Derfor er ikke lavspenningskretser uten multimåleinstrument hensyntatt i videre analyse.

AMS-målingene er per mai 2018 først tilgjengelige neste dag kl 07.00. Når AMS-data på sikt blir sendt til Elhub vil antagelig datasettene bli tilgjengelig fortere. Målingene foretatt i nettstasjonene er tilgjengelige umiddelbart.

Kapittel 3

Typiske topologifeil og feilkilder

Det er essensielt at nettselskapene har oppdaterte kart for topologien til lavspenningskretsene dersom data fra AMS og multimåleinstrumenter skal kunne utnyttes til sitt potensiale. Dette kapitlet vil derfor redegjøre for hva som menes med begrepet topologi. I tillegg gjennomgås typiske eksempler der topologien er feildokumentert i Nettinformasjonssystemet (NIS) til nettselskapet. I tillegg gjennomgås feilkilder som fører til at NISet ikke inneholder riktig informasjon.

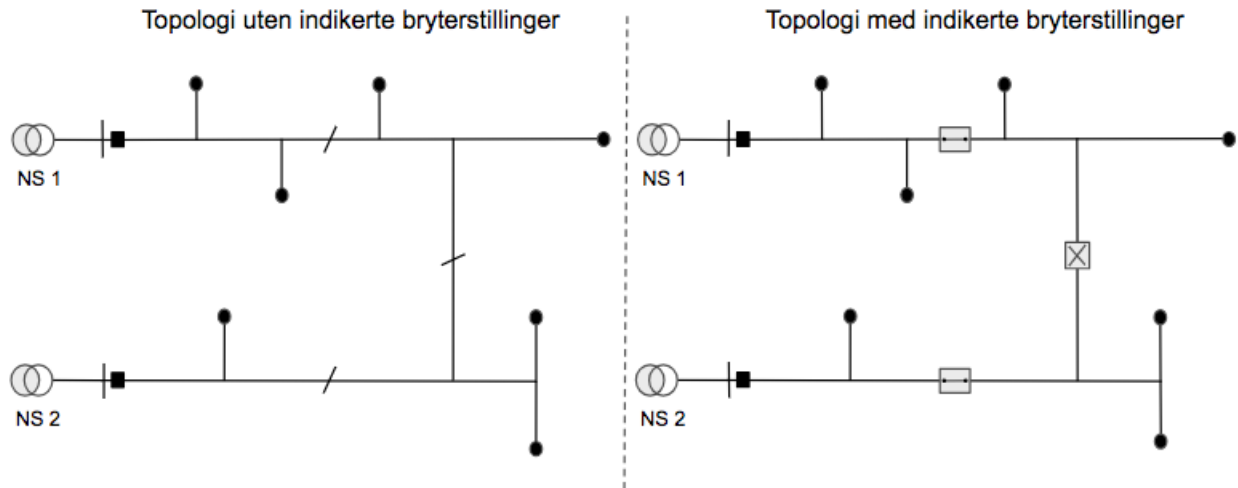
3.1 Definisjon av topologi

Topologi er i denne oppgaven synonymt med utformingen på lavspenningsnett. De viktigste punktene som beskriver lavspenningsnett er listet opp under:

- Elektrisk sammenkobling av nettstasjon, ledere og abonnenter
- Lederlengder
- Ledertype og -tverrsnitt
- Bryterstillinger
- Faserekkefølge

Figur 3.1 viser et eksempel på lavspenningskretser. De to delene av figuren viser den samme kretsen. Der vises to nettstasjoner med en radial hver. De svarte boksene er høyeffektssikringer









og de skrå strekene er skillekontakter. Prikkene viser abonnenter og strekene viser kablesegmentene. Til høyre i figuren vises hvordan kretsen er koblet rent elektrisk. Her er bryterstillingene også vist. Boks med strek indikerer at skillekontakten ligger inne, mens boks med kryss indikerer at skillekontakten er åpen. En oversikt over symbolbruken vises i 3.2.



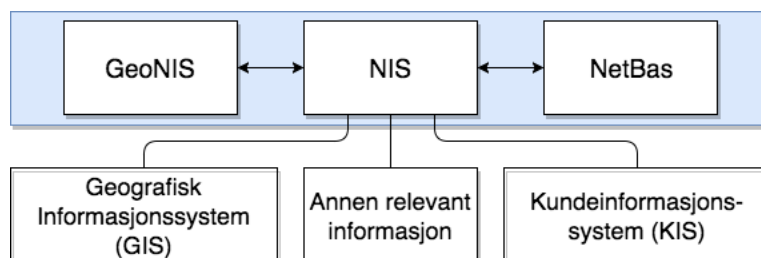
Figur 3.1: Topologi

Figuren viser til venstre hvordan kretsene ligger fysisk og den viser til høyre hvordan den er sammenkoblet elektrisk. I tillegg til denne informasjonen vil resten av punktene som er listet opp over finnes i NISet. Der finnes også all annen relevant informasjon om nettet. NISet brukes i den dagligdagse driften fordi det oversiktlig presenterer all relevant data og kan foreta en rekke analyser slik som lastflyt- og spenningsberegninger. Nettinformasjonssystemet som brukes i TEN heter NetBas.

NISet er bygget opp av det geografisk informasjonssystemet (GIS) og kundeinformasjonssystemet (KIS). GISet inneholder alle objekters geografiske lokasjon og KISet inneholder all informasjon om abonnenter og annen relevant informasjon om for eksempel forbruk. Sammenhengen mellom disse systemet er vist i 3.3. Det finnes flere programmer som fungerer som NIS i ulike nettselskaper. I Hafslund Nett brukes for eksempel GeoNIS. Videre i oppgaven vil betegnelsen NIS brukes så lenge det ikke er snakk om spesifikke oppgaver foretatt i NetBas.

Komponent	Symbol
Fordelingstransformator i nettstasjon	
Høyeffektsikring	
Samleskinne	
Linjesegment	
Abonnent	
Skillekontakt uten indikert stilling	
Skillekontakt lukket	
Skillekontakt åpen	

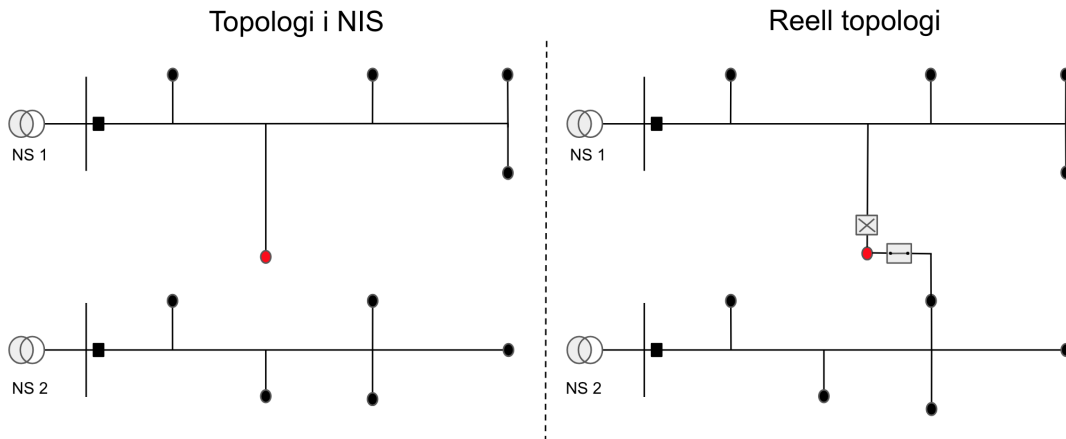
Figur 3.2: Symbolforklaring



Figur 3.3: NIS oppbygging

3.2 Eksempler på topologifeil i NIS

3.2.1 Feil fysisk sammenkobling



Figur 3.4: NIS viser feil fysisk sammenkobling

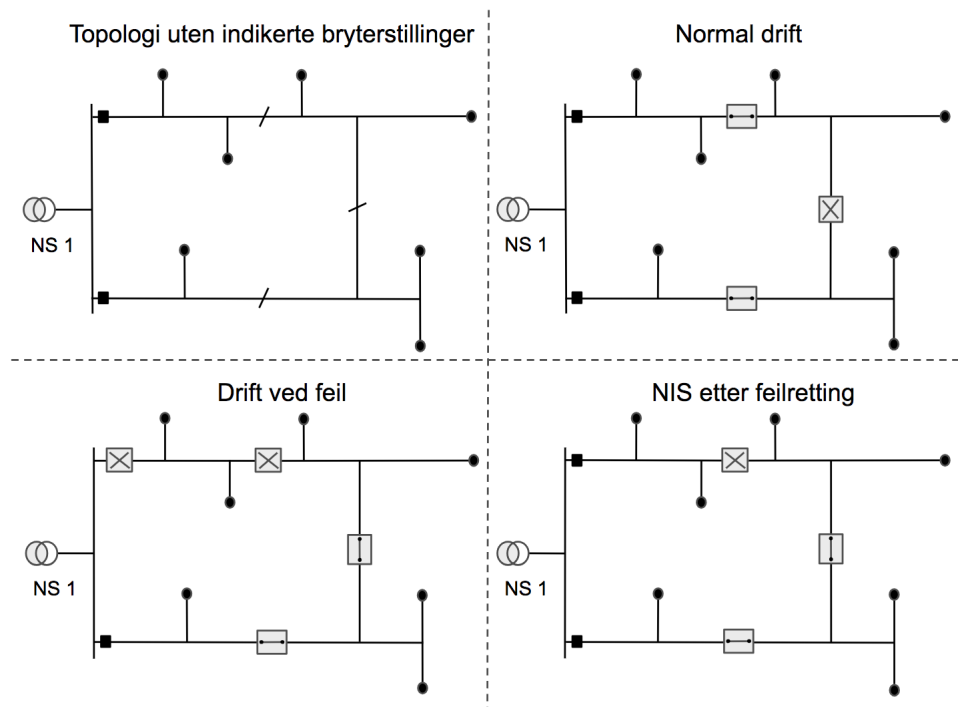
En vanlig feil er at en sluttbruker i NISet vises i en annen krets enn den i virkeligheten tilhører. Figur 3.4 viser dette.

Figuren viser to nærliggende nettstasjoner, NS 1 og NS 2, og deres underliggende lavspenningskretser. Den andre abonnenten i NS 1 sin krets til venstre i figuren er markert i rødt. NISet viser altså at abonnenten tilhører NS 1 sin krets.

Dette er imidlertid ikke riktig. Den korrekte topologien vises til høyre i figuren. Den røde abonnenten her er den samme som den vist til venstre i figuren. Abonnenten tilhører altså NS 2 sin krets i virkeligheten.

Abbonnten kan ha blitt flyttet fra NS 1 sin krets som følge av overbelastning. Derfor kan montører ha opprettet en ny kabelforbindelse fra abonnenten mot kretsen til NS 2. De har i dette tilfellet også montert to skillekontakter, en på hver side av abonnenten slik at den kan forsynes fra begge kretser avhengig av behov. Dersom ikke disse endringene har blitt oppdatert i NISet, vil topologien i NISet være uforandret, mens den reelle topologien vil se ut som den vist til høyre i figuren.

3.2.2 Feil bryterstilling

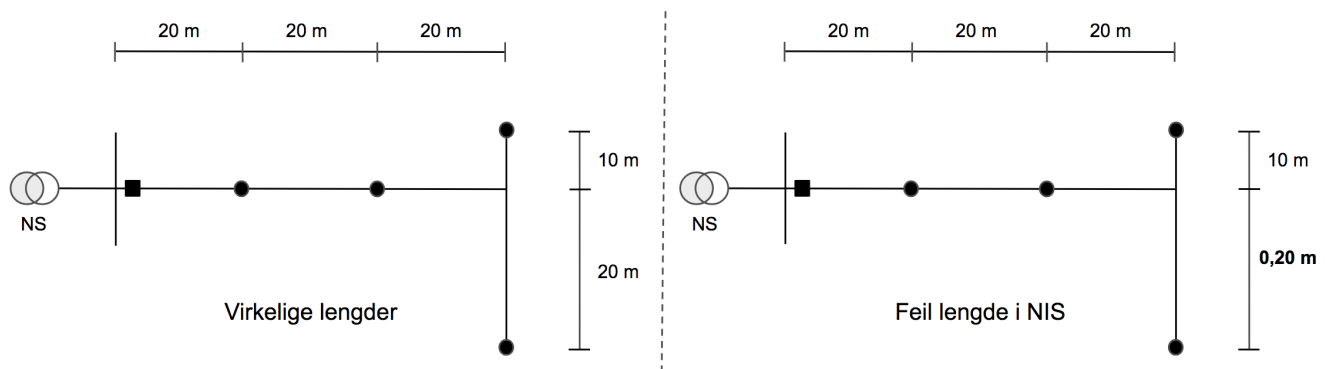


Figur 3.5: NIS viser feil bryterstilling

Figur 3.5 viser en feil der NISet viser feil bryterstilling. Øverst til venstre vises en lavspenningskrets. De svarte skrå strekene viser hvor det er skillekontakter. Alle skillekontakter kan åpnes og lukkes på vanlig måte. Dette markeres med strek for lukket og kryss for åpen.

Øverst til høyre viser hvordan kretsen normalt driftes. Her ligger begge skillekontaktene langs radialene inne, mens skillekontakten mellom radialene ligger ute. Nede til venstre vises et tenkt eksempel der det har skjedd en feil i den øverste radialen mellom samleskinnen på nettstasjonen og den øverste skillekontakten. Dette kabelsegmentet blir derfor utkoblet i påvente av at feilen blir rettet. For å likevel forsyne de to siste abonnentene i den øvre radialen blir skillekontakten mellom radialene lagt inn. NISet blir oppdatert til denne bryterstillingen siden det tar noe tid å rette feilen. Når feilen omsider blir rettet driftes igjen kretsen som normalt slik det er vist øverst til høyre. Likevel blir NISet bare delvis oppdatert. Dette vises nede til høyre. Her vises at høyeffektssikringen igjen ligger inne som under normal drift. Likevel har ikke den øvre skillekontakten eller skillekontakten mellom radialene sine stillinger blitt oppdatert. NISet viser derfor ikke korrekte bryterstillinger.

3.2.3 Feil lengde på kabler eller linjer

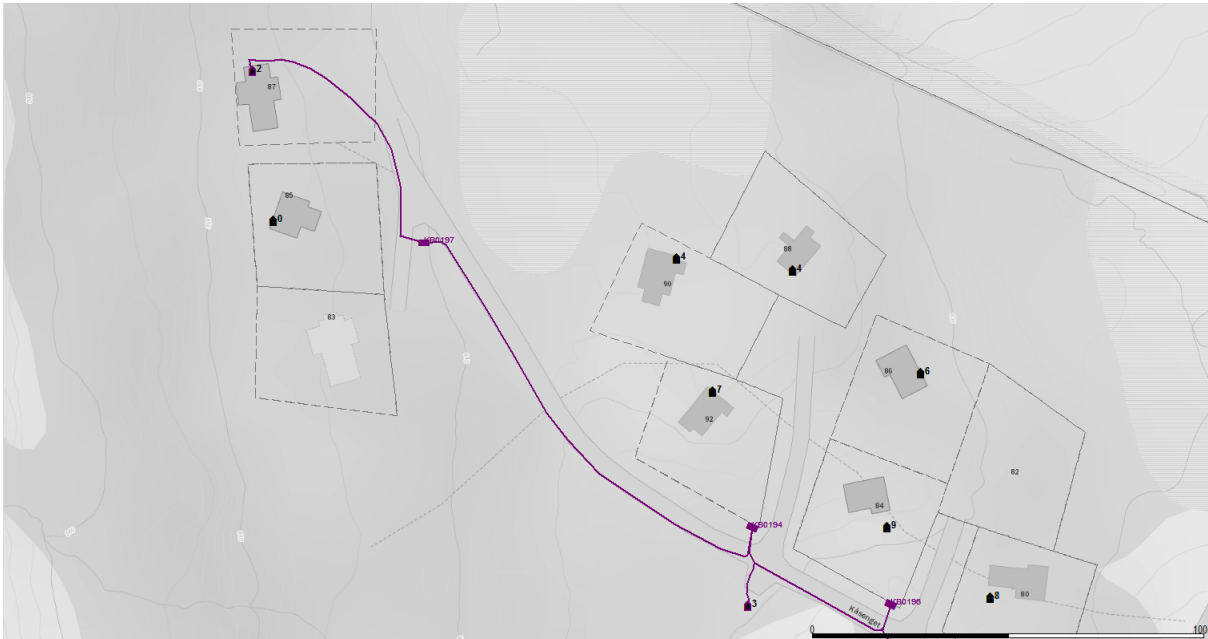


Figur 3.6: NIS viser feil lengder

Figur 3.6 viser en krets der informasjonen om en kabel er feil. Figuren viser til venstre hvordan kretsen ser ut med kabellengder i virkeligheten. Til høyre vises hvordan kretsen er dokumentert i NISet. Forskjellen mellom de to fremstillingene er markert med fet tekst til høyre i figuren. Her er kommaet feilaktig plassert. Dette har ført til at NISet viser dette kablesegmentet som 0,20 meter og ikke 20 meter. Siden impedansen i kablene avhenger av lengden vil dette føre til at for eksempel lastflyt- og spenningsberegninger vil samsvare dårlig med virkelige måleverdier, spesielt for den ytterste abonnenten nederst til høyre.

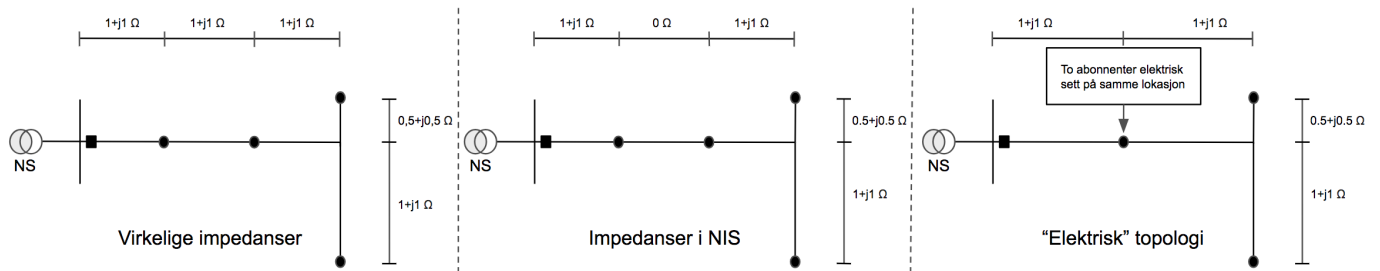
3.2.4 Abonnenter som ikke er tilkoblet resten av nettet

En annen vanlig topologifeil er svevende målepunkter. Med svevende målepunkter menes at abonnenten ikke vises som tilkoblet resten av nettet i NISet. Dette er tilfellet i figur 3.7 der det tydelig kan sees at flere av husene som ligger i kartet ikke er tilkoblet nettet. Det har blitt kontrollert at disse abonnentene i virkeligheten er tilkoblet nettet.



Figur 3.7: Svevende abonnenter

3.2.5 Informasjon om linjer og kabler mangler



Figur 3.8: Manglende ledere i NIS

I noen tilfeller vil ledninger kun være tegnet inn i NISet, men ikke inneholde informasjon om de elektriske parameterene. Dette vises i figur 3.8. Til venstre vises den fysiske topologien til en lavspenningskrets med impedanser på kabelsegmentene. I midten vises kretsen slik den er dokumentert i NISet. På det midterste kabelsegmentet mangler data om impedansen. Det betyr at når NISet skal gjøre beregninger vil det ikke være noe lastflyt eller spenningsfall på dette kabelsegmentet. På den måten vil de to abonnentene elektrisk sett, men ikke geografisk, være samme punkt. Dette vises til høyre i figuren.

Siden NISet ofte er et program som viser kabelsegmentene lagt oppå et eiendomskart, vil programmet vise kabelsegmentenes fysiske utstrekning, men mangle verdien for impedansen. Derfor vil det være vanskelig å se at verdien mangler når programmet brukes.

3.3 Feilkilder

Det kan være flere grunner til at det er uoverensstemmelse mellom NISet og virkelig lavspenningskrets. Under blir flere av de mest vanlige feilkildene presentert. Disse har fremkommet etter samtaler med fagpersoner i TEN.

3.3.1 Mislykket import av nye NIS-data ved fusjon av nettselskaper

TEN er det største nettselskapet i Sør-Trøndelag og har gjennom de siste årene fusjonert med en rekke mindre nettselskaper. Spesielt etter fusjonen med Trondheim E-verk har nettselskapet hatt utfordringer med svevende målepunkter og anlegg.

Tilsynelatende skulle import av data fra andre nettselskaper være en triviell oppgave, men erfaring fra TEN viser at dette ikke er så enkelt. Dersom et annet nettselskap har et annet format eller en annen struktur på sin data kan importen bli svært utfordrende og tidkrevende. Utover Trondheim E-verk har TEN fusjonert med en rekke mindre selskaper i ettertid. Dette gjelder for eksempel i Malvik, Selbu, Tydal, Kvikne/Rennebu og Oppdal og er derfor fortsatt en aktuell feilkilde.

3.3.2 Feil informasjon i kundeinformasjonssystem

Det kan også være feil i kundeinformasjonssystemet (KIS). Eksempelvis kan en abonnent være registrert i feil lavspenningskrets. Dette kan føre til at en nettplanlegger legger abonnenten inn i feil krets i NISet. Da vil det fås en feil som i figur 3.4.

3.3.3 Feil ved inntasting av data i NIS

Selv om det er en meget triviell feil, hender det likevel at parameterdata i NISet ikke er korrekte. Dette kan være som følge av en inntastingsfeil eller at parameterdata ikke har blitt oppdatert

dersom det har vært en endring i nettet. Figur 3.6 viser at et feilplassert komma kan endre lengden på en kabel fra 20 m til 0,20 m.

Andre parametere kan også inneholde feil verdier. For eksempel kan feil ledertverrsnitt eller ledertype også forekomme.

3.3.4 Manglende utfylling, innsending eller registrering av arbeidsordre ved omkobling

I nettselskaper er det vanlig at utførelse av oppgaver som involverer NISet og endring av NISet gjøres ved arbeidsordrer. Typiske forløp er:

- Opprett arbeidsordre fordi

En av de to under:

- Nettplanlegger skal tegne inn nye abonnenter i NISet fra KIS-data eller omplassere eksisterende abonnenter

ELLER

- Montører skal legge om driften på en lavspenningskrets i forbindelse med vedlikeholdsarbeid eller feilretting

- Utføre arbeidsoppgaver
- Dokumentere utførte arbeidsoppgaver ved å fylle ut arbeidsordre
- Registrere arbeidsordre
- Arbeidsordren blir godkjent og NISet blir oppdatert

I byområder og bynære strøk er det gjerne høy tetthet av nettstasjoner. Derfor har mange lavspenningskretser mulighet for å enten koble inn abonnenter fra en annen nærliggende nettstasjon eller ut sine egne dersom det skulle bli nødvendig. Figur 3.1 viser et eksempel på to nærliggende nettstasjoner som har disse koblingsmulighetene. Dette kan for eksempel skje dersom det skal utføres vedlikeholdsarbeid, at en nettstasjon blir overbelastet eller at noe annet uforutsett skjer. Under

Energimontørs manglende utfylling og innsendelse av arbeidsordre

Dersom det oppstår en feil i en krets utenfor normal arbeidstid vil montører rykke ut og forsøke å rette feilen så fort som mulig. Dette gjøres ved å legge om driften slik at noen abonnenter fra en krets midlertidig blir forsynt fra en annen nettstasjon. Situasjonen kan være uoversiktlig og stressende. Derfor kan utfylling av arbeidsordren glemmes eller nedprioriteres. Resultatet av dette er feildokumentasjon i NISet.

Nettplanleggers manglende fullføring eller innsendelse av arbeidsordre

Ved tilknytning av en ny nettkunde vil dette først bli registrert i KISet. Videre vil det opprettes en arbeidsordre om å registrere denne abonnenten i NISet. Denne jobben gjøres av en nettplanlegger. Når oppgaven er utført vil jobben bli sendt til gjennomsyn før det publiseres i NISet. Siden nettplanleggere til en hver tid har en lang liste med arbeidsordre kan noen bli glemt bort og aldri gjennomført eller glemt å bli innsendt til gjennomsyn. Dette kan føre til at kunder som faktisk er tilknyttet nettet og bruker elektrisitet ikke vises i NISet og ansees som svevende målepunkter. De vil da heller ikke hensyntas i analyser og beregninger foretatt i NISet og er derfor en feilkilde. Andreas Brandsøy Våg i TEN har kalkulert at det per 07.06.18 er 2074 svevende målepunkter i TEN sitt nett.

Kapittel 4

Mulige metoder for å forbedre dokumentasjon i NIS

4.1 Innledning

Etter at aktuell måledata, typiske topologifeil og feilkilder er kjent vil dette kapittelet vise mulige metoder som kan benyttes for å forbedre dokumentasjonen av nett-topologien.

For et nettselskap finnes det flere tiltak som kan iverksettes for å håndtere "topologiproblemet". Noen av tiltakene er intuitive og tilsynelatende enkle å benytte, og gir muligens tilfredsstillende og anvendelig informasjon om en lavspenningskrets. Andre tiltak kan være mer avanserte og potensielt gi bedre resultater, men kan være vanskelig å implementere og kreve utilgjengelig måledata.

Metodene som er foreslått i [5] faller i den førstnevnte kategorien og er fremkommet i samtaler med veileder og TEN som mulige metoder. Denne typen tiltak vil herfra bli kalt heuristiske metoder og vil bli gjennomgått i 4.3.

Det er også gjort et litteratursøk der de viktigste funnene innenfor estimering av topologi er inkludert. Disse metodene er mer avanserte enn de heuristiske og forsøker å bruke måledata og algoritmer til å korrekt estimere topologien til lavspenningsnettet.

Avslutningsvis vil de aktuelle metodene sammenlignes og det vil foretas en vurdering av hvilke metoder som best vil løse "topologiproblemet". De valgte metodene arbeides videre med i resten av oppgaven.

4.2 Resultat av litteratursøk

Det er blitt foretatt et litteraturstudium der særlig tre metoder var av interesse for å løse "topologiproblemet". Disse vil bli gjennomgått i dette delkapittelet. Det er primært foretatt søk i IEEE sin database for artikler IEEE Explore og alle de tre metodene ble funnet der. Søkebegrepene som primært ble brukt er:

- Distribution system
- Topology estimation
- State estimation
- Topology detection

4.2.1 Metode 1 - Distribution System Topology Estimation

[12] foreslår en metode for å estimere topologien i en lavspenningskrets. Fagfeltet kalles *Distribution System Topology Estimation* (DSTE). Den foreslåtte algoritmen bruker følgende verdier som inndata:

- Spenning
- Strøm (Reell)
- Strøm (Imaginær)

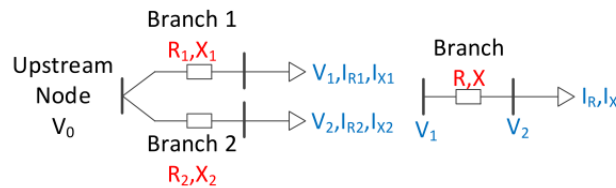
og estimerer:

- Sammenkobling mellom komponenter
- Serieimpedans

Reell og imaginær strøm er ikke direkte tilgjengelig fra KAIFA sin AMS-måler som TEN bruker. Det vil likevel trolig være mulig å avlede disse verdiene siden både aktiv energi, reaktiv energi og spenningsmålinger finnes. I tillegg forutsetter metoden at det vites hvilke to målere som ligger etter hverandre utover i kretsen. De kan da ligge i serie eller parallell, slik som figur 4.1 viser. To slike nærliggende målere vil da kalles et par med AMS-målere.

Algoritmen baserer seg på ligning 4.1, der V_1 og V_2 er spenningen til to knutepunkter som enten ligger i serie eller parallell. Forklaring til symbolene som benyttes i denne og resten av ligningene som introduseres i dette kapittelet finnes i symbolforklaringen i starten av oppgaven. Fet skrift betyr viserverdi. Algoritmen bruker videre lineær regresjon for å finne verdier for de to ukjente verdiene, R og X .

$$\mathbf{V}_{drop} = \mathbf{V}_1 - \mathbf{V}_2 \approx (RP + XQ)/V_2 = R\mathbf{I}_R + X\mathbf{I}_X \quad (4.1)$$



Figur 4.1: Parallell- og seriekrets [12]

Algoritmen benytter seg av to lister, L og B . L er en liste som inneholder alle AMS-målerene i lavspenningskretsen. Informasjon om hvilke abonnenter som er i kretsen fås fra KI_{Set} . B er i utgangspunktet en tom liste.

Målet er å hente ut AMS-målerene fra L og fylle B slik at L til slutt tømmes. Da vil alle AMS-målere være redegjort for og blitt inkludert i en relasjon med en annen måler. Samtidig fylles B opp med parameterverdiene R og X og koblingen mellom abonnentene slik at denne til slutt inneholder all utgangsdata.

Påfølgende AMS-målere vil bli sammenlignet. For hvert par med AMS-målere i L vil de to målerene innbyrdes være tilkoblet enten i parallell eller i serie, slik som vist i figur 4.1. Derfor foretas en linear regresjon for begge scenarier. Ligningene vises i 4.2 og 4.3.

$$\mathbf{V}_1 - \mathbf{V}_2 = R_1\mathbf{I}_{R1} + X_1\mathbf{I}_{X1} + R_2\mathbf{I}_{R2} + X_2\mathbf{I}_{X2} + \epsilon \quad (4.2)$$

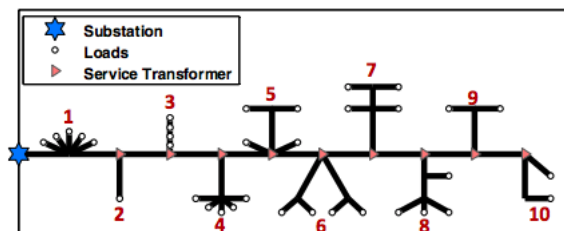
$$\mathbf{V}_1 - \mathbf{V}_2 = R\mathbf{I}_R + X\mathbf{I}_X + \epsilon \quad (4.3)$$

Den regresjonsmodellen som gir lavest *root mean square error* (RMSE) velges og avgjør følgende om det er en parallell- eller seriekobling. Videre legges utregnede resistanser, reaktanser

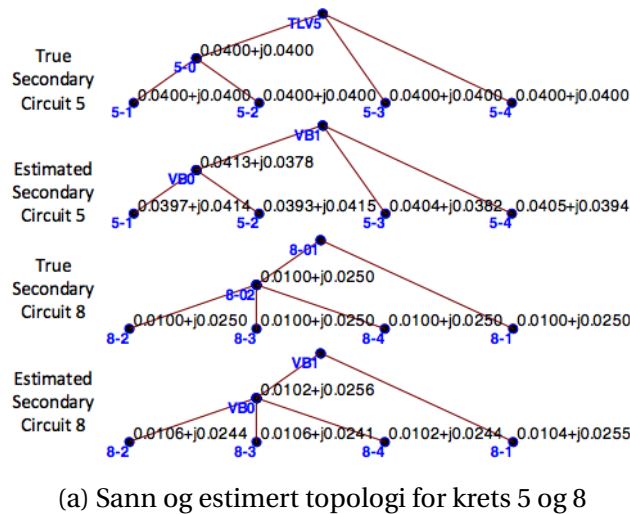
og sammenkoblingen mellom knutepunktene inn i B. L blir kortere samtidig som B fylles opp. Denne prosessen gjentas til topologien og alle linjeparametere er estimert.

Metoden har blitt testet på 10 nærliggende lavspenningskretser, som vises i 4.2. Kretsene har blitt korrekt estimert i alle tilfellene. Figur 4.3a viser sann og estimert topologi i lavspenningskrets 5 og 8 fra figur 4.2. Figuren viser først hvordan krets 5 faktisk ser ut med impedans og sammenkoblinger. Under den vises estimerte verdier og sammenkoblinger. Sanne og estimerte kretser vises tilsvarende for lavspenningskrets 8.

Figur 4.3b viser at dersom det ikke er noen målefeil er parameterene svært godt estimert. Introduseres en målefeil på 1 % for P og Q og 0,2 % for V vil feilprosenten bli noe høyere. For eksempel går maksimal feilprosent for estimert resistans og reaktans opp fra 2,8 % og 1,44 % til 17,57 % og 11,66 %. Feilprosenten for gjennomsnittet av de samme parameterene holder seg likevel under 4 %.



Figur 4.2: Testkrets [12]



Meas. Error?	$R_{err,avg}$ [%]	$X_{err,avg}$ [%]	$R_{err,max}$ [%]	$X_{err,max}$ [%]
No	0.45	0.36	2.80	1.44
Yes	3.31	3.84	17.57	11.66

(b) Feilprosent for parameterestimering

Figur 4.3: Resultater [12]

Totalt sett er denne algoritmen lovende og antageligvis anvendelig for et nettselskap, siden den baserer seg på historiske data fra AMS-målere. Likevel har den noen svakheter. Det er usikkert hvor stor nytte metoden har for topologiestimering dersom nettselskapet må ha forhåndskunnskap om hvilke målere som ligger etter hverandre utover i kretsen. Derfor er muligens metoden best til å validere at topologien stemmer i NISet eller avsløre at noe er galt. Siden metoden baserer seg på spenningsfall vil det dessuten være avgjørende at det er en målbar forskjell i spenningsene mellom to abonnenter. Derfor er det avgjørende med:

- God målenøyaktighet
- En viss lengde og last gjennom lederne eller nett som ikke er for stivt

Metoden er også fullstendig avhengig at riktige AMS-par blir valgt. Dersom det velges feil par en gang vil den ferdig estimerte topologien være ukorrekt.

4.2.2 Metode 2 - Deteksjon av endring i bryterstilling

[13], [14] og [15] har fokus på å detektere endringer i topologien som følge av omkoblinger slik at NISet til et nettselskap kan oppdateres så snart det er en omkobling i lavspenningsnettet. Algo-

ritmen estimerer ikke topologien fra bunnen av, men krever at sammenkoblingene og plassering av skillekontakter er kjent, men ikke bryterstillingene. Denne algoritmen egner seg antagelig best for kretser med hyppige omkoblinger, og derfor kanskje best for bystrøk.

Metoden benytter seg kun av Phase Measurement Units (PMUer) og ikke av AMS-data. Dette er målere som med god nøyaktighet måler viserverdiene til strømmer og spenninger i nettet. Slike målere finnes idag ikke i TEN sitt lavspenningsnett, men det hevdes i [16] at AMS-målere i fremtiden relativt enkelt skal kunne oppgraderes til å få denne funksjonaliteten.

Metoden benytter seg av følgende inndata:

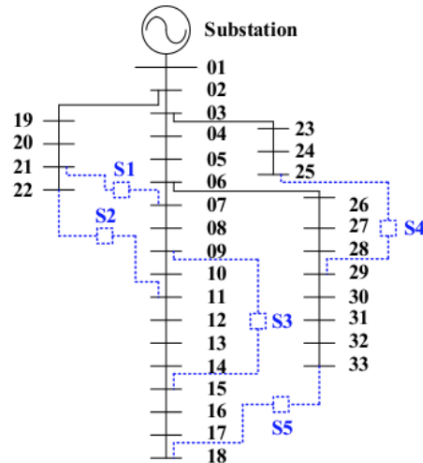
- Viserspenninger fra PMU
- Korrekt initiell topologi for lavspenningskrets/lavspenningskretser som er involvert ved en bryterendring
- Bryterplassering

og estimerer:

- Bryterstillingene og derfor den oppdaterte topologien i en lavspenningskrets

Metoden benytter seg av spenningsendringer i målepunktene som kommer av en endret bryterstilling i nettet. Denne metoden samler alle PMU-målinger for to etterfølgende tiddsteg. Deretter tas differansen av disse målingene. Denne serien av verdier blir i denne algoritmen kalt trendvektoren. Ved matrisemanipulasjon dekomponeres denne vektoren til flere faktorer. Den ene av disse faktorene vil være unik for hver unike topologiendring. Denne faktoren kalles derfor for *the particular signature* for en spesifikk bryterendring og vil være en entydig signatur for en spesifikk bryterendring.

Denne signaturen vil sammenlignes med et bibliotek for å anslå hvilken bryterendring som har funnet sted. Dette biblioteket inneholder signaturen til alle mulige bryterendringer i lavspenningskretsen. Disse har blitt funnet ved bruk av simuleringer av alle mulige bryterendringer. Trendvektoren (og derfor signaturen) til det fysiske nettet vil hele tiden måles og sammenlignes med biblioteket for å vurdere om det har forekommet en endring slik at NISet må oppdateres.



Figur 4.4: IEEE testkrets [14]

Table IV. SIMULATION RESULTS WITH 33 PMUs

SD [kV]	non detections	wrong detection	decision errors	total errors	perc. of errors (%)
0	0	50	50	100	1.00
0.68, ($f = 1$ Hz)	0	64	67	131	1.31
1.56, ($f = 0.2$ Hz)	17	131	152	300	3.00
2.22, ($f = 0.1$ Hz)	72	211	244	527	5.27

Table V. SIMULATION RESULTS WITH 15 PMUs

Relative SD (%)	non detections	wrong detection	decision errors	total errors	perc. of errors (%)
0	0	52	52	104	1.04
0.68, ($f = 1$ Hz)	0	73	76	149	1.49
1.56, ($f = 0.2$ Hz)	29	135	158	322	3.22
2.22, ($f = 0.1$ Hz)	74	213	252	539	5.39

Table VI. SIMULATION RESULTS WITH 7 PMUs

Relative SD (%)	non detections	wrong detection	decision errors	total errors	perc. of errors (%)
0	0	56	56	112	1.12
0.68, ($f = 1$ Hz)	2	180	185	367	3.65
1.56, ($f = 0.2$ Hz)	31	199	209	441	4.41
2.22, ($f = 0.1$ Hz)	76	245	298	619	6.19

Figur 4.5: Resultater [14]

Figur 4.4 viser kretsen som metoden har blitt testet på. Det er 33 målepunkter i denne kretsen. Resultatene er oppsummert i 4.5. Tabellene viser resultatene for ulike grader av måleusikkerhet. Måleusikkerheten vises her som en frekvens. Dette er målefrekvensen, hyppigheten av målingene. Dersom målefrekvensen er lav, kan det være større variabilitet i lastene i kretsen. Dette gjør det vanskeligere for metoden å detektere bryterendringer. Tabellene viser resultatene av

simuleringen med en måleusikkerhet på 1 Hz, 0,2 Hz, og 0,1 Hz.

Tabellene (IV, V og VI) viser hvordan algoritmen fungerer med ulik dekning av PMUer i kretsen, henholdsvis 33, 15 og 7 PMUer. Kolonnenene viser de ulike hendelsen som kan forekomme og hyppigheten av dem i en simulering med 1000 bryterendringer. Kolonnene er; ingen deteksjon av bryterendring, feil deteksjon, beslutningsfeil, totalt antall feil og feilprosent. Feil deteksjon er når algoritmen detekterer en bryterendring som ikke har forekommet. Beslutningsfeil er de tilfellene hvor algoritmen detekterer en endring, men feil endring.

Metoden virker å være svært robust med tanke på å redusere antall PMUer, men har en vesentlig feilprosent når måleusikkerheten øker og er derfor avhengig av gode og nøyaktige data.

Totalt sett er dette en algoritme som et nettselskap antagelig vil kan benytte i et urbant nett med mange nærliggende nettstasjoner under forutsetning om at det er enkelt å etterinstallere eller oppgradere AMS-målere til at de kan måle viserverdier for spenninger.

Denne metoden vil egne seg på steder der topologien i utgangspunktet kjennes, men det ofte forekommer bryterendringer slik at topologien stadig endres. Den vil derfor ikke egne seg steder der:

- Det er feil linjeparametere i NISet
- Sammenkoblingen mellom abonnenter er usikker
- Det er svevende målepunkter

Metoden vil heller ikke estimere linjeimpedanser.

4.2.3 Metode 3 - Felles estimering av topologi og parameterverdier

[16] foreslår en metode som iterativt oppdaterer koblingsbildet og linjeparametere. Denne metoden benytter følgende måledata:

- AMS-måler
 - Aktiv effekt
 - Reaktiv effekt
- μ PMUer

- Spenning

- Fasevinkel

I tillegg benytter metoden seg av det som i utgangspunktet vites om topologien. Som nevnt over hevdes det at AMS-målere kan oppdateres eller etterinstallere ekstrautstyr som gjør at spenning og fasevinkel også kan måles. Derfor er denne metoden også vurdert.

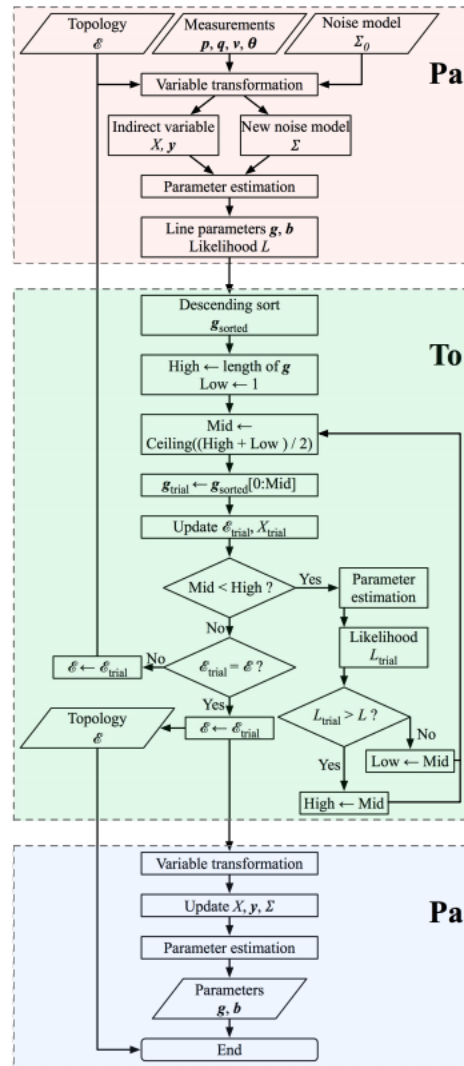
Metoden tar utgangspunkt i lastflytligningene for aktiv og reaktiv effektlyt. Derfor fungerer metoden også i nett med høy grad av distribuert produksjon og plusskunder. Ligningene inkluderer alle de fire parameterene som er listet opp over. Videre brukes ligningene til å sette opp en relasjon mellom de målte parameterene og serieadmittansen (både konduktans og suseptans) til lederene.

Algoritmen kjøres slik som det vises i figur 4.6. Det er tre steg i denne algoritmen:

- Pa - Parameterestimering ved bruk av måleverdier og initell kjennskap om topologien

- To - Topologiestimering ved bruk av estimerte parametere. Topologien sammenlignes med topologien som er inngangsdata i steget over. Dersom disse topologiene er like går algoritmen videre til siste steg. Ellers går den tilbake til første steg og oppdaterer parameterene

- Pa - Parameterestimering. I dette steget vites at topologien er korrekt. Derfor vil en parameterestimering i dette steget også bli korrekt

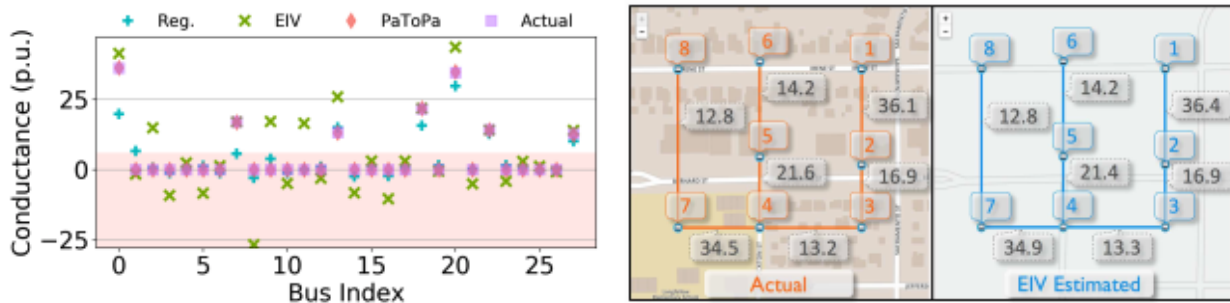


Figur 4.6: Flytskjema for PaToPa [16]

Algoritmen kan ta hensyn til målestøy. Modellen er derfor i stand til å brukes selv med målestøy i alle de fire inngangsparameterene. Dette fører dog til at utregningene blir svært avanserte. Derfor forenkles modellen slik at den lar seg løse. Likevel argumenteres det i artikkelen for at modellen løser topologiproblemet på en meget tilfredsstillende måte.

Metoden har blitt testet på en lavspenningskrets med 8 abonnenter i Bakersfield, California. Kretsen har en radiell struktur, og vises i figur 4.7b. Det er syv kabelsegmenter og derfor skal syv linjeimpedanser estimeres. Figur 4.7a viser de estimerte impedansverdiene for alle 28 potensielle sammenkoblingene i en krets med 8 abonnenter. Det sees at det er syv verdier som ikke er 0. Dette er de estimerte linjekonduktansene. Det sees også at metoden stemmer meget godt med

faktiske verdier. Figur 4.7b oppsummerer resultatene og viser at metoden estimerer 0 % feil for koblingsbildet og 1 % feil for estimerte linjeparаметere sammenlignet med faktiske verdier. I dette caset var det 10 % feilstandardavvik. Med 10 % feilstandardavvik menes at standardavviket i en av inngangsparameterene (Spenning, fasevinkel, effekt eller reaktiv effekt) er 10 ganger standardavviket til målefeilen for den inngangsparameteren.



(a) Konduktans i p.u. med feilstandardavvik på 10 % (b) Faktiske konduktanseverdier vs estimerte

Figur 4.7: Resultater fra PaToPa-metoden [16]

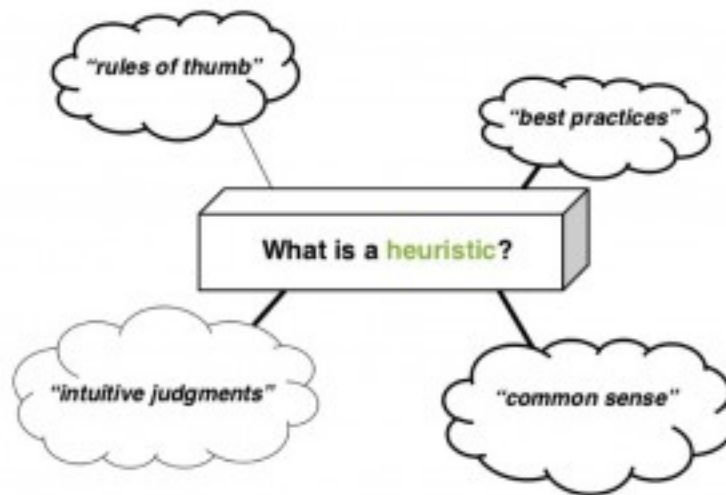
Tilsynelatende fungerer denne metoden meget bra, men det finnes også noen utfordringer. Disse oppsummeres under:

- Krever μ PMUer for å måle spenning og fasevinkel. Dette er dyrt, og krever etterinstallasjoner
- Klarer ikke å estimere riktig dersom det ikke er sensorer i alle knutepunkt, eksempelvis kabelselskap som distribuerer til flere abonnenter. I dette tilfellet kan likevel metoden estimere et ekvivalent nettverk dersom det kun finnes målinger i nettstasjon og hos abonnenter. Metoden vil likevel i dette tilfellet ikke egne seg for å oppdatere topologien i NISet og blir for unøyaktig

4.3 Heuristiske metoder

Metodene i dette delkapittelet har sitt utspring i [5] der de ble lansert som mulige ideer. De var kun beskrevet overfladisk i denne kilden. I denne oppgaven har metodene blitt videreutviklet og ferdigstilt.

Med heuristiske metoder menes metoder som løser et problem på en praktisk, enkel og intuitiv måte. De er ikke nødvendigvis begrunnet fra et teoretisk ståsted, men gjerne basert på erfaring og intuisjon. Det er derfor ikke nødvendigvis den mest optimale metoden, men den vil løse et problem på en tilfredsstillende måte.



Figur 4.8: Heuristikk [17]

Figur 4.8 oppsummerer kort typiske kjennetegn for heuristikk:

- Tommelfingerregler
- Den beste praksis
- Intuitive vurderinger
- Sunn fornuft

De nevnte punktene viser at erfaring er sentralt i heuristiske metoder, og derfor vil en el-kraftingeniør lage bedre metoder en mannen i gata. Metodene som blir presentert nedenfor er resultatet av et samarbeid mellom oppgaveskriver, veileder og nøkkelpersoner i TEN, som utvilsomt besitter et godt erfaringsgrunnlag.

Den følgende delen av kapittelet vil gjennomgå en rekke metoder som er kandidater til å benyttes for å avsløre topologifeil. Her forklares det prinsipielle ved hver metode. I kapittel 5 vil

det være fokus på praktisk gjennomføring, som derfor inneholder flytskjemaer og algoritmer for hver metode. I tillegg vil egenskapene til hver metode der belyses grundigere.

4.3.1 Energibalansemetoden

[5] foreslår at energibalansemålinger kan brukes til å indikere om en lavspenningskrets faktisk inneholder like mange abonnenter som det som er dokumentert i NISet til nettselskapet.

Balansemålinger kan brukes til å avsløre en forskjell mellom energibruken hos abonnentene og energibruken målt i deres overliggende nettstasjon. Dette kan gjøres ved å summere alle energimålingene fra abonnentene som i NISet tilhører en lavspenningskrets og forventede tap i kretsen, for deretter å sammenligne med målt energiforbruk i den overliggende nettstasjonen. Dette vises i ligning 4.4. E_{NS} er energiforbruket målt i nettstasjonen, E_i er energiforbruket målt hos abonnent i og E_{tap} er overføringstapene lavspenningskretsen. Hvis likheten oppfylles er konklusjonen at NISet tilsynelatende har riktig antall abonnenter. Tilsynelatende blir brukt fordi det kan være feilkilder som er vanskelige å avsløre. Dette blir beskrevet grundigere senere.

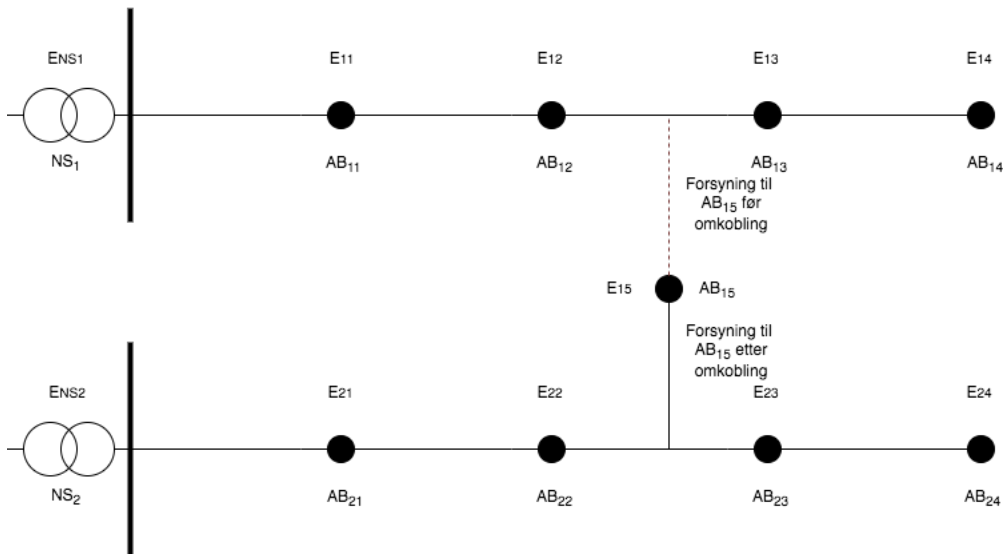
$$E_{NS} \approx \sum_{i=1} E_i + E_{tap} \quad (4.4)$$

Figur 4.9 viser to lavspenningskretser under to nettstasjoner, hhv NS_1 og NS_2 . Tidligere har AB_{15} tilhørt NS_1 sin krets med den røde stiplede kabelen. Slik er det fortsatt registrert i NISet. Grunnen til dette kan være at NS_1 sin krets har blitt overbelastet og montører fra nettselskapet har rykket ut og koblet AB_{15} over på NS_2 sin krets. NISet har ikke blitt oppdatert og kretsen til NS_1 er derfor ikke korrekt.

Ved hjelp av energibalansemålinger vil det i dette tilfelle være mulig å avdekke denne feilen. Metoden vil velge en lavspenningskrets som testes. Eksempelvis velges NS_1 her. Deretter innhentes energimålingen fra nettstasjonen, E_{NS1} , energimålingene fra abonnentene, altså E_{11} til og med E_{15} , og tapene, E_{tap} . Tapene er ikke eksplisitt vist i figuren, men det er overføringstapene som menes her. Det er de eneste tapene som teoretisk sett er forskjellen mellom energiforbruket i nettstasjonen og hos abonnentene.

For dette eksempelet vil E_{NS1} bli mindre enn summen av energiforbruket til abonnentene og tapene. Det er fordi E_{15} feilaktig inkluderes da AB_{15} faktisk ligger i NS_2 sin krets. Konklusjonen

er derfor at NISet inneholder *flere* abonnenter enn det ligger i kretsen i virkeligheten.



Figur 4.9: Eksempelkrets energibalanse

Estimering av overføringstapene

Denne metoden baserer seg på en verdi som ikke blir målt, nemlig overføringstapene. Ifølge Arnt-Magnar Forseth i TEN kan tapene typisk ligge på 5-7 % av alt forbruket i en lavspenningskrets. Dette kan likevel variere mye, avhengig av nettstyrken. I noen gamle og overbelastede kretser kan det være opp mot 20 % tap. Derfor kan det være vanskelig å sette et fast tall på denne verdien. En mulig løsning er å bruke NetBas til å foreta lastflytberegninger og bruke det kalkulererte tapet. Det er viktig å være klar over at denne verdien er kalkulert basert på data fra en krets som ikke vites om er korrekt i NISet. En bruker i så fall en feilkilde til å utbedre en feil. Likevel kan dette være en bedre metode enn å bruke et prosentanslag for tapene. Dette er fordi NetBas har mye informasjon om kretsen, og selv om noe av det kanskje er feil vil det antagelig ha liten innflytelse på beregningen av det totale tapet.

Det vil være en viss usikkerhet både i tapsestimatet og alle målingene. Derfor må avviket mellom høyre og venstre side av ligning 4.4 være av en viss størrelsesorden for å kunne brukes. Dette kan defineres slik som vist i ligning 4.5. Ligningen viser at absoluttverdien av forskjellen må være over en viss størrelse for å kunne konkludere med at antall abonnenter i NISet er ukorrekt. Denne verdien kalles terskelverdien og vil bli nærmere spesifisert i forbindelse med et

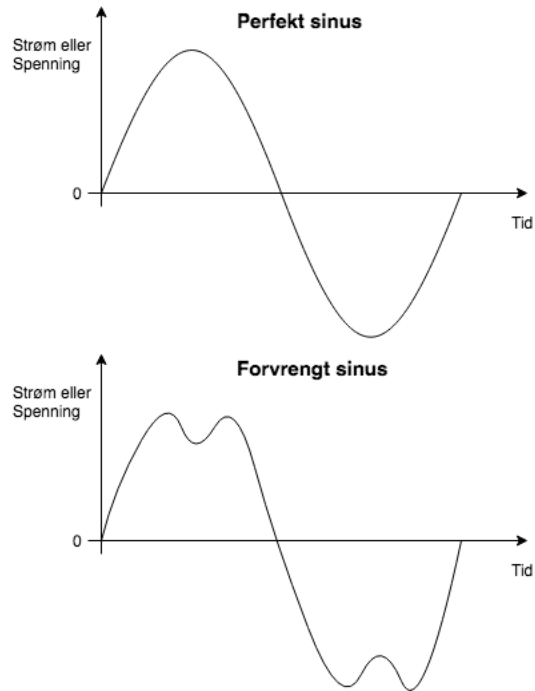
praktisk case senere i oppgaven.

$$|E_{NS} - (\sum_{i=1}^n E_i + E_{tap})| > X \quad (4.5)$$

4.3.2 THD-metoden

Denne metoden brukes for å avsløre om en abonnent tilhører en spesifikk lavspenningskrets eller ikke. Metoden tar utgangspunkt i målinger av Total Harmonic Distortion (THD) i nettstasjonen og sammenligner abonnentenes THD-målinger med denne. Metoden antar at det i de fleste tilfeller vil være forskjellige THD-verdier i forskjellige lavspenningskretser, men at verdien internt i kretsene er like. Under forklares hva THD er og hvorfor det er rimelig å anta at verdien er lik innenfor en krets og at forskjellige kretser opplever forskjellig verdi.

THD er et mål på hvor stor forvrengning et sinussignal har. Dette forekommer i stor grad fordi det er ulineære laster i nettet. En ulineær last er en last der forholdet mellom spenning og strøm ikke er konstant. Det er det samme som at impedansen endres når den påtrykte spenningen endres. Dersom en ulineær last påtrykkes en perfekt sinusspenning vil strømmen ikke bli en perfekt sinus. Dette vises nederst i figur 4.10. Denne kurven kan igjen dekomponeres til sinusbølger av forskjellige multipler av den grunnharmoniske frekvensen. Størrelsen på disse verdiene, som inngår i formel 4.6, gir THD-verdien. Formelen er for spenning, men tilsvarende formel gjelder for strøm. Det er kun THD for spenning som registreres som hendelse i AMS-måleren, og det er derfor kun THD for spenning som blir benyttet videre. Derfor sløyfes subskriptet V fra formel 4.6 herfra.



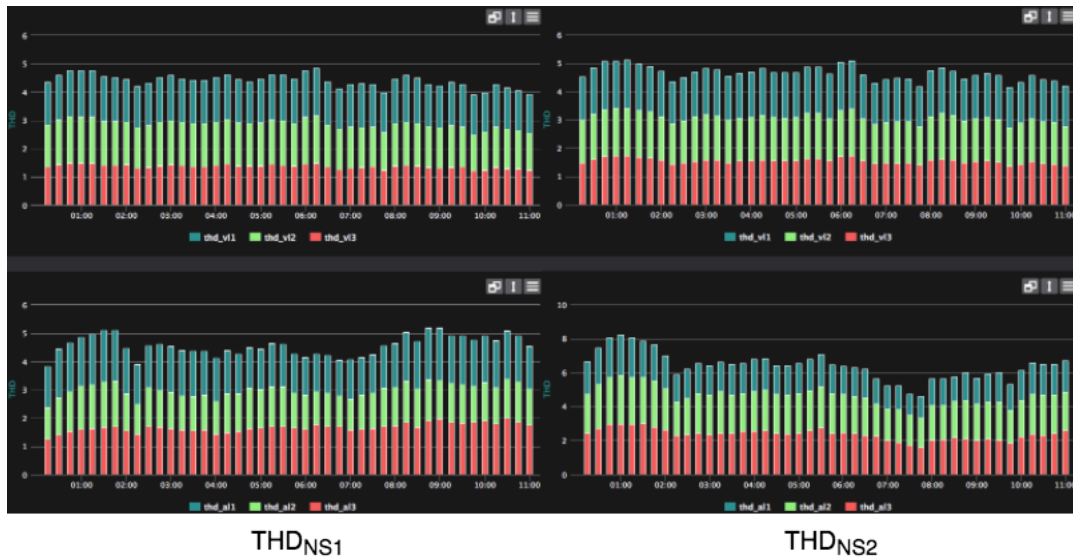
Figur 4.10: Perfekt og forvrengt sinus

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots}}{V_1} \quad (4.6)$$

Det er særlig tre forhold som gjør THD-målinger til kandidater for å vurdere om abonnenter tilhører en spesifikk krets eller ikke:

- Ikke lineære-laster finnes i de fleste husstander og vil føre til økt THD. Eksempler på slike laster er de som har en omformer. Det vil si alle apparater som bruker likestrøm. Forskjellige lavspenningskretser vil sannsynligvis ha noe ulikt bruksmønster. Derfor vil lastene i hver krets introdusere ulik mengde THD
- Transformatorene i nettstasjonen er hovedsakelig induktive og er derfor et lavpassfilter. Derfor dempes de høyeste av frekvensene mer enn andre, og følgelig vil det være lavere THD-verdi på oppstrømssiden av transformatoren. Derfor vil transformatoren i praksis bidra til å isolere hver lavspenningskrets slik at hver lavspenningskrets opplever sin egen THD-verdi.
- Det vil være liten demping av overharmoniske komponenter i ledningene i lavspennings-

kretsen, slik at alle abonnenter og nettstasjonen måler tilnærmet like THD-verdier



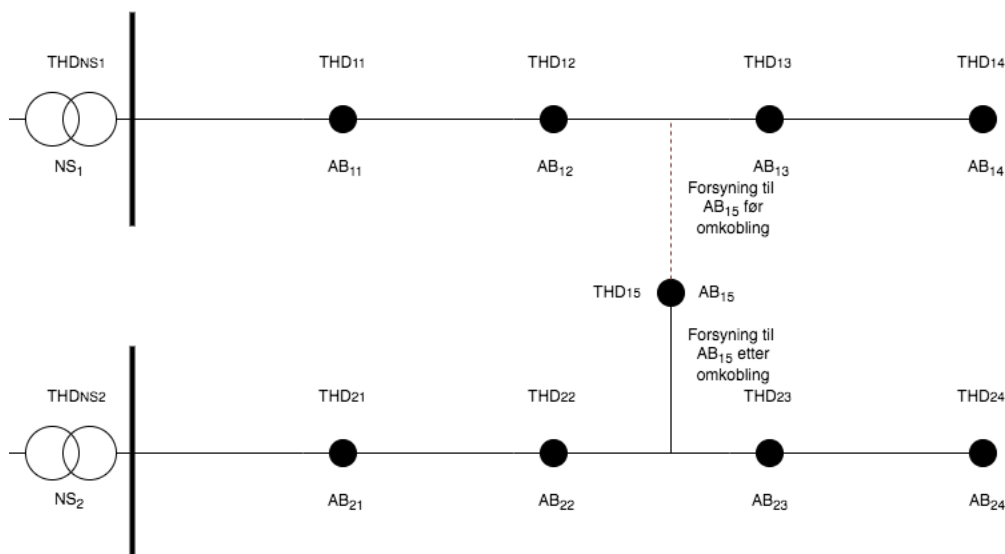
Figur 4.11: THD-målinger fra to nettstasjoner. Spenning øverst, strøm nederst

Figur 4.11 viser to nærliggende nettstasjoner sine THD-målinger. Både spenning og strøm vises for alle faser. En kan tydelig se at de to nettstasjonene opplever forskjellige THD-verdier. Dersom de to kretsene har unike verdier kan disse dataseriene brukes som en signatur for kretsene. Dette sjekkes med ligning 4.7. Med begrepet signatur menes et kjennetegn som er unikt for lavspenningskretsen. I dette tilfellet er det verdien på THD-målingen. Denne metoden antar at det vil være svært lik THD-verdi på alle målepunkter i en lavspenningskrets. Sammenlignes derfor en abonnent sin THD-verdi med målinger fra nettstasjonen og signaturen er lik, vil sannsynligvis abonnenten være plassert i riktig krets i NISet. For hver abonnent som NISet viser at tilhører lavspenningskretsen vil ligning 4.8 bli testet. Dersom betingelsen i 4.8 oppfylles konkluderes det med at abonnenten faktisk tilhører denne kretsen. Det er usikkert hvor like målingene hos abonnentene og i nettstasjonen vil være og ligning 4.8 introduserer derfor et usikkerhetsledd. I praktisk case senere i oppgaven, når reelle måleverdier foreligger, vil denne usikkerheten drøftes.

$$THD_{NS1} \neq THD_{NSi} \quad \text{for } i = 1, 2, \dots, x \quad (4.7)$$

$$THD_{NS1} = THD_{1i} \pm usikkerhet \quad \text{for } i = 1, 2, \dots, n \quad (4.8)$$

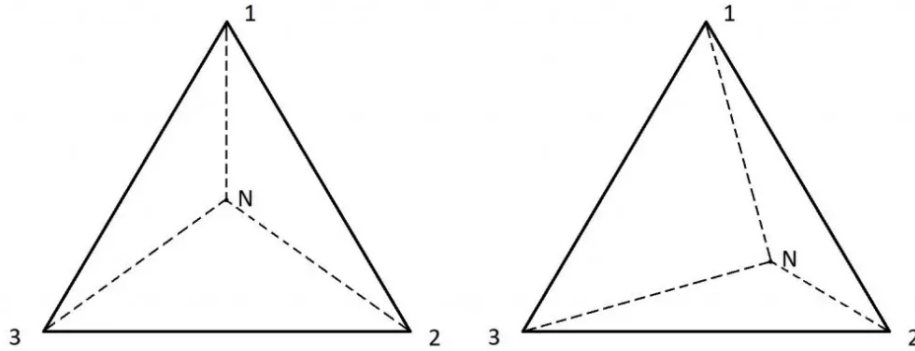
Figur 4.12 viser to nærliggende lavspenningskretser hvor AB_{15} feilaktig tilhører NS_1 sin krets i NISet. Dersom en sammenligner THD-målingene fra abonnent AB_{15} med NS_1 sin THD-verdi, vil de derfor ikke være like. Da vil abonnenten forkastes fra kretsen og abonnentens THD-måling bør sammenlignes med nærliggende kretser sine THD-målinger. I dette tilfellet sammenlignes abonnentens sin måling med THD-målingen fra NS_2 sin krets. Siden abonnenten i virkeligheten ligger i denne kretsen vil målingene være tilnærmet identiske. Abonnenten vil derfor, i NISet, bli plassert i denne kretsen og fjernet fra den gamle.



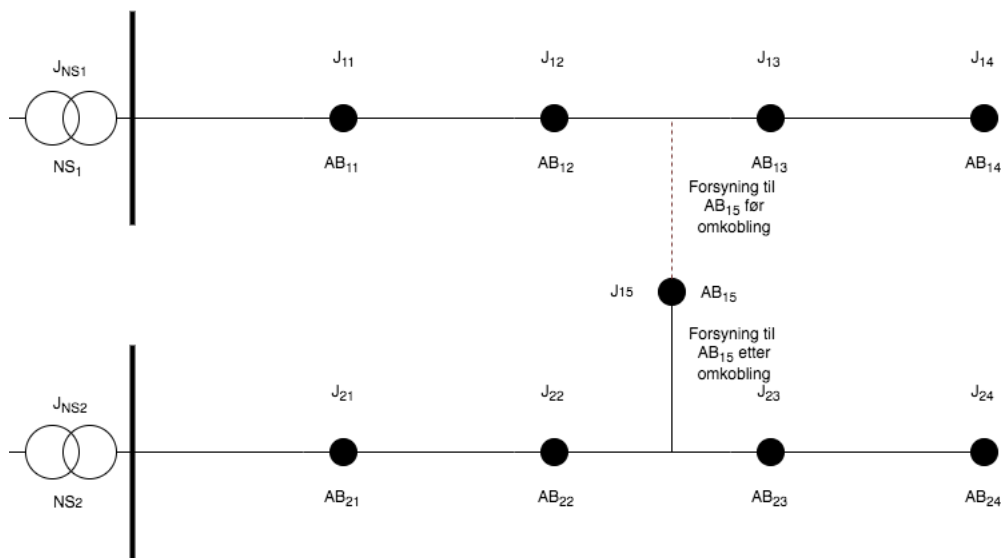
Figur 4.12: Eksempelkrets THD

4.3.3 Jordfeilmetoden

En annen aktuell måling som kan benyttes for å avgjøre om en abonnent tilhører en spesifikk krets eller ikke er jordfeil. Denne metoden har også sitt utspring i [5]. Jordfeil i en fase fører til at denne fasen har lavere spenning i hele kretsen. De to andre vil derfor få høyere. Dette vises til høyre i figur 4.13 der det er en høyohmig jordfeil i fase 2. For at metoden skal fungere best mulig bør jordfeil registreres for samtlige abonnenter i en lavspenningskrets dersom det forekommer en jordfeil. Dersom en abonnent ikke logger jordfeil i en krets der det er jordfeil kan dette tyde på at abonnenten i virkeligheten er tilkoblet en annen krets.



Figur 4.13: Viserdiagram for spenningene ved jordfeil i fase 2 [18]



Figur 4.14: Eksempelkrets jordfeil

Med utgangspunkt i figur 4.14 må det først sjekkes at det kun er jordfeil i den aktuelle kretsen. Dette sjekkes ved å se om betingelsen i ligning 4.9 er oppfylt for alle nærliggende kretser. Med nærliggende krets menes en krets som ligger så nærme den aktuelle kretsen at det er mulighet for at en abonnent kan være plassert i begge dersom den ligger feil. Dersom kun den aktuelle kretsen har jordfeil gjennomføres metoden. Da sjekkes det om ligning 4.10 er oppfylt for alle abonnenter som NISet viser at ligger i kretsen. Likhet er brukt fordi det enten er jordfeil eller ikke. Jordfeil er altså en binær parameter. Hvis noen abonnenter ikke har jordfeil blir de ekskludert fra kretsen. Som ligningene viser krever denne metoden at:

- Multimåleinstrument logger jordfeil

- Alle AMS-målere i kretsen logger jordfeil

$$J_{NS1} \neq J_{NSi} \quad \text{for } i = 1, 2, \dots, x \quad (4.9)$$

$$J_{NS1} = J_{1i} \quad \text{for } i = 1, 2, \dots, n \quad (4.10)$$

Det er to måter å hente inn data for denne metoden på:

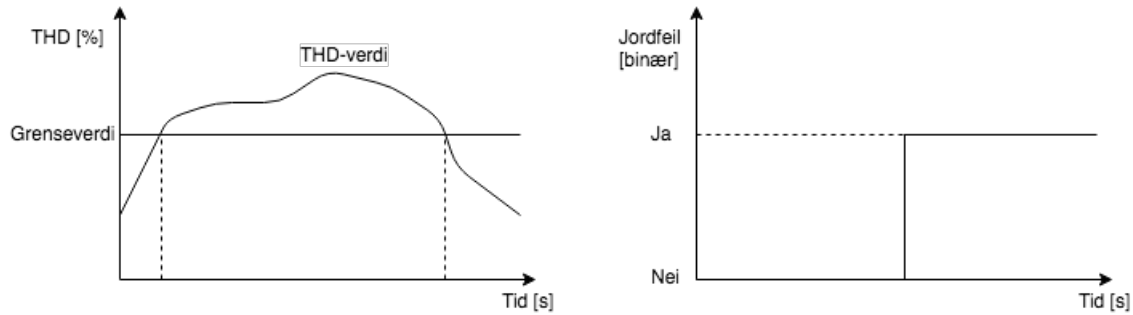
- Naturlige jordfeil:

Forekommer det en jordfeil naturlig kan måleverdier fra denne hendelsen brukes for å gjennomføre metoden.

- Påtrykte jordfeil:

I Norge brukes hovedsakelig IT-nett. Dette kan driftes ved stående jordfeil og påfører derfor ikke nettselskapet avbruddskostnader dersom det påtrykkes en kort jordfeil. Dette kan antagelig være hensiktsmessig for å kunne benytte seg av metoden. En fordel med denne metoden er at det benyttes fersk data og siste tilgjengelige informasjon om topologien benyttes. Denne metoden er fleksibel og kan tilpasses slik at den kan kjøres samtidig som de andre heuristiske metodene for å få en mest mulig nøyaktig vurdering av en krets. Dersom flere av de heuristiske metodene benytter historiske data fra samme periode vil ikke denne metoden kunne brukes samtidig. Derfor må det planlegges grundig når det skal påtrykkes jordfeil for at det skal skje samtidig som måledata for de andre metodene hentes inn

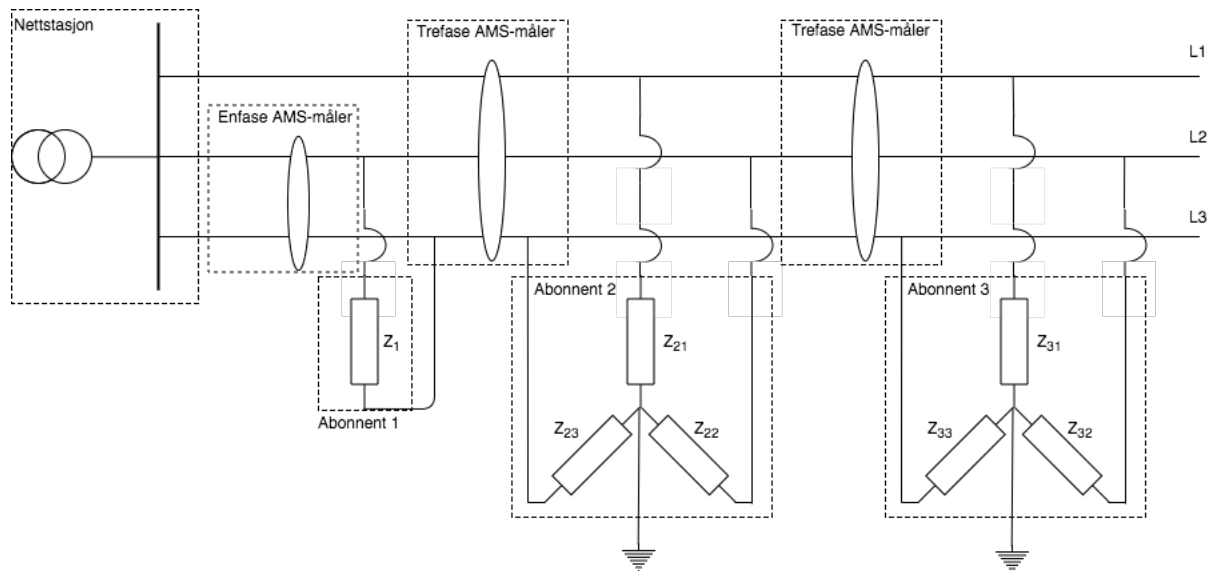
Som beskrevet i [2.2.2](#) benytter denne metoden alarmen som utløses ved jordfeil. Et målepunkt opplever til enhver tid enten å ha jordfeil, eller ikke å ha jordfeil. Det er derfor bare to utfall. Dette skiller den fra metoden som bruker THD-målinger, siden det i hendelsesloggen vil stå hvilken verdi THD-signalet har dersom grenseverdien overskrides. Den fundamentale forskjellen vises i figur [4.15](#). Dette betyr at dersom det er jordfeil i to nærliggende kretser vil metoden bli ubrukelig siden alle abonnenter i de to kretsene vil ha jordfeil samtidig. For THD-verdier vil det være mulig å differensiere mellom to kretser siden det er en tallverdi knyttet til hver krets. Dersom disse tallene ikke er like, vil metoden kunne brukes.



Figur 4.15: Forskjell mellom hendelsen THD og alarmen jordfeil

I de fleste tilfeller har abonnenter trefaseforsyning. Derfor har de fleste abonnenter trefase AMS-måler. Noen vil likevel kun ha enfase inn i huset og derfor ha en enfase AMS-måler som er koblet mellom to faser. I dette tilfellet kan det for noen nettkonfigurasjoner føre til problemer med å oppdage jordfeil.

Figur 4.16 viser en enkel lavspenningskrets bestående av en radial og tre abonnenter. Som nevnt ovenfor er de aller fleste abonnenter tilkoblet med trefaseforsyning, slik som abonnent 2 og 3 i figuren. Her vil lasten være jevnt fordelt mellom fasene (altså mellom Z_{21} , Z_{22} og Z_{23} for abonnent 2). Dersom det forekommer en jordfeil på en av fasene vil da AMS-måleren fange opp dette siden det er en trefasemåler hos både abonnent 2 og 3. Noen ganger hender det derimot at en abonnent kun er tilkoblet mellom to faser eller mellom en fase og jord. Dette er tilfellet for abonnent 1 i figuren. Denne er derfor kun utstyrt med en enfase AMS-måler. Dersom det blir en jordfeil i fase 1 vil derfor ikke denne AMS-måleren kunne registrere denne jordfeilen. Hvis jordfeil brukes til å avgjøre om en abonnent tilhører en krets eller ikke, vil det dermed ikke være sikkert at alle målerne som ligger innenfor kretsen vil oppdage jordfeil samtidig dersom abonnentene er koblet slik som vist i figuren. Dette er derfor en svakhet med denne metoden.

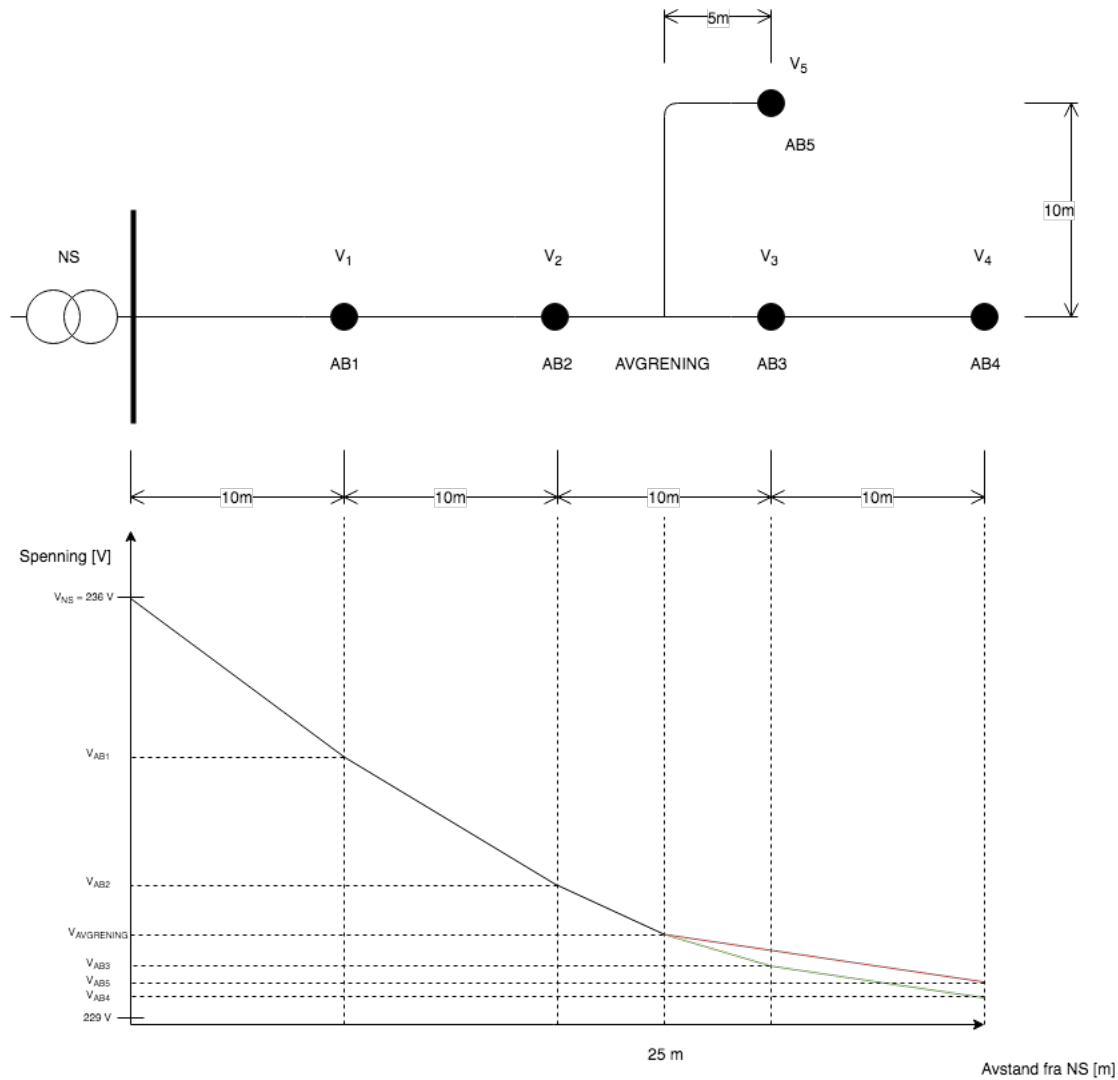


Figur 4.16: Jordfeil ikke oppdaget

Sannsynligvis har nettselskapet oversikt over hvilke abonnenter som har enfasmålere. Derfor kunne abonnenter med enfasemålere som er koblet mellom to faser bli utelatt fra metoden. Da ville nettselskapet ikke vite om disse målerene er i kretsen eller ikke, men de hadde ikke fjernet dem fordi de ikke registrerer jordfeil når det er en jordfeil i kretsen.

4.3.4 Spenningsfallmetoden

Fra Ohms lov følger det at det vil være spenningsfall utover i en elektrisk krets. Dette gjelder for alle kretser der det ikke er distribuert produksjon. Dette kan utnyttes og brukes til å validere om abonnenter er plassert i riktig rekkefølge i NISet. Dette vises i figur 4.17. Kretsen har 5 abonnenter med en avgreining etter den andre abonnenten. Alle kabler er av samme dimensjon og alle abonnenter har samme effektforbruk. Spenningskurven viser at spenningen faller fra nettstasjonen og ut til de mest fjerntliggende abonnentene. Etter avgreiningen fås to kurver. Den røde kurven viser spenningsfallet ut til abonnent 5, og den grønne viser spenningsfallet ut mot abonnent 3 og 4.



Figur 4.17: Eksempelkrets for spenningsfall og tilhørende spenningskurve

Metode uten kabelskap

Det foreslås her en metode som vil avdekke dersom det ikke er riktig innbyrdes rekkefølge på abonnentene som vises i NISet og i virkeligheten. I kretsen som vises i figuren forventes det at spenningene er som vist i spenningskurven; $V_1 > V_2$, $V_2 > V_3$, $V_3 > V_4$ og $V_3 > V_5$. De første tre ulikhetene er innlysende. Den siste forklares slik. Spenningsfallet avhenger av strømmen. Det vil være dobbelt så stor strøm mot abonnent 3 og 4 som mot 5. Derfor vil spenningsfallet på 5 meter her være like stort som spenningsfallet på 10 meter mot abonnent 5. Det er 15 meter fra avgreningspunktet til abonnent 5 så det er derfor lavere spenning hos abonnent 5 enn 3. Det er ikke helt trivielt å finne alle ulikhetene. Derfor brukes NetBas til å foreta beregningene av hva

som er forventede spenninger i kretsen. Deretter settes ulikhetene opp. Dersom ikke de målte spenningene oppfyller ulikhetene vil sannsynligvis en eller flere abonnenter ligge feilplassert i NISet.

Det fremkom i imidlertid løpet av arbeidet at det finnes forskjellige oppbygninger av lavspenningsnett. I gjennomføringen av et praktisk case, som gjennomgås senere i oppgaven, fremkom det at ikke alle lavspenningskretser ser ut som i figur 4.17. Derfor vil en metode for å håndtere dette presenteres under. Metoden uten kabelskap, som ble presentert over, ble utviklet tidlig i masteroppgaven.

Kretsen under NS00638 er en av testkretsene som blir benyttet i praktisk case. Figur 4.19 viser et utsnitt av denne kretsen. I midten, markert i rødt, vises nettstasjonen. Den blå kabelen er av typen *DKBA 1x3x240 AL* og forsyner flere kabelskap. Disse vises ikke på bildet, men ligger i knutepunktene mellom de blå og grønne kablene. De grønne kablene er av typen *PFSP 1x3x50 AL* og forsyner abonnentene videre fra kabelskapene.

Denne kretsen skiller seg fra den i figur 4.17 siden alle abonnenter her vil ligge som ytterste bladnode, slik som kun abonnent 4 og 5 gjør i figuren.

Metode med kabelskap

Hvert kabelskap i NS00638 sin krets kan tolkes som en abonnent eller en avgreining i figur 4.17. Det foretas ingen målinger i kabelskapet men denne kan approksimeres fra målingene til de underliggende abonnentene. Det forventes da, på samme måte som tidligere, at spenningen faller utover i kretsen. Dette vil på samme måte kunne brukes for å vurdere om en gruppe med abonnenter ligger tilkoblet i riktig rekkefølge i NISet. Figur 4.18 viser hvilke abonnenter som er tilkoblet samme kabelskap. Gjennomsnittsspenningen for hver av de fire markerte grupperingene er 238,4 V, 235,9 V, 232,2 V og 226,9 V og det er en tydelig forskjell på verdiene. Medianen kan også brukes som verdi for spenningen i kabelskapet. Da vil metoden ikke være så sensitiv for abonnenter som ligger feilplassert i NISet.

Kabelskapene er lokalisert i overgangen mellom en kabel med stort tverrsnitt, dimensjonert for å forsyne mange abonnenter, og en kabel med lite tverrsnitt, dimensjonert for å forsyne én abonnent. Langs den tykkere kabelen vil det derfor overføres stor effekt og det forventes at spenningsfallet er relativt stort mellom hvert kabelskap. Denne kabelen, som er blå i figur 4.19, vil

derfor defineres som hovedradialen i kretsen. Der kabelen har avgreninger, vil hovedradialen være den av avgreningene med størst effektoverføring.

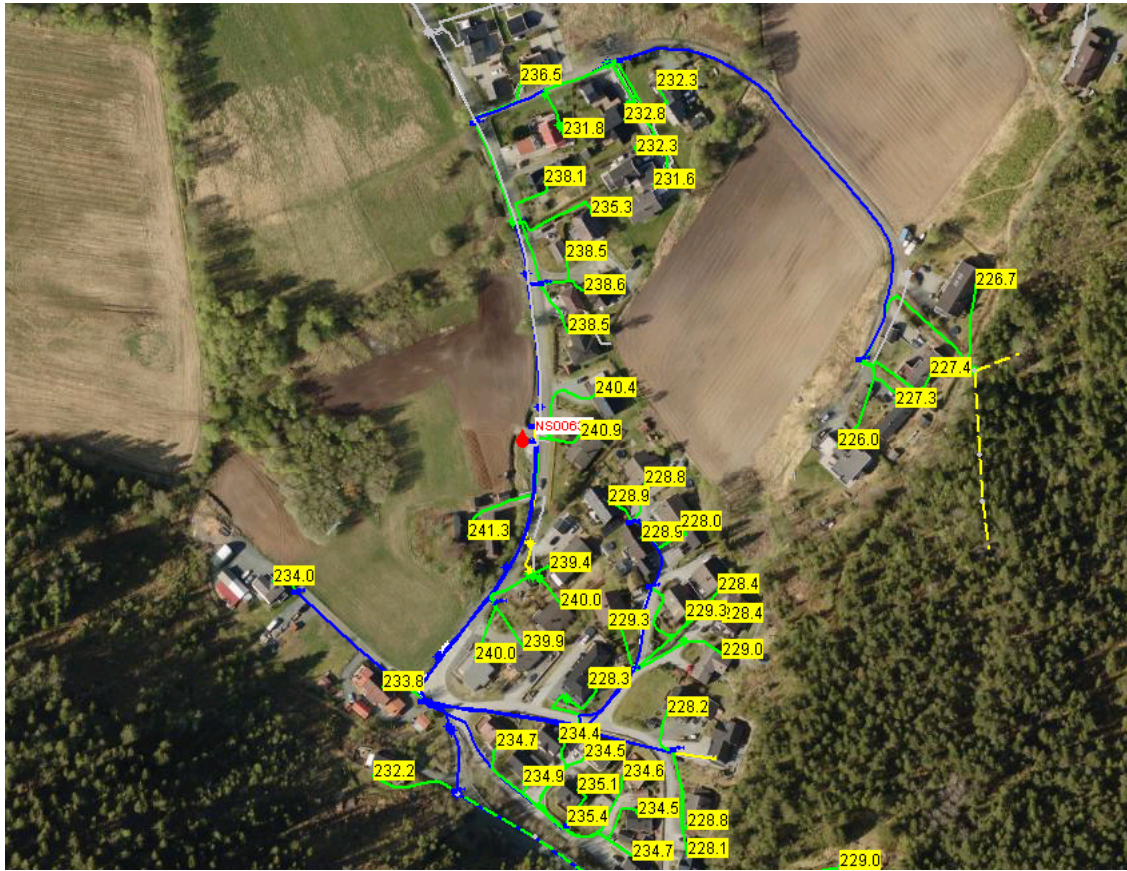


Figur 4.18: Utsnitt av NS00638 og abonnenter gruppert etter kabelskap

Med disse definisjonene vil situasjonen ligne slik den var i figur 4.17. Figur 4.20 viser hvordan situasjonen i NS00638 kan modelleres.

Figuren viser en lavspenningskrets med mange abonnenter. Kabelskapene er vist der det enten er avgreninger langs radialen eller det er overgang til stikkledninger til abonnentene. Siden det er størst effektflyt i den røde ledningen defineres denne som hovedradialen. Abonnentene er tilkoblet hovedradialen via kabelskap (heretter KB). Abonnentene tilkoblet KB_1 , KB_3 og KB_5 har sannsynligvis korte stikkledninger med lavt spenningsfall. Derfor neglisjeres lengden på disse ledningene. Videre vises en avgrening ved KB_2 . Deretter er det 10 meter til KB_6 . Denne distansen er relativt kort. I tillegg er effektflyten langt mindre her enn langs hovedradialen, slik at spenningsfallet er mindre. Derfor er det rimelig å anta at $V_6 > V_3$ i et slikt tilfelle. For abonnenten som er tilkoblet KB_7 er situasjonen kanskje annerledes. Denne abonnenten ligger langt fra hovedradialen. Dette gjør at det blir vanskeligere å avsløre om rekkefølgen langs hovedradialen er korrekt.

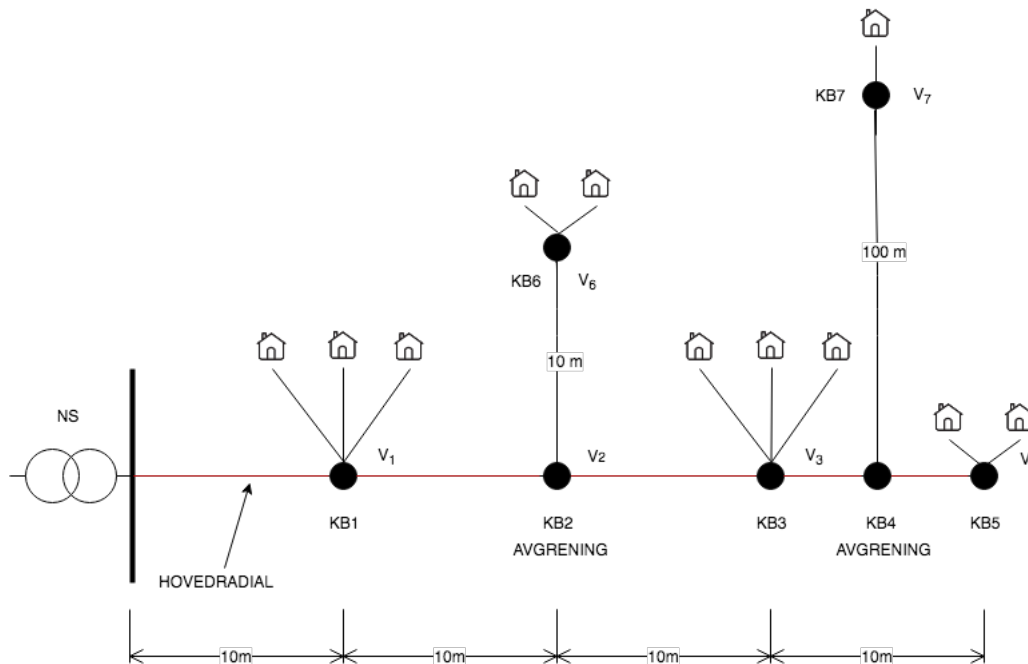
Alle abonnenter vil ligge som bladnoder under et kabelskap. Det vil være svært utfordrende



Figur 4.19: Skjermdump NS00638

å bruke spenningsmålingene fra disse abonnentene til å avgjøre om abonnentene i NISet vises likt som de er koblet i virkeligheten fordi de nesten alltid er i parallell. Derfor kan det ikke inngå i spenningsrelasjoner som testes. Viktigheten av eksakte lengder og koblinger under hvert kabelskap er trolig ikke så viktig i det store bildet. Det vil likevel være viktig å avsløre om en abonnent som ikke tilhører kabelskapet er plassert under kabelskapet. For dette kan det foretas vurderinger av forholdet mellom spenningene under hvert kabelskap.

De tre abonnentene som er koblet ut fra KB_1 vil mest sannsynlig ha relativt like stikkledninger og derfor relativt likt spenningsnivå. Hvis en derfor finner at en av abonnentene har svært forskjellig spenning fra resten, vil det være rimelig å anta at den ligger feilplassert i NISet. Da kan den enten ligge i en annen lavspenningskrets eller under et annet kabelskap som er koblet til et stykke unna på hovedradialen. Metoden vil derfor fange opp dersom en eller få av abonnentene ligger under feil kabelskap.



Figur 4.20: Lavspenningskrets utvidet metode

4.4 Valg av metoder for å forbedre nettdokumentasjon

Resten av oppgaven vil fokusere mer i detalj på noen av metodene som er gjennomgått i dette kapittelet. Egenskapene til de ulike metodene er derfor oppsummert i tabellform under. Metodene i litteraturen er gjennomgående mer avanserte enn de heuristiske metodene og løser topologiproblemet på en mer helhetlig måte enn de heuristiske. Hver enkelt heuristiske metode løser bare deler av topologiproblemet. I tillegg vil disse metodene aldri kunne bruke måledata til å estimere topologien til en lavspenningskrets. De kan kun avdekke om NISet trolig er riktig eller galt. Metodene fra litteratursøk og de heuristiske metodene er derfor grunnleggende forskjellige og sammenlignes derfor hver for seg.

Figur 4.21 viser egenskapene til metodene fra litteraturen og figur 4.22 oppsummerer egenskapene til de heuristiske metodene.

Det sees i figur 4.21 at kun en av de tre metodene benytter seg av AMS-data. I tillegg er alle tre svært avanserte og det er antagelig utfordrende å implementere dem hos et nettselskap. På den annen side løser alle metodene topologiproblemet i større eller mindre grad. Alle estimerer sammenkoblingen, selv om bare to av dem estimerer serieimpedansen. I tillegg er de tre metodene robuste mot usikkerhet.

Kriterier\Metoder	Metode 1	Metode 2	Metode 3
Behøver μ PMU eller PMU		X	X
Benyttes AMS?	X		X
Teknisk gjennomførbart?	(X)	X	X
Lett å implementere?			
Estimerer sammenkobling	X	X	X
Estimerer seriempedans	X		X
Robust mot usikkerhet?	X	X	X
Krever at topologien er kartlagt på forhånd?	(X)	X	X
Robust mot få målepunkter			X

Figur 4.21: Sammenligning av metoder fra litteratursøk

Fra figur 4.22 ses det at alle de heuristiske metodene benytter seg av tilgjengelig data, og behøver altså ikke å installere PMUer eller μ PMUer. Metodenes enkelhet tilsier at de trolig er teknisk gjennomførbare slik de er beskrevet i dette kapittelet. Jordfeil er dog markert med parentes fordi det har fremkommet i praktisk case at jordfeil ikke er mulig å gjennomføre i TEN sitt nett. Den er likevel fortsatt aktuell for andre nettkonfigurasjoner.

Kriterier\Metoder	Energibalanse	THD	Jordfeil	Spenningsfall
Behøver μ PMU eller PMU				
Benyttes AMS?	X	X	X	X
Teknisk gjennomførbart?	X	X	(X)	X
Lett å implementere?	X	X	X	X
Robust mot usikkerhet?	?	?	?	?
Krever at topologien er kartlagt på forhånd?	X	X	X	X
Robust mot få målepunkter	?	?	?	?

Figur 4.22: Sammenligning av heuristiske metoder

Totalt sett gir nok metodene fra litteraturen mer presis informasjon om topologien siden de estimerer den. De vil derfor aktivt bygge opp en sannsynlig topologi basert på måledata. De heuristiske er heller å anse som kontrollmetoder. De vil bruke tilgjengelig måledata til å vurdere om en lavspenningskrets er dokumentert riktig i NISet eller ikke. Dersom disse fungerer vil langt færre kretser måtte sjekkes manuelt og penger og ressurser blir spart. Disse metodene er derfor å anse som *low hanging fruit*, og bør nok vurderes før avanserte metoder som krever mer avansert måleutstyr blir implementert. Derfor er det videre i denne oppgaven arbeidet med å utvikle algoritmer for disse metodene og å sette dem sammen i en overordnet algoritme som kan brukes av et nettselskap.

Kapittel 5

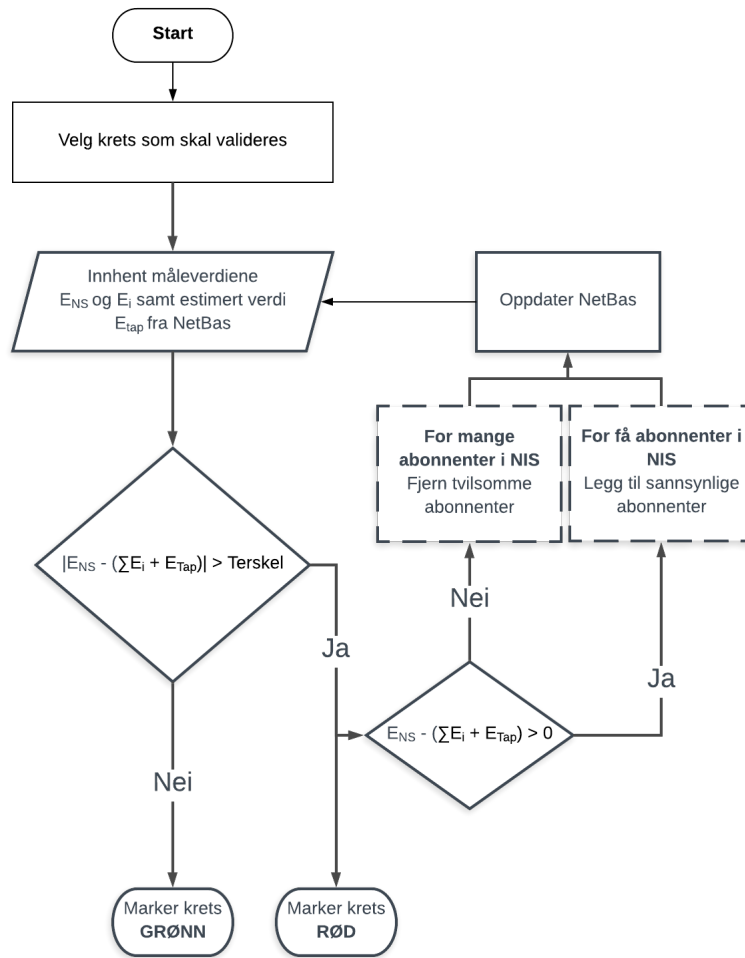
Algoritme for validering av nettdokumentasjon

5.1 Innledning

De avanserte algoritmene gjennomgått tidligere er trolig utfordrende å implementere og to av algoritmene krever installasjon av μ PMUer. Derfor velges det videre å fokusere på de heuristiske løsningsmetodene, som sannsynligvis kan gi god nettnytte og derfor er å anse som "low hanging fruit". Resten av kapittelet vil derfor vise mulige algoritmer for gjennomføring av de forskjellige metodene. Deretter vil algoritmene klassifiseres etter grunnleggende egenskaper. Til slutt vil algoritmer med forskjellige egenskaper benyttes i en kombinert hovedalgoritme som systematisk validerer nettdokumentasjonen. Egenskaper, utfordringer og krav til målere blir oppsummert for hver algoritme i tabell 5.3.

5.2 Algoritme for energibalansemetoden

Som forklart i 4.3.1 kan energibalanse brukes til å avsløre om det er korrekt antall abonnenter i NISet. Algoritme 1 foreslås for dette formålet. Parameterene i algoritmen tar utgangspunkt i figur 5.3. Et flytskjema for algoritmen vises i figur 5.1.



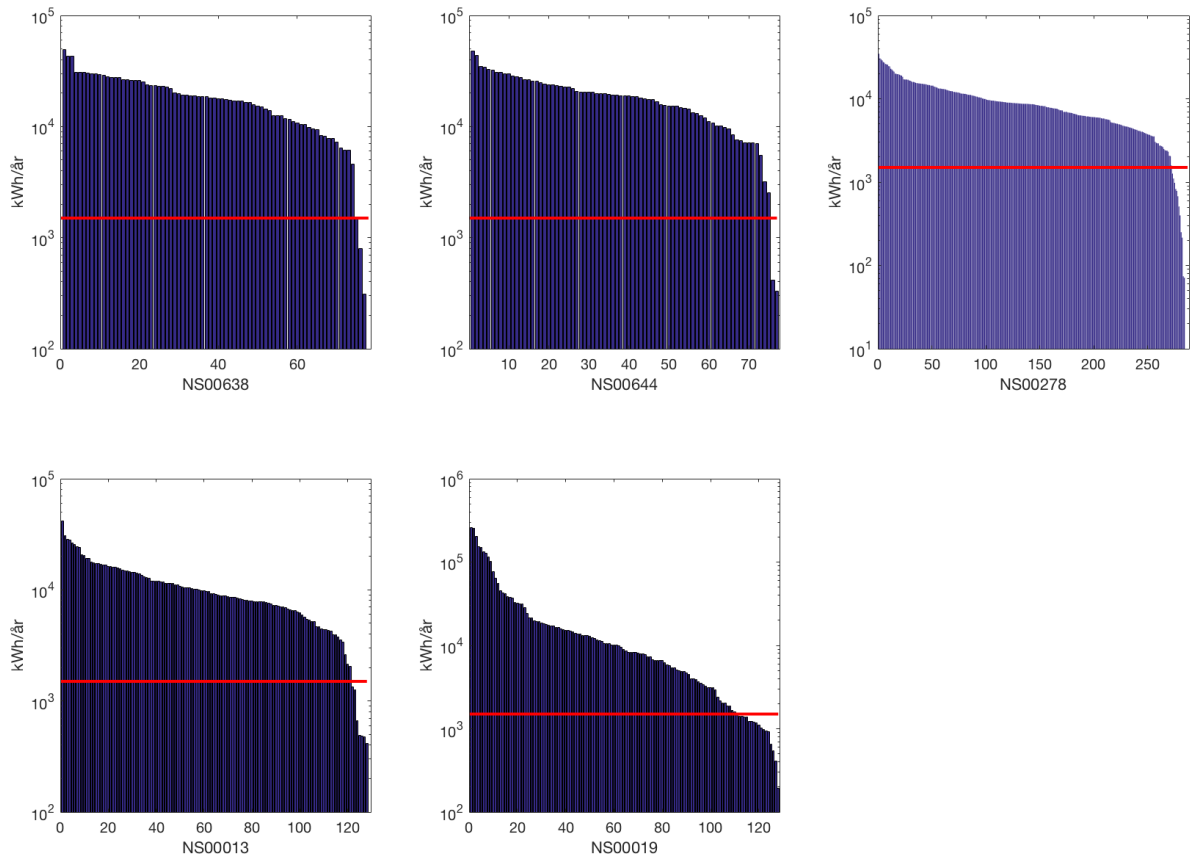
Figur 5.1: Flytskjema for energibalanse

Algoritme 1 Energibalanse

-
- 1: Foreta målinger og samle inn data for E_{NS_1} og alle fra NISet tilhørende abonnenter E_i
 - 2: Bruk NETBAS til å kalkulere totale forventede tap i kretsen, E_{tap}
 - 3: **if** $|E_{NS_1} - (\sum_{i=1} E_i + E_{tap})| < T_{erskel}$ **then**
 - 4: Tilsynelatende inneholder NISet kretsens riktige abonnenter. I alle fall er energiforbruket veldig likt. Marker krets som GRØNN
 - 5: **else**
 - 6: Uoverensstemmelse mellom antall abonnenter i NISet og virkelig krets. Marker krets som RØD
 - 7: **if** $E_{NS_1} - (\sum_{i=1} E_i + E_{tap}) > 0$ **then**
 - 8: Det er flere abonnenter i lavspenningskretsen enn NISet viser
 - 9: Forsøk å inkludere sannsynlige abonnenter i kretsen
 - 10: **else**
 - 11: Det er færre abonnenter i lavspenningskretsen enn NISet viser
 - 12: Forsøk å fjerne abonnenter som sannsynligvis ligger i en annen krets
 - 13: **end if**
 - 14: **end if**
-

De stiplede boksene i flytskjema viser hva som gjøres dersom algoritmen slår ut. De er stiplede fordi det ikke er beskrevet i detalj hvordan disse prosessene gjennomføres. Grunnen til dette er at det er situasjonsbasert og avhenger av hva som er galt. En nettplanlegger må kanskje lete i NIS og KIS for å danne seg et bilde av hvilke abonnenter som ligger feil. Kanskje må også en montør ut for å vurdere saken. Denne delen av metoden må derfor gjøres ved en manuell vurdering av kretsen.

Algoritmen vil trolig fungere godt for lavspenningskretser der NISet viser flere eller færre abonnenter enn det som er i virkeligheten. I tillegg kreves god kjennskap til forventede tap i kretsen. Vanligvis vil en stor andel av alle kabellengder og -typer være korrekt i NISet. Derfor vil sannsynligvis beregnede tap derfor være ganske nøyktige. Det er i algoritmen valgt å bruke en terskelverdi for når algoritmen skal slå ut siden det alltid vil være små forskjeller på reelle og teoretiske verdier.



Figur 5.2: Energibruk for abonnenter under 5 forskjellige nettstasjoner

5.2.1 Usikkerhet og valg av terskelverdi

Det bør i gjennomføringen av praktiske case vurderes om terskelverdien skal være fast eller variere fra krets til krets. Intuitivt sett vil det muligens være logisk med en grense som varierer mellom kretsene avhengig av størrelsen på kretsen, nettstyrke eller størrelsen på abonnentene. Ved grundigere analyse av energiforbruket i 5 utvalgte lavspenningskretser viser det seg å kanskje være overflødig. Dette forklares under.

Figur 5.2 viser 5 utvalgte lavspenningskretser. NS00638 og NS00644 er testkretsene som TEN benytter og brukes videre i praktiske case. De tre andre er tilfeldig utvalgte kretser i urbane strøk i Trondheim. Y-aksen er logaritmisk og viser årlig energiforbruk til underliggende abonnenter. Diagrammene viser at alle kretsene inneholder noen få abonnenter som forbruker svært lite

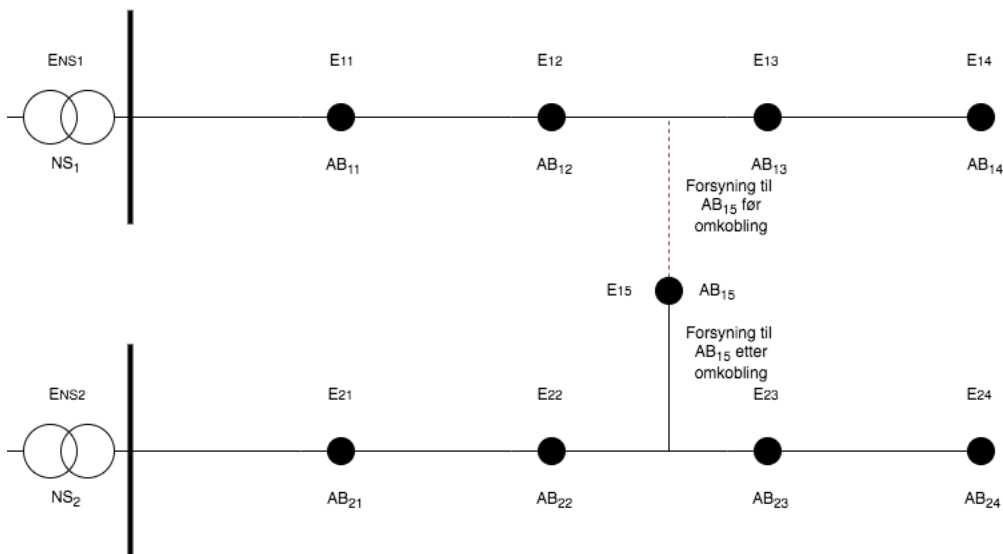
energi i løpet av året. De aller minste abonnenten antas å ha et energiforbruk som er mindre enn usikkerheten i målinger og tapsberegninger. Derfor bør det i praktisk case vurderes størrelsen på abonnentene som det ønskes at algoritmen skal gjøre utslag på. Det sees av diagrammene at de faller kraftig lengst til høyre. Det er satt inn en rød hjelpelinje på 1500 kWh/år omtrent i området der flere av diagrammene faller sterkt. Denne verdien kan kanskje brukes som terskelverdi. Abonnenter med mindre forbruk enn dette vil derfor ikke være store nok til at algoritmen slår ut.

AMS-målerens usikkerhet er også vurdert da denne kan ha innvirkning på hva terskelverdien burde være. I målerens brukermanual skrives at nøyaktigheten til måleren for aktiv effekt er i henhold til *EN50470-3 Class B*. I følge [19] er denne grensen 1 %. Denne måleusikkerheten er lik for alle målerne og er derfor uavhengig og identisk fordelt dersom målerne måler samme energiforbruk. Det har de i følge figur 5.2 ikke. Derfor vil ikke sentralgrenseteoremet formelt sett gjelde. Likevel, siden mange abonnenter har veldig likt forbruk (ses der hvor diagrammene er slakt avtagende) vil trolig effekten av mange uavhengig og nesten identisk fordelte måleverdier gjøre at det er svært lite avvik mellom faktiske og målte verdier fra summen av alle AMS-målerne. Det vil i alle fall være langt mindre enn 1 %, som er usikkerheten for hver måler. 1 % usikkerhet svarer til 14385 kWh/år i kretsen til NS00638. Dersom sentralgrenseteoremet hadde gjeldt for denne kretsen ville måleusikkerheten vært $\frac{1\%}{\sqrt{78}} = 0.113\%$. Dette svarer til et energiforbruk på $1625,5 \text{ kWh/år}$. For multimåleinstrumentet er måleusikkerheten 0,5 %, som svarer til et energiforbruk på $7192,5 \text{ kWh/år}$. Derfor bidrar måleusikkerhet alene til at det kan være vanskelig å avdekke abonnenter som har under anslagsvis 10000 kWh/år . I tillegg kommer usikkerheten rundt hvor gode tapsberegningene i NetBas svarer til virkeligheten. De målte verdiene vil sannsynligvis ikke sprike like mye som i scenariet i dette avsnittet, så det bør fortsatt i det praktiske caset testes hva terskelverdien kan være. Dersom terskelen settes på 10000 kWh/år betyr dette at feilplasserte abonnenter med mindre enn dette energiforbruket ikke vil avsløres dersom de ligger feil. Dette er trolig ikke kritisk siden det bare står for 0,69 % av totalforbruket.

5.2.2 Vurderinger som må gjøres for innhenting av dataserier

Algoritmen benytter seg av beregnet tapsdata fra NetBas. Tapene er avhengig av energiforbruket som har døgn-, ukes- og årsvariasjoner. Dette må hensyntas i metoden. Det kan for eksempel bestemmes at tapsberegningene skal foretas for én bestemt time. Så samles måledata fra den samme timen slik at tapene svarer til den samme timen som dataseriene gjelder for. Siden tapene er i kW ganges de opp med den timen, altså $1h$, for å få energitapet i kWh . Deretter sammenlignes dataseriene.

NetBas benytter lastkurver når tapene beregnes. Dersom det beregnes tap for en bestemt dato og dette brukes i energibalansemetoden med måledata fra samme dato, er det ikke sikkert at tapene er representative for den dagen. Det er fordi lastkurvene er forventede gjennomsnittsverdier. For eksempel kan det i virkeligheten har vært en dag hvor temperaturen er langt over gjennomsnittstemperaturen for den dagen. Derfor vil de virkelige tapene i kretsen samsvare dårlig med det NetBas beregner for den dagen. Derfor kan det heller være interessant å hente tapsberegninger fra en time i NetBas der energiforbruket er det samme som det som måles i nettstasjonen for den timen det er benyttet måledata fra. Da kan temperaturen ute den dagen det måles for brukes som indikasjon på hvilken dato som bør brukes for beregninger i NetBas. I tillegg kan lasten endres i NetBas slik at den er like stor som for den dagen det hentes inn måledata fra. Da vil de beregnede tapene blir så like virkelige tap som mulig.



Figur 5.3: Eksempelkrets energibalanse

5.2.3 Topologifeil som ikke vil oppdages av algoritmen

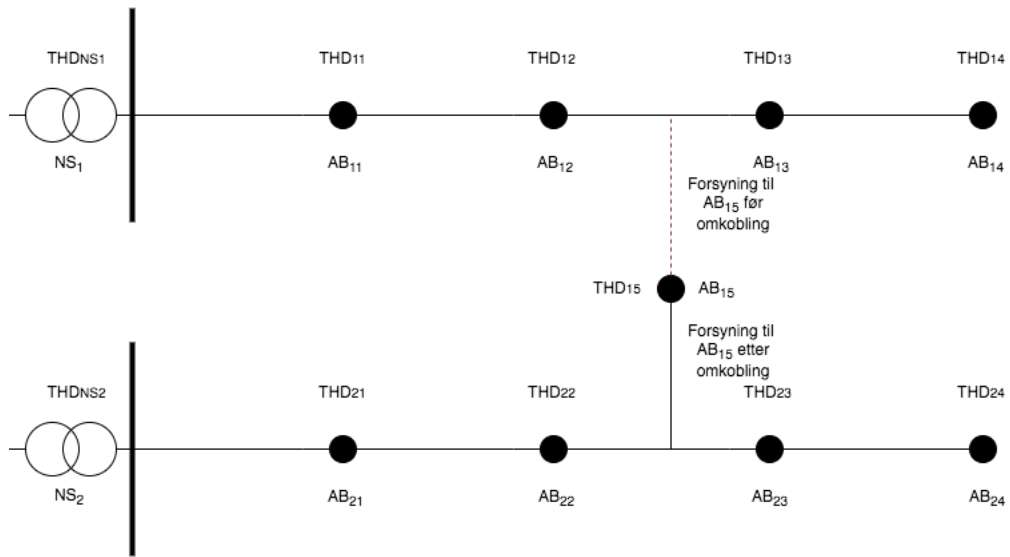
Dersom algoritmen ikke avslører feil betyr likevel ikke det at topologien nødvendigvis er korrekt i NISet. For eksempel kan NISet vise at kretsen har en abonnent som i virkeligheten tilhører en annen krets. Hvis da i tillegg en abonnent som faktisk er i kretsen ikke blir inkludert, fordi NISet ikke har den med, vil sluttbrukerens energiforbruk potensielt nulle hverandre ut. Dette vil ikke bli avslørt av denne algoritmen.

Hvis en finner store avvik kan det være fler grunner til det. Disse er listet under:

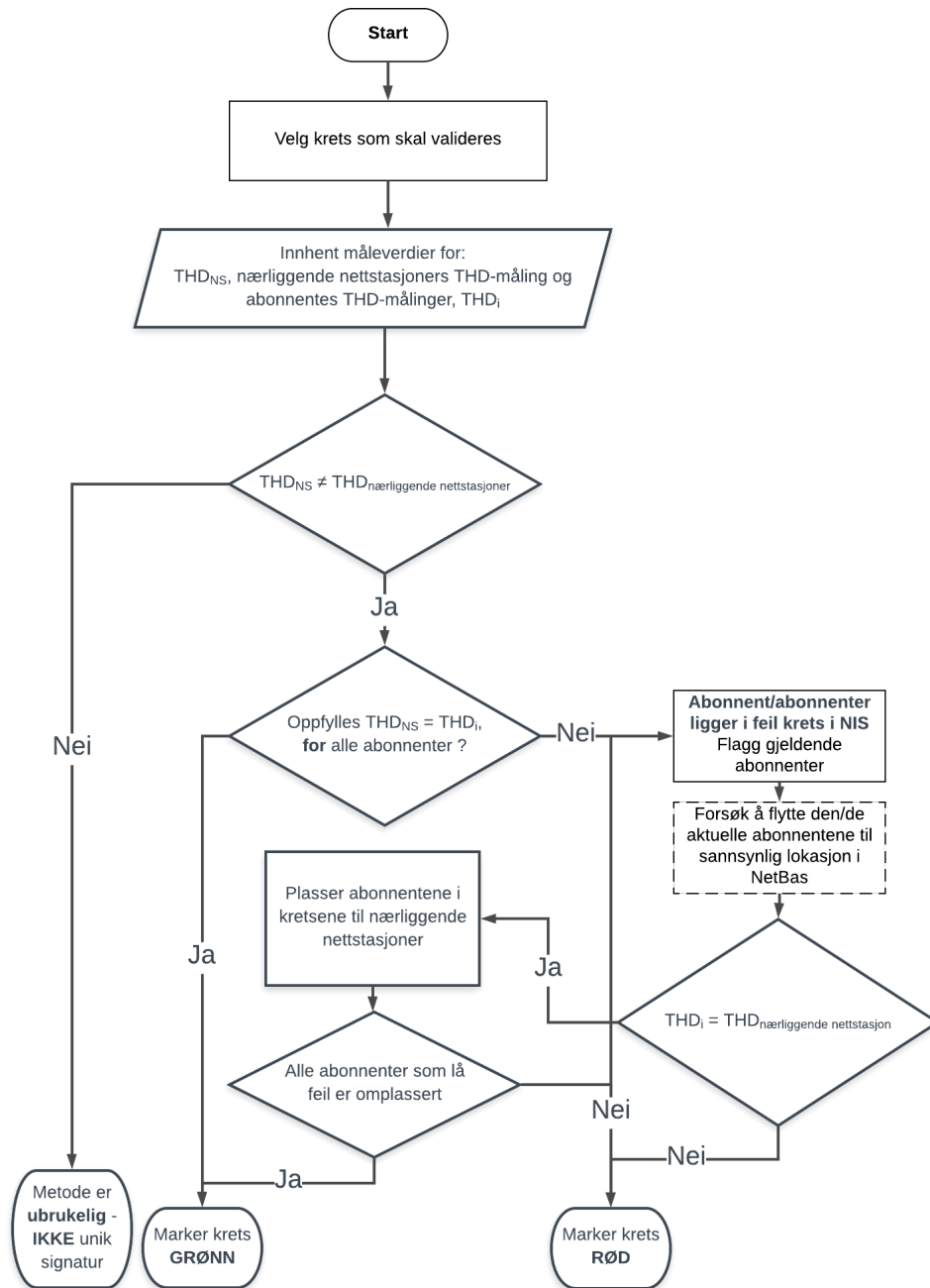
- Sluttbrukere inkludert som ikke tilhører virkelig krets
- Sluttbrukere ikke inkludert som tilhører virkelig krets
- Strømtyveri

5.3 Algoritme for THD-metoden

Som beskrevet i 4.3.2 kan det ved bruk av THD-verdier avgjøres om en abonnent ligger i riktig krets i NISet. Figur 5.5 viser et flytskjema for hvordan dette kan gjøres. Verdier fra valgt lavspenningskrets og for nærliggende nettstasjoner samles inn. Deretter sjekkes om kretsen har unik signatur. Hvis ikke vil metoden forkastes. Ellers vil alle abonnentene sine THD-verdier sammenlignes med nettstasjonen sin verdi. Dersom det er avvik, blir disse abonnentene sine verdier sammenlignet med nærliggende nettstasjoners THD-verdi. Hvis det er samsvar mellom disse målingene blir abonnentene flyttet til de respektive kretsene. Algoritme 2 forklarer fremgangsmåten i detalj. Algoritmen tar utgangspunkt i eksempelkretsen vist i figur 5.4.



Figur 5.4: Eksempelkrets THD



Figur 5.5: Flytskjema for THD-metoden

Algoritme 2 Bruk av THD-målinger i nettstasjon og hos tilhørende abonnenter

- 1: Opprett tom liste for feilplasserte abonnenter, THD_F som har tre kolonner, en for måleverdien til den feilplasserte abonnenten, og en for hvilken lavspenningskrets den tidligere lå i, og en som inneholder indeksen, (1,2 ... l)
 - 2: **for all** NS_i som ligger nærme hverandre **do**
 - 3: Sammenlign THD-målinger fra nærliggende nettstasjoner for å sjekke at det er unik signatur
 - 4: **if** $THD_{NS_i} \neq ((THD_{NS_1} \text{ OR } THD_{NS_2} \text{ OR } \dots THD_{NS_n}) \text{ EXCEPT } THD_{NS_i})$ **then**
 - 5: Fortsett. Sammenlign THD-målinger fra alle underliggende abonnenter med nettstasjonen sin THD-måling
 - 6: **for all** THD_{ij} og THD_{Fk} **do**
 - 7: **if** $THD_{ij} \neq THD_{NS_i}$ **then**
 - 8: Merk THD_{ij} som feilplassert. Marker krets som RØD
 - 9: Legg THD_{ij} i THD_F med første ledige indeks
 - 10: **else if** $THD_{Fk} = THD_{NS_i}$ **then**
 - 11: Legg THD_{Fk} inn i THD_{NS_i} sin krets på mest sannsynlig plassering
 - 12: **end if**
 - 13: **end for**
 - 14: Algoritmen avdekket ingen feilplasserte abonnenter i NISet, eller avdekket feilplasserte abonnenter og omplasserte dem. Marker krets som GRØNN
 - 15: **else**
 - 16: Algoritmen er ubrukelig siden lavspenningskretsene ikke har unik signatur. For sikkerhets skyld markeres kretsen som RØD.
 - 17: **end if**
 - 18: **end for**
-

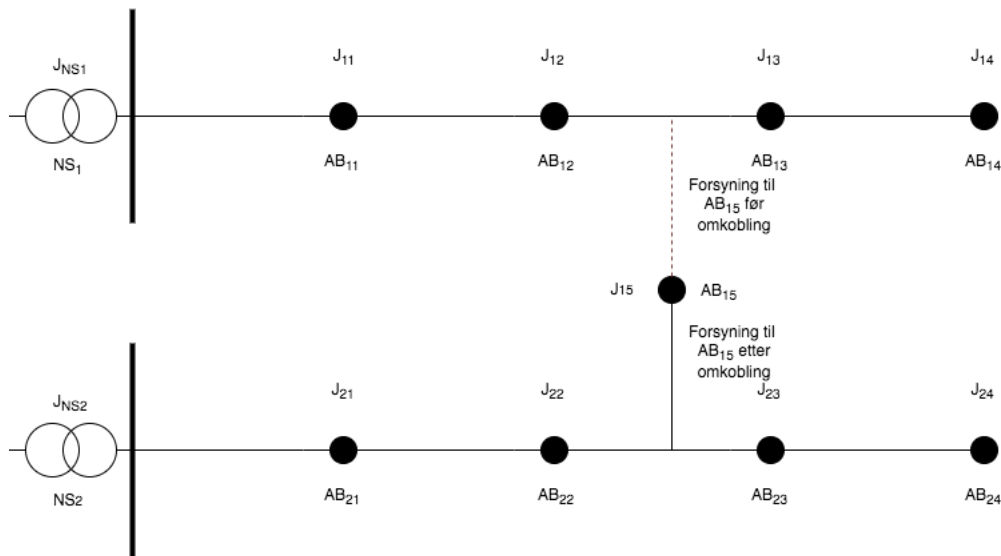
5.3.1 utfordringer med å samle inn tilfredsstillende THD-data

AMS-måleren kan enn så lenge kun registrere hendelser for THD. Det vil si at verdien er ukjent. Grenseverdien vites likevel. Dette kan sammenlignes med målt THD-verdi i nettstasjonen. Der- som det i fremtiden blir mulig å hente ut verdien også, kan disse sammenlignes med målt THD-

verdi i nettstasjonen. Dette vil antagelig gi sikrere resultater. Dette kan også gjøres enda mer avansert. Det kan lages THD-profiler over for eksempel 24 timer som kan sammenlignes. Disse verdiene er antagelig enda bedre egnet som signatur enn bare en enkeltstående verdi.

5.4 Algoritme for jordfeilmetoden

Jordfeilmetoden har flere likhetstrekk med THD-metoden. Den benytter seg også av et kjenne-tegn for kretsen og bruker dette til å vurdere om NISet har de riktige abonnentene dokumentert i en krets. Premisset for denne metoden er jordfeil vil registreres for alle abonnenter som er i en krets som opplever jordfeil. På grunn av likhetstrekk mellom THD-metoden og jordfeilsmetoden blir fremgangsmåten nær identisk som den for THD-metoden. Den foreslåtte algoritmen er vist i algoritme 3. Variabelnavnene refererer til figur 5.6.



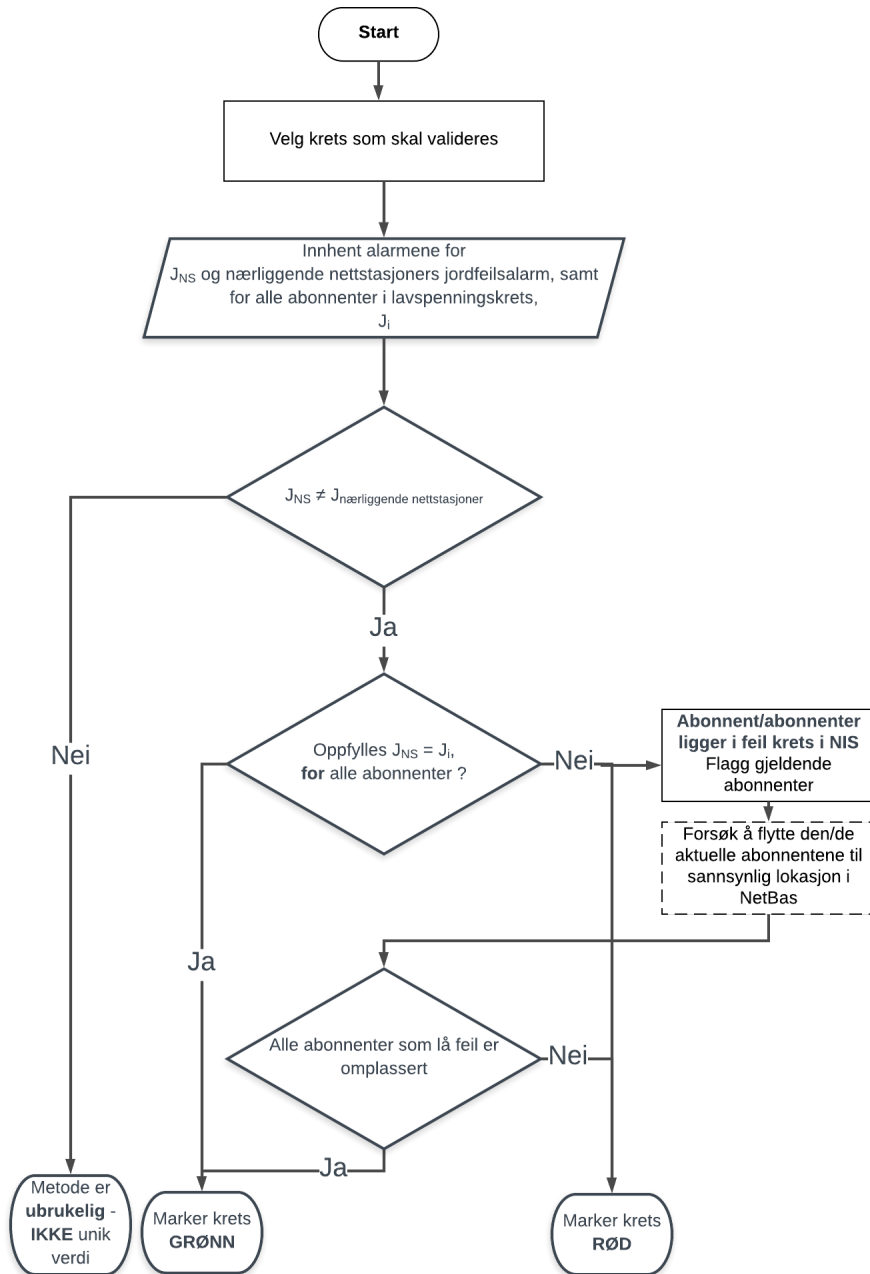
Figur 5.6: Eksempelkrets jordfeil

I tillegg vises fremgangsmåten i et flytskjema i figur 5.7. Det sees at det er tydelig likhetstrekk mellom denne metoden og THD-metoden. Den eneste åpenbare forskjellen er at jordfeil kun tar to verdier og THD-kan ta mange verdier. Dette har dog noen implikasjoner. Disse listes opp under.

- Jordfeilalgoritmen kan ikke med et sett med målinger replassere en abonnent i en annen krets. For å gjøre dette må det samles inn data for en periode hvor en nærliggende krets

har jordfeil for å sjekke om abonnenten hører til denne kretsen i stedet

- Jordfeilalgoritmen fungerer bare under jordfeil, enten oppstått naturlig eller trigget. THD-algoritmen fungerer når som helst dersom grenseverdien for at hendelsen loggføres er tilstrekkelig lav



Figur 5.7: Flytskjema for metode basert på jordfeil

Algoritme 3 Bruk av jordfeilmålinger i nettstasjon og hos tilhørende abonnenter

```

1: Opprett tom liste for feilplasserte abonnenter,  $J_F$  som har tre kolonner, en for måleverdien
   til den feilplasserte abonnenten, og en for hvilken lavspenningskrets den tidligere lå i, og en
   som inneholder indeksen, (1,2 ... l)
2: for all  $NS_i$  som ligger nærme hverandre do
3:   Bruk datasett der  $NS_i$  har jordfeil
4:   Sjekk at jordfeilen er unik for kretsen og at nærliggende nettstasjoner ikke opplever jordfeil
   samtidig
5:   if  $J_{NS_i} \neq (J_{NS_1} \text{ OR } J_{NS_2} \text{ OR } \dots \text{ OR } J_{NS_n}) \text{ EXCEPT } J_{NS_i}$  then
6:     Fortsett. Sjekk at alle underliggende abonnenter også opplever jordfeil.
7:     for all  $J_{ij}$  og  $J_{Fk}$  do
8:       if  $J_{ij} \neq J_{NS_i}$  then
9:         Merk  $J_{ij}$  som feilplassert. Marker krets som RØD
10:        Legg  $J_{ij}$  i  $J_F$  med første ledige indeks
11:       else if  $J_{Fk} = J_{NS_i}$  then
12:         Legg  $J_{Fk}$  inn i  $NS_i$  sin krets på mest sannsynlig plassering
13:       end if
14:     end for
15:     Algoritmen avdekket ingen feilplasserte abonnenter i NISet, eller avdekket feilplasserte
   abonnenter og omplasserte dem. Marker krets som GRØNN
16:   else
17:     Algoritmen er ubrukelig siden lavspenningskretsene ikke har unik signatur. For sikker-
   hets skyld markeres kretsen som RØD.
18:   end if
19: end for

```

5.4.1 Omplussing av feilplasserte abonnenter

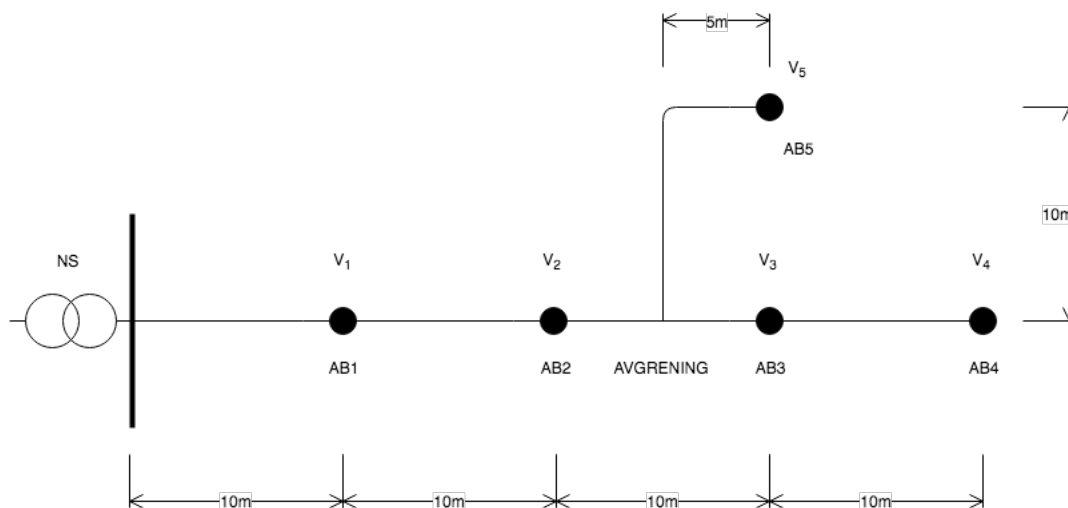
Den stiplede boksen som vises i flytskjemaet er stiplet fordi denne delen av algoritmen må gjøres manuelt og vil avhenge av andre nærliggende kretser. For å kjøre algoritmen kreves det her menneskelige vurderinger og erfaring for å omplassere abonnenten/abbonnentene som ligger feil-

plassert i NISet. Omplussing av abonnenter ved bruk av jordfeilsmetoden krever at:

- En menneskelig vurdering foretas for å velge en nærliggende lavspenningskrets som abonnenten mistenkes å egentlig tilhøre
- Ny måledata hentes. Dette må hentes for abonnenten som sjekkes og nettstasjonen som den mistenkes å ligge i. Dette må være for et tidsintervall der det kun er jordfeil i den lavspenningskretsen som abonnenten mistenkes å ligge i

Dette må gjentas helt til alle abonnenter er plassert i riktig krets i NISet. Det må derfor innhentes måledata fra forskjellige tidsintervaller for alle de forskjellige lavspenningskretsene for å omplussere abonnenter. Dette viser tydelig at denne metoden er upraktisk for omplussing av abonnenter, til forskjell fra THD-metoden.

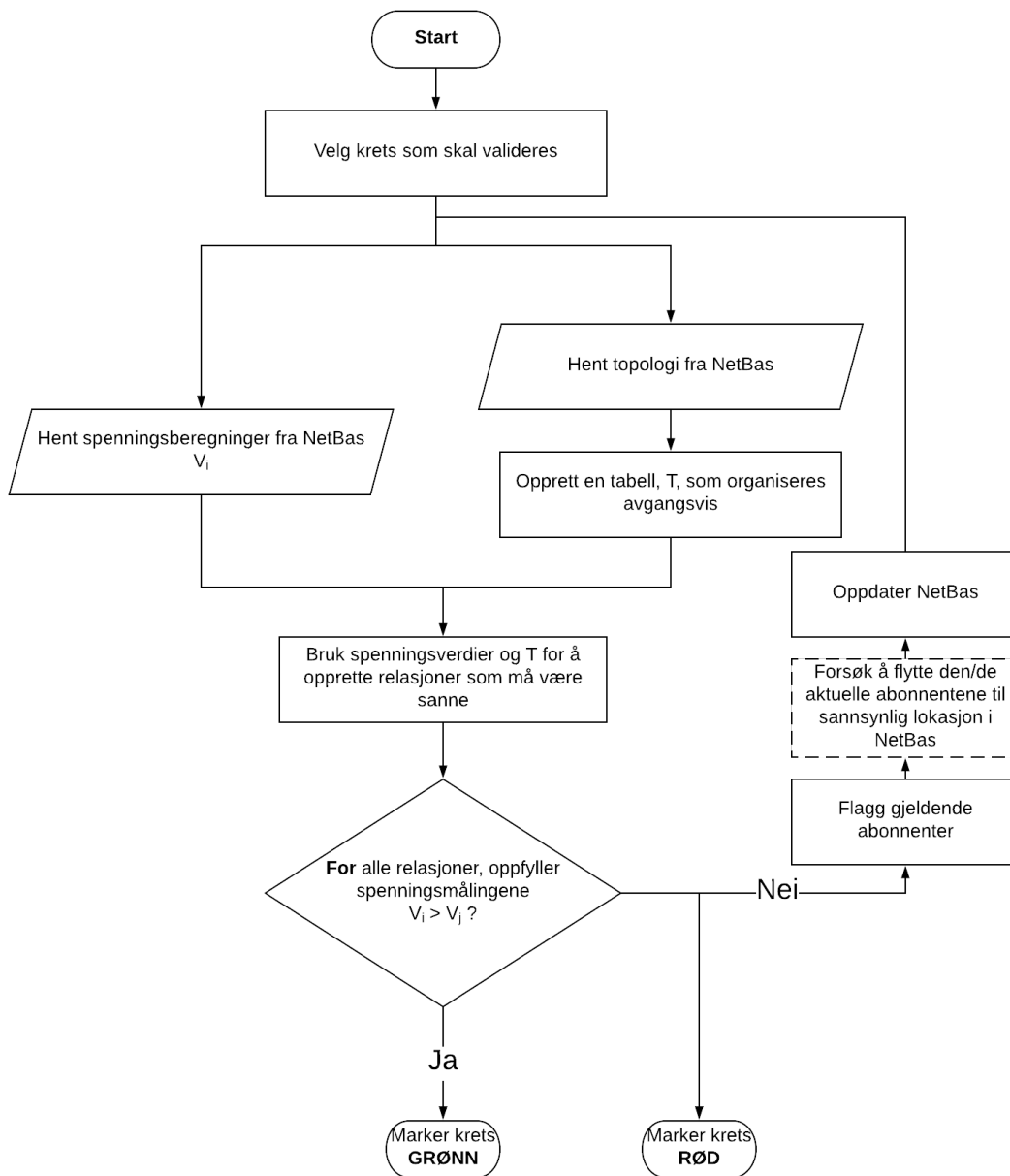
5.5 Algoritme for spenningsfallmetoden



Figur 5.8: Eksempelkrets spenningsfall

Ved å sammenligne enkle relasjoner mellom spenningsene til abonnentene i en lavspenningskrets med målt AMS-data kan det avgjøres om abonnentene i NISet ligger i riktig rekkefølge. Relasjonene avgjøres ved å kalkulere forventede spenninger hos alle abonnentene i NetBas. Algoritme 4 foreslås derfor for å avgjøre om innbyrdes rekkefølge på abonnenter er korrekt dokumentert i NISet. Algoritmen vises over to sider, og de to delene er markert med del 1 og del 2.

Algoritmen er delt opp i 3 steg. Dette tydeliggjøres i algoritmen der det står **Steg 1**, **Steg 2** og **Steg 3**. Flytskjemaet for metoden vises i figur 5.9.



Figur 5.9: Flytskjema spenningsfall

Abonent	Avgrening	Bladnode	Ledd
1	X	-	1
2	-	-	1
5	X	X	2
3	X	-	2
4	-	X	2

Relasjon nr	Relasjon
1	$V1 > V2$
2	$V2 > V3$ og $V2 > V5$
3	-
4	$V3 > V4$
5	-
6	$V3 > V5$

Figur 5.10: Eksempel på tabell, T, og tilhørende spenningsrelasjoner med utgangspunkt i figur 5.8

Algoritme 4 Spenningsfall - del 1

Utfør spenningsberegninger for lavspenningskretsen i NetBas

Input: *Spenningsberegninger fra NetBas, Topologi fra NetBas*

Output: *RØD eller GRØNN*

```
1: Steg 1: Sett opp spenningsrelasjoner som må være sanne. Opprett tabell, T, som fylles opp av abonnenter. Opprett også en tabell for spenningsrelasjoner. Begynn ved første radial ut fra samleskinnen på lavspenningsiden av nettstasjonen. T inneholder kolonnene; Abonnent, Avgrening, Bladnode og Ledd.
2: Ledd = 0
3: while Det er flere abonnenter som ikke er inkludert i T do
4:   if Første abonnent etter avgrening then
5:     Ledd = Ledd + 1
6:     Fyll inn verdien i ledd-kolonnen i T
7:     Marker kolonnen avgrening med "X"
8:     if Abonnenten er bladnode then
9:       Marker kolonnen bladnode med "X"
10:    if ikke flere avgreninger i dette ledd then
11:      Ledd = Ledd - 1
12:    end if
13:  else
14:    Marker kolonnen bladnode med "—"
15:  end if
16: else
17:   Marker kolonnen avgrening med "—"
18:   Ledd = Ledd;
19:   Fyll inn verdien i ledd-kolonnen i T
20:   if Abonnenten er bladnode then
21:     Marker kolonnen bladnode med "X"
22:   if ikke flere avgreninger i dette ledd then
23:     Ledd = Ledd - 1
24:   end if
25:  else
26:    Marker kolonnen bladnode med "—"
27:  end if
28: end if
29: end while
```

Algoritme 5 Spenningsfall - del 2

```

30: Steg 2: Gjennomgå T for å sette opp relasjoner
31: for Lengde av T do
32:   if Avgrening = "X" OG Bladnode = "—" then
33:      $V_{abonment} > V_{neste abonment}$ 
34:   else if Avgrening = "—" OG Bladnode = "—" OG Neste abonment ikke er etter avgrening then
35:      $V_{abonment} > V_{neste abonment}$ 
36:   else if Avgrening = "—" OG Bladnode = "—" OG Neste abonment er etter avgrening then
37:      $V_{abonment} > V_{neste abonment}$  etter avgrening 1,
        $V_{abonment} > V_{neste abonment}$  etter avgrening 2, ...
38:   else if Avgrening = "X" OG Bladnode = "X" then
39:     Ingen nye kriterier,  $V_{abonment}$  er allerede inkludert i relasjon
40:   else if Avgrening = "—" OG Bladnode = "X" then
41:     Ingen nye kriterier,  $V_{abonment}$  er allerede inkludert i relasjon
42:   end if
43:   if For-løkke er på siste tabellrad for et ledd i T then
44:     Sett opp relasjon for spenningene til førstkommende abonnenter i hver avgrening etter avgreningen  $V_{abonment}$  på avgrening 1,
        $V_{abonment}$  på avgrening 2, ...
45:   end if
46: end for
47: Steg 3: Sammenlign alle målinger med relasjonene som er funnet
48: for Lengde av spenningsrelasjonstabell do
49:   if Relasjon ikke overholdes then
50:     Flagg abonment/abonnenter som er feilplassert
51:     Marker krets som RØD
52:     Plasser feilplasserte abonment/abonnenter på sannsynlig sted i NIS
53:   end if
54: end for
55: if Krets = RØD then
56:   Oppdater NIS og restart algoritmen
57:   Dersom algoritmen er kjørt mange ganger og den ikke ser ut til å fungere, STOPP.
58: else
59:   Marker krets som GRØNN
60: end if

```

Fremgangsmåte for å unngå redundans i antall spenningsrelasjoner

Det er for enkle kretser antageligvis mulig å sette opp relasjoner mellom alle spenningene uansett hvor i kretsen abonnentene befinner seg. Altså for eksempel at $V_1 > V_4$ eller at $V_5 > V_4$. Det vil dog føre til at det fås redundans i antall relasjoner. Det er altså ikke nødvendig med så mange relasjoner. Dette fører til at:

- Algoritmen får lenger kjøretid

- Det kan bli svært vanskelig å få alle relasjonene til å oppfylles

Det er to typer relasjoner som må unngås:

- Relasjoner mellom abonnenter som ligger på forskjellige radialer/avgreninger og ikke er de første abonnenten etter avgreningen
- Relasjoner mellom to ikke påfølgende abonnenter i samme radial

For eksempel har en lavspenningskrets to svært like radialer med nesten likt forbruk og likt antall abonnenter. Da vil NetBas kalkulere at abonnent nr i i hver radial har nesten identisk spenning. Derfor vil spenningsrelasjonen som blir satt opp mellom abonnent i i hver krets nesten kunne skrives som en likhet slik at AMS-målingene gis svært lite slingringsmonn til måleverdiene for at relasjonen skal oppfylles. Da vil tilfeldigheter i forbruksmønsteret til de aktuelle abonnentene i det aktuelle tidsrommet avgjøre om relasjonen oppfylles eller ikke.

Dette er en mulig feilkilde og kan føre til at algoritmen slår ut selv om NISet stemmer med virkeligheten. Derfor sammenlignes aldri mer enn den første abonnenten etter hvert avgreningspunkt fra hver avgrening. Dette er gjøres for å validere at avgreningspunktet er der hvor det vises i NISet.

Det vil også være unødvendig å sammenligne to ikke påfølgende abonnenter langs en radial. Spenningsrelasjonene vil overholdes selv om dette skjer siden den forventede spenningsforskjellen vil bli større når abonnentene ligger langt fra hverandre. Likevel vil relasjonene være unødvendige og føre til økt kjøretid.

For å unngå redundans settes tabellen T opp. Den fylles ut systematisk slik at kun et minimum av relasjoner blir benyttet. Dette er første steg i algoritme 4. Under følger et eksempel på hvordan denne tabellen fylles ut (steg 1) og hvordan spenningsrelasjonene oppnås (steg 2).

5.5.1 Algoritme for krets uten kabelskap

Algoritmen vises delt inn i tre steg:

1. Sett opp tabellen T for å unngå redundans i antall relasjoner
2. Bruk T til å sette opp spenningsrelasjonene

3. Valider at rekkefølgen i NetBas er riktig ved å bruke måledata for å sjekke om spenningsrelasjonene oppfylles.

Utfyllingen av T og tabell med spenningsrelasjoner gjennomgås her i detalj med utgangspunkt i figur 5.8. T har fire kolonner; Abonment, Avgrening, Bladnode og Ledd. Tabellen med tilhørende relasjoner vises ferdig utfylt i figur 5.10.

For å fylle ut tabellen T (og dermed gjennomføre steg 1 i algoritmen) startes det ved lavspenningssiden av nettstasjonen. Dette defineres som ledd 0. Deretter velges en avgang og første abonnent i denne radialen legges til i T. Siden dette er første abonnent etter en avgrening (samleskinnen) markeres kolonnen med X. Første abonnent er ikke en bladnode fordi den har abonnent 2 utenfor. Derfor markeres bladnode med -. Siden dette er første avgrening markeres ledd med 1. Tilhørende relasjon vises i relasjon nr 1. Neste abonnent er verken avgrening eller bladnode, men siden det følger en avgrening før neste abonnent, må spenningen her være større enn hos begge abonnentene som følger i avgreningen. Dette er relasjon 2. Videre velges en vilkårlig avgrening. Her velges den mot abonnent 5. Den er både avgrening og bladnode, og begge kolonner markeres med X. Ledd markeres med 2 siden det her er to avgreninger tilbake til samleskinnen. En bladnode er allerede hensyntatt i forrige relasjon, så relasjonkolonnen markeres med -. Deretter velges neste avgrening i ledd 2, mot abonnent 3. Her markeres avgrening med X og bladnode med -. Dette gir relasjon nr 4. Neste abonnent er kun bladnode. Siden dette er siste abonnent i ledd 2 vil alle abonnenter som er merket som avgrening i ledd 2 sammenlignes mot hverandre. Dette gir relasjon 6. Dersom det hadde vært flere avganger på samleskinnen, ville tabellen fortsatt med denne avgangen og første abonnent ville vært i ledd 1. Til slutt burde relasjonene ryddes opp i slik at det kun er en relasjon i hver rad.

Steg 3 i algoritmen er å sjekke om spenningsrelasjonene oppfylles. De abonnentene som eventuelt inngår i en spenningsrelasjon som ikke oppfylles bør sjekkes nærmere og forsøkes å omplasseres til riktig sted. Dette kan være på en annen plassering internt i kretsen eller en annen krets. Dette er en prosess som krever menneskelig intuisjon og erfaring. Derfor inneholder ikke algoritmen noen spesifikk fremgangsmåte for hvordan dette bør gjøres. I flytskjemaet er derfor også disse prosessene markert med stiptet boks.

5.5.2 Algoritme for krets med kabelskap

Som beskrevet i 4.3.4 ble det i praktisk case jobbet med lavspenningskretser som har en annerledes grunnleggende topologi enn den som er beskrevet i fig 5.8 og de eksempelkretsene som er gjennomgått tidligere. I lavspenningskretsene under NS00638 og NS00644 ligger abonnentene som bladnoder. Det går typisk en lang radial utover fra nettstasjonen. Langs denne er det tilkoblet kabelskap. Under disse kabelskapene ligger grupperinger av abonnenter. Alle abonnentene ligger på den måten ytterst og ligger ikke radielt etter hverandre slik som beskrevet tidligere. Siden algoritmen som ble beskrevet i forrige avsnitt antar at abonnentene ligger etter hverandre i en trestruktur må algoritmen her utvides slik at den nye topologien blir hensyntatt. Det finnes dog fortsatt kretser eller deler av kretser der abonnenter ligger radielt utenfor hverandre, og derfor inneholder denne oppgaven en metode for hver måte å koble nettet på. Det vil ikke presenteres en ny algoritme, men heller hvilke tillegg som er gjort. Dette er fordi det kun er små endringer i algoritmen.

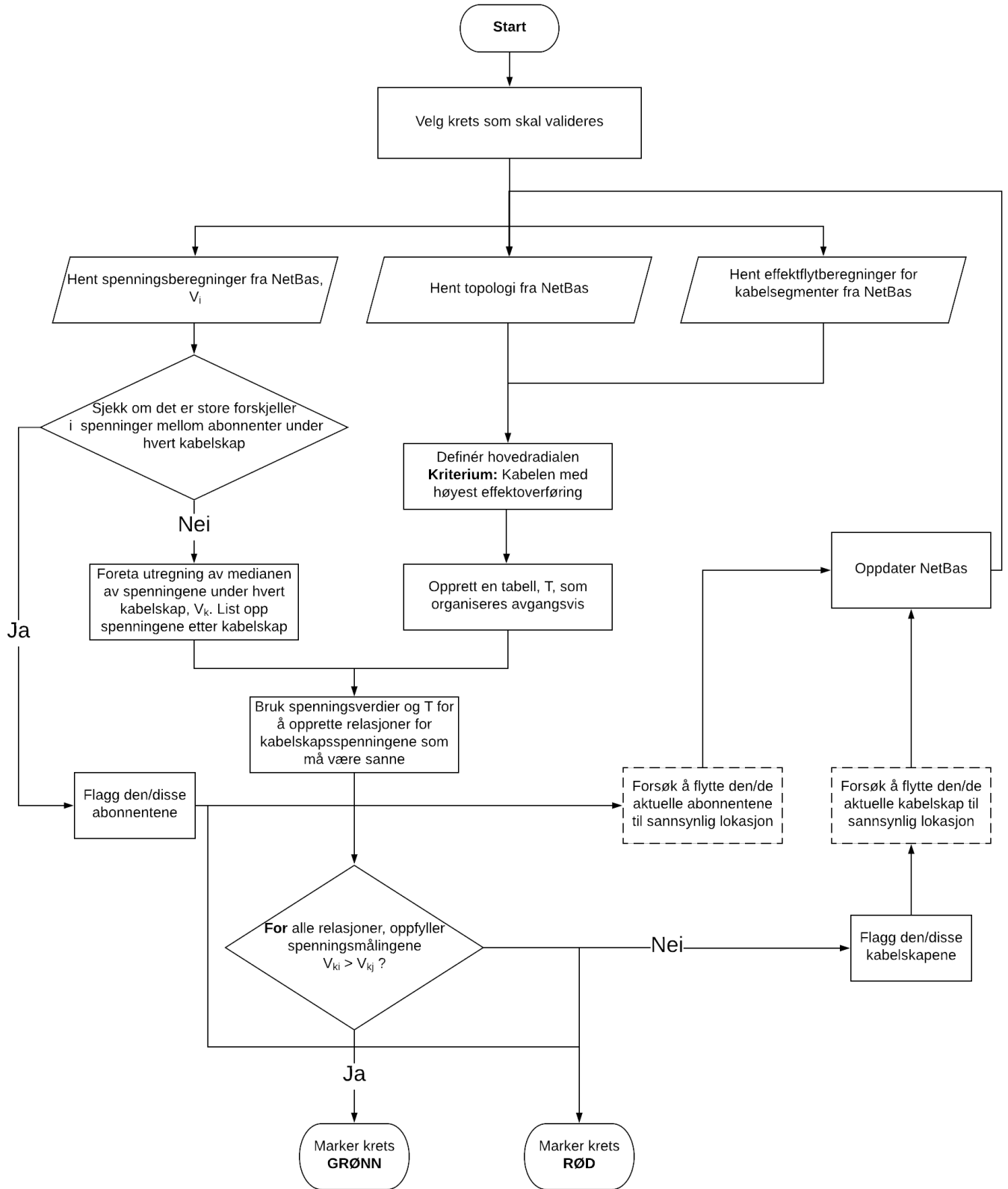
Premisser for å utvide metoden

For å hensynta den nye koblingsmåten måtte algoritmen utvides. Det er særlig to forhold som har gjort at dette kan være mulig:

1. Spenningen hos abonnentene under hvert kabelskap er trolig svært like
2. Det forekommer ofte et vesentlig spenningsfall mellom kabelskapene langs hovedradialen. Dette er nesten alltid større enn forskjellene i spenning for abonnentene under samme kabelskap

Forhold 1 medfører at spenningen til abonnentene under samme kabelskap kan sammenlås til en *representativ spenning* for det kabelskapet. På grunn av forhold 2 kan deretter denne spenningen sammenlignes med de representative spenningene for andre kabelskap, på samme måte som dette gjøres for abonnenter i metoden uten kabelskap.

I figur 5.11 vises et flytskjema for den utvidede metoden.



Figur 5.11: Flytskjema for utvidet spenningsfallmetode

Utvidelse av algoritme

Utvidelsen av algoritmen gjøres på to områder:

1. Definér hovedradialen. Dette vil være den kablen med størst effektoverføring utover i kretsen og følgelig høyest spenningsfall. De fleste kabelskapene vil være langs denne radialen. Deretter finnes representative spenninger for kabelskapene slik at det kan vurderes hvorvidt grupper av abonnenter under hvert kabelskap er plassert i riktig rekkefølge i NISet
2. Vurdér om det er sannsynlig at noen av abonnentene under et kabelskap ligger under feil kabelskap i NISet

For å definere hovedradialen hentes effektflytberegninger ut fra NISet. Første punkt på hovedradialen vil være den avgangen fra nettstasjonen som har høyest effektflyt. Deretter velges, ved hver avgrening, det kabelsegmentet som videre har størst effektflyt.

For å etablere de representative spenningene langs eller nær hovedradialen brukes spenningsverdier for abonnentene under hvert kabelskap. Videre blir to ting gjort:

- Det foretas først en kontroll av spenningsmålingene. Dersom noen spenninger skiller seg vesentlig ut ligger de sannsynligvis feilplassert i NISet, og vedkommende abonnenter blir flagget og forsøkt flyttet til en mer sannsynlig lokasjon. Det vil i gjennomføring av praktisk case bli vurdert ulike metoder for å vurdere når noen spenninger skiller seg ut. Dette er fordi det der vil foreligge måledata som kan indikere hvordan dette burde gjøres
- Utregning av representativ spenning. Her benyttes medianen av spenningsmålingene siden den er robust mot eventuelle feilplasserte abonnenter med avvikende spenningsmålinger

Når hovedradialen er definert og representative spenninger for kabelskapene er utregnet fås en situasjon som ligner på den i figur 5.8, men hvor knutepunktene er kabelskap.

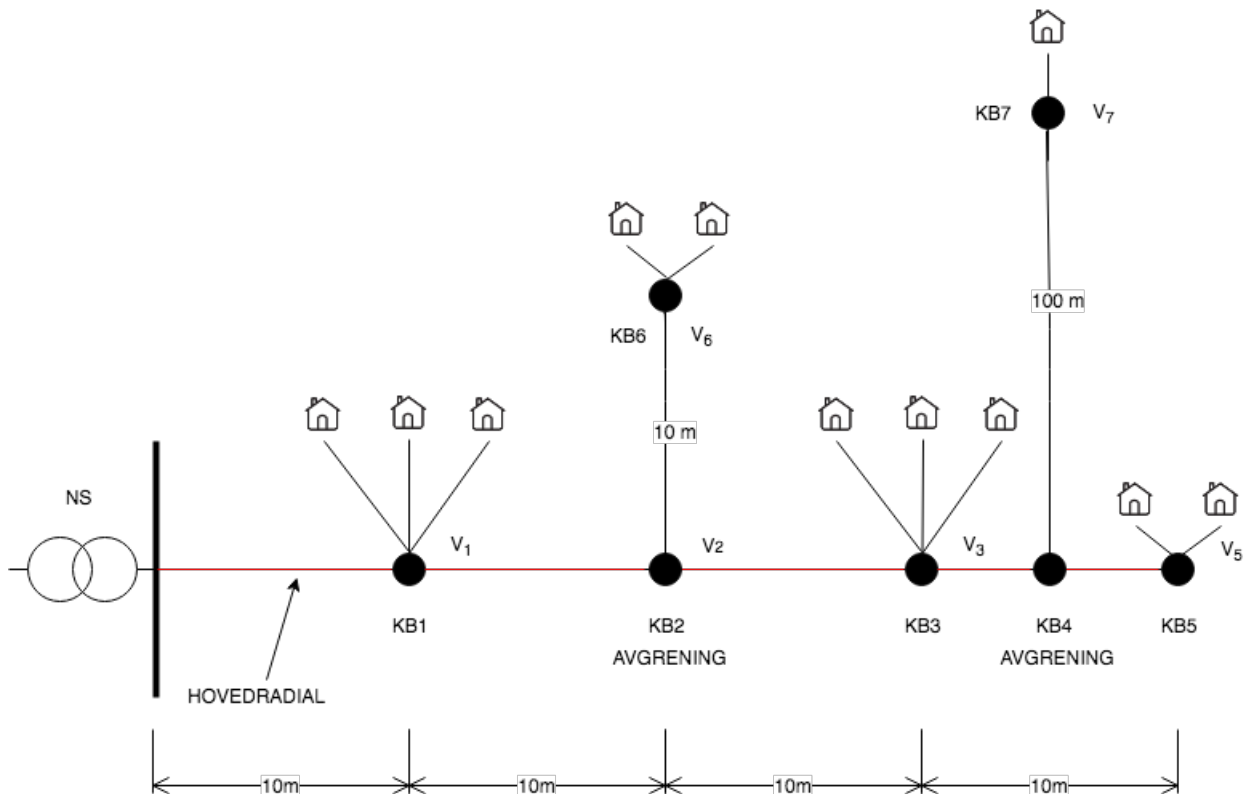
Forskjeller på de to algoritmene

Forskjellen er imidlertid hvis en abonnent ligger under et kabelskap langt unna hovedradialen, slik som KB_7 i figur 5.12. Det vil være utfordrende å sammenligne spenningen mellom KB_7 og

KB_5 for å sjekke om KB_4 ligger riktig plassert i NISet. Dette skyldes at spenningene måles langt fra hovedradialen for abonnenten under KB_7 og at denne spenningen brukes som representativ spenning for KB_4 .

De største forskjellene i den utvidede metoden er:

- **Hovedradialen** må defineres. Derfor må effektflytberegninger for hvert kabelsegment hentes fra NetBas.
- For å være sikker på at abonnenter faktisk tilhører et spesifikt kabelskap sjekkes at spenningene er noenlunde like under hvert kabelskap
- Siden kabelskapsspenningene nå brukes må kravtabellen ha annen oppbygning enn i den vanlige metoden. Den kan ikke i alle tilfeller ha spenningsrelasjoner mellom de første kabelskapene etter en avgrensning. Spesielt dersom et skap ligger langt fra hovedradialen. Dette fører til at det er utfordrende å avgjøre om en avgrensning ligger korrekt i NISet.



Figur 5.12: Eksempelkrets for utvidet metode av spenningsfall

Tap av nøyaktighet i utvidet algoritme

Siden metoden benytter seg av representative spenninger for hvert kabelskap innskrenkes nøyaktigheten av metoden. Dette gjelder for følgende punkter:

- Intern rekkefølge på abonnenter under kabelskapet. Dersom to abonnenter ligger radielt etter hverandre vil ikke feil rekkefølge av disse bli oppdaget
- Dersom et kabelskap ligger langt fra hovedradialen vil den representative spenningen til det ytterste kabelskapet, slik som KB_7 i figur 5.12 også brukes for kabelskapet langs hovedradialen, slik som KB_4 i figuren. Dersom kabelen er lang, vil spenningsfallet i den kabelen bli stor slik at det blir vanskelig å avsløre om KB_4 ligger feilplassert.

Elementer som må vurderes i praktisk case

Selvfølgelig bør metoden prøves på en av testkretsene som er utstyrt med AMS-målere for å se om den avslører feilplasserte abonnenter i NISet. Når måledata blir tilgjengelig vil det dessuten bli enklere å vurdere hvordan denne metoden skal benyttes i praksis. Da bør følgende spørsmål vurderes:

- Hvordan skal abonnenter som ligger under feil kabelskap i NISet avsløres? Når reell måledata foreligger, bør det vurderes hvordan det skal settes en grense for hvor stor spredning som bør forventes under hvert kabelskap
- Hvor langt unna kan et kabelskap ligge fra hovedradialen og likevel kunne gi en indikasjon på om knutepunktet langs hovedradialen er feilplassert i NISet?

5.6 Typekategorisering av heuristiske metoder

Ved nærmere inspeksjon av de fire heuristiske metodene som er beskrevet tidligere i kapitlet sees det at de avdekker ulike egenskaper om kretsen. Energimålingen vil avdekke om det er riktig *antall* abonnenter i kretsen siden den måler energiforbruk på to forskjellige steder og sammenligner dem. THD-metoden og jordfeilmetoden baserer seg på et spesifikt kjennetegn ved en

Tabell 5.1: Typekategorisering av heuristiske metoder

Type	Egenskap	Navn
Sum	Riktig antall abonnenter i kretsen	Energibalanse <ul style="list-style-type: none"> • Aktiv • Reaktiv
Sekvens	Riktig rekkefølge på abonnenter	Spenningsmåling
Tilhørighet	Abonnenten tilhører faktisk kretsen	<ul style="list-style-type: none"> • THD • Jordfeil • (Spenningsavbrudd) • (Spenningsubalanse) • (Over-/under kort-/langvarige spenninger)

krets. På denne måten viser det om en abonnent har riktig *tilhørighet*. Til slutt viser spenningsfallmetoden intern plassering i kretsen, eller *sekvensen* av abonnenter i lavspenningskretsen.

De tre kategoriene av heuristiske metoder er vist i tabell 5.1. Andre metoder som ikke er diskutert tidligere er også foreslått og kategorisert. Disse foreslås på bakgrunn av måledata som kan fås fra AMS-målere og multimåleinstrumenter og vises i parentes.

5.7 Overordnet algoritme for validering av nett-topologi i NIS

De tre funksjonene som kan oppnås ved bruk av heuristiske metodene kan kombineres videre til å oppnå hovedmålet - å validere alle lavspenningskretser for å avdekke om NISet inneholder korrekt dokumentasjon om topologien i lavspenningsnettet.

5.7.1 Flytskjema

Figur 5.13 viser et flytskjema for hvordan egenskapene til de heuristiske metodene kan kombineres for å lage en overordnet algoritme. Under forklares flytskjemaet i detalj.

For alle de tre prosessene som blir beskrevet gjelder det følgende: Dersom det lykkes å gjennomføre metoden markeres kretsen GRØNN og det går videre i algoritmen. Dersom ikke dette lykkes selv etter at det er forsøkt å legges til eller fjerne abonnenter markeres kretsen som RØD, og det må foretas en manuell utredning for å sjekke topologien.

1. *Tilhørighet*

Denne metoden blir plassert først for å validere om alle abonnentene faktisk tilhører kretsen som dokumenteres i NISet. Metoden forsøker også å relassere eventuelle abonnenter som ligger i feil krets i NISet. Derfor vil etter dette steget kun abonnenter som faktisk ligger i kretsen bli vurdert i videre metoder og andre lukes ut. Imidlertid vil ikke nødvendigvis alle abonnenter som faktisk er i kretsen ligge i NISet etter dette steget

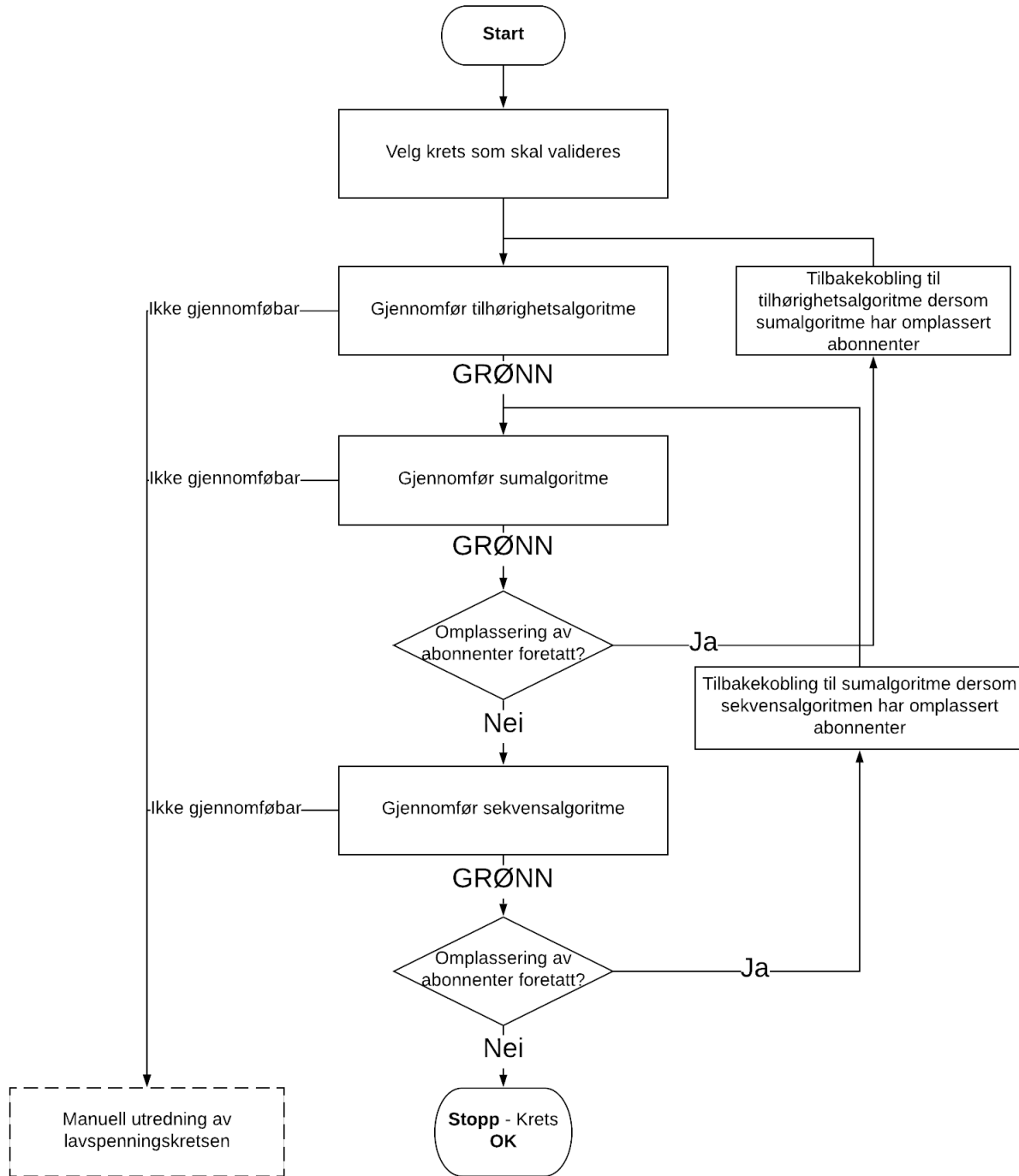
2. *Sum*

Denne metoden blir plassert her for å validere at antallet abonnenter i NISet er riktig for den valgte kretsen. Som nevnt i forrige steg vil det etter første steg fortsatt kunne finnes abonnenter som ikke er inkludert i NISet, men som egentlig tilhører kretsen. Ved å bruke energibalansemetoden som andre steg vil dette oppdages. Etter dette steget bør derfor tilhørighetsmetoden benyttes på nytt for å validere at energibalansemetoden eventuelt har inkludert de riktige abonnentene. Denne tilbakekoblingsløyfen må gjennomføres så lenge det er endringer i kretsen etter hver iterasjon. Etter dette steget vites at det både er riktig antall abonnenter og at disse er i riktig krets i NISet.

3. *Sekvens*

Dersom metoden i forrige steg markerer kretsen GRØNN bør sekvensmetoden brukes. Dette vil validere om rekkefølgen på abonnentene i kretsen er riktig. Dersom den er feil kan det forsøkes å endre rekkefølgen i NISet. Deretter bør summetoden kjøres igjen for sjekke om abonnentene har blitt riktig omplassert i NISet. Da kan det for eksempel av-

dekkes om abonnenten/abbonnentene som er omplassert er lagt inn på riktig måte. For eksempel kan det hende at kabellengder på nye kabler er feil eller at abonnenten faktisk ikke ble koblet til kretsen i NISet. Etter at summetoden er gjennomført gjentas sekvensmetoden og kretsen markeres som GRØNN. Når dette skjer er algoritmen ferdig og det vites at kretsen har korrekt dokumentasjon av topologi i NISet.



Figur 5.13: Flytskjema for foreslått overordnet algoritme

Det vil være interne tilbakekoblingsløyper for alle metodene som vises i flytskjemaet som sørger for at alle disse algoritmene forsøker å oppnå riktig topologi før neste steg. Disse er gjennomgått i algoritmene som er presentert tidligere i kapittelet. Tilbakekoblingene som vises i 5.13

må ikke forveksles med de interne siden disse går tilbake til forrige delalgoritme.

Flytskjemaet viser hvordan algoritmen kan gjennomføres under ideelle forhold. Med dette menes:

- Måledata finnes med tilstrekkelig nøyaktighet for alle parametere som inngår i algoritmene
- Disse dataseriene kan sammenlignes for samme tidsperiode (og helst så nærme sann tid som mulig)

Det kan likevel hende at måleseriene ikke er fullstедige. For eksempel kan en av parameterene som inngår i en av algoritmene mangle slik at det ikke er mulig å gjennomføre den algoritmen. Det betyr ikke nødvendigvis at ingenting kan avdekkes om kretsen som testes. Da kan algoritmene kjøres hver for seg, og en kan oppnå delvis informasjon om kretsen. Likevel kan det være fornuftig å markere hele kretsen som RØD dersom dette skjer. For eksempel kan det mangle data som benyttes i tilhørighetsalgoritmen. Dersom energibalansemetoden og spenningsfallmetoden begge fungerer og markerer kretsen som GRØNN, vites det at det er rett antall abonnenter og at de abonnentene som er testet ligger i riktig rekkefølge. Det er gode sjanser for at kretsen faktisk er rett dokumentert i NISet i dette tilfellet. I dette tilfellet bør det også vurderes om kretsen skal markeres som GUL for å nyansere hvor sikkert det er at kretsen er feildokumentert i NISet. Likevel kan ikke kretsen markeres som GRØNN fordi det ikke vites om abonnentene faktisk tilhører kretsen eller om det er abonnenter fra andre kretser som har inngått i de andre algoritmene.

5.7.2 Topologiproblemer som blir avslørt av algoritmen

I kapittel 3 ble det vist flere topologiproblemer som kan forekomme i NISet til et nettselskap. Den foreslåtte algoritmen vil sannsynligvis klare å avdekke de fleste av disse topologifeilene. Tabell 5.2 oppsummerer hvilke metoder som bidrar til å avdekke de ulike topologifeilene som ble beskrevet i kapittel 3.

Tabell 5.2: Oversikt over hvilke topologifeil som blir avslørt av algoritmen

Vanlige topologifeil	Sum	Tilhørighet	Sekvens	Overordnet Algoritme
Feil fysisk sammenkobling	X	X	X	X
Feil bryterstilling	X	X	X	X
Feil lengde på kabler og linjer	(X)		(X)	(X)
Abonnenter som ikke er koblet til resten av nettet	X			X
Informasjon om linjer og kabler mangler	(X)		(X)	(X)

Det sees at alle de tre kategoriene av algoritmer bidrar til å avdekke topologifeil. Videre er det noen åpenbare observasjoner:

- For de to første feilene kan alle de tre metodene benyttes for å avdekke feilene.
- For å avdekke den tredje og femte topologifeilen, velges algoritme for sum og tilhørighet. Her er det markert med parentes fordi det trolig vil være vanskelig å avdekke slike feil. Det er tvilsomt om energibalansemålinger vil slå ut fordi det finnes en feil kabellengde i NISet. Sekvens kan avdekke slike typer feil dersom forventet og målt spenning er veldig forskjellige. Dette krever dog at feilen er av vesentlig størrelse
- For å avdekke den fjerde typen feil er det bare algoritmen for sum som vil kunne benyttes. Det er da viktig at abonnenten har tilstrekkelig stort energiforbruk til å bli oppdaget.

Tabell 5.3: Oversikt over heuristiske metoder

Algoritme	Fanger opp	Fanger ikke opp	Utfordringer	Målerkrav
Energibalanse	<p>Om det er riktig antall abonnenter i kretsen. Mer spesifikt, om det er:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flere abonnenter i virkelig krets enn i NIS • Færre abonnenter i virkelig krets enn i NIS 	<p>Dersom NISet for den utvalgte kretsen inneholder en abonnent som ikke tilhører den virkelige kretsen samtidig som NISet ikke inneholder en abonnent som i virkeligheten tilhører kretsen. Da kan netto bidrag kansellere hverandre.</p>	<p>- Ubrukelig ved null netto bidrag - Veldig små abonnenter vil ikke avsløres - Sensitiv for manglende data om forventede tap:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lederlengder • Ledermateriale • Andre kilder til tap 	<p>AMS-måler/Nettstasjon: kWh-målinger på valgfritt tidsintervall</p>
Spenningsfall	<p>Om abonnenter ligger logisk riktig plassert mtp spenningsfall utover i krets</p>	<p>Dersom:</p> <ul style="list-style-type: none"> • om det er for få eller for mange abonnenter i NISet • to kretser ligger nærme kan en abonnent som NISet viser i utvalgt krets, men som i virkeligheten ligger i en annen, ha tilnærmet samme spenningsnivå som en abonnent i den posisjonen ville hatt. Dette vil ikke avsløres av algoritmen. 	<p>Sensitiv for manglende data om forventede tap:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lederlengder • Ledermateriale • Andre kilder til tap 	<p>AMS-måler/Nettstasjon: Spenningsmålinger på valgfritt tidsintervall</p>
Jordfeil	<p>- Om abonnenter ligger i riktig krets i NISet - Kan replasere en sluttbruker til riktig krets i NISet</p>	<p>- Plasseringen til abonnenter internt i krets - Om det er riktig antall sluttbrukere i kretsen</p>	<p>- Metoden forutsetter at kun den aktuelle kretsen har jordfeil for å kunne skille fra nærliggende kretser - Måleutfordringer:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Jordfeil måles med strøm og ikke spenning - kanskje bare mulig å se jordfeil hos abonnenten • Jordfeil registreres som alarm i AMS-måler og kontinuerlig i nettstasjon 	<p>AMS-måler: Alarm for jordfeil som registreres med tidsstempel som kan sammenlignes med tilsvarende tid for måling i nettstasjon Nettstasjon: Tidsserie for jordfeil</p>
Sammenligning av THD i nettstasjon og i AMS-måler	<p>- Om abonnenter ligger i riktig krets i NISet - Kan replasere en sluttbruker til riktig krets i NISet</p>	<p>- Plasseringen til abonnenter internt i krets - Om det er riktig antall sluttbrukere i kretsen</p>	<p>- Metoden forutsetter at den aktuelle kretsen har en unik THD-karakteristikk slik at den skille mellom nærliggende kretser - THD loggføres kun som hendelser som registreres dersom en forhåndsinnstilt grenseverdi overskrides. Verdien vil vises og vil kunne sammenlignes med målt THD i nettstasjon.</p>	<p>AMS-måler: THD-verdi måles og registreres som hendelse ved overskredet grenseverdi Nettstasjon: Tidsserie for THD-målinger</p>

Kapittel 6

Praktisk Case

6.1 Innledning

For å gjennomføre praktisk case har TEN foreslått to lavspenningskretser, under nettstasjonene NS00638 og NS00644. Dette fordi disse kretsene skal ligge langt fremme i utrulling av AMS-målere og er derfor egnes for å gjennomføre praktiske forsøk. I tillegg er begge nettstasjoner utstyrt med multimåleinstrumenter av typen CVM Mini.

6.1.1 Valgt lavspenningskrets for gjennomføring av praktisk case

Det er benyttet måledata for perioden 01.10.17 - 31.03.18. Det er 157 abonnenter totalt og 138 AMS-målere i de to kretsene. Figur 6.1 oppsummerer disse tallene. Det fremkommer av tabellen at det er langt høyere dekning av målere i kretsen under NS00638. Særlig energibalansemetoden er avhengig av at abonnentene er utstyrt med AMS-målere, så derfor er kretsen under NS00644 uegnet for å teste denne metoden. I tillegg er det ønskelig at alle metodene kan testes på samme krets slik at den overordnede algoritmen også kan prøves. Derfor ses det kun på kretsen under NS00638 i dette praktiske caset.

Nettstasjon	Abonnenter	Abonnenter med AMS-måler	Abonnenter uten AMS-måler	Dekning
NS00638	80	78	2	0,975
NS00644	77	60	17	0,779
Totalt	157	138	19	0,879

Figur 6.1: Oversikt over antall abonnenter som har AMS-måler

6.1.2 Oversikt over tester som ønskes gjennomført i praktisk case

I dette kapittelet vil hver metode testes med reelle måledata fra lavspenningskretsen under NS00638. Det er tidligere i rapporten, særlig i kapittel 5, beskrevet flere elementer som bør testes for å vurdere metodene. Under følger en oversikt over disse:

- THD-metoden:
 - Vurdere datagrunnlaget til metoden
 - Gjennomføring av THD-metoden
- Jordfeilmetoden:
 - Vurdere datagrunnlaget til metoden
 - Gjennomføring av Jordfeilmetoden
- Energibalansemetoden:
 - Grov sammenligning av data fra AMS-målere og multimåleinstrument for å vurdere om måleroppsettet er korrekt
 - Valg av metode for å estimere overføringstapene i kretsen
 - Gjennomføring av energibalansemetoden:
 1. Indikerer metoden at det er flere eller færre abonnenter i NetBas enn i virkeligheten?
 2. Hvor mange abonnenter ligger eventuelt feilplassert i kretsen?
- Spenningsfallmetoden (med kabelskap)
 - Valg av metode for å ekskludere abonnenter som ligger under feil kabelskap
 - Gjennomføring av spenningsfallmetoden på valgt krets for å validere rekkefølgen på abonnentene
 - Tegne inn et kabelskap og underliggende abonnenter langt unna hovedradialen i NetBas for å vurdere hvor robust metoden er for lange mateledninger

- Overordnet algoritme
 - Kan algoritmen gjennomføres for denne kretsen?
 - * Er datagrunnlaget tilstrekkelig?
 - Er kretsen OK eller kreves en manuell utredning?

Innsamlet data for bruk i case

For de to aktuelle nettstasjonene NS00638 og NS00644 sine underliggende abonnenter ble det hentet inn følgende datasett fra AMS-målerene for perioden mellom 01.10.17 og 31.03.18:

- Tidsserier
 - Energimålinger for hver time
 - Spenningsmålinger for hvert døgn
- Hendelseslogg med alle registrerte hendelser

Fra nettstasjonene ble for samme tidsperiode følgende dataserier hentet ut:

- Tidsserier
 - Energimålinger for hver time
 - Spenningsmålinger for hver time
 - THD hvert kvarter
- Alarm
 - Jordfeil med tidsstempel

Det ble hentet inn data for AMS-målere under begge nettstasjoner og for begge multimåleinstrumentene. Kun dataserier fra kretsen til NS00638 har blitt brukt. Innsamling av data fra begge kretser ble foretatt fordi dekningsgraden av AMS-målere var uvisst før målingene var innhentet fra Validér. Da dataseriene ble tilgjengelige var det mulig å forstå at kretsen til NS00644 var uegnet for testing av disse metodene.

6.2 Tilhørighet - THD og Jordfeil

Det lyktes desverre ikke i denne oppgaven å samle inn data som kunne brukes for å gjennomføre disse metodene. Disse to metodene ville benyttet seg av hendelsene THD og jordfeil.

6.2.1 THD-metoden

Det fantes ingen forekomster av THD-hendelser i hendelsesloggen til noen av AMS-målerene for den aktuelle perioden og metoden kunne følgelig ikke utprøves. Dersom denne metoden skal kunne benyttes i fremtiden, ser det ser det ut til at de egendefinerte grenseverdiene på AMS-målerene må justeres lavere slik at THD-verdien ikke behøver å være veldig høy for å loggføres. En annen utfordring er at ikke selve THD-verdien registreres i hendelsesloggen, kun at det har vært en THD-hendelse. TEN vil forsøke å også lagre denne verdien i fremtiden. Dette kan likevel bli utfordrende siden THD er definert som en hendelse i følge brukermanualen til AMS-målerene. Der vises det at det kun kan registreres hva slags hendelse som forekommer og et tidsstempel.

6.2.2 Jordfeilmetoden

Jordfeil er som beskrevet i [2.2.2](#) en alarm i AMS-måleren. Den er dog ikke operativ per mai 2018 og det har derfor heller ikke vært mulig å utprøve jordfeilmetoden.

AMS-målerene som TEN benytter seg av måler jordfeil på en måte som gjør denne metoden ubrukelig. Grunnen er at AMS-målerene fra KAIFA benytter seg av vektorieell addisjon av strøm-målinger for å avgjøre om det er jordfeil. Denne metoden er gunstig for det formål å detektere hvilken abonnent som har jordfeil internt hos seg. Derfor vil kun en av AMS-målerene (såfremt det ikke er mer enn én jordfeil) i kretsen registrere jordfeil. Jordfeilmetoden som ble gjennomgått i [5.4](#) antar derimot at alle AMS-målere i en krets utsatt for jordfeil vil se og opprette jordfeilalarm. For at alle AMS-målerene i kretsen skal se jordfeil må målerene bruke spenningene for å avsløre jordfeil slik som forklart i [4.3.3](#) og vist i figur [4.13](#). Dette er en velkjent måte å måle jordfeil på, og metoden kan derfor ikke forkastes selv om den ikke fungerer i case for TEN med deres måledata.

Det har også fremkommet at AMS-måleren i TEN sitt nett er koblet mellom linjene og ikke fase-jord. IT-nett, som TEN har, kan drifts med jordfeil siden spenningen mellom linjene ikke

endres. Derfor ville ikke spenningsmålinger oppdaget jordfeil med denne konfigurasjonen. Metoden bør likevel ikke forkastes siden den kan være aktuell i andre nett.

6.3 Sum - Energibalanse

Denne metoden prøves i utgangspunktet på lavspenningskretsen under NS00638 med måledata som er målt 21.02.2018. Denne kretsen har AMS-måler hos 78 av 80 abonnenter, eller 97,5 %. De to abonnentene som ikke har AMS-måler har forbruk som er helt normalt sammenlignet med de andre abonnentene.

For å gjennomføre caset ble følgende inngangsdata benyttet:

- Energimålinger fra AMS-målerene (24 målinger per måler, en per time)
- Energimåling for et døgn fra multimåleinstrumentet i nettstasjon NS00638

6.3.1 Feilkoblet måler oppdages

Det ble i begynnelsen gjort en grov sammenligning av dataseriene for å validere datasettene. Energimålinger ble sammenlignet, men det ble ikke gjort tapsberegninger i NetBas. De målte verdiene var:

- AMS-målere: 5713,2 kWh
- Nettstasjon: 3000 kWh

Resultatene indikerer at det var svært mange flere abonnenter i NISet enn i det som virkelig er i lavspenningskretsen. Samtidig ble det observert svært stor reaktiv energiflyt gjennom nettstasjonen (5310 kVARh) og svært lavt reaktivt energikonsum hos abonnentene (178 kVARh). Dette ga en effektfaktor på 0,49 i nettstasjonen og ca 1 for abonnentene. Dette virker svært usannsynlig. Derfor ble mulige feilkilder diskutert med TEN. De vurderte feilkildene var:

- Feil vindingsforhold på strømtransformator registrert i multimålerinstrument i nettstasjonen
- Feil antall abonnenter i NISet

- Feilkobling av multimåleinstrument

Den første feilkilden virker usannsynlig siden endring i vindingstallet ville øke både aktive og reaktive energimålinger proporsjonalt. Derfor ville fortsatt effektfaktoren være 0,49, noe som er svært usannsynlig i en lavspenningskrets med hovedsaklig husholdninger. I tillegg indikerte AMS-målerene at abonnentene konsumerer hovedsakelig aktiv energi, så da er det merkelig at nettstasjonen registrerer større reaktiv enn aktiv energiflyt.

Den andre feilkilden syntes usannsynlig fordi lavspenningskretsen kun er i nærheten av andre lavspenningskretser mot nord. I denne delen av kretsen ligger kun 19 av totalt 80 abonnenter. Det ville være svært lite trolig at noen andre enn disse abonnentene potensielt kunne ligge feil fordi de ligger svært langt unna andre kretser. Siden energiforbruket var nesten dobbelt så stort for abonnentene enn i nettstasjonen er 19 av 80 abonnenter et for lavt tall til å være en sannsynlig feilkilde.

Ved gjennomføringen av spenningsfallmetoden, som beskrives senere, ble disse abonnentene jobbet med i detalj. Oppgaveskrivers arbeid med disse abonnentene har på ingen måte gitt resultater der det er grunn til å tvile på at disse abonnentene tilhører lavspenningskretsen under NS00638. Det er selvsagt ikke antall abonnenter som ble testet i spenningsfallmetoden, men abonnentene ble likevel gransket grundig og det var ingen varsellamper forbundet med disse abonnentene.

Den siste feilkilden ble derfor vurdert som sannsynlig og energimontørerene ble sendt ut for å foreta en vurdering og eventuelt koble om måleren. De oppdaget av måleren var feilkoblet og rettet derfor opp feilen, slik at multimåleinstrumentet har gitt riktig måleverdier siden 30.05.18 kl 12:00. Deretter ble dataserier innhentet så fort som mulig, slik at det kunne gjennomføres praktisk case. Derfor brukes for denne metoden målinger fra AMS-målere og nettstasjon fra 31.05.18 kl 00 - 22.

6.3.2 Valg av terskelverdi som gir utslag i algoritmen

Terskelverdien som ble diskutert i 5.2 vurderes i dette avsnittet. For å vurdere denne størrelsen må den siste verdien i ligning 4.5, E_{tap} , bestemmes. Det ble i samme kapittel vurdert muligheten for å bruke den beregnede verdien for tap i NetBas. Denne metoden bør brukes forsiktig

da det risikeres å bruke en feilkilde for å utbedre en feil. Likevel kan potensielt en tapsberegning i NetBas der de fleste abonnenter ligger riktig være mer nøyaktig enn å bruke et prosentanslag for overføringstap som er det mest nærliggende alternativet.

Valg av estimat for E_{tap}

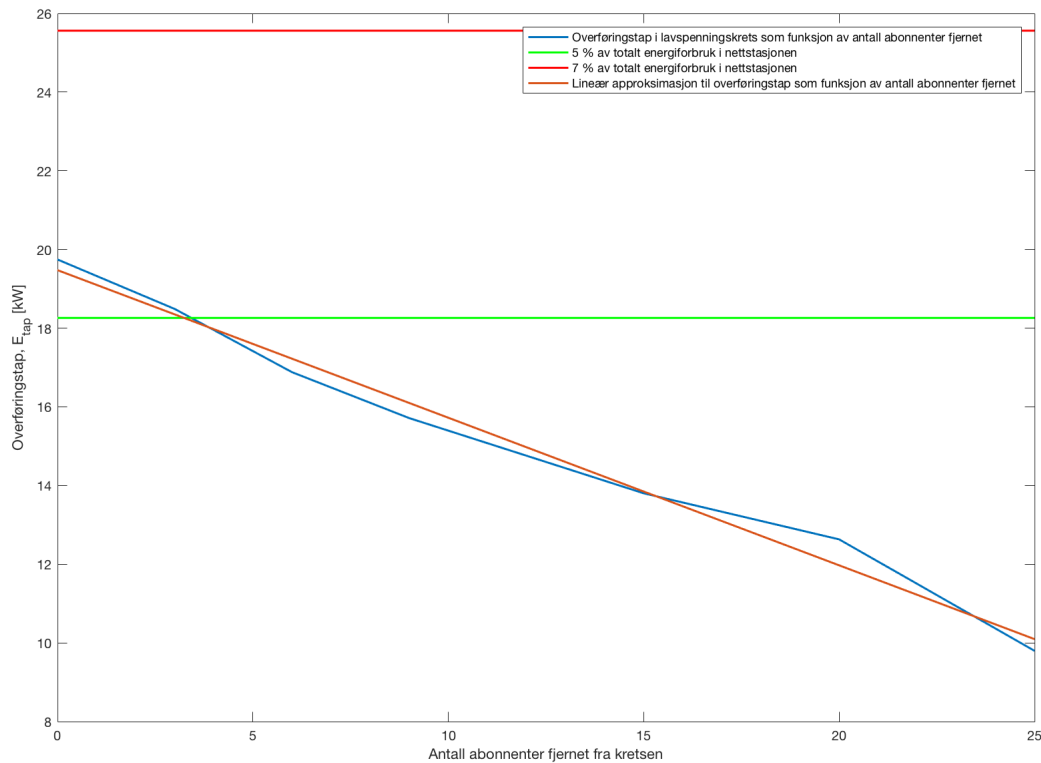
For å vurdere de forskjellige alternativene for tapsestimat mot hverandre foretas utregninger av:

- Tap i NetBas
- 7 % av all energi som måles i nettstasjon går tapt i overføringen
- 5 % av all energi som måles i nettstasjon går tapt i overføringen

Tapene beregnet i NetBas avhenger av om programmet inneholder riktig antall abonnenter. Siden NetBas kan inneholde feil antall abonnenter er det ikke tilstrekkelig å kun regne ut en tapsverdi for alle abonnentene, men heller regne ut tapene som funksjon av hvor mange abonnenter som er registrert i programmet. Det er etter beste evne forsøkt å fjerne abonnenter som har et gjennomsnittlig forbruk og som er plassert vilkårlig rundt omkring i kretsen, slik at valgene som er foretatt har minst mulig innvirkning på tapsberegningene. Det er fjernet 0, 3, 9, 15, 20 og 25 abonnenter i den aktuelle kretsen og foretatt tapsberegninger for hvert tilfelle. Resultatene av dette vises i figur 6.2. Dette sammenlignes med anslaget om at 5 % og 7 % av all energi som flyter gjennom nettstasjonen er overføringstap. Utregningene og datagrunnlaget kan sees i figur A.1.

Den blå grafen er ikke helt jevnt synkende fordi tapene avhenger av energiforbruket til abonnentene og impedansen frem til abonnentene som ble fjernet. For å se hvor mye tapet endres som følge av at en abonnent fjernes foretas en lineær approksimasjon av den blå grafen. Den oransje grafen viser at de beregnede tapene reduseres med 0,38 kW per abonnent fjernet. Det er ikke lagt til flere abonnenter for å sjekke hvordan tapene endres da, men det antas at dersom tapene øker tilsvarende med 0,38 kW. Dette er rimelig ut fra hvordan grafen ser ut i figuren.

Resultatene indikerer at overføringstapene er innenfor 5-7 %, slik TEN hevdet. Av figuren ses det at prosentanslagene er konstante, men at tapsberegningene i NetBas vil avhenge av informasjon om hvor mange abonnenter som ligger i programmet. Antas det i tillegg at NetBas



Figur 6.2: Bergning av E_{tap} i NetBas og med prosentanslag

ofte ikke har mange feilplasserte abonnenter vil dette estimatet nok være mer nøyaktig enn et prosentanslag. Fordelene med tapsberegninger foretatt i NetBas er:

- Metoden hensyntar om det er gammelt eller nytt nett, eller om det er svakt eller stivt. Som beskrevet i 4.3.1 vil det i noen tilfeller være opp mot 20 % overføringstap. Siden NetBas inneholder informasjon om kabeltyper vil dette fremkomme i tapsberegningene. Velges 5 eller 7 % for et slikt tilfelle vil dette gi et meget dårlig tapsestimat som kan påvirke utfallet av metoden.
- Prosentgrense behøves ikke å velges manuelt. Dersom NetBas viser nært riktig antall abonnenter vil tapsberegningene ofte gi et bedre resultat enn å tilfeldig velge 5 eller 7 %.

Beskrivelse av gjennomføring av metoden

Det tas utgangspunkt i en gjennomsnittskunde for å vurdere om metoden klarer å avsløre om det er galt antall abonnenter i NetBas. Først må det velges en terskelverdi for når metoden gir utslag. Tilgjengelige verdier for effektforbruk og tap blir hentet fra NetBas for en time med gjennomsnittlig last for året. Lavspenningsnettene er følgelig ikke tungt eller lett belastet og derfor antas verdiene som utregnes videre å ha et stort gyldighetsområde. Følgende punkter blir gjennomført:

- Effektforbruket til en gjennomsnittskunde anslås for samme tidspunkt som tapsberegninger er gjennomført.
- Disse to verdiene summeres. Slik anslås total effektbruk fra en abonnent, dvs effektforbruk hos abonnenten pluss bidraget til overføringstap fra abonnenten.
- Effektforbruket til abonnenten må relateres til energiforbruket som målingene i nettstasjon og AMS gir. På denne måten blir tapene som er beregnet i NetBas konvertert til energitap.
- Utregning av terskelverdi. Størrelse på abonnenten som det ønskes å vurdere om ligger riktig eller feil i NISet velges.
- Passende terskelverdi velges. Denne verdien avhenger av om det er flere eller færre abonnenter i NetBas enn i virkeligheten.

Gjennomsnittlig energiforbruk i kretsen er 18442 kWh/år . En av abonnentene i under NS00638 har 18096 kWh/år som forbruk, og betraktes som en gjennomsnittlig abonnent. Effektforbruket til denne abonnenten er i følge NetBas $7,13 \text{ kW}$. Fra forrige avsnitt vites at tapsberegningene endres med $0,38 \text{ kW}$ per abonnent. Derfor blir det totale bidraget fra en gjennomsnittsabonnent $7,13 \text{ kW} + 0,38 \text{ kW} = 7,51 \text{ kW}$ eller 5,3 % mer enn abonnentens effektforbruk.

Videre antas det at den samme tapsprosenten kan benyttes for energiforbruket slik at tapene står for 5,3 % av energiforbruket. For å vurdere hva terskelverdien må være går det nå gjennom et tenkt eksempel med fiktive tall. Ligning 6.1, som er ligning 4.5 utfylt, viser disse fiktive tallene under de følgende forhold:

- Det er én abonnent mer i kretsen enn NetBas viser. I nettstasjonen måles det et energiforbruk på $E_{NS} = 101$
- Summen av energimålingene er $\sum_{i=1}^n E_i = 90$. Dette er kun fra målere hos abonnenter som ligger i NetBas
- Tapsberegningene fra NetBas, som kun tar med abonnenter som er registrert, gir $E_{tap} = 10$

$$|101 - (90 + 10)| > X \quad (6.1)$$

Siden det i virkeligheten er en abonnent mer i kretsen enn det som vises i NetBas, vil overføringstapene i virkeligheten være større. I dette eksempelet unngås å blande virkelige tall med de fiktive. Derfor velges det her at tapene som hadde vært estimert dersom NetBas var korrekt er på 10,2. Siden disse ekstra tapene ikke måles må de hensyntas i terskelverdien, som er den eneste verdien som ikke er bestemt i ligning 4.5. For at algoritmen skal slå ut, må derfor differansen på venstresiden av ligningen være større enn summen av energiforbruket til en abonnent av en den størrelsen det ønskes å avsløre pluss de ekstra tapene dette vil påføre kretsen. Motsatt er tilfellet om det er for mange abonnenter i NISet, da må tapene trekkes fra.

I dette tilfellet måles 1 høyere energiforbruk i nettstasjonen enn summen av det som beregnes og måles i AMS-målerene. Siden det vites at det egentlig skulle blitt beregnet 10,2, må tapene stå for 0,2. Det vil si at en terskelverdi på $X = 1$ i dette tilfellet gjør at algoritmen slår ut for en abonnent på størrelse 0,8.

Siden tapene for motsatt tilfelle må trekkes fra, må det ved gjennomføring av algoritmen vurderes om det er flere eller færre abonnenter i NetBas enn i virkeligheten for å sette en riktig terskelverdi:

- **Færre** abonnenter i NetBas enn virkeligheten: Tapsprosent legges til terskelverdi. $X = (\text{Energiforbruket til abonnent av den størrelsen som det ønskes å avsløre om ligger feilplassert}) \cdot (1 + \text{Tapsprosent})$
- **Flere** abonnenter i NetBas enn virkeligheten: Tapsprosent trekkes fra terskelverdi. $X = (\text{Energiforbruket til abonnent av den størrelsen som det ønskes å avsløre om ligger feilplassert}) \cdot (1 - \text{Tapsprosent})$

For praktisk gjennomføring må det vurderes hvor størrelsen på abonnenten det ønskes å avdekke om ligger feilplassert i NISet. I 5.2 fremkom det at det er en viss måleusikkerhet. Denne usikkerheten var anslått til ca $10000\text{kWh}/\text{år}$. Dette er litt mer enn halvparten av årsforbruket til en gjennomsnittsabonnt. For å derfor være helt sikker på at metoden avdekker om en feilplassert abonnent ligger feil, må verdien av venstresiden av ligningen være mer enn en halv gjennomsnittsabonnents forbruk mer enn terskelverdien.

Dette medfører at abonnenter som har lavere årsforbruk enn $10000\text{kWh}/\text{år}$ ikke vil bli oppdaget dersom de alene ligger feil. Dette tallet er relativt høyt sammenlignet med verdien $1500\text{kWh}/\text{år}$ som ble vurdert som en mulig minste praktisk grense for små abonnenter. Samtidig, hvis flere abonnenter ligger feil, vil måleusikkerheten ha lavere betydning.

Datasettene som er innsamlet inneholder verdier fra time 0 til 22 den 31.05.18 og ikke for et helt år. Derfor må terskelverdien gjenspeile dette tidsintervallet. Her velges en terskelverdi som vil oppdage om en abonnent med energiforbruk på $10000\text{kWh}/\text{år}$ ligger feil i NetBas. Det totale forbruket i kretsen er $1438505\text{kWh}/\text{år}$. Derfor står en slik abonnent for $\frac{10000\text{kWh}/\text{år}}{1438505\text{kWh}/\text{år}} = 0,00695$ av energiforbruket i kretsen. Energiforbruket for den aktuelle perioden er $1805,25\text{kWh}$. Forbruket til abonnenten må nedskaleres til å gjelde denne perioden. Dette gir et forbruk for de 22 timene på $0,00695 \cdot 1805,25\text{kWh} = 12,55\text{kWh}$. Deretter finnes terskelverdien.

- Dersom det er færre abonnenter i NetBas enn virkelig krets, $X = 12,55\text{kWh} \cdot (1 + 0,053) = 13,21\text{kWh}$
- Dersom det er flere abonnenter i NetBas enn virkelig krets, $X = 12,55\text{kWh} \cdot (1 - 0,053) = 11,88\text{kWh}$

Disse verdien gjenspeiler da terskelverdien som brukes til å avdekke en feilplassert gjennomsnittsabonnt i kretsen under NS00638.

Det konkluderes her med at det må brukes ulike terskelverdier avhengig av hva som ønskes å oppnå samt om det er flere eller færre abonnenter i virkelig krets enn i NetBas. Dette oppsummeres under:

- Terskelverdi velges avhengig av størrelse på abonnent som det ønskes å oppdages om er feildokumentert i NetBas
- Terskelverdien avhenger av fortegnet på differansen i ligning 4.5

6.3.3 Energibalanse med korrekt datasett

Etter at de nye datseriene ble innhentet ble det foretatt en ny balansemåling. Dette ble gjort for 31.05.18 kl 00-22. Figur 6.3 viser til venstre målingene fra nettstasjonen og til høyre summen av målingene for alle abonnenter. I tillegg behøves tapsberegninger fra NetBas. Dette skal helst foretas for så like forhold som det er i den aktuelle måleperioden. Dette er utfordrende fordi det for hver time som det finnes måledata fra må velges en time i løpet av året med tilsvarende energiforbruk i NetBas. Dette er svært vanskelig og det ønskes derfor at det i fremtiden blir mulig at NetBas skal gi tapsestimatet på bakgrunn av et valgt energiforbruk igjennom nettstasjonen. Da kan en for eksempel få et tapsestimatet for timen med forbruk på 122,01 kWh slik som i time 22 i figuren. Dette kan gjøres for alle timer som det benyttes måledata fra. Til slutt kan verdiene for hver time adderes for å finne totalt tapsestimat.

Det estimerte tapet er kalkulert ved å bruke tapene fra NetBas i en periode som har samme effektoverføring som da målingene ble foretatt. Deretter konverteres dette tapet til et ekvivalent energitap slik at det kan brukes i ligning 4.5. Tapet for denne simuleringen er 19,745 kW av 365,196 kW overført. Dette står for $\frac{19,745}{365,196} = 0,054$. Dette forholdstallet brukes til å skalere målingene fra nettstasjonene og gir et estimert tap på $1805,25 \cdot 0,054 = 97,48 \text{ kWh}$. Ligning 6.2 viser ligning 4.5 med utfylte verdier. Det sees at differansen på venstresiden er negativ, altså er det flere abonnenter i NetBas enn i virkelig krets. Da velges terskelverdien $X = 11,88 \text{ kWh}$. Venstresiden blir $119,98 \text{ kWh}$ som er større enn $11,88 \text{ kWh}$. Derfor konkluderes det med at det er flere abonnenter i NetBas enn det er i virkeligheten.

$$|1805,25 \text{ kWh} - (1827,745 \text{ kWh} + 97,48 \text{ kWh})| > 11,88 \text{ kWh} \quad (6.2)$$

Nettstasjon		AMS	
TID	Energi [kWh]	TID	Energi [kWh]
31.05.2018 22:00:00	122,01	31.05.2018 22:00:00	103,513
31.05.2018 21:00:00	105,04	31.05.2018 21:00:00	121,493
31.05.2018 20:00:00	95,86	31.05.2018 20:00:00	108,043
31.05.2018 19:00:00	87,29	31.05.2018 19:00:00	98,85
31.05.2018 18:00:00	86,06	31.05.2018 18:00:00	86,657
31.05.2018 17:00:00	85,59	31.05.2018 17:00:00	86,396
31.05.2018 16:00:00	88,38	31.05.2018 16:00:00	83,9
31.05.2018 15:00:00	81,13	31.05.2018 15:00:00	86,965
31.05.2018 14:00:00	73,3	31.05.2018 14:00:00	90,206
31.05.2018 13:00:00	70,85	31.05.2018 13:00:00	70,677
31.05.2018 12:00:00	71,97	31.05.2018 12:00:00	72,532
31.05.2018 11:00:00	77,73	31.05.2018 11:00:00	66,155
31.05.2018 10:00:00	75,78	31.05.2018 10:00:00	74,21
31.05.2018 09:00:00	85,21	31.05.2018 09:00:00	75,463
31.05.2018 08:00:00	92,82	31.05.2018 08:00:00	79,367
31.05.2018 07:00:00	97,45	31.05.2018 07:00:00	87,208
31.05.2018 06:00:00	76,16	31.05.2018 06:00:00	100,409
31.05.2018 05:00:00	61,71	31.05.2018 05:00:00	85,853
31.05.2018 04:00:00	62,44	31.05.2018 04:00:00	65,2
31.05.2018 03:00:00	66,36	31.05.2018 03:00:00	57,056
31.05.2018 02:00:00	64,2	31.05.2018 02:00:00	67,44
31.05.2018 01:00:00	77,91	31.05.2018 01:00:00	60,152
TOTALT	1805,25	TOTALT	1827,745

Etap	=	97,48	kWh
ENS - ($\sum E_{ABi}$ + Etap)	=	-119,975	kWh

Figur 6.3: Resultat for energibalanse foretatt 31.05.18 kl 00-22

For å vurdere hvor mange flere abonnenter som er i NetBas enn den virkelige kretsen kan venstresiden sammenlignes med energibruken til en gjennomsnittlig abonnent inkludert overføringstap. Den gjennomsnittlige abonnenten forbruker for den aktuelle perioden $\frac{18442kWh}{1438505kWh} \cdot 1805,25kWh = 23,1kWh$. Siden det nå vurderes hvor mange *flere* abonnenter det er i NetBas enn i virkeligheten, må tapene trekkes fra. Dette gir $23,1kWh \cdot (1 - 0,053) = 21,91kWh$. Dette gir at det er $\frac{119,98kWh}{21,91kWh} = 5,47$ abonnenter av gjennomsnittlig størrelse flere i NetBas enn det er i virkeligheten. Usikkerheten på $10000kWh/\text{år}$ nedskaleres for å tilsvare denne perioden. $\frac{10000kWh}{1438505kWh} \cdot 1805,25kWh = 12,55kWh$. Dette svarer til $\frac{12,55kWh}{21,91kWh} = 0,57$. Medregnet måleusikkerhet blir derfor resultatet at det er $5,47 \pm 0,57$ flere abonnenter eller $119,98kWh \pm 12,55kWh$ høyere energiforbruk for abonnentene i NetBas enn i virkelig krets, og at det følgelig er for mange abonnenter registrert i NetBas.

Resultat etter at 2 umålte abonnenter er hensyntatt i beregningene

I tillegg vites fra figur 6.1 at det er AMS-målere for 78 av 80 abonnenter i den virkelige kretsen. Det er likevel kun 78 abonnenter i NetBas, hvor det er to abonnenter som ikke har AMS-måler.

- Nettstasjonen måler en lavspenningskrets med 80 abonnenter
- AMS-målerene måler 78 abonnenter
- 78 abonnenter hensyntas i tapsberegningene, men to av disse er umålte.

Det vil si at det i utgangspunktet, før energibalansemetoden gjennomføres, forventes at energiforbruket i nettstasjonen er større enn summen av abonnentenes energiforbruk og overføringstap. Det forventes at denne størrelsen tilsvarer de to abonnentenes energiforbruk og bidrag til overføringstap. Bidraget til overføringstap vil være negativt i dette tilfellet. Siden energiforbruket til disse to abonnentene er uvisst for den gjeldende tidsperioden antas det at de har et gjennomsnittlig forbruk. Det forventes derfor at det skal måles $2 \cdot 21,91kWh = 43,82kWh$ mer i nettstasjonen enn for summen av abonnenter og overføringstap. Metoden indikerer dog at balansen er negativ med $119,98kWh \pm 12,55kWh$. Derfor blir de endelige resultatene:

- Det er $(43,82kWh - (-119,98kWh)) \pm 12,55kWh = 163,8kWh \pm 12,55kWh$ høyere energiforbruk for abonnenter som ligger i NetBas og de to abonnentene som det vites at ligger i kretsen enn det som måles for den virkelige kretsen. Dette indikerer at det er for mange abonnenter i NetBas.

eller

- Det er $5,47 \pm 0,57$ flere abonnenter i NetBas enn i virkelig krets. Siden det vites at det er to umålte abonnenter betyr det at det er $7,47 \pm 0,57$ flere abonnenter i NetBas enn det burde være.
- Kretsen markeres som RØD. Det burde forsøkes å flytte abonnenter som trolig ligger i feil krets og deretter kjøre algoritmen igjen.

Størrelsen på abonnentene kan selvfølgelig variere, så dette resultatet kan bety at:

- det er en veldig stor abonnent for mye

- det er mange små abonnenter for mye
- det er en sammensetning av ulike typer abonnenter med en positiv netto energiforbruk for mye

Størrelsen på abonnenter som ligger feilplassert er umulig å avsløre og er derfor en svakhet ved metoden.

6.3.4 Oppsummering

Det var desverre ikke mulig å foreta utkoblinger av abonnentene i lavspenningskretsen for å se hvordan metoden ville slå ut.

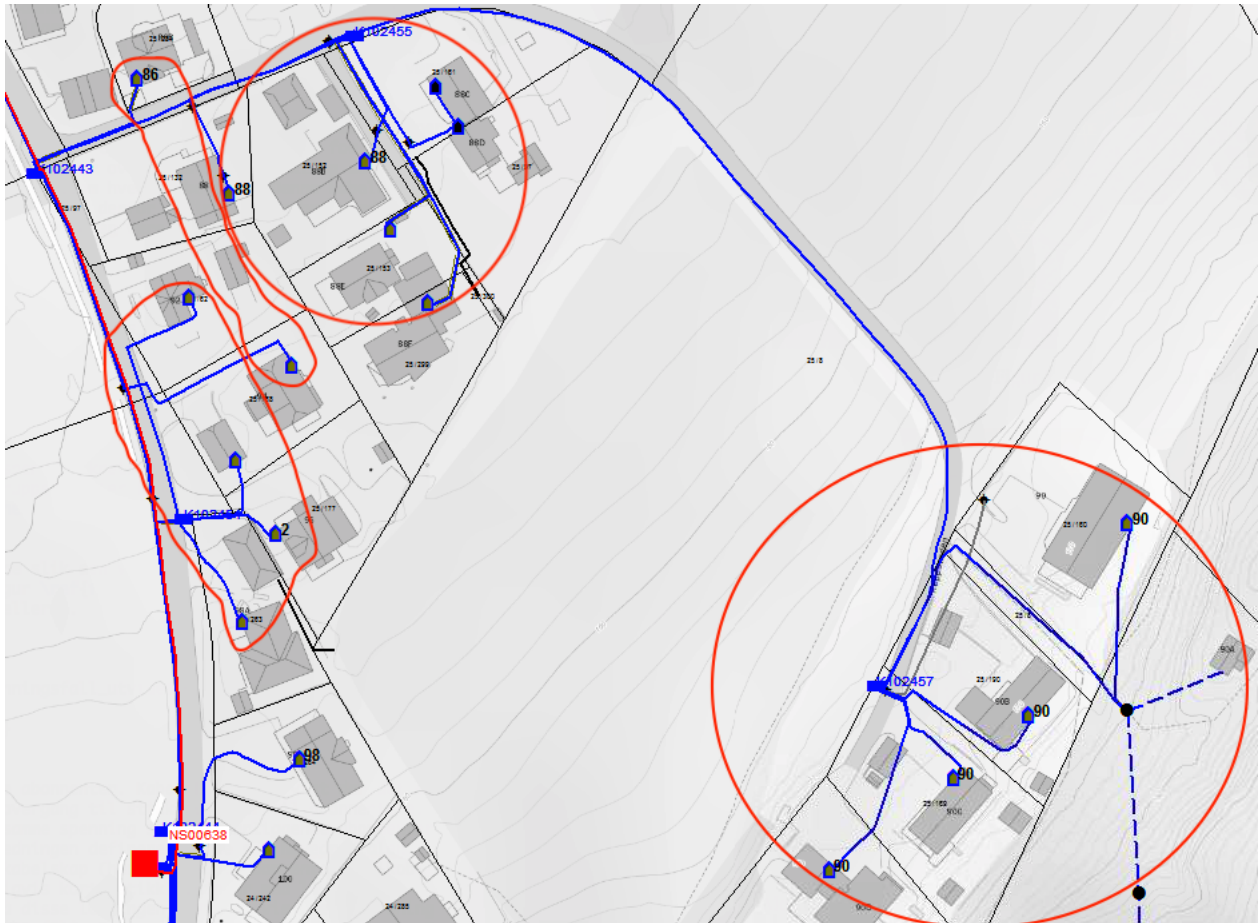
De viktigste resultatene fra denne metoden er at:

- Det er utfordrende å beregne riktig forventede tap
- Terskelverdien for når metoden konkluderer med en feilplassert abonnent avhenger av fortegnet til differansen i ligning 4.5 og betyr at metodikken burde endres til å inneholde to ligninger, én dersom differansen er positiv og en dersom den er negativ.
- Metoden kan ikke avsløre hvor mange abonnenter som ligger feil, kun energiforbruket til alle disse abonnentene
- Måleusikkerheten i kretsen til NS00638 er omtrent like stor som en halv gjennomsnittsabonnents forbruk
- Det fremkom i utregningene at det er ca 5,5 flere gjennomsnittsabonnenter i NetBas enn i virkelig krets
- Siden det er to umålte abonnenter inneholder NetBas ca 7,5 gjennomsnittsabonnenter enn det burde gjøre

6.4 Sekvens - Spenningsmåling

For å gjennomføre denne metoden er det foretatt en forenkling. Kun den nordligste radialen i lavspenningskretsen under NS00638 blir vurdert. Denne vises i figur 6.4. Dette er fordi det er en

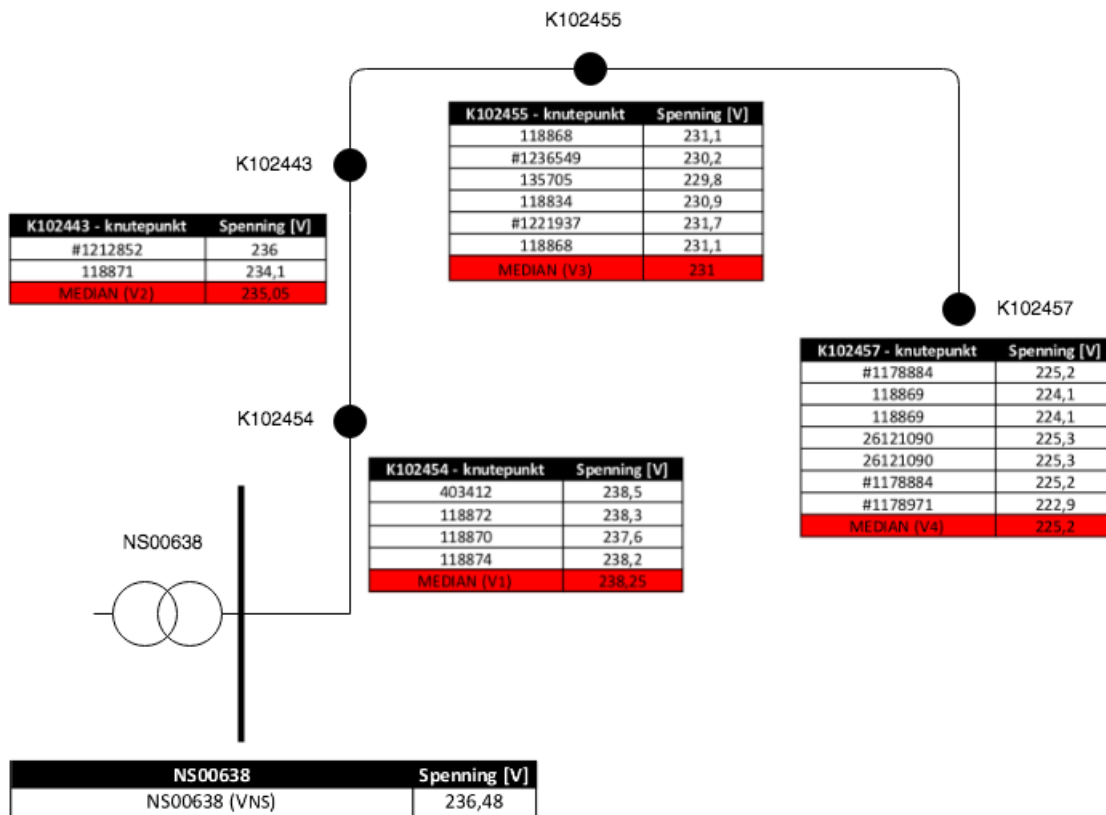
oversiktlig del av lavspenningskretsen og at det per mai 2018 ikke finnes noen god måte å eksportere topologien fra en lavspenningskrets i NetBas. Derfor må dette gjøres manuelt, noe som er svært arbeidskrevende. Videre viser figuren lavspenningskabler i blått, nettstasjonen med rød firkant og abonnentene med hus-symbol. Abonnentene som er tilkoblet samme kabelskap er ringet rundt.



Figur 6.4: Aktuelt utsnitt av lavspenningskretsen og abonnenter etter kabelskap

Den modifiserte algoritmen i 5.5 er brukt i dette caset. Hovedradialen defineres ut fra hvor det er høyest effektlyft (i denne delen av kretsen). Datagrunnlaget, metoden og resultatet for dette vises i figur A.2 og A.3. Hovedradialen som velges går fra NS00638 og hele veien til kabelskap K102457 som er nederst til høyre i figur 6.4. Videre er NetBas brukt for å foreta beregninger av spenningene. Figur 6.5 viser den aktuelle delen av kretsen med hovedradialen og spenningene som er hentet ut under hvert kabelskap. NetBas beregner spenning for knutepunktene der abonnentene er tilkoblet og derfor er disse spenningene brukt for å sette opp spenningsrela-

sjonene. Deretter utregnes medianen av spenningene under hvert kabelskap slik at det fås en representativ spenning for hvert kabelskap. Relasjonene for den aktuelle delen av kretsen vises i figur 6.6. Alle kabelskapene ligger etter hverandre så derfor forventes at spenningen er strengt synkende utover fra nettstasjonen.



Figur 6.5: Aktuell hovedradial med verdier fra NetBas

Kravnr	Krav
1	$VNS > V1$
2	$V1 > V2$
3	$V2 > V3$
4	$V3 > V4$

Figur 6.6: Spenningsrelasjoner for aktuell radial under NS00638

6.4.1 Ekskludering av abonnenter som ligger under feil kabelskap i NetBas

Før spenningsrelasjonene testes undersøker metoden hvorvidt det er sannsynlig at en spesifikk abonnent ligger under riktig kabelskap. Det finnes flere metoder som kan gi en indikasjon på at

en abonnent er feilplassert. Nedenfor listes tre metoder som vurderes som mulige:

- Statistikk: Kalkuler gjennomsnittsverdien av alle målinger under et kabelskap og variansen mellom målingene. Dersom en måling ligger utenfor et standardavvik, må denne sjekkes nærmere og eventuelt flyttes fra kretsen
- Dersom en måling er mer enn X volt fra gjennomsnittsverdien av spenningsmålingene under kabelskapet sjekkes abonnenten nærmere og eventuelt flyttes
- Dersom en måling er nærmere den representative spenningen for en annet kabelskap enn det kabelskapet abonnenten tilhører i NISet sjekkes abonnenten nærmere og flyttes eventuelt

Utfordringen med den førstnevnte er at en antar at det er en fordeling på spenningene som ligner en normalfordeling, noe målingene ikke er. Derfor vil denne metoden gi svært varierende resultater. Den andre metoden kan være for rigid. Det kan være svært varierende avstand mellom kabelskap og på stikkledninger ut fra kabelskapene til abonnentene. Derfor vil en med en fast grense være avhengig av kretsen om en feilplassert abonnent oppdages. Det er gjerne kortere mellom abonnentene i bystrøk enn i mer grigrendte strøk. Derfor kunne kanskje en dynamisk verdi for X benyttes. For eksempel at X er 1 V i bystrøk og 2 V i grigrendte strøk.

Den siste metoden vil også være dynamisk siden den baserer seg på forskjellen mellom medianen til det aktuelle kabelskap og det nærmeste oppstrøms og nedstrøms. Siden denne metoden automatisk er dynamisk velges den fremfor den forrige metoden og benyttes videre i caset.

6.4.2 Spenningsfallsmetoden med valgt krets og tilgjengelig datasett

Etter at spenningsrelasjonene er satt opp brukes målinger fra AMS- og multimåleinstrument til å teste om relasjonene overholdes. Figur 6.7 viser en tabell for hvert kabelskap der den representative spenningen kalkuleres. Denne spenningen vises i de røde cellene. I tillegg viser gule og grønne celler henholdsvis spenningen midt mellom aktuelt kabelskap og forrige kabelskap og aktuelt kabelskap og neste kabelskap. Dette brukes til å vurdere om det er sannsynlig at alle abonnentene under et kabelskap faktisk ligger der. I kolonnen *Rimelig verdi?* sjekkes det derfor

om en måling under et kabelskap ligger så langt fra medianen at det ligger nærmere medianen til et annet kabelskap. Det sees i tabellen til K102455 at det er en abonnent som er tilkoblet knutepunkt 118868 som har så lav spenning at den faktisk er lavere enn medianen til kabelskapet etter. Derfor sjekkes denne grundigere. Kommentaren sier at den likevel ligger riktig siden den ligger etter den andre abonnenten som er tilkoblet samme knutepunkt. Denne abonnenten ligger øverst til høyre i den øverste røde sirkelen i figur 6.4 og det sees at den ligger utenfor en annen abonnent. Til slutt sjekkes det om relasjonene er overholdt. Resultatene oppsummeres i figur 6.8 og kretsen markeres som GRØNN.

NS00638		Spenning [V]	
NS00638 (VNS)		236,48	

K102454 - knutepunkt	Spenning [V]	Rimelig verdi?	Kommentar
403412	233,3	X	
118872	233,3	X	
118870	233,1	X	
118874	Ingen AMS-måler		Ignoreres
MEDIAN (V1)	233,3		
Middelspenning mot forrige kabelskap	234,89		
Middelspenning mot neste kabelskap	232,625		

K102443 - knutepunkt	Spenning [V]	Rimelig verdi?	Kommentar
#1212852	232,6	X	
118871	231,3	X	
MEDIAN (V2)	231,95		
Middelspenning mot forrige kabelskap	232,625		
Middelspenning mot neste kabelskap	230,75		

K102455 - knutepunkt	Spenning [V]	Rimelig verdi?	Kommentar
118868	227,1	-	Lavere fordi den ligger etter den andre 118868. Likevel riktig plassert
#1236549	229,2	X	
135705	229,4	X	
118834	229,7	X	
#1221937	230,3	X	
118868	230,1	X	
MEDIAN (V3)	229,55		
Middelspenning mot forrige kabelskap	230,75		
Middelspenning mot neste kabelskap	228,425		

K102457 - knutepunkt	Spenning [V]	Rimelig verdi?	Kommentar
#1178884	226,2	X	
118869	227,3	X	
118869	227,3	X	
26121090	227,6	X	
26121090	227,5	X	
#1178884	227,3	X	
#1178971	226	X	
MEDIAN (V4)	227,3		
Middelspenning mot forrige kabelskap	228,425		
Middelspenning mot neste kabelskap	Ikke relevant		

Figur 6.7: Spenningsfallsmetoden med målte verdier

Krav	Oppfylt
$V_{NS} > V_1$	JA
$V_1 > V_2$	JA
$V_2 > V_3$	JA
$V_3 > V_4$	JA
Krets OK?	JA

Figur 6.8: Konklusjon fra test med spenningsfall

6.4.3 Et kabelskap langt vekk fra hovedradialen

I 4.3.4 spekuleres det i om muligheten for å benytte metoden dersom det finnes en gruppe abonnenter langt fra hovedradialen. Dette blir derfor vurdert her. Lavspenningskretsen under NS00638 har i NetBas blitt modifisert slik som vist i figur A.4. Den delen av nettet som er ringet rundt er lagt til den opprinnelige radialen. Den oransje kabelen er av samme type som hovedradialen og forsyner et kabelskap som ligger 114 meter vekk fra hovedradialen. Dette kabelskapet forsyner igjen 3 abonnenter gjennom standard lavspenning stikkledninger. Energiforbruket for disse abonnentene er 18442 kWh/år. Denne verdien ble valgt fordi det er gjennomsnittlig energiforbruk for abonnentene i denne lavspenningskretsen.

Figur A.5 viser hvordan spenningsrelasjonene beregnes. Dette gjøres på samme måte som for det opprinnelige caset og bruker derfor den utvidede spenningsfallsmetoden. For å opprette de nye spenningsrelasjonene må det beregnes en representativ spenning for alle kabelskap langs hovedradialen. For å gjøre dette for det nye kabelskapet brukes medianen av spenningsmålingene til de nye abonnentene. Dette vil gi en representativ spenning, på samme måte som for de andre kabelskapene, for KB4618805. Dette kabelskapet er ikke langs hovedradialen, og det vil ikke være identisk spenning her som langs hovedradialen siden det vil være et spenningsfall i mateledningen på 114 m. Likevel brukes spenningen også for kabelskap KB4618785 som ligger langs hovedradialen. Et alternativ er å regne ut forventet spenningsfall i mateledningen i NetBas og så addere dette til medianen av spenningsmålingene til abonnentene for å oppnå en riktigere spenning for KB4618785.

Det foreligger ingen spenningsmålinger for denne strukturen av lavspenningsnettet, og det er derfor ikke mulig å se om relasjonene overholdes. Likevel er det trolig at spenningsfallsmetoden også kan brukes i et slikt tilfelle. Det ses at spenningen for KB4618785, V_4 , ligger i mellom

spenningene for de nærliggende kabelskapene, V_3 og V_5 . Spenningen er dessuten fortsatt strengt synkende utover i kretsen langs hovedradialen. Dersom kabelen ut til KB4618805 blir lenger eller flere abonnenter kobles til, vil V_4 synke og nærme seg V_5 . Når V_4 synker og blir mindre enn V_5 , vil det ikke lenger være mulig å vite om det er en lang ledning med stort spenningsfall, eller om abonnentene er koblet på utenfor abonnentene ved kabelskap K102457. Da vil ikke spenningsfallsmetoden fungere for denne strukturen.

6.4.4 Oppsummering

Det fremkom i arbeidet med spenningsfallsmetoden at det ikke fantes noen god måte å eksportere topologien til en lavspenningskrets fra NetBas. Dette er ønskelig at dette blir implementert i fremtiden.

I eksempelet der det ble lagt til en gruppe abonnenter langt fra hovedradialen viste det seg at den beregnede spenningen for de tre abonnentene ga verdier som lå mellom forrige og neste kabelskap langs hovedradialen. Derfor kunne spenningsrelasjonene settes opp på vanlig måte og det er sannsynlig at metoden fungerer for dette tilfellet. Dersom spenningsfallet er så stort at spenningen synker forbi spenningen i neste kabelskap vil ikke metoden fungere. Dette spenningsfallet avhenger av:

- Forbruket til abonnentene
- Kabeltype og -lengde fra hovedradialen

6.5 Resultat av overordnet algoritme

Det var kun mulig i dette caset å gjennomføre energibalansemetoden for hele kretsen og spenningsfallmetoden for den nordligste radialen i lavspenningskretsen under NS00638. Tilhøringsalgoritmen ble ikke kjørt. I tillegg ble de to utprøvde metodene gjennomført for forskjellige tidsintervall fordi datagrunnlaget til energibalansemetoden var ukorrekt. Derfor ble ikke algoritmen kjørt under ideelle forhold. De tre metodene ble forsøkt gjennomført likevel og ga følgende resultater:

- Energibalansemetoden indikerte at det var flere abonnenter i NetBas enn det burde være. Derfor er denne kretsen markert som RØD i denne testen og burde derfor bli forsøkt endret.
- Den nordlige radialen ga ingen avvikkende resultater og derfor markeres denne delen av kretsen som GRØNN av spenningsfallmetoden.
- Tilhørighetsalgoritmen ble ikke gjennomført og derfor markeres kretsen som RØD av denne metoden.
- Totalt sett markeres kretsen som RØD. Først burde energibalansemetoden kjøres etter at abonnenter som trolig ligger feil er flyttet. I tillegg burde det forsøkes å fremskaffe måledata til en tilhørighetsalgoritme. Hvis ikke dette går, burde kretsen utredes manuelt

Kapittel 7

Diskusjon

I dette kapitlet blir temaer som har fremkommet i løpet av de foregående kapitler diskutert. Det legges særlig vekt på det som har fremkommet i det praktiske caset.

7.1 Betydning av mangel på AMS-målere for algoritmene

NVE krever at AMS-målere er installert hos alle norske sluttbrukere som ikke har særskilte unntak innen 01.01.19. Derfor vil det sannsynligvis kun være et fåtall av sluttbrukere i en lavspenningskrets som ikke har AMS-måler. Abonnenter som mener de ikke burde ha AMS-måler må søke om dispensasjon og derfor burde nettselskapene ha god oversikt over disse abonnentene.

Likevel kan mangel på AMS-målere føre til utfordringer for algoritmene som er beskrevet i denne oppgaven:

- Energibalansemetoden må ta hensyn til at abonnenter som ikke har AMS-måler ikke inkluderes i summen av abonnenters energiforbruk. Det betyr at i utgangspunktet, dersom NetBas er korrekt oppdatert, forventes at differansen i ligning 4.5 har en verdi tilsvarende energiforbruket til abonnentene uten AMS-målere. Derfor må terskelverdien for å oppdatere at det er henholdsvis flere eller færre abonnenter i NetBas enn i virkeligheten justeres. Terskelverdien må legges til eller trekkes fra denne forventede differansen. Dette ble forøvrig gjort i det praktiske caset, siden kretsen til NS00644 har to abonnenter uten AMS-måler
- Tilhørighetsalgoritmene vil bare fungere for abonnenter som har AMS-måler. Det er like-

vel god grunn til å tro at abonnenter med fritak for AMS-måler er godt dokumentert slik at det uansett vites hvilken krets de tilhører

- Spenningsfallmetoden
 - Spenningsfallmetoden uten kabelskap er avhengig av at alle abonnentene har AMS-målere for å teste spenningsrelasjonene. Uten dette må de relasjonene som ikke kan testes med måleverdier fjernes fra testen. Da vil ikke rekkefølgen mellom de gjeldene abonnenter kunne valideres
 - Spenningsfallmetoden med kabelskap behøver spenningsmålinger fra AMS-målerene for å bergene representative spenninger. Jo flere spenninger under hvert kabelskap, jo mer representativ blir spenningen. Med få spenninger kan den representative spenningen bli mer tilfeldig. Dette gjør at metoden blir mindre robust

7.2 Endring av metodikk for lavspenningskretser med kabelskap

I løpet av arbeidet med algoritmen for spenningsfall og gjennomføringen av praktisk case fremkom det at mange lavspenningskretser har en topologi som benytter seg av lange radialer som leverer strøm til kabelskap som igjen har flere abonnenter under seg. Dette gjør at alle abonnentene blir å betrakte som bladnoder i en trestruktur. Dette skiller seg fra den topologien som ble vist da typiske topologifeil og algoritmene ble gjennomgått. I algoritmen for spenningsfall med kabelskap ble spenningsfallalgoritmen derfor utvidet slik at alle abonnenter under hvert kabelskap blir sammenslått ved hjelp av én representativ spenningsverdi. På den måten vil kabelskapene ha samme egenskap som abonnentene hadde da typiske topologifeil og algoritmene ble gjennomgått. For topologifeilene må derfor abonnentene som er vist betraktes som en sammenslåing av abonnentene under hvert kabelskap. Topologifeilene er derfor fortsatt gyldige dersom de tolkes slik.

For algoritmene vil ikke dette funnet ha noen innvirkning på gyldigheten av metodene:

- Energibalansemetoden benytter seg av summen av energiforbruket fra alle abonnentene og avhenger følgelig ikke av hvordan abonnentene er sammenkoblet. Det kan likevel være

fordelaktig at kretsen har denne sammenkoblingen. Muligens er det da større sjanse for at et helt kabelskap, og ikke bare en abonnent, er feilplassert i NISet. Siden det er større energiforbruk for alle abonnentene under et kabelskap enn for én abonnent vil energibalansemetoden enklere avsløre feilplasserte abonnenter.

- En tilhørighetsalgoritme vil kun vurdere signaturen til spesifikke AMS-målere og er følgelig ikke avhengig av sammenkoblingen av abonnenter
- Den opprinnelige spenningsfallmetoden uten kabelskap egnet seg ikke for sammenkoblingen som ble funnet i kretsen. Derfor ble metoden utvidet til å også gjelde en topologi med kabelskap, dog med et lite tap av nøyaktighet

Oppsummert betyr dette at alle topologifeil og algoritmer fortsatt er gyldige dersom en krets har nettkonfigurasjonen med kabelskap.

7.3 Datasett og valg av kjøretid for algoritmene

Resultatene vil avhenge av inngangsdataseriene til algoritmene. Det er tre åpenbare punkter som er avgjørende for gode resultater. Under følger en liste over disse og hvorfor de er avgjørende for gode resultater:

1. Algoritmene kjøres med dataserier fra samme tidsintervall. Den overordnede algoritmen benytter seg av delalgoritmene og krever at disse har validert kretsen før den går videre. Dersom det benyttes dataserier fra forskjellige tidsintervaller, vil det i mellom stegene i den overordnede algoritmen kunne forekomme topologiendringer. Dersom dette skjer vil kretsen kunne markere kretsen som GRØNN, selv om den er endret og egentlig ikke er korrekt i NetBas
2. Det er gunstig om perioden med dataserier er så korte som mulig. Da er det større sannsynlighet for å finne perioder med dataserier for alle algoritmene og at disse er nærmere sann tid. Da vil det vites at kretsen eventuelt var merket GRØNN nærme sann tid og ikke for lenge siden

3. Datasettene er fullstendige og mangler ikke data. Det kan i måleseriene forekomme at måleren ikke har sendt verdier eller at verdiene er estimert og ikke målt. Dette er potensielle feilkilder som gjør at algoritmen ikke vil fungere optimalt og bør derfor unngås

For energibalansemetoden kan det medføre utfordringer å velge en passende tidsperiode. Dersom en skal legge sammen data for mange timer er det vanskeligere å finne perioder uten avbrudd for noen av abonnentene i kretsen. For energibalansemetoden kan det nemlig være gunstig å velge et lenger tidsintervall fordi gjennomsnittsverdier trolig kan eliminere mye av de tilfeldige svingningene i energiforbruket til abonnentene, og på den måten gi mer robuste resultater. For denne metoden kan man derfor gjøre en avveining mellom lang dataperiode for å få robuste resultater og kort dataperiode for å gi resultater som kan betraktes som ferske.

Hendelsesloggen til AMS-målerene kan benyttes for å avgjøre hvilken tidsperiode som skal velges. Hendelsesloggen registrerer avbrudd i AMS-målerene slik at det kan velges perioder hvor det ikke har vært avbrudd på noen av målerene. Det vil da være mest optimalt å benytte et tidsintervall nærme sanntid med gode data.

7.4 Energibalanse

7.4.1 Usikkerhet rundt antallet feilplasserte abonnenter i NIS

Metoden egner seg ikke for å avsløre hva slags type abonnenter som eventuelt ligger feilplassert i NetBas. Den venstre siden av ligning 4.5 vil være summen av feilplasserte abonnenter sitt energiforbruk og innvirkningen disse abonnentene har på overføringstap. Denne summen kan i prinsippet bestå av alt fra én abonnent til mange, og de kan ha ulik energiforbruk. I visse tilfeller vil det også finnes noen abonnenter for mye et sted i kretsen i NetBas og noen for lite andre steder. Dette vil ikke oppdages av metoden, men netto differanse på venstresiden av ligningen vil fortsatt være korrekt.

Dersom abonnentene har nært homogent forbruk og det ikke er slik som i det siste tilfellet i avsnittet over kan differansen på venstresiden av ligningen sammenlignes med forventet forbruk per abonnent og således gi et godt estimat for hvor mange abonnenter som ligger feilplassert i NetBas. Dette vil ikke være mulig med en veldig inhomogen sammensetning.

7.4.2 Terskelverdi

Å velge riktig terskelverdi vil være en utfordring. Det må bestemmes for hvilken størrelse av abonnenter som det ønskes å avsløre en feilplassering. Velges verdien for liten vil det i teorien være mulig å avsløre en liten abonnent dersom den ikke er riktig plassert i NetBas. Samtidig er metoden da mer sensitiv til målefeil og unøyaktigheter i utregningen av tap. Viktigheten av om en veldig liten abonnent ligger feil eller ikke i NetBas bør derfor vurderes.

Erfaringsbasert endring av terskelverdien

Etter at terskelverdien er valgt kan det senere evalueres om det er en fornuftig verdi. Hvis det legges til en abonnent eller om en abonnent er utkoblet midlertidig kan det ses om terskelverdien indikerer at NISet er feil. Hvis den viser seg å være for høy eller lav kan den justeres slik metoden i fremtiden vil oppdage en endring av antall abonnenter i NetBas.

Forenklet utregning av marginalt tapsbidrag

For å regne ut det marginale tapsbidraget/tapsfratrekket, altså det endrede tapet per abonnent som legges til eller fjernes fra tapsberegningene, må det foretas beregninger for hver krets. Dette er en manuell prosess der lastflytberegninger kjøres før nett-topologien endres i NetBas og lastflytberegninger kjøres igjen. Slik fortsettes det til en graf som den i figur 6.2 fås.

Nettstyrken avgjør også hvor store overføringstapene er. Derfor finnes det muligens en korrelasjon mellom nettstyrken og stigningstallet på grafen i figur 6.2. Dette er ikke testet i oppgaven, men hvis dette er tilfellet kan heller kortslutningsytelsen i kretsen brukes for å anslå det marginale tapsbidraget per abonnent endret. Eventuelt kan NetBas oppdateres og få en funksjon kan kalkulere denne verdien.

Er grafen for marginalt tapsbidrag virkelig lineær?

Siden stigningstallet for grafen i figur 6.2 brukes antas det at de beregnede tapene har en lineær sammenheng med antall abonnenter som fjernes fra NetBas. Dette er en forenkling siden tapene avhenger av strømmen i andre potens. Tapene avhenger også av hvor en abonnent har ligget i kretsen i NetBas før den har blitt fjernet. I visse tilfeller vil fjerning av en abonnent og

tilhørende matekabler føre til mer resistans i kretsen i tillegg til mindre strøm. Dette fører til at tapene ikke blir like mye mindre som den reduserte strømmen skulle tilsi. Derfor kan likevel en lineær tilnærming gi tilfredstillende resultater. I alle fall dersom antallet abonnenter som ligger feilplassert i NetBas ikke er veldig stort siden grafen for tap tilsynelatende er lineær i det området som ble evaluert i det praktiske caset.

7.4.3 Er målerverdier fra AMS og Nettstasjon korrekte?

Etter at måledata for testkretsene var mottatt, ble det foretatt en grovtest for å validere at data-grunnlaget var godt nok. Dette ble gjort i 6.3.1. Der fremkom det at multimåleinstrumentet var feilkoblet i nettstasjonen. Etter at dette ble fikset ble ny måledata innsamlet for bruk i praktisk case. Resultatet ble at NetBas hadde ca 7,5 abonnenter av gjennomsnittlig størrelse for mye i kretsen. Siden dette skal være en testkrets for TEN og det forventes at testkretsene er grundig kontrollert og derfor korrekte, er dette et uventet resultat. Derfor ble resultatene studert grundigere.

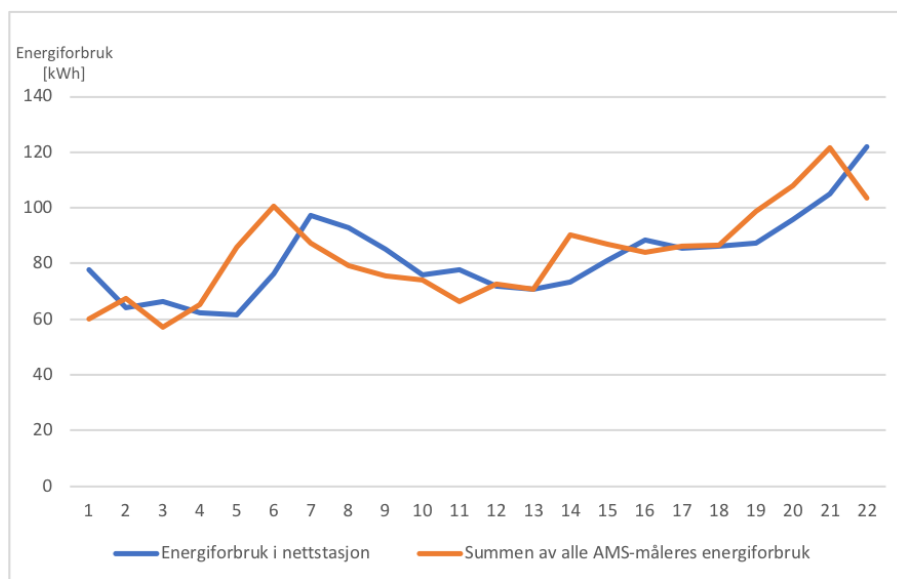
Under følger en liste over hva som er vurdert:

- Multimåleinstrumentet
- AMS-målerene
- Feil tidssynkronisering mellom målerene
 - Mellom multimålerinstrument og guppen med AMS-målerene
 - Mellom samtlige målere
- Usikkerhet i målinger

Det er lite trolig at multimåleinstrumentet gir feil måleverdi. Det er fordi montører allerede har rettet en feilmontert måler i NS00638. For å etterprøve dette kan det likevel settes inn en AMS-måler i nettstasjonen. Dette vil eliminere eventuelle forskjeller i målemetoder samt usynkroniserte tidsserier dersom alle AMS-målere er perfekt tidssynkronisert.

Det er også lite trolig at det er feil i AMS-målerene. Målerene er ifølge Rolf Hilstad i TEN testet svært grundig siden selskapet er i full gang med utrulling av målere i sitt konsesjonsområde. Det ville derfor være svært kritikkverdig om de gjennomgående målte feil verdier.

Fordi resultatene var uventet ble det foretatt en grundigere gjennomgang av måleverdiene. Differansen mellom måleverdien til multimåleinstrumentet og summen av AMS-målerene burde alltid være positiv for en krets uten distribuert produksjon og plusskunder, da den symboliserer tapene i kretsen. Dette gjelder dersom det vites eksakt hvilke abonnenter som ligger i kretsen og alle målerene gir måledata. Siden det foreligger måledata fra en periode på 22 timer, vist i figur 6.3, sjekkes derfor denne differansen for alle timer. Dette vises i figur 7.1 der den horisontale aksene viser timer i døgnet den 31.05.18. Denne differansen er ikke utelukkende positiv, men er maksimalt $18kWh$ og minimalt $-24kWh$. Totalsummen for hele perioden er dessuten negativ. Fra figuren kan det se ut som at verdiene ville passet bedre om energiforbruket til abonnentene ble forskjøvet en time frem. Derfor ble også feil tidssynkronisering vurdert som en feilkilde.



Figur 7.1: Energiforbruk for multimåleinstrument og sum av AMS-målere i kretsen til NS00638

Verdiene for AMS-måleren ble flyttet en time frem og sammenlignet igjen. Differansen ble mindre, men den tok likevel maksimumsverdien $5kWh$ og minimumsverdien $-9,7kWh$. Total differanse for perioden, altså kl 02-22 siden verdiene for for AMS-målerene for time 01 ble flyttet til 02, ble $+3,1kWh$. Mindre endring i differansen kan indikere at tidsstempelen på enten tidsserien til multimåleinstrumentet eller gruppen av AMS-målere er feil. I forbindelse med

omkoblingen av multimåleinstrumentet kan det for eksempel ha blitt stilt til sommertid etter utført arbeid dersom måleren har vært avslått. Hvis da AMS-målerene alltid står på vintertid vil dette forklare at målingene er usynkroniserte med en time. I så fall bør målerene synkroniseres. Likevel er det ikke nok til å forklare hvorfor differansen tar både positive og negative verdier.

En annen feilkilde kan være at ikke alle AMS-målerene er tidssynkroniserte med hverandre, men det ville være veldig usannsynlig gitt den omfattende testingen av målerene.

Usikkerheten i målingene er også altfor liten til å kunne besvare hvorfor differansen tar både positive og negative verdier.

Resultat av betraktningen

Basert på sammenligningen av måledata fra figur 6.3 er det mest sannsynlig at alle måleverdier er korrekt, men kanskje at gruppen med AMS-målere og multimåleinstrumentet ikke er tidssynkroniserte. Dette kan testes ved å installere en AMS-måler på nettstasjonen. For å forklare at differansen tar både positive og negative verdier må det finnes en eller flere abonnenter mer i NetBas enn i den virkelige kretsen som da ikke blir målt i nettstasjonen. Den/de bør også ha et forbruk som har en annen lastprofil enn en gjennomsnittsabonnet i NS00638 sin krets for å forklare at differansen tar både positive og negative verdier siden energiforbruket deres da vil svinge i utakt med målt energibruk i nettstasjonen. Det kan derfor være abonnenter i en annen kundegruppe.

7.5 Tilhørighetsalgoritme

Det ble i denne oppgaven utledet metoder og algoritmer for både jordfeilsalarm og THD-hendelse for å entydig avgjøre om abonnent tilhører en spesifikk lavspenningskrets eller ikke. Med de tilgjengelige alarmer og hendelser som kan hentes ut fra TEN per mai 2018 var det ikke mulig å gjennomføre praktisk case. De andre spenningskvalitetshendelsene som vises i parentes i tabell 5.1 bør derfor vurderes nærmere i lys av funnene i det praktiske caset.

7.5.1 Jordfeilmetoden

Jordfeilmetoden ville, selv med alarmer som TEN vil ha tilgang til i fremtiden, ikke fungert fordi måleren ikke bruker spenninger til å bestemme om det er jordfeil. Likevel er spenningsmålinger en anvendbar og akseptert metode for jordfeildeteksjon. Denne metoden kan derfor antageligvis benyttes for noen nettselskaper, kanskje også i Norge. Dersom spenningmetoden benyttes kan det potensielt være vanskelig å oppdage jordfeil for en abonnent med enfaseforsyning og enfase AMS-måler dersom jordfeilen skjer på fasen som måleren ikke er koblet til.

7.5.2 THD-metoden

THD-metoden kan muligens brukes i TEN dersom konfigurasjonen på måleren endres slik at grenseverdiene for THD-hendelsene gjøres lavere. I tillegg er det bedre om verdiene faktisk registreres, og at det ikke bare loggføres en hendelse når THD-verdien har overskredet en satt grense. Dette er fordi metoden krever en unik signatur for hver krets. Et alternativ vil være å justere grensen nedover til THD-hendelser registreres. Dersom dette gjøres for ulike kretser vil antagelig verdien der hendelsene oppstår være forskjellige og dermed kunne brukes som signatur for kretsene.

Utnyttelse av harmoniske komponenter av spenning

THD-målingen er i virkeligheten en formel som benytter seg av spenningsmålinger av den fundamentale frekvensen, men også av andre harmoniske frekvenser. Det betyr at to like THD-verdier kan være like selv om de består av forskjellige kombinasjoner av harmoniske spenningskomponenter. Hvis det viser seg at THD-verdiene er like for forskjellige kretser kan muligens verdier for spesifikke harmoniske komponenter vurderes i stedet for. Disse vil nemlig være sanne signaturer og vil ikke kunne bygges opp av flere kombinasjoner av byggeklosser slik som THD-målingene. Per mai 2018 er disse målingene utilgjengelige fra KAIFA-målerene til TEN, men siden verdiene faktisk måles kan de være aktuelle for en tilhørighetsalgoritme.

7.6 Spenningsfallmetoden

I det praktiske caset for spenningsfallmetoden analyseres kun en av radialene ut fra nettstasjonen. Grunnen er at denne delen av kretsen er enkel og oversiktlig og viser metoden på en god måte. Samleskinnen i nettstasjonen har flere avganger og derfor flere radialer utover. Spenningsfallmetoden vil kunne brukes på samme måte for disse radialene, så det var ikke nødvendig å vise hele kretsen i det praktiske caset for å vise metoden. Det vil heller ikke ha noen hensikt å sammenligne spenningene mellom disse radialene, slik det forklares i 5.5.

7.6.1 Beregnet spenning ikke alltid samme sted som AMS-måleren er installert

For å beregne spenningene på kabelskapene brukes spenningene som NetBas beregner for knutepunktene som abonnentene er koblet til. Dette er ikke nødvendigvis sammenfallende med hvor AMS-målerene i virkeligheten er installert. For eksempel er det vanlig at fler abonnenter er tilkoblet samme knutepunkt og i noen tilfeller ligger de utenfor hverandre. Dette medfører at dersom målinger og beregninger blir foretatt under identiske forhold vil spenningene som er målt alltid være litt lavere enn de beregnede dersom det ikke er snakk om kunder med distribuert produksjon.

7.6.2 Potensielle utfordringer ved stivt nett

Dersom nettet er veldig stivt kan det bli liten spenningsforskjell mellom kabelskapene, slik at spenningsmålingene får mindre slingringsmonn for å oppfylle spenningsrelasjonene. I tillegg vil en større andel av spenningsfallet til hver abonnent være over stikkledningen som er av lavere dimensjon. Derfor får lengden på stikkledningen større betydning enn dersom nettet er svakere, og det blir mindre sannsynlig at målingene til abonnentene vil være innenfor grensene for hva som er rimelig å forvente. Derfor vil metoden i dette tilfelle indikere at flere abonnenter er tvilsomt plassert enn om nettet var svakere. Dersom det er kort mellom kabelskapene fås samme problemstilling. Dette kan være problematisk i bystrøk der lavspenningskretsene typisk har liten geografisk utstrekning og høy nettstyrke eller generelt for nett som er overdimensjo-

neret. For å vurdere nettstyrken kan potensielt kortslutningsytelsen brukes.

7.6.3 Inkonsekvent faserekkefølge ved installasjon av AMS-målere

Alle spenningsmålinger for AMS-målerene vises for fase L1 i datasettene. Spenningsverdiene for L2 og L3 registreres ikke i datasettene. Fordi måleren er koblet mellom linjene er spenningen som loggføres som L1 i virkeligheten spenningen mellom L1 og L2. Ved installering av AMS-målerene brukes ingen konsekvent faserekkefølge. Derfor er spenningsverdien i datasettene ikke konsekvent den samme linjespenningen for hele nettet. Da vil det kunne fås forskjellige spenningsmålinger for samme abonnent avhengig av hvilken faserekkefølge AMS-måleren tilfeldigvis er installert med. Dette gjelder dersom ikke lastene er godt balansert hos abonnentene og er derfor en potensiell feilkilde for spenningsfallmetoden. Det vil være mulig å unngå denne usikkerheten hvis gjennomsnittsverdien for alle linjespenningene benyttes i stedet. Det er derfor ønskelig at spenningsmålinger for alle linjer kan hentes ut i fremtiden. I tillegg sammenlignes målte spenninger med beregninger fra NetBas, som er gjennomsnittsverdier.

7.7 Plusskunder og distribuert produksjon

I fremtiden vil plusskunder og distribuert produksjon bli mer vanlig. I de to lavspenningskretsene som var aktuelle for testing var det dog ingen kunder som ifølge NetBas leverte elektrisk energi tilbake til nettet. Siden det uansett ikke kunne testes i case ble kunder som leverte energi tilbake til nettet ikke vurdert i denne oppgaven. Likevel er det interessant å vurdere hvorvidt metodene som er diskutert i denne oppgaven kunne utvides til å også gjelde dette kundesegmentet. Dette vil også kunne overføres til den noen uvanlige hendelsen at flere lavspenningskretser er sammenkoblet på lavspenningssiden.

7.7.1 Energibalansemetoden med plusskunder og distribuert produksjon

Energibalansemetoden vil trolig fungere som tidligere. Energibruken til abonnentene vil måtte betraktes som netto energiforbruk, differansen av importert og eksportert energi. NetBas må også tilrettelegge for at abonnenter kan eksportere energi slik at tapsberegningene blir riktige.

Det må opprettes produksjonsprofiler for eksport for ulike tider på døgnet og for ulike produksjonsmetoder slik at nøyaktige tapsberegninger fortsatt kan gjennomføres. Balansemålingene vil derfor bestå av energiflyt gjennom nettstasjonen minus summen av netto energiforbruk hos abonnentene og tapsberegninger som hensyntar produksjon.

Dersom denne differansen har stor absoluttverdi vil den som tidligere indikere at NetBas inneholder for få eller for mange abonnenter. Metoden vil dog få problemer med å oppdage at plusskunder ligger feil. Særlig dersom produksjon og forbruk har ganske like verdier. Dette er sammenlignbart med at en abonnent er inkludert et sted i kretsen, men at det mangler en et annet sted slik at deres påvirkning vil kansellere hverandre. For plusskunder vil netto energiforbruk være en lav verdi og det kan bli utfordrende å oppdage at de er feilplasserte fordi terskelverdien må være lav. Dette vil gi samme utfordring som for små abonnenter.

7.7.2 Tilhørighetsalgoritme med plusskunder og distribuert produksjon

For en tilhørighetsalgoritme vil noen måleparametre medføre flere utfordringer enn andre. For jordfeilsmetoden vil plusskunder ikke utgjøre en forskjell. Dette er fordi AMS-måleren uansett registrerer jordfeil dersom det forekommer i kretsen hvis spenningsmålinger benyttes. THD-målingene kan påvirkes noe ved produksjon på grunn av at harmoniske komponenter ofte produseres av omformere, men dette vil trolig også forvrengte spenningssignalet i resten av kretsen. Derfor vil fortsatt AMS-målerene og multimåleinstrumentene registrere sammenlignbare verdier som derfor kan brukes i en slik algoritme. Spenningsavbrudd, vist i tabell 5.1, kan potensielt brukes i en tilhørighetsalgoritme. Dersom det finnes plusskunder vil et spenningsavbrudd i nettstasjonen ikke nødvendigvis føre til spenningsavbrudd hos abonnentene dersom det er mye distribuert produksjon i kretsen. Spenningsubalanse vil antagelig gjenspeiles i hele kretsen på samme måte som THD og vil derfor fortsatt være et mulig verktøy i en tilhørighetsalgoritme. Over- og underspenninger kan i utgangspunktet være vanskelig å benytte siden det alltid vil være spenningsforskjeller mellom abonnentene i en krets. Derfor må denne metoden sette grensene slik at alle abonnenter får utslag dersom enten over- eller underspenning forekommer. Dersom det er distribuert produksjon og plusskunder i kretsen kan dog spenningsforskjellene i kretsen bli mindre. Dette fører til at over- og underspenninger kan bli gunstigere å benytte som måleparameterene i en tilhørighetsalgoritme i denne situasjonen.

7.7.3 Spenningsfallmetoden med plusskunder og distribuert produksjon

NetBas må hensynta energiproduksjon i beregninger

For spenningsfallmetoden kan plusskunder og distribuert produksjon by på nye utfordringer. En forutsetning er at NetBas kan utføre spenningsberegninger som hensyntar produksjon. I denne oppgaven har det blitt forsøkt å legge inn produksjon hos noen abonnenter i NetBas og deretter gjennomført lastflyt. Resultatene for spenningsmålingene er uendret sammenlignet med før produksjonen ble lagt inn. Dette viser at NetBas må oppdateres for å kunne bruke spenningsfallmetoden slik at riktige spenninger fås.

Ikke strengt synkende spenning

I visse tilfeller der det er mye produksjon under ett kabelskap kan spenningen utover i radialen potensielt øke. For eksempel vil en normal krets med tre kabelskap ha strengt fall i spenningen, $V_1 > V_2 > V_3$, som vil gi spenningsrelasjonene $V_1 > V_2$ og $V_2 > V_3$. I tilfellet der det produseres hos mange av abonnentene under kabelskap 2 kan spenningene beregnet fra NetBas se ut slik: $V_2 > V_1 > V_3$ slik at spenningsrelasjonene blir $V_2 > V_1$ og $V_2 > V_3$. Derfor må måten relasjonene settes opp i kapittel 5.5 revideres slik at de blir satt opp korrekt. For selve testen fremkommer særlig to utfordringer som kan gjøre metoden mindre treffsikker:

1. Spenningsprofilen utover i kretsen vil bli flatere med mange abonnenter som leverer strøm tilbake til nettet. Dette fører til at differansen mellom spenningene i kabelskapene blir mindre slik at målte verdier får mindre slingringsmonn for å oppfylle spenningsrelasjonene.
2. Dersom noen abonnenter under et kabelskap leverer energi og noen ikke gjør det, kan det bli stor forskjell mellom målte spenninger mellom abonnentene. Dette gjelder særlig hvis stikkledningene inn til kabelskapene er lange. Da øker sannsynligheten for at noen av måleverdiene faller utenfor verdien som kan forventes under det kabelskapet, og disse abonnentene må sjekkes grundigere eller fjernes feilaktig fra kretsen

Nettselskapene vil antagelig måtte inngå mer avanserte avtaler og ha bedre kontroll på plusskunder og distribuert produksjon enn tradisjonelle abonnenter. Derfor er det sannsynlig at nett-

selskapene har bedre oversikt over disse kundene og at de oftere ligger korrekt i NetBas i utgangspunktet.

Kapittel 8

Begrensninger

Dette kapitlet forklarer viktige hendelser som har skjedd underveis i opplegget med masteroppgaven og hvilke endringer dette har ført til.

8.1 Forsinket datainnsamling

Ved oppstarten av denne oppgaven lovet TEN at det skulle være mulig å bruke to lavspenningskretser for testing. Dette var lavspenningskretsene til NS00638 og NS00644 og måledata herfra skulle danne grunnlaget for praktisk case, resultater og diskusjon. Det tok imidlertid mer tid enn forventet fra data ble etterspurt til det var tilgjengelig. Følgende data ble etterspurt på 05.02.18:

- Tidsserier fra AMS-måler
- Hendelser fra AMS-måler

Data fra multimåleinstrumentet kunne hentes manuelt. AMS-data ble likevel ikke mottatt før i starten av mai 2018. Det var flere grunner til dette, blant annet:

- For å få så nøyaktige data som mulig, etterspurte TEN tidsserier med 5-minutters tidsoppløsning fra Validér. Vanlig dataformat er på minimum en time. Uthenting kan derfor ha tatt lenger tid enn vanlig
- TEN jobbet med en API-løsning der de kan hente ut data fra databasen til Validér selv, men måtte i denne omgang bruke vanlig filoverføring

- Utfordringer med at meldingene som TEN får fra Validér har blitt oversatt galt fra de opprinnelige hendelseskodene fra målerene. Dette er fordi Validér har endret ordlyden på meldingene underveis. Oversettelsene har flere ganger vært feil og upresise. TEN hadde et ønske om å fikse dette før data ble videresendt for å brukes i denne oppgaven
- Det nye personvernreglene, GDPR, har ført til at TEN har allokert ressurser for å avgjøre hvordan de må forholde seg til personvern. Dette kan også ha ført til forsinkelser med datainnsamlingen og oversendelser for bruk i denne oppgaven

Siden metodene i denne oppgaven i stor grad er egenutviklede har tilgangen til relevant og god måledata gitt ytterligere innsikt i hvordan metodene og algoritmene kan lages best mulig. Det var derfor ikke mulig å ferdigstille kapittel 4 og kapittel 5 før data var mottatt. I tillegg avhenger det praktiske caset i kapittel 6 og diskusjonen i kapittel 7 åpenbart av datainnsamlingen.

8.2 Koordinasjon av data fra forskjellige aktører og feil i måledata

I tillegg til at dataseriene sent ble sendt inn, måtte det koordineres store mengder data både fra NetBas og fra Validér. Dette var en omfattende prosess som krevde mye tålmodighet, datakraft og samtaler med ulike aktører i TEN, Validér, Safemon og Powell. Da endelig fornuftige data for utføringen av praktisk case var klart, viste det seg at multimåleinstrumentet i nettstasjonen var feilkoblet og hadde vært det hele testperioden. Derfor ble energibalansemetoden gjennomført med data for 31.05.18 i stedet for den planlagte perioden. Siden de opprinnelige dataseriene ikke målte feil spenningsverdier og hendelser, og det allerede var gjennomført et stort arbeid med å koordinere og hente ut data, ble de andre metodene gjennomført med disse dataseriene. Siden både noen dataserier ikke inneholdt korrekt data og at delalgoritmene måtte kjøres på ulikt tidspunkt kunne ikke den overordnede algoritmen utprøves under ideelle forhold.

Fordi datainnsamlingen var komplett sent i oppgaveperioden, ble det heller ikke tid til å endre den fysiske kretsen for å vurdere utslagene dette ga på metodene.

8.3 Ufullstendig dekning av AMS-måler i testkretsene

En annen kilde til utfordringer, som ble oppdaget ved datainnsamling, var at det ikke var 100 dekningsgrad av AMS-målere i de aktuelle testkretsene. Dette er uheldig i en krets som skal være testkrets for nettselskapet. Fordi dekningsgraden var for lav for kretsen under NS00644 måtte denne forkastes som testkrets i denne oppgaven.

8.4 Eksport av topologidata fra NetBas

Det finnes ingen god måte å eksportere topologidata fra NetBas. Derfor måtte topologien avledes fra lastflytberegningene og manuell inspeksjon av kartet i NetBas. Dette krever mye manuelt arbeid, og førte i denne oppgaven til at spenningsfallmetoden bare ble kjørt på en radial i lavspenningskretsen.

Kapittel 9

Konklusjon og videre arbeid

9.1 Konklusjon

I denne oppgaven ble det valgt å benytte enkle heuristiske metoder for å avdekke feildokumentert nett-topologi i NISet. De avanserte metodene som først ble vurdert er antagelig vanskelig å implementere og krever måledata som ikke er tilgjengelig i juni 2018 og kreve etterinstallasjon av måleutstyr. Disse algoritmene ville i større grad *estimert* topologien enn å *validere* den slik de heuristiske metodene gjør. Likevel kan validering av eksempelvis 90 % av alle lavspenningskretser, rundt 5000 for TEN, bidra til en stor reduksjon i kostnader knyttet til å oppdatere all nett-topologi ved manuell utredning. Dette fordrer dog at metoden fungerer og at det finnes godt datagrunnlag.

Algoritmene som ble utledet i denne oppgaven ble etterprøvd i et praktisk case for lavspenningskretsen til NS00638 på Ranheim i Trøndelag. Det opprinnelige datagrunnlaget var fra 01.10.17-31.03.18. Energibalansemetoden avdekket imidlertid systematiske målefeil for energimålinger i nettstasjonen. Dette førte til at denne metoden i stedet ble gjennomført med data for 31.05.18. Spenningsfallsmetoden ble gjennomført med måledata fra 21.02.18, som opprinnelig var planlagt og samlet inn. Alle metodene ble forsøkt gjennomført. Videre følger en oversikt over hovedfunnene.

9.1.1 Energibalansemetoden

Energibalansemetoden ble gjennomført på hele kretsen og konkluderte med at det er ca 7,5 abonnenter av gjennomsnittlig størrelse for mye i NetBas. Ved gjennomføring av metoden var det utfordrende å beregne forventede overføringstap. I tillegg klarer ikke metoden å avdekke hvor mange abonnenter som er feilplasserte i NISet, bare netto energiforbruk for disse abonnentene eller anslå antall abonnenter av gjennomsnittlig størrelse som ligger feilplassert. I de nye måleseriene, for 31.05.18, var det indikasjoner på at målingene fra multimåleinstrumentet ikke var tidssynkroniserte med målingene fra gruppen av AMS-målerene. Dette bør derfor undersøkes nærmere.

9.1.2 Jordfeilmetoden

Det fremkom at jordfeilmetoden ikke vil virke i TEN sitt nett. Både at det er IT-nett og at jordfeil detekteres med strømmålinger og ikke spenningsmålinger gjør at metoden ikke fungerer her. Metoden kan likevel fungere for andre nettkonfigurasjoner som bruker spenningsmålinger til jordfeildeteksjon.

9.1.3 THD-metoden

Det forekom ingen THD-hendelser for hele perioden perioden med måledata. Dette skyldes trolig at grensverdien for loggføring av THD-hendelse er for høy i AMS-målerene, slik at ingen hendelser registreres. Dette kan endres for å prøve metoden.

9.1.4 Spenningsfallmetoden

Spenningsfallmetoden ble utført på én radial i lavspenningskretsen. Der indikerte metoden at alle abonnenter lå plassert i riktig lavspenningskrets. Dette stemmer trolig overens med virkelig krets, siden det er en enkel del av testkretsen til TEN, som i utgangspunktet bør være riktig. Det var før gjennomføring av testen fryktet at dersom abonnenter var langt fra hovedradialen, ville det bli vanskelig å avgjøre om tilkoblingen til hovedradialen var korrekt i NetBas. Derfor ble det lagt inn 3 nye abonnenter av gjennomsnittlig størrelse i Netbas langt unna hovedradialen. Spenningsrelasjoner ble beregnet på bakgrunn av dette. Det var god spenningsmargin til nærliggen-

de kabelskap. Dersom tre abonnenter hadde blitt lagt til kretsen ville reelle spenningsmålinger trolig oppfylt disse relasjonene. Derfor virker metoden robust også for et tilfelle der en gruppe abonnenter er langt fra hovedradialen.

9.1.5 Overordnet algoritme

Delalgoritmene i den overordnede algoritmen ble ikke gjennomført samtidig på grunn av at de innsamlede måleseriene for energibruk var feil etter at multimåleinstrumentet i nettstasjonen hadde vært feilkoblet hele perioden. I tillegg fantes det ikke måledata for tilhørighetsalgoritmen.

Energibalansemetoden markerte kretsen som RØD, og spenningsfallmetoden markerte kretsen som GRØNN. I henhold til den overordnede algoritmen blir da hele kretsen markert som RØD og krever derfor en manuell utredning for å kartlegge nett-topologien. Eventuelt kan det forsøkes å hente ut bedre måledata og å koble ut og inn abonnenter fysisk for å etterprøve metodene enda bedre.

9.1.6 Krav til datainnsamling for å gjennomføre metodene

For å gjennomføre de forskjellige metodene krevdes store mengder koordinering av data fra ulike kilder og manuell eksport av data fra NetBas. For å strømlinjeforme metodene burde NetBas oppdateres slik at:

- Det er en eksportfunksjon for nett-topologi
- Det kan regnes ut marginal endring i overføringstap ved å legge til eller fjerne en abonnent uten at dette må gjøres manuelt
- Programmet hensyntar plusskunder og distribuert produksjon hos abonnentene ved utføring av spenningsberegninger

I tillegg måtte store mengder data sammenlignes manuelt for å kunne fungere som inngangsdata i algoritmene. ID-kodene for abonnentene registrert i NetBas samsvarte ikke alltid med ID-kodene til AMS-målerene som i følge Validér ligger i kretsen. Dette førte til at det var vanskelig å avgjøre hvor mange abonnenter som faktisk er i kretsen, og å relatere energiforbruket til spesifikke abonnenter.

9.1.7 Oppsummering

Totalt sett ble ikke metodene gjennomført med godt nok datagrunnlag. Energibalansemetoden viste likevel lovende resultater og spenningsfallmetoden ga tilsynelatende riktige resultater. Det er heller ingen åpenbar grunn til at THD-metoden ikke lar seg gjennomføre. Jordfeilmetoden fungerte ikke i dette caset, men kan fungere for andre nettselskaper med annerledes måleroppsett og nettkonfigurasjon. Den er likevel overflødig dersom THD-metoden fungerer.

Dersom metodene fungerer betyr det at hovedalgoritmen vil være godt egnet til å validere lavspenningskretsene til TEN. Hvis nettselskapet vil benytte seg av nye måledata for å forbedre eksisterende arbeidsprosesser eller opprette nye lønsomme arbeidsprosesser må de per juni 2018 utrede lavspenningskretsene manuelt for å få oppdatert dokumentasjon av topologien. Dersom den foreslåtte metodikken i denne oppgaven gjennomføres, kan det potensielt kutte drastisk ned på ressursbruken til manuell utredning og potensielt føre til store besparelser for bedriften.

9.2 Videre arbeid

Under nevnes forslag til videre arbeid som vil forsette prosessen med å benytte heuristiske metoder til å validere nett-topologien i en lavspenningskrets:

- Opprette protokoller eller metodikker for å gjennomføre de stiplede boksene i flytskjemaene for algoritmene. Disse prosessene omhandler omplassering av abonnenter i lavspenningskretser der algoritmene indikerer feilplasserte abonnenter
- Forsøke å gjennomføre tilhørighetsalgoritmen. Det er mest nærliggende å benytte THD-data, men da bør grenseverdiene for når hendelser loggføres justeres ned.
- Forbedre datainnsamlingen slik at prosessen med å innsamle og koordinere data optimeres og automatiseres
- Forsøke å gjennomføre den overordnede algoritmen med delalgoritmer som fungerer for å dokumentere nytten denne gir

Tillegg A

Praktisk Case

A.1 Energibalanse

Full krets	kW	kVA
NS00638	365,196	90,067
Linjeseksjoner	19,745	8,856
3 abonnenter fjernet		
NS00638	347,337	84,732
Linjeseksjoner	18,487	8,251
6 abonnenter fjernet		
NS00638	329,311	79,251
Linjeseksjoner	16,881	7,468
9 abonnenter fjernet		
NS00638	318,367	75,841
Linjeseksjoner	15,713	6,852
15 abonnenter fjernet		
NS00638	293,481	68,68
Linjeseksjoner	13,802	5,874
20 abonnenter fjernet		
NS00638	271,881	62,741
Linjeseksjoner	12,631	5,294
25 abonnenter fjernet		
NS00638	242,859	54,49
Linjeseksjoner	9,798	3,9

Abbonenter fjernet	Tap [kW]
0	19,745
3	18,487
6	16,881
9	15,713
15	13,802
20	12,631
25	9,798

Prosentanslag [%]	Tap [kW]
5	18,2598
7	25,56372

Figur A.1: Beregnede tap med NetBas og bruk av prosentanslag

25 av 80 abonnenter svarer til at mer enn 30 % av abonnentene mangler. Siden det ansees som svært usannsynlig at flere enn 30 % av abonnentene mangler er det ikke gjort tapsberegninger der det er tilfellet. I tillegg er det ikke lagt til abonnenter i kretsen for å sjekke tapsbidraget. Det antas i oppgaven at stigningstallet for grafen i figur 6.2 er det samme for å legge til abonnenter.

A.2 Spenningsfall

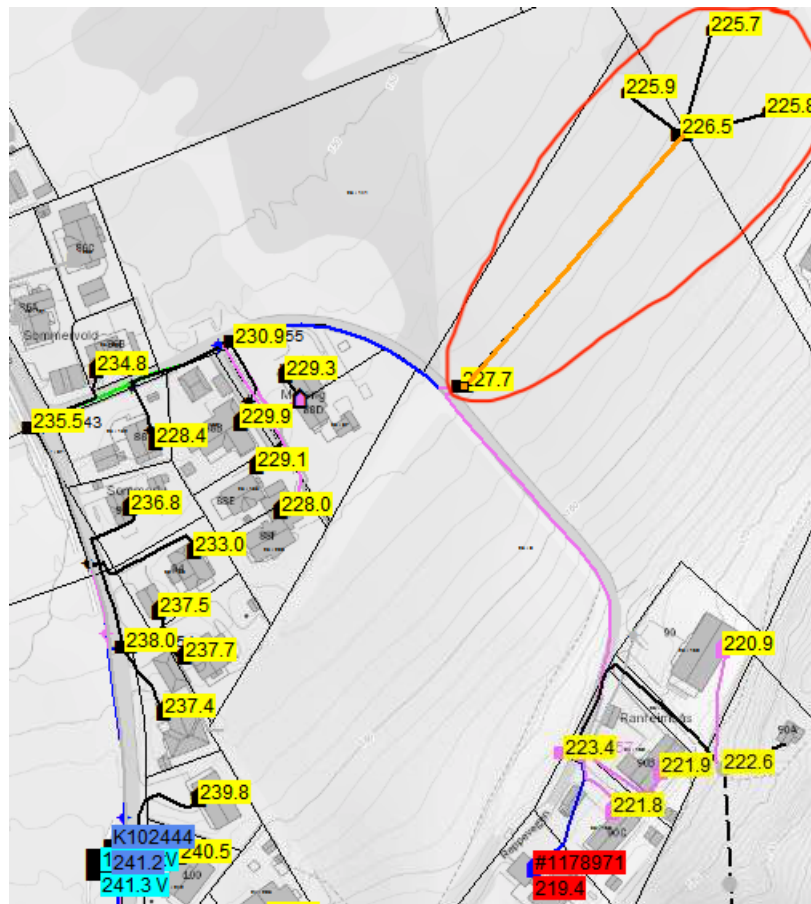
Knutepunkt Fra	Knutepunkt Til	Effektflyt		Effekttap		Strøm	
		kW	kVAr	kW	kVAr	A	Bel. (%)
MK100008	#1042238	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0
NS00638T1	K102454	63.625	12.731	0.748	0.429	155	49
NS00638T1	K102443	57.702	11.627	1.150	0.659	141	45
NS00638T1	K108046	53.777	10.493	1.466	0.839	131	35
NS00638T1	K102446	87.267	17.287	2.356	1.354	213	57
NS00638T1	K102446	86.644	17.164	2.339	1.344	211	56
NS00638T1	K102445	27.106	5.602	0.136	0.077	66	18
#1042240	K102444	17.598	3.422	0.007	0.004	43	12
K102444	#1221940	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0	0
K102444	#1221938	9.591	1.942	0.057	0.006	23	16
K102444	118873	0.855	0.172	0.001	-0.001	2	1
K102444	118875	10.127	2.053	0.033	0.003	25	16
K102445	#1179475	6.646	1.346	0.022	0.001	16	16
K102445	405535	8.301	2.077	0.024	0.002	21	21
K102445	118878	5.384	1.091	0.015	0.001	13	9
K102445	118876	13.587	2.752	0.077	0.009	33	22
K102454	K102443	43.094	8.580	0.356	0.203	106	29
K102454	403412	4.717	0.957	0.005	0.000	12	8
K102454	118870	7.345	1.487	0.037	0.003	18	12
K102454	118872	6.616	1.342	0.012	0.001	16	11
K102454	118874	7.141	1.448	0.016	0.001	18	12
K102443	K102455	88.881	17.540	1.395	0.802	221	60
K102443	#1212852	7.099	1.439	0.020	0.002	18	12
K102443	118871	9.565	1.932	0.103	0.011	24	16
K102446	118880	14.773	2.994	0.066	0.008	37	25
K102446	K102451	53.445	10.512	0.997	0.571	134	36
K102446	K102447	45.560	8.261	0.239	0.136	114	31
K102446	K102456	8.006	1.627	0.012	0.005	20	5
K102446	K102448	67.984	13.509	1.331	0.464	171	61
K108046	#1202117	9.950	2.015	0.058	0.006	25	20
K108046	401256	0.494	0.100	0.000	0.000	1	1
K108046	118887	6.969	1.413	0.020	0.002	18	14
K108046	118893	9.306	1.885	0.046	0.005	23	19
K108046	118895	10.732	2.174	0.050	0.006	27	22
K108046	118892	6.383	1.295	0.012	0.001	16	13
K108046	118894	10.616	2.150	0.063	0.007	27	21
K108046	118885	7.096	1.437	0.034	0.003	18	14
K108046	118889	10.406	2.107	0.070	0.008	26	21
K102456	118877	7.994	1.622	0.012	0.001	20	13
K102447	KN017743	39.546	7.097	0.011	0.006	99	27
K102447	118882	8.584	1.732	0.074	0.004	22	22
KN017743	KN020078	25.143	4.678	0.308	0.073	63	29
KN017743	KN018998	17.500	3.191	0.477	0.113	44	20
K102455	K102457	44.868	9.001	1.061	0.607	114	31

Figur A.2: Datasett for valg av hovedradial. Aktuelle knutepunkter markert med grønt

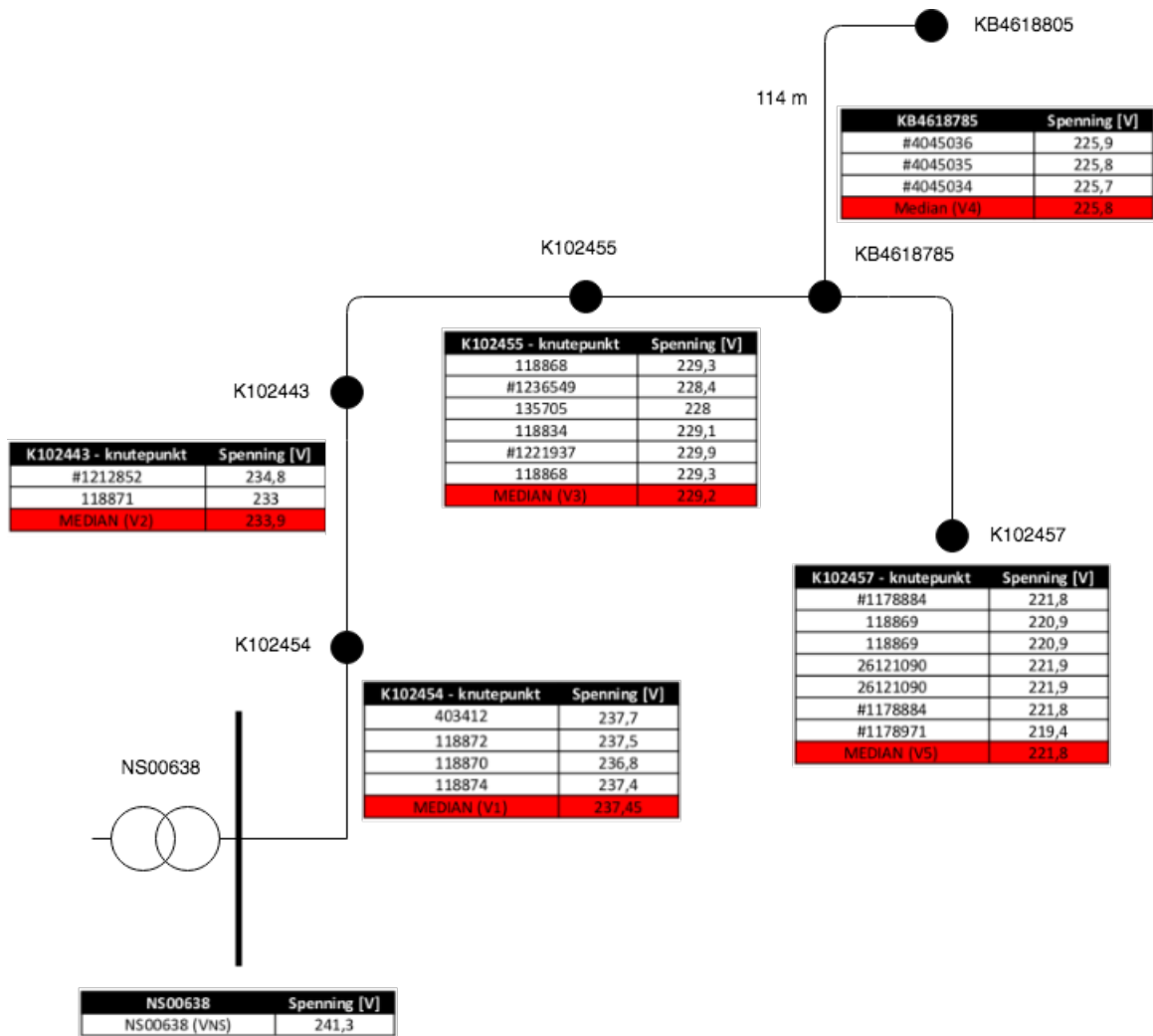
Det sees fra figur A.2 at den første grønne raden ikke viser den kablen med høyest effektflyt fra NS00638. Likevel er det den kablen som har størst effektflyt i den delen av lavspenningskretsen som blir analysert og velges derfor som første ledd i hovedradialen. Listen er hentet fra lastflytberegninger foretatt i NetBas.

Hovedradial	Effektflyt [kW]
NS00638T1	63625
K102454	43094
K102443	88881
K102455	14300
135705	

Figur A.3: Valgt hovedradial og tilhørende effektflyt. Effektflyten er mellom knutepunktene på hovedradialen



Figur A.4: Aktuell del av lavspenningskrets inkludert abonnenter langt unna hovedradial



Figur A.5: Aktuell hovedradial inkludert nye kunder og spenninger beregnet i NetBas

Bibliografi

- [1] G. Kjølle, “Det automatiserte og fleksible nettet etableres,” 2017, hentet: 08.02.18. [Online]. Available: <http://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2017/10/1050-Gerd-Kjoelle.pdf>

- [2] H. Sæle, “TARIFFER – EN KATALYSATOR ELLER HINDER FOR SYSTEMINNOVASJON?” 2017, hentet: 08.02.18. [Online]. Available: http://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2017/10/1715-Hanne-Saele_Tariff_Systeminnovasjon_Saele.pdf

- [3] M. Bjørk, “Smarte Nett og Nytteverdier,” 2014, hentet: 23.01.18. [Online]. Available: http://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2014/10/Dag2_0910_Bjoerk_EPOS-Consulting.pdf

- [4] Norges Lover, “Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. Kapittel 4.” [Online]. Available: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301/\T1\textsection4#KAPITTEL_4

- [5] A. H. Klippenberg, “Nytte av nye sensorer og AMS i distribusjonsnettet,” *2017 Upublisert prosjektoppgave*, 2017.

- [6] Norges Lover, “Forskrift om elektriske forsyningsanlegg,” 2006. [Online]. Available: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1626#KAPITTEL_3

- [7] REN, “REN blad 4020 LS Nett - Måling . Krav til teknologi for AMS målere for direkte målte anlegg , 230V og 400V,” no. 4020, 2012, hentet: 14.02.18. [Online]. Available: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/4020>

- [8] SINTEF, “AMS smarte målere,” hentet: 30.01.18. [Online]. Available: <http://www.sintef.no/avanserte-male-og-styringssystemer-ams/>
- [9] Schneider Electric, “PM750MG Product data sheet,” 2017.
- [10] Schneider Electric, “METSEPM3200 Product data sheet,” 2017.
- [11] Scandinavian Electric AS, “CVC-MINI_MC NETTANALYSATOR versjon 1,01,” 2013, hentet: 23.01.18. [Online]. Available: <https://www.micromatic.no/globalassets/inriver/resources/cvm-mini-mc-rs485-har.pdf>
- [12] J. Peppanen, S. Grijalva, M. J. Reno, and R. J. Broderick, “Distribution system low-voltage circuit topology estimation using smart metering data,” *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 2016-July, 2016.
- [13] G. Cavraro, R. Arghandeh, K. Poolla, and A. von Meier, “Data-driven approach for distribution network topology detection,” *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2015.
- [14] G. Cavraro, R. Arghandeh, and A. von Meier, “Distribution Network Topology Detection with Time Series Measurement Data Analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015.
- [15] G. Cavraro, R. Arghandeh, G. Barchi, and A. Von Meier, “Distribution network topology detection with time-series measurements,” *2015 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference*, 2015.
- [16] J. Yu, Y. Weng, and R. Rajagopal, “PaToPa: A Data-Driven Parameter and Topology Joint Estimation Framework in Distribution Grids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8950, no. c, pp. 1–13, 2017.
- [17] J. Smith, “Heuristics for conversion optimization,” hentet: 15.05.18. [Online]. Available: <https://www.jeremysaid.com/blog/heuristics-for-conversion-optimization/>
- [18] PQA, “Jordfeil og elbil-ladeproblemer,” hentet: 12.03.18. [Online]. Available: <https://pqa.no/jordfeil-og-elbil-ladeproblemer/>

- [19] Schneider Electric, "What is the MID [Measuring Instruments Directive]? - Schneider Electric FAQ," hentet: 20.04.18. [Online]. Available: <https://www.schneider-electric.com/en/faqs/FA274619/>