

Thomas Treider

# Beregning av avstand til enpolte feil i direktejordet transmisjonsnett

Masteroppgave i Energi og miljø  
Veileder: Hans Kristian Høidalen  
Juni 2019

**NTNU**  
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk  
Institutt for elkraftteknikk



Thomas Treider

# Beregning av avstand til enpolte feil i direktejordet transmisjonsnett

Masteroppgave i Energi og miljø  
Veileder: Hans Kristian Høidalen  
Juni 2019

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk  
Institutt for elkraftteknikk





## SAMMENDRAG

---

I denne oppgaven er det gjennomført testing av to ensidige og tre tosidige impedansbaserte algoritmer for beregning av avstand til enpolte feil i direktejordet transmisjonsnett. De to ensidige algoritmene som ble vurdert er to ulike varianter av algoritmen Modifisert Takagi, som benyttes av Statnett i deres applikasjon AutoDig i dag. I tillegg ble tre tosidige algoritmer valgt. De fem algoritmene som ble studert ble testet med hensyn på ledningslengde, feilsted, feilmotstand, målenøyaktighet i strøm- og spenningsmålinger, og med hensyn på unøyaktige verdier av ledningsparameterne. De tosidige algoritmene ble i tillegg vurdert med hensyn på usynkroniserte målinger.

Enpolte feil ble simulert ved å modellere en generisk 420 kV ledning i programmet ATP Draw.

Hovedfunnene i denne oppgaven er at AutoDigs nåværende algoritme presterer dårligst bant de algoritmene som er vurdert. Ved å anta lav feilmotstand, lave omsetningsfeil i måletransformatorer og presise ledningsparametere er den observerte presisjonen i overensstemmelse med den presisjonen som er rapportert ved reelle hendelser.

Videre ble det observert at de tosidige algoritmene var betydelig mer presise enn de ensidige algoritmene, og at disse også var mindre påvirket av variasjoner i samtlige av parameterne som ble variert. Det konkluderes med at det med stor sannsynlighet er mulig å oppnå en betydelig økning i presisjon ved å gå bort fra dagens algoritme til fordel for en av de tosidige algoritmene, men det har ikke vært anledning til å teste ut dette i praksis.

I tillegg til dette har det basert på resultater underveis i arbeidet blir foreslått to modifikasjoner av den allerede eksisterende algoritmen Modifisert Takagi. Disse to modifikasjonene innebærer en ensidig og en tosidig metode for å estimere feilstrømmens vinkel. Begge disse representerer betydelige forbedringer av AutoDigs algoritme, men resultatene er basert på simuleringer og er ikke verifisert i praksis.

Videre anbefales det å ta i bruk en algoritme for beregning av synkroniseringsvinkelen mellom målinger foretatt i hver ende av ledningen. Denne algoritmen er testet og funnet å være betydelig mer presis enn dagens metode benyttet av AutoDig. Dersom AutoDig skal benytte en tosidig algoritme basert på synkroniserte målinger foreslås det å benytte metoden beskrevet over for synkronisering av målinger i kombinasjon med den valgte algoritmen.



## ABSTRACT

---

In this thesis, testing of two one-end and three two-end impedance based algorithms for computing distance to single phase faults on transmission lines in solidly earthed networks has been carried out. The two one-end algorithms investigated are two different versions of the algorithm Modified Takagi, which is currently used by Statnett in their application AutoDig. In addition, three two-end algorithms were chosen. The five selected algorithms were tested with respect to various parameters, such as line length, fault location, fault resistance, inaccuracy in voltage and current measurements, as well as inaccuracy in line parameter values. The two-end algorithms were also evaluated with respect to unsynchronized measurements.

Single phase faults were simulated by creating a model of a generic 420 kV transmission line in the simulation program ATP Draw.

The main findings in the thesis are that AutoDig's current algorithm is the least accurate one among the algorithms that were evaluated. By assuming a low fault resistance, low measurement errors and precise line parameters, the observed precision is consistent with the precision reported in real cases.

Furthermore, it was observed that the two-end algorithms performed significantly better than the one-end algorithms. The two-end algorithms were also less influenced by variations in the parameters that were investigated. It is concluded that it is very likely that AutoDig will achieve a significant increase in precision by replacing the algorithm that is currently in use in favor of one of the two-end algorithms. However, testing these findings using data from real cases has not been possible.

In addition, two modifications to the already existing algorithm Modified Takagi have been proposed based on results obtained during this work. These modifications involve one one-end and one two-end method for estimating the fault current angle. Both modifications represent a significant improvement to AutoDig's algorithm. These results are, however, based on simulations and have not been verified using data from real cases.

Finally, an already existing algorithm for synchronizing measurements is suggested for use by AutoDig. This algorithm is among the selected five algorithms, and tests found this algorithm to be able to compute the synchronization angle precisely, thus synchronizing measurements with significantly higher precision than the method that is currently being used by AutoDig. If AutoDig is to utilize a two-end algorithm requiring synchronized measurements, it is suggested that the synchronizing algorithm mentioned above is used in conjunction with the selected algorithm.





## FORORD

---

Denne masteroppgaven har blitt skrevet våren 2019 som avslutningen av det femårige studiet Energi og miljø ved institutt for elkraftteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven representerer et stort arbeid, og jeg både håper og tror at resultatene fra dette arbeidet vil komme til nytte.

Masteroppgaven er gjennomført i samarbeid med Statnett som har bidratt med mye god veiledning og støtte underveis. En stor takk rettes til medveileder Christan Sundal Melaaen – for hans engasjement og støtte underveis i arbeidet med både fordypningsprosjektet og denne masteroppgaven, og for at jeg har fått være med å forme denne oppgaven så mye som jeg har gjort. I tillegg skal det rettes en fortjent takk til Anders Elvebakk for hans hjelp med datamodellen som ble benyttet i arbeidet.

Og sist men ikke minst vil jeg rette en stor takk til min hovedveileder Hans Kristian Høidalen for hans hjelp til å utforme oppgaven, for mange gode råd og innspill på veien, og for å ha vært tilgjengelig for faglige diskusjoner og tilbakemeldinger fra start til slutt.

Trondheim, 03.06.2018

Thomas Treider



# 1 INNHOLD

---

Figurer .....	xi
Tabeller.....	xiii
Ordliste .....	xv
1 Innledning .....	1
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Problemstilling .....	2
1.3 Avgrensninger .....	2
1.4 Oppbygning av oppgaven .....	3
1.5 Metodebeskrivelse .....	4
2 Modellering av kraftledning .....	5
2.1 Modell for korte ledninger .....	5
2.2 Modell for middels lange ledninger.....	5
2.3 Modell for lange ledninger.....	5
2.4 Enpolte feil.....	6
3 Avstandsberegninger .....	9
3.1 Klassifisering av metoder .....	9
3.2 Impedansbaserte metoder.....	9
3.2.1 Ensidig beregning av impedans.....	9
3.2.2 Tosidig beregning av impedans.....	13
3.3 Travelling wave .....	17
3.4 Avstandsberegninger i AutoDig .....	18
3.4.1 AutoDig .....	18
3.4.2 Implementering av Modifisert Takagi i AutoDig .....	19
3.4.3 Parametere i modellen .....	19
3.4.4 Målinger av strøm og spenning .....	20
4 Testing av eksisterende algoritmer .....	23
4.1 Modellering av systemet .....	23
4.2 Etterbehandling i MATLAB .....	24
4.3 Gjennomføring og resultater .....	26
4.3.1 Betydningen av ledningslengde og feilposisjon.....	26
4.3.2 Betydningen av kapasitans.....	29

4.3.3	Betydningen av feilmotstand .....	32
4.3.4	Betydningen av målefeil .....	35
4.3.5	Betydningen av ledningsparametere .....	41
4.3.6	Betydningen av usynkroniserte målinger .....	43
4.3.7	Konvergenstid .....	45
4.4	Diskusjon av resultater .....	47
5	Forbedringsforslag .....	49
5.1	Forslag 1 - Forbedret beregning av Beta .....	49
5.1.1	Estimering av feilstrømmens vinkel.....	49
5.1.2	Betydningen av ledningslengde og feilsted .....	53
5.1.3	Betydningen av feilmotstand .....	55
5.1.4	Betydningen av målefeil.....	57
5.1.5	Betydningen av ledningsparametere .....	58
5.1.6	Betydningen av usynkroniserte målinger .....	59
5.2	Forslag 2 - Synkronisering av usynkroniserte målinger .....	61
5.2.1	Beregning av synkroniseringsvinkel ved Algo6 .....	61
5.2.2	Synkronisering av målinger ved Algo6.....	62
5.2.3	Betydningen av målefeil.....	63
5.2.4	Betydningen av ledningsparametere .....	66
5.3	Diskusjon av resultater .....	67
5.3.1	Forslag 1 .....	67
5.3.2	Forslag 2 .....	67
5.3.3	Oppsummering .....	68
6	Konklusjon.....	69
6.1	Oppsummering .....	69
6.2	Feilkilder og begrensninger av resultat .....	71
6.3	Forslag til videre arbeid .....	71
6.4	Konklusjon.....	72
7	Referanser .....	73
A	Symmetriske komponenter .....	75
A.1	Pluss-, minus- og nullsystem .....	75
A.2	Impedanser i pluss-, minus- og nullsystemet .....	76
A.2.1	Last.....	76

A.2.2	Luftledninger .....	77
A.2.3	Generatorer .....	78
B	Matlab-kode .....	81
B.1	averageEstimates.m .....	81
B.2	Tkonvergens.m .....	81
C	Sammenligning av løsninger for tosidige algoritmer .....	83



# FIGURER

Figur 2.1 - Modell for kort kraftledning (hentet fra [7]) .....	5
Figur 2.2- PI-line modell for medium lange ledninger (hentet fra [7]) .....	5
Figur 2.3 - Modell for lange ledninger (hentet fra [7]) .....	5
Figur 2.4 - Enpolet feil med omkringliggende nett representert ved Thévenin-ekvivalenter .....	6
Figur 2.5 - Strømmer ut av bus F .....	7
Figur 2.6 – Diagram for enpolet feil ved bruk av symmetriske komponenter .....	8
Figur 3.1 - Énlinjeskjema for feil på kraftledning (hentet fra [9]) .....	9
Figur 3.2 - Takagi dekomponerer nettverket ved feil (hentet fra [9]) .....	10
Figur 3.3 - Nullsystemet ved enpolet feil til bruk i Modifisert Takagi .....	12
Figur 3.4 – Modelling av enpolet feil for symmetrisk komponent «i» (hentet fra [4]).....	13
Figur 3.5 - Flytdiagram for AutoDigs funksjonalitet (hentet fra [19]).....	18
Figur 3.6 - Flytdiagram for avstandsberregning i AutoDig (hentet fra [2]) .....	20
Figur 3.7 - Synkronisering av feilskriveropptak med ulik samplingfrekvens.....	22
Figur 3.8 - Synkronisering av feilskriveropptak med lik samplingfrekvens.....	22
Figur 4.1 - ATP Draw-modell for simulering av enpolet feil på kraftledning.....	23
Figur 4.2 - Filtrering av spenningmåling med moving average-filer .....	25
Figur 4.3 - Prosentvist avvik for Algo5 ved bruk av pluss-, minus- eller nullsystem.. L=150 km, $Rf = 1\Omega$ .....	26
Figur 4.4 – Prosentvist avvik for Algo1-Algo6 ved ulike feilsteder .....	28
Figur 4.5 – Prosentvist avvik for Algo4 med og uten kapasitans på ledningen.....	29
Figur 4.6 – Prosentvist avvik for Algo1, Algo2 og Algo3 med og uten kapasitans på ledningen .....	30
Figur 4.7 - Beregning av $\beta$ ved modell uten kapasitans .....	31
Figur 4.8 - Beregning av $\beta$ ved modell som inkluderer kapasitans.....	31
Figur 4.9 - Prosentvist avvik for alle algoritmer når $Rf$ varieres, L=100 km.....	33
Figur 4.10 - Beregning av $\beta$ ved ulike verdier av $Rf$ .....	34
Figur 4.11 - Prosentvist avvik for Algo1-6 ved målefeil i strømmen $I_A$ .....	38
Figur 4.12 - Prosentvist avvik for Algo1-6 ved målefeil i spenning $V_A$ .....	39
Figur 4.13 - Prosentvist avvik for Algo4, Algo5 og ALgo6 ved målefeil i strømmen $I_B$ og spenningen $V_B$ .....	40
Figur 4.14 - Prosentvist avvik for Algo1-6 ved unøyaktige verdier for serieimpedansen til ledningen.....	42
Figur 4.15 - Prosentvist avvik for Algo5 og Algo6 ved unøyaktige verdier for ledningens kapasitans .....	43
Figur 4.16 - Prosentvist avvik for tosidige algoritmer ved forsinkelsen T [ms] mellom målinger foretatt i stasjon A og B. Ledningslengde L=100 km, feilsted $d=0.2$ p.u., feilmotstand $Rf = 1\Omega$ .....	44
Figur 4.17 - Prosentvist avvik for Algo6 når $\delta_0 = -90$ grader .....	44
Figur 4.18 - Illustrasjon av konvergenstid. Feilen inntreffer ved $t = 50$ ms, og medfører at $Tk \approx 80$ ms.....	45
Figur 4.19 - Treg demping av $IB0$ gir treg konvergens for avstandsestimaten .....	45
Figur 4.20 - Uforutsigbare transiente svingninger påvirker konvergenstiden. L=100 km, $Rf = 1\Omega$ .....	46
Figur 4.21 - Konvergenstid for Algo1-Algo6. L=100 km, $Rf = 1\Omega$ .....	46
Figur 5.1 - Beregning av feilstrømmens vinkel ved bruk av pluss-, minus- og nullsystemet .....	49
Figur 5.2 - Beregning av vinkelen til feilstrømmen $I_f$ .....	50
Figur 5.3 - Beregning av $\beta_1$ - $\beta_6$ .....	52
Figur 5.4 - Prosentvist avvik for algoritmene 1, 2, 3, 7, og 8 som funksjon av feilsted .....	54
Figur 5.5 - Prosentvist avvik for Algo1, 2, 3, 7 og 8 som funksjon av $Rf$ , L=100 km .....	56
Figur 5.6 - Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8 ved målefeil i strømmen $I_A$ .....	57
Figur 5.7 - Prosentvist avvik for Algo7 og ALgo8 ved målefeil i spenningen $V_A$ .....	57
Figur 5.8 - Prosentvist avvik for Algo8 ved målefeil i strømmen $I_B$ .....	58
Figur 5.9 - Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8 ved målefeil i ledningsparametere .....	58
Figur 5.10 - Prosentvist avvik for Algo5 og Algo8 ved forsinkelsen T [ms] mellom målinger foretatt i stasjon A og B. Ledningslengde L=100 km, feilmotstand $Rf = 1\Omega$ , feilsted $d=0.2$ p.u. og $0.8$ p.u.....	59
Figur 5.11 - $IA0$ og $IB0$ ved ulike feilsteder på ledningen .....	60

Figur 5.12 - Beregning av delta ved Algo6 for ulike tidsforsinkelser. Til venstre er startverdien $\delta_0 = 0$ , og til høyre er $\delta_0 = -90^\circ$ . $L=100$ km, $R_f = 1\Omega$ , $d=0.5$ p.u. ....	61
Figur 5.13 – Prosentvist avvik for Algo5 og Algo8 når Algo6 benyttes til synkronisering av målinger. $L=100$ km, $R_f = 1\text{ohm}$ .....	62
Figur 5.14 - Prosentvist avvik for Algo5 og Algo8 ved usynkroniserte målinger ( $T=0.019$ ms og $0.036$ ms).....	63
Figur 5.15 - Algo6 beregner synkroniseringsvinkelen ved målefeil i strøm eller spenning.....	64
Figur 5.16 - Beregning av $\delta$ ved Algo6 ved ulike tidsforsinkelser og målefeil i strøm og spenning. $L=100$ km, $R_f = 1\Omega$ , $d=0.5$ .....	65
Figur 5.17 - Beregning av $\delta$ gjort av Algo6 ved målefeil i ledningsparametere. Merk skaleringen av y-aksen til høyre.....	66
Figur 5.18 - Beregning av $\delta$ ved Algo6 ved ulike tidsforsinkelser og upresise ledningsparametere. $L=100$ km, $R_f = 1\Omega$ , $d=0.5$ p.u. Merk skaleringen av y-aksen til høyre. ....	66
Figur A.1 – Visere i pluss-, minus- og nullsystem (hentet fra [7]) .....	75
Figur A.2 - Stjernekoblet last (hentet fra [7]) .....	76
Figur A.3 - Sekvensdiagrammer for stjernekoblet last (hentet fra [7]).....	77
Figur A.4 - Stjernekoblet generator (hentet fra [7]).....	78
Figur A.5 - Sekvensdiagram for stjernekoblet generator (hentet fra [7]) .....	79



# TABELLER

---

Tabell 3.1 - Parametere brukt i Takagi (hentet fra [9]).....	11
Tabell 4.1 - Modelldata .....	24
Tabell 4.2 - Prosentvist avvik for Algo1-Algo6 ved ulike feilsteder, L=50 km.....	27
Tabell 4.3 - Prosentvist avvik for Algo1-Algo6 ved ulike feilsteder, L=100 km.....	27
Tabell 4.4 - Prosentvist avvik for Algo1-Algo6 ved ulike feilsteder, L=150 km.....	27
Tabell 4.5 - Prosentvist avvik for alle algoritmer når $R_f$ varieres, L=100 km.....	32
Tabell 4.6 - Prosentvist avvik for tosidige algoritmer ved forsinkelsen T [ms] mellom målinger foretatt i stasjon A og B. Ledningslengde L=100 km, feilmotstand $R_f = 1\Omega$ .....	43
Tabell 5.1 – Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8, $R_f = 1\Omega$ .....	53
Tabell 5.2 – Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8, $R_f = 10\Omega$ .....	53
Tabell 5.3 - Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8 når $R_f$ varieres, L=100 km.....	55
Tabell 5.4 - Prosentvist avvik for Algo5 og Algo8 ved forsinkelsen T [ms] mellom målinger foretatt i stasjon A og B. Ledningslengde L=100km, feilmotstand $R_f = 1\Omega$ .....	59
Tabell 5.5 – Prosentvist avvik for Algo5 når usynkroniserte strøm- og spenningsmålinger synkroniseres ved hjelp av Algo6. Tiden T er forsinkelse mellom A og B før synkronisering. L=100 km, $R_f = 1\Omega$ .....	62
Tabell 5.6 - Prosentvist avvik for Algo8 når usynkroniserte strøm- og spenningsmålinger synkroniseres ved hjelp av Algo6. Tiden T er forsinkelse mellom A og B før synkronisering. L=100 km, $R_f = 1\Omega$ .....	62



## ORDLISTE

---

<b>AutoDig</b>	Automatisk diagnose – dataverktøy utviklet av Statnett.
<b>COMTRADE</b>	<b>C</b> ommon format for <b>T</b> ransient <b>D</b> ata <b>E</b> xchange for power systems. Standardisert format for lagring av data fra kraftsystemet, for eksempel fra feilskrivere [1].
<b>Enpolet feil</b>	En-, to- eller trepolet feil brukes for å betegne feil som involverer henholdsvis én, to eller tre av fasene i et trefasesystem.
<b>GIK/HGIK</b>	Gjeninnkobling/ Hurtig gjeninnkobling.
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition. System for styring og overvåking av kraftsystemet.



# 1 INNLEDNING

---

## 1.1 BAKGRUNN

De siste fem årene har Statnett hatt 680 feil på sine kraftledningsanlegg (kilde: Statnett [2]). 76 av disse er registrert som varige feil, det vil si feil der korrigerende vedlikehold er nødvendig. Brukererfaringer tilsier at dagens metode for avstandsberegninger (ensidig impedansbasert metode) gir avvik i området  $\pm 5\%$ . Forfatteren av [3] observerte gjennomsnittlig avvik i området 0.5%-9% for 9 ulike kraftledninger basert på 42 historiske feilhendelser av typen fase-jord-feil. Disse avvikene representerer imidlertid beregninger gjort med ulike kilder til ledningenes impedans, og feilmotstanden har vært ukjent i alle tilfellene. I [3] er det foreslått endringer som kan redusere dette avviket for enpolte feil til  $< 2\%$ . Da disse endringene ikke er implementert i praksis er det noe usikkerhet knyttet til disse resultatene.

Avstandsberegninger med en presisjon på omkring 2% medfører likevel et betydelig avvik målt i antall kilometer da Statnett primært drifter ledninger med lengde 50-150 km. Statnett ønsker å redusere denne unøyaktigheten i sine avstandsberegninger, og begrunner dette med at et mindre leteområde vil bidra positivt til HMS, kvalitet, forsyningsikkerhet, økonomi og effektivitet.

Det pågår i dag et prosjekt i Statnett som undersøker mulighetene for bruk av Travelling Wave-teknologi til avstandsberegninger. Teknologien skal ifølge produsenter gi et avvik på noen hundre meter, noe som vil være en klar forbedring av dagens presisjon. Full dekning av alle ledninger med Travelling Wave ligger imidlertid flere år frem i tid, og representerer en stor økonomisk investering. Kostnaden knyttet til installasjon av Traveling Wave-enheter for å dekke én ledning er estimert til å være omkring 500 000 kr (kilde: Statnett [2]). Prosjektets tidshorisont medfører at Statnett vil måtte basere seg på impedansbaserte metoder for avstandsberegninger frem til Travelling Wave eventuelt innføres om noen år. Dersom det eksisterer impedansbaserte metoder som kan gi tilstrekkelig høy presisjon på enkelte ledninger kan dette potensielt gi besparelser ved å redusere antall Travelling Wave-enheter som må installeres i transmisjonsnettet.

AutoDig, dataverktøyet som blant annet foretar avstandsberegninger i Statnett i dag, har opplevd avvik ved bruk av dagens løsning, og ved flere driftsforstyrrelser har estimert feilsted hatt flere kilometers usikkerhet. Det er uvisst akkurat hva som fører til dette da det kan ha flere årsaker, blant annet upresise ledningsdata eller upresise målinger av strøm og spenning. Usikkerheten kan også skyldes svakheter ved algoritmen som i dag benyttes for å beregne avstand til feil.

Avstandsberegningen i AutoDig er basert på algoritmen Modifisert Takagi. Den eksakte løsningen av algoritmen krever kjennskap til flere parametere som sjeldent er tilgjengelige, og AutoDig benytter derfor en forenklet variant av algoritmen. En sentral del av denne oppgaven er derfor å sammenligne disse to variantene, og å undersøke hvor god den forenklete varianten er. Et av målene med oppgaven er å avdekke når denne forenklete varianten presterer godt, hvilke parametere som påvirker den, og om unøyaktigheten som observeres her er nok til å forklare de avvik som observeres i praksis.

I tillegg til dette skal oppgaven også evaluere veien videre for avstandsberegninger i AutoDig, noe som innebærer å vurdere andre alternativer. Et utvalg av tosidige algoritmer testes derfor samtidig. Disse er valgt ut med utgangspunkt i at de skal være like enkle å implementere som dagens metode, der behovet for avanserte dataverktøy skal unngås.

Modellen som benyttes er spesielt utformet for å kunne simulere jordslutninger i transmisjonsnettet (300kV/420kV), som er det nivået alle AutoDigs hendelser inntreffer på per i dag. De fleste algoritmene som testes her har delvis blitt testet på samme måte tidligere i sine respektive publikasjoner. Dette har imidlertid vært gjort på ulike modeller, ofte på lavere spenningsnivåer. Det er derfor ønskelig å teste alle disse på den samme modellen for bedre å kunne sammenligne de ulike algoritmene med hverandre. Det er også ønskelig å teste ut en del faktorer som er dårligere dokumentert. For Modifisert Takagi innebærer dette å forstå betydningen av nettets kapasitans, samt den parameteren i modellen (strømdelingsfaktoren  $\beta$ , forklart i avsnitt 3.2.1.2) som AutoDig i dag gjør en forenklet beregning av. For de tosidige algoritmene er det spesielt interessant å se hvor godt disse tolererer usynkroniserte målinger, samt hvor sårbare disse er for unøyaktigheter i strøm- og spenningsmålingene sammenlignet med Modifisert Takagi.

## 1.2 PROBLEMSTILLING

Med den bakgrunnen som beskrevet ovenfor er formålet med denne oppgaven på overordnet plan en evaluering av AutoDigs algoritme for avstandsberegning, og hvordan denne bør se ut i fremtiden. Dagens metode er enkel i sin natur da den krever få målinger, men i gjengjeld har den også begrensninger. Mer nøyaktige metoder krever gjerne tosidige målinger av strøm og spenning, og har derfor vært mer krevende å innføre. Algoritmer som krever flere parametere kan dessuten tenkes å være mer påvirket av upresise målinger av disse parameterne.

I denne masteroppgaven skal det foretas en gjennomgang av et utvalg av de ulike algoritmene som eksisterer for beregning av avstand til feil, der generelle styrker og svakheter belyses. Dagens algoritme skal gjennomgås og simuleres, og unøyaktigheten til algoritmen skal forsøkes belyses gjennom tester der ulike parametere som påvirker resultatene varieres. Et utvalg av lovende alternativer til dagens metode presenteres kort og evalueres gjennom tilsvarende simuleringer.

*«Evaluer nåværende algoritme for avstandsberegning i AutoDig, og vurder denne opp mot alternative tosidige algoritmer. Vurder styrker, svakheter og eventuelle tekniske utfordringer ved ulike alternativer, og komme med en anbefaling for hvilken algoritme som benyttes i fremtiden».*

## 1.3 AVGRENSNINGER

Følgende avgrensninger av oppgaven gjelder:

- Det er bare feil av typen enpolet feil mellom fase og jord som undersøkes
- Direktejordet transmisjonsnett (300 kV/420 kV)
- Det vurderes bare modeller som benytter én- og tosidige målinger av fundamentalkomponenten til strøm og spenning, det vil si impedansbaserte metoder.
- Kun modellering av enkel transmisjonsledning uten parallelle linjer eller T-avgreininger.
- Ledningene antas å være transponerte med uniformt fordelt impedans uten seriekompensering.
- Algoritmene som vurderes skal ikke kreve bruk av avanserte dataverktøy for å løse analytiske ligninger og symbolsk matematikk, slik at algoritmene kan implementeres i de fleste programmeringsspråk uten store utfordringer.

#### 1.4 OPPBYGNING AV OPPGAVEN

Masteroppgaven er strukturert som følger:

Kapittel 1 inneholder en innledning som tar for seg bakgrunnen for oppgaven, avgrensninger, problemstilling og metodebeskrivelse.

Kapittel 2 er et kort teorikapittel som presenterer ulike ledningsmodeller og modellering av enpolte feil.

Kapittel 3 er et teorikapittel som tar for seg avstandsberegninger. Kapitlet gir en kort oversikt over hvordan forskjellige algoritmer klassifiseres, og illustrerer de ulike variantene. Algoritmene som testes videre i oppgaven, inkludert den algoritmen som benyttes av AutoDig i dag, presenteres og forklares. I tillegg inneholder kapitlet en presentasjon av AutoDig, hvordan avstandsberegning er implementert i AutoDig i dag, samt hvilke målinger og data som samles inn til dette formålet.

I kapittel 4 foretas datamodellering- og simulering av enpolte feil. De utvalgte algoritmene testes, og ulike parametere i modellen varieres. Ledningslengde, feilsted, feilmotstand og usynkroniserte målinger undersøkes. I tillegg testes betydningen av unøyaktige strøm- og spenningsmålinger, samt unøyaktige ledningsparametere.

I kapittel 5 presenteres to forslag til endring av de algoritmene som har blitt behandlet i oppgaven. Disse er basert på funn gjort i arbeidet med kapittel 4. Disse endringene behandles som egne algoritmer, og disse testes på samme måte som de øvrige algoritmene i kapittel 4.

Basert på de testene som er utført ble det ansett som mest hensiktsmessig å presentere både gjennomføring og resultater fortløpende i kapittel 4 og 5. Resultatene i disse kapitlene diskuteres i slutten hvert kapittel.

Kapittel 6 oppsummerer hovedfunnene fra kapittel 4 og 5, og presenterer en konklusjon. Begrensninger ved resultatene drøftes, og forslag til videre arbeid gis.

Vedlegg A inneholder teori om symmetriske komponenter.

Vedlegg B inneholder relevant MATLAB-kode.

Vedlegg C inneholder resultater for de tosidige algoritmene fra [4]. Algoritmene har flere mulige løsninger av sine ligninger, der bruken av pluss-, minus- eller nullsystemet sammenlignes.

## 1.5 METODEBESKRIVELSE

Et av målene med oppgaven er å vurdere alternativer til den algoritmen som benyttes av AutoDig i dag. For å finne frem til dette ble det foretatt et litteratursøk der målet var å kartlegge de mulighetene som finnes blant impedansbaserte algoritmer. Blant ensidige algoritmer har tidligere arbeider [5] vist at Modifisert Takagi, algoritmen som benyttes av AutoDig i dag, presterer best. Litteratursøket har derfor fokusert på tosidige algoritmer. I hovedsak har boken *Fault Location on Power Networks* [4] blitt benyttet som kilde. Algoritmene som er presentert i denne boken er allerede vurdert og selektert, og anses derfor som robuste. To algoritmer fra denne boken ble så valgt:

- Tosidig algoritme basert på ledningsmodell med distribuerte parametere. Algoritmen forutsetter synkroniserte målinger.
- Tosidig algoritme basert på ledningsmodell som ser bort fra kapasitans på ledningen. Algoritmen krever ikke synkroniserte målinger.

Disse to algoritmene ble valgt da de til sammen er egnet til å vurdere betydningen av ledningsmodellen som benyttes, og for å vurdere viktigheten av synkroniserte målinger.

I tillegg til disse to ble enda en tosidig algoritme [6] funnet gjennom et litteratursøk på Oria.no. Algoritmen ble valgt da den benytter ledningsmodell med distribuerte parametere, noe som angivelig skal gi best presisjon, samt at algoritmen ikke krever synkroniserte målinger. I tillegg er algoritmen den eneste blant algoritmene som studeres i denne oppgaven som beregner synkroniseringsvinkelen mellom målingene foretatt i hver ende av ledningen, og som løses ved numeriske metoder.

For å kunne teste de utvalgte algoritmene ble det utviklet en modell i simuleringsverktøyet ATP Draw. Ledningsdata og data for omkringliggende nett ble beregnet i samarbeid med Statnett. Detaljert beskrivelse av modellen er gitt i kapittel 4.1.

Tidligere masteroppgaver knyttet til AutoDig og avstandsregninger baserte seg primært på empiriske forsøk der ensidige algoritmer ble testet på reelle caser med tilhørende feilskriveropptak [5], [3]. Et formål med datamodellen i denne oppgaven var å kunne isolere hver enkelt parameter i modellen, og dermed kunne studere betydningen av de ulike parameterne hver for seg.

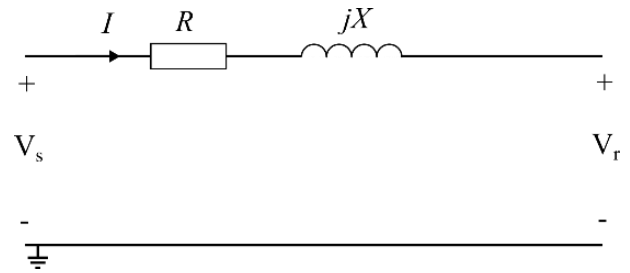


## 2 MODELLERING AV KRAFTLEDNING

Sammenlignet med resistansen  $R$  og induktansen  $L$  er betydningen av kapasitansen mindre. Ettersom analysen av kraftledninger forenkles kraftig år kapasitansen kan neglisjeres benyttes det ulike modeller for kraftledninger basert på ledningens lengde [7].

### 2.1 MODELL FOR KORTE LEDNINGER

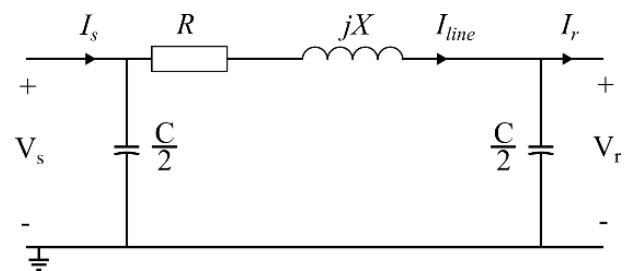
Ledninger klassifiseres i denne sammenheng som korte derom lengden  $L < 80$  km [7]. For disse ledningene er kapasitansen i praksis så liten at den neglisjeres fullstendig fra modellen. Serieparameterne  $R$  og  $X = \omega L$  antas dermed å kunne representeres som konsentrerte verdier der fordelingen langs ledningen ikke spiller noen rolle. Se Figur 2.1.



Figur 2.1 - Modell for kort kraftledning (hentet fra [7])

### 2.2 MODELL FOR MIDDELS LANGE LEDNINGER

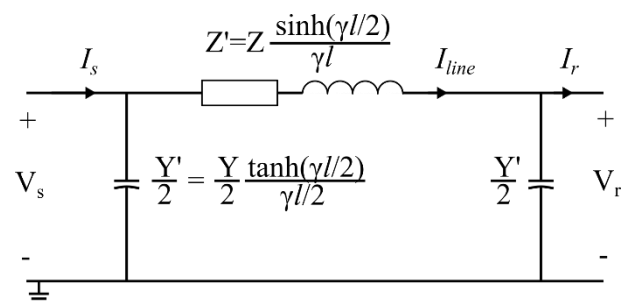
Når lengden på ledningen overstiger 80 km er ikke lenger kapasitansen neglisjerbar. Ledninger mellom 80 km og 250 km regnes som medium-lengde [7]. Her inkluderes kapasitansen, men en akseptert forenkling er se bort fra kapasitansens fordeling langs hele ledningens lengde. Kapasitansen deles derfor i to like deler som plasseres i hver ende av ledningen. Serieelementene  $R$  og  $L$  kan dermed fortsatt representeres som konsentrerte parametere slik som tidligere. Resultatet er en «PI-line model», som kan benyttes med rimelig nøyaktighet for ledninger under 250 km. Se Figur 2.2.



Figur 2.2- PI-line modell for medium lange ledninger (hentet fra [7])

### 2.3 MODELL FOR LANGE LEDNINGER

Når ledningens lengde overstiger 250 km er ikke lenger PI-line modellen nøyaktig nok. I realiteten er ledningsparameterne distribuerte, og man må derfor operere med impedanser i  $\Omega/m$ . Grunnen til dette er at den totale kapasitansen til ledningen er fordelt utover hele ledningens lengde. Strømmen  $I_s$  som flyter inn mot ledningen vil gradvis reduseres etter hvert som kapasitive strømmer lekker mot jord. Strømmene  $I_s$  og  $I_r$  er dermed ikke like store, og det er heller ikke lenger rimelig å anta at den samme strømmen  $I_{line}$  passerer gjennom alle serieelementene i kretsen.



Figur 2.3 - Modell for lange ledninger (hentet fra [7])

For å ta høyde for de distribuerte parameterne er det utviklet en egen modell, se Figur 2.3. Modellen er forklart i [7] og utledes ikke i sin helhet her. I modellen er  $l$  ledningens lengde, og  $\gamma = \sqrt{(r + j\omega L)(g + j\omega C)}$ .

Konduktansen  $g$  neglisjeres som regel, slik at shunt-admittansen  $Y = j\omega C$  bare er gitt av kapasitansen.

Ledningens lengde spiller en sentral rolle når det kommer til hvilken innvirkning kapasitansen får på resultatet av en eventuell analyse. I tillegg til dette gjør spenningsnivået seg gjeldende. Generelt sett vil kapasitansen få større betydning på høyere spenningsnivåer, og ifølge [7] vil kapasitansen være av betydning for spenninger  $>69$  kV.

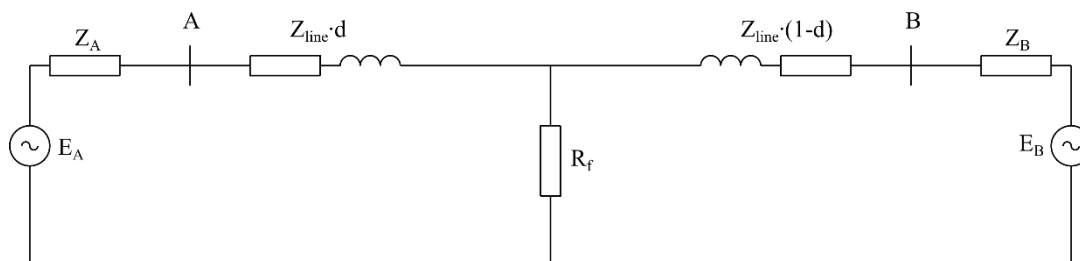
## 2.4 ENPOLTE FEIL

Enpolte feil kan modelleres ved å benytte en av ledningsmodellene over. Kortslutningen til jord modelleres som oftest ved en resistans da lysbuer antas å være resistive. To ledningssegmenter plasseres på hver side av feilstedet, og ledningsparameterne fordeles på de to segmentene for å modellere ulike feilsteder på ledningen.

For en presis gjengivelse av lysbuen bør en tidsavhengig funksjon benyttes for å modellere resistansen, slik at  $R_f = R_f(t)$ . Feilmotstanden vil endres under feilforløpet ettersom lysbuen utvikles, og dermed er en slik tidsvarierende beskrivelse mest presis. I praksis vil verdien av resistansen i lysbuen ikke være kjent på noe tidspunkt, og derfor vil de fleste algoritmer for avstandsberging være basert på en modell med konstant feilmotstand.

Den verdien av  $R_f$  som benyttes bør være representativ for den typen feil som skal modelleres. Kortslutninger som følge av lynnedslag eller kontakt mellom faselepp og mast som følge av vind vil kunne være i området  $0.5-10 \Omega$ , men i praksis sjeldent større enn  $3 \Omega$ . Ved kortslutninger som skyldes trepåfall eller fasebrudd kan motstanden imidlertid bli mye høyere [4]. For ledninger i transmisjonsnett er den typen høyohmige feil langt sjeldnere enn førstnevnte, ettersom de fleste kortslutningene her skyldes omgivelser som tordenvær og vind [8].

Det omkringliggende nettet kan modelleres ved å beregne Thévenin-ekvivalentene sett fra hver ende av ledningen, slik som illustrert i Figur 2.4.



Figur 2.4 - Enpolet feil med omkringliggende nett representert ved Thévenin-ekvivalenter

Ettersom enpolte feil ikke er symmetriske må teori for symmetriske komponenter benyttes for å analysere slike feil. Symmetriske komponenter er forklart i vedlegg A.

La feilstedet betegnes som bus F. Strømmen  $I_{Fa}$  som forlater denne stasjonen i fase a er feilstrømmen  $I_f$ , mens strømmene  $I_{Fb}$  og  $I_{Fc}$  som forlater bus F i fase b og c er lik null. Se Figur 2.5.

Ligning (A.10) gir at strømmene i pluss-, minus- og nullsystemet kan uttrykkes som:

$$\begin{aligned} I_F^0 &= \frac{I_{Fa}}{3} = \frac{I_f}{3} \\ I_F^1 &= \frac{I_{Fa}}{3} = \frac{I_f}{3} \\ I_F^2 &= \frac{I_{Fa}}{3} = \frac{I_f}{3} \end{aligned} \quad (2-1)$$

Spenningen i feilstedet kan fra Figur 2.5 uttrykkes som:

$$V_F = I_{Fa} \cdot R_f \quad (2-2)$$

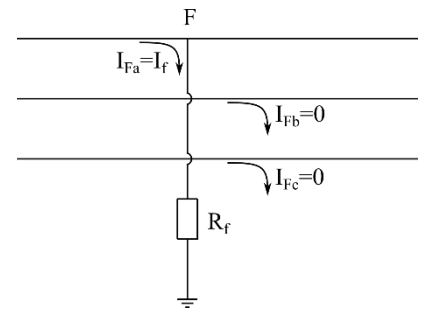
Ligning (2-2) og ligning (A.4) kombineres og gir ligning (2-3):

$$I_{Fa} = \frac{V_F^0 + V_F^1 + V_F^2}{R_f} \quad (2-3)$$

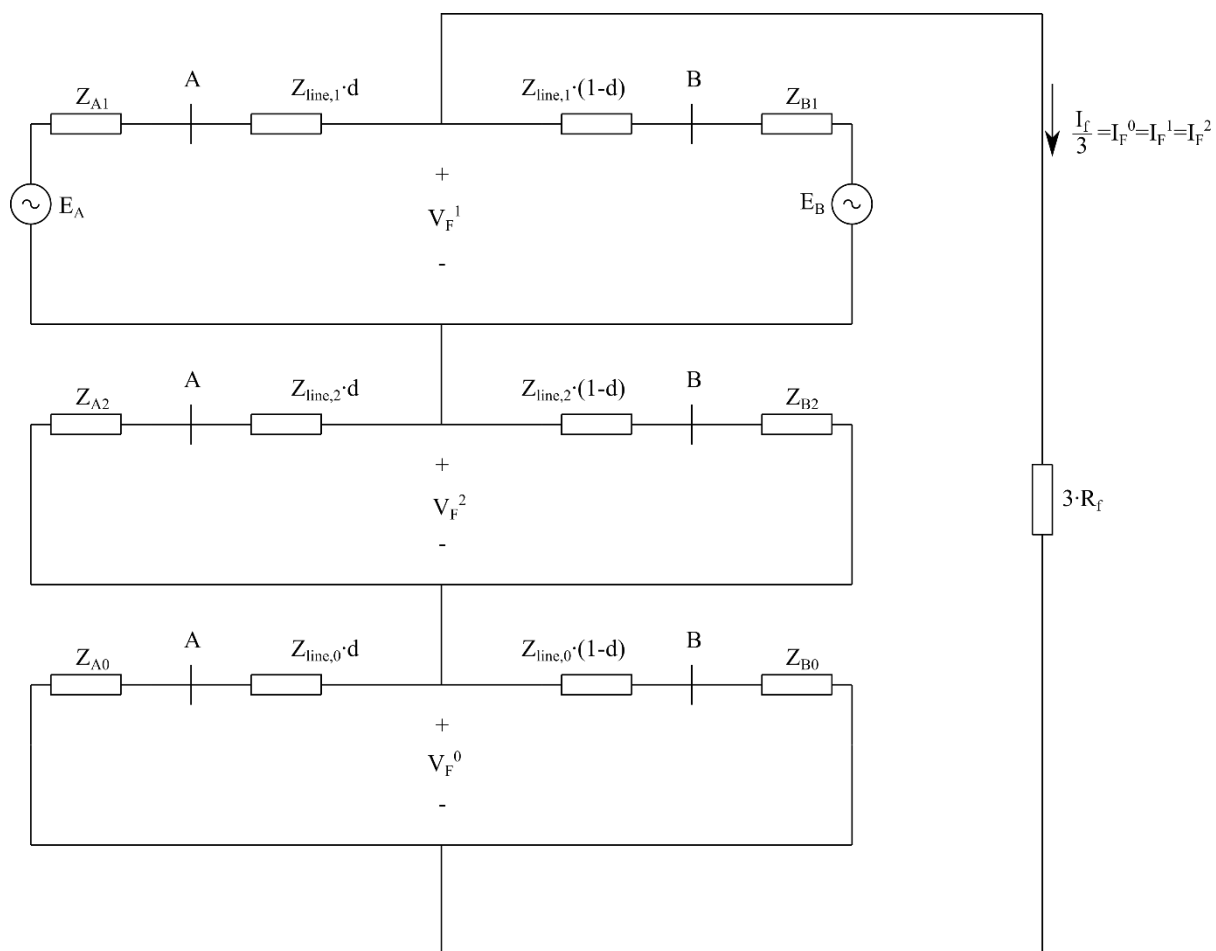
Ligningene (2-1) og (2-3) kombineres og gir:

$$\begin{aligned} I_F^0 \cdot 3 \cdot R_f &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\ I_F^1 \cdot 3 \cdot R_f &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\ I_F^2 \cdot 3 \cdot R_f &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \end{aligned} \quad (2-4)$$

Som ligningene illustrerer er det den samme strømmen som flyter gjennom de tre systemene. Ved å benytte sekvensdiagrammer for generatorer og ledninger slik som beskrevet i [7] kan kretsen i Figur 2.6 utledes.



Figur 2.5 - Strømmer ut av bus F



Figur 2.6 – Diagram for enpolet feil ved bruk av symmetriske komponenter

## 3 AVSTANDSBEREGNINGER

### 3.1 KLASSIFISERING AV METODER

Det er utviklet mange algoritmer for lokalisering av feil i kraftsystemet. De ulike algoritmene som eksisterer har ulike applikasjonsområder og forutsetninger. Noen er forbeholdt en spesifikk systemjording eller en spesifikk feiltype, og algoritmene krever ulike målinger fra én eller flere steder i kraftsystemet. Behovet for kjennskap til ulike ledningsparametere varierer også fra algoritme til algoritme. Det er imidlertid fellestrekk ved de ulike algoritmene, og [4] klassifiserer metodene som følger:

1. Impedansbaserte metoder som benytter seg av målinger av fundamentalkomponentene til strøm og spenning for å beregne den tilsynelatende impedansen mellom målested og feilsted.
2. Metoder basert på høyfrekvente overharmoniske komponenter i strømmer og spenninger som genereres ved feil.
3. Metoder basert på vandrebølger (travelling wave).
4. Metoder basert på bruk av kunstig intelligens og kunstig nevralt nettverk.

Algoritmer som faller inn under punkt 3 og 4 er mer avanserte, og som regel også krevende eller kostbart å implementere. Måling av vandrebølger er ansett for å gi svært presise avstandsberegninger, men krever i gjengjeld mer spesialutstyr for å implementeres. I denne oppgaven vil fokus være på metoder som faller inn under punkt 1, impedansbaserte beregninger.

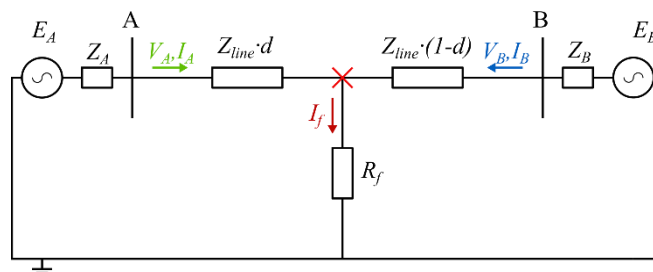
### 3.2 IMPEDANSBASERTE METODER

Felles for disse metodene er at de baserer seg på beregningen av impedansen mellom målested og feilsted, slik at denne kan sammenlignes med ledningens kjente impedans. En forutsetning er at den feilbefengte ledningen er identifisert, noe som kan være en utfordring ved jordfeil i spolejordede nett. Dessuten forutsettes det at ledningsimpedansen er uniformt fordelt utover ledningen, slik at den kan uttrykkes i  $\Omega/m$ . På denne måten kan den impedansen som beregnes benyttes for å finne avstanden til feilstedet.

Videre kan disse metodene deles i to underkategorier; metoder basert på ensidige og tosidige målinger. Beskrivelsene som følger er basert fullt og helt på [4], [9].

#### 3.2.1 Ensidig beregning av impedans.

Avstandsberegninger basert på ensidige målinger av strøm og spenning benytter kun målinger fra én av stasjonene tilknyttet ledningen. Betrakt Figur 3.1, hentet fra [9]. Her er kraftledningen representert ved en enkel modell som beskrevet i avsnitt 2.1. Omkringliggende nett er modellert ved sine Thévenin-ekvivalenter. Impedansen i feilstedet er antatt å være rent resistiv, som er en vanlig antagelse for lysbuer [4].



Figur 3.1 - Énlinjeskjema for feil på kraftledning (hentet fra [9])

En feil inntreffer en avstand  $d \cdot L$  fra stasjon A, der  $L$  er ledningens lengde og  $d \in [0, 1]$ . Kirchoffs lov gir følgende sammenheng mellom målt strøm og spenning i stasjon A:

$$V_A = d \cdot Z_{line} I_A + R_f I_f \quad (3-1)$$

Ved å dividere med den målte strømmen i A finner man

$$\frac{V_A}{I_A} = Z_{m\ddot{a}tt} = d \cdot Z_{line} + R_f \left( \frac{I_f}{I_A} \right) \quad (3-2)$$

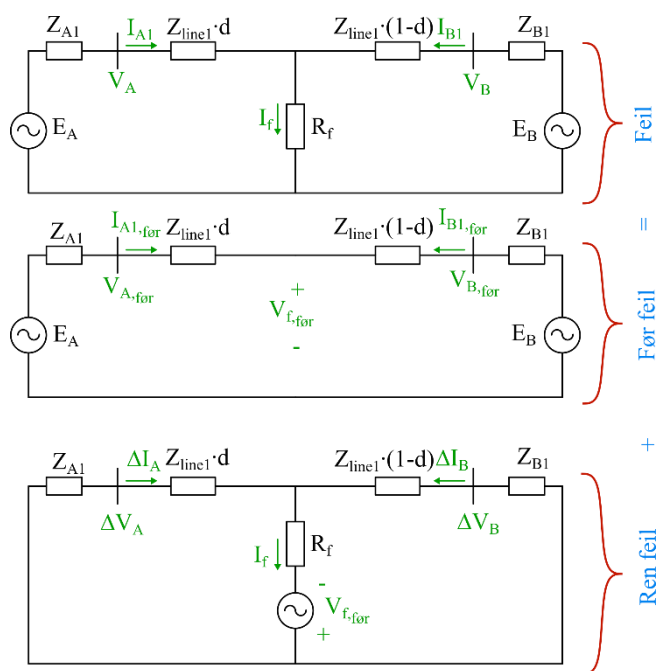
$Z_{m\ddot{a}tt}$  er den impedansen som tilsynelatende befinner seg mellom A og jord, basert på målingene av strøm og spenning i A. Ligning (3-2) viser at i de tilfellene hvor motstandene i feilstedet er tilnærmet null er dette akkurat den impedansen man ønsker å finne. I praksis kan ikke  $R_f$  antas lik null, og dermed har ligningen over tre ukjente:  $R_f$ ,  $I_f$  og  $d$ . Felles for de ulike metodene som benytter ensidige målinger for å beregne avstand til feil er at de på ulikt hvis forsøker å eliminere  $R_f$  og  $I_f$  fra ligningen over, slik at avstanden  $d$  kan beregnes. Blant disse kan metodene Takagi, modifisert Takagi, og Erikssons nevnes. Takagi og Modifisert Takagi er spesielt relevante for denne oppgaven og gjengis nedenfor basert på [9].

### 3.2.1.1 Takagi

Takagi beregner avstanden til feilstedet ved å se på nettverket for «ren feil», eller «*pure fault network*», slik som illustrert i Figur 3.2. Figuren illustrer hvordan nettverket ved en feil kan dekomponeres i et nettverk før feilen inntreffer, og et nettverk som kun består av «ren feil». Ren feil vil her si at nettverket kun inneholder endringene i strømmer og spenninger som følge av feilen. Subskriptet  $I$  i Figur 3.2 indikerer at impedansene som benyttes tilhører *pluss-systemet*. Pluss-systemet og symmetriske komponenter er grundigere forklart i Vedlegg A.

Algoritmen forutsetter så følgende:

- Nettverket er homogent, det vil si at ledningsimpedansen  $Z_{line}$  og Thevenin-impedansene  $Z_A$  og  $Z_B$  alle har samme vinkel.
- Laststrømmen  $I_B$  holder seg konstant lik sin pre-fault verdi under hele feilforløpet.



Figur 3.2 - Takagi dekomponerer nettverket ved feil (hentet fra [9])

Feilstrømmen  $I_f$  kan beregnes ved ligning (3-3) ved å benytte strømdeling i nettverket for *ren feil* i Figur 3.2.

$$I_f = \left( \frac{Z_{B1} + Z_{line1} + Z_{A1}}{(1-d)Z_{line1} + Z_{B1}} \right) \Delta I_A = |d_s| e^{j\beta_1} \cdot \Delta I_A \quad (3-3)$$

Ved å kombinere (3-1) og (3-3) får man (3-4).

$$V_A = d \cdot Z_{line1} I_A + R_f \cdot |d_s| e^{j\beta_1} \cdot \Delta I_A \quad (3-4)$$

Ligning (3-4) multipliseres med  $\Delta I_A^* e^{-j\beta_1}$  for å få ligning

$$V_A \Delta I_A^* e^{-j\beta_1} = d \cdot Z_{line1} I_A \Delta I_A^* e^{-j\beta_1} + R_f |d_s| \quad (3-5)$$

Avstanden  $x$  kan uttrykkes ved ligning (3-6) ved å sammenligne imaginærdelene til hver side av ligning (3-5)

$$d = \left( \frac{\text{Im}(V_A \Delta I_A^* e^{-j\beta_1})}{\text{Im}(Z_{line1} I_A \Delta I_A^* e^{-j\beta_1})} \right) \quad (3-6)$$

Faktoren  $\beta_1$  er ikke kjent, men fra ligning (3-3) ser man at antagelsen om et homogent nett medfører at  $\beta_1 = 0$ . Avstanden  $d$  til feil kan så beregnes ved ligning (3-7).

$$d = \left( \frac{\text{Im}(V_A \Delta I_A^*)}{\text{Im}(Z_{line1} I_A \Delta I_A^*)} \right) \quad (3-7)$$

Tabell 3.1 angir hvilke strømmer og spenninger som benyttes i Takagi ved ulike enpolte feil. Alle strømmer og spenninger refererer til målinger *under feil*, med unntak av størrelser med subskript *før*. Strømmen i nullsystemet er per definisjon identisk i alle de tre fasene. Nullsystemstrømmen i fase  $j$  er  $I_j^0 = \frac{1}{3} I_n$ , der  $I_n$  er strømmen som returnerer gjennom nøytralleder.

Feiltype	$V_A$	$I_A$	$\Delta I_A$
<b>Fase a – jord</b>	$V_{a,jord}$	$I_a + k_0 I_{A0}$	$I_a - I_{a,før}$
<b>Fase b – jord</b>	$V_{b,jord}$	$I_b + k_0 I_{A0}$	$I_b - I_{b,før}$
<b>Fase c – jord</b>	$V_{c,jord}$	$I_c + k_0 I_{A0}$	$I_c - I_{c,før}$
$k_0 = \frac{Z_{line0}}{Z_{line1}} - 1$			

Tabell 3.1 - Parametere brukt i Takagi (hentet fra [9])

### 3.2.1.2 Modifisert Takagi

Modifisert Takagi er en algoritme som kan benyttes for enpolte feil. Som navnet antyder er denne basert på Takagi-algortimene beskrevet i forrige avsnitt.

Ligning (3-7) blir erstattet med ligning (3-8). I følge [9] er denne substitusjonen mulig fordi  $I_0$  på samme måte som  $\Delta I_A$  kun eksisterer ved feil som involverer jord, og er lik null ved balanserte forhold.

Modifisert Takagi estimerer først en avstand  $d$  ved ligning (3-8):

$$d = \left( \frac{\text{Im}(V_A 3I_{A0}^*)}{\text{Im}(Z_{line1} I_A 3I_{A0}^*)} \right) \quad (3-8)$$

En av svakhetene til Takagi var antagelsen om et homogent system. Basert på strømdeling i nullsystem-nettverket i Figur 3.3 utledes en *strømfordelingsfaktor* i ligning (3-9), der vinkelen  $\beta_0$  er et mål på systemets grad av inhomogenitet. Merk at ligning (3-9) uttrykker den samme strømfordelingsfaktoren som ligning (3-3), men i dette tilfellet for nullsystemet.

$$|d_{s0}| \angle \beta_0 = \frac{Z_{A0} + Z_{line0} + Z_{B0}}{(1-d)Z_{line0} + Z_{B0}} \quad (3-9)$$

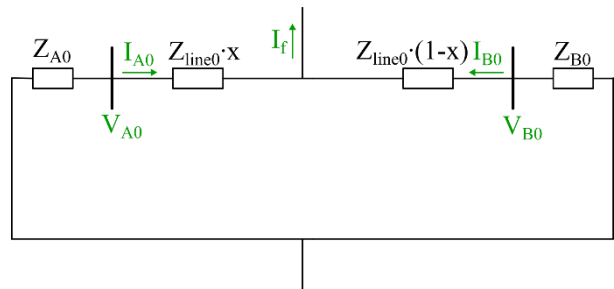
Ligning (3-9) viser at avstanden  $d$  må være kjent for å kunne beregne  $\beta_0$ , og det første estimatet av  $d$  fra ligning (3-8) brukes for å få en tilnærmet riktig verdi av  $\beta_0$ . Forenklingen som Takagi innførte i overgangen fra ligning (3-6) til ligning (3-7) er ikke lenger nødvendig og faktoren  $e^{-j\beta_0}$  gjenintroduseres slik at den endelige avstanden beregnes med ligning (3-10).

$$d = \left( \frac{\text{Im}(V_A 3I_{A0}^* e^{-j\beta_0})}{\text{Im}(Z_{line1} I_A 3I_{A0}^* e^{-j\beta_0})} \right) \quad (3-10)$$

Modifisert Takagi har dermed gjort to viktige endringer:

1. Erstatningen av  $\Delta I_A = I_A - I_{A,for}$  med nullsystemstrømmen  $I_0$  gjør at metoden ikke lenger er avhengig av målinger før feilen
2. Metoden utfører en ekstra iterasjon ved å inkludere beregningen av strømfordelingsfaktoren. Dette reduserer den iboende sårbarheten Takagi har ved et inhomogent nettverk [10].

Modifisert Takagi er først og fremst sårbar for unøyaktigheter i impedansene i nullsystemet, og for unøyaktigheter i beregningen av  $\beta_0$ . Impedansene i ligning (3-9) er sjeldent tilgjengelige, og  $\beta_0$  må derfor estimeres på annet vis. Impedansen i nullsystemet avhenger av jordingsforholdene, og erfaringsmessig er variasjonen gjennom året betydelig. Betydningen av jordresistivitet er undersøkt og behandlet i [3]. I følge [10] er Modifisert Takagi merkbart bedre enn Takagi for feil nære målepunktet, og sensitiviteten for feilmotstand er liten.



Figur 3.3 - Nullsystemet ved enpolet feil til bruk i Modifisert Takagi



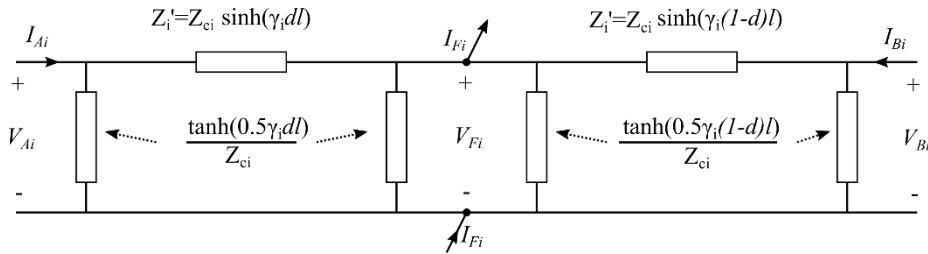
### 3.2.2 Tosidig beregning av impedans

Algoritmer som baserer seg på målinger fra begge ender av kraftledningen forsøker å forbedre avstandsberegningene ved å eliminere noen av svakhetene ved ensidige algoritmer [4]. Tosidige algoritmer for beregning av avstand til feil kan deles i to kategorier basert på hvorvidt målingene fra hver ende av ledningen er tidssynkroniserte.

I avsnittene 3.2.2.1 og 3.2.2.2 er tre utvalgte algoritmer presentert for å illustrere bruken av tosidige målinger. Disse ble funnet gjennom et litteratursøk, og det er også disse tosidige algoritmene som studeres videre i oppgaven.

#### 3.2.2.1 Synkroniserte målinger

Metoder som benytter synkroniserte målinger finnes både for antagelser om fullstendige målinger av alle strømmer og spenninger, og for antagelser om redusert tilgang på målinger [4]. I denne oppgaven fokuseres det på metoder som forutsetter at målinger av alle strømmer og spenninger er tilgjengelige, ettersom feilskrivere med denne funksjonaliteten skal være tilgjengelige i transmisjonsnett [11]. Beskrivelsen av metoden er basert på [4].



Figur 3.4 – Modelling av enpolet feil for symmetrisk komponent «i» (hentet fra [4])

Figur 3.4 viser nettverket for i-sekvenssystemet (pluss (i=1), minus (i=2) eller null (i=0)) der modellen for lange ledninger med distribuerte parametere er benyttet. Impedansen  $Z_{ci}$  og konstanten  $\gamma$  er gitt som

$$Z_{ci} = \sqrt{\frac{Z_{line,i}}{Y_{line,i}}} \quad (3-11)$$

$$\gamma = \sqrt{z_{line,i} \cdot y_{line,i}} = (r + j\omega L)(g + j\omega C) \quad (3-12)$$

Spenningen i feilstedet F sett fra stasjonene A og B kan uttrykkes ved ligningene (3-13) og (3-14).

$$V_{Fi}^A = \cosh(\gamma_i x l) V_{Ai} - \sinh(\gamma_i x l) Z_{ci} I_{Ai} \quad (3-13)$$

$$V_{Fi}^B = \cosh(\gamma_i (1-x) l) V_{Bi} - \sinh(\gamma_i x l) Z_{ci} I_{Bi} \quad (3-14)$$

Disse to spenningene må representere den samme spenningen i feilstedet, slik at

$$V_{Fi}^A = V_{Fi}^B \quad (3-15)$$

Det er vist i [4] at avstanden x så kan uttrykkes ved ligning

$$x = \frac{1}{\gamma_i l} \tanh^{-1} \left( \frac{\cosh(\gamma_i l) V_{Bi} - Z_{ci} \sinh(\gamma_i x l) I_{Bi} - V_{Ai}}{\sinh(\gamma_i x l) V_{Bi} - Z_{ci} \cosh(\gamma_i l) I_{Bi} - Z_{ci} I_{Ai}} \right) \quad (3-16)$$

### 3.2.2.2 Usynkroniserte målinger

Utfordringen med å benytte usynkroniserte målinger er at målingene i hver ende av ledningen ikke lenger kan brukes direkte til å uttrykke spenningen i feilstedet sett fra begge sider, slik som ligning (3-15). En synkroniseringsoperator  $e^{j\delta}$  innføres for å uttrykke vinkelforskjellen  $\delta$  som oppstår mellom målingene i hver ende av ledningen som følge av usynkroniserte målinger.

Denne nye ukjente variabelen må tas høyde for. I hovedsak gjøres dette på to måter: Ved å måle eller beregne synkroniseringsvinkelen  $\delta$ , eller ved å eliminere den fra beregningene [4].

#### 3.2.2.2.1 Eliminering av synkroniseringsvinkel

Denne metoden er presentert i [4] og gjengis her. Modell for kort ledning benyttes. Spenningen  $V_{Fk}$  i feilstedet kan uttrykkes ved hjelp av målingene foretatt fra terminal  $k=A, B$ , slik som vist i ligning (3-17). Subskript  $i$  referer til størrelser fra pluss-, minus- eller nullsystemet da ligning (3-17) er gyldig i alle de tre systemene.

$$\begin{aligned} V_{Fi}^A &= V_{Ai} - dZ_{line,i}I_{Ai} \\ V_{Fi}^B &= V_{Bi} - (1-d)Z_{line,i}I_{Bi} \end{aligned} \quad (3-17)$$

Problemet som oppstår ved bruk av usynkroniserte målinger er at ligning (3-15) ikke lenger er gyldig. Spenningen i feilstedet uttrykt ved størrelser målt i henholdsvis A og B er begge riktige, men ikke på nøyaktig samme tidspunkt. Ved å benytte synkroniseringsoperatoren kan ligning (3-15) modifiseres til ligning (3-18).

$$V_{Fi}^A \cdot e^{j\delta} = V_{Fi}^B \quad (3-18)$$

Synkroniseringsoperatoren  $e^{j\delta}$  benyttes for å uttrykke faseforskjellen mellom målingene i hver ende av ledningen. Ved å la stasjon B være referansen kan spenningen målt i A synkroniseres med spenningen målt i B. Ved å kombinere ligning (3-17) og (3-18) fås

$$V_{Ai} \cdot e^{j\delta} - dZ_{line,i}I_{Ai} \cdot e^{j\delta} = V_{Bi} - (1-d)Z_{line,i}I_{Bi} \quad (3-19)$$

Ligning (3-19) kan omformes videre til

$$|e^{j\delta}| = \frac{|V_{Bi} - (1-d)Z_{line,i}I_{Bi}|}{|V_{Ai} - dZ_{line,i}I_{Ai}|} \quad (3-20)$$

Absoluttverdien av synkroniseringsoperatoren er 1, slik at

$$|V_{Ai} - dZ_{line,i}I_{Ai}| = |V_{Bi} - Z_{line,i}I_{Bi} + dZ_{line,i}I_{Bi}| \quad (3-21)$$

Som vist i [4] kan ligning (3-21) uttrykkes som en annengradslikning

$$A_{2i}d^2 + A_{1i}d + A_{0i} = 0 \quad (3-22)$$

Koeffisientene i ligning (3-22) er gitt av ligning (3-23):

$$\begin{aligned} A_{2i} &= |Z_{line,i} I_{Ai}|^2 - |Z_{line,i} I_{Bi}|^2, \\ A_{1i} &= -2Re(U_{Ai}(Z_{line,i} I_{Ai})^* + (U_{Bi} - Z_{line,i} I_{Bi})(Z_{line,i} I_{Bi})^*), \\ A_{0i} &= |U_{Ai}|^2 - |U_{Bi} - Z_{line,i} I_{Bi}|^2 \end{aligned} \quad (3-23)$$

I de fleste tilfeller finnes det bare én løsning av ligning (3-22) innenfor ledningens lengde [4]. Dersom to gyldige løsninger finnes ved bruk av nullsystemet ( $i=0$ ), kan beregningen utføres på nytt med målinger i pluss- eller minussystemet.

Som ligning (3-22) og (3-23) viser krever ikke metoden andre impedanser enn ledningsimpedansen. Nøyaktig modellering av omkringliggende nett er derfor ikke nødvendig, slik som i for eksempel Modifisert Takagi. Metoden er dermed også upåvirket av inhomogene nett. En viktig bemerkning er imidlertid at tidsforskyvningen mellom målingene i hver ende av ledningen ikke kan bli for stor. Synkroniseringsoperatoren korrigerer små avvik i tid mellom målinger ved å skifte fasevinkelen til ett sett med målinger. Betrakt følgende eksempel:

De interne klokkene til feilskriverne i A og B er asynkrone med 1 ms, slik at ved tiden  $t = t_0$  vil klokken i B vise  $t_B = t_0$  mens A sin klokke viser  $t_A = t_0 + 1 \text{ ms}$ . Ved 50 Hz tilsvarer 1 ms 18 grader, slik at synkroniseringsoperatoren vil være  $e^{j18^\circ}$ . Målingene gjort i A ved den lokale tiden  $t_A = t_0$  skiftes dermed 18 grader, eller 1 ms frem, slik at disse kan sammenlignes med målingen gjort i B ved  $t = t_0$ .

### 3.2.2.2 Beregning av synkroniseringsvinkel

Følgende algoritme er publisert i [6] av forfatter Yuan Liao. Algoritmen benytter ledningsmodell for lang ledning med distribuerte parametere, og uttrykker spenning i feilstedet sett fra stasjonene A og B. Spenningen i B korrigeres med synkroniseringsoperatoren  $e^{j\delta}$ , og spenningen sett fra A og B settes lik hverandre:

$$\begin{aligned} -V_{A1} + Z_c \sinh(\gamma l_1) \left[ I_{A1} - V_{A1} \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l_1}{2}\right) \right] \\ = -V_{B1} e^{j\delta} \\ + Z_c \sinh(\gamma(L - l_1)) \left[ I_{B1} - V_{B1} \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma(L - l_1)}{2}\right) \right] e^{j\delta} \end{aligned} \quad (3-24)$$

Her er

- L: Ledningens lengde
- $l_1$ : Avstand fra stasjon A til feil i km,  $L \cdot d$
- $Z_c = \sqrt{\frac{z_{line1}}{y_1}} = \sqrt{\frac{r_1 + j\omega l_1}{j\omega c_1}}$ , hvor ledningsparameterne er gitt per km
- $\gamma = \sqrt{z_{line1} \cdot y_1}$
- $V_{A1}, I_{A1}, V_{B1}$  og  $I_{B1}$  er strømmer og spenninger fra pluss-systemet målt i stasjonene A og B

Ligning (3-24) har to ukjente parametere,  $l_1$  og  $\delta$ . Ligningen kan løses ved Newton-Raphson metode ved å skrive

$$f(x) = V_{A1} - Z_c \sinh(\gamma l_1) \left[ I_{A1} - V_{A1} \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l_1}{2}\right) \right] - V_{B1} e^{j\delta} \\ + Z_c \sinh(\gamma(L - l_1)) \left[ I_{B1} - V_{B1} \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma(L - l_1)}{2}\right) \right] e^{j\delta} = 0 \quad (3-25)$$

Hvor  $x = \begin{bmatrix} l_1 \\ \delta \end{bmatrix}$ . De partiellderiverte til ligning (3-25) er gitt av ligning (3-26) og (3-27):

$$\frac{\partial f(x)}{\partial l_1} = -Z_c \gamma \cosh(\gamma l_1) \left( I_{A1} - V_{A1} \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l_1}{2}\right) \right) \\ + \frac{\gamma}{2} V_{A1} \sinh(\gamma l_1) \left( 1 - \tanh^2\left(\frac{\gamma l_1}{2}\right) \right) \\ - Z_c \gamma \cosh(\gamma(L - l_1)) \left( I_{B1} - V_{B1} \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma(L - l_1)}{2}\right) \right) e^{j\delta} \\ + \frac{\gamma}{2} V_{B1} \sinh(\gamma(L - l_1)) \left( 1 - \tanh^2\left(\frac{\gamma(L - l_1)}{2}\right) \right) e^{j\delta} \quad (3-26)$$

$$\frac{\partial f(x)}{\partial \delta} = j \left( -V_{B1} + Z_c \sinh(\gamma(L - l_1)) \left( I_{B1} - \frac{V_{B1}}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma(L - l_1)}{2}\right) \right) \right) e^{j\delta} \quad (3-27)$$

Ligning (3-25) deles i to nye ligninger:

$$f_1(x) = \text{Re}(f(x)) = 0 \quad (3-28)$$

$$f_2(x) = \text{Im}(f(x)) = 0 \quad (3-29)$$

Ligning (3-28) og (3-29) løses som

$$\frac{\partial f_1(x)}{\partial l_1} = \text{Re}\left(\frac{\partial f(x)}{\partial l_1}\right) \quad (3-30)$$

$$\frac{\partial f_1(x)}{\partial \delta} = \text{Re}\left(\frac{\partial f(x)}{\partial l_1}\right) \quad (3-31)$$

$$\frac{\partial f_2(x)}{\partial l_1} = \text{Im}\left(\frac{\partial f(x)}{\partial l_1}\right) \quad (3-32)$$

$$\frac{\partial f_2(x)}{\partial \delta} = \text{Im}\left(\frac{\partial f(x)}{\partial l_1}\right) \quad (3-33)$$

Newton-Raphson kan så benyttes:

$$x_{k+1} = x_k - J^{-1}F(x_k) \quad (3-34)$$

$F(x)$  og  $J$  er gitt som

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial l_1} & \frac{\partial f_1(x)}{\partial \delta} \\ \frac{\partial f_2(x)}{\partial l_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial \delta} \end{bmatrix} \quad (3-35)$$

Og

$$F(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \end{bmatrix} \quad (3-36)$$

I [6] anbefales det at algoritmen benytter startverdien  $x_0 = \left[ \frac{L}{2} \ 0 \right]^T$ .

Algoritmen er ifølge ligning (3-24) bare avhengig av målte strømmer og spenninger, samt ledningsparametere. Algoritmen krever heller ikke at målingene er synkroniserte i A og B. Dessuten fører løsningen ved Newton-Raphson til at synkroniseringsvinkelen  $\delta$  også beregnes.

### 3.3 TRAVELLING WAVE

Travelling wave-teknologi vurderes ikke i denne oppgaven, men en kort oppsummering inkluderes her.

I motsetning til impedansbaserte algoritmer, som baserer seg på målinger av fundamentalkomponenten til strøm og spenning, benytter travelling wave-teknologi seg på måling av de høyfrekvente transiente komponentene som oppstår ved kortslutninger i nettet. I følge [4] er denne teknologien upåvirket av fenomener som effektpendlinger, metning av strømtransformatorer, feiltyper og feilmotstand.

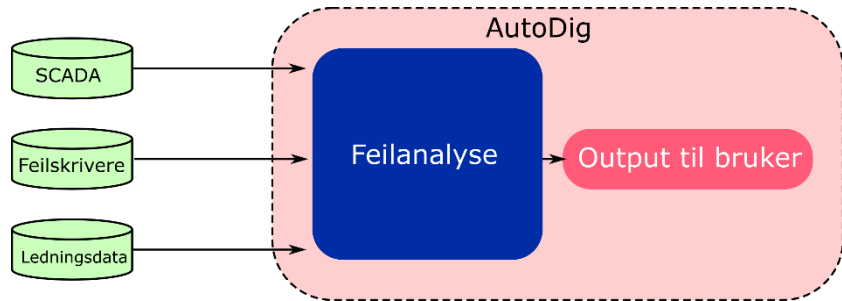
En begrensning ved denne teknologien er behovet for tilstrekkelig høy samplingfrekvens. Vandrebølgene som oppstår brer seg med hastigheter i nærheten av lysets hastighet, og tradisjonelle feilskrivere med samplingfrekvens i området 1-4 kHz er ikke tilstrekkelig. I følge [12], [13] kreves en samplingfrekvens på 1 MHz eller mer for å gi en presisjon på et hundretalls meter uavhengig av ledningens lengde. Nødvendig utstyr for bruk av denne teknologien er av Statnett anslått å koste omlag kr 500 000 per ledning [2].

### 3.4 AVSTANDSBEREGNINGER I AUTODIG

Dette delkapittelet inneholder en presentasjon av AutoDig, en detaljert beskrivelse av hvordan Modifisert Takagi er implementert, hvilke parametere som inngår og hvordan disse er beregnet, og til slutt hvordan målinger av strøm og spenninger utføres og konverteres til parametere i modellen.

#### 3.4.1 AutoDig

AutoDig, Automatisk Diagnose, er et dataverktøy utviklet av Statnett. Verktøyet har til hensikt å kunne sammenstille informasjon fra flere uavhengige datakilder i forbindelse med en driftsforstyrrelse, foreta feilanalyse basert på disse dataene, for deretter å presentere en



Figur 3.5 - Flyttdiagram for AutoDigs funksjonalitet (hentet fra [19])

konklusjon til brukeren av verktøyet. Figur 3.5 illustrerer prosessen. I følge [14] skal AutoDig «gi nøkkelinformasjon om hva og hvorfor en driftsforstyrrelse *har* oppstått. Og på sikt – varsle *før* driftsforstyrrelsen inntreffer». Per i dag er AutoDig kun i stand til å utføre analyser av ledningsfeil som allerede har inntruffet. På sikt skal AutoDig kunne analysere driftsforstyrrelser på både ledningsanlegg, transformatorer og andre komponenter, på alle spenningsnivåer.

AutoDig er i kontinuerlig utvikling, og per i dag finnes det primært funksjonalitet for å analysere ledningsfeil. Ved ledningsfeil kan AutoDig per i dag:

- Lokalisere feilbefengt ledning. For å få til dette benyttes SCADA-meldinger fra omkringliggende stasjoner.
- Avgjøre hvilken feiltype som har inntruffet, det vil si hvilke faser som er involvert. Dette gjøres også ved hjelp av SCADA-meldinger.
- Beregne avstand til feil. Dette gjøres ved å kjøre en egen algoritme i AutoDig, samt ved å hente inn avstandsberegninger fra distansevern der dette er tilgjengelig. Feilstedet estimeres fra disse kildene og presenteres som et område på ledningen der feilen trolig er lokalisert. Større sprik i estimatene fra ulike kilder gir større usikkerhet og dermed også et større ledningsområde.
- Avgjøre om automatisk gjeninnkobling (HGIK) av brytere har vært vellykket. Dette gjøres også basert på at SCADA-meldinger registreres inn- og utkoblinger, og ved forhåndsprogrammerte kriterier for hvordan en gjeninnkoblingssyklus skal se ut ved ulike feiltyper og spenningsnivåer.

I tillegg til punktene over fungerer AutoDig også som et oversiktlig brukergrensesnitt mellom brukeren av verktøyet og alle de ulike datakildene som tidligere har blitt håndtert separat. De mest relevante SCADA-meldingene ved en hendelse presenteres med mulighet for videre søk i SCADA-databasen. Feilskriveropptak fra stasjoner i nærheten vises også, og brukeren kan eventuelt søke opp flere feilskriveropptak fra eksterne kilder direkte i AutoDig. Disse feilskriveropptakene synkroniseres også basert på tilhørende frakoplingsmeldinger i SCADA-systemet, slik at de ulike feilskriveropptakene kan vises med en felles tidsakse.

### 3.4.2 Implementering av Modifisert Takagi i AutoDig

Algoritmen som benyttes i AutoDig for beregning av avstand til enpolte feil er Modifisert Takagi. Som beskrevet i avsnitt 3.2.1.2 har metoden viktige fordeler: Den er enkel å implementere, den krever bare målinger fra én side av ledningen, og det er ikke behov for målinger før feil. Metodens største svakhet er imidlertid at den krever kjennskap til ekvivalente impedanser som kan representere det omkringliggende nettet i hver ende av ledningen.

For å løse dette er det benyttet en forenklet beregning av korreksjonsfaktoren  $e^{j\beta}$  basert på målte strømmer [5]. Som vist i [15], [5] kan vinkelen uttrykkes gjennom ligning (3-37):

$$|d_s|e^{j\beta} = \frac{I_f}{3 \cdot I_{A0}} \quad (3-37)$$

Vinkelen  $\beta$  beregnes som

$$\beta = \angle I_f - \angle I_{A0} \quad (3-38)$$

Ved å anta at  $I_f$  og  $I_A$  ( $I_A$  er her strømmen fra Tabell 3.1) er i fase med hverandre kan vinkelen uttrykkes som

$$\beta = \angle I_A - \angle I_{A0} \quad (3-39)$$

AutoDig beregner dermed avstanden ved ligningene (3-8), (3-39) og (3-10). Som ligningene viser kreves ikke annet enn måling av strøm og spenning i én ende av ledningen, samt ledningsimpedansen i pluss- og nullsystemet. Algoritmens nøyaktighet avhenger først og fremst av hvorvidt ligning (3-39) er en god tilnærming for  $\beta$ .

### 3.4.3 Parametere i modellen

Modifisert Takagi slik som den er implementert i AutoDig tar inn følgende parametere:

- Fasestrømmer og -spenninger i én ende av ledningen.
- Ledningsimpedansen i pluss- og nullsystemet

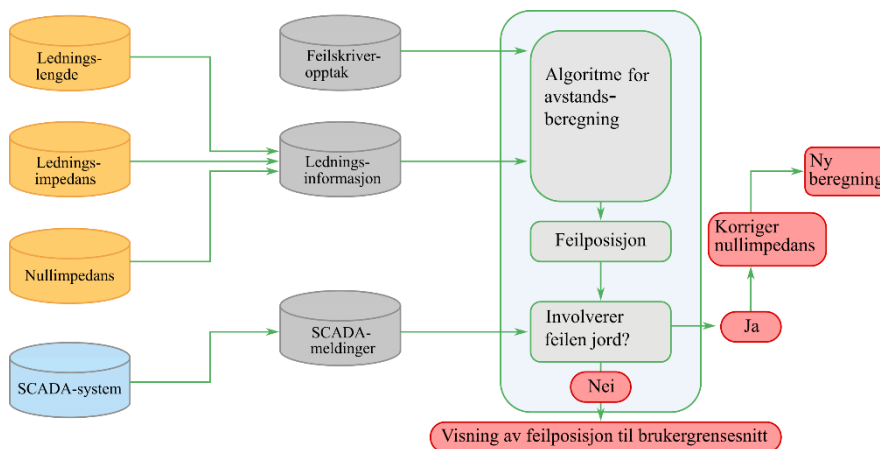
Målinger av strøm og spenning i transmisjonsnettet kommer per i dag enten fra frittstående feilskriverenheter, eller fra feilskrivere integrert i distansevernene på ledningene. Disse feilskriverne vil som regel har en samplingfrekvens i området 2-4 kHz, der de høyeste samplingfrekvensene finnes i de frittstående enhetene. Disse feilskriverne er ikke nødvendigvis synkroniserte i tid, da FIKS [11] krever at feilskriverens interne klokke ikke skal avvike med mer enn 5 ms fra reell tid.

Ledningsimpedansene som benyttes per i dag kommer fra ulike kilder. Ved en økende andel av ledningene har det blitt utført målinger av både pluss- og nullsystemimpedansen. Disse impedansene vil være de mest presise blant de man har tilgjengelig, der den eneste unøyaktigheten skyldes variasjoner i temperatur. Særlig nullsystemet er påvirket av dette da resistiviteten i jord varierer merkbart fra sommer til vinter.

Der målinger av impedanser ikke er utført kan standardiserte verdier benyttes som alternativ. På sikt skal det foretas målinger av alle ledninger.

I en tidligere masteroppgave [3] ble avstandsberegningen i AutoDig forsøkt forbedret. Ved å studere historiske driftsforstyrrelser ble det utledet et forslag til en modell som bedre kunne estimere impedansen i nullsystemet ved å ta inne data om ledningens trasé. Andelen myr og gjennomsnittlig høyde over havet ble benyttet for å bedre estimere jordresistiviteten, og dermed også finne en mer nøyaktig verdi for impedansen i nullsystemet.

Figur 3.6 viser den foreslåtte endringen i programflyten. Dersom feilen involverer jord benyttes modellen over til å gi en bedre verdi for nullimpedansen, slik at avstandsberegningen blir mer presis. Dette ble foreslått benyttet der det ikke foreligger målinger av ledningens parametere. Per i dag er denne endringen planlagt, men ikke implementert i AutoDig.



Figur 3.6 - Flyttdiagram for avstandsberegning i AutoDig (hentet fra [2])

### 3.4.4 Målinger av strøm og spenning

Algoritmen for avstandsberegning i AutoDig får sine målinger av strøm og spenning fra feilskrivere i nettet. Ifølge FIKS [11] skal alle stasjoner på 220 kV, 300 kV og 420 kV være utstyrt med feilskriveropptak med en samplingfrekvens større enn eller lik 999 Hz. Feilskriverne må kunne registrere hendelser med varighet opp til 2,5 s. Om mulig skal noen perioder med stabile forhold før og etter driftsforstyrrelsen inkluderes i opptaket. Feilskriverutstyr omfatter både frittstående feilskriverenheter og feilskrivere integrert i vern.

Bruken Av PMUer (Phasor Measurement Unit) er antatt å bli mer utbredt i fremtiden. Samplingfrekvensen som benyttes i PMUer har steget, og det er grunn til å tro at denne vil fortsette å øke i fremtidige PMUer. Raskere samplingfrekvenser gir mer presise målinger da strøm- og spenningsviseren kan estimeres bedre. Samplingfrekvenser opp mot 6,4 kHz er vanlig i moderne apparater [16].

Ifølge IEEE standard C37.118.2-2011 [17] skal målinger fra PMUer synkroniseres slik at avvikene mellom tidsettingen i to stasjoner ikke overstiger  $\pm 31\mu s$  for et 50 Hz system. Dette tilsvarer en fasevinkel på 0.01 radianer eller 0.57 grader. For mer informasjon om PMUer henvises det til [16].

#### 3.4.4.1 Måletransformatorer

Informasjonen i dette avsnittet er hentet fra to PowerPoint-presentasjoner laget av Statnett, og gir først og fremst en beskrivelse av de måletransformatorene Statnett benytter.

Målingene av strøm og spenning i stasjonene gjøres ved hjelp av strøm- og spenningstransformatorer. Disse transformatorene er konstruert for å gi mest mulig presise målinger av strøm og spenning under normal drift og under feilforløp.



Strømtransformatorene er utformet med to kjerner; en *målekjerne* og en *vernkerne*. Målekjernen benyttes for å måle strømmen på primærsiden av transformatoren, det vil si strømmen som går på ledningen, under normal drift. Målekjernen er dimensjonert for å gi en nøyaktig gjengivelse av primærstrømmen når denne tilsvarer merkestrømmen til kjernen. Kjernens klasse spesifiserer hvor nøyaktig transformatorenes gjengivelse av primærstrømmen er når primærstrømmen blir større eller mindre enn denne merkestrømmen. For en kerne med klasse «Kl.N FsK» skal kjernen gå i metning før primærstrømmen overstiger  $K \times$  merkestrømmen  $I_n$  til kjernen, og omsetningsfeilen skal være mindre enn  $N \%$  ved merkestrøm på primærsiden. Tallet  $K$  er *overstrømsnummeret* til kjernen, og dette overstiger sjeldent 10 for målekjerner. Dette skyldes at det er ønskelig at målekjernen går i metning ved kortslutninger i nettet, slik at måleutstyr i sekundærkretsen beskyttes fra store kortslutningsstrømmer. Tallet  $N$  viser nøyaktighetsklassen til kjernen, og vil ofte være 0.2%-0.5%. Feilen i omsetningsforholdet øker når primærstrømmen reduseres, og derfor er en karakteristikk spesifisert for de ulike klassene helt ned til 5% av merkestrøm. Som regel vil feilen i omsetningsforholdet imidlertid sjeldent overstige 1% for slike kjerner.

Vernkjernen er dimensjonert slik at denne skal gi en mest mulig presis gjengivelse av strømmen på primærsiden når det oppstår kortslutninger i nettet. En vernkerne med klasse «Kp ALF, 60 VA» skal, dersom sekundærsiden er belastet med merkebyrden 60 VA, kunne overføre minst  $ALF \times I_n$  uten at omsetningsfeilen overstiger  $K \%$ . Her angir bokstaven  $p$  (protection) at kjernen er en vernkerne. ALF er forkortelse for Accuracy Limit Factor, der høyere verdi medfører at kjernen tåler høyere strøm før metning inntreffer.

Ettersom det ikke er mulig å oppnå en lineær sammenheng mellom strøm og spenning på primær- og sekundærsiden vil måletransformatorer nødvendigvis medføre en viss måleusikkerhet. Nøyaktig hvor stor omsetningsfeilen blir avhenger av hvor stor primærstrømmen som skal måles blir, og i hvor stor grad metningsfenomener får påvirke sekundærmålingene. En strømtransformator med vernkerne klasse 5p skal ikke overstige 5%, men den reelle omsetningsfeilen kan likevel, og vil ofte være lavere enn dette.

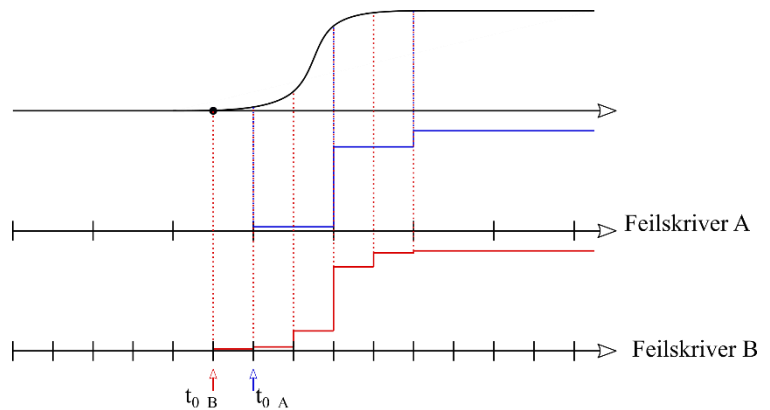
Også spenningstransformatorer vil kunne være en kilde til usikkerhet. Ved en kortslutning i nettet vil spenning i feilstedet bli svært lav, og gjengivelsen på sekundærsiden blir mindre nøyaktig ved svært lave spenninger. Spenningstransformatorer lokalisert nære feilstedet vil derfor kunne gi mindre presise målinger av spenningen.

Ved en kortslutning vil også transiente komponenter i primærspenningen påvirke spenningen som måles på sekundærsiden. For detaljert beskrivelse av slike fenomener vises det til [4].

#### 3.4.4.2 Innsamling, lagring og bearbeiding av målinger

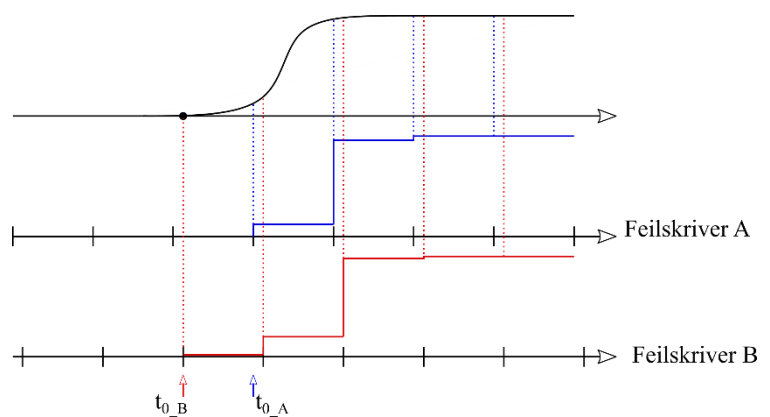
Målingene fra måletransformatorene registreres og lagres av feilskriverne på IEEE standard COMTRADE format, som så overfører målingene til en server hvor de kan hentes av AutoDig. Filene tidsettes og knyttes til den aktuelle stasjonen, slik at AutoDig kan knytte rett opptak til rett driftsforstyrrelse. COMTRADE-filene importeres av AutoDig, og en trefase EPLL-algoritme [18] benyttes for å konvertere målingene til strøm- og spenningsvisere [3].

AutoDig benytter et script som skal synkronisere målingene gjort i stasjon A og B, dersom tosidige målinger er nødvendig. Dette gjøres ved at det første tidspunktet hvor nullstrømmen måles tilstrekkelig stor settes til å være tidspunktet  $t = 0$ . Ved å gjøre dette i begge ender av ledningen kan optakene synkroniseres med hverandre. Denne metoden har imidlertid en maksimal presisjon som er gitt av feilskriverens samplingrate. Figur 3.7 og Figur 3.8 illustrer prinsippet.



Figur 3.7 - Synkronisering av feilskriveropptak med ulik samplingfrekvens

De to feilskriverne tenkes å operere med ulik samplingfrekvens. Ved en situasjon slik som Figur 3.7 illustrer vil ikke feilskriveren i A måle riktig starttid for feilen. Dersom de to opptakene synkroniseres ved å sette  $t_{0_A} = t_{0_B}$  vil opptakene i realiteten være forskjøvet med tiden  $T$ , der  $T$  er periodetiden til den raskeste feilskriveren, her i B. For en 4 kHz feilskriver tilsvarer dette 0.25 ms.



Figur 3.8 - Synkronisering av feilskriveropptak med lik samplingfrekvens

Dersom de to feilskriverne opererer på samme samplingfrekvens, og dersom samplingene er litt forskjøvet slik som Figur 3.8 illustrerer, så vil man i verste fall få en forskjell på  $T = \frac{1}{f}$ . Sammenlignet med kravet for synkronisering gitt av [17] på  $\pm 31\mu s$  må samplingfrekvensen til feilskriveren være  $f = \frac{1}{31\mu s} = 32,3 \text{ kHz}$  for at synkroniseringsmetoden til AutoDig skal kunne foreta synkronisering med samme presisjon som en PMU.

## 4 TESTING AV EKSISTERENDE ALGORITMER

I dette kapittelet beskrives gjennomføringen av simulering av algoritmer for avstandsberegninger ved enpolte feil. Dette inkluderer modellering av kraftledning, valg av programvare, og evaluering av betydningen av ulike parametere i modellen. Formålet med denne analysen er å avgjøre hvilke parametere de ulike algoritmene er påvirket av, hvor robuste algoritmene er ovenfor variasjoner i disse parameterne, for dermed å avgjøre hvilke algoritmer som er best egnet for videre testing.

Både de ensidige og tosidige algoritmene testes med hensyn på:

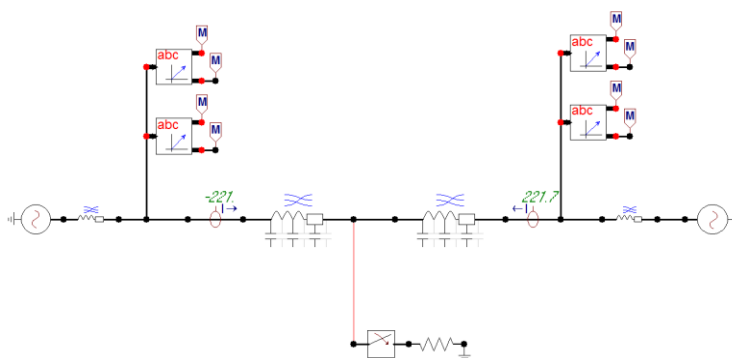
- Ledningslengde  $L$  [km] og feilsted  $d$  [p. u.]
- Feilmotstand  $R_f$  [ $\Omega$ ], gitt som en konstant verdi
- Unøyaktige målinger av strøm og spenning
- Unøyaktige verdier av ledningens serieimpedans og admittans

I tillegg testes de tosidige algoritmene for hvor godt disse tåler usynkroniserte målinger i de to stasjonene A og B. Algoritmene som baserer seg på modell for kort ledning (se avsnitt 2.1) testes også med en modell uten kapasitans på ledningene for å se hva ledningsmodellen betyr for resultatene.

I tillegg belyses nøyaktigheten til den forenklete versjonen av Modifisert Takagi som AutoDig benytter i dag, gitt av ligning (3-39).

### 4.1 MODELLERING AV SYSTEMET

For å kunne modellere og simulere enpolte feil benyttes programmet ATP Draw. Ledningen modelleres ved to seriekoblede transponerte trefase-ledninger uttrykt ved pluss- og nullsystemets resistans ( $r_+$ ,  $r_0$ ), induktans ( $l_+$ ,  $l_0$ ) og kapasitans ( $c_+$ ,  $c_0$ ) per lengdeenhet, samt ledningselementenes lengde. Konduktansen til ledningen er ikke inkludert i modellen. Disse dataene er målt og hentet fra Statnetts egen oversikt for en reell ledning. En shunt-resistans mot jord er koblet på noden mellom de to ledningselementene via en bryter, hvor bryteren kan lukkes på et valgt tidspunkt for å simulere en jordslutning. I modellen er denne tiden satt til 0.05 s etter start, dette for å gi nok tid til at stasjonære forhold er etablert før feilen inntreffer. Ved å variere lengden av de to ledningselementene kan feilstedets posisjon på ledningen varieres.



Figur 4.1 - ATP Draw-modell for simulering av enpolte feil på kraftledning

For å modellere det omkringliggende nettet i hver ende av ledningen brukes en jordet ideell trefase spenningskilde i serie med en trefase gjensidig induktans uttrykt ved pluss og null-systemets resistans ( $R_+$ ,  $R_0$ ) og induktans ( $L_+$ ,  $L_0$ ). Dataene for disse kildene er funnet ved hjelp av Statnetts PSS®E-modell for nettet hvor den aktuelle ledningen er hentet fra. Thévenin-ekvivalenter ble beregnet i PSS®E, og disse verdiene er benyttet i kildeimpedansene i hver ende. Spenningen i stasjon A er satt til 397 kV og fasevinkel 0 grader. Spenningen i stasjon B er satt til 400 kV med

fasevinkel 10 grader. Dette gir en lastflyt på ledningen på 221 MW når ledningslengden er 150 km, noe som tilsvarer medium tung last og virker realistisk.

For å foreta målinger av strøm og spenninger i hver ende benyttes en egen blokk i ATP Draw som implementerer en FFT-algoritme. Samplingfrekvensen til denne settes til 64 kHz. Modellens tidssteg er satt til 15.625 mikrosekunder, noe som tilsvarer ett tidssteg per sampling for en 64 kHz FFT-algoritme. Dette fordi tidssteget som benyttes av programmet må være tilstrekkelig kort for å fange opp vandrebølgenes forløp når feilstedet flyttes nærme en av ledningens ender.

Data for ledningen og Thévenin-ekvivalentene er gjengitt i Tabell 4.1. Dataene er hentet fra en reell 420 kV ledning, og ledningsparameterne per km er antatt å være representative for en generisk ledning på dette spenningsnivået. Ledninger med ulik lengde er dermed simulert ved å variere den totale lengden av de to ledningssegmentene i modellen, men med de samme ledningsparameterne som gitt av Tabell 4.1. De samme kildene benyttes også for samtlige simuleringer.

### Ledningsparametere

$r_+$	0,0243 $\Omega$ /km
$r_0$	0,1893 $\Omega$ /km
$l_+$	0,00102 H/km
$l_0$	0,00238 H/km
$c_+$	11,548 nF/km
$c_0$	8,5587 nF/km

### Kilder

$E_A$	397 $\angle$ 0° kV
$E_B$	400 $\angle$ 10° kV
$RA_+$	3,9872 $\Omega$
$RA_0$	1,2784 $\Omega$
$LA_+$	0,1063 H
$LA_0$	0,0629 H
$RB_+$	5,2656 $\Omega$
$RB_0$	1,5904 $\Omega$
$LB_+$	0,1377 H
$LB_0$	0,0720 H

Tabell 4.1 - Modelldata

## 4.2 ETTERBEHANDLING I MATLAB

Resultatene fra ATP Draw prosesseres i MATLAB. Her er også de ulike algoritmene kodet.

Simuleringen i ATP er utført med tidssteg på 15.625 $\mu$ s. Denne verdien ble valgt liten for ikke å overstige tidskonstantene i simuleringen. Særlig ved kortslutninger nære målepunktet vil vandrebølgene på ledningen reflekteres med svært høy frekvens. Tidssteget tilsvarer en frekvens på 64 kHz, og samplingfrekvensen til FFT-algoritmen i ATP er også satt til 64 kHz.

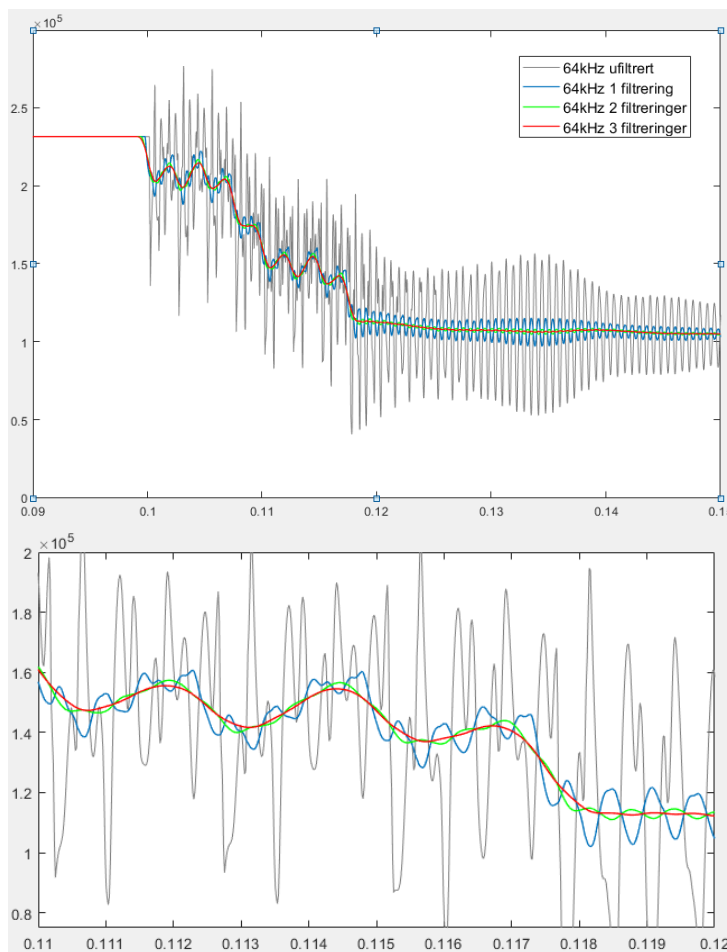
For å filtrere bort støy fra målingene av strøm og spenning benyttes et glidende gjennomsnittsfilter, implementert ved MATLAB-funksjonen 'movmean'. Funksjonen tar inn måledata og parameteren K for å beregne et glidende gjennomsnitt med bredde K. Målingene gjort på 64 kHz viser at mye støy er forårsaket av overharmoniske med frekvens i området 1.2-1.3 kHz, og periodetid 0.78-0.83 ms. Med tidssteget som nevnt over tilsvarer dette rundt 25 samplinger per periode. Konstanten K velges derfor til 50, slik at det glidende gjennomsnittet baseres på to perioder av den overharmoniske komponenten. Ved å velge en lav verdi av K unngås for store faseskift av målingene. Flere runder med filtrering ga et bedre resultat. Figur 4.2 viser fasespenningen i stasjon A før og etter filtrering.

Etter at filtreringen er utført kan 64kHz-målingene konverteres til andre samplingfrekvenser for å representere målinger fra feilskrivere med varierende samplingfrekvens. Dette gjøres også i MATLAB. Grunnen til at den ønskede samplingfrekvensen ikke ble benyttet direkte gjennom FFT-algoritmen i ATP skyldes at det i enkelte tilfeller oppstod problemer med at algoritmen samlet maksimalverdien til den overharmoniske komponenten.

Basert på de filtrerte målingene av strøm og spenning beregnes så avstand til feil av de ulike algoritmene. Disse estimatene filtreres på nytt med den samme funksjonen for å gi et jevnere estimat, denne gangen med et bredere utvalg av målepunkter for å utelate mest mulig støy over 50 Hz.

Målingene av strøm og spenning vil benyttes av de ulike algoritmene som estimerer en avstand til feil i hvert eneste tidssteg. Som Figur 4.2 viser tar det 20-30 ms før spenningen er stabilisert seg på en ny verdi etter at feilen har inntruffet. Oscillasjonene i målt strøm og spenning medfører at estimatene som beregnes av algoritmene også oscillerer. Varigheten til disse oscillasjonene varierer noe med både feilmotstand og ledningslengde, og i enkelte tilfeller kan det ta å mye som 50 ms før oscillasjonene er dempet. For at en gjennomsnittsverdi av estimatene fra de ulike algoritmene skal kunne beregnes, og for at denne verdien skal være representativ, inkluderes ikke disse transiente oscillasjonene i gjennomsnittsberegningene.

I praksis vil en kortslutning kobles ut av effektbrytere i løpet av maksimalt 100 ms, som regel innen 60-80 ms. Det er dermed begrenset hvor lang tid oscillasjonene har på seg til å dø ut og på å nå sin stasjonærverdi. I praksis er det observert at disse transiente oscillasjonene dør ut langt raskere enn hva denne modellen antyder [5]. Dette kan skyldes egenskaper ved modellen som ikke er virkelighetstro nok, og det er derfor vanskelig å si i hvor stor grad tidsforløpet til denne modellen sammenfaller med virkeligheten. For å unngå problemer med slike avvik kjøres simuleringen i 400 ms, der feilen inntreffer etter 50 ms. Estimatene fra de ulike algoritmene beregnes som gjennomsnittet av de siste 20 ms av opptakene. I tillegg beregnes flere konvergenstider for å gi et mål på hvor raskt de ulike algoritmene konverger mot sin stasjonærverdi. På denne måten kan de ulike algoritmene sammenlignes med hverandre. Beregningen av disse koeffisientene forklares i avsnitt 4.3.7 og i vedlegg B.2.



Figur 4.2 - Filtrering av spenningmåling med moving average-filer

### 4.3 GJENNOMFØRING OG RESULTATER

I presentasjonene av resultatene er følgende navn på algoritmene benyttet:

- ❖ Algo1: Det første estimatet fra Modifisert Takagi før korreksjon gjøres. Beregnet med ligning (3-8). Inkluderes for å illustrere hvordan de øvrige variantene av Modifisert Takagi klarer å korrigere dette første estimatet.
- ❖ Algo2: Modifisert Takagi. Beregnet med ligning (3-10) etter at  $\beta$  er beregnet med ligning (3-9).
- ❖ Algo3: AutoDigs variant av Modifisert Takagi med forenklet beregning av  $\beta$ . Beregnet med ligning (3-10) etter at  $\beta$  er beregnet med ligning (3-39).
- ❖ Algo4: Tosidig usynkronisert modell fra [4]. Beregnet med ligningene (3-22) og (3-23)
- ❖ Algo5: Tosidig synkronisert modell fra [4]. Beregnet med ligning (3-16) for nullsystemet.
- ❖ Algo6: Tosidig usynkronisert modell fra [6]. Beregnet med Newton-Raphson slik som beskrevet i avsnitt 3.2.2.2.

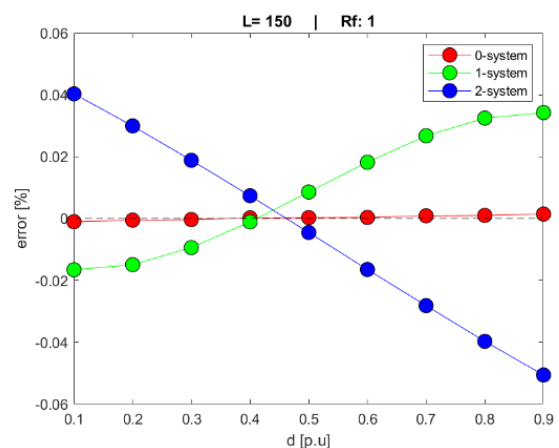
De beregnede estimatene er basert på gjennomsnittet av de siste 20 ms av måleseriene. Målingene fra 64 kHz FFT-algoritme er omgjort til 1 kHz før gjennomsnitt er beregnet.

Merk også at avstanden til feilstedet i alle tilfeller beregnes med utgangspunkt i stasjon A, slik at  $d = 0$  p.u. tilsvarer stasjon A og  $d = 1$  p.u. tilsvarer stasjon B.

#### 4.3.1 Betydningen av ledningslengde og feilposisjon

Først undersøkes betydningen av ledningslengde og feilsted. Modellen i Figur 4.1 benyttes. For å undersøke betydningen av feilsted varieres feilsted i området  $d = [0.1, 0.2, \dots, 0.9]$  p.u. for en gitt ledningslengde. Tre ulike ledningslengder testes også, henholdsvis 50 km, 100 km og 150 km. I tillegg testes både 1 ohm og 10 ohm feilmotstand.

Algo4 og Algo5 har flere mulige løsninger. Algo5, beskrevet ved ligning (3-16), kan løses med pluss-, minus- eller nullsystemet. Algo4, beskrevet av ligning (3-22), har seks mulige løsninger. Vedlegg D viser at nullsystemet gir best resultater for begge algoritmene i de alle fleste tilfellene. Det er derfor disse løsningene som benyttes i de videre resultatene. Figur 4.3 illustrerer dette for Algo5 ved  $L=150$  km,  $R_f=1$  ohm.



Figur 4.3 - Prosentvist avvik for Algo5 ved bruk av pluss-, minus- eller nullsystemet.  $L=150$  km,  $R_f = 1\Omega$

Tabell 4.2, Tabell 4.3 og Tabell 4.4 viser resultatene for alle de seks algoritmene. Her er avviket beregnet i prosent for de respektive ledningene ved formlene  $error = (d_{beregnet} - d) \cdot 100\%$ , slik at positivt avvik betyr at beregnet feilsted er for langt unna. Resultatene er også illustrert i Figur 4.4.

Resultatene viser at de tosidige algoritmene er langt mer robuste enn de ensidige. Algo5 og Algo6 er begge basert på distribuerte parametere og er lite påvirket av ledningslengden. Dette er tilfellet for både  $R_f = 1\Omega$  og  $R_f = 10\Omega$ . Algo4 er basert på modell for kort ledning, og er i større grad påvirket av ledningslengde og feilsted. Tabell 4.2, Tabell 4.3 og Tabell 4.4 viser at algoritmen er fullstendig upåvirket av feilmotstand.

De ensidige algoritmene, som også er basert på modell for kort ledning, viser langt større variasjon i resultatene. Felles for alle disse er at de presterer best for feil på først halvdel av ledningen. Det første estimatet til Takagi, Algo1, er påvirket av både ledningslengde, feilsted og feilmotstand.

Modifisert Takagi, Algo2, justerer estimatet fra Algo1 godt i de fleste tilfeller, med unntak av ved lav feilmotstand på lang ledning. Den forenklete varianten, Algo3, viser omtrent samme trend for alle kombinasjonene av parametre, og korrigerer estimatet fra Algo1 svært dårlig.

d	1 ohm						10 ohm					
	Algo1	Algo2	Algo3	Algo4	Algo5	Algo6	Algo1	Algo2	Algo3	Algo4	Algo5	Algo6
0,1	0,1537	-0,0035	0,9511	0,0495	-0,0048	0,0329	1,6094	0,0573	10,0068	0,0495	-0,0048	0,0429
0,2	0,1227	-0,0083	0,9900	0,0406	-0,0041	0,0251	1,3435	0,0562	10,4865	0,0406	-0,0041	0,0322
0,3	0,0832	-0,0132	1,0311	0,0294	-0,0021	0,0169	0,9865	0,0468	10,9901	0,0294	-0,0021	0,0206
0,4	0,0329	-0,0171	1,0743	0,0157	-0,0010	0,0090	0,5113	0,0283	11,5183	0,0157	-0,0010	0,0094
0,5	-0,0323	-0,0201	1,1198	0,0011	0,0005	0,0012	-0,1310	-0,0135	12,0665	0,0011	0,0005	-0,0014
0,6	-0,1185	-0,0216	1,1673	-0,0137	0,0020	-0,0064	-1,0084	-0,1007	12,6290	-0,0137	0,0020	-0,0121
0,7	-0,2351	-0,0216	1,2158	-0,0280	0,0031	-0,0139	-2,2258	-0,2795	13,1941	-0,0280	0,0031	-0,0227
0,8	-0,3984	-0,0209	1,2638	-0,0400	0,0051	-0,0213	-3,9594	-0,6603	13,7383	-0,0400	0,0051	-0,0333
0,9	-0,6343	-0,0211	1,3075	-0,0502	0,0058	-0,0288	-6,4861	-1,4646	14,2283	-0,0502	0,0058	-0,0434

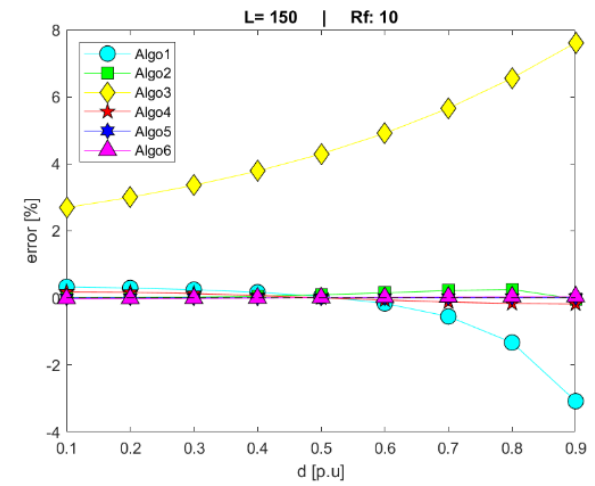
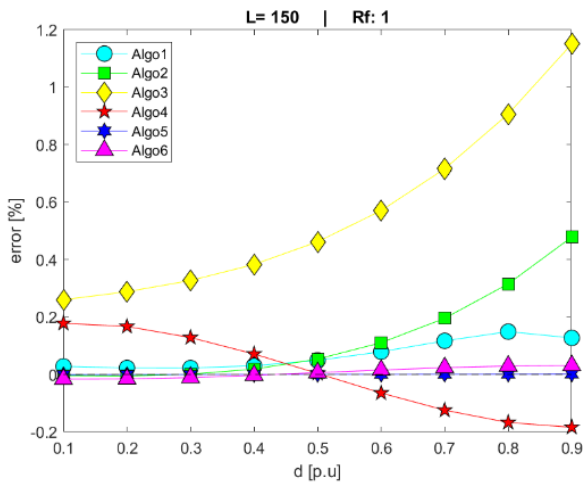
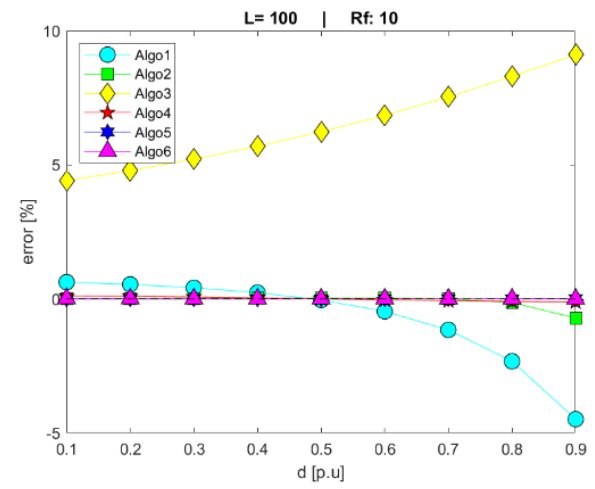
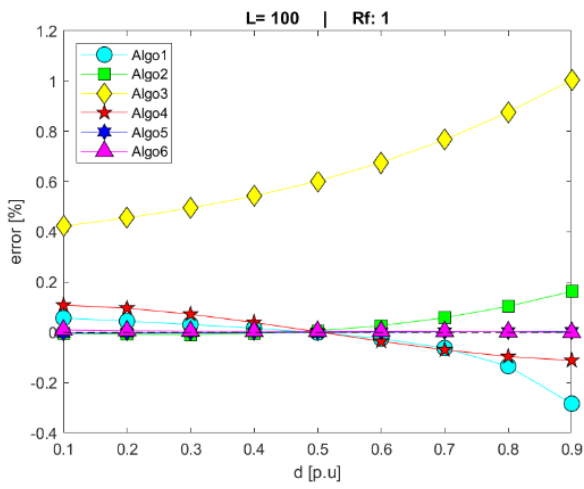
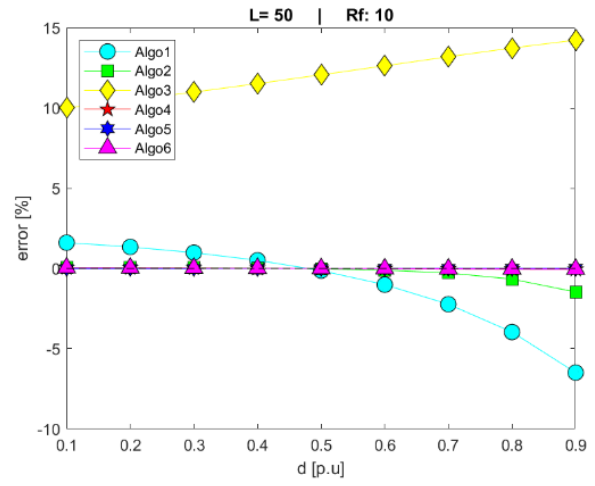
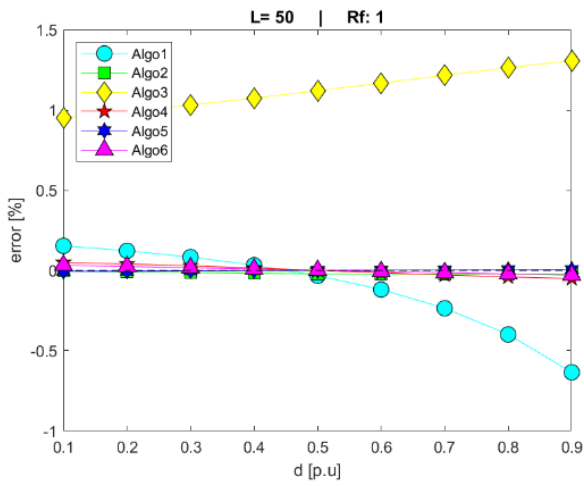
Tabell 4.2 - Prosentvist avvik for Algo1-Algo6 ved ulike feilsteder, L=50 km

d	1 ohm						10 ohm					
	Algo1	Algo2	Algo3	Algo4	Algo5	Algo6	Algo1	Algo2	Algo3	Algo4	Algo5	Algo6
0,1	0,0570	-0,0040	0,4233	0,1084	-0,0030	0,0098	0,6228	0,0121	4,4089	0,1084	-0,0030	0,0099
0,2	0,0448	-0,0077	0,4555	0,0965	-0,0020	0,0068	0,5387	0,0137	4,7873	0,0965	-0,0020	0,0063
0,3	0,0314	-0,0085	0,4943	0,0722	-0,0012	0,0048	0,4153	0,0175	5,2117	0,0722	-0,0012	0,0034
0,4	0,0167	-0,0044	0,5421	0,0395	-0,0004	0,0041	0,2333	0,0240	5,6906	0,0395	-0,0004	0,0020
0,5	-0,0008	0,0065	0,6017	0,0023	0,0004	0,0042	-0,0409	0,0318	6,2325	0,0023	0,0004	0,0025
0,6	-0,0244	0,0267	0,6757	-0,0354	0,0011	0,0044	-0,4666	0,0338	6,8460	-0,0354	0,0011	0,0031
0,7	-0,0626	0,0584	0,7666	-0,0695	0,0019	0,0035	-1,1547	0,0050	7,5367	-0,0695	0,0019	0,0015
0,8	-0,1341	0,1037	0,8761	-0,0962	0,0027	0,0021	-2,3288	-0,1399	8,3003	-0,0962	0,0027	-0,0008
0,9	-0,2838	0,1628	1,0037	-0,1116	0,0036	-0,0004	-4,4893	-0,7147	9,1063	-0,1116	0,0036	-0,0040

Tabell 4.3 - Prosentvist avvik for Algo1-Algo6 ved ulike feilsteder, L=100 km

d	1 ohm						10 ohm					
	Algo1	Algo2	Algo3	Algo4	Algo5	Algo6	Algo1	Algo2	Algo3	Algo4	Algo5	Algo6
0,1	0,0281	-0,0038	0,2603	0,1779	-0,0010	-0,0164	0,3288	0,0076	2,6947	0,1779	-0,0010	-0,0236
0,2	0,0228	-0,0052	0,2881	0,1671	-0,0005	-0,0156	0,2944	0,0133	3,0004	0,1671	-0,0005	-0,0215
0,3	0,0225	0,0008	0,3271	0,1284	-0,0003	-0,0109	0,2439	0,0265	3,3585	0,1284	-0,0003	-0,0157
0,4	0,0303	0,0187	0,3831	0,0712	0,0002	-0,0030	0,1671	0,0509	3,7837	0,0712	0,0002	-0,0057
0,5	0,0490	0,0536	0,4620	0,0037	0,0003	0,0061	0,0449	0,0916	4,2942	0,0037	0,0003	0,0050
0,6	0,0791	0,1106	0,5705	-0,0646	0,0004	0,0154	-0,1651	0,1499	4,9108	-0,0646	0,0004	0,0157
0,7	0,1170	0,1955	0,7161	-0,1243	0,0009	0,0238	-0,5546	0,2177	5,6572	-0,1243	0,0009	0,0262
0,8	0,1490	0,3154	0,9068	-0,1672	0,0010	0,0293	-1,3335	0,2498	6,5578	-0,1672	0,0010	0,0327
0,9	0,1272	0,4784	1,1507	-0,1839	0,0014	0,0310	-3,0819	-0,0327	7,6143	-0,1839	0,0014	0,0355

Tabell 4.4 - Prosentvist avvik for Algo1-Algo6 ved ulike feilsteder, L=150 km



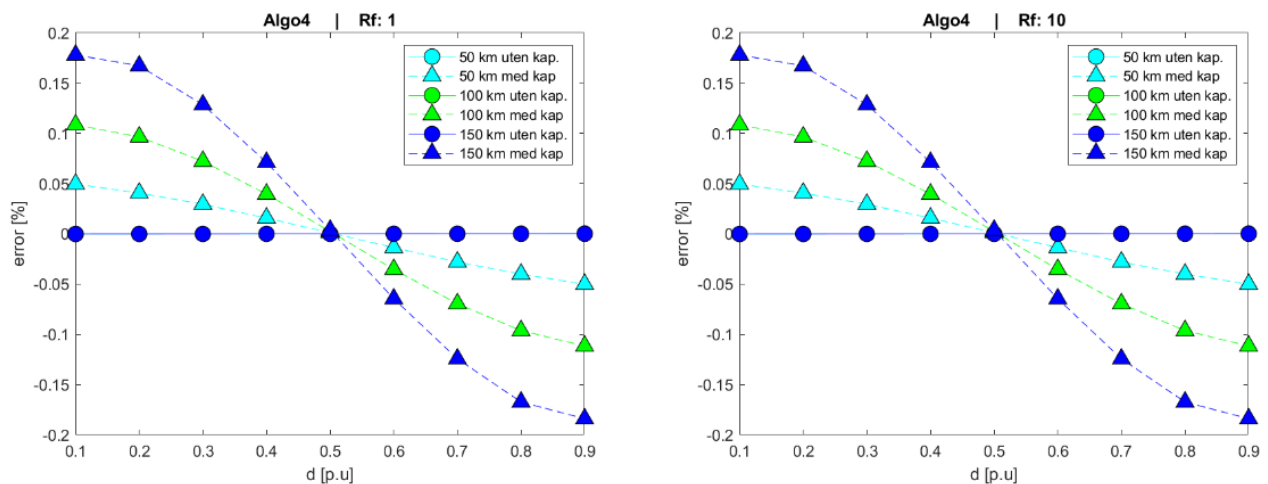
Figur 4.4 – Prosentvist avvik for Algo1-Algo6 ved ulike feilsteder



### 4.3.2 Betydningen av kapasitans

For å undersøke betydningen av ledningsmodellene som benyttes av de ulike algoritmene gjøres også simuleringer på en tilsvarende modell i ATP Draw der kapasitansen til ledningen er eliminert. Algo1, Algo2, Algo3, og Algo4 er alle basert på modell for kort ledning, og resultatene til disse sammenlignes med resultatene fra modellen som inkluderte kapasitans.

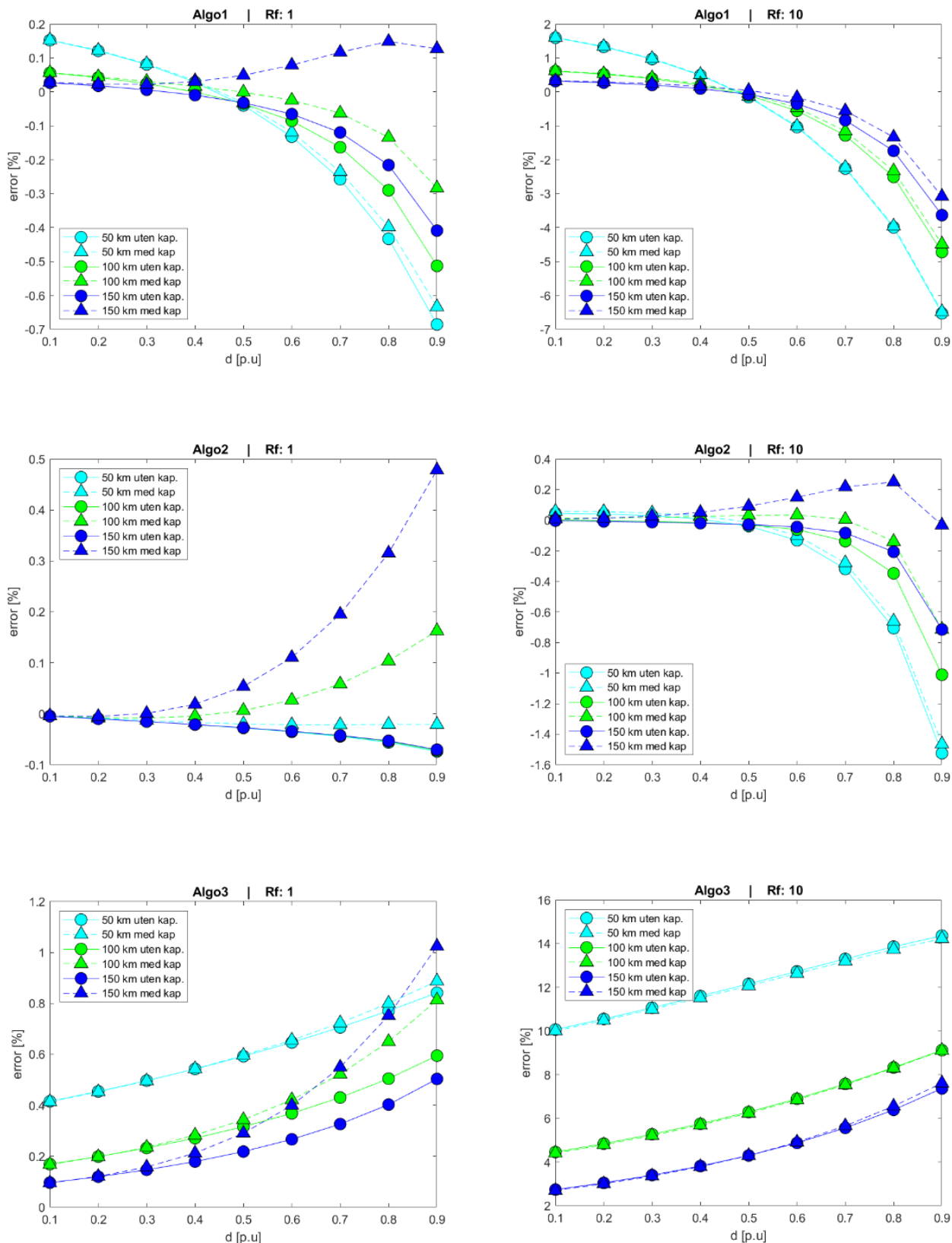
Figur 4.5 viser at bruken av modell for kort ledning er den mest sannsynlige forklaringen på avvikene til Algo4. Som vist på figuren treffer modellen svært presist på alle ledningslengder når simuleringene gjøres uten kapasitans. Når simuleringssmodellen inkluderer kapasitans blir avviket større når ledningslengden øker. Figuren viser også at Algo4 er mest presis for feil midt på ledningen.



Figur 4.5 – Prosentvist avvik for Algo4 med og uten kapasitans på ledningen

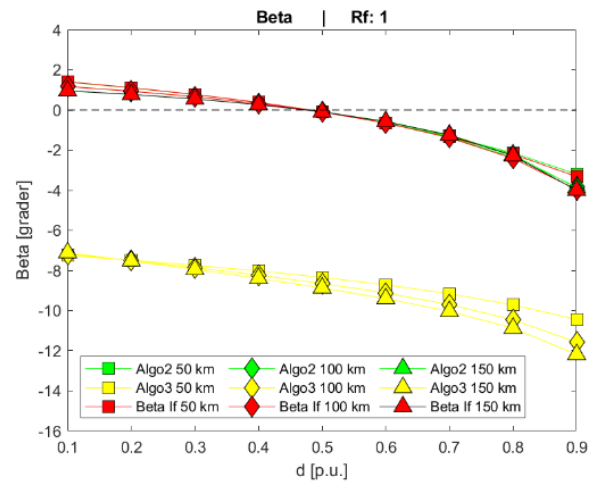
Avvikene til Algo1, Algo2 og Algo3, vist i Figur 4.6, er vanskeligere å knytte til ledningens kapasitans. Forenklet Takagi, Algo3, ser ut til å være lite påvirket av kapasitansen på ledningen. Det er tydelig at kurvene til Algo3 er sterkt knyttet til Algo1, altså det første estimatet til Modifisert Takagi: Forskjellen mellom resultatene til Algo3 for ledning med og uten kapasitans ser ut til å skyldes at det første estimatet, Algo1, varierer. Dette indikerer at  $\beta$ , beregnet ved ligning (3-39), er lite påvirket av kapasitansen til ledningen.

Modifisert Takagi, Algo2, presterer jevnt over bedre enn Algo3. Også for Algo2 ser det ut til at de største avvikene skyldes at det første estimatet, Algo1, er svakt. Algo2 korrigerer altså Algo1 bedre enn hva Algo3 klarer, men er likevel avhengig av at det første estimatet er godt. Algo2 er i de fleste tilfeller en forbedring av Algo1, men som Figur 4.6 viser kan det motsatte skje: Ved  $R_f = 1\Omega$ ,  $L=150$  km vises det at Algo2 faktisk forverrer estimatet fra Algo1 når ledningens kapasitans er inkludert.



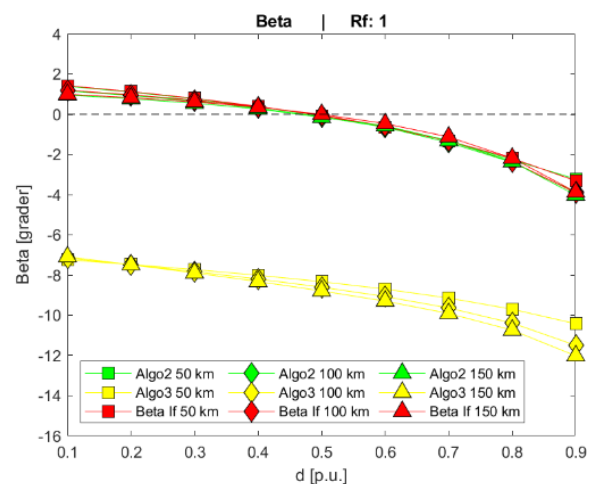
Figur 4.6 – Prosentvist avvik for Algo1, Algo2 og Algo3 med og uten kapasitans på ledningen

Beregningen av  $\beta$  med ligningene (3-9) og (3-39) er det som skiller Algo2 og Algo3. Hensikten med denne faktoren er å korrigere for et inhomogent nett. Figur 4.7 og Figur 4.8 viser hvordan de to algoritmene beregner denne. De grønne kurvene er beregningene gjort av Algo2, og er den eksakte løsningen. Den røde kurven viser  $\beta$  beregnet som vinkelen mellom feilstrømmen  $I_f$  og strømmen  $I_0$  i nullsystemet, gitt av ligning (3-37). Vinkelen til strømmen  $I_f$  vil i praksis ikke være kjent. Disse to måtene å beregne  $\beta$  på skal være likeverdige, og som figurene viser er avvikene mellom de to minimale.



Figur 4.7 - Beregning av  $\beta$  ved modell uten kapasitans

De gule kurvene viser hvordan Algo3 beregner  $\beta$  for ulike ledningslengder og feilsteder. Den viktigste forskjellen på de to algoritmene er at Algo3 beregner  $\beta$  med feil fortegn frem til omtrent midtveis på ledningen. Dette fører til at korreksjonen som skal gjøres ved hjelp av  $\beta$  forverrer estimatene fra Algo1. Ved å betrakte ligning (3-10) vises det at en positiv verdi av  $\beta$  reduserer estimatet fra Algo1, mens en negativ verdi av  $\beta$  øker dette estimatet. Algo2 klarer derfor i de fleste tilfeller å korrigere estimatet fra Algo1 forholdsvis godt, ettersom  $\beta$  og estimatet fra Algo1 skifter fortegn omtrent samtidig, slik som grafene i Figur 4.4 illustrerer. Algo3 beregner derimot  $\beta$  med feil fortegn, og avviket for denne algoritmen er derfor stort allerede ved  $d=0.1$ .



Figur 4.8 - Beregning av  $\beta$  ved modell som inkluderer kapasitans

Figur 4.7 og Figur 4.8 viser at kapasitansen på ledningen har liten innvirkning på beregningen av Beta. Dette underbygger påstanden om at  $\beta$ , beregnet ved ligning (3-39), er lite påvirket av kapasitansen til ledningen.

### 4.3.3 Betydningen av feilmotstand

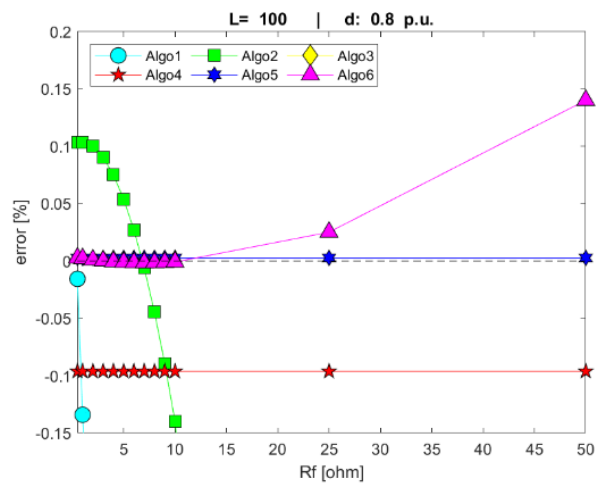
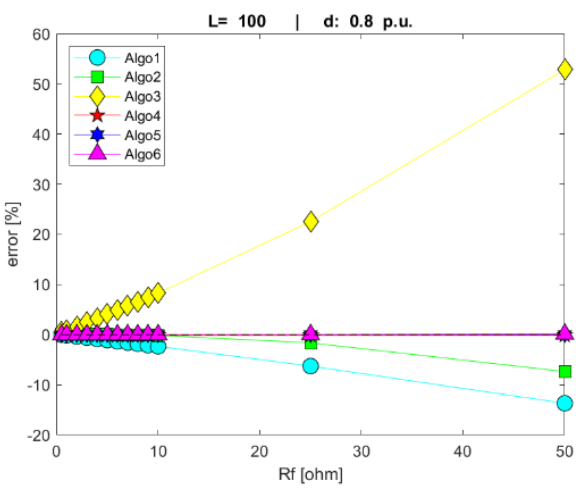
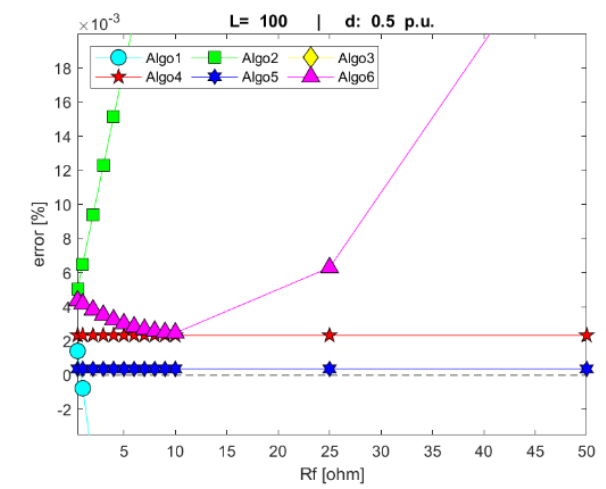
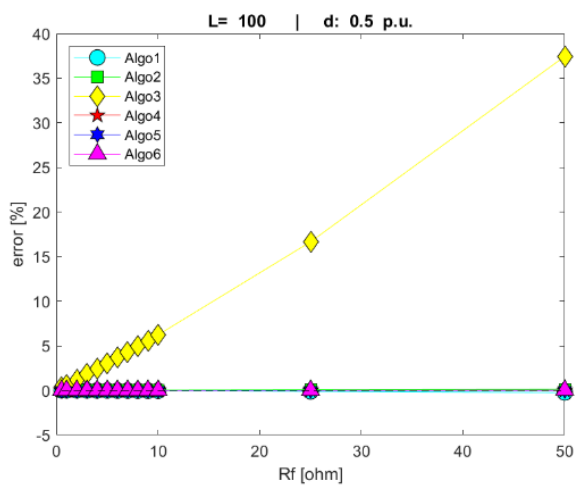
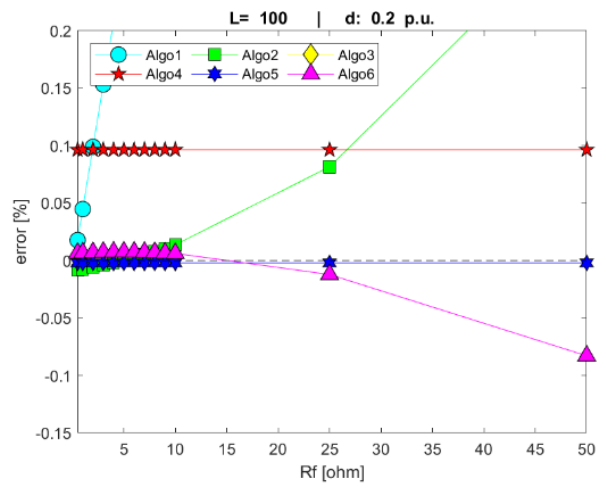
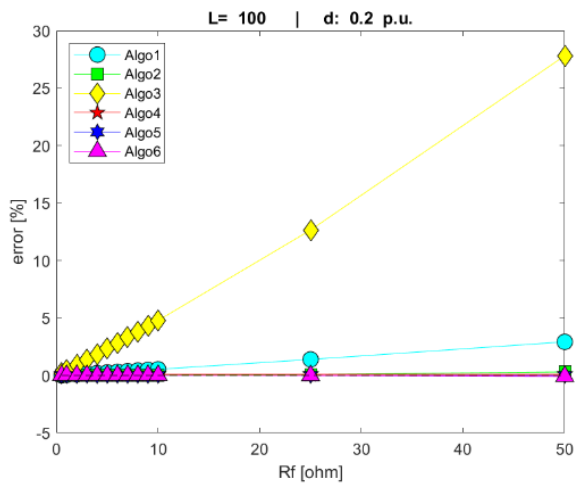
Videre undersøkes betydningen av feilmotstanden  $R_f$ . For å teste dette utføres simuleringer der  $R_f$  holdes konstant under hele feilforløpet. Feilmotstanden varieres, og et utvalg av ulike feilsteder studeres.

$R_f$  varieres i området  $1\Omega - 10\Omega$ . I tillegg gjøres målinger med  $R_f = 0.5\Omega, 25\Omega$  og  $50\Omega$ . Dette gjøres for en medium lang ledning ( $L=100$  km), og for feilsteder  $d = 0.2$  p.u.,  $0.5$  p.u. og  $0.8$  p.u.. Resultatene vises i Tabell 4.5 og i Figur 4.9. Grafene til høyre i figuren viser resultatene med høyere oppløsning på y-aksen.

Resultatene viser at alle variantene av Modifisert Takagi, algo1-3, er svært påvirket av feilmotstanden. Algo3 er betydelig svakere ved høyere feilmotstand, noe som indikerer at ligning (3-39) bare er en brukbar tilnærming ved lav-ohmige feil. Også Algo1 og Algo2 presterer dårligere ved høyere feilmotstand, til tross for at utledningen av disse algoritmene skulle indikere at betydningen av  $R_f$  var eliminert. Det er dermed tydelig at modellen som ligger til grunn for Modifisert Takagi ikke er presis.

d=0.2 p.u.													
$R_f [\Omega]$	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	25	50
Algo1	0,0178	0,0448	0,0990	0,1533	0,2078	0,2625	0,3174	0,3724	0,4277	0,4831	0,5387	1,3951	2,9230
Algo2	-0,0085	-0,0077	-0,0059	-0,0041	-0,0020	0,0002	0,0026	0,0051	0,0078	0,0107	0,0137	0,0816	0,3024
Algo3	0,2230	0,4555	0,9231	1,3941	1,8685	2,3462	2,8275	3,3122	3,8003	4,2921	4,7873	12,6601	27,8313
Algo4	0,0964	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965	0,0965
Algo5	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020	-0,0020
Algo6	0,0066	0,0068	0,0072	0,0074	0,0076	0,0076	0,0075	0,0074	0,0071	0,0067	0,0063	-0,0121	-0,0829
d=0.5 p.u.													
$R_f [\Omega]$	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	25	50
Algo1	0,0014	-0,0008	-0,0052	-0,0096	-0,0140	-0,0184	-0,0229	-0,0274	-0,0319	-0,0364	-0,0409	-0,1113	-0,2395
Algo2	0,0051	0,0065	0,0094	0,0123	0,0151	0,0180	0,0208	0,0236	0,0264	0,0291	0,0318	0,0702	0,1202
Algo3	0,3017	0,6017	1,2056	1,8149	2,4295	3,0495	3,6750	4,3060	4,9425	5,5847	6,2325	16,6674	37,4685
Algo4	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023
Algo5	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004
Algo6	0,0044	0,0042	0,0038	0,0035	0,0032	0,0030	0,0028	0,0027	0,0026	0,0025	0,0025	0,0063	0,0283
d=0.8 p.u.													
$R_f [\Omega]$	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	25	50
Algo1	-0,0155	-0,1341	-0,3723	-0,6119	-0,8529	-1,0953	-1,3391	-1,5844	-1,8310	-2,0792	-2,3288	-6,2579	-13,6841
Algo2	0,1034	0,1037	0,1000	0,0904	0,0751	0,0540	0,0270	-0,0059	-0,0446	-0,0893	-0,1399	-1,6269	-7,3448
Algo3	0,4860	0,8761	1,6631	2,4593	3,2648	4,0797	4,9042	5,7384	6,5824	7,4363	8,3003	22,5593	52,8402
Algo4	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962	-0,0962
Algo5	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027
Algo6	0,0027	0,0021	0,0010	0,0001	-0,0006	-0,0011	-0,0014	-0,0015	-0,0015	-0,0012	-0,0008	0,0252	0,1402

Tabell 4.5 - Prosentvist avvik for alle algoritmer når  $R_f$  varieres,  $L=100$  km

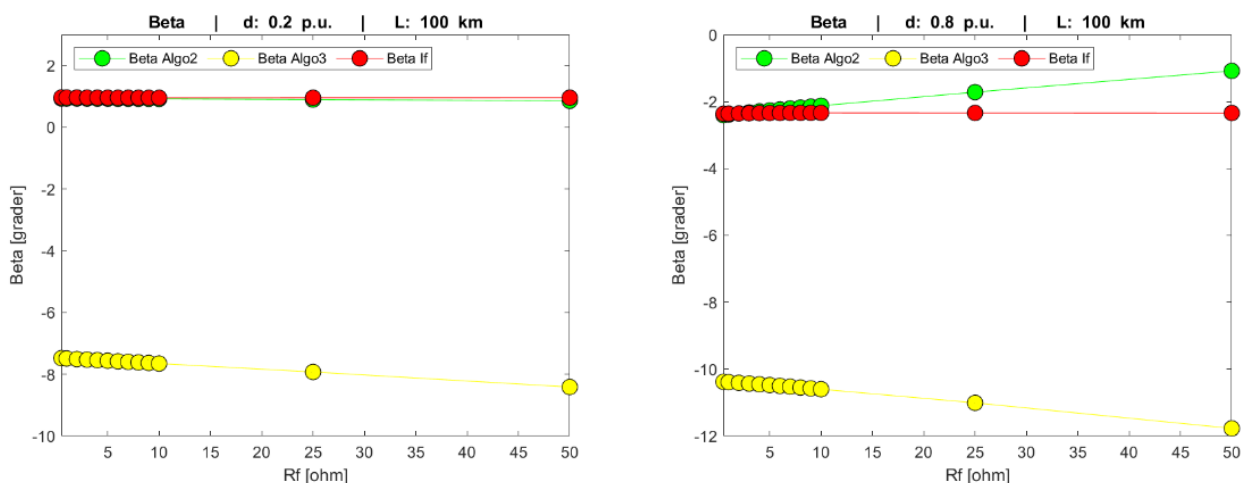


Figur 4.9 - Prosentvist avvik for alle algoritmer når  $R_f$  varieres,  $L=100$  km

De tosidige algoritmene klarer seg bedre, og er ikke påvirket av  $R_f$  i samme grad som de ensidige algoritmene. Algo4 og Algo5 er som figurene viser fullstendig upåvirket av  $R_f$ . Dette samsvarer med funnene i Tabell 4.2, Tabell 4.3 og Tabell 4.4. Algo6 er også lite påvirket av feilmotstanden, men viser økt avvik for høy-ohmige feil. Avvikene er likevel svært lave sammenlignet med de ensidige algoritmene.

Figur 4.10 viser beregningen av  $\beta$  gjort av Algo2, Algo3 og ved bruk av feilstrømmen  $I_f$ . Figuren viser at Algo3 er svakt påvirket av feilmotstanden  $R_f$ , og at estimatet forverres ved økende  $R_f$ .  $\beta$  beregnet ved Algo2 (ligning (3-9)) og ved feilstrømmen  $I_f$  (ligning (3-38)) er sammenfallende når feilstedet er nære målestasjonen på ledningen. Ved feil i andre enden av ledningen blir Algo2 mer sårbar for variasjoner i  $R_f$ , og avviket øker når  $R_f$  øker. Dette skyldes antagelig at Algo2 beregner  $\beta$  ved ligning (3-9) hvor estimatet fra Algo1 inngår. Når estimatet til Algo1 svekkes blir også beregningen av  $\beta$  mer unøyaktig. Det kan tenkes at flere iterasjoner med ligning (3-9) og (3-10) ville ha redusert dette avviket. I praksis vil kildeimpedansene i ligning (3-9) være ukjente, og en slik iterativ fremgangsmåte vil ikke nødvendigvis være effektiv.

Ved å betrakte kurvene for  $d = 0.8$  p.u. i Figur 4.10 og Figur 4.9 og underbygges hypotesen om at avvikene til Algo2 skyldes feil ved beregning av  $\beta$ .  $\beta$  beregnes med riktig fortegn, slik at det første estimatet fra Algo1 korrigeres i riktig retning. Fordi absoluttverdien av  $\beta$  er for lav blir imidlertid ikke estimatet fra Algo1 flyttet langt nok frem, slik at Algo2 ender opp med å beregne litt for kort. Dersom  $\beta$  basert på  $I_f$  ble benyttet ser man at Algo2 ville ha truffet bedre.



Figur 4.10 - Beregning av  $\beta$  ved ulike verdier av  $R_f$

#### 4.3.4 Betydningen av målefeil

Som beskrevet i avsnitt 3.4.4 kan bruken av strøm- og spenningstransformatorer medføre måleusikkerhet. I de fleste tilfeller vil omsetningsforholdet til disse transformatorene avvike med mindre enn 5%, men dette kan likevel være nok til å påvirke nøyaktigheten til algoritmene for avstandsberging. I dette delkapittelet testes derfor betydningen av avvik i strøm- og spenningsmåling. I testene som er gjort undersøkes målt strøm og spenning, både i A og B, separat. Dette for å isolere virkningen av hver enkelt parameter. Testene er utført ved at absoluttverdien av målingene er økt eller redusert med en prosentverdi i området -6% til +6%. For eksempel vil +6% målefeil i strøm medføre at  $I_{m\ddot{a}lt} = (1 + 0.06) \cdot I_{reell}$ . Fasevinkelen til målingene er ikke endret.

Alle resultatene er gjengitt i Figur 4.11, Figur 4.12 og Figur 4.13 i slutten av avsnitt 4.3.4. I hver figur er den aktuelle algoritmen og den usikre parameteren merket med henholdsvis oransje og grønn skrift i figuroverskriften. Ledningslengden og feilmotstanden er satt til  $L = 100 \text{ km}$ ,  $R_f = 1\Omega$  i alle tilfeller.

Merk også at det i dette avsnittet benyttes subskriptet «A» for å indikere målt fasestrøm eller -spenning i stasjon A. Parameteren « $I_A$ » er dermed ikke den samme strømmen som er gitt av Tabell 3.1.

##### 4.3.4.1 Strøm i stasjon A - $I_A$

Resultatene i Figur 4.11 viser at samtlige algoritmer er følsomme for målefeil i strømmen  $I_A$ . De ensidige algoritmene viser at avviket øker tilnærmet lineært med feilstedet  $d$ , mens for de tosidige algoritmene øker avviket raskest i starten av ledningen før det flater ut.

Grafene viser også at de tosidige algoritmene er mindre påvirket av målefeilene enn de ensidige algoritmene. Algo1-3 har et maksimalt avvik på 5-7%, mens Algo4-6 har maksimalt avvik på 1.5-2.5%.

##### 4.3.4.2 Spenning i stasjon A - $V_A$

Figur 4.12 viser at de ensidige algoritmene er mer påvirket av målefeilen i spenningen  $V_B$  enn de tosidige, med maksimalt avvik på 5-7%. De ensidige algoritmene gir økt avvik for økende feilsted  $d$ , og sammenhengen mellom avviket og målefeilen er tilnærmet identisk som for målefeil i strømmen  $I_A$ . Algo2 og Algo3 beregner  $\beta$  ved ligningene (3-9) og (3-38), og disse er ikke påvirket av målt spenning. Avvikene til disse algoritmene skyldes derfor at presisjonen til Algo1 reduseres.

Algo4 og Algo5 viser en omvendt sammenheng der avvikene synker når feilstedet øker, med maksimalt avvik på 1-1.5%. Dette skyldes antagelig at det er strøm og spenning nærmest feilstedet som får størst betydning. Algo6 er den algoritmen som gir størst avvik for en gitt målefeil med 12-13%, men avviket er mindre avhengig av feilstedet  $d$  enn for de øvrige algoritmene.

##### 4.3.4.3 Strøm i stasjon B - $I_B$

Strømmen i stasjon B påvirker bare de tosidige algoritmene. Figur 4.13 viser at alle de tre algoritmene gir størst avvik for små verdier av  $d$ , og avviket avtar før økende verdier av  $d$ . Alle de tre algoritmene viser et maksimalt avvik i området 1.5-1.7%.

Ved å sammenligne resultatene i Figur 4.13 med Figur 4.11 er det tydelig at strømmen i hver ende av ledningen har en lignende påvirkning på resultatet. Målefeil i stasjon A gir størst avvik for feilsteder nærmest B, og målefeil i B gir størst avvik for feilsteder nærmest A.

#### 4.3.4.4 Spenning i stasjon B - $V_B$

Spenningen i stasjon B påvirker bare de tosidige algoritmene. Figur 4.13 viser resultatene. Algo4 og Algo5 viser svært like resultater, hvor avviket øker lineært med avstanden til feil  $d$ . Begge algoritmene har et maksimalt avvik i området 1-1.5%. Algo6 viser markant større avvik enn de to andre algoritmene, med et maksimalt avvik på rundt 12%. Avviket er også mindre avhengig av feilstedet  $d$ .

Sammenligning av Figur 4.12 og Figur 4.13 viser at også spenning i A og B påvirker presisjonen på samme måte. For Algo4 og Algo5 gir unøyaktige målinger i stasjon A størst avvik for feilsteder nærmest A, og unøyaktige målinger i B gir størst avvik nærmest B. Algo6 er mindre påvirket av feilstedet, men også denne er påvirket omtrent likt av spenningen  $V_A$  og  $V_B$ .

#### 4.3.4.5 Oppsummering

Algo1 er påvirket av strøm og spenning i stasjon A. Målefeil ved disse to parameterne gir omtrent samme utslag, og avviket øker med økende avstand til feil. Ved 6% målefeil i strøm og spenning gir Algo1 et maksimalt avvik i området 5-6%.

Algo2 er også påvirket av strøm og spenning i stasjon A. Dersom den målte strømmen eller spenningen er *lavere* enn den reelle verdien (tilsvarer grafene for -2%, -4% og -6%) vil Algo1 beregne feilstedet for *langt unna*. Tilsvarende vil målefeil der målt verdi er høyere enn reell verdi medføre at Algo1 beregner for kort avstand til feil. Algo2 benytter estimatet fra Algo1 og korrigerer dette med strømdelingsfaktoren  $\beta$ . Etersom denne ikke er påvirket av målte strømmer og spenninger vil denne korrigere estimatet fra Algo1 i samme retning uavhengig av målefeilen. Som Figur 4.8 viser vil  $\beta$  være negativ for  $d > 0.5 p.u.$ , noe som medfører at Algo2 beregner avstand til feil lengre unna enn Algo1 gjør. Dermed gir Algo2 lavere avvik enn algo1 dersom målefeilen er negativt, og høyere avvik dersom målefeilen er positiv. Endringen fra Algo1 til Algo2 er likevel liten sammenlignet med de totale avvikene som skyldes målefeil. Algo2 gir maksimalt avvik i området 5-6%.

Algo3 viser omtrent samme presisjon som Algo1 og Algo2. Algo3 beregner  $\beta$  ved ligning (3-39), og er derfor påvirket av strømmen  $I_A$ . Algo3 gjør det derfor noe bedre enn Algo2 ved negative målefeil, og noe dårligere enn Algo2 ved positive målefeil. Algo3 viser maksimalt avvik på 4-7%.

Algo4 er påvirket av strøm og spenning begge stasjoner, med et maksimalt avvik på 1-1.5%. Målefeil i strøm og spenning gir tilnærmet samme avvik for begge stasjoner, slik at algoritmen er like presis fra begge stasjoner dersom målenøyaktigheten er antatt lik i de to stasjonene. Ved målefeil i strøm er Algo4 mest presis for feil nærmest målepunktet, og for målefeil i spenning er algoritmen mest presis for feil langt unna målepunktet. Dersom strømmålingen er ansett for å være minst presis bør derfor algoritmen kjøres fra stasjonen nærmest feilstedet, og omvendt dersom spenningsmålingen er ansett for å være mest upresis.

Algo5 er påvirket av strøm og spenning i begge stasjoner. Målefeil i strøm gir et maksimalt avvik på 1.5%, og algoritmen er like nøyaktig ved målefeil A og B. Ved unøyaktige strømmålinger er algoritmen mest presis for feil nærmest målepunktet. Målefeil i spenning gir et maksimalt avvik på 1.2-1.3%, og algoritmen er da mest presis for feil lengst unna målepunktet.

Algo6 er påvirket av strøm og spenning i stasjon A og B. Ved målefeil i strøm er algoritmen mest presis for feil nærmest målepunktet. Målefeil i strømmen i A gir et maksimalt avvik på nesten 2.5 %, mens målefeil i strømmen i B gir et maksimalt avvik på 1.7-1.8%. Strømmen  $I_A$  har dermed en større

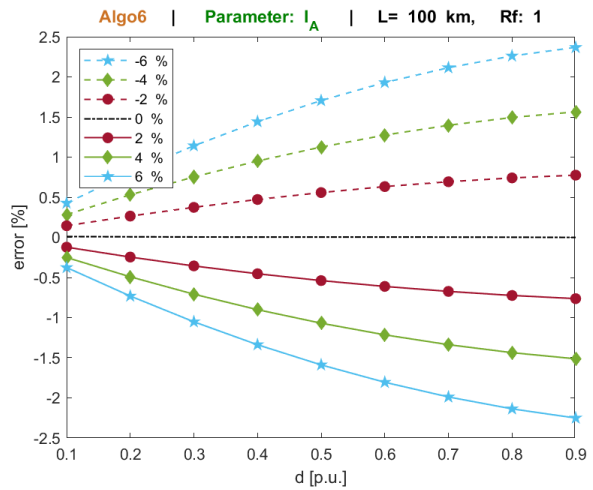
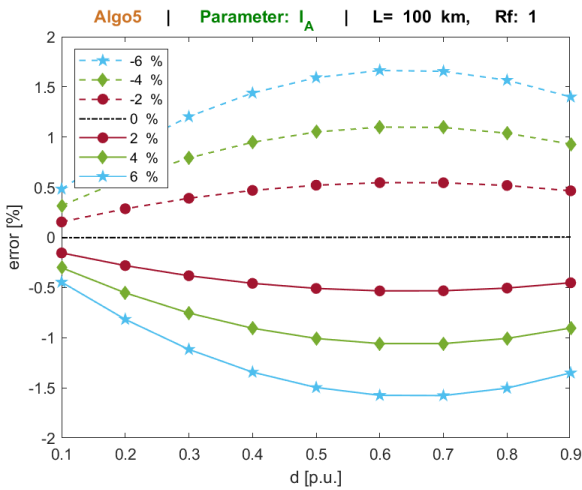
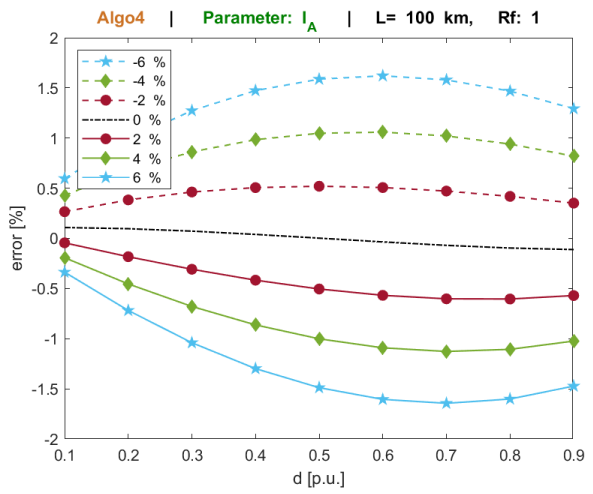
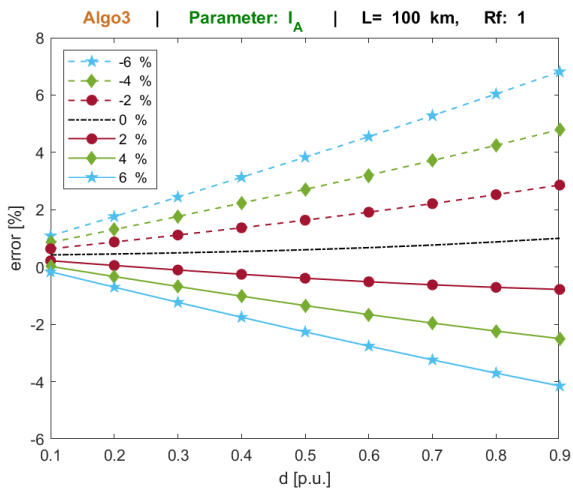
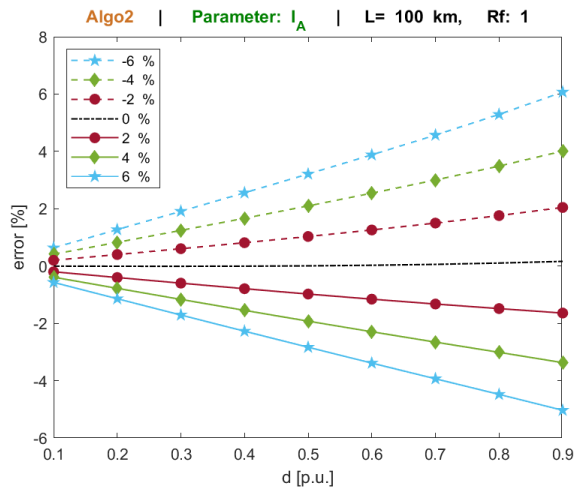
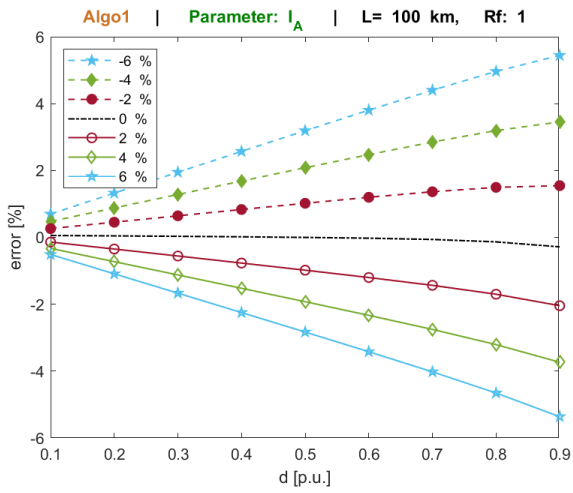


påvirkning på resultatet enn strømmen  $I_B$ . Målefeil i spenning gir store utslag for denne algoritmen, med maksimalt avvik rundt 12%. Avviket er størst midt på ledningen.

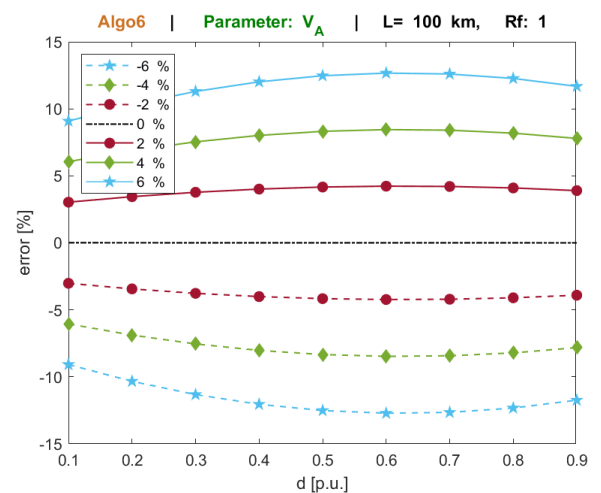
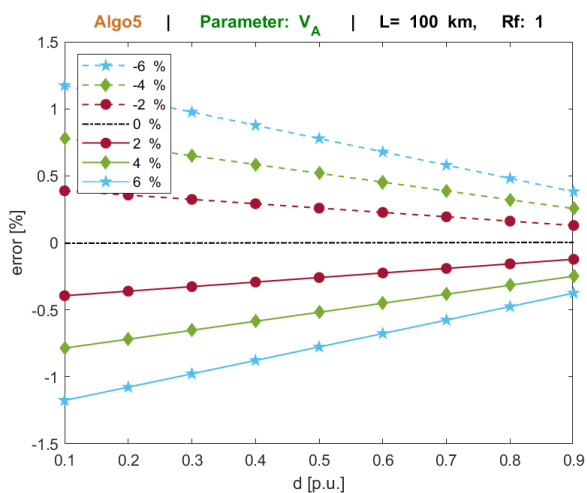
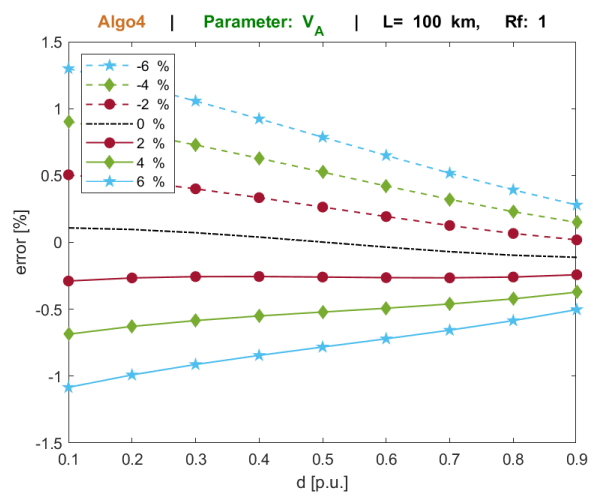
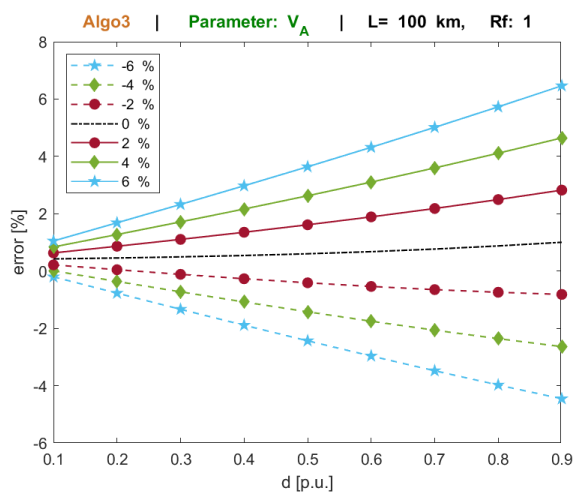
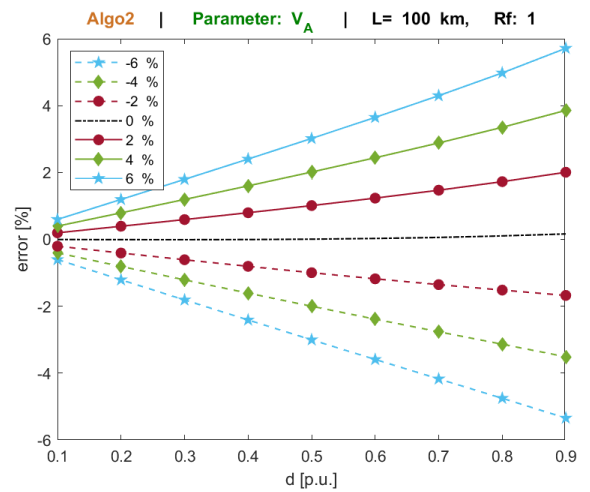
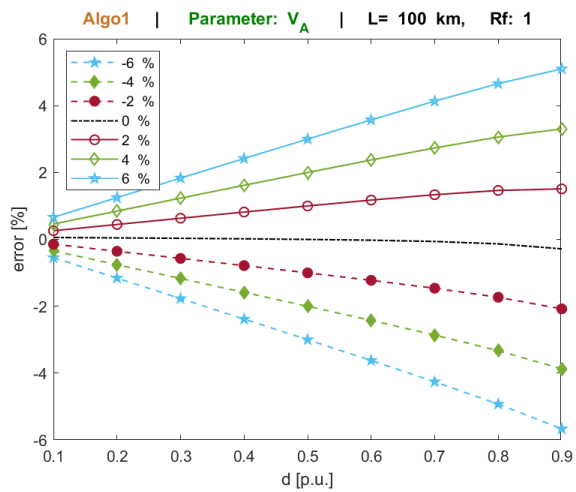
Resultatene viser at avvik i strømmåling påvirker de ensidige algoritmene i større grad enn de tosidige. For en 6% målefeil i strøm gir de ensidige algoritmene maksimalt avvik i området 5-7%, mens de tosidige algoritmene har et maksimalt avvik i området 1.5-2.5%.

For en 6% målefeil i spenning gir de ensidige algoritmene et maksimalt avvik i området 5-7%. Algo4 og Algo5 viser et maksimalt avvik i området 1-1.5 %. Algo6 er den algoritmen som er mest påvirket av målefeil i spenning, og viser et maksimalt avvik i området 12-13%.

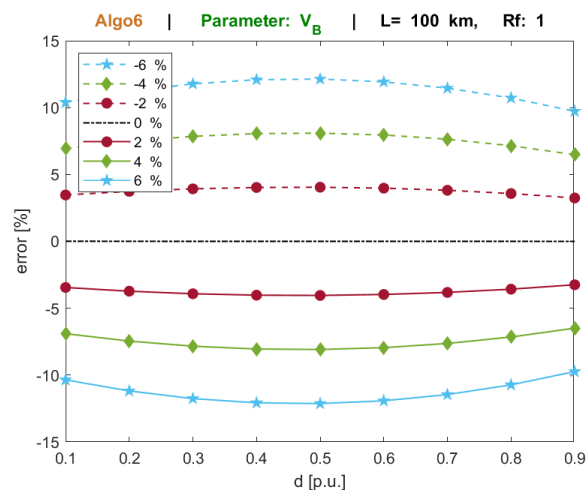
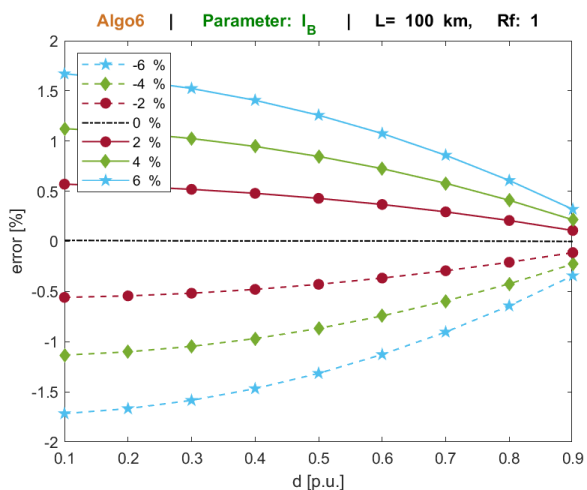
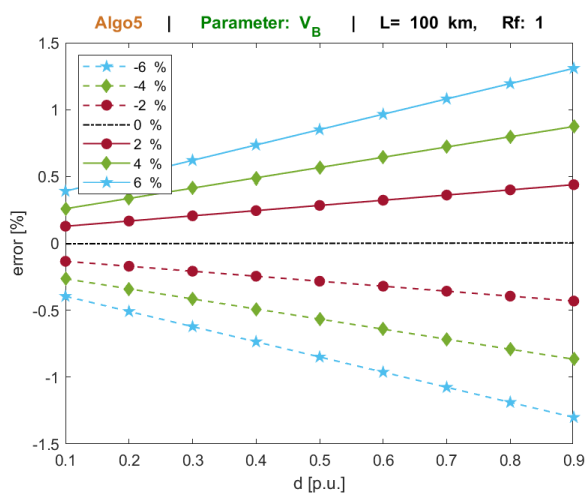
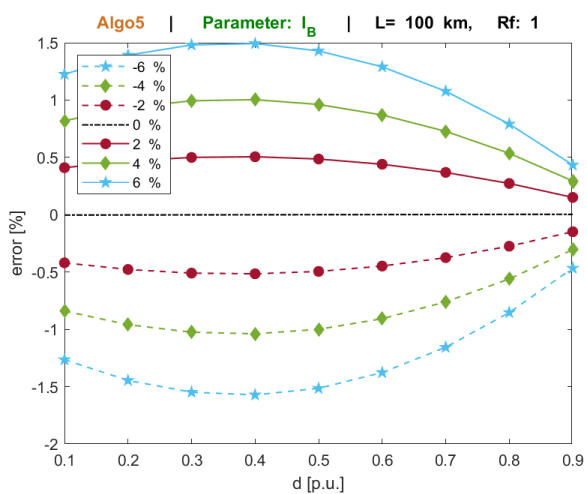
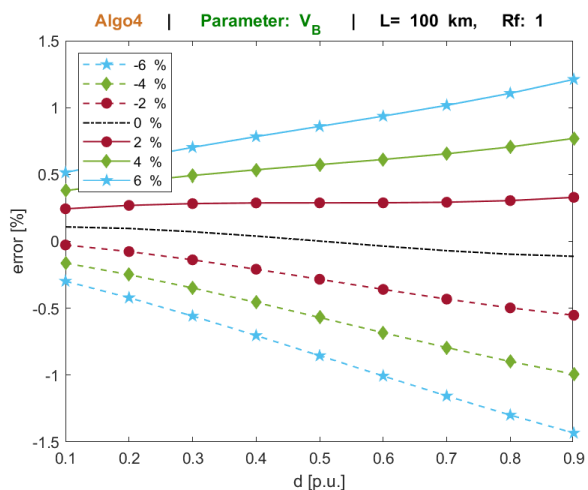
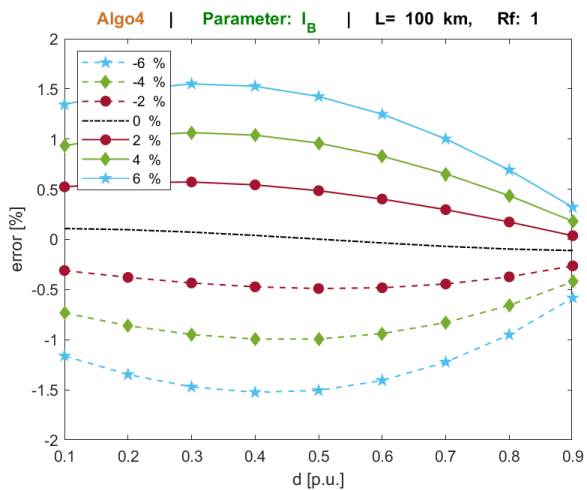
De ensidige algoritmene svekkes ved større avstand til feil, og er mest presise for feil på første halvdel av ledningen. De tosidige algoritmene er mindre påvirket av feilsted og kan i større grad kjøres fra begge ender av ledningen. For de tosidige algoritmene er det presisjonen til målingene av strøm og spenning som dikterer hvilken stasjon disse bør kjøres fra. Ved upresise strømmålinger bør algoritmene kjøres fra stasjonen nærmest feilstedet. Ved upresise spenningsmålinger bør algoritmene kjøres fra stasjonen lengst unna feilstedet.



Figur 4.11 - Prosentvist avvik for Algo1-6 ved målefeil i strømmen  $I_A$



Figur 4.12 - Prosentvist avvik for Algo1-6 ved målefeil i spenning  $V_A$



Figur 4.13 - Prosentvist avvik for Algo4, Algo5 og ALgo6 ved målefeil i strømmen  $I_B$  og spenningen  $V_B$

### 4.3.5 Betydningen av ledningsparametere

#### 4.3.5.1 Serieimpedans

Her testes algoritmene for unøyaktige verdier av absoluttverdien til serieimpedansen til ledningen. Både R og X i pluss og nullsystemet er gitt den samme usikkerheten. Dette vil si at Algo1, 2 og 3, som alle benytter  $Z_{line1}$  og  $Z_{line0}$  i sine formler (strømmen  $I_A$  beregnes slik som gitt av Tabell 3.1), opplever usikkerhet knyttet til begge disse parameterne.

Figur 4.14 på side 42 viser hvordan de ulike algoritmene blir påvirket av upresise verdier for serieimpedansene i systemet. De ensidige algoritmene gir betydelig større avvik, med maksimalt avvik på 5-7%. Dette kan imidlertid skyldes at impedansen i både pluss- og nullsystemet inngår i disse algoritmene.

De tosidige algoritmene gir lavere avvik. Algo4 og Algo5 har begge maksimalt avvik under 1%, mens Algo6 har maksimalt avvik på 2%.

De ensidige algoritmene presterer dårligere når avstanden til feil øker, men de tosidige algoritmene har best presisjon for feil på midten av ledningen. Algo6 har i tillegg noe lavere avvik for feil nærmest stasjon A (0.5-1.4%) sammenlignet med feil nærmest B (0.7-2.2%). Dersom målepresisjonen er identisk i de to stasjonene bør denne dermed kjøre fra stasjonen nærmest feilstedet.

#### 4.3.5.2 Shuntadmittans

Her testes betydningen av usikre målinger av kapasitansen på ledningen. Både driftskapasitansen og kapasitansen til jord er variert samtidig.

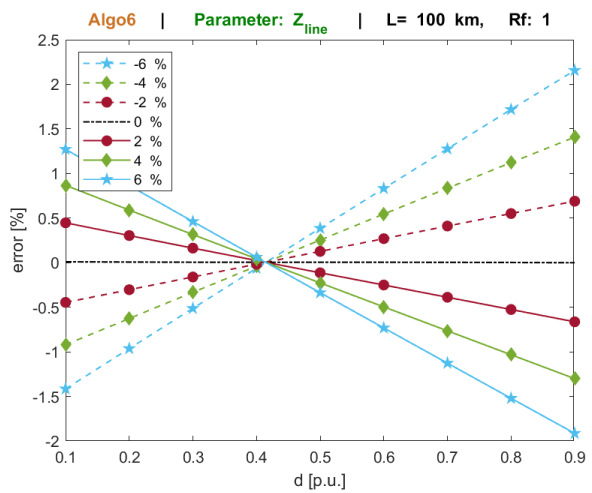
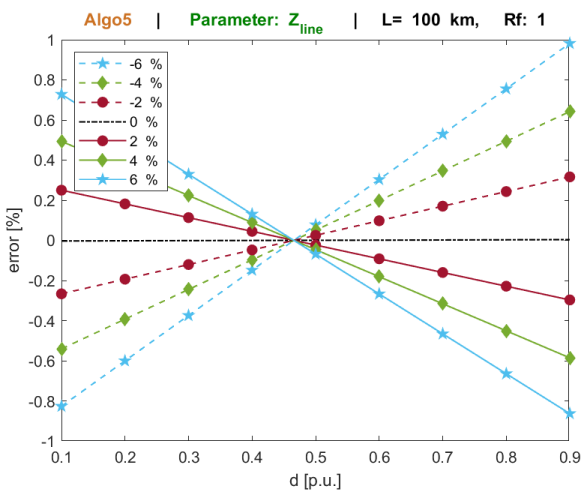
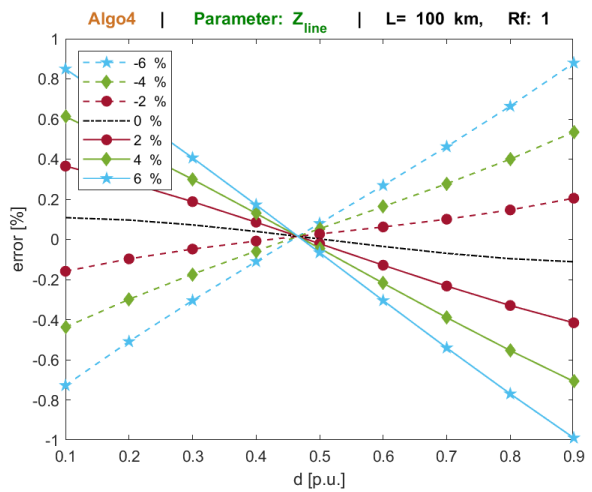
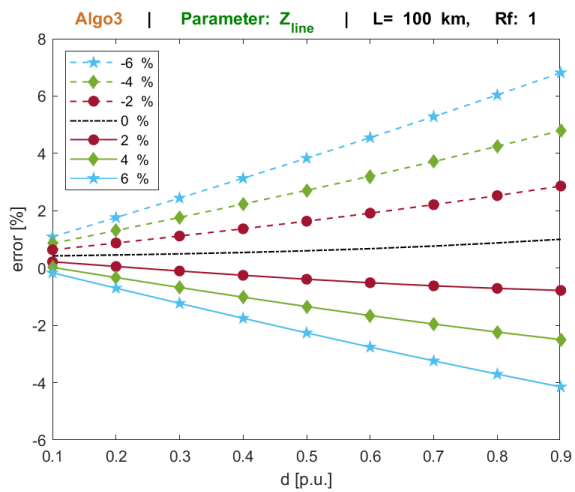
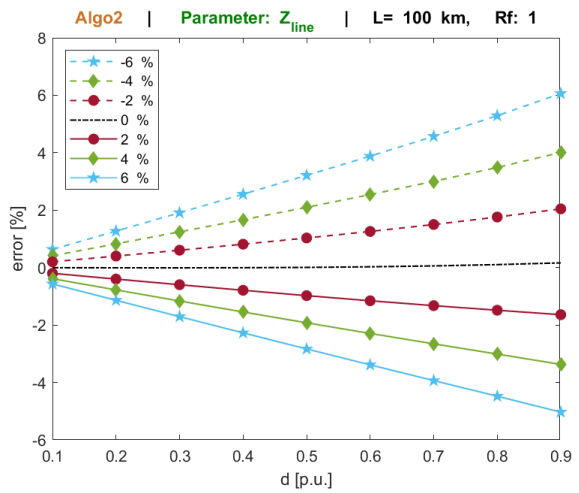
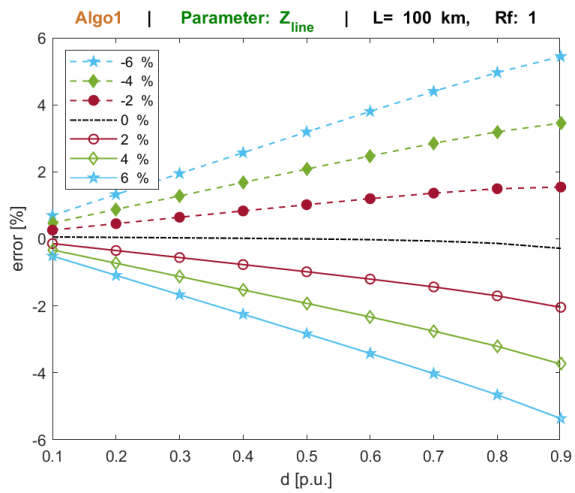
Algo1-Algo4 er basert på modell for kort ledning og er følgelig ikke påvirket av unøyaktige verdier for ledningens kapasitans. Figur 4.15 viser resultatene for Algo5 og Algo6. Det er tydelig at unøyaktige verdier av kapasitansen har mye mindre påvirkning på presisjonen enn serieimpedansen har. Algo5 har maksimalt avvik på omtrent 0.01%, og Algo6 har maksimalt avvik på omtrent 0.06%. Presisjonen er også her best for feil midt på ledningen.

#### 4.3.5.3 Oppsummering

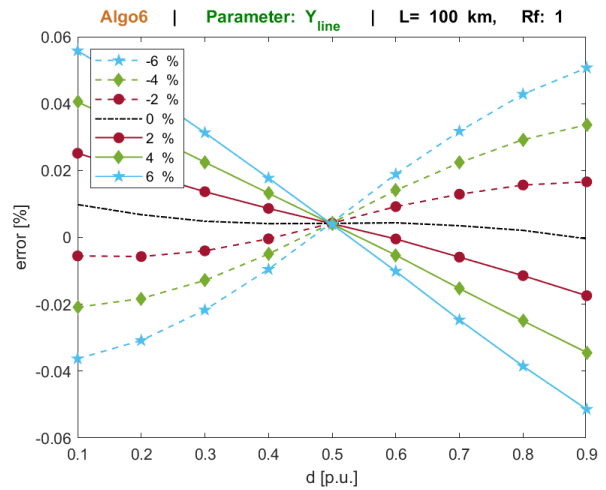
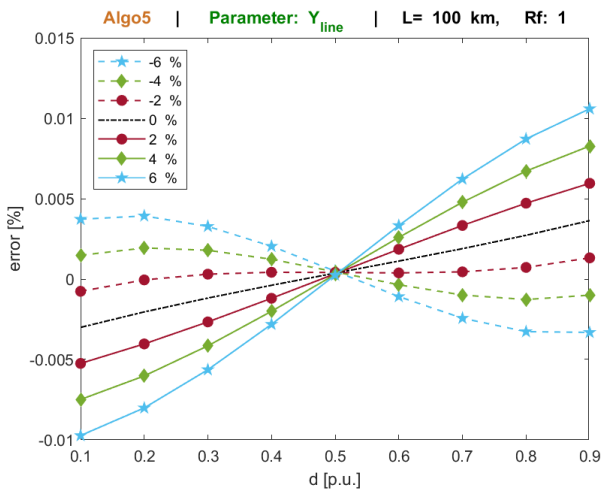
Resultatene i avsnitt 4.3.5.1 og 4.3.5.2 viser at de tosidige algoritmene er klart mindre påvirket av unøyaktige impedanser og admittanser enn de ensidige algoritmene. De ensidige algoritmene presterer dårligere når avstanden til feil øker, og dersom verdien av serieimpedansen er ansett som den mest unøyaktige parameteren bør disse algoritmene kjøres fra stasjonen nærmest feilstedet.

De tosidige algoritmene kan derimot kjøres fra begge sider uten merkbar endring i presisjon, med unntak av Algo6 som kan gi noe lavere avvik for feil nærmest stasjon A. De tosidige algoritmene er alle mest presise for feil midt på ledningen.

Unøyaktige verdier av kapasitansen på ledningen har en neglisjerbar påvirkning på resultatet til Algo5 og Algo6, da maksimalt avvik for disse som følge av unøyaktige verdier er henholdsvis 0.01% og 0.06%.



Figur 4.14 - Prosentvist avvik for Algo1-6 ved unøyaktige verdier for serieimpedansen til ledningen



Figur 4.15 - Prosentvist avvik for Algo5 og Algo6 ved unøyaktige verdier for ledningens kapasitans

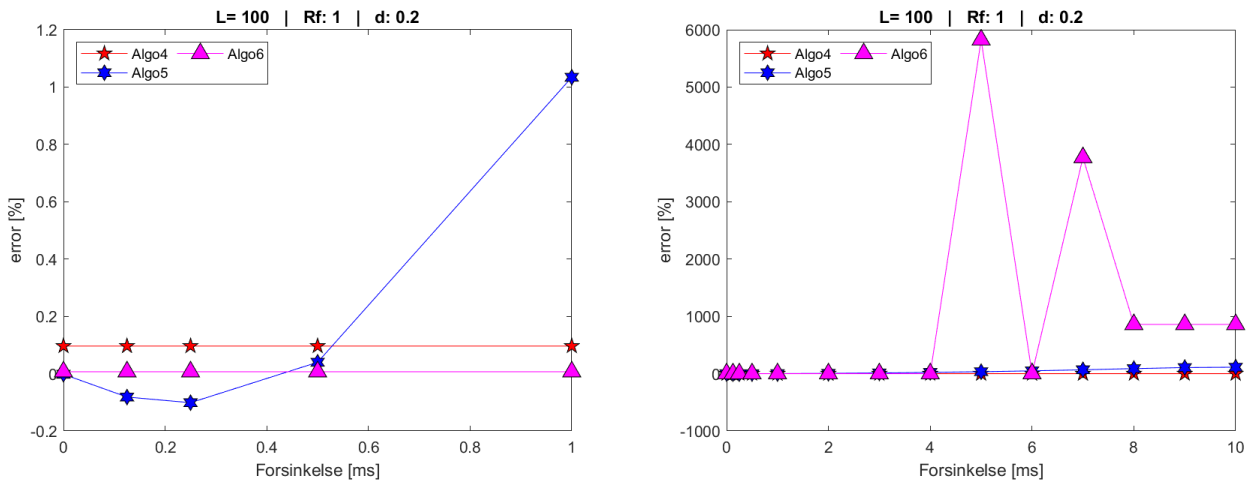
### 4.3.6 Betydningen av usynkroniserte målinger

Nå testes de tosidige algoritmene med hensyn på usynkroniserte målinger mellom stasjon A og B. For å gjøre dette velges en medium lang ledning,  $L=100$  km, med feilmotstand  $1\Omega$ . Målingene foretatt i stasjon B forskyves med  $T$  ms før algoritmene gjør sine beregninger. Forsinkelsen  $T$  varieres først i området  $0.125$  ms til  $10$  ms. Som nevnt i avsnitt 3.4.4 er  $0.125$  ms,  $0.25$  ms og  $0.5$  ms den maksimale unøyaktigheten som kan oppstå når målingene synkroniseres manuelt av AutoDig, når feilskriverens samplingrate er henholdsvis  $8$  kHz,  $4$  kHz og  $2$  kHz. Derfor er disse tre forsinkelsene også inkludert. Ifølge FIKS [11] skal ikke forskyvningen av målinger overstige  $5$  ms mellom stasjoner, men det er usikkert om dette i dag er tilfelle. Forsinkelser på  $10$  ms inkluderes for å ha god margin til denne grensen. Resultatene er vist i Tabell 4.6 og Figur 4.16.

Resultatene viser at Algo4 er upåvirket av forsinkelsen. Dette stemmer overens med at algoritmen er utledet basert på usynkroniserte målinger. Algo5 er basert på synkroniserte målinger, og viser merkbart dårligere resultater allerede ved en forsinkelse på  $0.125$  ms. Denne algoritmen er dermed helt avhengig av synkroniserte målinger for å fungere.

T [ms]	d=0.2 p.u.			d=0.5 p.u.			d=0.8 p.u.		
	Algo4	Algo5	Algo6	Algo4	Algo5	Algo6	Algo4	Algo5	Algo6
0	0,0965	-0,0020	0,0068	-0,0962	0,0027	0,0021	0,0023	0,0004	0,0042
0,125	0,0965	-0,0815	0,0068	-0,0962	-0,0905	0,0021	0,0023	-0,0737	0,0042
0,25	0,0965	-0,1013	0,0068	-0,0962	-0,1430	0,0021	0,0023	-0,1028	0,0042
0,5	0,0965	0,0398	0,0068	-0,0962	-0,1255	0,0021	0,0023	-0,0257	0,0042
1	0,0965	1,0342	0,0068	-0,0962	0,4037	0,0021	0,0023	0,6777	0,0042
2	0,0965	5,5645	0,0068	-0,0962	3,5044	0,0021	0,0023	4,3584	0,0042
3	0,0965	12,8049	0,0068	-0,0962	9,5650	0,0021	0,0023	11,3306	0,0042
4	0,0965	22,3605	0,0068	-0,0962	19,0898	0,0021	0,0023	22,2553	0,0042
5	0,0965	34,3856	5824,2754	-0,0962	32,9407	0,0021	0,0023	38,6281	0,0042
6	0,0965	49,3867	0,0068	-0,0962	52,4749	0,0021	0,0023	63,8478	5794,7486
7	0,0965	67,7888	3770,7133	-0,0962	79,5005	2889,9463	0,0023	106,4727	1257,1387
8	0,0965	88,5975	859,0230	-0,0962	115,0607	-2895,8445	0,0023	194,5702	5794,7486
9	0,0965	106,6609	859,0230	-0,0962	154,2471	-5796,7157	0,0023	522,0379	2894,8602
10	0,0965	112,8973	859,0230	-0,0962	178,5817	0,0021	0,0023	843,6206	2894,8602

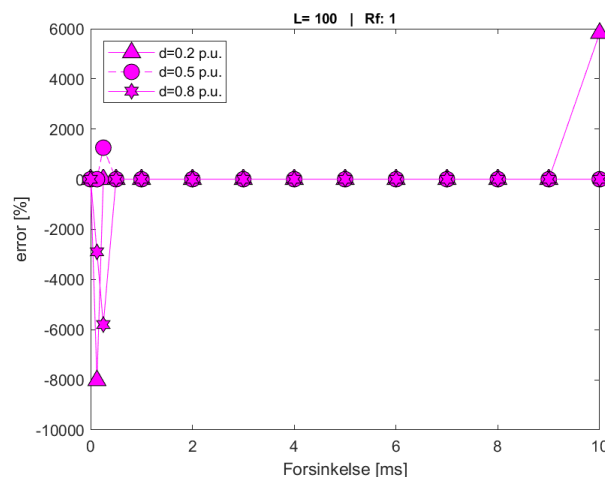
Tabell 4.6 - Prosentvist avvik for tosidige algoritmer ved forsinkelsen  $T$  [ms] mellom målinger foretatt i stasjon A og B. Ledningslengde  $L=100$  km, feilmotstand  $R_f = 1\Omega$ .



Figur 4.16 - Prosentvist avvik for tosidige algoritmer ved forsinkelsen  $T$  [ms] mellom målinger foretatt i stasjon A og B. Ledningslengde  $L=100$  km, feilsted  $d=0.2$  p.u., feilmotstand  $R_f = 1\Omega$

Algo6 er upåvirket av forsinkelsen opp til 4-6 ms. Etter dette er algoritmen ustabil og uforutsigbar. Algoritmen er utledet basert på usynkroniserte målinger, men da denne må løses numerisk er den ustabil for større forsinkelser. Algoritmen er basert på Newton-Raphson med feilsted  $d$  og synkroniseringsvinkel  $\delta$  som de to ukjente variablene. Initialverdiene er satt til  $d_0 = 0.5$  p.u. og  $\delta_0 = 0$  rad, slik som anbefalt i [6]. Ved 5 ms er  $\delta$  i virkeligheten -90 grader (målingene i B forsinkes 5 ms), noe som er for langt unna initialverdien. Ved å velge initialverdien for  $\delta$  nærmere -90 grader oppnås bedre resultater. Dette er illustrert i Figur 4.17.

Bruken av numeriske løsninger gjør Algo6 mer ustabil enn Algo4 og Algo5, men avvikene som følger av dette er lett å oppdage. Algoritmen gir avvik på flere hundre prosent dersom den numeriske metoden svikter, og disse resultatene er derfor enkle å se bort fra. Ved å kjøre algoritmen med ulike startverdier for  $d_0$  og  $\delta_0$  kan disse problemene unngås.



Figur 4.17 - Prosentvist avvik for Algo6 når  $\delta_0 = -90$  grader



### 4.3.7 Konvergenstid

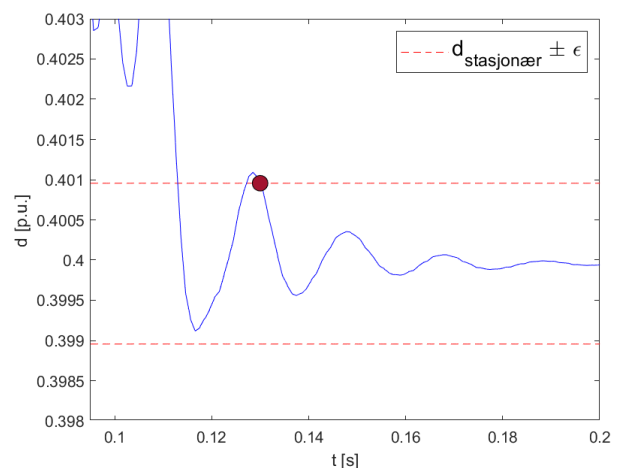
I Figur 4.21 på neste side er det benyttet konvergensgrense-verdier på  $\epsilon = [0.001, 0.005, 0.01, 0.05]$  for en ledning med lengde  $L = 100 \text{ km}$ , og  $R_f = 1$ . Konvergenstiden  $T_k$  er plottet, der konvergenstiden er det siste tidspunktet etter feilen inntreffer hvor estimatet fra hver enkelt algoritme er utenfor området  $d_{stasjonær} \pm \epsilon \text{ p.u.}$ . Se Figur 4.18 for illustrasjon. Merk at tiden  $T_k$  i Figur 4.21 er basert på at feilen inntreffer ved tiden  $t_{feil} = 0$ .

Se vedlegg B.2 for MATLAB-koden som beregner konvergenstiden.

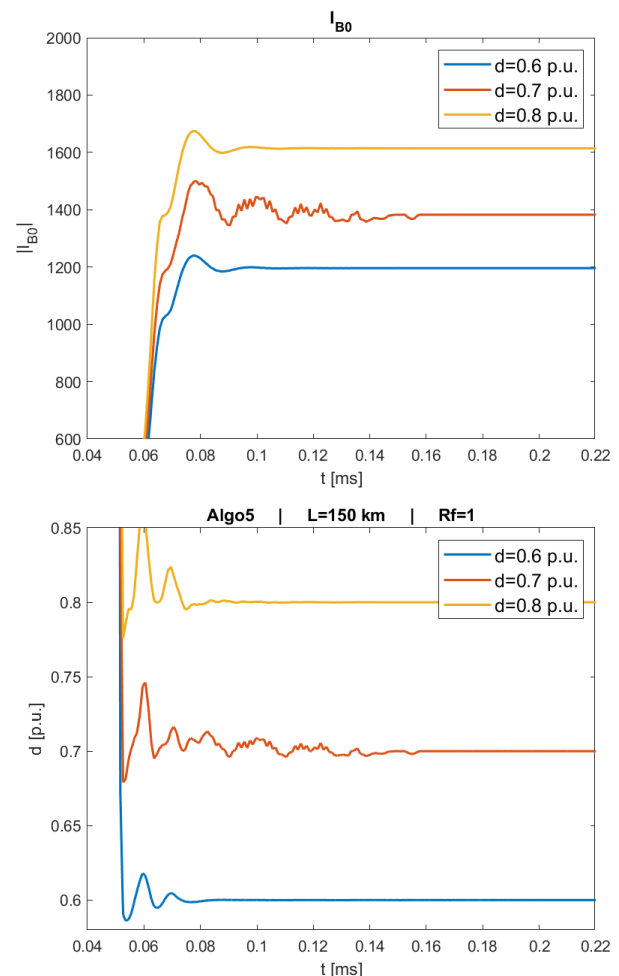
Resultatene i Figur 4.21 viser at konvergenstiden i de fleste tilfeller er lavere for de tosidige algoritmene. Unntaket er for feil nære målestedet. Ved å anta at en gjennomsnittlig kortslutning i transmisjonsnettet klareres inn 60-80 ms ser man at Algo4 og Algo5 vil konvergere med en presisjon på 0.1% eller bedre i nesten alle tilfeller. Algo6 er litt tregere, men også denne holder seg under 80 ms i de fleste tilfeller. For de ensidige algoritmene er konvergenstiden høyere, slik at en konvergens på 0.1% ikke er mulig innen 80 ms på andre halvdel av ledningen.

Årsaken til at kurvene er så ujevne er at enkelte kombinasjoner av ledningslengde og feilsted gir tregere demping av de transiente oscillasjonene enn andre. Et eksempel på dette er illustrert i Figur 4.19. Hvorvidt dette forløpet er en naturtro gjengivelse av strøm og spenning ved reelle feil er uvisst, og det bør gjøres grundigere arbeid på dette området enn hva som er gjort her. Årsaken til disse tregt dempede transientene er ikke kjent. Dersom dette skyldes at modellen ikke er en tilstrekkelig god gjengivelse av reelle forhold er det ikke utenkelig at disse konvergenstidene vil være lavere i virkeligheten.

I tillegg vil siste krysning av  $d \pm \epsilon$  gjerne skje ved et ekstremalpunkt på kurven, og disse er adskilt med 20 ms. Om kurven akkurat krysser grensen eller sniker seg innenfor gir utslag i form av de tilsynelatende diskontinuerlige kurvene i Figur 4.21. Et eksempel på dette er illustrert Figur 4.20. I figuren er konvergensgrensen satt til 5%, og gir



Figur 4.18 - Illustrasjon av konvergenstid. Feilen inntreffer ved  $t = 50 \text{ ms}$ , og medfører at  $T_k \approx 80 \text{ ms}$ .

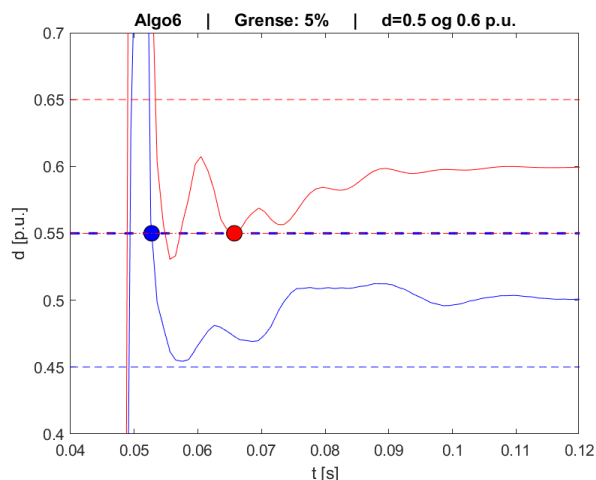


Figur 4.19 - Treg demping av  $I_{B0}$  gir treg konvergens for avstandsestimatet

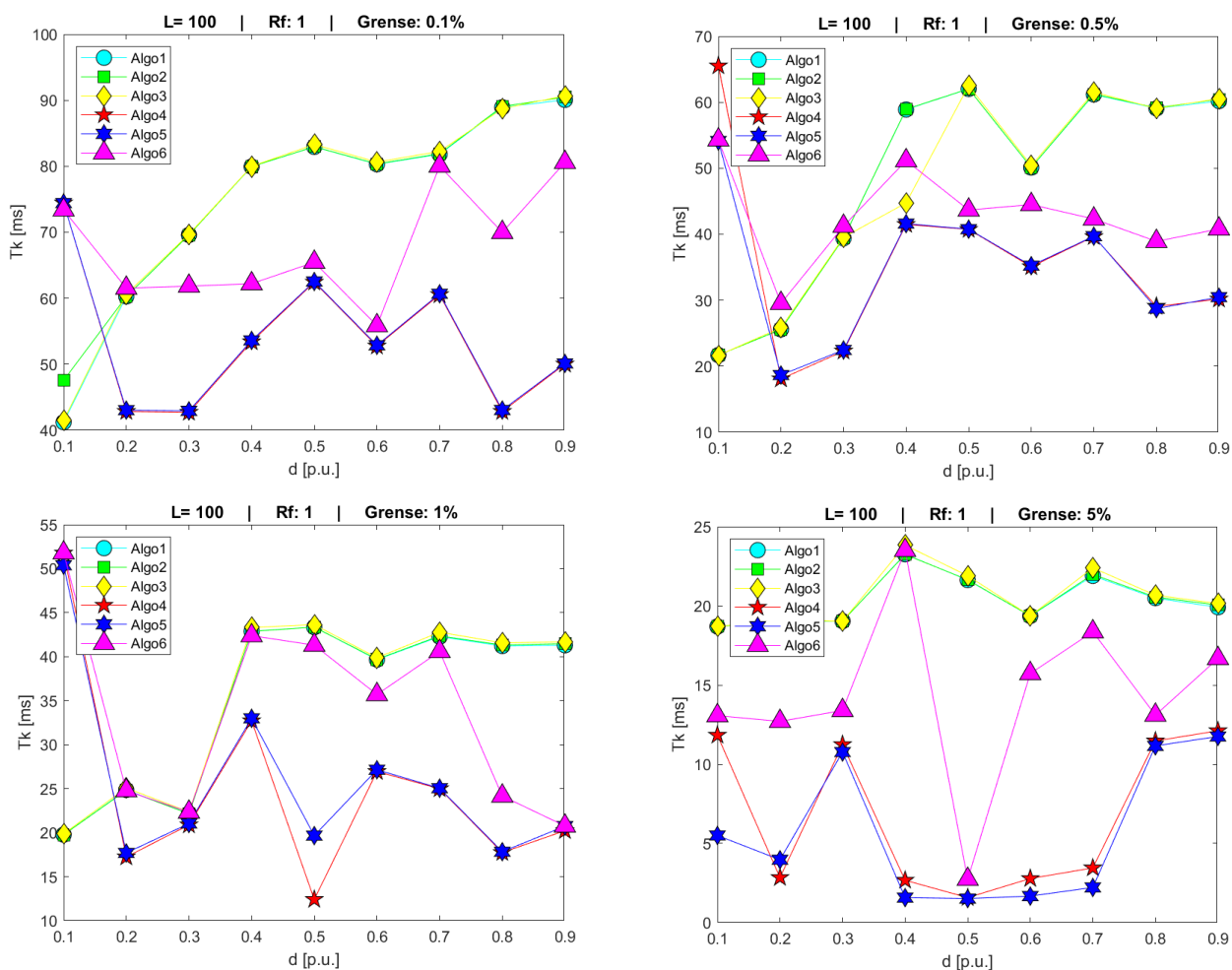
store forskjeller for de to feilstedene. Ved å betrakte figuren ser man at en grense på omkring 2.5 % eller 7.5% ville gitt svært lik konvergenstid.

Ingen av algoritmene som er testet er basert på en modell som tar høyde for de transiente strømmene og spenningene som oppstår ved en kortslutning. Enkelte av disse algoritmene viser svært høy presisjon ved stasjonære forhold, men dersom disse transienten svingningene er tilstrekkelig langvarige kan dette ha konsekvenser for hvor godt algoritmene fungerer i praksis. Dette er imidlertid en sårbarhet som gjelder samtlige av de impedansbaserte algoritmene som er testet her.

Til sammenligning er travelling wave-teknologien basert på nettopp disse transientene, og dette kan tenkes å være en viktig årsak til at impedansbaserte algoritmer ikke gir samme presisjon som travelling wave i praksis.



Figur 4.20 - Uforutsigbare transiente svingninger påvirker konvergenstiden.  $L=100$  km,  $R_f = 1\Omega$



Figur 4.21 - Konvergenstid for Algo1-Algo6.  $L=100$  km,  $R_f = 1\Omega$

#### 4.4 DISKUSJON AV RESULTATER

Resultatene fra dette kapittelet viser at AutoDigs nåværende algoritme, Algo3, presterer svakere enn de øvrige algoritmene i de alle fleste tilfeller. Algoritmen har sine laveste avvik for feilsted nære målepunktet, og avvikene øker jevnt med avstanden til feilstedet.

Ved  $R_f = 1\Omega$  er avviket for denne algoritmen lavere enn 1.5 % i alle tilfeller. Ved  $R_f = 10\Omega$  er maksimalt avvik for denne algoritmen 14 %, og inntreffer ved feilsted lengst unna målepunktet på kort ledning. Avviket øker også lineært med feilmotstanden. Algo3 er dermed bare en brukbar approksimasjon av Algo2 når feilmotstanden er tilstrekkelig lav.

Betydningen av ledningens kapasitans er også undersøkt og har ikke vist å ha særlig effekt på resultatet til Algo3.

Algo3 er påvirket av målefeil i både strøm og spenning, der målefeilen får økende betydning med økende avstand til feil. Den samme målefeil-avvik-karakteristikken finnes igjen ved unøyaktige verdier av ledningens impedans. Algoritmen er like sårbar for målefeil i strøm, spenning og for unøyaktige verdier av ledningens impedans. Ved 2% målefeil i strøm, spenning eller impedans gir Algo3 et maksimalt avvik på 3%.

Basert på observasjonene i dette kapittelet virker årsaken til Algo3s dårlige resultater å være at ligning (3-39) er en dårlig approksimasjon av ligning (3-38) i de fleste tilfeller. Gitt at målefeil i praksis er rundt 1-2%, og at de fleste feil som inntreffer på dette spenningsnivået er lavere enn  $1\Omega$ , er den observerte presisjonen til Algo3 i overenstemmelse med den presisjonen (0.5%-9%) som er rapportert i praksis.

Algo2 kompenserer godt for både feilsted, ledningslengde og feilmotstand sammenlignet med Algo3. Dette styrker modellen som algoritmen er basert på, og bekrefter at svakheten til Algo3 primært er ligning (3-39). Denne ligningen er det eneste som skiller de to algoritmene. Algo2 er imidlertid like påvirket av målefeil og unøyaktige ledningsparametere som Algo3.

Algo2 er her inkludert først og fremst for å gi et sammenligningsgrunnlag for Algo3, og for å illustrere hvilke antagelser gjort av Algo3 som ikke fungerer. I praksis er ikke alle parameterne som Algo2 krever tilgjengelige, og derfor er ikke denne algoritmen et reelt alternativ.

De tosidige algoritmene presterer jevnt over bedre enn de ensidige. Algo4 er upåvirket av feilmotstand. Algoritmen viser avvik som har sammenheng med ledningslengde og feilsted, men simuleringsmodellen uten kapasitans viser at det er bruken av ledningsmodell for kort ledning som forårsaker disse avvikene. Ettersom avvikene skyldes kapasitansen på ledningen er avvikene lavere for kortere ledninger. Algoritmene har også lavest avvik ved feil midt på ledningen. Algo5 er upåvirket av ledningslengde, feilsted og feilmotstand. Algo6 er også lite påvirket av disse parameterne, men gir noe redusert presisjon for  $R_f > 10\Omega$  sammenlignet med Algo4 og Algo5. Dette avviket er likevel lavt sammenlignet Algo2 og Algo3.

Samtlige tosidige algoritmer er påvirket av målefeil i strøm og spenning i begge ender av ledningen. Algo4 og Algo5 har ved 2% målefeil i enten strøm eller spenning et maksimalt avvik på 0.5%. Algo6 har ved 2% målefeil i strøm et maksimalt avvik på 0.7%. Algoritmen er derimot svært påvirket av målefeil i spenning, og ved 2% målefeil i spenning er maksimalt avvik 4%. Dersom enten målingene av

strøm eller spenning er ansett som mest troverdig kan enkelte av de tosidige algoritmene med fordel kjøres fra en spesifikk ende av ledningen. Se avsnitt 4.3.4.5.

De tosidige algoritmene Algo4 og Algo6 krever ikke synkroniserte målinger, og er upåvirket av tidsforsinkelser mellom målinger opp til og med 10 ms. Algo6 løses numerisk og er dermed avhengig av fornuftige initialverdier for å konvergere mot en løsning. Dersom forsinkelsen overstiger 4 ms kan ikke algoritmen kjøres med standard initialverdier. Gitt at initialverdiene er gode nok er imidlertid algoritmen upåvirket av tidsforsinkelsen.

Algo5 krever synkroniserte målinger. Ved synkroniserte målinger er det denne algoritmen som presterer best, men allerede ved 0.1 ms forsinkelse er presisjonen redusert til samme nivå som Algo4 og Algo6. En tidsforsinkelse på 0.1 ms kan oppstå dersom målingene synkroniseres manuelt av AutoDig. Dersom målingene kommer fra PMUer angir IEEE Std C37.118.2-2011 [17] at maksimal tidsforsinkelse er  $\pm 31\mu\text{s}$ . Derom slike målinger er tilgjengelige vil algoritmen fortsatt være mest presis blant de som er testet her.

Algo4 og Algo5 vil ved 2% avvik i ledningens serieimpedans gi et maksimalt avvik på 1%. For Algo6 er tilsvarende maksimale avvik på 2.2%. Unøyaktige verdier av ledningens kapasitans har langt mindre betydning enn serieimpedansen. For 2% avvik i kapasitansens verdi er maksimalt avvik for Algo5 og Algo6 henholdsvis 0.01% og 0.06%.

De tosidige algoritmene har som nevnt betydelig bedre presisjon enn de ensidige algoritmene. Avsnitt 4.3.1 viser at avvikene for Algo4, Algo5 og ALgo6 sjeldent overstiger henholdsvis 0.2%, 0.01% og 0.05% under ideelle forhold. Til sammenligning har Algo2 og Algo3 avvik på henholdsvis 1.5% og 14% basert på resultatene i samme avsnitt. Presisjonen reduseres for samtlige algoritmer ved målefeil eller unøyaktige ledningsparametere. Avsnitt 4.3.7 viser i tillegg at konvergenstiden er for lang for de fleste algoritmene for å oppnå en slik presisjon. Dersom simuleringsmodellen som er benyttet her gir en virkelighetstro gjengivelse av de transiente forholdene vil algoritmene ifølge avsnitt 4.3.7 være begrenset til en presisjon på om lag 0.05-0.5%, dersom det antas at en gjennomsnittlig feil klareres innen 60-80 ms. Dermed kan det tenkes at presisjonen til Algo4, Algo5 og Algo6 vil være tilnærmet lik i virkeligheten.

De tosidige algoritmene har under ideelle forhold en presisjon som kan sammenlignes med det som oppgis for traveling wave-teknologi. Resultatene fra dette kapittelet indikerer at det mest sannsynlige årsakene til at dette ikke vil observeres i praksis er at konvergenstiden er for langt sammenlignet med hvor lenge en kortslutning er til stedet i nettet, og at målefeil i strøm og spenning vil redusere presisjonen ytterligere. Sammenlignet med Algo3 som brukes av AutoDig i dag vil de tosidige algoritmene likevel være en klar forbedring, ettersom disse presterer bedre enn Algo3 ved samtlige tester.

## 5 FORBEDRINGSFORSLAG

### 5.1 FORSLAG 1 - FORBEDRET BEREGNING AV BETA

I dette delkapittelet presenteres forslag til forbedring av Algo3 som benyttes av AutoDig i dag. I løpet av arbeidet med de øvrige simuleringene i denne masteroppgaven ble det funnet to alternativer til beregning av korreksjonsfaktoren  $\beta$  fra ligning (3-37). Begge de alternativene som foreslås her forsøker å beregne vinkelen til feilstrømmen  $I_f$  bedre enn hva strømmen  $I_A$  i ligning (3-38) klarer.

#### 5.1.1 Estimering av feilstrømmens vinkel

Det første alternativet innebærer å beregne vinkelen til strømmen  $I_f$  ved en av ligningene i ligningssett (5-1)

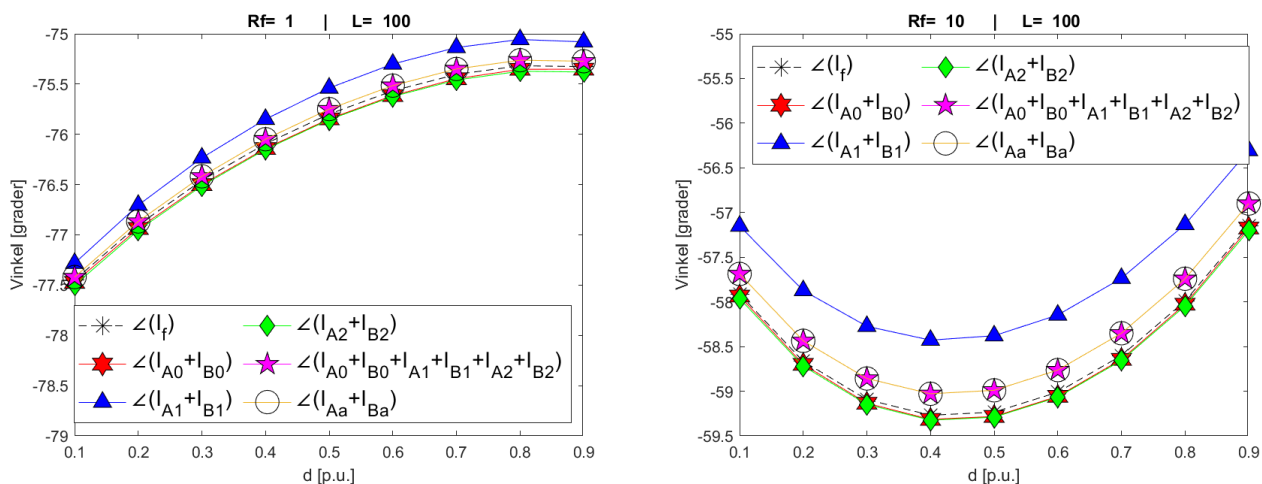
$$\begin{aligned}
 \angle I_f &\approx \angle(I_{A0} + I_{B0}) \\
 \angle I_f &\approx \angle(I_{A1} + I_{B1}) \\
 \angle I_f &\approx \angle(I_{A2} + I_{B2}) \\
 \angle I_f &\approx \angle(I_{A0} + I_{B0} + I_{A1} + I_{B1} + I_{A2} + I_{B2}) \\
 \angle I_f &\approx \angle(I_{Aa} + I_{Ba})
 \end{aligned}
 \tag{5-1}$$

Disse alternativene er begrunnet ut ifra Figur 2.6, der alle strømmer er definert positive inn mot feilstedet.

Basert på modellen i avsnitt 2.4 burde alle alternativene over være like gode. Figur 5.1 viser imidlertid at minus- og nullsystemet fungerer best, og at estimatet basert på nullsystemet er det mest presise. Det er derfor nullsystemet som benyttes videre.

$$\angle I_{f_{estimeret,1}} = \angle(I_{A0} + I_{B0})
 \tag{5-2}$$

Ulempen med dette alternativet er at det kreves tosidige målinger av strøm. Dessuten forutsetter algoritmen synkroniserte målinger.



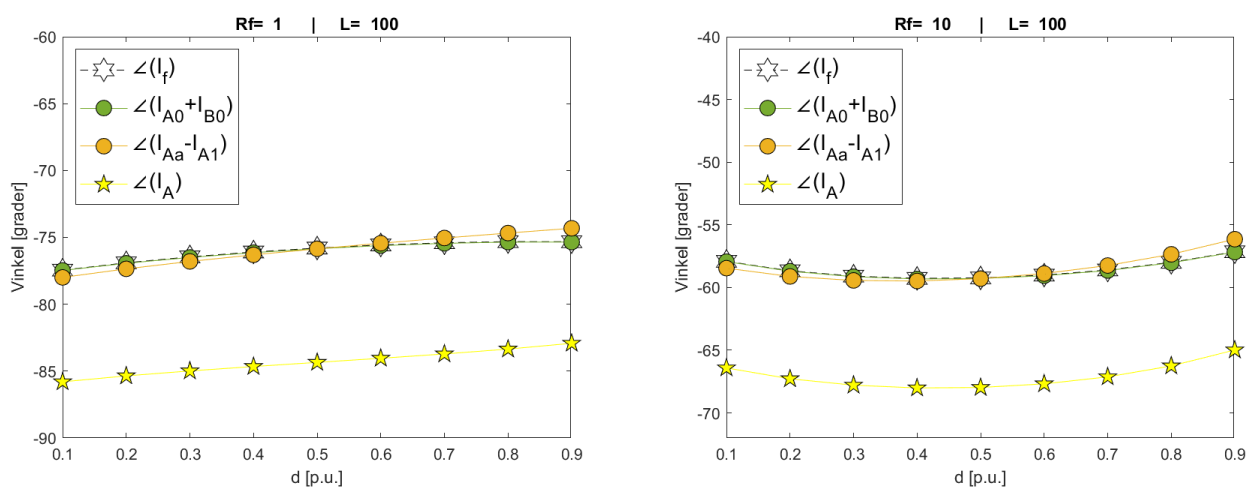
Figur 5.1 - Beregning av feilstrømmens vinkel ved bruk av pluss-, minus- og nullsystemet

Det andre alternativet innebærer å beregne vinkelen til  $I_f$  som vinkelen til differansen mellom strømmene  $I_{Aa}$  og  $I_{A1}$ :

$$\angle I_{f_{estimeret,2}} = \angle(I_{Aa} - I_{A1}) \quad (5-3)$$

Denne sammenhengen er ikke basert på noen teoretisk utledning, men ble funnet eksperimentelt. Fordelen med dette alternativet er at algoritmen forblir ensidig.

Figur 5.2 viser hvordan de to alternativene presterer ved  $L=100$  km. Den svarte stiplede linjen viser den reelle vinkelen til feilstrømmen, og er sammenfallende med vinkelen til  $I_{A0} + I_{B0}$  markert i grønt. Den oransje linjen viser at alternativ 2 også estimerer vinkelen til feilstrømmen godt. Sammenlignet med vinkelen til  $I_A$  som benyttes i dag er begge alternativene en klar forbedring.



Figur 5.2 - Beregning av vinkelen til feilstrømmen  $I_f$

For å illustrere hvor godt de to alternativene beregner  $\angle I_f$  beregnes  $\beta$  med de ulike metodene som er diskutert til nå. Følgende nummerering benyttes:

- ❖  $\beta_1$ :  $\beta$  slik den beregnes av Modifisert Takagi ved ligning (3-9).
- ❖  $\beta_2$ : AutoDigs nåværende metode, vinkelen mellom  $I_A$  og  $I_{A0}$  gitt av ligning (3-39).
- ❖  $\beta_3$ : Vinkelen mellom  $I_f$  og  $I_{A0}$ , der vinkelen til  $I_f$  tilnærmes som vinkelen til  $\angle(I_{A0} + I_{B0})$ .
- ❖  $\beta_4$ : Vinkelen mellom  $I_f$  og  $I_{A0}$ , der vinkelen til  $I_f$  tilnærmes som  $\angle(I_{Aa} - I_{A1})$ .
- ❖  $\beta_5$ : Vinkelen mellom  $I_f$  og  $I_{A0}$ . Denne er ikke tilgjengelig i praksis, men inkluderes for å kunne bedømme  $\beta_1$ - $\beta_4$ .

Figur 5.3 på neste side viser beregningen av  $\beta_1 - \beta_5$  for ulike verdier av feilmotstanden og ledningslengden.

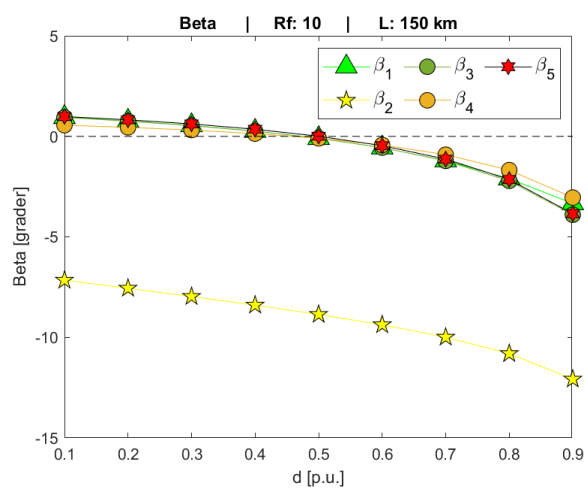
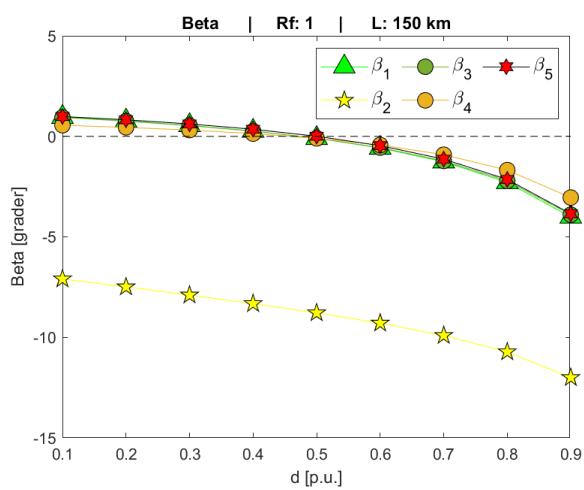
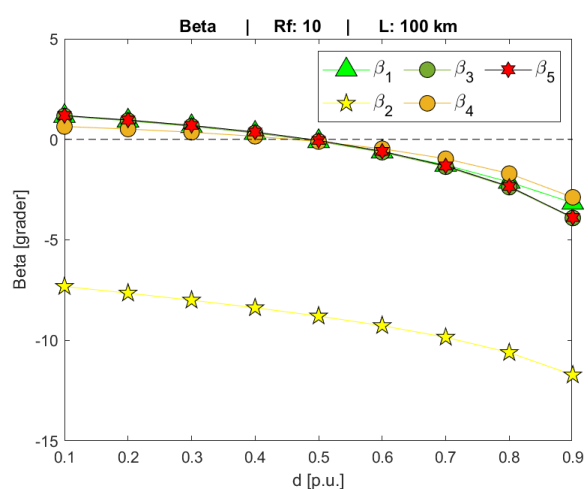
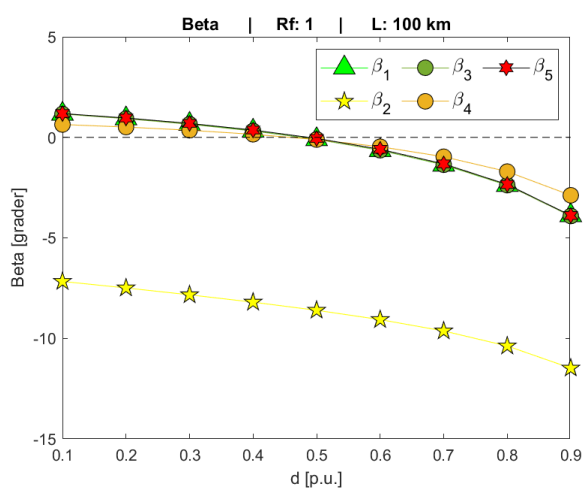
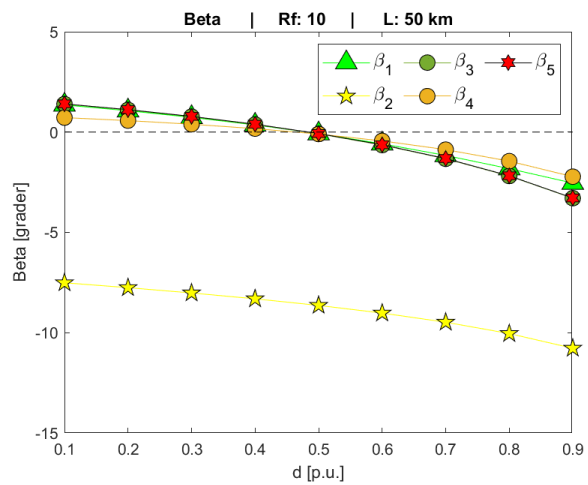
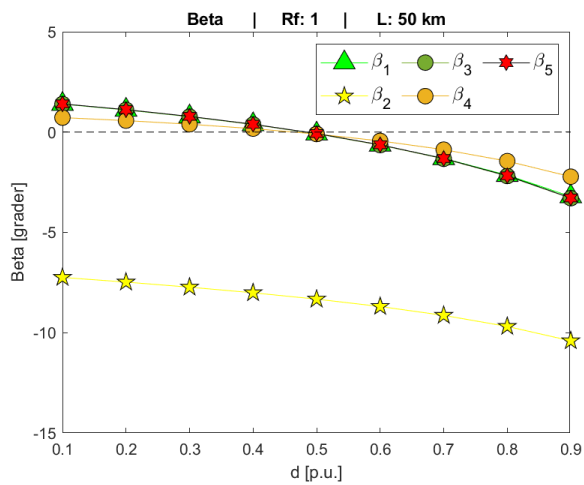
Som forventet basert på Figur 5.2 er  $\beta_3$  og  $\beta_5$  identiske. Også  $\beta_1$  sammenfaller med disse to, med unntak av ved høy feilmotstand og  $d > 0.5 p.u.$ . Dette er som forventet basert på Figur 4.10. Figuren bekrefter også at ligning (5-3) er en god antagelse, her illustrert ved  $\beta_4$ .

Som resultatene i dette avsnittet viser gir bruk av ligning (5-2) en svært presis beregning av  $\beta$ . Denne fremgangsmåten vil, basert på Figur 5.3, gi like gode eller bedre resultater enn Algo2. Beregning av  $\beta$  på denne måten krever imidlertid tosidige målinger. Dessuten krever denne fremgangsmåten tilgang til flere målte parametere, og det kan tenkes at denne derfor vil være mer sårbar for unøyaktige målinger.

Beregning av  $\beta$  ved ligning (5-3) vil sannsynligvis prestere dårligere enn Algo2 ettersom  $\beta_4$  avviker mer fra den korrekte  $\beta$  ( $\beta_6$ ) enn hva  $\beta_1$  gjør. Forskjellen er imidlertid ikke stor, og  $\beta_4$  er en betydelig forbedring sammenlignet med  $\beta_2$ . En algoritme basert på  $\beta_4$  vil dessuten forbli ensidig.

På bakgrunn av dette foreslås to nye algoritmer, heretter referert til som henholdsvis Algo7 og Algo8.

- ❖ Algo7: Beregner  $\beta$  ved ligningene (5-3) og (3-38). Beregner avstand til feil med ligning (3-10).
- ❖ Algo8: Beregner  $\beta$  ved ligningene (5-2) og (3-38). Beregner avstand til feil med ligning (3-10).



Figur 5.3 - Beregning av  $\beta_1$ - $\beta_6$



### 5.1.2 Betydningen av ledningslengde og feilsted

Algo7 og Algo8 testes først slik som beskrevet i avsnitt 4.3.1. Resultatene er gjengitt i Tabell 5.1 og Tabell 5.2. Figur 5.4 illustrer hvordan Algo7 og Algo8 presterer sammenlignet med de øvrige variantene av Modifisert Takagi, Algo1-Algo3.

Resultatene viser at Algo7 er en klar forbedring av Algo3 i samtlige av tilfellene som er testet. Algo2 og Algo7 presterer på omtrent samme nivå, og Algo7 ser derfor ut til å kunne gi en betydelig økt presisjon sammenlignet med Algo3, spesielt for høyere feilmotstander.

Algo8 presterer bedre enn Algo7 for kortere ledninger, men forskjellene utjevnes når avstand til feil overstiger 60-70 km, da særlig når feilmotstanden  $R_f$  er lav. Årsaken til at Algo7 presterer bedre enn Algo8 i enkelte tilfeller skyldes antagelig at begge påvirkes av kvaliteten på det første estimatet fra Algo1.

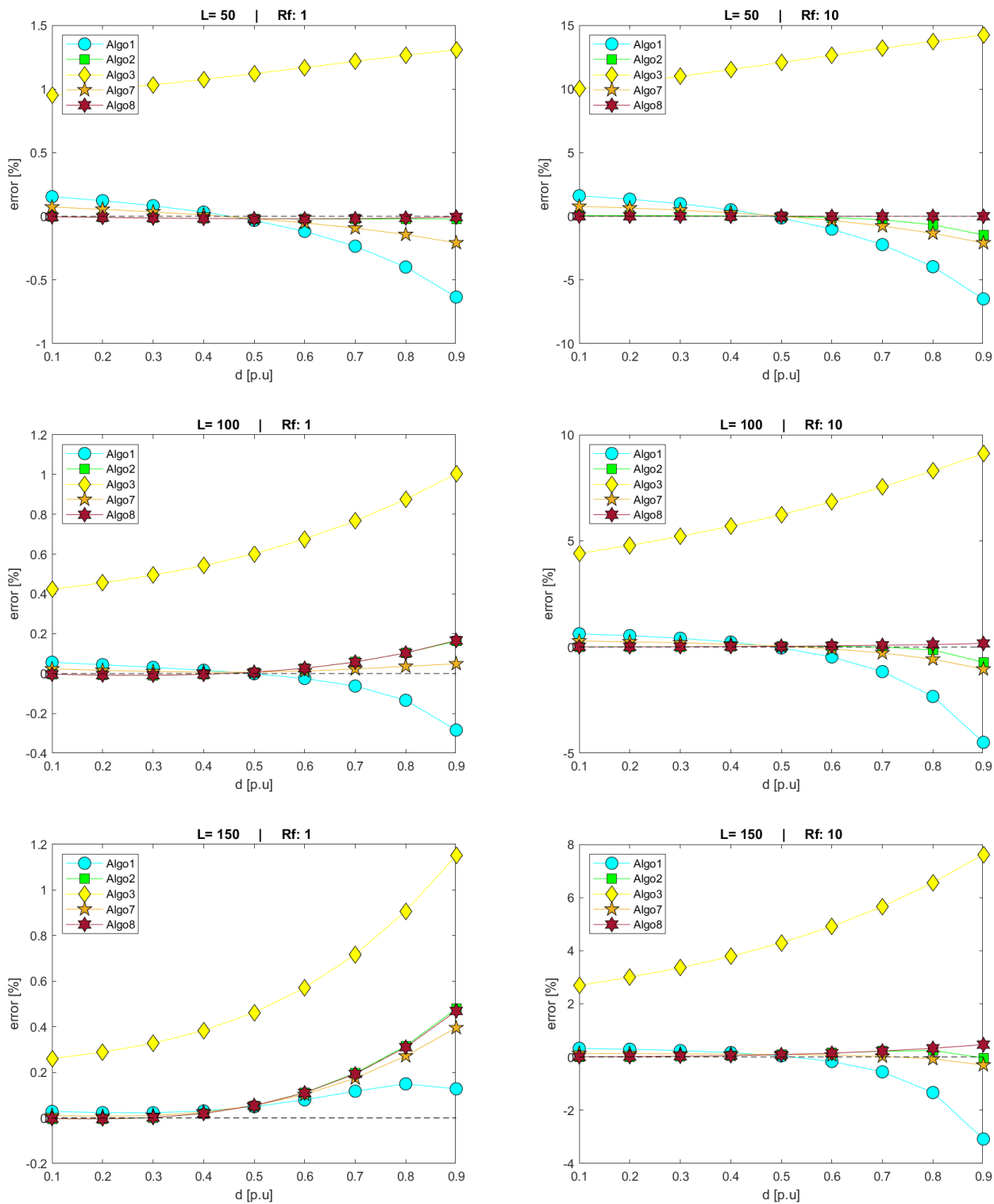
Algo8 beregner  $\beta$  mer presist enn hva Algo7 gjør, men når estimatet fra Algo1 ikke stemmer overens med det modellen forutsetter blir likevel korreksjonen som gjøres feil. Et eksempel på dette ses i Figur 5.4. I de fleste tilfeller skifter kurven for Algo1 fortegn omtrent midtveis på ledningen, slik at algoritmen går fra å beregne for langt til å beregne for kort. Ved  $L = 150 \text{ km}$ ,  $R_f = 1$  er ikke dette tilfellet, og Algo2, Algo7 og Algo8 forverrer estimatet til tross for presise beregninger av  $\beta$ .

1 ohm						
	50 km		100 km		150 km	
d [p.u.]	Algo7	Algo8	Algo7	Algo8	Algo7	Algo8
0,1	0,0725	-0,0041	0,0236	-0,0038	0,0096	-0,0034
0,2	0,0549	-0,0089	0,0161	-0,0073	0,0066	-0,0046
0,3	0,0342	-0,0135	0,0100	-0,0082	0,0101	0,0015
0,4	0,0101	-0,0172	0,0067	-0,0041	0,0244	0,0191
0,5	-0,0182	-0,0196	0,0073	0,0066	0,0538	0,0535
0,6	-0,0518	-0,0202	0,0126	0,0265	0,1024	0,1096
0,7	-0,0925	-0,0184	0,0228	0,0579	0,1739	0,1929
0,8	-0,1433	-0,0136	0,0365	0,1035	0,2714	0,3101
0,9	-0,2084	-0,0055	0,0491	0,1661	0,3951	0,4690

Tabell 5.1 – Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8,  $R_f = 1\Omega$

10 ohm						
	50 km		100 km		150 km	
d [p.u.]	Algo7	Algo8	Algo7	Algo8	Algo7	Algo8
0,1	0,7839	0,0047	0,2847	0,0075	0,1418	0,0105
0,2	0,6530	0,0033	0,2477	0,0099	0,1305	0,0177
0,3	0,4868	0,0014	0,1984	0,0140	0,1190	0,0309
0,4	0,2782	-0,0004	0,1322	0,0216	0,1072	0,0539
0,5	0,0131	-0,0018	0,0411	0,0344	0,0943	0,0914
0,6	-0,3258	-0,0025	-0,0882	0,0540	0,0737	0,1474
0,7	-0,7624	-0,0021	-0,2783	0,0823	0,0299	0,2259
0,8	-1,3345	-0,0003	-0,5705	0,1207	-0,0686	0,3313
0,9	-2,0905	0,0026	-1,0421	0,1702	-0,2996	0,4671

Tabell 5.2 – Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8,  $R_f = 10\Omega$



Figur 5.4 - Prosentvist avvik for algoritmene 1, 2, 3, 7, og 8 som funksjon av feilsted

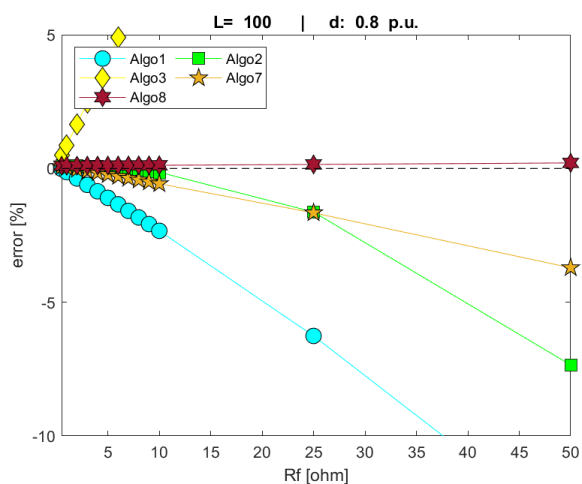
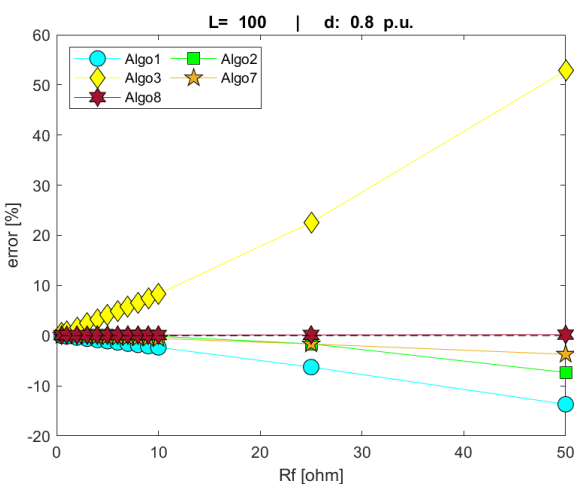
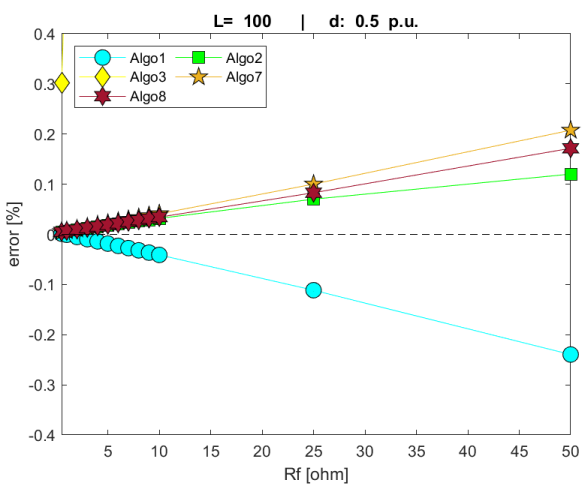
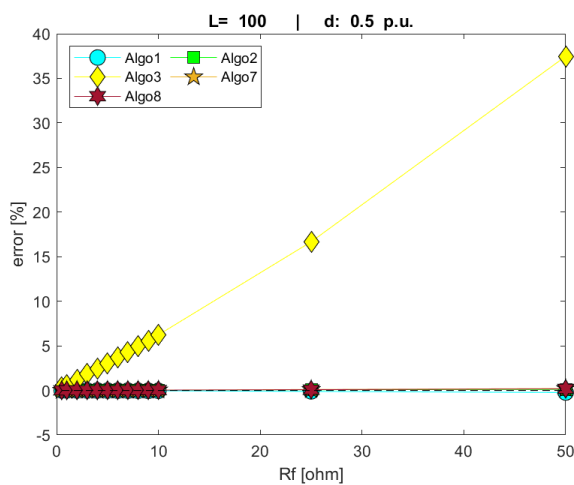
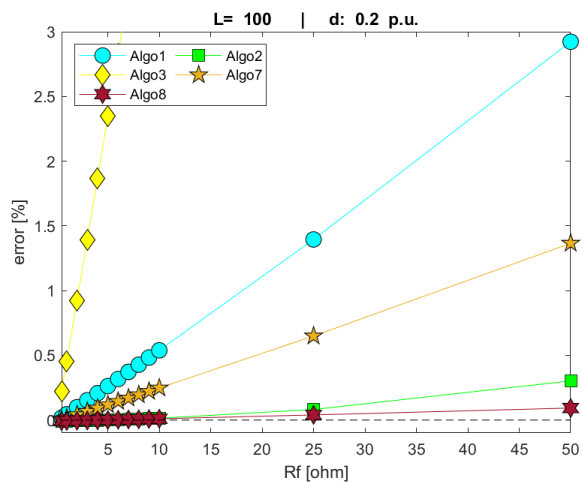
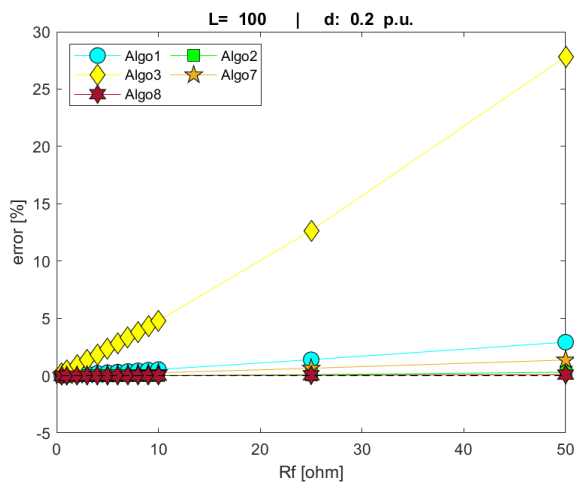
### 5.1.3 Betydningen av feilmotstand

Algo7 og Algo8 testes nå på samme måte som beskrevet i avsnitt 4.3.3. Resultatene er gjengitt i Tabell 5.3. Figur 5.5 illustrer hvordan Algo7 og Algo8 presterer sammenlignet med de øvrige variantene av Modifisert Takagi, Algo1-Algo3.

Resultatene viser at Algo7 er påvirket av feilmotstanden  $R_f$ , og sammenhengen mellom avviket og feilmotstanden ser ut til å være lineær. I de fleste tilfellene gir Algo7 større avvik enn Algo2, men er likevel en klar forbedring sammenlignet med Algo3. Algo7 beregner i de fleste tilfeller feilstedet lengre unna enn hva Algo2 gjør. Algo7 fungerer likevel så godt at den er å anse som en forbedring av estimatet fra Algo1. Algo8 er lite påvirket av feilmotstanden sammenlignet med de øvrige algoritmene, og virker å være svært robust ved høy-ohmige feil.

	d=0.2 p.u.		d=0.5 p.u.		d=0.8 p.u.	
<b>Rf [Ω]</b>	<i>Algo7</i>	<i>Algo8</i>	<i>Algo7</i>	<i>Algo8</i>	<i>Algo7</i>	<i>Algo8</i>
<b>0,5</b>	0,0034	-0,0083	0,0054	0,0051	0,0693	0,1026
<b>1</b>	0,0161	-0,0073	0,0073	0,0066	0,0365	0,1035
<b>2</b>	0,0415	-0,0055	0,0110	0,0096	-0,0294	0,1054
<b>3</b>	0,0670	-0,0036	0,0147	0,0127	-0,0957	0,1073
<b>4</b>	0,0926	-0,0017	0,0184	0,0157	-0,1623	0,1091
<b>5</b>	0,1182	0,0002	0,0221	0,0188	-0,2294	0,1110
<b>6</b>	0,1439	0,0022	0,0259	0,0219	-0,2968	0,1130
<b>7</b>	0,1698	0,0041	0,0297	0,0250	-0,3646	0,1149
<b>8</b>	0,1957	0,0060	0,0334	0,0281	-0,4328	0,1168
<b>9</b>	0,2216	0,0079	0,0372	0,0312	-0,5014	0,1188
<b>10</b>	0,2477	0,0099	0,0411	0,0344	-0,5705	0,1207
<b>25</b>	0,6493	0,0397	0,1002	0,0830	-1,6569	0,1515
<b>50</b>	1,3658	0,0930	0,2077	0,1716	-3,7094	0,2096

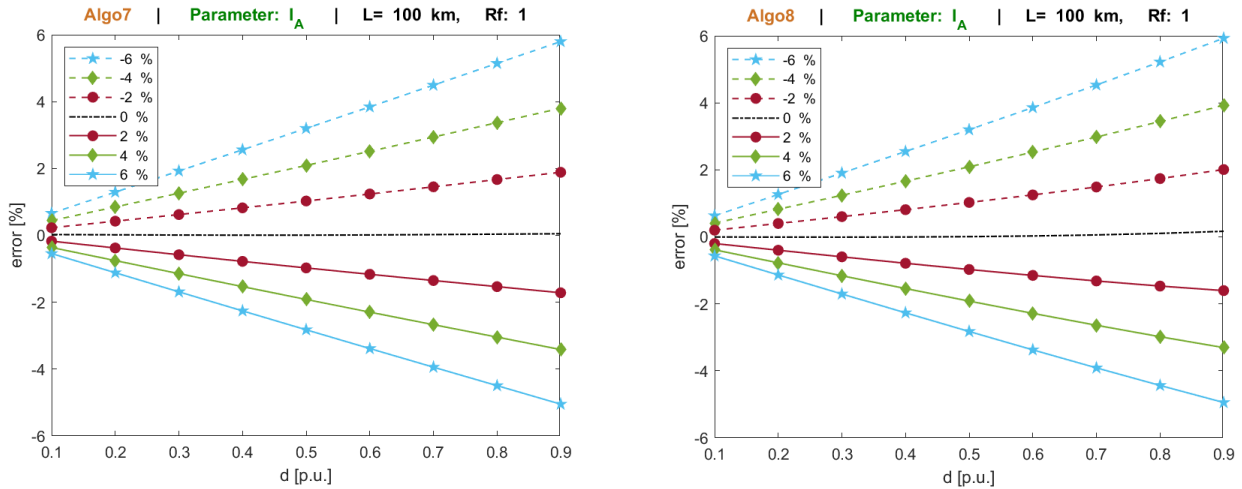
Tabell 5.3 - Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8 når  $R_f$  varieres,  $L=100$  km



Figur 5.5 - Prosentvist avvik for Algo1, 2, 3, 7 og 8 som funksjon av  $R_f$ ,  $L=100$  km

### 5.1.4 Betydningen av målefeil

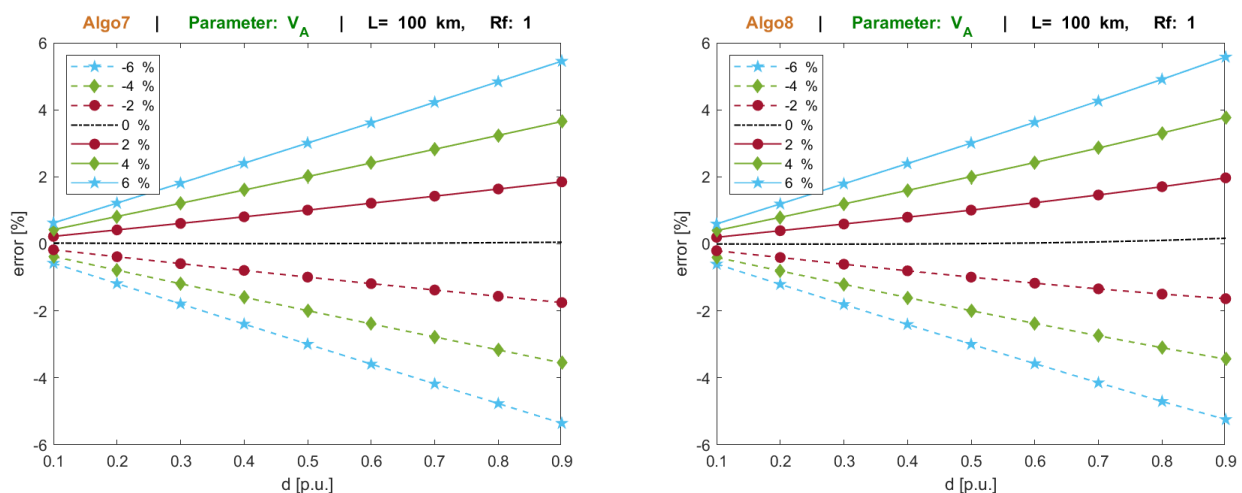
Algo7 og Algo8 testes på samme måte som beskrevet i avsnitt 4.3.4.



Figur 5.6 - Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8 ved målefeil i strømmen  $I_A$

Figur 5.6 viser at målefeil i strømmen  $I_A$  påvirker Algo7 og Algo8 omtrent helt likt. Sammenhengen mellom beregningsavviket og feilstedet  $d$  er lineær for begge algoritmene, og avviket øker med økende verdier av  $d$ . Det maksimale avviket er 6% for begge algoritmene.

Ved å sammenlikne med tilsvarende resultater for Algo2 i Figur 4.11 ser man at Algo2, Algo7 og Algo8 er påvirket av strømmen  $I_A$  i samme grad. Dette tyder også på at de tre ulike metodene å beregne  $\beta$  på, henholdsvis ved ligning (3-9), ved ligningene [(5-3), (3-38)] eller ved ligningene [(5-2), (3-38)], også er påvirket av strømmen  $I_A$  i samme grad.



Figur 5.7 - Prosentvist avvik for Algo7 og ALgo8 ved målefeil i spenningen  $V_A$

Figur 5.7 viser at målefeil i spenningen  $V_A$  påvirker Algo7 og Algo8 omtrent helt likt. Sammenhengen mellom beregningsavviket og feilstedet  $d$  er lineær for begge algoritmene, og avviket øker med økende verdier av  $d$ . Det maksimale avviket er i området 5.5-6% for begge algoritmene. Også her er resultatene sammenfallende med Algo2 (se Figur 4.12).

Algo7 er ikke påvirket av parametere i stasjon B. Figur 5.8 viser at målenøyaktigheten til strømmen  $I_B$  har svært liten innvirkning på Algo8.

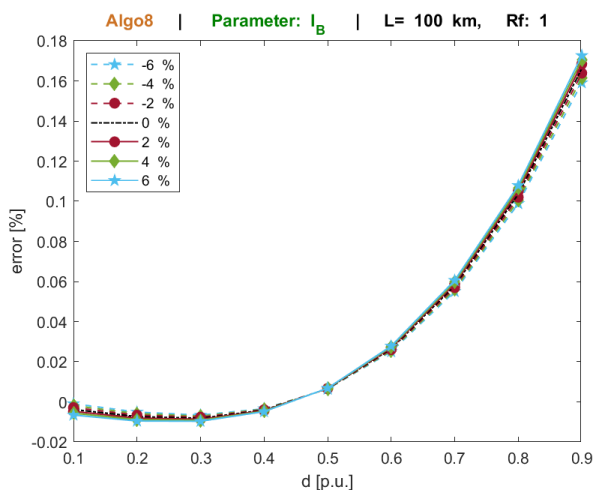
Dette skyldes antagelig at målefeilen slik den er implementert her påvirker fasestrømmene  $I_{Ba}$ ,  $I_{Bb}$  og  $I_{Bc}$  likt. Vinkelen til nullstrømmen  $I_{B0}$  vil dermed i teorien være upåvirket, og resultatet blir at vinkelen  $\angle(I_{A0} + I_{B0})$  påvirkes i liten grad.

Det er verdt å legge merke til at Algo8 er mest sårbar for målefeil i strømmen i stasjon A. Dette skyldes at denne inngår i det første estimatet fra Algo1 som Algo8 forsøker å forbedre ved å beregne  $\beta$ . Strømmen  $I_A$  inngår dessuten også i beregningen av  $\beta$ . Strømmen i stasjon B,  $I_B$ , inngår derimot bare i beregning av  $\beta$  og får dermed mindre påvirkning på resultatet til Algo8. Dersom det er mulig bør derfor Algo8 kjøres fra den stasjonen med de mest presise målingene av strøm.

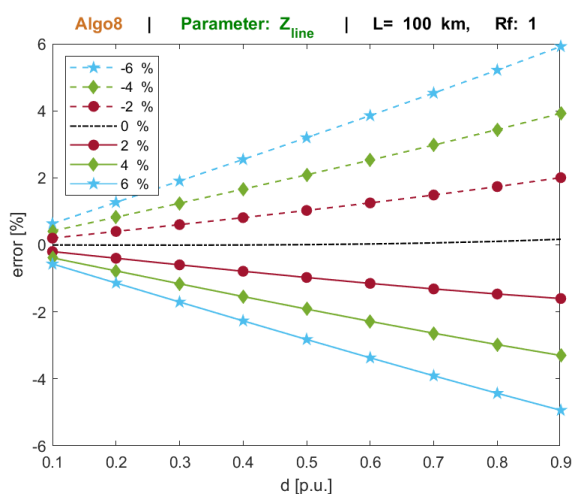
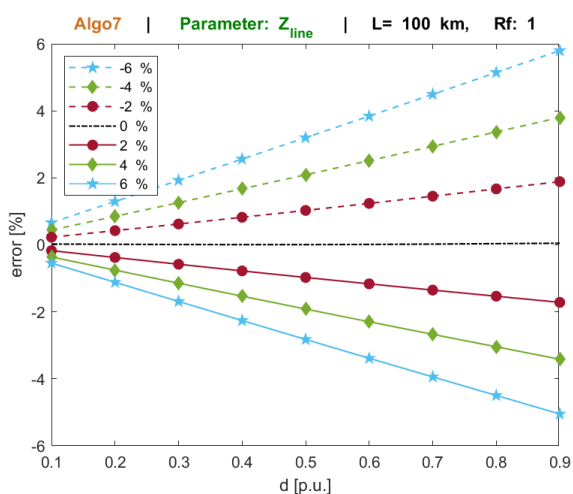
Algo7 og Algo8 er begge påvirket av strøm og spenning i stasjon A. Sammenlignet med Algo2 og Algo3 er sårbarheten for målefeil i disse parameterne svært lik, og gir ikke grunnlag for å foretrekke noen av algoritmene fremfor de andre.

### 5.1.5 Betydningen av ledningsparametere

Algo7 og 8 benytter modell for kort ledning og er ikke påvirket av unøyaktige verdier for kapasitansen på ledningen. Avvikene som følger av unøyaktig verdier for ledningens serieimpedans skyldes at Algo1 påvirkes. Hverken Algo7 eller Algo8 benytter ledningsimpedansen i sine beregninger av  $\beta$ , og derfor er forskjellene sammenlignet med Algo1 små. Eventuelle endringer skyldes at Algo7 og Algo8 fortsatt beregner  $\beta$  og benytter denne til å korrigere. Disse korreksjonene er imidlertid små sammenlignet med de store avvikene som Algo1 viser som følge av upresise verdier av impedansen.



Figur 5.8 - Prosentvist avvik for Algo8 ved målefeil i strømmen  $I_B$



Figur 5.9 - Prosentvist avvik for Algo7 og Algo8 ved målefeil i ledningsparametere

### 5.1.6 Betydningen av usynkroniserte målinger

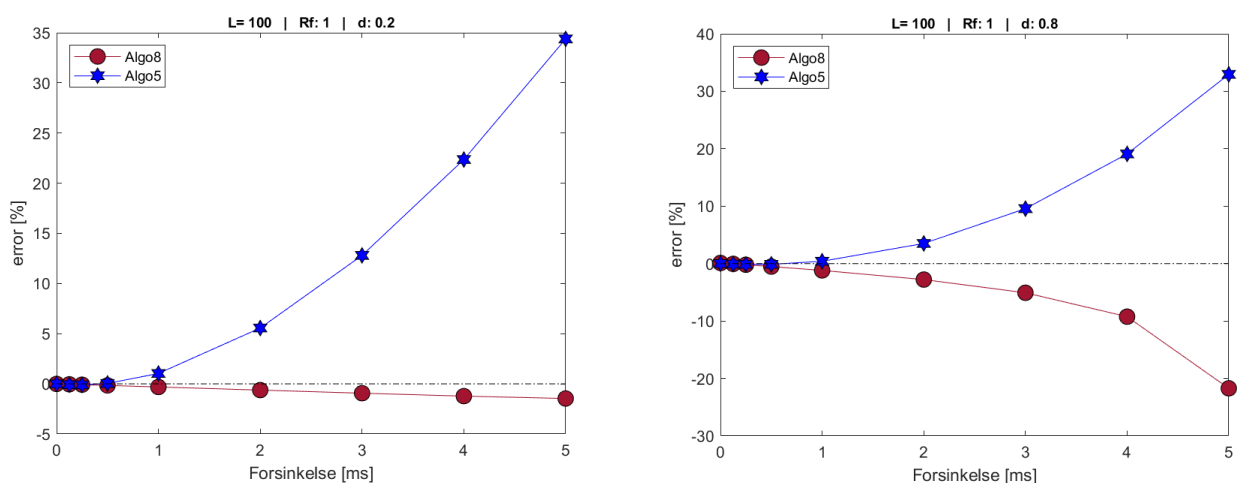
Algo8 er tosidig og dermed påvirket av usynkroniserte målinger. Algo8 testes derfor på samme måte som beskrevet i avsnitt 4.3.6. Resultatene er gjengitt i Tabell 5.4 og illustrert i Figur 5.10. Resultatene for Algo5 er også inkludert for sammenligning da denne også forutsetter synkroniserte målinger.

Resultatene viser at Algo8 er tåler større forsinkelser  $T$  enn hva Algo5 gjør. Særlig for feil nær stasjon A er Algo8 robust, og for  $d = 0.2$  p.u. er maksimalt avvik 1.6 %. Til sammenligning har Algo5 maksimalt avvik på 112 % på samme feilsted. Algo8 ser ut til å gi størst avvik når  $T$  er i området 5-8ms. Når  $T$  nærmer seg 10 ms reduseres avviket. Algo5 viser derimot et økende avvik når  $T$  øker.

Når feilposisjonen  $d$  øker i verdi øker også avviket til Algo8. Algo5 har en mindre tydelig sammenheng mellom feilsted og avvik, men for  $T \geq 5$  ms er avviket størst midtveis på ledningen. Da er imidlertid avviket så stort at algoritmen er ubrukelig uten noen form for synkronisering av målingene.

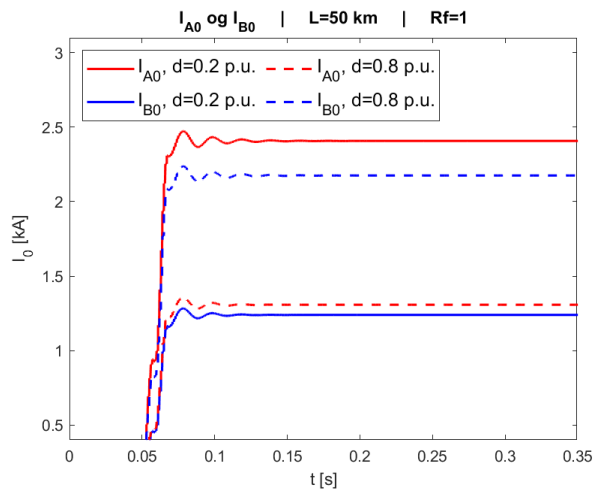
T [ms]	d=2 p.u.		d=5 p.u.		d=8 p.u.	
	Algo5	Algo8	Algo5	Algo8	Algo5	Algo8
0	-0,0020	-0,0073	0,0004	0,0066	0,0027	0,1035
0,125	-0,0815	-0,0449	-0,0737	-0,0726	-0,0905	-0,0490
0,25	-0,1013	-0,0825	-0,1028	-0,1527	-0,1430	-0,2035
0,5	0,0398	-0,1583	-0,0257	-0,3152	-0,1255	-0,5197
1	1,0342	-0,3117	0,6777	-0,6527	0,4037	-1,1905
2	5,5645	-0,6230	4,3584	-1,3970	3,5044	-2,7880
3	12,8049	-0,9330	11,3306	-2,2865	9,5650	-5,0813
4	22,3605	-1,2242	22,2553	-3,4239	19,0898	-9,2433
5	34,3856	-1,4620	38,6281	-5,0067	32,9407	-21,7219
6	49,3867	-1,5868	63,8478	-7,4749	52,4749	154,3518
7	67,7888	-1,5138	106,4727	-12,0206	79,5005	16,6571
8	88,5975	-1,1668	194,5702	-22,8173	115,0607	7,6854
9	106,6609	-0,5555	522,0379	-46,7422	154,2471	3,6608
10	112,8973	0,1703	843,6206	-0,3133	178,5817	0,5116

Tabell 5.4 - Prosentvist avvik for Algo5 og Algo8 ved forsinkelsen  $T$  [ms] mellom målinger foretatt i stasjon A og B. Ledningslengde  $L=100$ km, feilmotstand  $R_f = 1\Omega$ .



Figur 5.10 - Prosentvist avvik for Algo5 og Algo8 ved forsinkelsen  $T$  [ms] mellom målinger foretatt i stasjon A og B. Ledningslengde  $L=100$  km, feilmotstand  $R_f = 1\Omega$ , feilsted  $d=0.2$  p.u. og  $0.8$  p.u.

At Algo8 er mer robust enn Algo5 kan forklares ved at Algo8 er basert på den ensidige algoritmen Algo1. Dette estimatet korrigeres ved hjelp av tosidige målinger. Algo8 beregner  $\beta$  ved å estimere vinkelen til feilstrømmen som  $\angle I_f = \angle(I_{A0} + I_{B0})$ . For feil nær stasjon A er det feilstrømmen fra denne stasjonen som er størst, og strømmen  $I_{B0}$  for av denne grunn mindre innvirkning på resultatet. Selv om tidsforskjellen medfører at  $\angle I_{B0}$  er feil gjør den relativt lave amplituden  $|I_{B0}|$  at  $\angle I_f = \angle(I_{A0} + I_{B0})$  likevel er en god tilnærming. Ved feil nærme stasjon B vil  $I_{B0}$  være den dominerende komponenten av feilstrømmen  $I_f$ , og dermed får tidsforskjellen større betydning på resultatet. Figur 5.11 illustrerer forholdet mellom  $I_{A0}$  og  $I_{B0}$  ved ulike feilsteder.



Figur 5.11 -  $I_{A0}$  og  $I_{B0}$  ved ulike feilsteder på ledningen



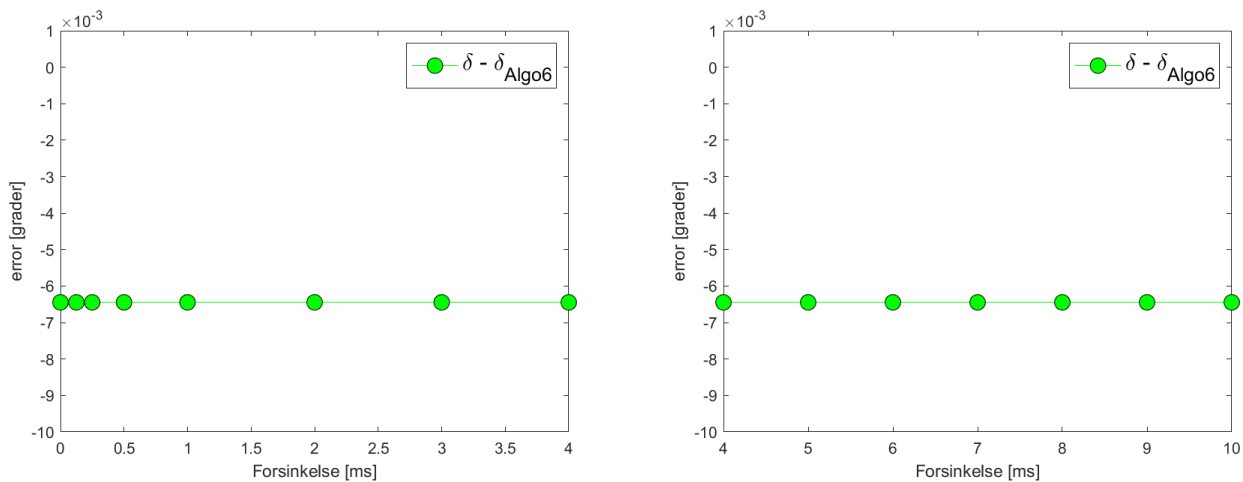
## 5.2 FORSLAG 2 - SYNKRONISERING AV USYNKRONISERTE MÅLINGER

Som illustrert i avsnitt 3.4.4 vil metoden som AutoDig benytter for synkronisering av målinger kunne gi en feilaktig forskyvning av målingene i A og B som tilsvarer periodetiden til den raskeste feilskriveren. For feilskrivere som opererer på 1 kHz, 2kHz eller 4 kHz tilsvarer dette henholdsvis 1 ms, 0.5 ms eller 0.25 ms. Disse forsinkelsen tilsvarer igjen en vinkelforskjell  $\delta$  på henholdsvis  $18^\circ$ ,  $9^\circ$ , eller  $4.5^\circ$ . Tabell 5.4 viser at slike forskyvninger er nok til å redusere presisjonen til Algo5 til 1.03%. Algo8 har ifølge samme tabell et maksimalt avvik på 1.19% ved disse forsinkelsene.

Forslag 2 går ut på å kombinere beregning av synkroniseringsvinkelen  $\delta$  gjort ved Algo6 med tosidige algoritmer som forutsetter synkroniserte målinger. Dette gjelder Algo5 og Algo8.

### 5.2.1 Beregning av synkroniseringsvinkel ved Algo6

Figur 5.12 viser avviket mellom  $\delta$  beregnet ved Algo 6 og den reelle  $\delta$  ved ulike forsinkelser. Avviket er beregnet som  $error [grader] = \frac{T_{forsinkelse [ms]} \cdot 360^\circ}{20 ms} - \delta_{Algo6} = \delta_{reell} - \delta_{Algo6}$ . Til venstre i figuren er initialverdien  $\delta_0$  satt til 0 grader, mens til høyre er den satt til  $-90$  grader. Figuren illustrerer at Algo6 er presis gitt at initialverdiene er gode nok, og at presisjonen er uavhengig av tidsforsinkelsen.



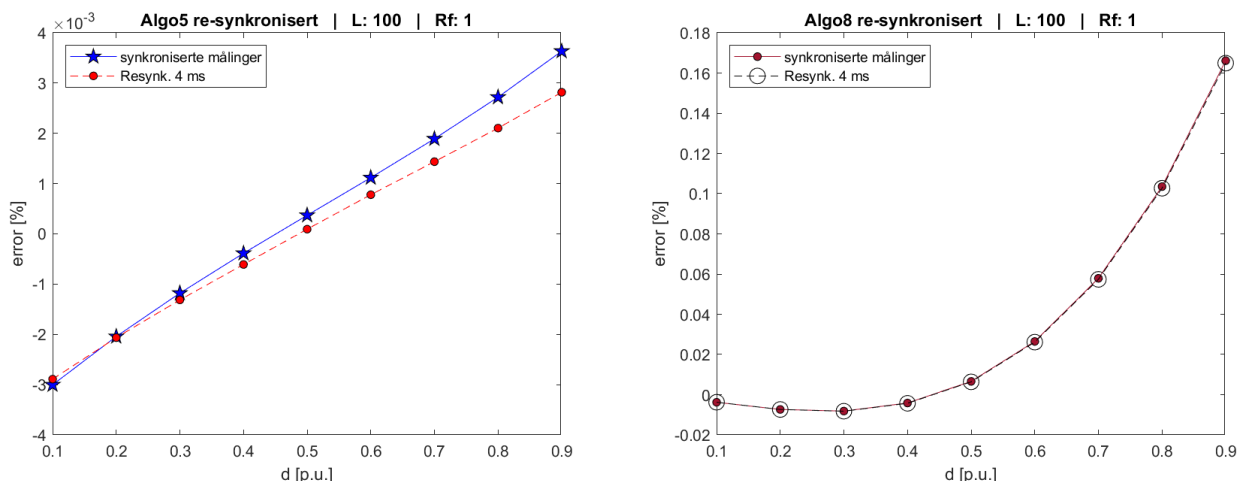
Figur 5.12 - Beregning av delta ved Algo6 for ulike tidsforsinkelser. Til venstre er startverdien  $\delta_0 = 0$ , og til høyre er  $\delta_0 = -90^\circ$ .  $L=100$  km,  $R_f = 1\Omega$ ,  $d=0.5$  p.u.

Som Figur 5.12 viser er Algo6 langt mer presis i sin beregning av  $\delta$  sammenlignet med de avvikene som potensielt kan oppstå dersom målingene synkroniseres manuelt av AutoDig. Det er derfor naturlig å anta at Algo6 vil være en bedre algoritme å benytte for synkronisering av feilskriveropptakene.

## 5.2.2 Synkronisering av målinger ved Algo6

Synkronisering av usynkroniserte strøm- og spenningsmålinger ved hjelp av Algo6 sitt estimat av  $\delta$  blir her testet. Algo6 beregner først  $\delta$ , før denne så brukes til å synkronisere målingene. Algo5 og Algo8, som forutsetter synkroniserte målinger, kjøres så med de synkroniserte målingene. Resultatet vises i Tabell 5.5, Tabell 5.6 og i Figur 5.13. Tabellene viser at målingene synkroniseres så godt at beregningsavviket til Algo5 og Algo8 får en maksimal endring på henholdsvis 0.0008% og 0.0012%.

Tabellen viser også at presisjonen er upåvirket av tidsforsinkelsen  $T$ . Dette stemmer overens med resultatene i Figur 5.12.



Figur 5.13 – Prosentvist avvik for Algo5 og Algo8 når Algo6 benyttes til synkronisering av målinger.  $L=100$  km,  $R_f = 1\Omega$

d [p.u.]	Synkronisert	T = 0.125 ms	T = 0.25 ms	T = 0.5 ms	T = 1 ms	T = 2 ms	T = 3 ms	T = 4 ms
0.1	-0,0030	-0,0029	-0,0029	-0,0029	-0,0029	-0,0029	-0,0029	-0,0029
0.2	-0,0020	-0,0021	-0,0021	-0,0021	-0,0021	-0,0021	-0,0021	-0,0021
0.3	-0,0012	-0,0013	-0,0013	-0,0013	-0,0013	-0,0013	-0,0013	-0,0013
0.4	-0,0004	-0,0006	-0,0006	-0,0006	-0,0006	-0,0006	-0,0006	-0,0006
0.5	0,0004	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
0.6	0,0011	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
0.7	0,0019	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014
0.8	0,0027	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021	0,0021
0.9	0,0036	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028	0,0028

Tabell 5.5 – Prosentvist avvik for Algo5 når usynkroniserte strøm- og spenningsmålinger synkroniseres ved hjelp av Algo6. Tiden  $T$  er forsinkelse mellom A og B før synkronisering.  $L=100$  km,  $R_f = 1\Omega$

d	Synkroniser t	T = 0.125 ms	T = 0.25 ms	T = 0.5 ms	T = 1 ms	T = 2 ms	T = 3 ms	T = 4 ms
0.1	-0,0038	-0,0038	-0,0038	-0,0038	-0,0038	-0,0038	-0,0038	-0,0038
0.2	-0,0073	-0,0074	-0,0074	-0,0074	-0,0074	-0,0074	-0,0074	-0,0074
0.3	-0,0082	-0,0082	-0,0082	-0,0082	-0,0082	-0,0082	-0,0082	-0,0082
0.4	-0,0041	-0,0043	-0,0043	-0,0043	-0,0043	-0,0043	-0,0043	-0,0043
0.5	0,0066	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064	0,0064
0.6	0,0265	0,0261	0,0261	0,0261	0,0261	0,0261	0,0261	0,0261
0.7	0,0579	0,0574	0,0574	0,0574	0,0574	0,0574	0,0574	0,0574
0.8	0,1035	0,1027	0,1027	0,1027	0,1027	0,1027	0,1027	0,1027
0.9	0,1661	0,1649	0,1649	0,1649	0,1649	0,1649	0,1649	0,1649

Tabell 5.6 - Prosentvist avvik for Algo8 når usynkroniserte strøm- og spenningsmålinger synkroniseres ved hjelp av Algo6. Tiden  $T$  er forsinkelse mellom A og B før synkronisering.  $L=100$  km,  $R_f = 1\Omega$

### 5.2.3 Betydningen av målefeil

Figur 5.15 viser hvordan Algo6 beregner synkroniseringsvinkelen  $\delta$  ved målefeil i strømmer og spenninger i A og B. Merk at synkroniseringsvinkelen i realiteten er lik 0 grader. Grafene viser den faktiske verdien som Algo6 beregner.

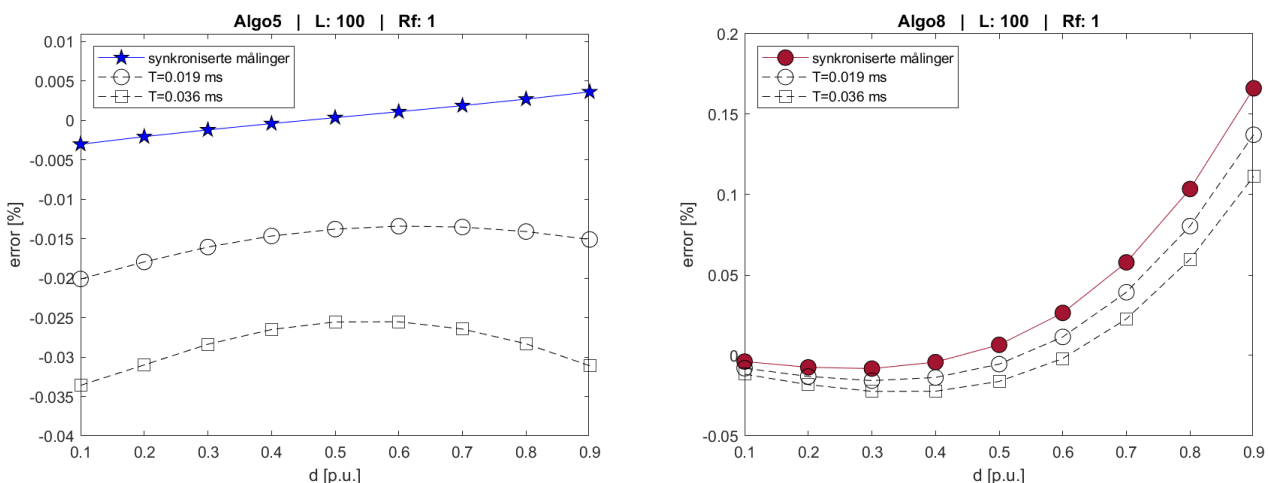
Figur 5.12 viste at forsinkelsen  $T$  ikke spiller noen rolle da Algo6 beregner  $\delta$  med samme presisjon uavhengig av  $T$ . Figur 5.16 viser at dette er tilfelle også ved målefeil i strøm og spenning. Dermed er det først og fremst feilstedet på ledningen som avgjør hvor godt Algo6 beregner  $\delta$ .

Figur 5.15 viser at Algo6 beregner synkroniseringsvinkelen  $\delta$  med et maksimalt avvik på 0.65 grader (ved -6% målefeil for  $V_A$ ). Dette er en kraftig økning sammenlignet med resultatene i Figur 5.12, men likevel lavt sammenlignet med de avvikene som kan oppstå ved manuell synkronisering. En vinkelforskjell på 0.65 grader tilsvarer en forskyvning  $T=0.036$  ms.

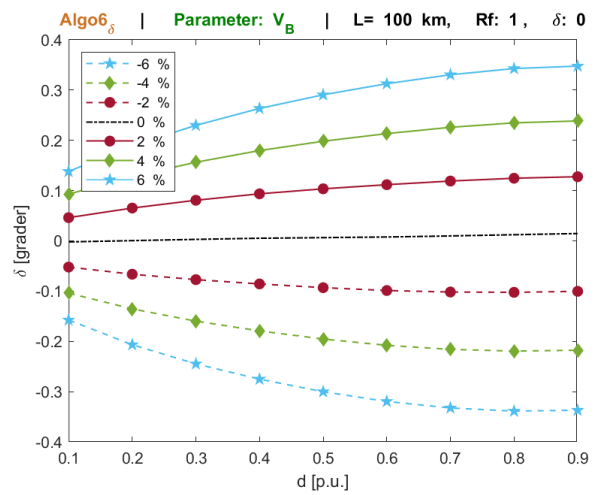
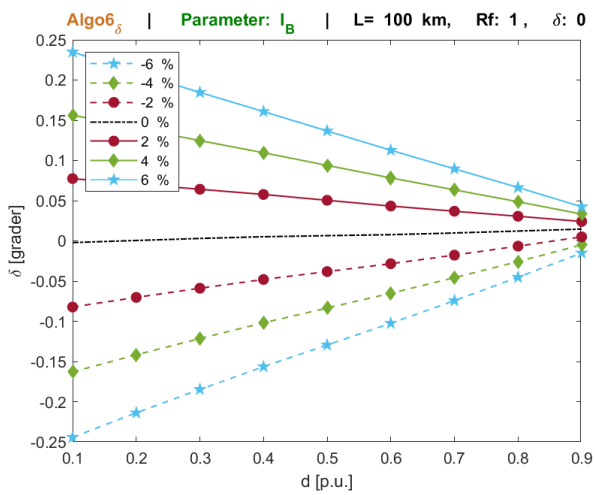
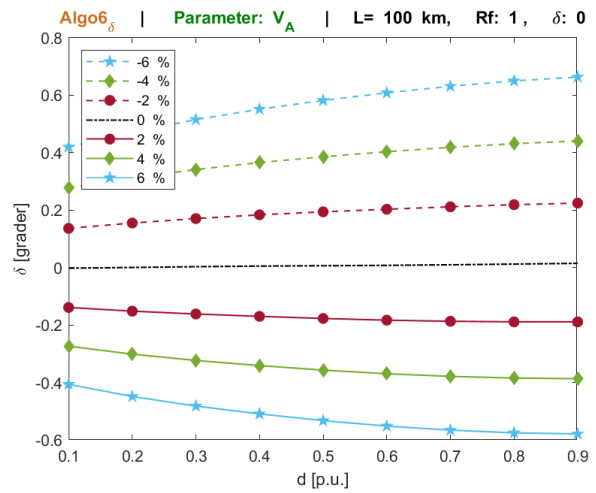
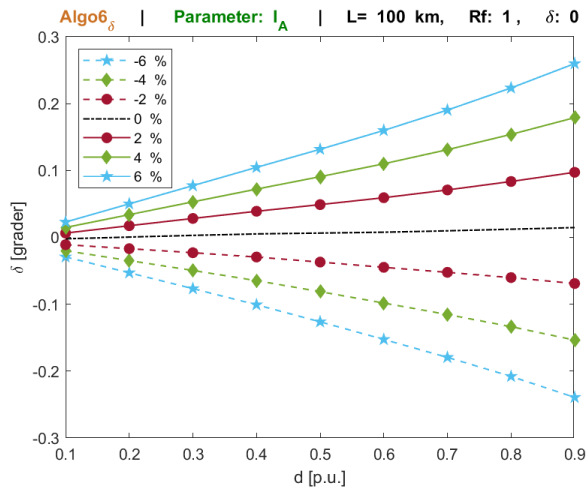
Spenningen  $V_B$  har ikke en like stor innvirkning på nøyaktigheten, slik at dersom algoritmen kjøres fra motsatt side av ledningen blir maksimalt avvik 0.35 grader (ved 6% målefeil for  $V_B$ ). Dette tilsvarer en forsinkelse på 0.019 ms. Strømmen  $I_A$  og  $I_B$  har mindre betydning, med maksimalt avvik på henholdsvis 0.26 og 0.25 grader.

Figur 5.14 viser hvilket utslag forsinkelser på henholdsvis 0.019 og 0.036 ms gir for Algo5 og ALgo8.

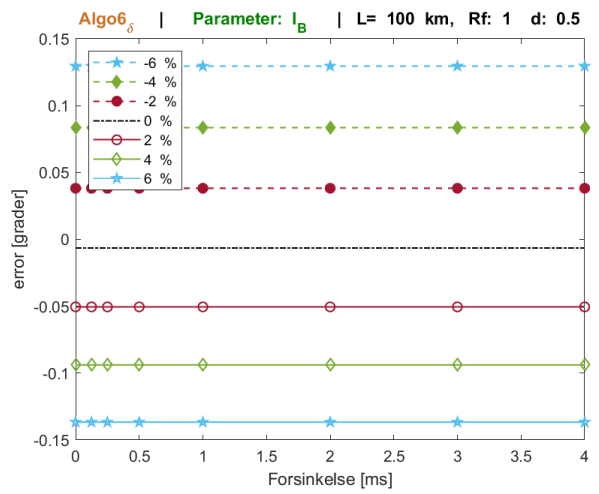
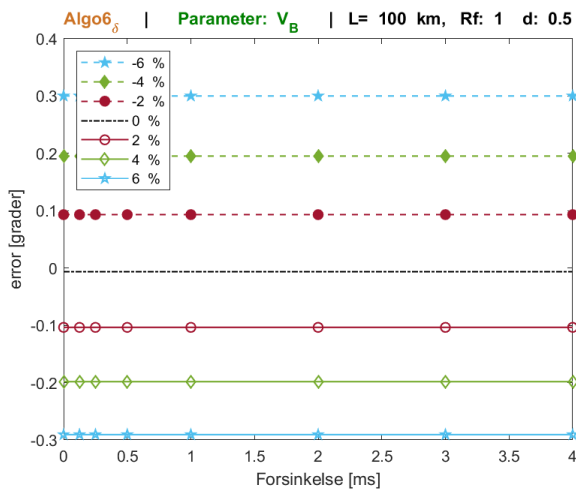
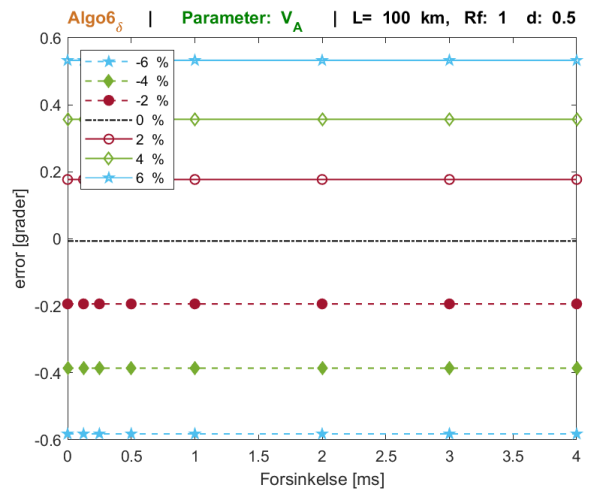
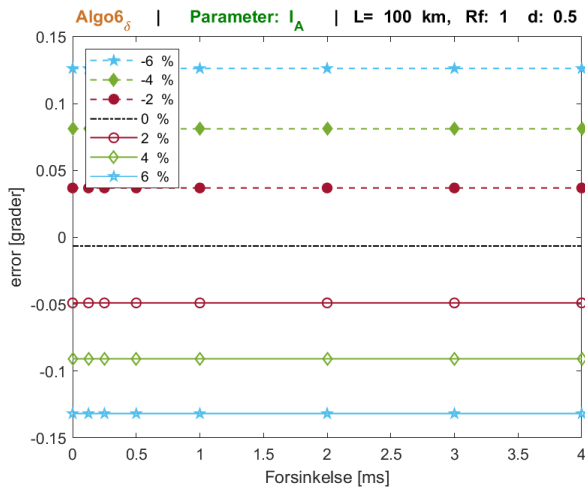
Ifølge [17] er maksimalt tillate tidsforsinkelse mellom målinger 0.031 ms for PMUer. Resultatene over viser at synkronisering av målinger ved hjelp av Algo6 kan oppnå tilsvarende eller mer presis synkronisering enn dette, gitt at målingene av strøm og spenning er gode nok. Dersom kun én av de målte strømmene og spenningene måles unøyaktig viser Figur 5.15 at Algo6 kan tåle opp mot 5-6% målefeil. I praksis vil antagelig alle de målte strømmene og spenningene være utsatt for en viss unøyaktighet, og det kan derfor tenkes at denne toleransen vil være lavere.



Figur 5.14 - Prosentvist avvik for Algo5 og Algo8 ved usynkroniserte målinger ( $T=0.019$  ms og 0.036 ms)



Figur 5.15 - Algo $\delta$  beregner synkroniseringsvinkelen ved målefeil i strøm eller spenning



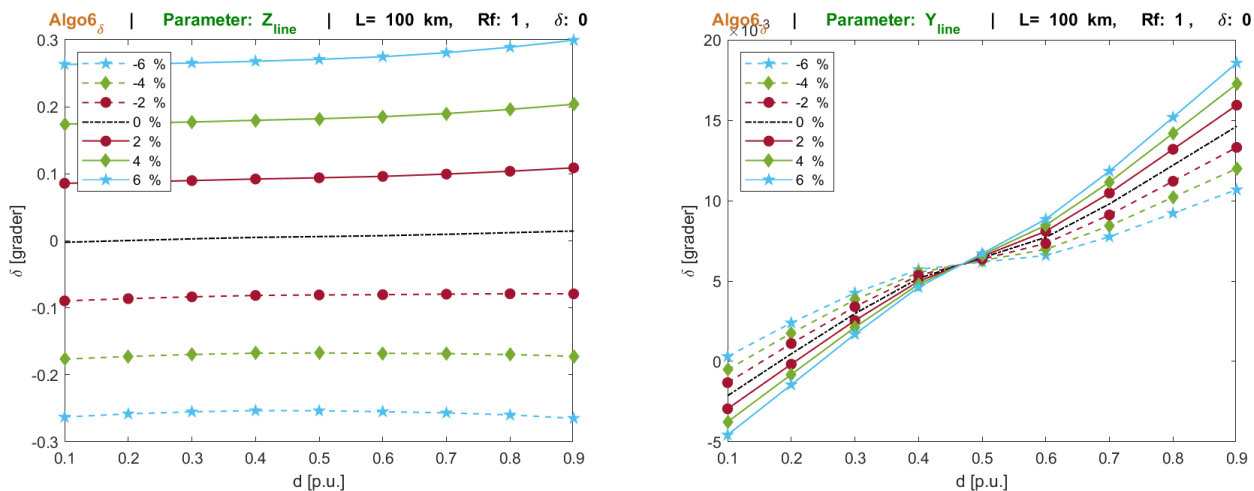
Figur 5.16 - Beregning av  $\delta$  ved Algo6 ved ulike tidsforsinkelser og målefeil i strøm og spenning.  $L=100$  km,  $R_f = 1\Omega$ ,  $d=0.5$

### 5.2.4 Betydningen av ledningsparametere

I Figur 5.17 og Figur 5.18 er betydningen av upresise verdier for ledningsparametere illustrert. Merk at y-aksen til plottene til høyre i figurene er skalert med faktoren  $10^{-3}$ .

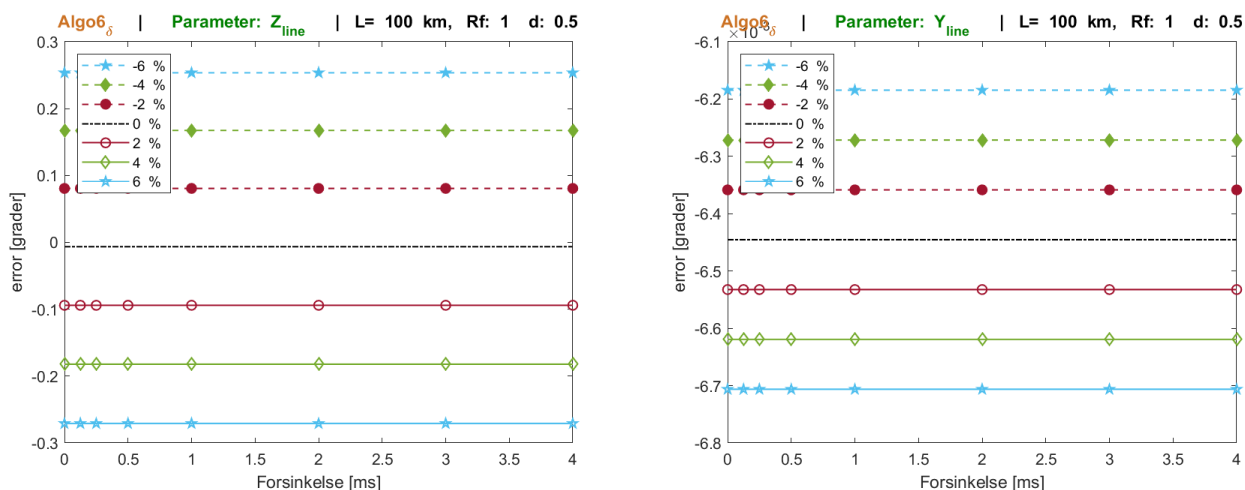
Figur 5.17 illustrerer sammenhengen mellom unøyaktige verdier og feilsted, og er utført slik som beskrevet i avsnitt 4.3.5. Unøyaktige verdier for ledningens serieimpedans gir et avvik som øker svakt med feilstedet. Maksimalt avvik er da 0.3 %, og inntreffer ved feil nær stasjon B.

Admittansen har en mye lavere innvirkning på resultatet, og maksimalt avvik som følge av denne parameteren er bare 0.018 grader. Her er imidlertid avviket klart økende med feilstedet.



Figur 5.17 - Beregning av  $\delta$  gjort av Algo6 ved målefeil i ledningsparametere. Merk skaleringen av y-aksen til høyre.

Figur 5.18 viser hvordan Algo6 beregner  $\delta$  ved ulike tidsforsinkelser når det samtidig brukes unøyaktige verdier for ledningens impedans og admittans. Figuren viser det samme som Figur 5.12 og Figur 5.16, nemlig at Algo6 klarer å beregne  $\delta$  like presist uavhengig av tidsforsinkelsen T.



Figur 5.18 - Beregning av  $\delta$  ved Algo6 ved ulike tidsforsinkelser og upresise ledningsparametere.  $L=100$  km,  $R_f = 1\Omega$ ,  $d=0.5$  p.u. Merk skaleringen av y-aksen til høyre.

## 5.3 DISKUSJON AV RESULTATER

### 5.3.1 Forslag 1

Det første forslaget i dette kapittelet gikk ut på å estimere feilstrømmens vinkel på to ulike måter, gitt av ligningene (5-2) og (5-3). Disse to ligningene representerer henholdsvis tosidige og ensidige målinger. Resultatene i dette kapittelet har vist at algoritmene basert på disse ligningene, henholdsvis Algo8 og Algo7, vil være klare forbedringer sammenlignet med Algo3.

Algo7 er mindre presis enn både Algo2 og Algo8, men klarer i alle tilfeller å beregne  $\beta$  med riktig fortegn slik at estimatet fra Algo1 korrigeres korrekt. Algo7 presterer best ved lavere feilmotstand. På medium lang ledning ( $L=100\text{km}$ ) er maksimalt avvik ved  $R_f = 1\Omega$  på 0.4%, mens ved  $R_f = 10\Omega$  er maksimalt avvik 2.1%. Ved  $R_f = 50\Omega$  er maksimalt observert avvik på 3.7%.

Algo7 er ikke utledet basert på et teoretisk fundament, og det er dermed større usikkerhet knyttet til hvorvidt ligning (5-3) alltid gjelder. Algo8 baserer seg på ligning (5-2) som støttes av teoretiske utledninger, og det er derfor antatt at resultatene for denne algoritmen er overførbare for andre ledninger med ulike kombinasjoner av lednings- og kildeparametere.

Algo8 har vist seg å være like god eller bedre enn Algo2 når testet med hensyn på ledningslengde, feilsted og feilmotstand. Algo8 er spesielt godt egnet til bruk ved høy-ohmige feil. De øvrige ensidige algoritmene gir avvik i området 3-15% når feilmotstanden er  $50\Omega$  (ledningslengde  $L=100\text{ km}$ ). Algo8 viser derimot ingen merkbar reduksjon i presisjon ved økende feilmotstand, og avviket er ved samme forhold bare 0.2 %.

Algo7 og Algo8 er også påvirket av målefeil i strøm og spenning på samme vis som Algo2. Målefeil har vist seg å ha liten innvirkning på beregningen av  $\beta$  ved ligningene (5-2) (5-3). Algoritmene er heller ikke påvirket av unøyaktige ledningsparametere i større grad enn de øvrige tosidige algoritmene. Dette skyldes at ligningene (5-2) og (5-3) ikke benytter ledningsparametere ved beregningen av  $\beta$ , slik at avvikene arves fra det opprinnelige estimatet til Algo1.

Algo8 er en tosidig algoritme og er følgelig påvirket av usynkroniserte målinger. Sammenlignet med Algo5 er imidlertid Algo8 mer robust mot usynkroniserte målinger. Særlig gjelder dette for feil på første halvdel av ledningen, der avvik på under 2% er realistisk opp til og med 10 ms forsinkelse.

### 5.3.2 Forslag 2

Forslag 2 gikk ut på å benytte Algo6 for å beregne synkroniseringsvinkelen til ledningen ved ulike tidsforsinkelser mellom målingene foretatt i stasjon A og B. Det ble observert at Algo6 kan beregne vinkelen  $\delta$  med presisjon i størrelsesordenen  $10^{-3}$  grader under ideelle forhold. Ved å anta reelle målefeil i strøm og spenning i området 1-2% er det likevel plausibelt at Algo6 beregner  $\delta$  innenfor 0.57 grader, som betyr at målingene kan synkroniseres med en presisjon som oppfyller kravene til PMU-målinger satt av [17].

Algo5 og Algo8 krever begge synkroniserte målinger for å fungere. Det ble foretatt tester hvor Algo5 og Algo8 ble gitt målinger med 0.65 graders forskyvning. Dette var den maksimalt observerte tidsforskyvningen som inntraff ved -6% målefeil for spenningen  $V_A$ . Algo5 og Algo8 viste da en endring i presisjon på henholdsvis 0.03% og 0.05%.

### 5.3.3 Oppsummering

Begge de foreslåtte alternativene viste gode resultater under simuleringer. Særlig er beregningen av  $\beta$  ved ligning (5-2) svært presis. Forslaget gjør algoritmen Modifisert Takagi om til en tosidig algoritme, men det er imidlertid bare målinger av strøm som trengs fra stasjon B. Dessuten har testene foretatt her vist at algoritmen er lite påvirket av målefeil i denne strømmen. I kombinasjon med forslag 2 er det mulig å eliminere eventuelle problemer med usynkroniserte målinger.

Beregningen av  $\beta$  ved ligning (5-3) er det beste tilgjengelige alternativet dersom det er behov for å basere seg på ensidige algoritmer.

Algo5 har vist seg å være den mest presise algoritmen gjennom alle de tester som er foretatt. Ved å kombinere denne med forslag 2 kan også problemet med usynkroniserte målinger elimineres.



## 6 KONKLUSJON

---

### 6.1 OPPSUMMERING

Formålet med denne masteroppgaven var følgende:

- ❖ Evaluere AutoDigs nåværende algoritme for beregning av avstand til enpolte feil, og om mulig finne den sannsynlige forklaringen på den unøyaktigheten som observeres i praksis.
- ❖ Vurdere alternativer til AutoDigs nåværende algoritme for beregning av avstand til enpolte feil. Dette søket ble begrenset til å innebefatte impedansbaserte algoritmer, med hovedfokus på tosidige algoritmer.

Konklusjonen som følger under er basert på resultater som ble observert ved simuleringer av enpolte feil i programmet ATP Draw. Resultatene er ikke verifisert ved empiriske undersøkelser, og da modellen som ble benyttet nødvendigvis ikke kan være en fullstendig korrekt representasjon av virkeligheten vil det være noe usikkerhet knyttet til resultatene. Mangel på empiriske tester er den største kilden til usikkerhet i denne masteroppgaven, men slike tester var det dessverre ikke anledning til å få gjennomført.

Som nevnt i kapittel 1 tilsier brukererfaringer at dagens metode for avstandsberegninger gir avvik i området  $\pm 5\%$ . Resultatene i denne oppgaven har vist at en viss andel av dette avviket, sannsynligvis mellom 0.5% og 2%, kan forklares med en treg konvergenstid, tidsvarierende feilmotstander ved lysbuefeil, og unøyaktige verdier av strøm, spenning og ledningsparametere. I [3] ble det observert gjennomsnittlig avvik i området 0.5%-9% for 9 ulikekraftledninger basert på 42 historiske feilhendelser av typen fase-jord-feil, der dette avviket ble redusert til  $< 2\%$  ved å optimere ledningsparameterne. Dette resterende avviket på 2% må derfor skyldes en av faktorene nevnt ovenfor, eller svakheter ved algoritmen selv. AutoDigs forenklete variant av Modifisert Takagi virker å være spesielt sårbar for feilmotstanden  $R_f$ , og denne varianten gir bare brukbare resultater ved lavere feilmotstand. Ettersom AutoDigs nåværende algoritme har vist svakest resultater i samtlige tester utført i denne oppgaven er det grunn til å tro at avvikene kan redusere ytterligere dersom en annen algoritme benyttes.

Feilens varighet setter en grense for presisjonen som er mulig å oppnå med impedansbaserte metoder. Under ideelle, stasjonære forhold kan flere av de impedansbaserte algoritmene som er testet her beregne avstand til feil med avvik  $< 10$  m på en ledning med lengde  $L=150$  km. En gjennomsnittlig feil med varighet i 60-80 ms er ikke tilstrekkelig langvarig, noe som medfører at de transiente komponentene i målingen av strøm og spenning ikke dør ut innen feilen klareres. Dette reduserer presisjonen til algoritmene. Resultatene fra modellen i denne oppgaven antyder at denne grensen vil være mellom 0.05% og 0.5% under ideelle forhold, der den høyeste presisjonen finnes hos de tosidige algoritmene.

I tillegg til dette vil en viss målefeil fra måletransformatorer være uunngåelig i praksis. Hvor stor denne unøyaktigheten er i praksis vites ikke, og dette representerer en viktig kilde til usikkerhet i denne oppgaven. Unøyaktige målinger av strøm og spenning er påvist å gi en drastisk reduksjon i presisjon for samtlige algoritmer, der de ensidige algoritmene er mest påvirket. Ettersom [3] klarte å redusere avviket ved reelle hendelser til  $< 2\%$  ved bruk av dagens algoritme tilsier resultatene i denne oppgaven at måleusikkerheten i praksis med stor sannsynlighet er lavere enn 1% i de fleste tilfeller. Resultatene til [3] og observasjonene gjort i denne oppgaven medfører også at feilmotstanden i praksis sjeldent

overstiger  $1\Omega$ , noe som støttes av [4]. Dersom dette er tilfellet vil det i så fall være sannsynlig at de tosidige algoritmene som er testet her vil kunne gi avvik  $< 1\%$  for de samme hendelsene som ble undersøkt i [3]. For korte ledninger kan det derfor tenkes at det ikke vil være behov for å benytte travelling wave-teknologi for å oppnå ønsket presisjon. Uten faktiske tester er det opplagt for stor usikkerhet knyttet til denne antagelsen til at det er mulig å konkludere med dette.

I tillegg til å evaluere noen utvalgte eksisterende algoritmer ble det også presentert to forslag til endring av enkelte av disse algoritmene.

Det første forslaget presenterte to alternative metoder for å beregne feilstrømmens vinkel. Den ene metoden krever tosidige målinger av strøm, men ga i gjengjeld svært presise estimer av feilstrømmens vinkel. Denne metoden ble også funnet å være lite påvirket av usynkroniserte målinger sammenlignet med de øvrige tosidige algoritmene som ble testet. Den andre metoden estimerte feilstrømmens vinkel basert på ensidige målinger, men ga i gjengjeld mindre nøyaktige estimer av feilstrømmens vinkel sammenlignet med den tosidige metoden. Algoritmen basert på denne metoden viste seg likevel å være en betydelig forbedring sammenlignet med den algoritmen som benyttes av AutoDig i dag, og algoritmen ble funnet å være den mest presise blant de ensidige algoritmene.

Det andre forslaget gikk ut på å benytte en av de tosidige algoritmene som ble testet til å synkronisere usynkroniserte målinger. Det ble observert at algoritmen kunne beregne synkroniseringsvinkelen, og dermed synkronisere usynkroniserte målinger, med betydelig større presisjon en den metoden som benyttes av AutoDig i dag. Med antagelse om lave målefeil i strøm og spenning (målefeil  $< 2\%$ ), samt presise verdier av ledningsparametere (avvik  $< 2\%$ ) er det sannsynlig at synkroniseringsvinkelen kan beregnes med avvik  $< 0.57$  grader. Dette vil i så fall oppfylle kravene til synkronisering av feilskriverdata satt av IEEE standard C37.118.2-2011 [17]. Til sammenligning vil AutoDigs nåværende metode for synkronisering kreve at feilskriverens samplingfrekvens er  $>32.3$  kHz for å oppnå samme presisjon.

Ved å synkronisere målinger med metoden nevnt ovenfor kan også algoritmer som forutsetter synkroniserte målinger benyttes uten at presisjonen svekkes betydelig. Dette gjelder blant annet den foreslåtte tosidige varianten i forslag 1.

## 6.2 FEILKILDER OG BEGRENSNINGER AV RESULTAT

Resultatene i denne oppgaven må vurderes ut ifra en del begrensninger og mulige feilkilder:

- ❖ Resultatene er bare gyldige for enpolte feil.
- ❖ Feilmotstanden  $R_f$  er modellert som en konstant størrelse. For å få en bedre representasjon av lysbuen burde en dynamisk modell benyttes. Estimaten som er beregnet i denne oppgaven er basert på stasjonære verdier av strøm og spenning, men dersom lysbuens impedans er tidsvarierende vil ikke stasjonære forhold nås før feilen klareres. Det er uvisst hvordan de ulike algoritmen påvirkes av en tidsvarierende feilmotstand. Ettersom resultatene i denne oppgaven indikerer at de tosidige algoritmene er mindre påvirket av feilmotstanden enn de ensidige kan det tenkes at disse vil tåle en slik varierende feilmotstand bedre enn de ensidige.
- ❖ Beregningen av  $\angle I_f$  som ble foreslått er kun testet med denne modellen, og bør testes på reelle data fra feilskrivere. Det er derfor usikkerhet knyttet til de foreslåtte metodene for estimering av  $\angle I_f$ . Ligning (5-3) er heller ikke tilstrekkelig teoretisk begrunnet.
- ❖ Målefeil i strøm og spenning, samt unøyaktige ledningsparametere ble undersøkt. Hver parameter ble testet separat, og det er derfor uvisst hvordan en kombinasjon av målefeil eller unøyaktighet i flere parametere vil slå ut. Det kan tenkes at målefeil i praksis vil inntreffe i alle strøm- og spenningsmålinger, men med ulike omsetningsfeil. Om dette akkumuleres eller kanselleres er uvisst. Unøyaktig måling av fasevinkel er heller ikke testet.

## 6.3 FORSLAG TIL VIDERE ARBEID

Videre arbeid bør ta for seg testing og verifisering av resultatene i denne oppgaven ved å benytte feilskriveropptak fra reelle hendelser. Som nevnt ovenfor er det flere kilder til usikkerhet som gjør det vanskelig å anslå hvordan algoritmenes presisjon vil bli i praksis. Den sikreste måten å avgjøre dette på vil være gjennom et tilstrekkelig antall reelle caser. For sammenligning vil det være interessant å starte med de samme 42 hendelsene som ble gjennomgått i [3]. Disse 42 hendelsene bør imidlertid suppleres med flere hendelser.

For AutoDigs del er det sannsynligvis en av de tosidige algoritmene som vil gi best resultat. Den ensidige algoritmen som ble utarbeidet i denne oppgaven bør likevel undersøkes grundigere. Presisjonen til denne algoritmen vil nok være dårlige enn presisjonen til de tosidige algoritmene, men den foreslåtte metoden for beregning av feilstrømmen vinkel basert på ensidige målinger kan tenkes å ha andre bruksområder utover feillokalisering.

Et annet alternativ til videre arbeid er å undersøke muligheten for kurvetilpasninger. Under arbeidet ble de observert at kurvene for feilestimatet hadde et forløp under feilen som lignet en dempet harmonisk svingning. Enkle tester med kurvetilpasning i MATLAB viser at disse forløpene kan estimeres forholdsvis godt, og kan dermed brukes til å finne en mer fornuftig stasjonærverdi for estimatet. Dette ble funnet når simuleringene ble kjørt med konstant feilmotstand, og det er derfor ikke sikkert at en mer realistisk lysbuemodell ville ha gitt de samme resultatene. En annen mulig vei videre er derfor å fokusere på en mer detaljert simuleringsmodell. En grundigere forståelse av hvordan en tidsvarierende lysbue påvirker feilforløpet vil potensielt kunne gi grunnlag for bedre å bestemme riktig gjennomsnittsverdi for estimatene. Dessuten er resultatene her beregnet ved stasjonære forhold, og ved en varierende feilmotstand vil ikke slike forhold oppstå. Ved å benytte en mer presis tidsvarierende modell for lysbuer kan den teoretisk maksimale presisjonen for impedansbaserte algoritmer finnes.

#### 6.4 KONKLUSJON

I praksis har man operert med en tommelfingerregel hvor nøyaktigheten til impedansbaserte metoder er antatt  $\pm 5\%$ . Resultatene i denne oppgaven antyder at avvik i denne størrelsesordenen bare kan oppstå som følge av unøyaktige målinger eller ledningsparametere når de tosidige algoritmene benyttes. Ved bruk av de ensidige algoritmene kan slike avvik i langt større grad antas å skyldes begrensninger ved algoritmen selv. Gitt at de tosidige algoritmene er mest presise under ideelle forhold, at disse motstår variasjoner i alle parametere bedre enn de ensidige algoritmene, samt at disse tolererer målefeil bedre, er det grunn til å anta at AutoDig vil oppleve betydelig økt presisjon ved å benytte en av disse algoritmene. Hvor vidt de tre tosidige algoritmene som er testet her vil prestere ulikt i praksis er usikkert da reelle målefeil og avvik i ledningsparametere ikke er kjent.

Videre arbeid bør fokusere på å teste ut disse algoritmene i praksis for å verifisere observasjonene gjort her. Basert på funnene i denne oppgaven alene anbefales det særlig å teste ut den tosidige algoritmen Algo5 [4] beskrevet i avsnitt 3.2.2.1 i kombinasjon med Algo6 [6] beskrevet i avsnitt 3.2.2.2. Denne kombinasjonen av algoritmer antas å gi høyest presisjon, og den vil ikke kreve synkroniserte målinger. Dersom en ensidig algoritme kreves tilsier observasjonene gjort i denne oppgaven at den foreslåtte nye algoritmen, Algo7 beskrevet i avsnitt 5.1.1, vil være mest presis. Til tross for at denne algoritmen har vist høy presisjon er det usikkerhet knyttet til det teoretiske fundamentet til algoritmen, og det bør gjøres grundigere tester før algoritmen tas i bruk.

## 7 REFERANSER

---

- [1] IEEE, «IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems,» IEEE, 1991.
- [2] Statnett SF, *Kvalifiseringsplan for travelling wave (upublisert notat)*, Oslo, 2018.
- [3] M. H. Hestø, *Modell for nøyaktig posisjonering av kraftledningsfeil*, Trondheim: Institutt for elkraftteknikk - NTNU, 2018.
- [4] M. M. Saha, J. Izykowski og E. Rosolowski, *Fault Location on Power Networks*, Springer, 2010.
- [5] M. H. Hestø, *Nøyaktig posisjonering av kraftledningsfeil*, Trondheim: Institutt for elkraftteknikk - NTNU, 2017.
- [6] Y. Liao, «Unsynchronized Fault Location Based on Distributed Parameter Line Model,» *Electric Power Components and Systems*, pp. 1061-1077, 2007.
- [7] H. Saadat, *Power System Analysis*, PSA Publishing, 2010.
- [8] Statnett SF, «Årsstatistikk 2017 - Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet,» Statnett SF, Oslo, 2018.
- [9] S. Das, S. Santoso, A. Gaikward og M. Patel, «Impedance-based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application,» *IEEE Access*, vol. 2, pp. 537-557, 2014.
- [10] R. Živanović, «Evaluation of Transmission Line Fault-Locating Techniques Using Variance-based Sensitivity Measures,» i *16th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Glasgow, 2008.
- [11] Statnett SF, *Funksjonskrav i Kraftsystemet*, Ø. Rue, Red., 2012.
- [12] V. F. Lachugin, D. I. Panfilov og A. N. Smirnov, «Travelling Wave Fault Location in Power Transmission Lines Using Statistic Data Analysis Methods,» *Thermal Engineering*, vol. 61, nr. 13, pp. 985-991, 2014.
- [13] C. Pritchard, H. Lampl og T. Henselr, «Omicronenergy.com,» 1. August 2018. [Internett]. Available: <https://www.omicronenergy.com/en/news/details/ready-for-testing-fault-location-elements-using-traveling-waves/>. [Funnet 27 Juni 2019].
- [14] C. Melaaen, «3min.io,» 7. november 2017. [Internett]. Available: <https://3min.io/statnett-vil-oppdage-feil-f%C3%B8r-de-skjer-81aa666f8b2a>. [Funnet 12. februar 2019].
- [15] K. Zimmerman og D. Costello, «Impedance-based Fault Location Experience,» i *Western Protective Relay Conference 2004*, 2004.

- [16] A. Phadke og J. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Boston, MA: Springer US, 2008.
- [17] IEEE, «IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems,» IEEE, New York, NY, 2011.
- [18] M. Karimi-Ghartemani og J. Å. Wølseth, «Using the EPLL Algorithm as a Preprocessor for Fault Analysis,» i *The 11th International Conference on Information Sciences, Signal Processing and their Applications: Special Sessions*, Montreal, 2012.
- [19] T. Treider, *Automatisk Analyse av Vernresponser*, Trondheim: Institutt for elkraftteknikk - NTNU, 2018.

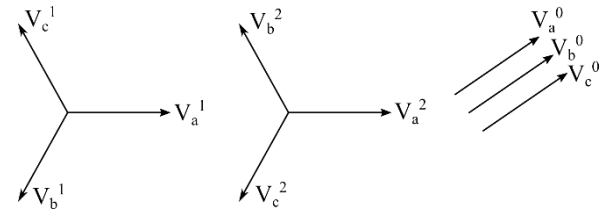
## A SYMMETRISKE KOMPONENTER

Ved ubalanserte feil slik som feil mellom én fase og jord er det ikke lenger mulig å gjøre kortslutningsberegninger basert på et per-fase ekvivalentskjema. Spenninger, strømmer og impedanser kan ikke lenger antas å være balanserte, og dermed må hver enkelt fase analyseres separat.

### A.1 PLUS-, MINUS- OG NULLSYSTEM

Fortescues teorem forteller at et system med ubalanserte visere kan dekomponeres i tre balanserte systemer med visere.

Figur A.1 illustrerer de tre ulike systemene: pluss- (1), minus- (2) og nullsystem (0). I pluss-systemet er faserekkefølgen definert som  $abc$ , og ved balanserte forhold er dette de komponentene som utgjør de virkelige spenningene i nettet. Ved å definere operatoren  $a = 1\angle 120^\circ$  kan spenningene i pluss-systemet uttrykkes som:



Figur A.1 – Visere i pluss-, minus- og nullsystem (hentet fra [7])

$$\begin{aligned} V_a^1 &= V_a^1 \angle 0^\circ = V_a^1 \\ V_b^1 &= V_a^1 \angle 240^\circ = a^2 V_a^1 \\ V_c^1 &= V_a^1 \angle 120^\circ = a V_a^1 \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

I minus-systemet er faserekkefølgen  $acb$ ,

$$\begin{aligned} V_a^2 &= V_a^2 \angle 0^\circ = V_a^2 \\ V_b^2 &= V_a^2 \angle 120^\circ = a V_a^2 \\ V_c^2 &= V_a^2 \angle 240^\circ = a^2 V_a^2 \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

og i nullsystemet er alle visere i fase med hverandre.

$$V_a^0 = V_b^0 = V_c^0 \quad (\text{A.3})$$

De reelle ubalanserte spenningene i fase a, b og c kan så uttrykkes som summen av sine pluss-, minus- og nullsystemkomponenter:

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\ V_b &= V_b^0 + V_b^1 + V_b^2 = V_a^0 + a^2 V_a^1 + a V_a^2 \\ V_c &= V_c^0 + V_c^1 + V_c^2 = V_a^0 + a V_a^1 + a^2 V_a^2 \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

Ligning (A.4) kan skrives på matriseform slik som i ligning (A.5).

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

Ligning (A.5) skrives på kompakt form som

$$\mathbf{V}^{abc} = \mathbf{A} \mathbf{V}_a^{012} \quad (\text{A.6})$$

Subskript  $\mathbf{a}$  i ligning (A.6) indikerer at pluss-, minus- og nullsystemkomponentene i ligningen tilhører fase a i disse systemene.

Som vist i [7] kan den inverse matrisen til  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{A}^{-1}$  uttrykkes som

$$\mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

Ligning (A.6) og (A.7) gir dermed at

$$\mathbf{V}_a^{012} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{V}^{abc} \quad (\text{A.8})$$

Ligning (A.8) kan så skrives som

$$\begin{aligned} V_a^0 &= \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \\ V_a^1 &= \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_a^2 &= \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

Ligningene (A.1)-(A.9) gjelder også for strømmene i nettet.

$$\begin{aligned} \mathbf{I}^{abc} &= \mathbf{A} \mathbf{I}_a^{012} \\ \mathbf{I}_a^{012} &= \mathbf{A}^{-1} \mathbf{I}^{abc} \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

Ligning (A.10) viser at strømmen i nullsystemet kan beregnes som

$$I_a^0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (\text{A.11})$$

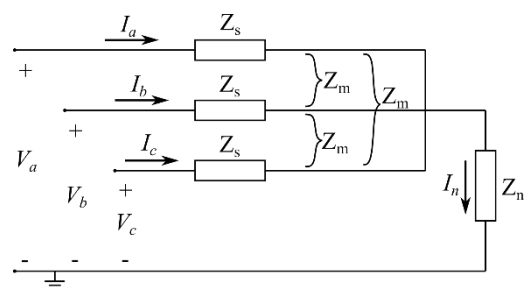
Ligning (A.11) illustrerer at strømmen i nullsystemet bare kan eksistere så lenge summen av fasestrømmene ikke er lik null. Som for spenningen medfører dette at nullsystemet ikke eksisterer under balansert forhold, men i tillegg viser ligning (A.11) at strømmen i nullsystemet ikke kan opptre under kortslutninger heller dersom systemet ikke er jordet.

## A.2 IMPEDANSER I PLUSS-, MINUS- OG NULLSYSTEMET

Alle utledninger er hentet fra [7].

### A.2.1 Last

Impedansen som de ulike pluss-, minus- og nullstrømmene møter i en trefase last finnes ved å betrakte Figur A.2. Det antas at lasten er stjernekoblet og jordet gjennom en impedans  $Z_n$ .



Figur A.2 - Stjernekoblet last (hentet fra [7])

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_m + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_s + Z_n & Z_m + Z_n \\ Z_m + Z_n & Z_m + Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.12})$$



Ligning (A.12) skrives på kompakt form:

$$\mathbf{V}^{abc} = \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{I}^{abc} \quad (\text{A.13})$$

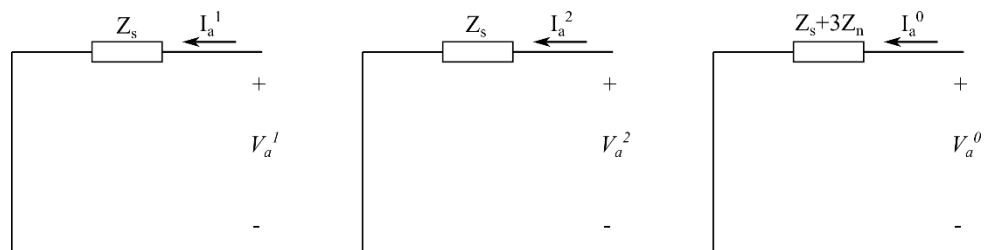
Ligning (A.6), (A.9) og (A.13) kombineres til:

$$\begin{aligned} \mathbf{A} \mathbf{V}_a^{012} &= \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{A} \mathbf{I}_a^{012} \\ \mathbf{V}_a^{012} &= \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{A} \mathbf{I}_a^{012} \\ \mathbf{V}_a^{012} &= \mathbf{Z}_{012} \mathbf{I}_a^{012} \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Det kan vises [7] at matrisen  $\mathbf{Z}_{012}$  er gitt av ligning (A.15)

$$\begin{bmatrix} Z_s + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_s - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_s - Z_m \end{bmatrix} \quad (\text{A.15})$$

Matrisen  $\mathbf{Z}_{012}$  er en diagonal matrise, og dermed kan de tre systemene analyseres uavhengig av hverandre. Som regel antas den gjensidige koblingen mellom fasene å være lik



Figur A.3 - Sekvensdiagrammer for stjernekoblet last (hentet fra [7])

0, slik at ligningene (A.14) og (A.15) kan uttrykkes ved sekvensdiagrammene i Figur A.3.

### A.2.2 Luftledninger

Ved å benytte samme fremgangsmåte kan impedansene til transmisjonslinjer beregnes. For pluss-systemet er impedansen den samme som ved vanlig balanserte forhold. Faserekkefølgen har ingen påvirkning på impedansen i ledningen, og følgelig er minus-systemets impedans den samme som pluss-systemet. Strømmen i nullsystemet skiller seg fra de to andre ved at denne returnerer gjennom jord i systemet. Beregningen av denne impedansen er komplisert og avhenger av flere faktorer ved luftledningens utforming [7].

Ligning (A.16) hentet fra [7] viser at reaktansen i nullsystemet er i størrelsesordenen

$$X^0 = X^1 + 3X_n \quad (\text{A.16})$$

Dette er utledet under forutsetningen om faseledere i en trekant-konfigurasjon uten toppliner.

Fordi den eksakte påvirkningen av jord i de fleste tilfeller er vanskelig å estimere er gjerne impedansen i nullsystemet en kilde til usikkerhet. Til enkelte formål er det tilstrekkelig å benytte standardiserte tabulerte verdier. Til andre formål der kravene til nøyaktighet er større, som for eksempel til avstandsberegninger, er det nødvendig å foreta målinger av hver enkelt linje for å bestemme impedansen i nullsystemet.

Dersom kapasitansen på ledningen skal inkluderes benyttes driftskapasitansen  $C_1$  i pluss- og minus-systemene:

$$C_1 = C_g + 3C_{ab} \quad (\text{A.17})$$

$C_g$  er kapasitansen mellom faseleder og jord, og  $C_{ab}$  er kapasitansen mellom fasene. Ligning (A.17) antar at disse to kapasitansene er like for alle tre fasene.

I nullsystemet er alle spenninger like store og i fase med hverandre. Kapasitansen mellom fasene forsvinner, og kapasitansen i nullsystemet utgjøre bare av  $C_g$ :

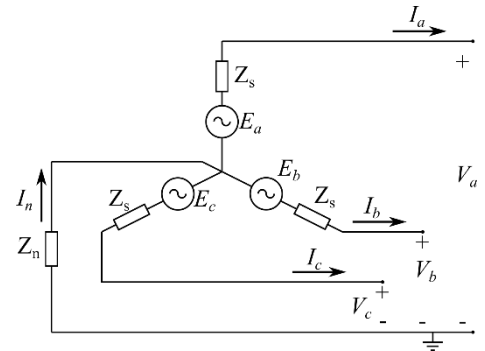
$$C_0 = C_g \quad (\text{A.18})$$

### A.2.3 Generatorer

Impedansene til generatorer finnes ved å betrakte Figur A.4. Her er det antatt at generatoren er jordet gjennom en impedans  $Z_n$ .

Ligning (A.12) kan skrives om til å inkludere de indre genererte spenningene i hver fase:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_s + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.19})$$



Figur A.4 - Stjernekoblet generator (hentet fra [7])

Ligning (A.19) skrives på kompakt form som:

$$\mathbf{V}^{abc} = \mathbf{E}^{abc} - \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{I}^{abc} \quad (\text{A.20})$$

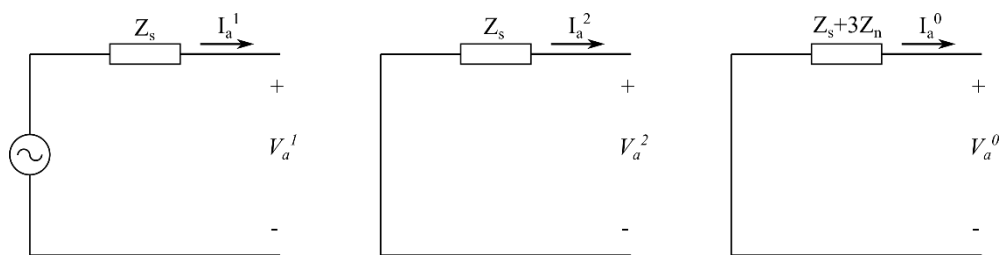
Ligning (A.20) transformeres ved ligning (A.6) og (A.10):

$$\begin{aligned} \mathbf{A} \mathbf{V}_a^{012} &= \mathbf{A} \mathbf{E}^{012} - \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{A} \mathbf{I}_a^{012} \\ \mathbf{V}_a^{012} &= \mathbf{E}^{012} - \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{A} \mathbf{I}_a^{012} \\ \mathbf{V}_a^{012} &= \mathbf{E}^{012} - \mathbf{Z}_{012} \mathbf{I}_a^{012} \end{aligned} \quad (\text{A.21})$$

Under antagelsen om at spenningene fra generatoren er balanserte vil spenningene i minus- og nullsystemet være lik 0.

$$\begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_s - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_s - Z_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.22})$$

De tre systemene kan så uttrykkes ved følgende ekvivalente kretser:



Figur A.5 - Sekvensdiagram for stjerne koblet generator (hentet fra [7])



## B MATLAB-KODE

---

### B.1 AVERAGEESTIMATES.M

Funksjonen *averageEstimates.m* beregner en gjennomsnittsverdi for estimatet, basert på de siste 20 ms av målinger.

Funksjonen tar inn en serie med estimater, *estimates*, og tidsvektoren *t*. Parameteren *sim\_step* er her tidssteget som blir benyttet i simuleringen. Parameteren *offset* benyttes for å ekskludere de siste millisekundene av måleseriene hvor målingene er ustabile. I alle beregningene ble *offset* satt til 4 ms.

```
function steadyState=averageEstimates(estimates,t,sim_step,offset,t_fault)
    a=0;
    Total=0;
    for k=length(t)-offset:-1:length(t)-(0.02/sim_step)-offset
        a=a+1;
        Total=Total+estimates(k);
    end %for
    steadyState=Total/a; %Gjennomsnitt av siste 20 ms
end %function
```

### B.2 TKONVERGENS.M

Funksjonen *Tkonvergens.m* tar inn en vektor med estimater, *d\_estimates*, og en korresponderende vektor med tidspunkter, *t*. Parameteren *boundary* angir kravet til konvergens, typisk i området 0.001-0.005 p.u. Stasjonærverdien *d\_ss* beregnes av funksjonen *averageEstimates.m*. Tiden *Tk* er det siste tidspunktet der estimatet *d* befinner seg utenfor  $d_{ss} \pm boundary$ .

```
function Tk=Tkonvergens(d_estimates,t,boundary,offset,sim_step,t_fault)
    Outside=zeros(1,length(t));
    d_ss=averageEstimates(d_estimates,t,sim_step,offset,t_fault);
    for k=1:length(t)-offset
        if((d_estimates(k)>=d_ss+boundary) || (d_estimates(k)<=d_ss-boundary))
            Outside(k)=1;
        end %if
    end %for
    Tk=t(find(Outside,1,'last'))-t_fault;
    if isempty(Tk)
        Tk=0;
    end %if
end %function
```



## C SAMMENLIGNING AV LØSNINGER FOR TOSIDIGE ALGORITMER

Tabellene nedenfor viser hvilke løsninger for algoritmene Algo4 og Algo5 som presterer best. Tabellene viser prosentvist avvik beregnet som  $(d_{beregnet} - d) \cdot 100\%$ .

TsU0\_d1, TsU0\_d2, TsU1\_d1, TsU1\_d2, TsU2\_d1 og TsU2\_d2 viser de to løsningene d1 og d2 av ligning (3-22) for henholdsvis  $i=0, 1$  og  $2$ .

TsS0, TsS1 og TsS2 viser løsningene av ligning (3-16) for henholdsvis  $i=0, 1$  og  $2$ .

Løsningene med lavest prosentvist avvik er markert i grønt.

50 km, 1 ohm									
d	TsU0_d1	TsU0_d2	TsU1_d1	TsU1_d2	TsU2_d1	TsU2_d2	TsS0	TsS1	TsS2
<b>0,1</b>	0,0495	186,9049	1966,4382	-0,2813	0,1721	1097,1037	-0,0048	0,0318	0,0392
<b>0,2</b>	0,0406	251,2126	2403,3978	-0,2197	0,1305	1281,6859	-0,0041	0,0247	0,0279
<b>0,3</b>	0,0294	378,1007	2987,2390	-0,1508	0,0866	1542,4182	-0,0021	0,0174	0,0165
<b>0,4</b>	0,0157	704,1138	3828,0224	-0,0759	0,0411	1934,9140	-0,0010	0,0104	0,0051
<b>0,5</b>	0,0011	2824,0036	5182,8365	0,0026	-0,0053	2586,3558	0,0005	0,0036	-0,0064
<b>0,6</b>	-0,0137	1747,4384	7824,2364	0,0829	-0,0520	3865,2503	0,0020	-0,0030	-0,0180
<b>0,7</b>	-0,0280	658,4805	15631,5117	0,1626	-0,0984	7470,3719	0,0031	-0,0097	-0,0295
<b>0,8</b>	-0,0400	391,4372	2852407,12	0,2397	-0,1440	77978,1915	0,0051	-0,0163	-0,0409
<b>0,9</b>	-0,0502	266,1947	14727,6749	0,3120	-0,1879	9457,4678	0,0058	-0,0233	-0,0522

50 km, 10 ohm									
d	TsU0_d1	TsU0_d2	TsU1_d1	TsU1_d2	TsU2_d1	TsU2_d2	TsS0	TsS1	TsS2
<b>0,1</b>	0,0495	186,9049	3481,3281	-0,4605	0,1721	1097,1245	-0,0048	0,0385	0,0392
<b>0,2</b>	0,0406	251,2126	4814,6387	-0,3516	0,1305	1281,7112	-0,0041	0,0314	0,0279
<b>0,3</b>	0,0294	378,1007	7355,5770	-0,2382	0,0866	1542,4498	-0,0021	0,0242	0,0165
<b>0,4</b>	0,0157	704,1138	14415,8722	-0,1203	0,0411	1934,9561	-0,0010	0,0172	0,0051
<b>0,5</b>	0,0011	2824,0038	170793,723	0,0007	-0,0053	2586,4173	0,0005	0,0104	-0,0064
<b>0,6</b>	-0,0137	1747,4384	17616,0670	0,1231	-0,0520	3865,3575	0,0020	0,0037	-0,0180
<b>0,7</b>	-0,0280	658,4806	8261,9637	0,2452	-0,0984	7470,6640	0,0031	-0,0029	-0,0295
<b>0,8</b>	-0,0400	391,4372	5281,5525	0,3653	-0,1440	77998,8120	0,0051	-0,0096	-0,0409
<b>0,9</b>	-0,0502	266,1947	3779,4941	0,4824	-0,1879	9457,3120	0,0058	-0,0166	-0,0522

100 km, 1ohm									
d	TsU0_d1	TsU0_d2	TsU1_d1	TsU1_d2	TsU2_d1	TsU2_d2	TsS0	TsS1	TsS2
<b>0,1</b>	0,1084	81,0514	872,8556	-0,7728	0,2987	448,1654	-0,0030	0,0092	0,0391
<b>0,2</b>	0,0965	115,9868	1178,9901	-0,6327	0,2338	553,1900	-0,0020	0,0069	0,0284
<b>0,3</b>	0,0722	191,9847	1630,5762	-0,4470	0,1605	722,7805	-0,0012	0,0059	0,0173
<b>0,4</b>	0,0395	412,8440	2408,1288	-0,2284	0,0813	1032,6239	-0,0004	0,0061	0,0059
<b>0,5</b>	0,0023	3105,4915	4202,0792	0,0092	-0,0011	1752,5903	0,0004	0,0067	-0,0054
<b>0,6</b>	-0,0354	728,4036	14350,4041	0,2518	-0,0846	5082,7752	0,0011	0,0073	-0,0167
<b>0,7</b>	-0,0695	312,1392	9875,1835	0,4847	-0,1670	6602,8303	0,0019	0,0071	-0,0282
<b>0,8</b>	-0,0962	184,6700	3391,6088	0,6950	-0,2457	2006,3880	0,0027	0,0062	-0,0395
<b>0,9</b>	-0,1116	118,7918	1861,9085	0,8689	-0,3182	1168,0481	0,0036	0,0039	-0,0505

100 km, 10 ohm									
d	TsU0_d1	TsU0_d2	TsU1_d1	TsU1_d2	TsU2_d1	TsU2_d2	TsS0	TsS1	TsS2
<b>0,1</b>	0,1084	81,0514	1228,7494	-1,1190	0,2987	448,1727	-0,0030	0,0146	0,0391
<b>0,2</b>	0,0965	115,9868	1805,0624	-0,8828	0,2338	553,1993	-0,0020	0,0125	0,0284
<b>0,3</b>	0,0722	191,9847	2913,5247	-0,6100	0,1605	722,7932	-0,0012	0,0115	0,0173
<b>0,4</b>	0,0395	412,8440	6230,3131	-0,3090	0,0813	1032,6432	-0,0004	0,0117	0,0059
<b>0,5</b>	0,0023	3105,4918	126794,354	0,0097	-0,0011	1752,6283	0,0004	0,0123	-0,0054
<b>0,6</b>	-0,0354	728,4036	5679,6844	0,3330	-0,0846	5082,9607	0,0011	0,0129	-0,0167
<b>0,7</b>	-0,0695	312,1392	2777,0695	0,6467	-0,1670	6602,7098	0,0019	0,0126	-0,0282
<b>0,8</b>	-0,0962	184,6700	1726,9047	0,9411	-0,2457	2006,3937	0,0027	0,0116	-0,0395
<b>0,9</b>	-0,1116	118,7918	1155,7289	1,2056	-0,3182	1168,0560	0,0036	0,0091	-0,0505

150 km, 1 ohm									
d	TsU0_d1	TsU0_d2	TsU1_d1	TsU1_d2	TsU2_d1	TsU2_d2	TsS0	TsS1	TsS2
0,1	0,1779	51,8362	560,7317	-1,4054	0,4264	268,3196	-0,0010	-0,0166	0,0403
0,2	0,1671	78,1884	810,8284	-1,2007	0,3428	342,3462	-0,0005	-0,0149	0,0299
0,3	0,1284	138,6972	1199,1794	-0,8704	0,2408	471,4951	-0,0003	-0,0094	0,0188
0,4	0,0712	324,5041	1947,0287	-0,4516	0,1263	736,7139	0,0002	-0,0011	0,0074
0,5	0,0037	3656,8970	4285,3628	0,0162	0,0041	1529,3270	0,0003	0,0086	-0,0045
0,6	-0,0646	525,1504	30007,1050	0,4937	-0,1202	39566,7180	0,0004	0,0182	-0,0165
0,7	-0,1243	230,3754	3095,8387	0,9414	-0,2412	1776,9874	0,0009	0,0267	-0,0282
0,8	-0,1672	133,6190	1449,9803	1,3190	-0,3538	853,6053	0,0010	0,0325	-0,0397
0,9	-0,1839	81,5967	809,3127	1,5886	-0,4524	547,9075	0,0014	0,0343	-0,0506

150 km, 10 ohm									
d	TsU0_d1	TsU0_d2	TsU1_d1	TsU1_d2	TsU2_d1	TsU2_d2	TsS0	TsS1	TsS2
0,1	0,1779	51,8362	717,3499	-1,9064	0,4264	268,3236	-0,0010	-0,0123	0,0403
0,2	0,1671	78,1883	1105,7434	-1,5582	0,3428	342,3516	-0,0005	-0,0104	0,0300
0,3	0,1284	138,6972	1853,1441	-1,1016	0,2408	471,5024	-0,0003	-0,0048	0,0188
0,4	0,0712	324,5041	4178,7719	-0,5637	0,1263	736,7260	0,0002	0,0036	0,0074
0,5	0,0037	3656,8964	32445,4126	0,0191	0,0041	1529,3574	0,0003	0,0133	-0,0045
0,6	-0,0646	525,1504	3274,4697	0,6112	-0,1202	39575,1202	0,0004	0,0228	-0,0165
0,7	-0,1243	230,3755	1600,3921	1,1766	-0,2412	1776,9898	0,0009	0,0312	-0,0282
0,8	-0,1672	133,6190	953,5965	1,6773	-0,3538	853,6104	0,0010	0,0367	-0,0397
0,9	-0,1839	81,5967	584,7432	2,0829	-0,4524	547,9119	0,0014	0,0382	-0,0506



