

Modell for nøyaktig posisjonering av kraftledningsfeil

Malin Helen Hestø

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2018

Hovedveileder: Gerd Kjølle, IEL

Medveileder: Christian Sundal Melaaen, Statnett

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Sammendrag

I denne masteroppgaven har det blitt utarbeidet en foreslått modell for beregning av feilposisjon. Denne modellen ble utarbeidet gjennom funn fra prosjektoppgave [1] skrevet av samme forfatter. Ved bruk av verktøy og data fra Statnett har 42 historiske feilhendelser fordelt på 9 kraftledninger med *bekreftet* feilsted blitt analysert. Det har blitt beregnet feilposisjon med samme algoritme Modifisert Takagi, for alle feil med ulike kilder til impedans. I denne oppgaven er det kun sett på feil i 300 kV og 420 kV nett i Statnetts anlegg, og det er kun feiltypen fase-jord som er undersøkt. Ved hjelp av beregningsalgoritme i AutoDig har avstand til feil beregninger blitt gjennomført og forbedret i foreslått modell.

Det har blitt beregnet feilposisjon med tre forskjellige kilder til nullimpedans, og to forskjellige kilder til ledningsimpedans. I foreslått modell beregnes nullimpedans med en mer tilpasset verdi av jordresistivitet, sammenlignet med en konstant verdi på $100 \Omega \cdot m$ som SINTEF Planbok benytter i beregning av nullimpedans. Ledningsimpedans i foreslått modell er målt eller beregnet. Ved bruk av foreslått modell med individuell tilpasning av jordresistivitet til beregning av feilposisjon for de 42 feilhendelsene, blir gjennomsnittlig avvik 0,70 km og 1,17 %. Når en konstant verdi for jordresistivitet benyttes alle luftledninger i foreslått modell, blir gjennomsnittlig avvik høyere sammenlignet med individuell tilpasning av jordresistivitet.

Ved bruk av nullimpedans og ledningsimpedans basert på data fra SINTEF Planbok blir gjennomsnittlig avvik for alle feilhendelser lik 3,73 km og 4,43 %. Sammenlignet med foreslått modell, vil altså bruk av impedans fra SINTEF Planbok gi et vesentlig større gjennomsnittlig avvik. Tilsvarende blir gjennomsnittlig avvik av beregnet feilposisjon for alle feilhendelser lik 2,0 km og 2,4 % med målt og beregnet nullimpedans og ledningsimpedans. Målt impedans benyttes der de er tilgjengelige, ellers er beregnet impedans fra SINTEF Planbok brukt. Det er en halvering i avvik ved bruk av målt og beregnet impedanser sammenlignet med beregnet fra SINTEF Planbok. Tilsvarende vil en halvering skje med gjennomsnittlig avvik når foreslått modell sammenlignes med bruk av målt og beregnet impedans. Foreslått modell vil derfor gi avstand til feil beregninger med *lavest* gjennomsnittlig avvik.

I foreslått modell gjøres det en individuell vurdering av jordresistivitet for hver enkelt luftledning. Jordresistiviteten blir bestemt etter hva slags beregnet nullimpedans med

tilhørende jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik av beregnet feilposisjon, for alle feil knyttet til en kraftledning. Foreslått modell er derfor ikke egnet for å alene beregne en eksakt jordresistivitet, men til å gi nøyaktig beregning av feilposisjon.

Jordresistansen som brukes i avstand til feil beregninger er en gjennomsnittlig verdi av resistiviteten langs hele kraftledningsstrekningen. Dette er basert på teori om returstrømmen til feilstrømmen. Ettersom det er vanskelig å bestemme helt eksakt hvor stor andel feilstrøm som vil fordeles i jordline og jord, må det benyttes flere forenklinger. Det er derfor i foreslått modell gitt en tabell som velger ut jordresistivitet basert på inngangsparameterene gjennomsnittlig høydemeter over havet og andel myr i % langs kraftledning. Dette er en forenklet modell, som inkluderer en del usikkerhet. I fremtiden anbefales det at en mer nøyaktig av bestemmelse av jordresistivitet utarbeides, og den foreslåtte modellen i denne oppgaven bør testes og vurderes på fremtidige feilhendelser.

Abstract

In this master thesis a proposed model for calculating the fault location has been developed and tested. This model is based on findings from a project assignment [1] written by the same author. By using tools and data from Statnett, 42 historical faults on 9 power lines with *confirmed* fault location has been analyzed. The calculated fault location has been calculated using the same algorithm Modified Takagi, for all faults with different impedances as input. In this thesis, only faults in 300 kV and 420 kV networks in Statnett's facility has been examined. It is only the fault type phase-ground that has been considered in this thesis. By using algorithm to calculate distance to fault in AutoDig, improvements has been suggested in the proposed model.

Fault location has been calculated by using three different sources to zero-sequence line impedance, and two different sources to positive-sequence line impedance. In the proposed model developed, zero-sequence line impedance is calculated with a more customized value of soil resistivity, where SINTEF Planbok uses an constant soil resistivity of $100 \Omega \cdot m$ to calculate zero-sequence line impedance. Positive-sequence line impedance are either measured or calculated in the proposed model. By using proposed model with individual assessment of soil resistivity for each power line for calculating the fault position for 42 historical faults, the mean deviation becomes 0,70 km and 1,17 %. When a constant value for soil resistivity is used for each power line in the proposed model, the mean deviation becomes higher compared to an individual assessment of soil resistivity for each power line.

By using zero-sequence line impedance and positive-sequence line impedance calculated from SINTEF Planbok, the mean deviation for 42 historical faults becomes 3,73 km and 4,43 %. Compared to the proposed model, the use of impedances from SINTEF Planbok will provide a significantly greater mean deviation. Similarly, the mean deviation for calculating fault position becomes 2,0 km and 2,4 % by using measured and calculated zero-sequence line impedance and positive-sequence line impedance. Measured impedances are used where they are available, otherwise calculated impedances from SINTEF Planbok are used. The mean deviation is halved when using measured and calculated impedances compared to the mean deviation when using calculated impedances from SINTEF Planbok. Similarly, the mean deviation will be halved when the proposed model for calculating zero-sequence line impedance is compared to measured and calculated

zero-sequence line impedance. The proposed model will therefore give *lowest* mean deviation of calculation of fault location.

The proposed model makes an individual assessment of soil resistivity for each power line. The soil resistivity is determined according to the calculated zero-sequence line impedance with the corresponding soil resistivity, which gives the lowest mean deviation of the calculated fault position for all faults related to a power line. The proposed model is therefore *not* suitable for calculating exact soil resistivity, but can be used for more accurate calculation of fault position.

The soil resistivity used in proposed model for calculating fault location, is an average value of soil resistivity along the entire power line. This is based on theory about return current to the fault current. As it is difficult to determine exactly the amount of fault current which will be distributed in earth and in the earth wire, assumptions need to be established. That is why, the proposed model includes a table that determines soil resistivity based on two input parameters. These two input parameters are average elevation above sea level and proportion of swamp in % along the entire power line. This is a simplified model, which includes some uncertainties. In the future, it is recommended that a more accurate determination of soil resistivity is accomplished, and the proposed model in this thesis should also be tested more and evaluated for future failures.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som en del av det femårige masterprogrammet Energi og Miljø ved institutt for elkraftteknikk på Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) våren 2018. Selve masteroppgaven tilsvarer 30 studiepoeng og er avslutningen på masterprogrammet. I forkant av masteroppgaven, høsten 2017 ble det gjennomført en prosjektoppgave [1] skrevet av samme forfatter som denne oppgaven bygger på.

I samarbeid med Statnett har denne oppgaven blitt gjennomført. Spesielt er denne oppgaven sterkt knyttet til AutoDig-prosjektet som utvikles i Statnett, hvor nøyaktig feilposisjon står sentralt. I forbindelse med AutoDig vil automatisering av feilanalyse være sentralt, og derfor vil feilposisjonering være en av leveransene AutoDig gir til brukerne. Det er derfor fordelaktig for Statnett å oppnå gode beregninger, og gjennom et tett samarbeid med avdeling feilanalyse, samt AutoDig-teamet har dette vært mulig å oppnå.

Først skal en stor takk rettes til hovedveileder, Gerd H. Kjølle ved SINTEF Energi/NTNU som har bidratt med gode og ikke minst nyttige innspill og råd under hele prosessen. En spesiell stor takk skal også rettes til veileder fra Statnett, Christian Sundal Melaaen. Hvor masteroppgaven ikke hadde vært noe foruten hans engasjement, faglig støtte og tilgjengelighet. Det har også vært mye faglig råd og innspill fra andre ansatte i Statnett, hvor det spesielt skal rettes en takk til Anders Dall'osso Teigset, Christine Kielland Larsen og Tobias Brekke. Samtidig har avdeling feilanalyse i Statnett bidratt med faglig kompetanse og inspirasjon. Denne masteroppgaven hadde ikke vært noe foruten all den gode veiledningen, råd og inspirasjon som jeg har fått underveis, tusen takk!

Trondheim, 14.06.2018

Malin Helen Hestø

Innhold

Sammendrag	i
Abstract	iii
Forord	v
Liste over symboler	x
Definisjoner	xii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Oppbygning	3
1.4 Begrensninger	4
2 Modellering av transmisjonsnett	5
2.1 Nettstruktur	5
2.2 Modellering av luftledning	6
2.2.1 Korte luftledninger	6
2.2.2 Medium lange luftledninger	7
2.2.3 Lange luftledninger	8
2.3 Revolvering	9
2.4 Målt og beregnet impedans	10
2.5 Impedansmodell	11
2.5.1 AC og DC resistans	15
2.6 Nullimpedans	15
2.6.1 Beregning av nullimpedans uten jordliner	18
2.7 Parallell faseledere	19
3 Jording av transmisjonsnett	20
3.1 Direktejordet nett	20
3.2 Gjennomgående jord	22
3.3 Jordresistivitet	24
3.3.1 Tregrense og skoggrense	27
3.3.2 Arealressurskart	28

4	Feil i kraftnettet	32
4.1	Feiltyper	32
4.1.1	Feilårsak og feiltype statistikk	34
4.2	Vern tilknyttet kraftledning	36
4.2.1	Spesifikasjoner for 300 kV og 420 kV direktejordet nett	36
4.3	Feilskriver	37
4.3.1	Funksjonalitet	37
4.3.2	Lagring og overføring	38
5	Feillokalisering	39
5.1	Metoder for feilposisjonering	39
5.2	Symmetriske komponenter	40
5.3	Ensidig impedansmetode for feilposisjonering	42
5.4	Beregninger av fase-jord feil	44
5.5	Takagi algoritme	46
5.6	Modifisert Takagi algoritme	48
6	Metode	51
6.1	Metode for utarbeidelse av foreslått modell	51
6.2	Avstand til feil beregning i matlab	53
6.3	Avviksberegning for feilposisjonering	53
7	Modell for feillokalisering	55
7.1	Forutsetninger for foreslått modell	55
7.2	Overordnet beskrivelse av foreslått modell	57
7.2.1	Steg 1: eksisterende metode	58
7.2.2	Steg 2: foreslått modell	59
7.3	Iterativ beskrivelse av foreslått modell	61
7.4	Praktisk uttesting av foreslått modell	63
7.4.1	Inngangsparametre til beregning av nullimpedans	63
7.4.2	Estimering av jordresistivitet	65
7.4.3	Høydemeter og andel myr knyttet til estimert jordresistivitet	66
8	Resultat	68
8.1	Samme jordresistans for alle kraftledninger	69
8.2	Forskjellig jordresistans på de ulike kraftledningene	70
8.2.1	Kraftledning A	71

8.3	Forskjellige kilder til nullimpedans	73
8.4	Grunnforhold for hver luftledning	76
8.5	Estimering av jordresistans	77
8.5.1	Gjennomsnittlig høydemeter langs hele kraftledning	78
8.6	Estimering av jordresistivitet for kraftledning G	80
9	Diskusjon	81
9.1	Analyse av resultater	81
9.1.1	Forbedring av avstand til feil beregninger	81
9.1.2	Ulikheter i gjennomsnittlig avvik	82
9.1.3	Variasjon av nullimpedans	83
9.1.4	Jordresistivitet for ulike kraftledninger	84
9.1.5	Modell for jordresistivitet	85
9.2	Kilder til usikkerhet	86
9.2.1	Foreslått modell	86
9.2.2	Bestemmelse av jordresistivitet	87
9.2.3	Inngangsparametere til foreslått modell	88
9.2.4	Modellering av luftledning	89
9.2.5	Forenklinger for algoritmen Modifisert Takagi	90
9.3	Utførelse av implementering	90
10	Konklusjon	91
10.1	Videre arbeid	92
	Referanser	94
A	Impedans for ulike kraftledninger	98
B	Egenskaper for de ulike kraftledningene	99
C	Forskjellig jordresistans for ulike kraftledninger	100
C.1	Kraftledning B	100
C.2	Kraftledning C	101
C.3	Kraftledning D	102
C.4	Kraftledning E	103
C.5	Kraftledning F	104
C.6	Kraftledning G	105

C.7	Kraftledning H	106
C.8	Kraftledning I	107
D	Avvik for ulike kraftledninger	108
D.1	Avvik for kraftledning A	108
D.2	Avvik for kraftledning B	109
D.3	Avvik for kraftledning C	110
D.4	Avvik for kraftledning D	111
D.5	Avvik for kraftledning E	112
D.6	Avvik for kraftledning F	113
D.7	Avvik for kraftledning G	114
D.8	Avvik for kraftledning H	115
D.9	Avvik for kraftledning I	116
E	Avvik for alle kraftledninger	117
F	Jordresistans sammenlignet med høydemeter og myrandel	118

Liste over symboler

Greske symboler

μ_0	Permeabilitet = $4\pi \cdot 10^{-4}$.	$[H/km]$
ρ	jordresistivitet.	$[\Omega \cdot m]$

Symboler

A	Avstand mellom sentrum og delleder for ekvivalent leder. Gjelder for faseledere med flere delledere i en fase.	$[m]$
D	Avstand mellom ledere.	$[m]$
f	Frekvens.	$[Hz]$
g_{aa}	$0.5 \cdot d$ for en hul rørledning, hvor d er diameter til leder.	$[m]$
l	Total ledningslengde.	$[km]$
N	Antall delledere i en fase.	
r_a	AC-resistans til faseleder.	$[\Omega/km]$
r_d	Radius til delleder i et system med flere ledere per fase.	$[m]$
r_{eq}	Ekvivalent radius til leder med flere ledere for en fase.	$[m]$
r_e	Ekvivalent motstand i jord.	$[\Omega/km]$
r_j	AC-resistans til jordline.	$[\Omega/km]$
$x\%$	Avvik for avstand til feil beregning.	$[\%]$
x_{aa-g}	Selvinduktans for fase a.	$[\Omega/km]$
x_{ab-g}	Gjensidig reaktans mellom fase a og b.	$[\Omega/km]$

$x_{bekreftet}$	Bekreftet feilsted.	[km]
$x_{beregnet}$	Beregnet feilsted av algoritme Modifisert Takagi.	[km]
x_{km}	Avvik for avstand til feil beregning.	[km]
Z_{L0}	Total nullimpedans. Med andre ord impedans for luftledning i nullsystem.	[Ω]
Z_{L1}	Total ledningsimpedans. Med andre ord impedans for luftledning i positivt system.	[Ω]
n	Antall avviksberegninger.	

Definisjoner

Definisjoner og forkortelser brukt i denne oppgaven er gitt i følgende liste. Utdypende forklaringer av definisjoner og forkortelser er gitt, hvor disse er hentet direkte fra IECs *Electropedia* [2], *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet* [3], *Funksjonskrav i kraftsystemet* [4] og *Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet* [5].

AutoDig Automatisk Diagnose. Analyseverktøy Statnett utvikler som handler om automatisering av feilanalyse.. i, iii, 2, 3, 50, 53, 56–58, 61, 67, 90

avbrudd Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningsene er under 5% av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min). 1

driftforstyrrelse Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. 1, 2, 37, 38

feil Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon. i, ii, x, xi, 1–4, 13, 20–24, 32–36, 39, 40, 42–58, 65, 68–75, 79–84, 86, 87, 89–92, 100–107

gjentakende feil Tilbakevendende feil på samme enhet og med samme årsak som gjentar seg før det har vært praktisk mulig å foreta utbedring eller å eliminere årsaken. 1, 39

ILE Ikke levert energi (ILE). Beregnet mengde elektrisk energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet. 1

jordline Også kalt toppline. En leder som er koblet til jord via noen eller alle maste-punkter for en luftledning, for å gi en grad av beskyttelse mot lynnedslag. x, 10, 11, 13–16, 21–23, 63–65, 99

kortslutning Utsiktet eller tilsiktet ledende forbindelse mellom to eller flere ledende deler. Som tvinger den elektriske potensialforskjellen mellom disse ledende delene til å bli lik eller tilnærmet lik null. 11, 21, 36, 37, 43, 44, 46, 55, 56, 68

ledningsimpedans I denne oppgaven blir ledningsimpedans representert som impedans i positivt system for luftledning. i, 6, 8, 10, 51, 55, 56, 58, 63, 90, 91

luftledning Elektrisk ledning der lederene går over bakken og støttes ved hjelp av isolatorer og andre passende komponenter. 5–10, 20, 39, 51, 63–65, 68

nullimpedans I denne oppgaven blir nullimpedans omtalt som impedans i nullsystemet for luftledning. i, 2, 3, 5, 10, 15, 16, 18, 19, 51–53, 56–61, 63–67, 69–75, 77, 78, 81–84, 91, 92

SCADA Supervisory Control And Data Acquisition. Et system brukt for å kontrollere og overvåke en prosess. For kraftsystem er det brukt for å kontrollere og overvåke nettet. 2, 57, 58

toppline *Se* jordline. 21–24

varig feil Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig. 1, 39, 92

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Når en varig feil oppstår, er det spesielt viktig å kunne lokalisere feilen i kraftsystemet og gjenopprette normaldrift så fort som mulig. I tillegg er det viktig å lokalisere gjentakende feil til senere vedlikeholdsarbeid. For at dette skal være mulig, står nøyaktig og rask feilposisjonering sentralt.

Årlig gjennomsnitt for antall driftforstyrrelser i 420 kV til 220 kV nettet i Statnetts anlegg er 206 basert på hendelser fra 2007-2016. Hvor 19 av 206 driftforstyrrelser ga et avbrudd, fordelt på henholdsvis 6 kortvarige avbrudd og 13 langvarige. Hvor store konsekvenser et avbrudd gir, måles gjerne i ILE. Årlig gjennomsnitt for langvarige avbrudd for spenningsnivå 420 kV i Statnetts anlegg er 2 538 MWh, og tilsvarende for kortvarige avbrudd er 7 MWh [6]. Langvarige avbrudd knyttet til 420 kV transmisjonsnett kan derfor gi store konsekvenser.

Når det oppstår en feil på en kraftledning skyldes dette som oftest dårlig vær, hvor årsakene typisk er vind, tordenvær, vegetasjon og snø/is [6]. En varig feil som oppstår på kraftledning under vanskelige værforhold, vil medføre større risiko knyttet til befaringer. Om mannskap skal sendes ut på befarings for manuell feilsøking under dårlig vær er det større risiko knyttet til HMS. Desto viktigere er det å kunne begrense leteområdet for mannskapet, og til det trengs det så nøyaktige avstand til feil beregninger som overhodet mulig. Nøyaktig beregning av feilposisjon på kraftledning kan sikre en raskere feilretting og gjenoppretting til normal drift, hvilket bidrar positivt mtp. HMS, økonomi, kvalitet, forsyningsikkerhet og effektivitet [1].

I Statnett sitt anlegg eksisterer det komponenter som gjør opptak av spenning og strøm under feil, hvilket kan aktivt brukes til å analysere en feil. Slike komponenter er feilskrivere og vern, hvor opptak av feilstrøm og spenninger blir lagret og overført. For noen feilskrivere og vern gjelder det at opptakene for feilhendelser blir overført innen en viss tid med FTP (File Transfer Protocol) via internett [4]. For de tilfellene der opptakene for en feilhendelse må hentes ut manuelt fra feilskriver eller vern, vil det medføre stor tidsforsinkelse i prosessen med å analysere feilhendelsen. I tillegg er det tilfeller der mannskap må sendes ut for å hente opptak, hvilket kan være både kostbart og tidkrevende.

Statnett benytter flere måter å beregne feilposisjon. Den enkleste metoden går på å lese SCADA-meldinger som inneholder informasjon om beregning av avstand til feil gjort av vernet. Mange vern har innebygde algoritmer som selv beregner feilposisjon, hvilket er utarbeidet av leverandøren selv som typisk kan være fra ABB eller Siemens. Utenom det kan feilposisjon beregnes ved bruk av egen programvare som bruker feilskriveropptak, samt impedans og ledningslengde som må tastes inn manuelt, for deretter å gi ut feilposisjon. Dette er igjen en manuell metode for å beregne feilposisjon. En mer automatisert metode å beregne feilposisjon på, er slik som det gjøres i programvaren AutoDig.

Følgende informasjon om AutoDig er hentet fra [1] ”AutoDig er et analyseverktøy som Statnett utvikler. Hensikten er å lettere kunne identifisere en feil gjennom hva slags feilsted og feiltype det er snakk om, og hvorfor feilen har oppstått. Dette verktøyet vil sørge for at tiden en feilanalytiker bruker på å hente fram riktig data og navigere seg fram i ulike dataverktøy reduseres betraktelig. Feilskriveropptak og vernopptak skal hentes opp automatisk i AutoDig på kort tid, i tillegg skal analysen og konklusjonen presenteres på en oversiktlig måte slik at feilanalytikeren kan evaluere dette. Dette er en stor gevinst for Statnett, for gjennom en rask analyse og konklusjon av en driftforstyrrelse kan feil rettes opp i raskt [7].”

1.2 Problemstilling

Nøyaktigheten av dagens metoder for å beregne feilposisjon, kan i noen tilfeller regnes som ikke tilstrekkelig. Det er ønskelig med nøyaktig beregning av feilposisjon. Ved bruk av måleinstrumenter og programvare hos Statnett, har det vært mulig å undersøke hva slags parametere som gir utslag i avstand til feil beregninger. I Statnetts anlegg registreres det som regel et feilskriver- eller vernopptak under feilhendelse fra en av stasjonene av luftledningen som kan overføres digitalt. Derfor er det typisk kun et opptak under feil fra én av stasjonene som er tilgjengelig. Det er bakgrunnen for at det har blitt besluttet å se på ensidig impedansmetode for beregning av feilposisjon. Ved bruk av AutoDig, hvor feilposisjon skal presenteres i et brukergrensesnitt, forutsettes det at digital overføring av feilskriver- eller vernopptak er tilstede.

I denne oppgaven er det derfor sett på historiske feil i Statnetts anlegg, med fokus på å forbedre avstand til feil beregninger. Som vist i prosjektoppgave [1] skrevet av samme forfatter, ble det konstatert at nøyaktigheten av nullimpedans har mye å si for avstand til

feil beregninger. Det ble derfor besluttet å se videre på nøyaktigheten av nullimpedans, og hva slags parametere som kan være utslagsgivende.

Ettersom SINTEF Planbok benytter en konstant verdi for jordresistivitet lik $100 \Omega \cdot m$ i beregning av nullimpedans, ble det besluttet å se videre på dette. Ved å variere jordresistiviteten, ble det beregnet en nullimpedans som ga for noen kraftledninger mye bedre avstand til feil beregninger. Derfor vil estimering av jordresistivitet knyttet til hver individuelle luftledning påvirke avstand til feil beregninger med bruk av ensidig impedansmetode.

En foreslått modell har blitt utarbeidet i denne oppgaven, som gir bedre avstand til feil beregninger med eksisterende algoritme. Det eneste som endres på er nullimpedansen, hvor denne beregnes med en jordresistivitet som gjenspeiler terrenget langs kraftledningsstrekningen bedre og gir ikke minst mer nøyaktig feilposisjon. Ettersom denne foreslåtte modellen benytter tilgjengelig data og verktøy som er i Statnett, er det også mulighet for at funn i denne masteroppgaven kan implementeres i AutoDig.

1.3 Oppbygning

Denne oppgaven består av 10 kapitler totalt, hvor innledning også er inkludert. Kapittel 2 til og med 5 omfatter teori som brukes aktivt i denne oppgaven. I kapittel 2 utredes teori knyttet til modellering av transmisjonsnettet og luftledning, hvor metoder for beregning av impedans for luftledning inngår. Kapittel 3 omhandler teori knyttet til jording av transmisjonsnettet, og ulike egenskaper knyttet til jordresistivitet inngår. I kapittel 4 og 5 vil bakgrunnsteori om feil i kraftnettet, ulike måleinstrumenter og feillokalisering utredes.

I kapittel 6 vil metode for utarbeidelse av foreslått modell i denne oppgaven bli beskrevet. I kapittel 7 vil den foreslåtte modellen bli beskrevet i detalj. Da inngår forutsetninger og detaljert beskrivelse av foreslått modell. I tillegg beskrives det hvordan praktisk uttesting av foreslått modell har foregått, og antakelser som er gjort knyttet til uttestingen samt valg av inngangsparametere. I kapittel 8 presenteres resultatene knyttet til foreslått modell, hvor det er vist resultater for alle de ni forskjellige kraftledningene. Der er de tre ulike kildene til nullimpedans sammenlignet med hverandre, hvor gjennomsnittlig avvik ligger til grunn for dette.

Kapittel 9 består av diskusjon knyttet til resultatene i denne oppgaven. Først er en analyse av resultatene presentert, hvor de ulike aspektene av foreslått modell og resultater er beskrevet. I tillegg er feilkilder beskrevet, og for foreslått modell er det flere usikkerheter som er omtalt. Til sammen gir kapittel 9 en diskusjon som omhandler nøyaktighet, pålitelighet og usikkerheten knyttet til foreslått modell. Til slutt består kapittel 10 av en konklusjon som inkluderer beskrivelse av forslag til videre arbeid.

1.4 Begrensninger

I oppgaven er det begrensninger knyttet til antall historiske feil. Det er totalt 42 feilhendelser som analyseres, men det skulle gjerne vært flere slik at grunnlaget ble enda bedre. Det er begrensninger knyttet til antall feil med *bekreftet* feilsted. Med *bekreftet* feilsted menes det at manuell befaringsområde er gjennomført og det er funne synlige tegn på feil. Selv om befaringsområde blir gjennomført, er det ikke alltid det blir funnet synlige tegn som mennesket ser. Dette kan fort knyttes til at befaringsområdet kan være såpass stort, ettersom avstand til feil beregninger ikke er nøyaktige nok til å gi et lite leteintervall.

Samtidig kan også begrensninger knyttet til antall historiske feil skyldes at det mangler feilskriveropptak for gjeldende feilhendelse. Dette kan enten bety at det ikke er installert en feilskriver på den tilhørende kraftledningen, eller at opptaket ikke blir overført digitalt.

2 Modellering av transmisjonsnett

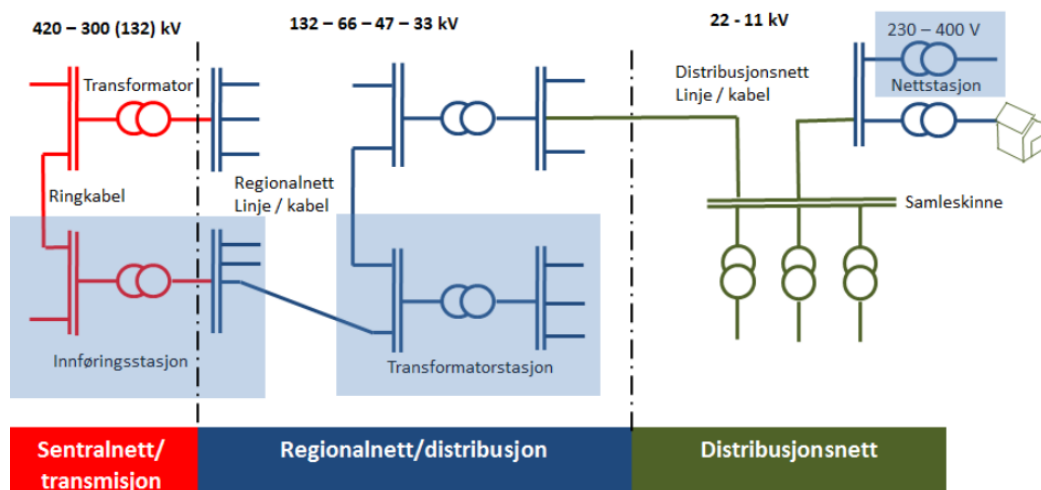
I det følgende kapittelet vil teori knyttet til modellering av transmisjonsnett utredes. Spesielt legges det vekt på hvordan nullimpedans for luftledning kan beregnes. Delkapittel 2.1, 2.2, 2.3 og 2.4 er utdrag fra prosjektoppgave [1] skrevet av samme forfatter.

2.1 Nettstruktur

Strømnettet i Norge består av flere nettnivåer som kan deles opp i tre deler, hvilket er illustrert i figur 2.1. Transmisjonsnett blir driftet av Statnett og har et spenningsnivå på 300 til 420 kV, samt i noen tilfeller 132 kV [8]. Regionalnett knytter transmisjonsnett og distribusjonsnett sammen, samt forsyner tyngre industri eller sluttbrukere som krever et høyere spenningsnivå. Spenningsnivået til regionalnett ligger på 33 kV til 132 kV.

Distribusjonsnett har som formål å forsyne mindre sluttbrukere, og ansvaret for distribusjonsnett ligger hos de lokale kraftselskapene. For dette tilfellet er spenningsnivået opp til 22 kV, der det skilles mellom lavspent og høyspent distribusjonsnett. Høyspent distribusjonsnett blir regnet som over 1 kV [8].

I denne oppgaven er det transmisjonsnett som betraktes. Transmisjonsnett er et masket nett, hvilket betyr at det eksisterer flere muligheter for forsyning til sluttbruker eller anlegg. Kraftnett omfatter også radialer, hvilket består av enkeltstående linjer som kobles til et punkt i nettet. Deler av regionalnett består også av masket nett [9].



Figur 2.1: Nettstruktur for transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett hentet fra [9].

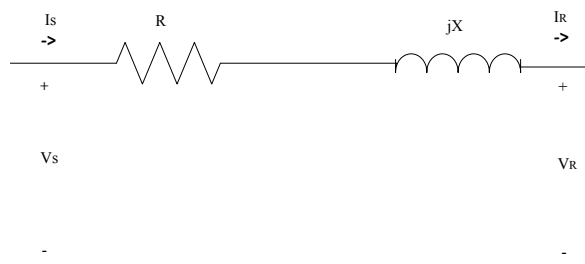
2.2 Modellering av luftledning

For å modellere impedansen til luftledninger i transmisjonsnettet matematisk skilles det mellom tre forskjellige modeller: korte, medium og lange luftledninger. Dette blir forklart mer grundig i delkapittel 2.2.1, 2.2.2 og 2.2.3. Den matematiske modelleringen av lange luftledninger vil være mer kompleks, men samtidig mer nøyaktig.

2.2.1 Korte luftledninger

For korte luftledninger (mindre enn 80 km) kan antakelsen om neglisjert shunt kapasitans benyttes [10]. Den matematiske modelleringen av korte luftledninger er enkel og ledningsimpedansen kan representeres ved hjelp av resistans og induktans. Slik at ledningsimpedansen per fase blir som gitt i ligning 2.1. Der r og L er gitt som motstand og induktans per km, i tillegg er l lengden på luftledningen som betraktes. Denne modellen er vist i figur 2.2.

$$Z = (r + j\omega L) \cdot l = R + jX \quad (2.1)$$

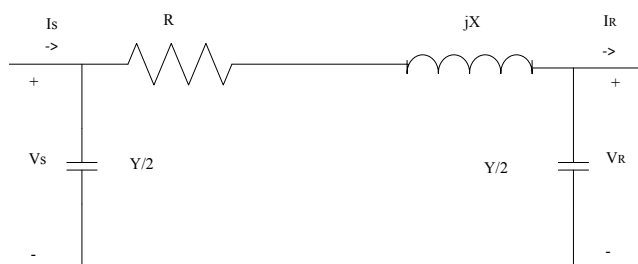


Figur 2.2: Modell for kort luftledning for en fase.

2.2.2 Medium lange luftledninger

Medium lange luftledninger har lengde mellom 80 og 250 km [10]. I dette tilfellet må shunt kapasitansen inkluderes i den matematiske modellen av luftledning. Denne shunt kapasitansen er modellert slik at halvparten av shunt kapasitansen er plassert på hver sin ende av luftledningen, og dette blir ofte omtalt som pi-modellen. Denne pi-modellen er som vist i figur 2.3, der shunt kapasitansen er uttrykt ved hjelp av admittans Y . Beregning av admittans er gitt i ligning 2.2. Der g og C gitt som verdier per km, og G og B er totale verdier for konduktans og suseptans på en gitt luftledning. Konduktans, G er neglisjerbart på grunn av at lekkstrømmen over isolatorene er neglisjert [10].

$$Y = (g + jwC) \cdot l = G + jB \quad (2.2)$$



Figur 2.3: Pi-modell for luftledning for en fase.

2.2.3 Lange luftledninger

En mer omfattende matematisk modellering brukes for luftledninger som er lengre enn 250 km [10]. En slik modell vil gi bedre nøyaktighet i beregninger, og for å utlede den matematiske modellen betraktes kun en liten bit av en luftledning for en fase. Denne er representert ved en enkel pi-modell. En linje vil derfor bestå av uendelig mange pi-ekvivalenter og dette må tas med i den matematiske utledningen av ledningsimpedans. Utledning av dette er hentet fra [10] og resultatet av det er gitt i ligning 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 og 2.7. Da blir kraftledningsmodellen for lange luftledninger som vist i figur 2.4. Hvor z og y er impedans og admittans gitt i per km enhet, V_S og I_S er spenning og strøm ved start av luftledning. V_R og I_R er spenning og strøm ved ende av luftledning, og l er total lengde av luftledning.

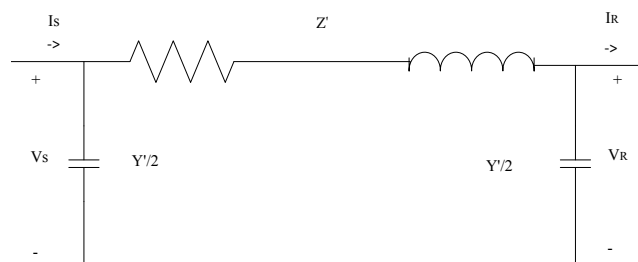
$$\gamma = \sqrt{z \cdot y} = \sqrt{(r + j\omega L)(g + j\omega C)} \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & Z_c \sinh(\gamma l) \\ \frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad (2.5)$$

$$Z' = Z_c \sinh(\gamma l) = Z_c \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \quad (2.6)$$

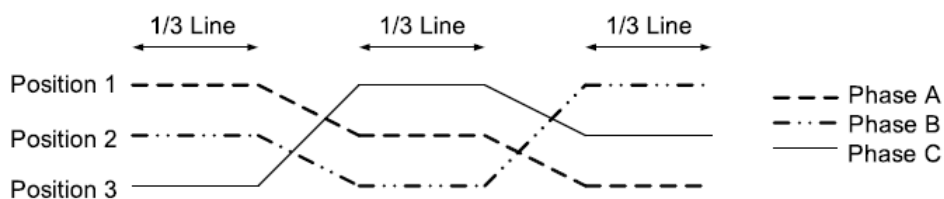
$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) = \frac{Y}{2} \frac{\tanh(\gamma l/2)}{\gamma l/2} \quad (2.7)$$



Figur 2.4: Modifisert pi-modell for lang luftledning for en fase.

2.3 Revolivering

For å kunne oppnå en symmetrisk modell for luftledninger benyttes revolivering [10] [11]. Revolivering består av å veksle på posisjonen til faselederne, slik at 1/3 av faselederen vil bytte posisjon. Dette er illustrert i figur 2.5, hvor faselederne for fase a, b og c vil bytte plass mellom posisjon 1, 2 og 3.



Figur 2.5: Metode for revolivering hentet fra [12].

Ved en slik konfigurasjon av faselederne, vil dette føre til en forenkling av impedansmatrisen for luftledninger for nullsystem, positivsystem og negativsystem [12]. Dette er vist i matrisen gitt i ligning 2.8, hvor elementene utenfor diagonalen er null. Grunnen til dette er at når en kraftledning er revolvert vil den gjensidige koplingen mellom fasene utlignes [12].

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_{L0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{L1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{L2} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

2.4 Målt og beregnet impedans

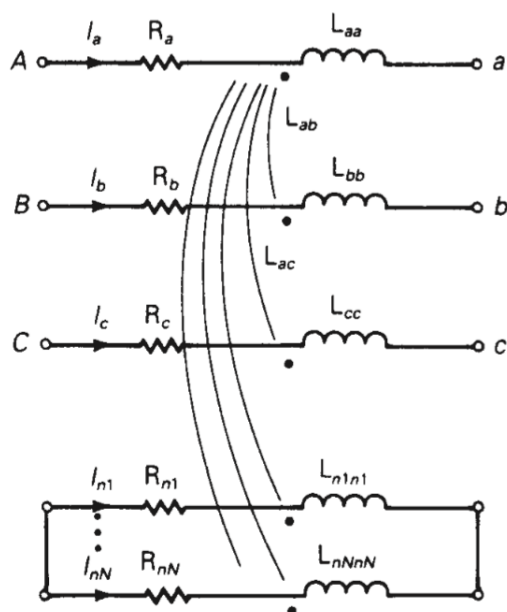
Beregnet impedans for luftledninger brukt i Statnett er hentet fra tabeller i SINTEF Planbok [13], hvor det er listet opp ulike impedanser knyttet til forskjellige kraftledningskonfigurasjoner. Dette er en fast verdi som avhenger blant annet av av materiale til faseledere og jordliner, mastekonfigurasjon, størrelse til faseledere og jordliner. De impedansene for luftledning som er listet opp i SINTEF Planbok er positivsekvensimpedans (Z_{L1}) som også er lik negativsekvensimpedans, i tillegg til nullsekvensimpedans (Z_{L0}). Dette er symmetriske komponenter som blir forklart grundigere i delkapittel 5.2. I denne oppgaven blir ledningsimpedans omtalt som positivsekvensimpedans for luftledning og nullimpedans omtalt som nullsekvensimpedans for luftledning.

Positivsekvensimpedans, som videre blir kalt ledningsimpedans, er impedans som brukes under normal drift av luftledning. På en annen side er nullsekvensimpedans, videre kalt nullimpedans, avhengig av returveien til feilstrømmen via jord, noe som er mer komplisert å beregne enn positivsekvens. Nullimpedans vil derfor være avhengig av parametere som jordresistivitet, hvilket blir forklart mer grundig i kapittel 3. En parameter som påvirker både ledningsimpedans og nullimpedans er temperatur. Beregnet impedans blir som regel standardisert etter en refransetemperatur på 20°C.

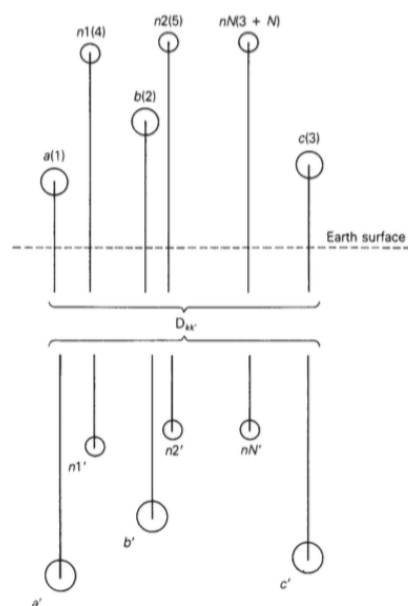
Måling av ledningsimpedans og nullimpedans er et pågående prosjekt hos Statnett, hvor målinger blir gjort på sommerhalvåret. Meningen er å fysisk måle impedans på hver enkelt kraftledning, slik at målt impedans skal være tilgjengelig. Når målinger foretas kan ikke luftledningen være i drift og må derfor være koblet ut. For en luftledning som går mellom to stasjoner, blir målt impedans gjennomført ved at det er måleutstyr i den ene stasjonen, og omkoblinger foretas i den andre stasjonen. Da kan målinger av impedans mellom fase-jord, fase-fase og trefase-jord foretas ved hjelp av omkoblinger i stasjon 2. På bakgrunn av disse målingene kan den totale impedansen beregnes, både positiv- og nullsekvens. Når målingene foretas er det en måletemperatur som gjerne kan være lavere eller høyere enn referansetemperaturen som typisk er 20°C. De målte impedansene blir derfor korrigert ved hjelp av en korreksjonsfaktor for temperatur, slik at impedansene representerer en impedans for den standardiserte temperaturen 20°C og ikke den målte temperaturen.

2.5 Impedansmodell

Luftledninger blir regnet som en statisk komponent, og derfor vil ikke impedans i positiv- og nullsystemet påvirkes av strøm og spenning i positiv- og nullsystemet [14]. Impedans for hver enkelt leder vil bestå av gjensidig impedans, selvinduktans og resistans [15]. Gjensidig induktans oppstår når faseledere ved siden av hverandre leder strøm. Dette er illustrert i figur 2.6, hvor faseledere a, b og c er vist samt jordliner n1 til nN.



Figur 2.6: Faseledere og jordliner, hentet fra [15].



Figur 2.7: Speiling av ulike ledere, hentet fra [15].

Om det er flere jordliner installert vil disse være koblet sammen i parallell, hvor de vil være jordet i gitte intervaller langs kraftledningsstrekningen. Faseledere vil være isolert fra hverandre og jord. Men om det er flere ledere per fase (dupleks eller tripleks planopp-heng), vil lederene som tilhører en fase være koblet i parallell. Om det oppstår ubalanserte strømmer i faselederne, vil dette føre til at det går en returstrøm i jordliner og dermed til jord. Returstrømmen gjennom jord vil ta minste motstands vei. Når det oppstår ubalanserte strømmer i faseledere, skyldes dette typisk kortslutninger mellom fasene eller fase-jord [15].

For å beregne selvinduktans benyttes en teknikk først utviklet av Carson [16], hvilket omfatter speiling av ledere. Som vist i figur 2.7 kan faseledere og jordliner speiles om

jordoverflaten. Dette er en teknikk hvor jord blir erstattet med speilede ledere som har en strøm i motsatt retning av lederene over jordoverflaten [15]. Denne metoden baserer seg på antakelser om homogen jord med uendelig utbredelse. Det fundamentale utgangspunktet for Carson sin metode er at det ikke skal være potensialdifferanser i jorden. Det antas også at jorden har konstant jordresistivitet (ρ) med uendelig utbredelse [17]. Etersom avstanden mellom faseleder og jord kan regnes som mye mindre sammenlignet med avstanden mellom faseleder og den speilede lederen, kan høyden fra faseleder og jord neglisjeres i beregninger. Med utgangspunkt i Carson sin metode, samt tilhørende antakelser, kan selvinduktans beregnes ved bruk av ligning 2.9 og 2.10 og gjensidig reaktans kan beregnes ved å benytte ligning 2.11 [14] [17].

$$D_g = 658.5 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (2.9)$$

$$x_{aa-g} = \mu_0 f \ln\left(\frac{D_g}{g_{aa}}\right) = 0.063 \left(\frac{f}{50}\right) \ln\left(\frac{D_g}{g_{aa}}\right) \quad (2.10)$$

$$x_{ab-g} = \mu_0 f \ln\left(\frac{D_g}{D}\right) = 0.063 \left(\frac{f}{50}\right) \ln\left(\frac{D_g}{D}\right) \quad (2.11)$$

Hvor

μ_0 er permeabilitet = $4\pi \cdot 10^{-4} H/km$.

f er frekvens.

D er avstand mellom ledere.

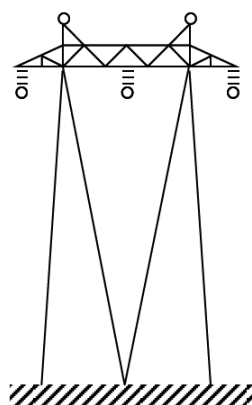
g_{aa} er $0.5d$ for en hul rørledning, hvor d er diameter til leder.

ρ er jordresistivitet.

I tabell 2.1 er det listet opp avstand mellom faseleder og speilet leder (D_g) for ulike jordresistanser. For så lav jordresistans som $50 \Omega \cdot m$ er avstanden opptil 658,5 m, når det er snakk om frekvens lik 50 Hz. Med økende jordresistans, øker også avstanden mellom faseleder og speilet leder ganske drastisk, med antakelse om at frekvensen er konstant lik 50 Hz.

Tabell 2.1: Avstand mellom leder og speilet leder for ulike jordresistanser og frekvens lik 50 Hz.

Jordresisitivitet [$\Omega \cdot m$]	Avstand mellom faseleder og speilet leder [m]
50	658,5
100	931,3
500	2082,4



Figur 2.8: Mastekonfigurasjon med to jordliner og simpleks planoppheng for 420 kV luftledning hentet fra [13].

Videre tas det utgangspunkt i en mastekonfigurasjon med to jordliner og en faseleder for hver fase, altså simpleks planoppheng. Et eksempel på en slik mastekonfigurasjon er vist i figur 2.8. På bakgrunn av dette, vil spenningsfallet over hver enkelt faseleder og jordline i forhold til jord være som uttrykt i ligning 2.12 [15]. Hvor ΔV_{a-g} representerer spenningsfallet over faseleder a, og tilsvarende for fase b og c samt jordline 1 og 2. I denne modellen blir det tatt høyde for at om en feil oppstår, kan returstrømmen gå gjennom jord [14]. Diagonal elementene i impedansmatrisen representerer selvimpedansen, mens elementene som er utenfor diagonal viser til gjensidig impedans mellom de ulike lederene.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{a-g} \\ \Delta V_{b-g} \\ \Delta V_{c-g} \\ \Delta V_{1-g} \\ \Delta V_{2-g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa-g} & Z_{ab-g} & Z_{ac-g} & Z_{a1-g} & Z_{a2-g} \\ Z_{ab-g} & Z_{bb-g} & Z_{bc-g} & Z_{b1-g} & Z_{b2-g} \\ Z_{ac-g} & Z_{bc-g} & Z_{cc-g} & Z_{c1-g} & Z_{c2-g} \\ Z_{a1-g} & Z_{a2-g} & Z_{c1-g} & Z_{11-g} & Z_{12-g} \\ Z_{a2-g} & Z_{b2-g} & Z_{c2-g} & Z_{12-g} & Z_{22-g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Impedansmatrisen som vist i ligning 2.12 kan deles opp ytterligere til en resistans matrise og reaktans matrise. Dette er vist i ligning 2.13 [14].

$$\begin{bmatrix} Z_{aa-g} & Z_{ab-g} & Z_{ac-g} & Z_{a1-g} & Z_{a2-g} \\ Z_{ab-g} & Z_{bb-g} & Z_{bc-g} & Z_{b1-g} & Z_{b2-g} \\ Z_{ac-g} & Z_{bc-g} & Z_{cc-g} & Z_{c1-g} & Z_{c2-g} \\ Z_{a1-g} & Z_{b1-g} & Z_{c1-g} & Z_{11-g} & Z_{12-g} \\ Z_{a2-g} & Z_{b2-g} & Z_{c2-g} & Z_{12-g} & Z_{22-g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a + r_e & r_e & r_e & r_e & r_e \\ r_e & r_a + r_e & r_e & r_e & r_e \\ r_e & r_e & r_a + r_e & r_e & r_e \\ r_e & r_e & r_e & r_a + r_j & r_e \\ r_e & r_e & r_e & r_e & r_a + r_j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \\
 + j \begin{bmatrix} x_{aa-g} & x_{ab-g} & x_{ac-g} & x_{a1-g} & x_{a2-g} \\ x_{ab-g} & x_{bb-g} & x_{bc-g} & x_{b1-g} & x_{b2-g} \\ x_{ac-g} & x_{bc-g} & x_{cc-g} & x_{c1-g} & x_{c2-g} \\ x_{a1-g} & x_{b1-g} & x_{c1-g} & x_{11-g} & x_{12-g} \\ x_{a2-g} & x_{b2-g} & x_{c2-g} & x_{12-g} & x_{22-g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Hvor

r_a er AC-resistans i faseledere, og antas lik for alle tre fasene a, b og c.

r_e er ekvivalent motstand i jord.

r_j er AC-resistans i jordline og antas lik for begge jordliner.

x_{aa-g} er selvinduktans for fase a med returvei gjennom jord.

x_{ab-g} er gjensidig reaktans mellom fase a og b.

For å beregne ekvivalent motstand i jord, r_e , benyttes ligning 2.14 [14].

$$r_e = \frac{1}{4} \mu_0 f \pi \quad (2.14)$$

2.5.1 AC og DC resistans

Beregning av DC-resistans for en leder er avhengig av resistiviteten til materialet ($\Omega \cdot m$), tverrsnittarealet til lederen (m^2) og gjennomsnittstemperatur for lederen ($^{\circ}C$). Samtidig vil ikke DC-resistansen variere lineært med temperatur [18]. DC-resistans gjenspeiler motstand ved likestrøm.

Når vekselstrøm benyttes, vil resistansen øke sammenlignet med DC-motstand. Dette grunnet et fenomen som på engelsk blir kalt for "skin effect". I korte trekk betyr "skin effect" at strømtettheten er størst ved overflaten av lederen, og minker mot sentrum [18]. AC-resistansen kan derfor beregnes ved bruk av ligning 2.15. For parameteren k_j kan en gjennomsnittlig verdi på 1,0123 benyttes [19].

$$R_{AC} = k_j \cdot R_{DC} \quad (2.15)$$

2.6 Nullimpedans

Nullimpedans beregnes på bakgrunn av impedansmodellen beskrevet i delkapittel 2.5, og revolvering beskrevet i delkapittel 2.3. Når impedansmatrisen er beregnet for hele systemet, hvor jordliner og faseledere inngår, kan nullimpedans beregnes.

Først må impedansmatrisen konfigureres slik at den gjelder for revolvert luftledning. Dette betyr at ikke-diagonal elementer erstattes med en felles verdi Z_m [15]. For revolverte faseledere er den gjensidige impedansen gitt ved ligning 2.16, og for jordliner er den gjensidige impedansen gitt ved ligning 2.17. Den konfigurerte impedansmatrisen er derfor som gitt i ligning 2.18.

$$Z_{m, fase} = \frac{1}{3} (Z_{ab-g} + Z_{ac-g} + Z_{bc-g}) \quad (2.16)$$

$$Z_{m,jleder} = \frac{1}{3}(Z_{a1-g} + Z_{b1-g} + Z_{c1-g}) \quad (2.17)$$

$$\begin{bmatrix} Z_{aa-g} & Z_{m,fase} & Z_{m,fase} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,fase} & Z_{bb-g} & Z_{m,fase} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,fase} & Z_{m,fase} & Z_{cc-g} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{11-g} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{22-g} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Videre antas det at under normal drift vil spenning over jordliner være lik null [15]. Dette er vist i ligning 2.19, hvor det vises at selve impedansmatrisen kan deles opp i fire matriser. Denne oppdelingen av impedansmatrisen brukes videre for å beregne nullimpedans.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{a-g} \\ \Delta V_{b-g} \\ \Delta V_{c-g} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa-g} & Z_{m,fase} & Z_{m,fase} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,fase} & Z_{bb-g} & Z_{m,fase} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,fase} & Z_{m,fase} & Z_{cc-g} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{11-g} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{22-g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Impedansmatrisen i ligning 2.19 kan deles opp i fire matriser Z_A , Z_B , Z_C og Z_D som vist i ligning 2.20, 2.21, 2.22 og 2.23 [15].

$$Z_A = \begin{bmatrix} Z_{aa-g} & Z_{m,fase} & Z_{m,fase} \\ Z_{m,fase} & Z_{bb-g} & Z_{m,fase} \\ Z_{m,fase} & Z_{m,fase} & Z_{cc-g} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$Z_B = \begin{bmatrix} Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

$$Z_C = \begin{bmatrix} Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} & Z_{m,jleder} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$Z_D = \begin{bmatrix} Z_{11-g} & Z_{m,jleder} \\ Z_{m,jleder} & Z_{22-g} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Spenning- og strømvektor deles også opp slik som vist i ligning 2.24, 2.25 og 2.26.

$$V_{fase} = \begin{bmatrix} \Delta V_{a-g} \\ \Delta V_{b-g} \\ \Delta V_{c-g} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

$$I_{fase} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

$$I_j = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

På bakgrunn av dette kan ligning 2.19 skrives om til ligning 2.27 og 2.28. Ligning 2.28 kan skrives om til ligning 2.29. Dermed blir ligning 2.27 ved hjelp av ligning 2.29 tilsvarende som gitt i ligning 2.30. Til slutt blir dermed 5x5 matrisen redusert til en ekvivalent 3x3 matrise som vist i ligning 2.31 [15].

$$V_{fase} = Z_A I_{fase} + Z_B I_j \quad (2.27)$$

$$0 = Z_C I_{fase} + Z_D I_j \quad (2.28)$$

$$I_j = -Z_D^{-1} Z_C I_{fase} \quad (2.29)$$

$$V_{fase} = (Z_A - Z_B Z_D^{-1} Z_C) I_{fase} \quad (2.30)$$

$$Z_{Eq} = Z_A - Z_B Z_D^{-1} Z_C \quad (2.31)$$

Det er 3x3 matrisen Z_{eq} som benyttes for å beregne nullimpedans. Fra symmetriske komponenter, beskrevet i underkapittel 5.2 kan matrisen for positiv-, negativ- og nullsekvensimpedans utledes. Beregning av denne matrisen er vist i ligning 2.32 [15]. Nullimpedansen vil derfor være første elementet i Z_{012} matrisen, som gjelder for revolvert luftledning.

$$Z_{012} = A^{-1} Z_{eq} A = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

2.6.1 Beregning av nullimpedans uten jordliner

Beregning av nullimpedans uten jordliner, og kun tre faseledere blir som vist i ligning 2.33 og er hentet fra [14]. Ut ifra ligning 2.33 er det enda mer tydelig at nullimpedans er avhengig av jordforholdene, som det tas høyde for i r_e og D_g . Derfor vil parameteren ρ gjenspeile returstrømmen til feilstrømmen, hvor veien feilstrømmen vil ta er avhengig av gjennomgående jord og jordforholdene som blir beskrevet i kapittel 3 [14].

$$Z_0 = (r_a + 3r_e) + j0,063 \left(\frac{f}{50} \right) \ln \left(\frac{D_g^3}{g_{aa} D^2} \right) \quad (2.33)$$

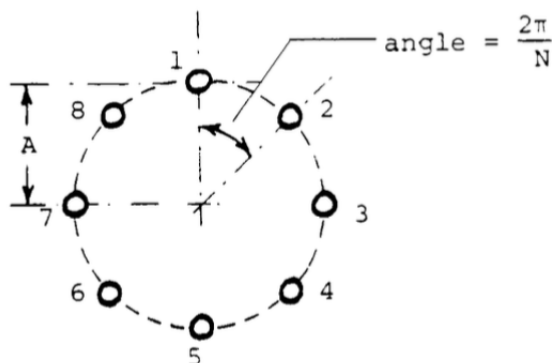
Hvor

- r_a er AC-resistans i faseledere, og antas likt for alle tre fasene a, b og c.
- r_e er ekvivalent motstand i jord.

- f er frekvens.
- D er avstand mellom ledere.
- g_{aa} er $0.5d$ for en hul rørledning, hvor d er diameter til leder.
- D_g er distanse mellom speilet leder og faseleder gitt i ligning 2.9.

2.7 Parallelle faseledere

Når planoppheng med flere ledere per fase benyttes, er det typisk dupleks (to ledere per fase) eller tripleks (tre ledere per fase) som er mest vanlig [13]. Når det er flere ledere per fase, benyttes en metode hvor alle delledere i en fase erstattes med én ekvivalent leder [20]. Med antakelsen om at delledere har lik radius samt symmetri for delledere som vist i figur 2.9, kan radius for ekvivalent leder beregnes.



Figur 2.9: Parallelle ledere for en fase, hentet fra [20].

Ved bruk av ligning 2.34 kan radius for ekvivalent leder beregnes [20]. Hvor A er avstand mellom sentrum og delleder til den ekvivalente lederen som vist i figur 2.9, r_d er radius til delledere og N er antall delledere i en fase. I beregninger av nullimpedans med flere parallelle delledere blir derfor radius til faseleder erstattet med radiusen til den ekvivalente faselederen.

$$r_{eq} = \sqrt[N]{N \cdot r_d \cdot A^{N-1}} \quad (2.34)$$

3 Jording av transmisjonsnett

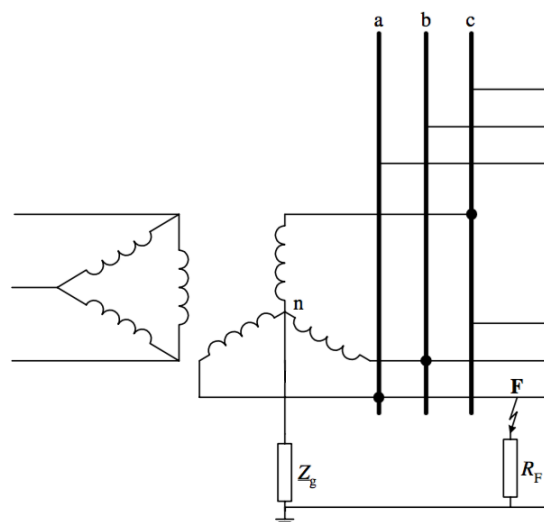
I det følgende kapitlet vil teori knyttet til jordingssystemer utredes. Dette innebærer direktejordet nett, gjennomgående jord og hvordan jordresistivitet kan bestemmes. I tillegg blir det beskrevet hvordan feilstrømmen fordeler seg på en luftledning i et direktejordet nett.

Et sikkert jordingssystem har to hovedmål. Det ene er å lede bort strøm til jord, både under normal drift og spesielt når det oppstår en feil. Dette uten å bryte noen grenser for utstyr og drift av komponenter, samt opprettholde forsyningssikkerheten. Det andre er å passe på at personer som er i nærhet av anlegg som er jordet, ikke skal bli skadet og utsatt for faretruende elektrisk støt [21].

3.1 Direktejordet nett

For Statnetts anlegg gjelder det i hovedsak at kraftnett med systemspenninger 420 kV og 300 kV er direktejordet [4] [22]. Nett med systemspenning ned til 132 kV og lavere er som regel spolejordet, men noen steder er det også direktejordet [22]. Hvordan nettet er jordet vil påvirke hvordan feil oppdages og betraktes. Strømmen under feil vil være avhengig av hvor stor den totale impedansen i den aktuelle feilkretsen er, samt den induerte fasespenningen [23].

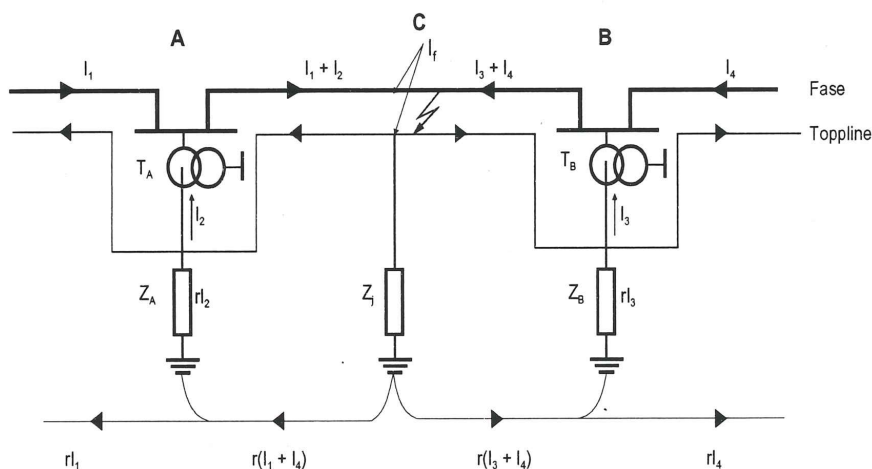
I et direktejordet nett vil nøytrallederen til en transformator være direkte koblet til jord [23]. Dette er illustrert i figur 3.1, hvor en delta-stjerne koblet transformator er koblet til en samleskinne. Denne transformatoren sin nøytralleder går via en impedans Z_g , men når nøytrallederen er direktejordet vil denne impedansen Z_g være null.



Figur 3.1: Skjema for delta-stjerne koblet transformator med jording gjennom Z_g hentet fra [23].

Når en fase-jord feil oppstår slik som vist i figur 3.1, vil feilstrømmen i den lukkede sløyfen bli høyere når Z_g er null. Dette på grunn av Ohms lov, $I = \frac{U}{Z}$, slik at strømmen, I blir større når Z er mindre. For feil i direktejordet nett vil kortslutninger oppstå, som gjenkjennes ved kollaps i spenning og høy strøm. En stor feilstrøm vil derfor føre til at vern reagerer og kobler ut raskt. Samtidig er det viktig å kontrollere returveien til en høy feilstrøm, for å unngå ødeleggelse eller skade av utstyr samt risiko for elektrisk støt hos mennesker [22].

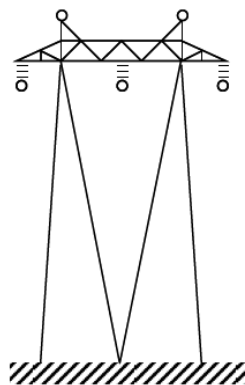
Figur 3.2 viser en skisse av et direktejordet nett med fase-jord feil involvert. Her er det tegnet inn to transformatorstasjoner på hver ende av kraftledningen. Transformatorstasjonene sine nøytralpunkt i T_A og T_B er direkte koblet til jord via jordimpedansene Z_A og Z_B , som inkluderer jordimpedans via toppliner. Kraftledningen har gjennomgående jord vist som toppline. På feilstedet er det en jordimpedans via jordliner, vist som Z_j i figur 3.2. I denne figuren går feilstrømmen i faseleder mot feilstedet fra begge trafostasjonene. Strømmen i topplinen går vekk fra feilstedet, og strømmen som går i selve jorden ledes også bort fra feilstedet.



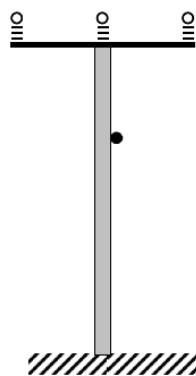
Figur 3.2: Skjema for fase-jord hendelse i et direktejordet nett, hentet fra [24].

3.2 Gjennomgående jord

Gjennomgående jord består av en eller flere jordlinjer som enten går over, under eller i jord parallelt med faselinene [22]. Et annet ord brukt for jordline er toppline. Eksempel på jordline som går over faselinene er vist i figur 3.3, og tilsvarende eksempel på jordline som går under faselinene er vist i figur 3.4.



Figur 3.3: 300 kV luftledning, simpleks planoppheng med to jordlinjer, hentet fra [13].



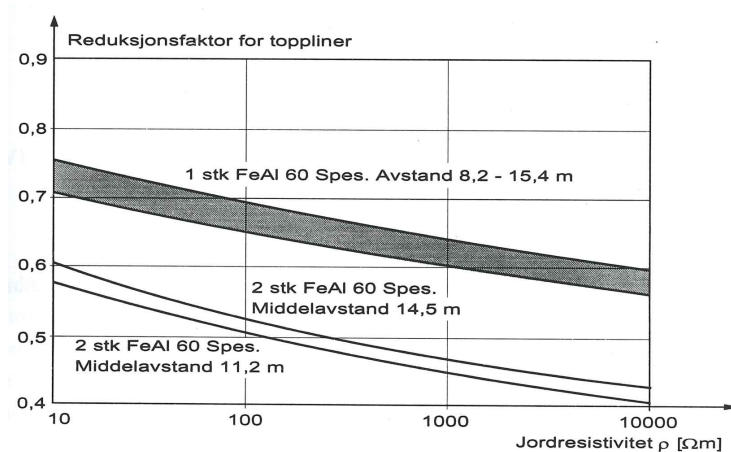
Figur 3.4: 24 kV luftledning, planoppheng med jordline, E-mast, hentet fra [13].

Når en feil som involverer jord oppstår, en kortslutning med jord, vil jordlinjen kunne

3. JORDING AV TRANSMISJONSNETTET

lede en andel av feilstrømmen. Gjennom jordlinen ledes feilstrømmen til nullpunktet med en reduksjonsfaktor, hvor reduksjonsfaktor er forhold mellom strøm i jord og feilstrøm i fasene. Det forutsettes i tilfelle at det er ideell jordforbindelse av jordline, hvilket betyr null jordmotstand [24].

Ved bruk av FeAl-jordliner (stål-aluminium) vil en typisk reduksjonsfaktor for en jordline være 0,6. Ved bruk av to jordliner vil reduksjonsfaktor være ca 0,4 [24]. I praksis betyr dette at 40 % av feilstrømmen i faselinene vil kunne ledes av jordlinene. Samtidig er reduksjonsfaktor ikke så mye avhengig av lederarrangementet [24]. Reduksjonsfaktor som funksjon av jordresistivitet er vist i figur 3.5. I denne figuren er det tydelig at reduksjonsfaktoren minker med økende jordresistivitet. Dette gir mening med tanke på Ohms lov, $I = \frac{U}{Z}$, hvor en høyere motstand vil føre til en lavere strøm for et konstant spenningsnivå.

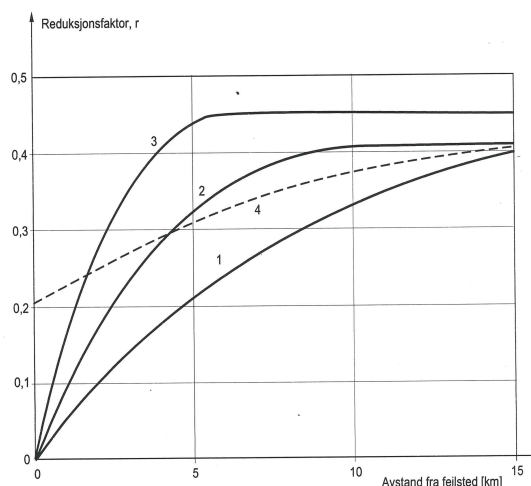


Figur 3.5: Reduksjonsfaktor for ulike toppliner som funksjon av jordresistans for 50 Hz. Hentet fra [24].

Om en kortslutning som involverer jord skulle skje i selve masten, vil jordlinene lede nesten hele feilstrømmen. Ved en fase-jord feil, vil stort sett kun 5-10 % av feilstrømmen gå direkte til jord i feilstedet. Resten av strømmen som går til jord vil fordele seg opptil flere km utover via jordlinene. Dette avhenger av jordmotstand ved de ulike mastene, samt jordresistivitet ved mastene [24]. Jordmotstand ved mast vil være resistans gitt i Ω for kobling til jord i masten, hvilket vil være selve koblingen mellom jordline/toppline og jord.

I figur 3.6 vises reduksjonsfaktor som funksjon av avstand fra feilsted, for fire ulike tilfeller. Dette eksempelet er hentet fra [24], hvor ulike verdier for jordresistans (ρ), jordmotstand

ved mast (R_m) og beregnet jordpotensial ved feilsted (U_j) er listet opp under for kurve en til fire. I dette eksempelet er det antatt at feilsted er i ende av toppline, samt innmating av feilstrøm fra høyre side av origo i figur 3.6, slik at det kun er positiv avstand til feil verdier. I tillegg er det sett på tilfeller med to toppliner.



Figur 3.6: Reduksjonsfaktor for ulike toppliner som funksjon av jordresistans for 50 Hz. Hentet fra [24].

- Kurve 1: $\rho = 10000\Omega m$, $R_m = 35\Omega km$, $U_j = 2kV/kA$.
- Kurve 2: $\rho = 10000\Omega m$, $R_m = 10,5\Omega km$, $U_j = 1,1kV/kA$.
- Kurve 3: $\rho = 10000\Omega m$, $R_m = 35\Omega km$, $U_j = 2kV/kA$.
- Kurve 4: Samme som kurve 1 bare at topplinene går langt videre, som betyr at U_j halveres.

Ut i fra figur 3.6 ser det ut som at fra 5-10 km og utover fra feilstedet vil reduksjonsfaktor typisk ligge på 0,4 eller 0,45, avhengig blant annet av jordmotstand ved mast og jordresistans.

3.3 Jordresistivitet

Jordingsforholdene langs en kraftledningsstrekning vil variere etter grunnforholdene, hvor blant annet jordtype inngår [12]. Jordresistivitet er det som gjenspeiler hvor godt selve

3. JORDING AV TRANSMISJONSNETTET

jorden leder strøm, der eksempelvis en fuktig myr vil ha lavere resistivitet enn et høyfjellsområde. I denne oppgaven blir jordresistivitet og jordresistans bruk om hverandre, og begge uttrykkene betyr det samme.

I tillegg vil jordresistiviteten endre seg i dybden, hvor fuktighet og bergtype spiller en rolle. I dybden er det muligheter for at det eksempelvis er sprekker i fjellet, hvor vann kan renne. Dette bidrar til høyere fuktighet og vil igjen påvirke jordresistans. Jordresistivitet kan også variere i dybden med tanke på at jorden kan ha flere lag [25].

Ved bruk av tabell 3.1 og 3.2 kan jordresistivitet grovt estimeres fra to ulike kilder, ved hjelp av informasjon om jordtype. I begge tabellene er jordresistans for hver jordtype gitt innenfor et intervall, som i noen tilfeller kan være relativt store. Spesielt i tabell 3.1 er stein definert å ha en jordresistivitet fra $100 \Omega \cdot m$ til $8000 \Omega \cdot m$, hvilket er et svært stort intervall. Det er derfor stor usikkerhet knyttet til hvor nøyaktig det er mulig å estimere korrekt jordresistivitet ved bruk av tabeller.

Tabell 3.1: Jordresistivitet med varierende jordtype, hentet fra [12].

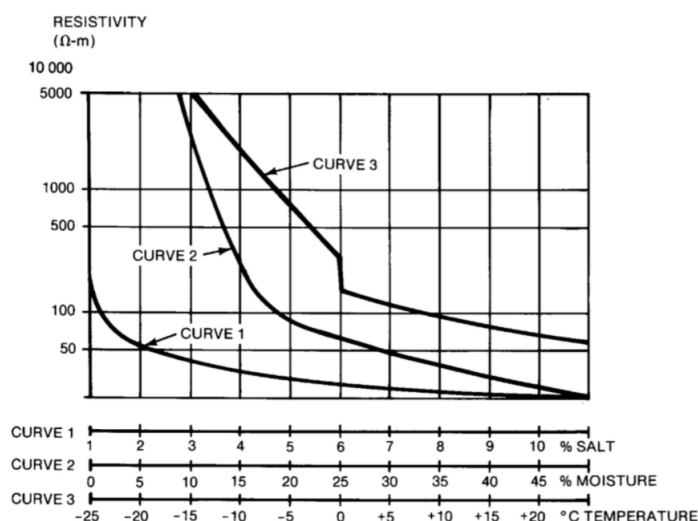
Jordtype	Jordresistivitet [$\Omega \cdot m$]	
	Rekkevidde	Gjennomsnitt
Torv	>1200	200
Leire	2-200	40
Grus (fuktig)	50-3000	1000 (fuktig)
Sand	50-3000	200 (fuktig)
Stein	100-8000	2000
Betong	50-300	150

3. JORDING AV TRANSMISJONSNETTET

Tabell 3.2: Jordresistivitet med varierende jordtype, hentet fra [25].

Jordtype	Jordresistivitet [$\Omega \cdot m$]
Myraktig jord	5 til 40
Sandblandet leirjord, leire, matjord	20 til 200
Sand	200 til 2500
Grus	2000 til 3000
Bløt klippe	vanligvis under 1000
Sandstein	2000 til 3000
Granitt	Opp til 50000
Morene	Opp til 30000

I figur 3.7 er det illustrert hvordan jordresistivitet endrer seg med temperatur, andel salt i jord og fuktighet. Spesielt er det tydelig at for temperatur under 0°C vil jordresistansen øke betraktelig. Ettersom 0°C er frysepunktet til vann, vil temperaturer under 0°C føre til at vann fryser hvilket igjen fører til drastisk økning i jordresistans [21]. I tillegg vil fuktighet under 20 % gi en stor økning i jordresistans, samtidig virker det som om %-andel salt i jord ikke har like mye å si som temperatur og fuktighet. Figur 3.7 kan ikke brukes direkte til beregninger av jordresistivitet, men er heller en illustrasjon på hvordan ulike værparametre kan påvirke jordresistivitet [21].



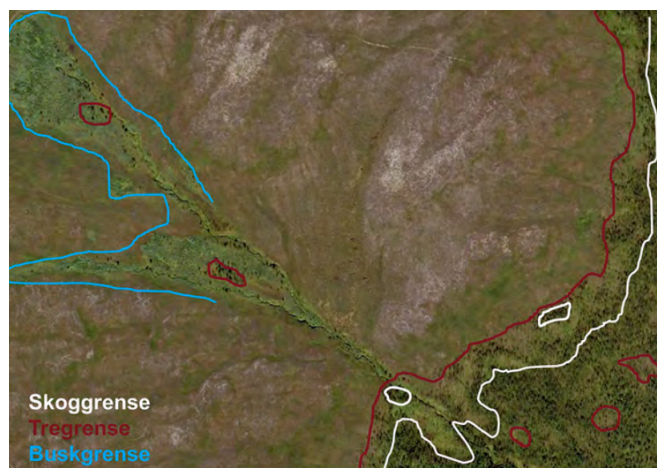
Figur 3.7: Endring i jordresistivitet med varierende værparametre hentet fra [21].

3.3.1 Tregrense og skoggrense

For å kunne skille mellom fjell og sammenhengende skog kan skoggrense benyttes. Skoggrense defineres som øvre grense der sammenhengende skog kan forekomme [26]. Her defineres også sammenhengende skog basert på høyde av tre og tetthet, hvor høyden av trærne må være over 2-3 meter. I tillegg må avstand mellom trærne være mindre enn 30 meter [27].

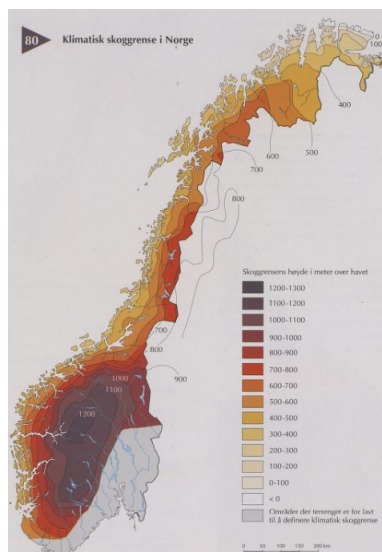
Tregrense blir definert til å være den øvre grensen der tre kan forekomme [26]. Samtidig er det viktig å poengtere at tregrensen ikke er en helt klar grense, men skal gi en pekepinn på grensen mellom skog og treløse alpine økosystemer [27].

Et eksempel på skoggrense og tregrense er vist i figur 3.8, hvor bildet er tatt på Varangerhalvøya. I figur 3.8 representerer kvit strek skoggrense og rød strek tregrense. Her illustreres det at tregrensen er høyere enn skoggrensen.



Figur 3.8: Forskjell mellom tregrense og skoggrense hentet fra [26].

I figur 3.9 er det illustrert klimatisk skoggrense i høydemeter over havet for Norge. Ved Jotunheimen er den høyeste klimatiske skoggrensen, hvilket er over 1200 moh. Utover dette synker skoggrensen i alle retninger i hele landet. Spesielt er det tydelig at på østlandet og deler av sørlandet er terrenget for lavt til at en skoggrense kan defineres. På vestlandet, deler av Midt-Norge og indre strøk i Nord-Norge er klimatisk skoggrense rundt 500-800 moh. Nord-Norge har en relativ lav skoggrense, der typiske verdier er lavere enn 400 moh [28].



Figur 3.9: Klimatisk skoggrense i Norge hentet fra [28].

3.3.2 Arealressurskart

For å finne informasjon om jordtyper langs en kraftledning, kan arealressurskartet AR50 benyttes [29]. AR50 er i målestokk 1:50 000, og det er presisert at AR50 ikke bør brukes til analyser av arealressurser. I tilfelle bør heller arealressurskartet AR5 benyttes, hvilket er i målestokk 1:5000 [30]. AR50 bør kun benyttes når det ikke er tilgjengelig data fra AR5. Samtidig oppdateres AR5 kontinuerlig, mens AR50 oppdateres kun hvert 3 år.

Definisjoner for de ulike arealtypene som benyttes i AR50 er gitt i tabell 3.3. For AR50 er det ni forskjellige arealtyper. Figur 3.10 viser et eksempel på hvordan AR50 vises i kartet for et vilkårlig område. De ulike fargene representerer de ulike arealtypene, og det er derfor mulig å hente ut statistiske data ved hjelp av AR50 [29].

3. JORDING AV TRANSMISJONSNETTET

Tabell 3.3: Ulike areal typer inkludert i AR50 hentet fra [29].

Arealtype	Definisjon
Bebyggd og samferdsel	Areal som brukes til samferdsel eller bebyggelse.
Jordbruk	Fulldyrka jord, overflatedyrka jord og innmarksbeite.
Skog	Areal med minst 6 trær per dekar som er eller kan bli 5 meter høye, og disse bør være jevnt fordelt på arealet.
Snaumark	Fastmark som ikke er jordbruksareal, skog, bebyggd eller samferdsel.
Myr	Areal med myrvegetasjon og minst 30 cm tjukt torvlag.
Snøisbre	Blanding av snø og isbre som ikke smelter i løpet av sommeren.
Ferskvann	Innsjø og elv.
Hav	Hav.
Ikke kartlagt	Areal som har ukjent beskaffenhet.

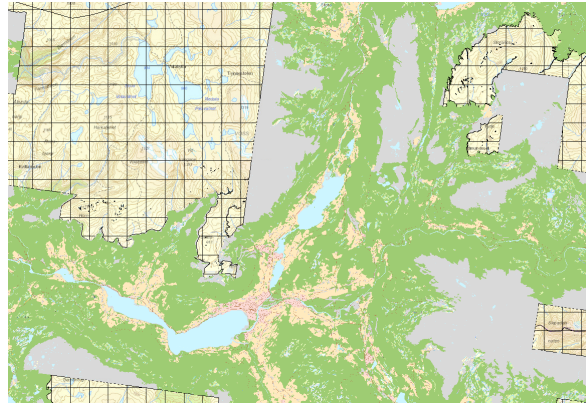


Figur 3.10: AR50 i et vilkårlig område.

Definisjoner for de ulike arealtype som benyttes i AR5 er gitt i tabell 3.4. For AR5 er det tolv forskjellige areal typer, hvilket er tre mer enn det AR50 bruker. Figur 3.11 viser et eksempel på hvordan AR50 vises i kartet for et vilkårlig område. De ulike fargene representerer de ulike arealtype, og det er derfor mulig å hente ut statistiske data ved

3. JORDING AV TRANSMISJONSNETTET

hjelp av AR5 [30]. Om figur 3.11 sammenlignes med 3.10, er det tydelig at informasjon om arealtype mangler for relativt store områder i AR5. Dette er en svakhet med bruk av AR5, hvilket betyr at AR50 må benyttes der AR5 ikke har tilstrekkelig grunnlag.



Figur 3.11: AR5 i et vilkårlig område.

3. JORDING AV TRANSMISJONSNETTET

Tabell 3.4: Ulike arealtyper inkludert i AR5 hentet fra [30].

Arealtype	Definisjon
Bebygd	Areal som er nedbygd eller opparbeidet i betydelig grad, samt tilstøtende arealer som i funksjon er nært knyttet til bebyggelsen.
Samferdsel	Areal som brukes til samferdsel, i hovedsak veger og jernbaner.
Fulldyrka jord	Areal som er dyrka til vanlig pløyedybde, og som kan benyttes til åkervekster eller til eng som kan fornyes ved pløying.
Overflatedyrka jord	Areal som for det meste er ryddig og jevnt i overflata, slik at maskinell høsting er mulig.
Innmarksbeite	Innmarksareal som kan benyttes som beite, men som ikke kan høstes maskinelt. Minst 50 % av arealet skal være dekt av grasarter.
Skog	Areal med minst 6 trær pr. dekar som er eller kan bli 5 m høye.
Åpen fastmark	Arealressurskartlagt areal som ikke er jordbruksareal, skog eller myr.
Myr	Areal med minst 30 cm tykt torvlag som på overflaten har preg av myr.
Isbre	Areal dekket av en ismasse som er blitt så tykk at den blir plastisk og er i stand til å bevege seg.
Ferskvann	Innsjø og elv.
Hav	Hav.
Ikke kartlagt	Areal som har ukjent beskaffenhet.

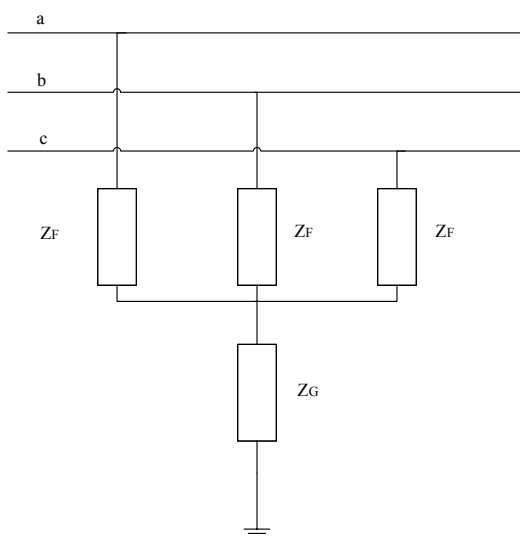
4 Feil i kraftnettet

I dette kapitlet vil teori knyttet til feil i kraftnettet forklares. Her inngår beskrivelse feiltyper samt måleinstrumenter og komponenter som detekterer feil og håndterer feil. Delkapittel 4.1 er utdrag fra prosjektoppgave [1] skrevet av samme forfatter.

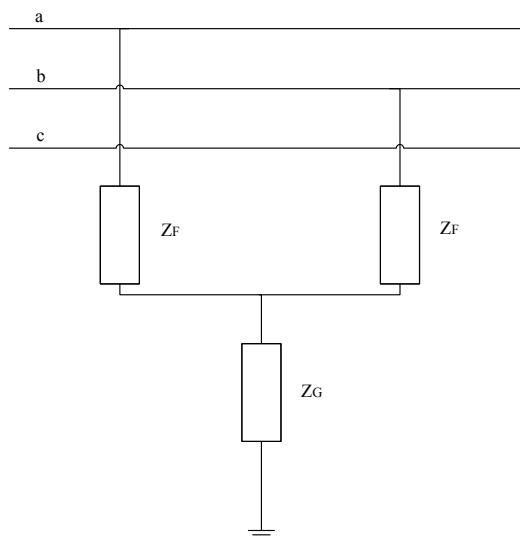
4.1 Feiltyper

De ulike feiltypene kan deles opp i balanserte og ubalanserte feil [10]. For balansert feil inngår trefase-feil med eller uten jordberøring, hvilket betyr at spenning og strøm i alle tre fasene blir påvirket likt av feilen. De ulike typene av ubalansert feil er fase-jord, fase-fase og fase-fase-jord [10]. For en ubalansert feil vil strøm og spenning i fasene være ulike. Derfor innføres symmetriske komponenter slik at strøm- og spenningsvisere for ubalanserte feil kan sees på som balanserte [31]. Metoden for dette blir beskrevet videre i underkapittel 5.2. De fem ulike feiltypene er vist i figur 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 og 4.5. Hvor Z_F og Z_G representerer impedans for feil og jord, og er knyttet til feilstrømmen som oppstår. For fase-jord feil forutsettes det at impedansen knyttet til feilen gitt som Z_F , innebærer både feilimpedans og impedans i jord, hvilket representerer impedansen for returveien til feilstrømmen. For feil med flere faser involvert inkluderes Z_F og Z_G , for å skille mellom feilimpedans og impedans i jord.

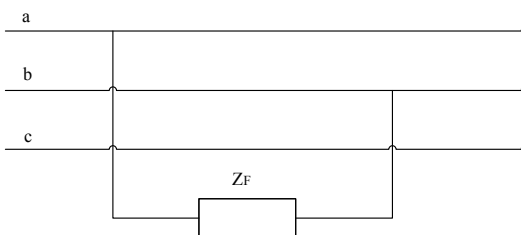
4. FEIL I KRAFTNETTET



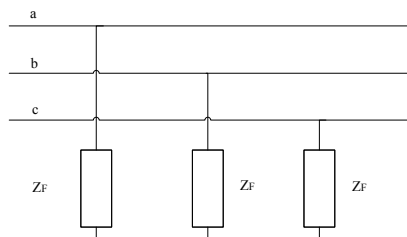
Figur 4.1: Trefase-jord feil basert på [32].



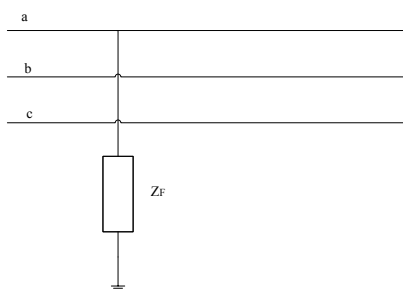
Figur 4.2: Fase-fase-jord feil basert på [32].



Figur 4.3: Fase-fase feil basert på [32].



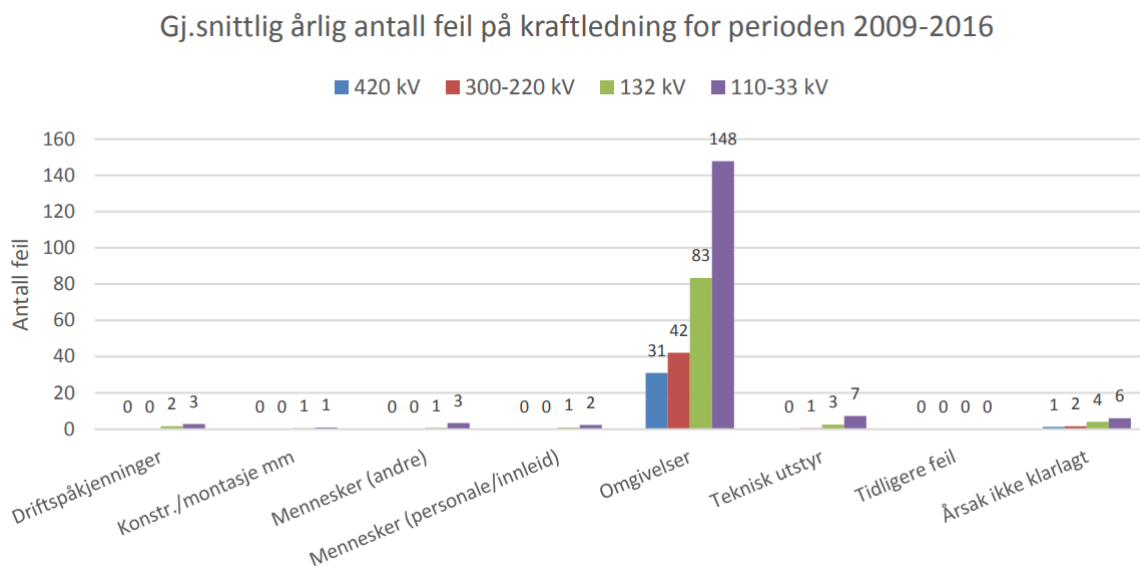
Figur 4.4: Trefase feil basert på [32].



Figur 4.5: Fase-jord feil basert på [32].

4.1.1 Feilårsak og feiltype statistikk

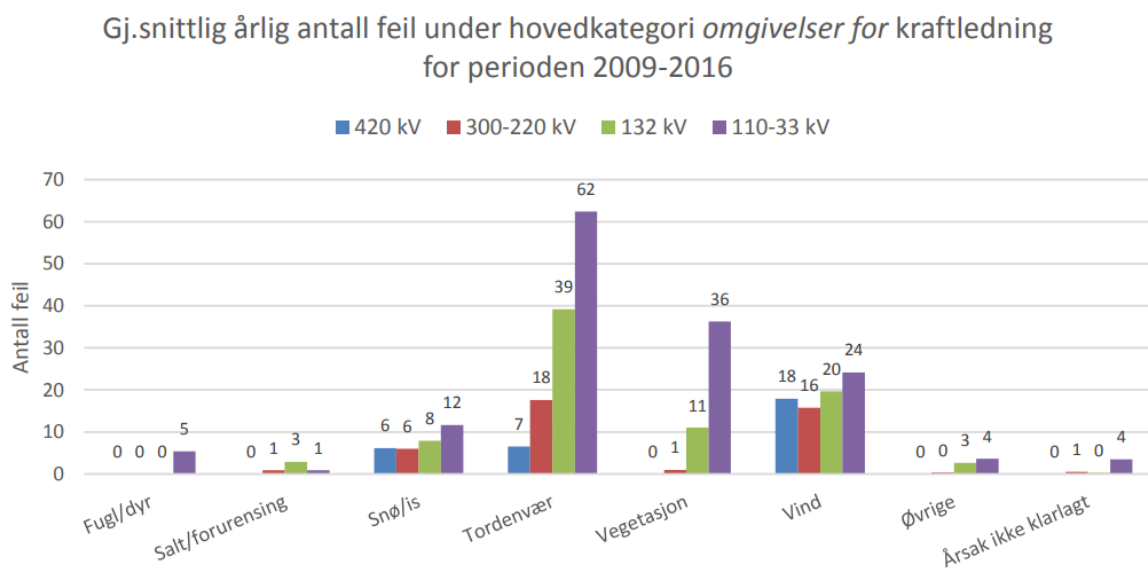
Statistikk hentet fra [6] kan gi en pekepinn på årsak til feil og hyppigheten av de ulike årsakene i Statnetts anlegg. Som vist i figur 4.6 kommer det tydelig fram at den vanligste årsaken til feil på kraftledning er omgivelser. Samtidig illustreres det at spenningsnivået som har flest feil på kraftledning er 110-33 kV. Det spenningsnivået med færrest feil på kraftledning er 420 kV.



Figur 4.6: Antall feil på kraftledning fordelt på årsak hentet fra [6].

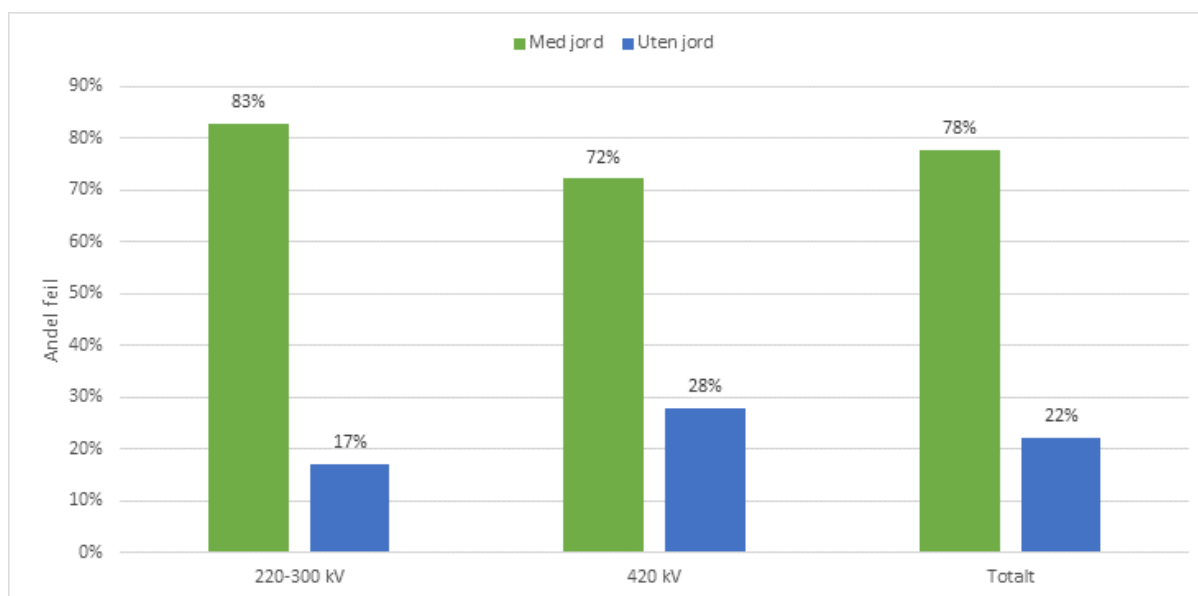
Etttersom omgivelser er den største årsaken til feil på kraftledning, er det interessant å se mer detaljert hva slags årsaker som inngår. I figur 4.7 vises det at for spenningsnivå 110-33 kV er det tordenvær og vegetasjon som er de vanligste årsakene. For 420 kV og 300-220 kV er det vind, tordenvær og snø/is som er de typiske årsakene til feil.

4. FEIL I KRAFTNETTET



Figur 4.7: Antall feil med årsak innenfor kategorien omgivelser hentet fra [6].

I figur 4.8 vises det at den mest vanlige feiltypen for kraftledningsfeil involverer jord. For 420 kV gjelder det at 72 % av alle kraftledningsfeil har jord involvert.

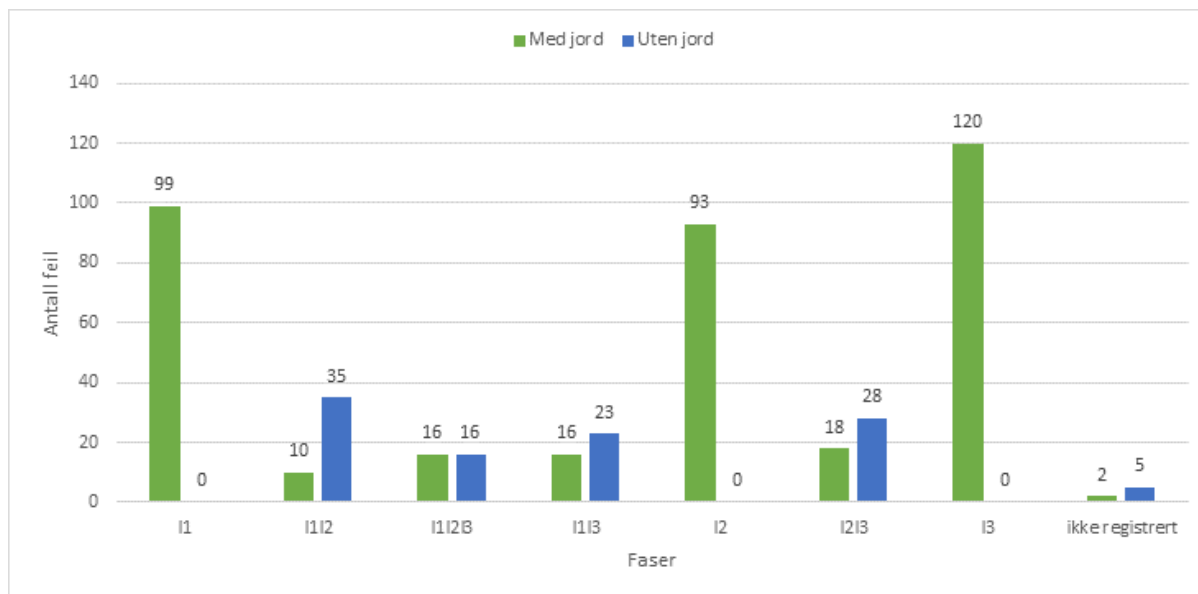


Figur 4.8: Andel kraftledningsfeil med eller uten jord, fra perioden 2009-2015 i Statnetts 220 - 420 kV anlegg. Hentet fra FASIT-database i Statnett.

Samtidig kan det kartlegges hva slags feiltyper utover med eller uten jord som er typisk. Figur 4.9 viser antall feil på hver enkelt feiltype betegnet med faseledere 1, 2 og 3. Her er

4. FEIL I KRAFTNETTET

det tydelig at fase-jord er av den vanligste årsaken, hvor dette gjelder Statnetts 220-420 kV kraftledningsanlegg. Dette understreker viktigheten av å studere fase-jord feil. Etter feiltypen fase-jord vil fase-fase uten jordberøring være av hyppigste feiltype.



Figur 4.9: Antall kraftledningsfeil med forskjellig feiltype, fra perioden 2009-2015 i Statnetts 220 - 420 kV anlegg. Hentet fra FASIT-database i Statnett.

4.2 Vern tilknyttet kraftledning

Hensikt med et vernsystem er å kunne detektere feil, koble ut komponenter med feil og gjenopprette systemet. Dette for å unngå ødeleggelse eller skade av utstyr og opprettholde forsyningssikkerheten [33].

4.2.1 Spesifikasjoner for 300 kV og 420 kV direktejordet nett

I Statnett sitt kraftledningsanlegg for 300 kV og 420 kV direktejordet nett, er det egne krav for vernsystem. For kortslutninger mellom strømtransformatorer i hver sin ende av kraftledningen, skal det være to uavhengige vernsystemer som detekterer og initierer frakobling med hensyn til spesifiserte krav [4]. Noen av disse kravene er hentet fra [4] og er listet under.

- Kortslutning frakobles innen 0,1 s. For luftledning skal normalt GIK startes.
- Enfase kortslutning skal frakobles en- eller trepolet.
- Gjeninnkoblingsfunksjoner (GIK-funksjoner) skal være programmerbare for 1-polet, 3-polet eller 1+3-polet frakobling og gjeninnkobling.

4.3 Feilskriver

I forskrift om systemansvaret § 22 skal systemansvarlig, hvilket er Statnett i Norge, påse at alle driftforstyrrelser i transmisjons- og regionalnett samt produksjonsenheter tilknyttet dette blir registrert [4]. I den sammenheng kan feilskrivere benyttes, og brukes derfor aktivt i kraftsystemet.

For 220 kV, 300 kV og 420 kV nett krever systemansvarlig at det er funksjonalitet for feilskriveropptak [4]. Dette for å påse at årsaker til driftforstyrrelser blir funnet, samt sikre at vernfunksjon, kontrollutstyr og vernsamband blir kontrollert. I noen tilfeller er det også anbefalt at feilskriver er installert i 132 kV nett.

4.3.1 Funksjonalitet

Funksjonaliteten til en feilskriver er å automatisk registrere og dokumentere hendelsesforløp når en driftforstyrrelse oppstår. Det er også krav om at feilskriver skal registrere kortslutninger, bryterfall, feilsituasjoner og alle gjeninnkoblingsforløp i nettet [4].

Det er forskjellig krav til feilskriver ut ifra om den er plassert i direktejordet nett, eller eksempelvis spolejordet nett. I denne oppgaven blir kun direktejordet nett drøftet. Krav til feilskriver i direktejordet nett er at den skal forholde seg til både digitale og analoge inngangssignal. I tillegg skal feilskriver starte ved trip av alle ledningsvern, transformatorvern og samleskinnevern som har lik spenningsnivå som tilhørende stasjon [4].

Det som registreres og gjøres opptak av på hver ledningsavgang er alle fasestrømmer, fasespenninger, nullsystemstrøm og nullsystemspenning [4].

4.3.2 Lagring og overføring

Krav til varighet av feilskriveropptak for å kunne registrere en driftforstyrrelse er satt til å være opptil 2,5 s. Det er også satt krav til at det minimum kan lagres 5 feilforløp på 2,0 s lokalt i feilskriver plassert i direktejordet nett [4].

Opptak fra feilskriver kan enten hentes ut manuelt eller ved automatisk overføring til en oppsamlingsenhet. Det er viktig at overskriving av data unngås, og om minnet til feilskriver blir fullt, skal de eldste opptakene slettes. Det er satt krav til at feilskriveropptak skal overføres med FTP (File Transfer Protocol) protokoll via internett, og formatet skal være på IEEE Comtrade format [4].

5 Feillokalisering

I dette kapitlet vil teori knyttet til feillokalisering i kraftnettet forklares. Her inngår ulike metoder for feilposisjonering, symmetriske komponenter for å beregne feilstrøm og beregning av feilposisjon med bruk av ensidig impedansmetode. Delkapittel 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 og 5.6 er utdrag fra prosjektoppgave [1] skrevet av samme forfatter.

5.1 Metoder for feilposisjonering

Når det oppstår en feil i transmisjonsnettet, kan denne blant annet karakteriseres som varig feil, forbigående feil eller gjentakende feil. En forbigående feil defineres ved at korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig [5].

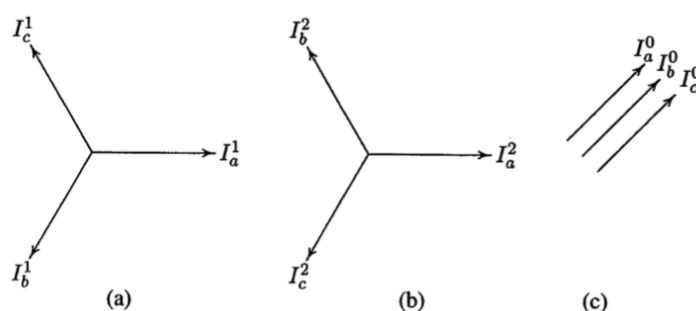
For varig feil er korrigerende vedlikehold nødvendig. Mens for en gjentakende feil vil ikke det være kritisk med korrigerende vedlikehold umiddelbart, men på sikt vil det typisk være nødvendig med korrigerende vedlikehold med tanke på skade på utstyr og vedlikehold. For å kunne utføre korrigerende vedlikehold på luftledninger i transmisjonsnettet er feillokalisering nødvendig, hvor så stor nøyaktighet som mulig er fordelaktig.

Et utvalg av ulike metoder for beregning av feilposisjon er listet under. Ensidig impedansmetode benytter strøm- og spenningsmålinger for den fundamentale frekvensen, 50 Hz, fra den ene siden av kraftledningen. Tosidig impedansmetode benytter tilsvarende strøm- og spenningsmålinger for den fundamentale frekvensen, 50 Hz, men fra begge sider av kraftledningen. Transient metoden, på engelsk kalt "traveling-wave based fault location", er en metode som benytter transienter av strøm- og spenningssignalene og utdypes mer i [32].

- Ensidig impedansmetode
- Tosidig impedansmetode
- Transienter

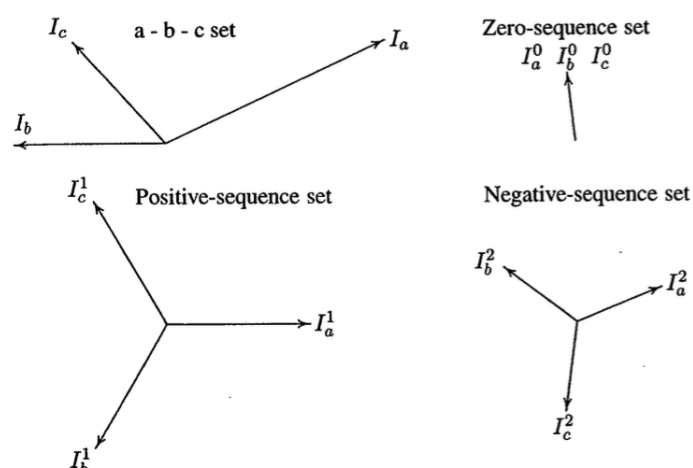
5.2 Symmetriske komponenter

Slik som beskrevet i underkapittel 4.1 oppstår det balanserte og ubalanserte feil. Ved ubalanserte feil trengs det en metode for å konvertere ubalanserte strøm- og spenningsvisere til balanserte visere. Da benyttes symmetriske komponenter, og en slik metode forenkler beregninger knyttet til ubalanserte feil [31]. De symmetriske komponentene består av positiv-, negativ- og nullsekvens komponenter som er balanserte. Dette betyr at ubalanserte spenninger og strømmer kan bli erstattet med disse tre balanserte symmetriske komponentene [10]. Symmetriske komponenter er illustrert i figur 5.1, hvor figur 5.1a) representerer strøm for positivsekvens, figur 5.1b) for negativsekvens og figur 5.1c) for nullsekvens. Ut i fra denne figuren ser en tydelig at strømviserene er balanserte i den forstand at viserne for fase a, b og c er like store i størrelse, og er for positiv- og negativsekvens forskjøvet med 120° .



Figur 5.1: Symmetriske komponenter, hentet fra [34].

I figur 5.2 er det illustrert hvordan man går fra ubalanserte strømvisere, I_a , I_b og I_c til positivsekvens komponenter: I_a^1 , I_b^1 og I_c^1 , negativsekvens komponenter: I_a^2 , I_b^2 og I_c^2 og nullsekvens komponenter: I_a^0 , I_b^0 og I_c^0 som er balanserte.



Figur 5.2: Ubalanserte strømvisere til symmetriske komponenter, hentet fra [34].

For å kunne uttrykke de symmetriske komponentene matematisk benyttes ligning 5.1, hvor $\alpha = 1 \angle 120^\circ$ [31]. For å videre konvertere de symmetriske strømkomponentene til strømvisere for fase a, b og c benyttes ligning 5.2. Ligning for I_a , I_b og I_c er som vist i ligning 5.3 [10].

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_b^1 + I_b^2 + I_b^0 = I_a^0 + \alpha^2 I_a^1 + \alpha I_a^2 \\ I_c &= I_c^1 + I_c^2 + I_c^0 = I_a^0 + \alpha I_a^1 + \alpha^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (5.3)$$

Tilsvarende gjelder for spenningsvisere, der V_a , V_b og V_c kan uttrykkes ved hjelp av symmetriske komponenter som vist i ligning 5.4 [10].

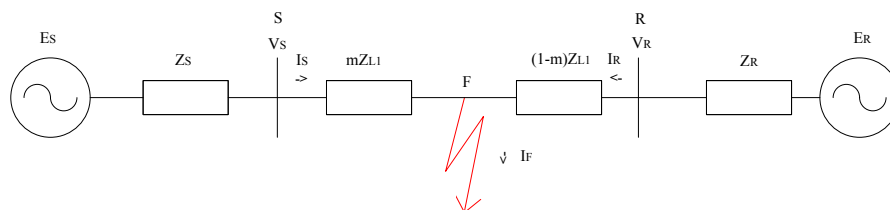
$$\begin{aligned}
 V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\
 V_b &= V_a^0 + \alpha^2 V_a^1 + \alpha V_a^2 \\
 V_c &= V_a^0 + \alpha V_a^1 + \alpha^2 V_a^2
 \end{aligned}
 \tag{5.4}$$

Det eksisterer impedanser for positivsystem, negativsystem og nullsystem, skrevet som Z_1 , Z_2 og Z_0 [10]. Dette kan være for å blant annet representere transformator- og luftledningimpedanser i de forskjellige systemene [31]. Disse impedansene benyttes for å kunne regne på spenning og strøm med symmetriske komponenter.

For balansert feil eller under normal drift av systemet, vil negativ- og nullsekvens komponentene være lik null [10]. Under ubalanserte feil vil derfor negativ- og nullsekvens være av betydning. Strømmen i nullsystemet er lik summen av alle fasestrømmene dividert med tre, som gitt av ligning 5.1.

5.3 Ensidig impedansmetode for feilposisjonering

For å kunne utføre avstand til feil beregninger på en luftledning, vil modellen representert i figur 5.3 benyttes. I denne figuren vil spenningskildene E_S og E_R , samt serieimpedansene Z_S og Z_R representere Thévenin-ekvivalenten av alle kretsene som er tilkoblet hver terminal S og R på endene av en luftledning [35]. Z_{L1} er ledningsimpedans (impedans for luftledning i positivsystem) under balanserte forhold, altså under normal drift eller ved balanserte feil.



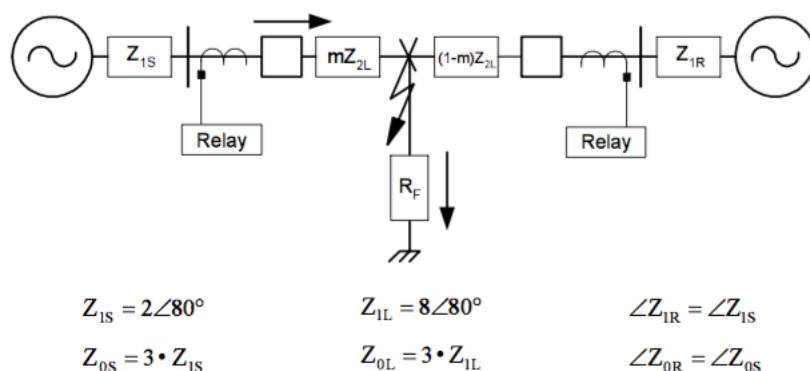
Figur 5.3: Enfaseskjema for to-terminal nettverk med feil.

Beregninger med ensidig impedansmetode bruker kun strøm- og spenningsmålinger fra en side av kraftledningen. Disse metodene er enkle å implementere, og det eksisterer mange

5. FEILLOKALISERING

ulike algoritmer for å beregne feilposisjon [12]. Det som ofte skiller dem er om målinger fra før feil blir benyttet, slik at påvirkning av lastflyt blir mindre. Dette brukes blant annet i en kjent algoritme Takagi, som blir utdypet mer i delkapittel 5.5. Felles for alle de ulike algoritmene er at de bruker strøm- og spenningsmålinger *under* kortslutning.

En antakelse ensidig impedansmetode bruker er at systemet kan regnes som homogent. Et homogent system er når impedansene i figur 5.3, Z_S og Z_R , har lik fasevinkel som ledningsimpedansen, Z_{L1} [36]. Et eksempel på et slikt homogent system er gitt i figur 5.4. I tillegg betraktes homogene luftledninger, hvilket betyr at impedans er uniformt fordelt på hele ledningslengden [36]. Det er på bakgrunn av dette man kan si at impedansen til en luftledning er gitt i enheten Ω/km .



Figur 5.4: Eksempel på et homogent system når en kraftledning med feil, samt to stasjoner betraktes. Hentet fra [36].

Strøm og spenning som brukes til beregning av feilposisjon vil variere ut i fra hvilken feiltype det er snakk om. Med utgangspunkt i antakelsen om at det eksisterer en feilskriver i stasjon S (vist i figur 5.3) som gjør opptak av spenning og strøm, kan målinger herfra brukes videre i de matematiske utledningene av algoritmer.

Spenning og strøm under feil sett fra stasjon S, V_S og I_S , kan beregnes ved bruk av tabell 5.1 gitt at feiltype er kjent. Der k er definert i ligning 5.5 [12], hvor Z_{L0} og Z_{L1} er tilsvarende nullimpedans og ledningsimpedans. Samtidig er V_{Sa} , V_{Sb} og V_{Sc} målt spenning sett fra stasjon S for fase a, b og c. Målt strøm for de tre ulike fasene sett fra stasjon S er tilsvarende I_{Sa} , I_{Sb} og I_{Sc} . I tillegg er I_{S0} nullsekvensstrøm sett fra stasjon S, hvilket beregnes ved hjelp av symmetriske komponenter. Noen algoritmer benytter ΔI_S , og slik som det er vist i tabell 5.1 er dette differansen mellom feilstrøm og strøm før feil.

Tabell 5.1: Spenning og strøm for ulike feiltyper, hentet fra [12].

Feiltype	V_S	I_S	ΔI_S
a-jord	V_{Sa}	$I_{Sa} + k \cdot I_{S0}$	$I_{Sa} - I_{Sa,før}$
b-jord	V_{Sb}	$I_{Sb} + k \cdot I_{S0}$	$I_{Sb} - I_{Sb,før}$
c-jord	V_{Sc}	$I_{Sc} + k \cdot I_{S0}$	$I_{Sc} - I_{Sc,før}$
a-b, a-b-jord, a-b-c	$V_{Sa} - V_{Sb}$	$I_{Sa} - I_{Sb}$	$(I_{Sa} - I_{Sa,før}) - (I_{Sb} - I_{Sb,før})$
b-c, b-c-jord, a-b-c	$V_{Sb} - V_{Sc}$	$I_{Sb} - I_{Sc}$	$(I_{Sb} - I_{Sb,før}) - (I_{Sc} - I_{Sc,før})$
c-a, c-a-jord, a-b-c	$V_{Sc} - V_{Sa}$	$I_{Sc} - I_{Sa}$	$(I_{Sc} - I_{Sc,før}) - (I_{Sa} - I_{Sa,før})$

$$k = \frac{Z_{L0}}{Z_{L1}} - 1 \quad (5.5)$$

For å beregne feilposisjon kan Kirchhoff's lover brukes som grunnlag [12]. Slik som illustrert i figur 5.3, vil det i feilpunktet F komme strøm både fra stasjon S og R. Grunnen til dette er at strømmen vil gå minste motstand vei, som vil være gjennom kortslutningen. Den totale feilstrømmen vil derfor være som gitt i ligning 5.6.

$$I_F = I_S + I_R \quad (5.6)$$

Feilimpedansen blir antatt å være rent resistivt [23]. Videre kan derfor Kirchhoff's spenningslov brukes til å komme fram til ligning 5.7 [12]. I denne ligningen er de ukjente R_F og I_R . For å komme frem til en metode som kan brukes, må derfor disse to ukjente manipuleres slik at de ikke er inkluderes i beregningen.

$$V_S = mZ_{L1}I_S + R_F I_F = mZ_{L1}I_S + R_F(I_S + I_R) \quad (5.7)$$

5.4 Beregninger av fase-jord feil

En fase-jord feil vil være en ubalansert feil, og derfor benyttes symmetriske komponenter for å regne på strøm og spenning. Fra ligning 5.1 kan de symmetriske strømkomponentene

beregnes ved hjelp av strømmålinger av de ulike fasene under feil. I teorien vil nullsekvensstrømmen da kun eksistere når det er en feil med jord involvert og vil være null under balanserte forhold [12].

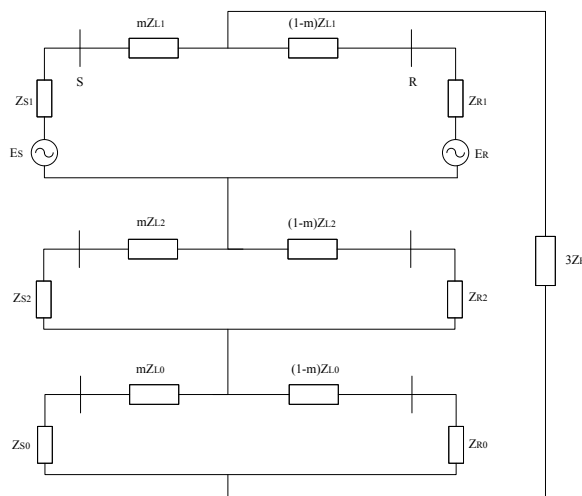
Ved å benytte seg av symmetriske komponenter er det mulig å tegne et kretsskjema under feil, som også kalles sekvensdiagram. Da benyttes positiv-, negativ- og nullsekvenskomponenter ut i fra hva slags feil det er snakk om. For en fase-jord feil vil både positiv-, negativ- og nullsekvenskomponenter eksistere. Om systemet i figur 5.3 betraktes, kan dette omgjøres til et enkelt sekvensdiagram vist i figur 5.5.

Ved en fase-jord feil vil sekvensdiagrammet for en to-terminal luftledning for den feilbefengte fasen se ut som i figur 5.5 [31] [37]. Her er positiv-, negativ- og nullsekvensdiagrammet slått sammen til et enkelt kretsskjema. For positivsekvensdiagram vil spenningskilder inkluderes, mens for negativ- og nullsekvensdiagram vil de ikke inkluderes. Samtidig er også impedansene ulike etter hva slags symmetrisk komponent det sees på. Om det skjer en fase-jord feil på fase a, vil strømmen der være lik feilstrømmen I_F [23]. I figur 5.5 vil den strømmen som sirkulerer være lik positivsekvens, negativsekvens og nullsekvensstrømmen som vist i ligning 5.8. Ved bruk av symmetriske komponenter kan ligning 5.2 benyttes, samt ligning 5.8 slik at feilstrømmen i fase a er gitt ved ligning 5.9. Strømmen som sirkulerer i sekvensdiagrammet i figur 5.5 kan derfor uttrykkes ved ligning 5.10.

$$I_1 = I_2 = I_0 \quad (5.8)$$

$$I_F = I_0 + I_1 + I_2 = 3I_0 \quad (5.9)$$

$$I_0 = \frac{I_F}{3} \quad (5.10)$$



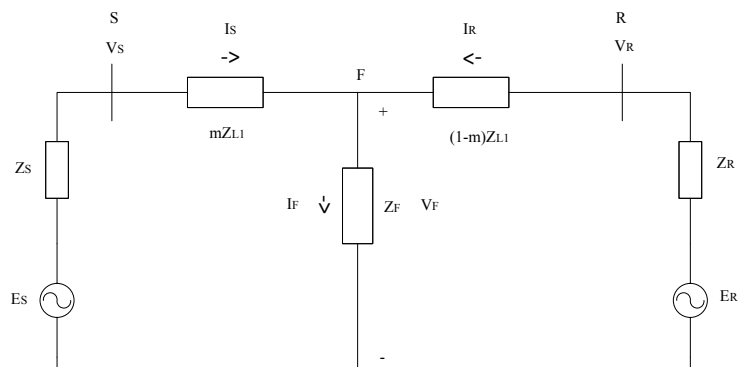
Figur 5.5: Sekvensdiagram for en fase to-terminal luftledning med fase-jord feil.

5.5 Takagi algoritme

Takagi algoritmen bruker strøm og spenning før kortslutning inntreffer, og derfor trengs målinger før og under feil. Samtidig baserer den seg på bruk av superposisjon, slik at to-terminal nettverket illustrert i figur 5.6 kan bli dekomponert til to-terminal nettverket før feil som vist i figur 5.7 og "ren feil" som vist i figur 5.8 [12] [38].

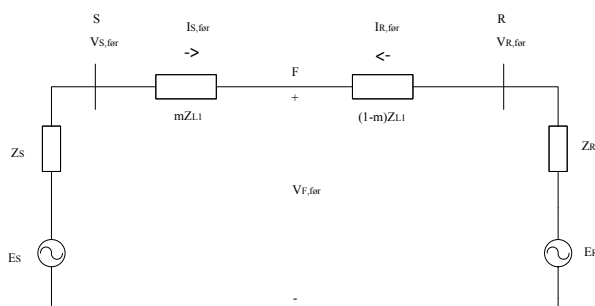
Figur 5.8 viser et resultat av strøm og spenning under feil subtrahert med strøm og spenning før feil. På denne måten blir påvirkningen av lastflyt eliminert. I dette tilfellet blir feilimpedansen antatt å være rent resistivt. Ligning 5.7 brukes for å komme fram til ligning 5.11 [12].

5. FEILLOKALISERING

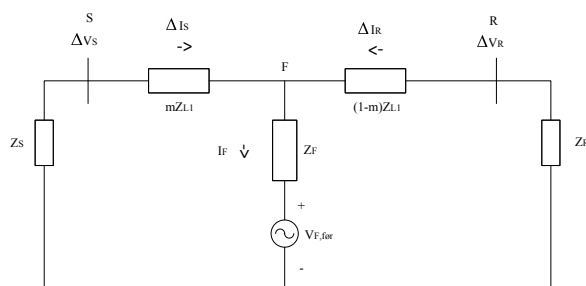


Figur 5.6: Enfasekretsskjema for to-terminal nettverk med feil.

$$\frac{V_S}{I_S} = mZ_{L1} \frac{I_S}{I_S} + R_F \frac{I_F}{I_S} = mZ_{L1} + R_F \frac{(I_S + I_R)}{I_S} = mZ_{L1} + R_F \left(1 + \frac{I_R}{I_S}\right) \quad (5.11)$$



Figur 5.7: To-terminal kretsskjema før feil.



Figur 5.8: To-terminal kretsskjema med ΔI og ΔV .

Ved bruk av strømdeling på ”ren feil” nettverket i figur 5.8, kan feilstrømmen I_F uttrykkes

ved ligning 5.12 [12]. Videre tas det utgangspunkt i ligning 5.11, slik at ved å kombinere ligning 5.11 og 5.12 og multiplisere dette med kompleks konjugert av ΔI_S , blir resultatet som vist i ligning 5.13.

$$I_F = \frac{Z_S + Z_{L1} + Z_R}{(1-m)Z_{L1} + Z_R} \Delta I_S \quad (5.12)$$

$$V_S \cdot \Delta I_S^* = mZ_{L1} I_S \Delta I_S^* + R_F \frac{Z_S + Z_{L1} + Z_R}{(1-m)Z_{L1} + Z_R} \Delta I_S \cdot \Delta I_S^* \quad (5.13)$$

Videre antas det at nettverket er homogent, noe som betyr at impedansene Z_S og Z_R har lik fasevinkel som Z_{L1} [12]. Dette betyr at ligning 5.13 blir mye mer forenklet. Imaginærdelen til $\frac{Z_S + Z_{L1} + Z_R}{(1-m)Z_{L1} + Z_R}$ blir med denne antakelsen lik null. Ut ifra dette kan ligning 5.13 bli forenklet til ligning 5.14. Dette fører til den endelige Takagi algoritmen gitt i ligning 5.15, hvor avstand til feil i km sett fra stasjon S vil være $m \cdot l$.

$$\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^*) = \text{Im}(mZ_{L1} I_S \Delta I_S^*) \quad (5.14)$$

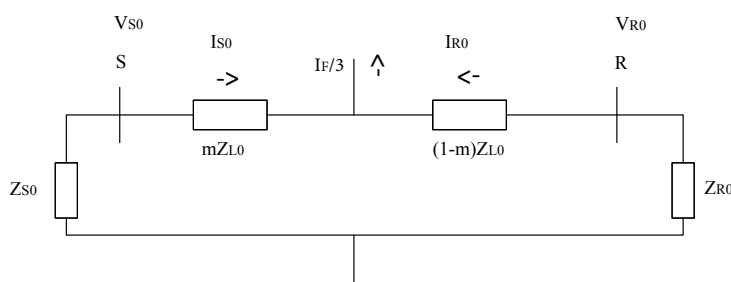
$$m = \frac{\text{Im}(V_S \Delta I_S^*)}{\text{Im}(Z_{L1} I_S \Delta I_S^*)} \quad (5.15)$$

Antakelsen om et homogent system vil kunne medføre avvik om systemet er ikke-homogent. Samtidig bruker Takagi algoritmen laststrømmen før feil, der det antas at denne er konstant før og under feil [12]. Dette kan derfor medføre avvik dersom det ikke er slik i praksis.

5.6 Modifisert Takagi algoritme

Forskjellen mellom Takagi og Modifisert Takagi er at Takagi tar i bruk målinger av strøm før og under feil, mens Modifisert Takagi bruker nullsekvensstrømmen under en fase-jord feil [12]. Denne kan beregnes ved å ta i bruk beregningsmetoder presentert i underkapittel 5.2 og målinger av strøm under feil. Videre antas det at feilimpedansen, Z_F er rent resistivt.

Ettersom det antas at strøm- og spenningsmålinger gjøres i stasjon S, er det nullsekvensstrømmen herfra som brukes i beregningene. Nullsekvensdiagrammet for to-terminal linje med fase-jord feil er vist i figur 5.9 for den feilbefengte fasen, der strømmen som brukes i algoritmen er I_{S0} [12]. Ved bruk av ligning 5.15 kan avstand til feil fra stasjon S beregnes ved bruk av ligning 5.16, hvor feilposisjonen fra stasjon S i km er $m \cdot l_{linje}$.



Figur 5.9: Nullsekvensdiagram for enfase to-terminal linje med fase-jord feil hentet fra [12].

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot 3I_{S0}^*)}{\text{Im}(Z_{L1} I_S \cdot 3I_{S0}^*)} \quad (5.16)$$

Bak ligning 5.16 ligger antakelsen om et homogent system, slik som for Takagi algoritmen. Modifisert Takagi bruker også en fasekompensasjon for ikke-homogenitet i systemet, og for dette benyttes nullsekvensdiagrammet som vist i figur 5.9 [12]. Ved bruk av strømdeling i figur 5.9 kan feilstrømmen uttrykkes ved ligning 5.17 [36]. Ligning 5.18 er strømfordelingsfaktoren [12], og brukes til å utlede fasekompensasjon.

$$I_F = \frac{Z_{S0} + Z_{L0} + Z_{R0}}{(1-m)Z_{L0} + Z_{R0}} 3I_{S0} \quad (5.17)$$

$$|d_S| \beta = \frac{Z_{S0} + Z_{L0} + Z_{R0}}{(1-m)Z_{L0} + Z_{R0}} \quad (5.18)$$

Vinkelen β er den som brukes i vinkelkorreksjonen, slik at ligning 5.16 med fasekompensasjon vil være ligning 5.19. For å kunne bruke denne ligningen må β være kjent, der den kan beregnes med utgangspunkt i ligning 5.18. I denne ligningen må både nullsekvens Thévenin-ekvivalent impedansen i stasjon S og R være kjent, Z_{S0} og Z_{R0} . For ensidig

impedansmetode er kun data fra en av sidene tilgjengelig, derfor kan Z_{S0} beregnes ved bruk av ligning 5.20 [12]. Med kun spennings- og strømmålinger fra en side, vil ikke Z_{R0} kunne beregnes i dette tilfellet, eneste mulighet er at denne er kjent fra før av.

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot 3I_{S0} \cdot e^{-j\beta})}{\text{Im}(Z_{L1}I_S \cdot 3I_{S0} \cdot e^{-j\beta})} \quad (5.19)$$

$$Z_{S0} = \frac{-V_{S0}}{I_{S0}} \quad (5.20)$$

En annen mulighet for å finne β er å forenkle uttrykket ytterligere. Ved bruk av antakelsen om homogent system, kan det som forklart i underkapittel 5.3, brukes at I_R og I_S har samme fasevinkel. Derfor har også I_F og I_S samme fasevinkel. Ut ifra dette kan ligning 5.21 benyttes [36], slik at uttrykket for β er som gitt i ligning 5.22.

$$|d_S| \beta = \frac{I_F}{3 \cdot I_{S0}} \quad (5.21)$$

$$\beta = \frac{\angle I_F}{3 \cdot \angle I_{S0}} = \frac{\angle I_S}{3 \cdot \angle I_{S0}} \quad (5.22)$$

Modifisert Takagi går ut på å først bruke ligning 5.16 til å beregne første m . Denne første avstandsberegningen brukes så videre i ligning 5.17, 5.18 og 5.19 [12]. Den forenklete metoden bruker ligning 5.22 og setter dette videre inn i ligning 5.19. Det er den forenklete metoden som brukes for ensidig impedansmetode for avstand til feil beregning i AutoDig. Avstand til feil fra stasjon S i km blir derfor til slutt $m \cdot l$.

6 Metode

I følgende kapittel blir metode for utarbeidelse av foreslått modell beskrevet. Dette omfatter en beskrivelse av framgangsmåte, hvordan avstand til feil beregninger ble gjennomført og hvordan beregning av avvik ble gjort.

6.1 Metode for utarbeidelse av foreslått modell

I prosjektoppgave [1] skrevet av samme forfatter, ble det avdekket hvordan forskjellige parametere i avstand til feil beregninger påvirker nøyaktigheten. Hovedresultatet fra prosjektoppgave [1] var at målt ledningsimpedans og målt nullimpedans ga mer nøyaktig avstand til feil beregninger, sammenlignet med beregnet impedanser fra SINTEF Planbok. For en kraftledning ble det gjennomsnittlige avviket halvert ved å benytte målte impedanser.

På bakgrunn av funnene i prosjektoppgave [1] ble det derfor besluttet å se videre på nullimpedans til en kraftledning, og se på hva slags parametere som inngår i beregning av nullimpedans. I Statnett blir det benyttet beregnet impedanser (både i nullsystem og positivt system) for kraftledninger der målt impedans ikke er tilgjengelig. Beregnet impedans blir hentet fra SINTEF Planbok, hvor man ut ifra spenningsnivå, mastekonfigurasjon og informasjon om faseledertype får ut både nullimpedans og ledningsimpedans [13].

Ved bruk av kode gitt av Statnett, som benyttes for beregning av feilposisjon med algoritmen Modifisert Takagi, ble det testet hvordan endringer av nullimpedans påvirker beregning av feilposisjon. Gjennom å variere verdien for nullimpedans i matlab for de ulike kraftledningene, for deretter å gjøre avstand til feil beregningene på nytt, har det vist seg at nøyaktigheten av nullimpedans har mye å si for avstand til feil beregninger. Spesielt har nøyaktigheten av nullreaktansen mye å si for avstand til feil beregningene, hvor det har vist seg at for en kraftledning vil en endring på eksempelvis 2Ω gi en reduksjon på flere hundre meter i avvik. Dette støtter derfor underlaget om at nøyaktigheten til nullimpedans er viktig for avstand til feil beregninger.

Videre ble det derfor sett mye på hvordan nullimpedans for en luftledning beregnes. Det

var spesielt en parameter som skilte seg ut, og det var jordresistivitet. Dette på bakgrunn av at SINTEF Planbok benytter en standardisert verdi for jordresistans lik $100 \Omega \cdot m$ for alle kraftledninger i beregning av nullimpedans. Følgende er hentet fra [13] ”Det presiseres at verdiene for null-systemet er sterkt avhengig av jordresistansen, og derfor kan variere fra verdiene som er beregnet her.” Ut ifra dette ble det derfor tydeliggjort, ved hjelp av SINTEF Planbok, at beregnet nullimpedans er avhengig av jordresistiviteten.

Ved hjelp av ulike kilder til jordresistans, vist i tabell 3.1 og 3.2, ble det også vist at jordresistansen er avhengig av jordtype. Videre hypotese var derfor at kraftledninger med ulik geografisk lokasjon, ofte vil ha ulik jordtype og tilsvarende vil grunnforholdene variere. Spesielt med tanke på kraftledninger på fjell, og kraftledninger på sør-østlandet der jordtype stort sett består av mark og leire. Derfor vil også jordresistans variere etter hvor kraftledningen er plassert. Standardisert verdi for jordresistans på $100 \Omega \cdot m$, kan for norske forhold med mye fjell virke lavt. Spesielt om denne verdien sammenlignes med verdier gitt i tabell 3.1 og 3.2. Hvor stein i tabell 3.1 har gitt jordresistivitet i intervallet $100-8000 \Omega \cdot m$.

Det ble derfor besluttet å se på beregning av nullimpedans med forskjellig jordresistivitet på ulike kraftledninger, med mål om å oppnå mer nøyaktige avstand til feil beregninger. Ut ifra dette ble det sett på muligheter for å estimere jordresistans ved testing av flere verdier for jordresistans, for så å velge den verdien som gir lavest gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger.

På bakgrunn av jordresistivitet som ga lavest gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon, ble informasjon om gjennomsnittlig høydemeter og andel myr i % langs en luftledning brukt for å sammenligne med jordresistivitet. Med denne informasjonen kunne derfor en tabell med utvelgelse av jordresistivitet basert på de to parameterene utarbeides. Gjennomsnittlig høydemeter over havet langs en kraftledning ble brukt for å gi en formening om hvor høyt terrenget gikk, og om det derfor var snakk om mye høyfjell. Dette basert på teori i 3.3.1, hvor tregrense og skoggrense kan benyttes for å si noe om det er fjell eller ikke. Samtidig kunne andel myr i % langs kraftledning si brukes til bestemmelse av jordresistivitet.

6.2 Avstand til feil beregning i matlab

Avstand til feil beregninger ble i denne oppgaven utført ved hjelp av matlab og kode som omfatter avstand til feil beregning med algoritme Modifisert Takagi gitt av Statnett. Denne koden er gitt i forbindelse med AutoDig-prosjektet, hvor hurtig og automatisk feilposisjonering står sentralt. I forkant av denne masteroppgaven, ble det gjort et arbeid i prosjektoppgave [1] og sommerjobb i Statnett med å samle inn feilhendelser.

I denne masteroppgaven ble det etablert en funksjon i matlab som beregner nullimpedans, basert på parametere beskrevet i delkapittel 7.2.2. Ved å benytte denne funksjonen i koden gitt av Statnett for avstand til feil beregninger, var det derfor mulig å beregne ulike nullimpedanser for ulike jordresistiviteter, for så å gjøre avstand til feil beregninger med akkurat den beregnede nullimpedansen. Matlab har derfor fungert som verktøy for å beregne feilposisjon, og excel har blitt brukt til lagring av disse beregnede verdiene. Deretter har de lagrede verdiene i excel blitt analysert ved hjelp av matlab.

Følgende avsnitt er hentet direkte fra [1] ”I avstand til feil beregninger benyttes fasevinkel og RMS verdier av spenning og strøm, altså en viserrepresentasjon av spenning og strøm. Dette for å kunne ta ut reell- og imaginærkomponent av strøm og spenning til enhver tid. Fasevinkel og RMS verdier beregnes ved hjelp av en trefase EPLL algoritme [39]. Ved bruk av denne kan RMS verdi og fasevinkel for strøm og spenning hentes ut. Ved bruk av matlab har også diverse analytiske plot blitt generert. Derfor har matlab fungert som en god støtte til både å utforske muligheter til forbedring av kode og algoritme, samt gode framstillinger av resultat.”

6.3 Avviksberegning for feilposisjonering

For å kunne sammenligne forbedringer som gjøres, brukes avviksberegninger for avstand til feil beregninger som underlag. Avviksberegningene blir gjort ved bruk av matlab og excel, hvor matlab gjennomfører beregningene og excel har lagret de faktiske avstand til feil beregningene. Ligning 6.1 og 6.2 beregner avvik for avstand til feil beregninger i km og % av ledningslengde. Gjennomsnittlig avvik blir deretter beregnet ved hjelp av ligning 6.3, hvilket gjelder både gjennomsnittlig avvik i km og %. I denne oppgaven er det absoluttverdien av avviket som blir benyttet for å beregne gjennomsnittlig avvik, hvilket

er vist i ligning 6.3.

I kapittel 8 blir gjennomsnittlig avvik i % benyttet når gjennomsnittlig avvik skal sammenlignes på tvers av kraftledninger. Dette ettersom de ulike luftledningene i denne oppgaven har forskjellige ledningslengder. Samtidig blir gjennomsnittlig avvik i km benyttet når gjennomsnittlig avvik med eksempelvis forskjellige nullimpedanser blir sammenlignet kun på en kraftledning.

$$\Delta x_{km} = x_{beregnet} - x_{bekreftet} \quad (6.1)$$

$$\Delta x_{\%} = \frac{x_{beregnet} - x_{bekreftet}}{l_{linje}} \cdot 100\% \quad (6.2)$$

$$\frac{\sum_{k=1}^n |\Delta x_k|}{n} \quad (6.3)$$

Hvor

- $x_{bekreftet}$ er bekreftet feilsted i km.
- $x_{beregnet}$ er beregnet feilsted av algoritme Modifisert Takagi i km.
- Δx_{km} er avvik for avstand til feil beregning i km.
- $\Delta x_{\%}$ er avvik for avstand til feil beregning i %.
- n er antall avviksberegninger.

7 Modell for feillokalisering

I følgende kapittel blir foreslått modell utarbeidet i denne oppgaven beskrevet detaljert. Dette inkluderer forutsetninger og antakelser for modellen, samt beskrivelse og praktisk uttesting av foreslått modell.

7.1 Forutsetninger for foreslått modell

I denne oppgaven blir det kun sett på feil av typen fase-jord. Dette ettersom fase-jord feil er av den hyppigste feiltypen, men også den feiltypen som gir store avvik for avstand til feil beregninger [1]. På grunn av feiltypen sin hyppighet, er det desto viktigere å ha en pålitelig avstand til feil beregning med så lavt avvik som mulig.

Det er også kun sett på feilhendelser i 300-420 kV nettet i Statnetts anlegg. For 300-420 kV nett er det direktejording som gjelder, og foreslått modell gjelder derfor kun i direktejordet nett.

På grunnlag av resultatene fra prosjektoppgave [1] har det blitt valgt å kun se på avstand til feil beregninger fra algoritmen Modifisert Takagi. Dette fordi Modifisert Takagi har vist seg å gi det laveste gjennomsnittlige avviket for avstand til feil beregninger for fase-jord feil. Modifisert Takagi er en ensidig impedansmetode beskrevet i delkapittel 5.3, som bruker kort luftledning modell beskrevet i delkapittel 2.2.1.

Det har kun blitt benyttet strøm- og spenningsmålinger fra dedikert feilskriver i denne oppgaven. I Statnett sine anlegg benyttes typisk feilskriver av typen BEN5000 og BEN6000, men dette vil variere. For kraftledning G i tabell 8.1 har eksempelvis feilskriveren en samplingsrate på 0,25 ms. Algoritmen Modifisert Takagi benytter målinger av strøm og spenning før og under kortslutning for å beregne feilposisjon.

I Modifisert Takagi algoritmen benyttes modell for kort luftledning, hvor impedans for nullsystemet (nullimpedans) og positivt system (ledningsimpedans) benyttes. Ledningsimpedansen kan enten være målt eller beregnet ved bruk av SINTEF Planbok. I denne oppgaven benyttes målt ledningsimpedans der de er tilgjengelige, og beregnet visst ikke.

Det ble vist i prosjektoppgaven [1] at målt nullimpedans gir for noen kraftledninger

mye bedre avstand til feil beregninger, sammenlignet med beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok. Ettersom nullimpedans har en større unøyaktighet knyttet til seg enn det ledningsimpedans (impedans i positivsystem) har, ble det besluttet å se videre på nullimpedans. Grunnen til at nullimpedans har større unøyaktighet knyttet til seg, er at nullimpedansen skal gjenspeile feilstrømmen sin returstrøm. Veien denne returstrømmen vil ta, er avhengig av resistans i jordlina og i jord. Jordresistiviteten vil variere etter jordtype og årstid, i tillegg til at dette kan variere langs hele kraftledningsstrekningen. I denne oppgaven er det derfor etablert en funksjon som beregner nullimpedans, hvor det er mange inngangsparametre. En av inngangsparametrene er jordresistivitet og i denne oppgaven skal blant annet denne parameteren justeres for å oppnå så lavt gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger som mulig. Denne nullimpedansen blir derfor videre kalt ”beregnet med justert jordresistans” i resten av oppgaven.

For å beregne avstand til feil og absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik knyttet til dette, har programmeringsverktøyet matlab vært sentralt. Kode knyttet til avstand til feil beregninger med algoritmen Modifisert Takagi er gitt av Statnett, hvor denne koden brukes i AutoDig for feilposisjonering. Denne koden tar inn feilskriveropptak for strøm og spenning i en stasjon, og gir ut beregnet feilposisjon fra den stasjonen feilskriveropptaket er hentet fra. Det er denne koden det tas utgangspunkt i når forbedringer blir utarbeidet i denne oppgaven. En oppsummering av de ulike forutsetningene for foreslått modell i denne oppgaven er vist i tabell 7.1.

Tabell 7.1: Ulike forutsetninger som det tas utgangspunkt i for foreslått modell.

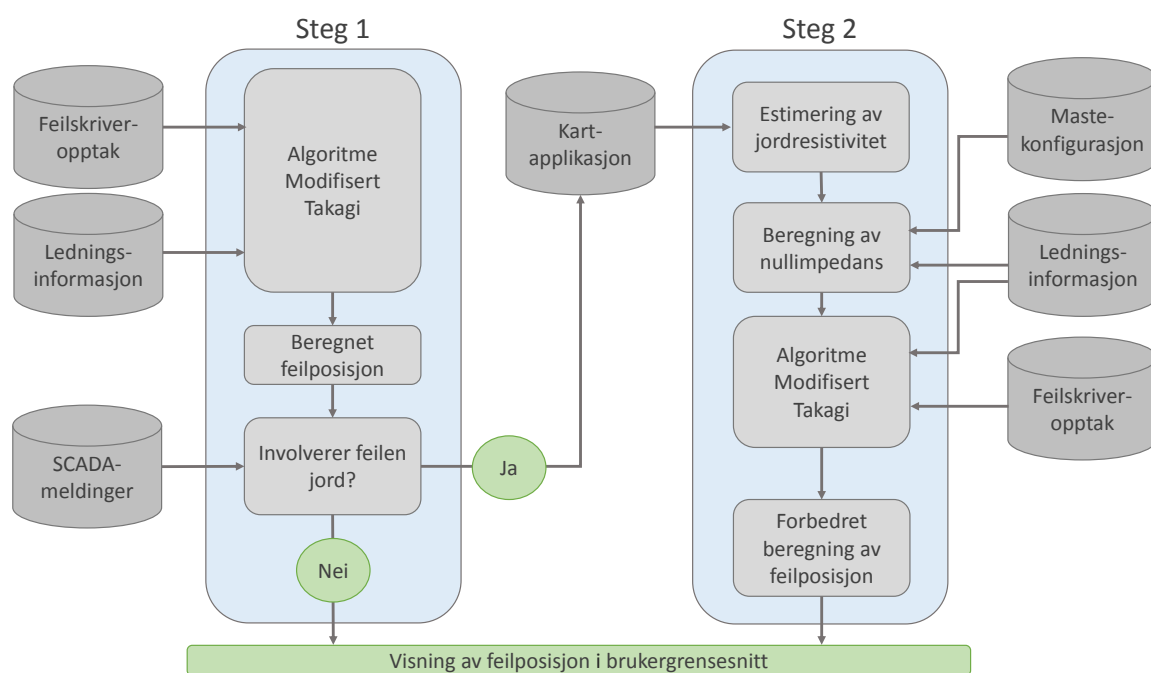
Egenskaper	Brukt i metode
Feiltype	Fase-jord
Spenningsnivå for feilhendelser	300-420 kV
Jording	Direktejordet
Algoritme	Modifisert Takagi
Linjemodel	Kort
Strøm- og spenningsmålinger	Feilskriver
Strøm- og spenningskurve	Før og under kortslutning
Ledningsimpedans	Målt eller beregnet fra SINTEF Planbok
Nullimpedans	Målt, beregnet fra SINTEF Planbok eller beregnet med justert jordresistans
Programmeringsverktøy	Matlab
Kode for feilposisjonering i matlab	Fra Statnett knyttet til AutoDig

7.2 Overordnet beskrivelse av foreslått modell

Foreslått modell for avstand til feil beregninger bygger videre på den eksisterende metoden for å beregne feilposisjon, og er sterkt knyttet til AutoDig. Figur 7.1 illustrerer overordnet hvordan foreslått modell for feilposisjonering vil foregå. Foreslått modell består av to hovedsteg, som hver beskriver hvordan feilposisjonering skal beregnes.

I figur 7.1 er steg 1 den eksisterende metoden for feilposisjonering som brukes i AutoDig i Statnett i dag. Steg 1 beregner feilposisjon ved bruk av algoritmen Modifisert Takagi, hvor inngangsparametere er feilskriveropptak fra en av stasjonene knyttet til kraftledningen med feil. I tillegg er ledningsinformasjon en inngangsparameter til beregning av feilposisjon med algoritmen Modifisert Takagi. Med de to inngangsparametrene kan Modifisert Takagi beregne feilposisjon. Deretter kan meldinger fra SCADA-systemet gi informasjon om feilen involverer jord. En mer detaljert og praktisk beskrivelse av steg 1 er gitt i delkapittel 7.2.1.

Steg 2 er en utvidelse av den eksisterende metoden for feilposisjonering, og tilsvarer den foreslåtte metoden for feilposisjonering utarbeidet i denne oppgaven. Så lenge feilen involverer jord kan foreslått modell benyttes, hvilket det statistisk sett gjør ca 80% av alle feil i 220-420 kV nett som vist i delkapittel 4.1.1. Steg 2 involverer bestemmelse eller estimering av jordresistivitet, basert på resultater i denne oppgaven som blir presentert i kapittel 8. Estimering av jordresistivitet utføres ved hjelp av en kartapplikasjon. Når jordresistiviteten er estimert, brukes denne direkte i beregning av nullimpedans. For å beregne nullimpedans er det flere inngangsparametere, hvilket innebærer mastekonfigurasjon, ledningsinformasjon og jordresistivitet. Denne beregnede nullimpedansen brukes deretter videre for å beregne ny feilposisjon. En mer detaljert beskrivelse av steg 2 blir presentert i delkapittel 7.2.2.



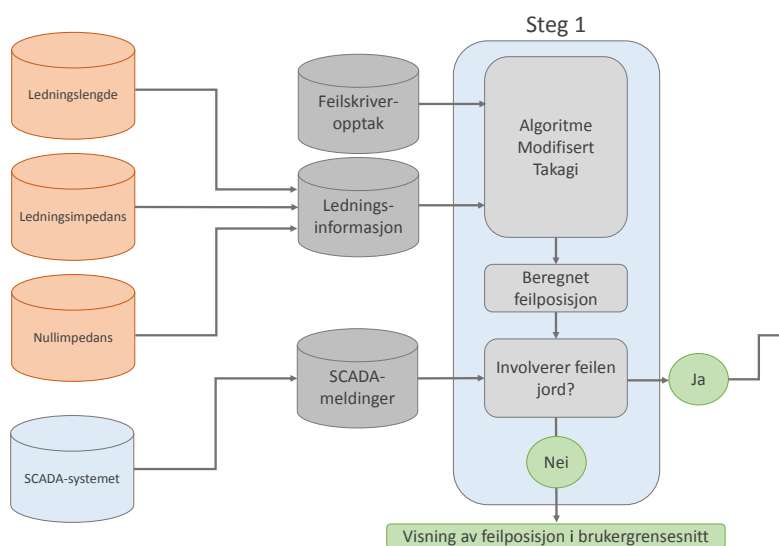
Figur 7.1: Overordnet illustrasjon for beregning av feilposisjon.

7.2.1 Steg 1: eksisterende metode

Den eksisterende metoden for beregning av feilposisjon brukt i programvaren AutoDig av Statnett, er steg 1 som vist i figur 7.1. Med unntak av steget "Involverer feilen jord?", som er lagt inn for at steg 2 kan benyttes. I dagens AutoDig vil derfor "Beregnet feilposisjon" i steg 1 gå rett til "Visning av feilposisjon i brukergrensesnitt" som vist i figur 7.1.

Utvidelse av steg 1 er vist i figur 7.2, hvor det er mer utdypet informasjon om hva ledningsinformasjon innebærer. For at algoritmen Modifisert Takagi skal kunne beregne avstand til feil, trengs informasjon om ledningsimpedans, nullimpedans og ledningslengde for luftledning med feil.

Som vist i figur 7.2 hentes SCADA-meldinger fra SCADA-systemet til Statnett. Feilskriveropptak blir overført digitalt fra stasjon tilknyttet feil til brukere i Statnett. Med feilskriveropptak menes opptak av strøm og spenning før og under feil.



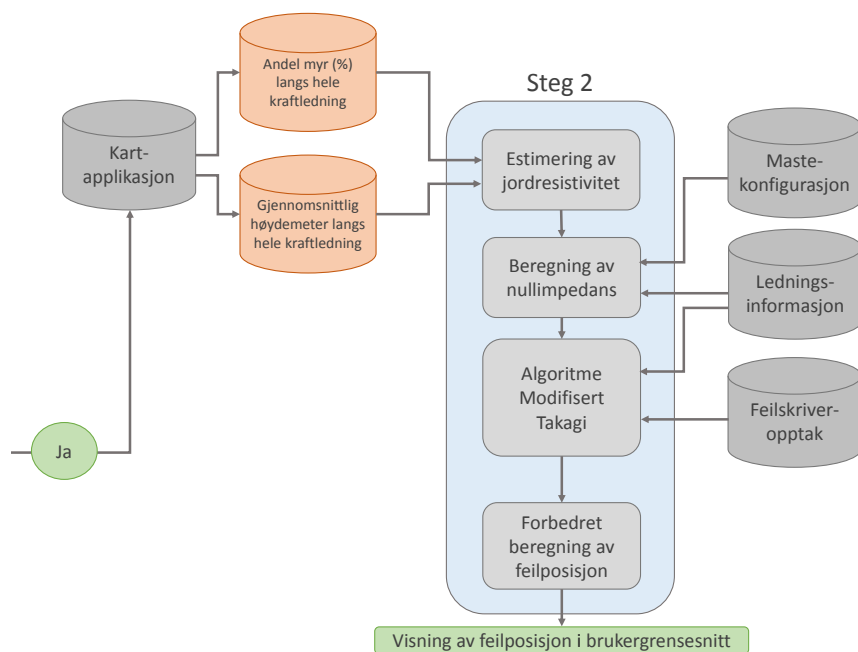
Figur 7.2: Utvidet illustrasjon av steg 1 for beregning av feilposisjon.

7.2.2 Steg 2: foreslått modell

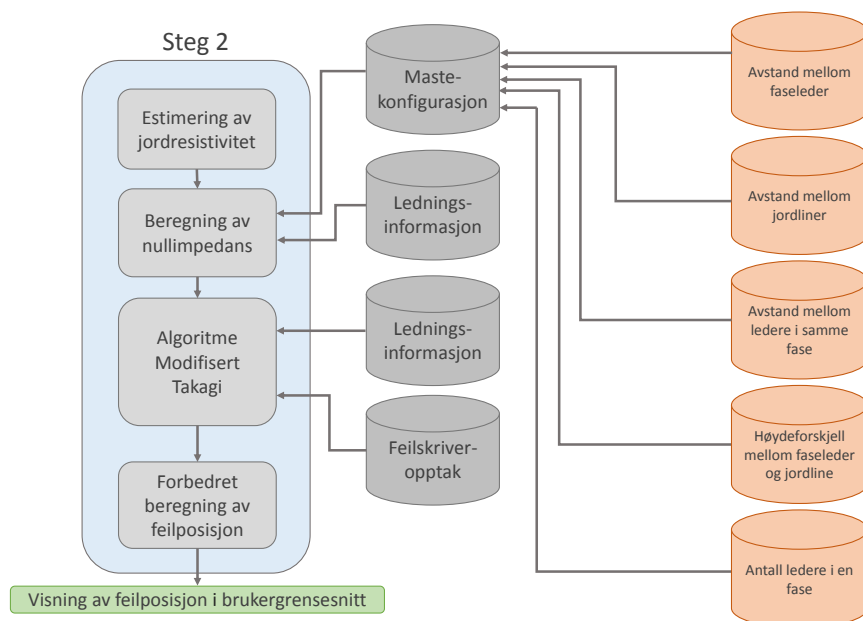
I foreslått modell gjelder det at så lenge feiltypen involverer jord, skal steg 2 benyttes. Første del av steg 2 involverer en kartapplikasjon, og i Statnett benyttes programmet arcGIS. Denne kartapplikasjonen gir ut to parametere som brukes til estimering av jordresistivitet. Den første parameteren kartapplikasjonen gir ut er andel myr (%) langs hele kraftledningen med feil, og den andre er gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledningen. Dette er vist i figur 7.3.

Videre i steg 2 estimeres jordresistivitet, ved hjelp av inngangsparametere fra kartapplikasjon. Dette er basert på resultater og funn i denne oppgaven, hvilket utdypes mer i delkapittel 7.4.2. Når jordresistiviteten for ledningen er estimert, blir dette brukt videre i beregning av nullimpedans. For å beregne nullimpedans har ligninger fra underkapittel 2.5, 2.6 og 2.7 blitt benyttet. Ved bruk av matlab har en funksjon blitt programmert, hvilket tar inn ulike parametere og beregner nullimpedansen. De ulike parametere som funksjonen bruker er vist i figur 7.4 og 7.5. Hvor figur 7.4 viser informasjon knyttet til mastekonfigurasjon av kraftledningen som trengs i beregning av nullimpedans.

7. MODELL FOR FEILLOKALISERING



Figur 7.3: Utvidet illustrasjon av kartapplikasjon i steg 2.

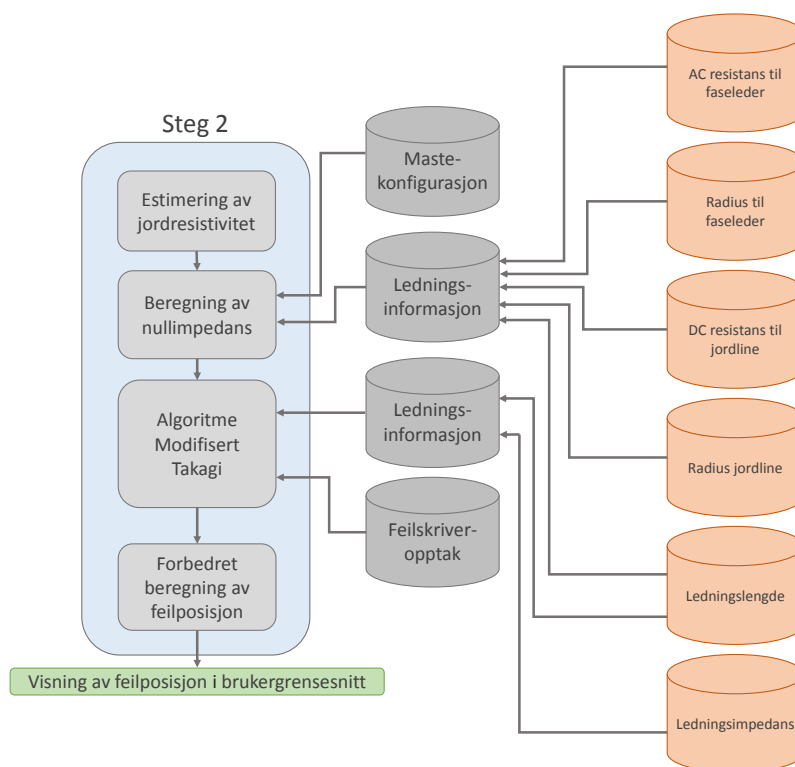


Figur 7.4: Utvidet illustrasjon av mastekonfigurasjon i steg 2.

I figur 7.5 utdypes hva slags informasjon som er knyttet til ledningsinformasjon fra figur 7.4. Sammenlignet med figur 7.1 er det ulik ledningsinformasjon som trengs for beregning av nullimpedans og for beregning av feilposisjon med Modifisert Takagi. I figur 7.5 er derfor ledningsinformasjon delt opp, slik at ledningsinformasjon knyttet til beregning av

nullimpedans og algoritmeberegning med Modifisert Takagi vises separat. Det er fem parametere som inngår i ledningsinformasjon som brukes i beregning av nullimpedans, og to parametere knyttet til ledningsinformasjon som trengs til algoritmen Modifisert Takagi.

Når nullimpedans er beregnet ved hjelp av inngangsparametere som jordresistivitet, mastekonfigurasjon og ledningsinformasjon, brukes dette videre i beregning av feilposisjon ved bruk av algoritmen Modifisert Takagi. Algoritmen Modifisert Takagi trenger inngangsparametere som beregnet nullimpedans og ledningsinformasjon. På bakgrunn av dette beregnes en forbedret feilposisjon som til slutt kan vises i brukergrensesnittet i for eksempel AutoDig.

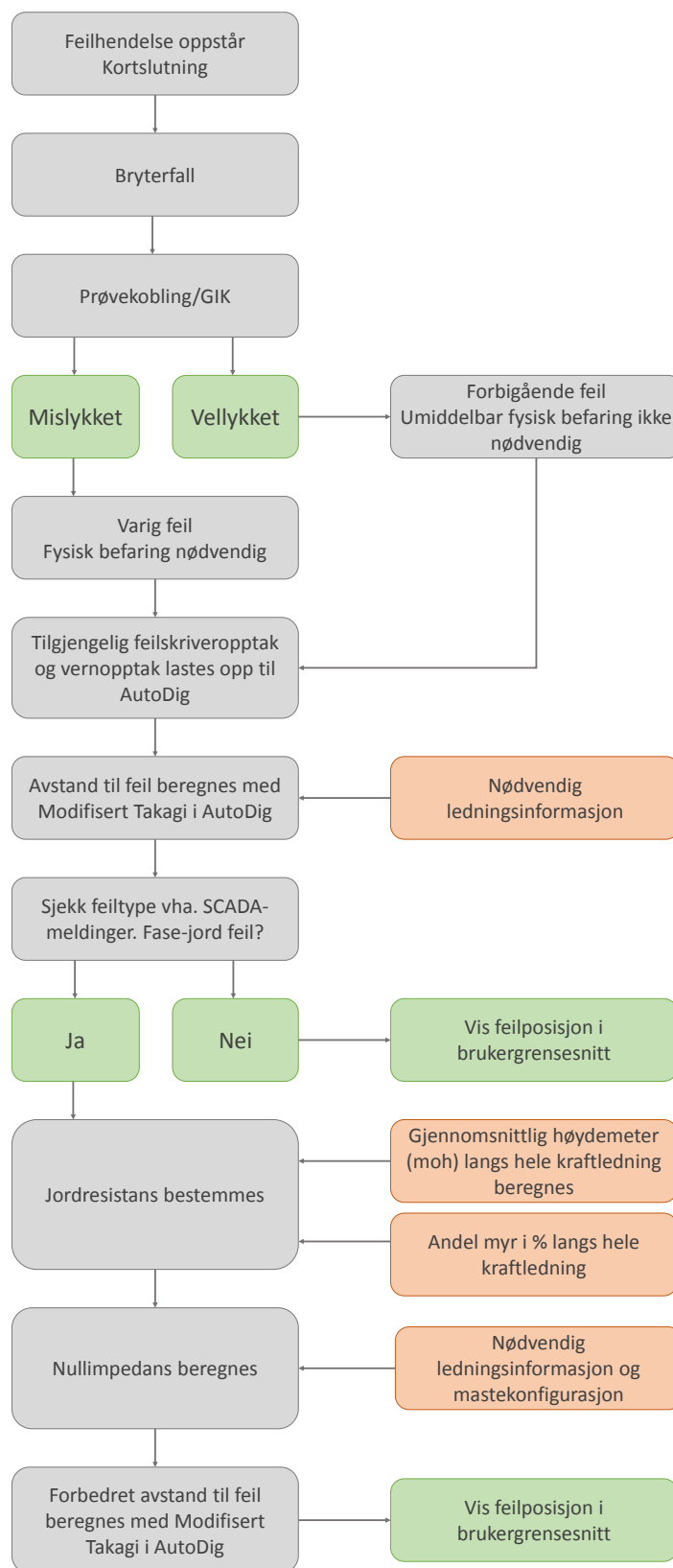


Figur 7.5: Utvidet illustrasjon av ledningsinformasjon i steg 2.

7.3 Iterativ beskrivelse av foreslått modell

Figur 7.6 viser en mer stegvis tilnærming av den foreslåtte metoden sammenlignet med figur 7.1. Det omfatter beskrivelse om hvordan feillokalisering beregnes fra feil oppstår til feilposisjon vises i brukergrensesnittet.

7. MODELL FOR FEILLOKALISERING



Figur 7.6: Iterativ beskrivelse for beregning av feilposisjon.

7.4 Praktisk uttesting av foreslått modell

Uttesting av foreslått modell ble gjort for 42 feilhendelser. I denne oppgaven er det kun sett på feil i Statnett sitt anlegg for 300 kV og 420 kV spenningsnivå. Videre blir det beskrevet hvordan uttesting av foreslått modell har foregått, og hvor de ulike inngangsparameterene er hentet fra.

7.4.1 Inngangsparametre til beregning av nullimpedans

Mastekonfigurasjon for 300 kV og 420 kV spenningsnivå er relativt like. For luftledninger på 300 kV og 420 kV spenningsnivå, benyttes to jordliner i følge SINTEF Planbok [13]. I tillegg kan simpleks og dupleks planoppheng benyttes for 300 kV luftledninger, og simpleks, dupleks og tripleks planoppheng kan benyttes for 420 kV luftledninger [13]. Simpleks planoppheng tilsvarer en leder per fase, dupleks planoppheng tilsvarer to ledere per fase og tripleks planoppheng tilsvarer tre ledere per fase.

Beregning av nullimpedans, ledningsimpedans, driftskapasitans og kapasitans mot jord i SINTEF Planbok baserer seg på inngangsparametre listet under som er hentet direkte fra [13].

- Avstand fra senter av mastepunkt til senter av faseliner og jordliner.
- Avstand fra bakken til senter av faseliner og jordliner.
- Diameter faseline.
- Diameter faseline stålkjerne.
- DC-resistans for faseline ved 20°C.
- Diameter jordline.
- Diameter jordline stålkjerne.
- DC-resistans for jordline ved 20°C.

7. MODELL FOR FEILLOKALISERING

- Gjennomsnittlig pilhøyde for faseledere for alle spenn.
- Gjennomsnittlig pilhøyde for jordline for alle spenn.
- Jordresistans satt konstant til å være $100 \Omega \cdot m$ i alle beregninger.

Mange av inngangsparameterne listet over er også inkludert i foreslått modell for beregning av nullimpedans. Sammenligning av inngangsparametere brukt i foreslått modell for beregning av nullimpedans og inngangsparametere brukt i SINTEF Planbok er vist i tabell 7.2. Hvor det vises blant annet at mastekonfigurasjon for 300 kV og 420 kV luftledninger brukt i foreslått modell for nullimpedans beregning, er tilsvarende det som er brukt i SINTEF Planbok. Grunnen til at inngangsparametere for mastekonfigurasjon i foreslått modell ble valgt til å være tilsvarende det SINTEF Planbok gir, er at geometriske avstander for mastekonfigurasjon brukt av Statnett kan variere noe for de ulike luftledningene. I gjennomsnitt vil geometriske avstander for mastene ikke avvike stort fra det SINTEF Planbok viser til (kilde: Statnett).

Tabell 7.2: Sammenligning av inngangsparametre brukt i SINTEF Planbok og i foreslått modell.

Inngangsparametre til nullimpedans beregning	Brukt i SINTEF Planbok		Brukt i foreslått modell	
	300 kV	420 kV	300 kV	420 kV
Avstand mellom faseledere	9 m ¹	11 m ¹	9 m ¹	11 m ¹
Avstand mellom jordliner	9 m ¹	12 m ¹	9 m ¹	12 m ¹
Avstand mellom ledere i samme fase	0,45 m (dupleks) ¹	0,45 m (dupleks) ¹ 0,45 m (tripleks) ¹	0,45 m (dupleks) ¹	0,45 m (dupleks) ¹ 0,45 m (tripleks) ¹
Avstand mellom faseleder og jordline	8,5 m ¹	9,6 m ¹	8,5 m ¹	9,6 m ¹
AC resistans til faseleder	AC resistans ²	AC resistans ²	AC resistans fra SINTEF Planbok ²	AC resistans fra SINTEF Planbok ²
Radius til faseleder	Fra SINTEF Planbok ¹	Fra SINTEF Planbok ¹	Fra Statnett ³	Fra Statnett ³
DC resistans til jordline	FeAl 50 ¹	FeAl 50 ¹	Jordlinetype brukt for aktuelle luftledning ¹	Jordlinetype brukt for aktuelle luftledning ¹
Radius jordline	FeAl 50 ¹	FeAl 50 ¹	Jordlinetype brukt for aktuelle luftledning ³	Jordlinetype brukt for aktuelle luftledning ³

1 Standardverdi hentet fra SINTEF Planbok

2 ved 20°C

3 Fra Statnetts egne interne informasjonskilder

AC- og DC-resistans for både faseleder og jordline brukt i beregning av nullimpedans med justert jordresistans er hentet fra SINTEF Planbok. Ettersom AC-resistans for ulike faseledertyper eksisterte i SINTEF Planbok, ble AC-resistans brukt for faseleder. For ulike jordlinetyper var det kun informasjon om DC-resistans i SINTEF Planbok, det ble derfor besluttet å bruke DC-resistans i beregningene for jordline. Som beskrevet i delkapittel 2.5.1 om beregning fra DC-resistans til AC-resistans, trenger det ikke nødvendigvis å være store forskjeller mellom AC- og DC-resistans.

Radius til faseleder og jordline er hentet fra Statnetts egne interne informasjonskilder, hvor faseledertype og jordlinetype er den som er brukt for aktuelle luftledning. Det er derfor muligheter for at SINTEF Planbok og Statnett sine tall ikke samsvarer her. Mye fordi SINTEF Planbok ikke har oversikt over alle de ulike faseledertypene og tall knyttet til dette.

Verdier for de ulike inngangsparameterene som benyttes for hver enkelt kraftledning i denne oppgaven er gitt i tabell B.1 og B.2 i vedlegg B. Ut i fra dette har det blitt beregnet nullimpedans for hver enkel kraftledning for forskjellige jordresistiviteter.

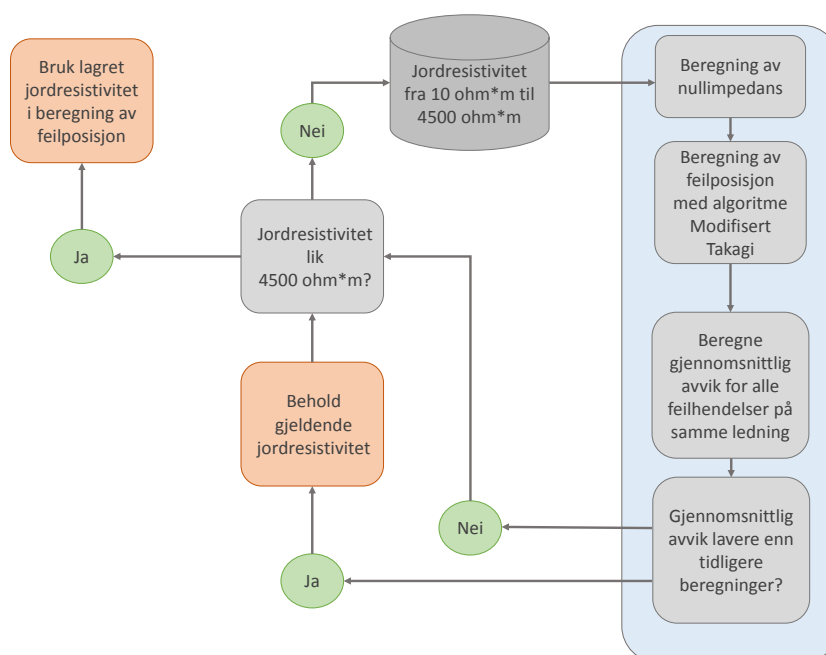
7.4.2 Estimering av jordresistivitet

Estimering av jordresistivitet er basert på resultater knyttet til avstand til feil beregninger. Først ble nullimpedans for de ulike kraftledningene beregnet for jordresistivitet fra $10 \Omega \cdot m$ til $4500 \Omega \cdot m$, hvilket er vist i vedlegg D, for hver enkelt kraftledning. Deretter ble avstand til feil beregninger gjort med algoritmen Modifisert Takagi for alle de beregnede nullimpedansene for de ulike kraftledningene. Det ble videre beregnet avvik og gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregningene med de ulike nullimpedansene.

Nullimpedansen som ga lavest gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for alle feil knyttet til samme kraftledning, ble til slutt valgt ut. Jordresistiviteten som ga lavest gjennomsnittlig avvik, ble derfor valgt til å være den justerte jordresistiviteten for akkurat den individuelle kraftledningen. Dette er illustrert i figur 7.7.

Den jordresistiviteten brukt i beregning av nullimpedans for de individuelle kraftledningene, er den som gir lavest gjennomsnittlig avvik for alle feil knyttet til akkurat den kraftledningen. Dette er kun basert på de feilhendelser som har vært tilgjengelig i denne

oppgaven.



Figur 7.7: Illustrasjon om hvordan estimering av jordresistivitet ble gjort i praksis.

7.4.3 Høydemeter og andel myr knyttet til estimert jordresistivitet

Som vist i tabell 8.2 i resultatdelen, er det ulik jordresistivitet som gir lavest gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon for de forskjellige kraftledningene. Spesielt gir kraftledning C en estimert jordresistivitet på $10 \Omega \cdot m$, og kraftledning F en estimert jordresistivitet på $4500 \Omega \cdot m$. For å forklare hvorfor de ulike kraftledningene har ulik estimert jordresistivitet, trengs informasjon om hvordan terrenget langs hele kraftledningsstrekningen er. Spesielt bør det skilles på om det er mye fjell langs kraftledningen eller ikke. Dette fordi mye fjell langs en kraftledning kan gi en høy jordresistivitet som vist i tabell 3.1 og 3.2.

Først ble det vurdert å kun se på terrenget rundt feilstedet. Ettersom jordresistiviteten som brukes i beregning av nullimpedans gjenspeiler returveien til feilstrømmen gjennom jord som forklart i delkapittel 2.5, ble det valgt å se på jordingsforhold langs hele kraftledningen. Dette fordi returstrømmen vil gå til begge stasjoner, altså til hver sin ende av kraftledningen med feil. Dette er vist i figur 3.2 i delkapittel 3.1. Det kan derfor tenkes at jordresistiviteten som benyttes i nullimpedans beregningen er avhengig av terrenget langs

hele kraftledningen, og den totale jordresistiviteten som brukes i nullimpedans beregning vil være et gjennomsnitt av jordresistans langs hele kraftledningen.

På bakgrunn av dette ble det valgt å se på gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledningen, for å ha en viss formening om det er mye fjell langs hele kraftledningen eller ikke. Som forkart i delkapittel 3.3.1 som omhandler tregrense og skoggrense, kan høydemeter over havet brukes til å si noe om det er fjell eller ikke. Kilde til gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning, er eksempelvis arcGIS som er brukt i AutoDig i Statnett og derfor benyttet i denne oppgaven.

Jordresistiviteten brukt i beregning av nullimpedans, gjenspeiler returstrømmen til feilstrømmen som forklart i delkapittel 2.6.1. Det kan være vanskelig å forutsi helt hvor returstrømmen til feilstrømmen vil gå, uten svært omfattende kartlegging av resistanser i jordliner, samt overgangsmotstand i mast og jordresistivitet. I denne oppgaven antas det derfor at en betydelig del av returstrømmen til feilstrømmen går via jord. Dette er en grov forenkling, og derfor antas det at jordresistansen (ρ) representerer resistiviteten i jord med enheten $\Omega \cdot m$.

Det ble også valgt å se på andel myr i % langs hele kraftledningen. Dette ettersom jordtypen myr kan ha en relativ lav jordresistivitet som i følge tabell 3.2 kan ha en jordresistans fra $5 \Omega \cdot m$ til $40 \Omega \cdot m$. Om det er stor andel myr langs en kraftledning, kan dette derfor bidra til at den gjennomsnittlige jordresistiviteten langs hele kraftledningen blir lavere. Andel myr i % er hentet fra AR50, hvilket forklares i delkapittel 3.3.2.

På bakgrunn av gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hver enkelt kraftledning, samt andel myr i % for hver kraftledning, har en modell blitt etablert. Foreslått modell er derfor i hovedsak en modell som først estimerer jordresistivitet, beregner nullimpedans og deretter regner ut feilposisjon med Modifisert Takagi. Basert på informasjon om gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning og andel myr i % langs hele kraftledning, har en beslutningstabell vist i tabell 8.7 resultatdelkapittel 8.5.1 blitt etablert. Denne kan brukes for kraftledningene som er i denne oppgaven. Om samme beslutningstabell skal benyttes for andre kraftledninger, må det tas høyde for unøyaktigheter og feilkilder i modellen. Hvilket utdypes mer i kapittel 9 i denne oppgaven, som tilsvarer diskusjonsdelen.

8 Resultat

Resultatene i delkapittel 8.1, 8.2, 8.3 og 8.5 baserer seg på 42 hendelser fordelt på ni kraftledninger. I delkapittel 8.6 blir resultater knyttet til én kraftledning, G, med 25 feilhendelser presentert. Informasjon om hendelsene knyttet til hver kraftledning er gitt i tabell 8.1. Feilhendelsene har funnet sted i perioden august 2009 til januar 2018 i Statnett sitt anlegg. Det er kun sett på luftledninger for 420-300 kV nett. Kraftledning A-I er derfor kun luftledninger hele veien og har ikke noe kabel langs strekningen. Det er kun sett på feillokalisering for luftledninger i direktejordet nett, og det er kun sett på feil med feiltypen fase-jord.

Under en kortslutning vil bryterfall oppstå. I tillegg vil en feilskriver ta opptak av strøm og spenning under feil, hvilket brukes i denne oppgaven til å beregne avstand til feil. Typiske feilskrivere brukt er BEN-feilskrivere. Basert på resultater i prosjektoppgave [1] er det kun gjort avstand til feil beregninger med algoritmen Modifisert Takagi i denne oppgaven.

For å kunne analysere avvik i avstand til feil beregninger, trengs den bekreftede feillokasjonen. Bekreftet feilsted er funnet ved at det har vært befarings langs luftledningene, og det er funnet synlige tegn på kortslutning. Noen tilfeller kan de synlige tegnene innebære svimerker eller for eksempel tydelig ising av luftledning.

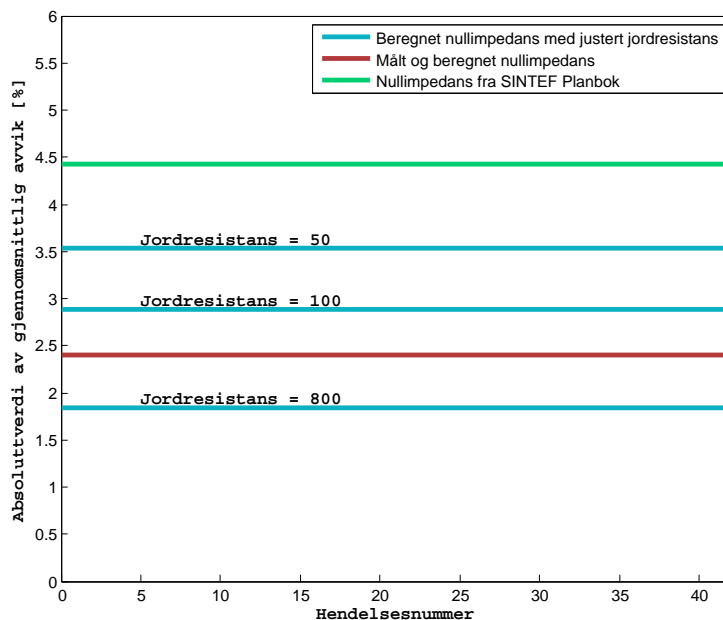
Tabell 8.1: Informasjon om de forskjellige kraftledningene som er undersøkt.

Kraftledning	Hendelsesnummer	Spenningsnivå [kV]	Gradering
A	1-4	420	1
B	5	420	1
C	6-7	420	1
D	8	420	1
E	9-11	420	1
F	12	420	2
F	13-15	420	1
G	16-40	420	1
H	41	300	1
I	42	300	1

I tabell 8.1 er det vist til gradering for hendelser knyttet til en kraftledning. Dette sier noe om hvor stor usikkerhet det er knyttet til bekreftet feilsted. Gradering 1 tilsvarer at bekreftet feilsted kan avvike med ± 1 mastespenn. Tilsvarende vil gradering 2 være gitt med en usikkerhet på ± 4 mastespenn. Typisk vil fire mastespenn tilsvare 1 km og 1 mastespenn være opptil 250 m, men dette kan variere i liten grad.

8.1 Samme jordresistans for alle kraftledninger

Om nullimpedans beregnes med samme jordresistans for alle kraftledninger, blir absoluttverdien av det gjennomsnittlige avviket i km for avstand til feil beregninger som vist i figur 8.1. Her er blå strek presentert gjennomsnittlig avvik for beregnet feilposisjon, når beregnet nullimpedans med tilhørende jordresistans knyttet til hver luftledning benyttes. Grønn strek i figur 8.1 er gjennomsnittlig avvik når beregnet nullimpedans og ledningsimpedans er hentet fra SINTEF Planbok. Rød strek representerer absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger med målt impedans der de er tilgjengelige, og beregnet impedans fra SINTEF Planbok. Det gjennomsnittlige avviket med målt og beregnet impedans ble 2,0 km og 2,4 % av ledningslengde, og var et hovedfunn i prosjektoppgave [1] skrevet av samme forfatter.



Figur 8.1: Gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for alle hendelser.

På bakgrunn av figur 8.1 er det tydelig at nullimpedans med jordresistans lik 800 for alle kraftledninger gir lavest gjennomsnittlig avvik. Spesielt gir dette et bedre resultat sammenlignet med målt og beregnet nullimpedans. Samtidig er det viktig å synliggjøre at kraftledning G i denne analysen er svært godt representert. Av 42 hendelser utgjør kraftledning G, 25 av disse. Som vist i delkapittel C.6 gir jordresistans lik 900 lavest gjennomsnittlig avvik for kraftledning G. Med en jordresistans lik 800, vil derfor kraftledning G bidra til et lavere gjennomsnittlig avvik totalt sett.

Beregnet nullimpedans hentet fra SINTEF Planbok gir høyest gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger i figur 8.1. Tabell E.1 i vedlegg E viser absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for alle hendelser, både i km og % for beregnet nullimpedans med forskjellige jordresistanser. Nullimpedansene for de forskjellige kraftledningene er beregnet med samme jordresistans. Det laveste gjennomsnittlige avviket er når jordresistans er lik 800, hvilket gir et gjennomsnittlig avvik på 1,27 km og 1,84 % av ledningslengde.

8.2 Forskjellig jordresistans på de ulike kraftledningene

Ved å beregne nullimpedans med ulike jordresistanser oppnår man forskjellige nullimpedanser som kan brukes i avstand til feil beregninger. Delkapittel 8.2.1 og vedlegg C.1 til C.8 omfatter resultater knyttet til hver enkelt kraftledning, og derfor hva slags jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) for hver enkelt kraftledning. En kort oppsummering av dette er vist i tabell 8.2, hvor det er tydelig at ikke alle kraftledninger har samme optimale jordresistans. Dette tyder på at nøyaktighet av nullimpedans har mye å si for avstand til feil beregninger, og det er individuelt for de ulike luftledningene.

I tillegg er gjennomsnittlig avvik i km for beregnet nullimpedans med justert jordresistans sammenlignet med gjennomsnittlig avvik med målt nullimpedans, og gjennomsnittlig avvik med beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok i tabell 8.2, for alle de individuelle luftledningene.

Tabell 8.2: Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) for de forskjellige kildene til nullimpedans.

Kraftledning	Beregnet nullimpedans med jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik		Gjennomsnittlig avvik med målt nullimpedans [km]	Gjennomsnittlig avvik med beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok [km]
	Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik [km]		
A	100	0,61	0,70	0,83
B	50	0,082	0,23	0,13
C	10	0,60	-	0,50
D	50	0,32	-	1,40
E	500	2,71	-	5,86
F	4500	1,38	2,73	5,06
G	900	0,62	1,89	4,42
H	700	0,0033	-	0,25
I	10	3,28	-	2,4

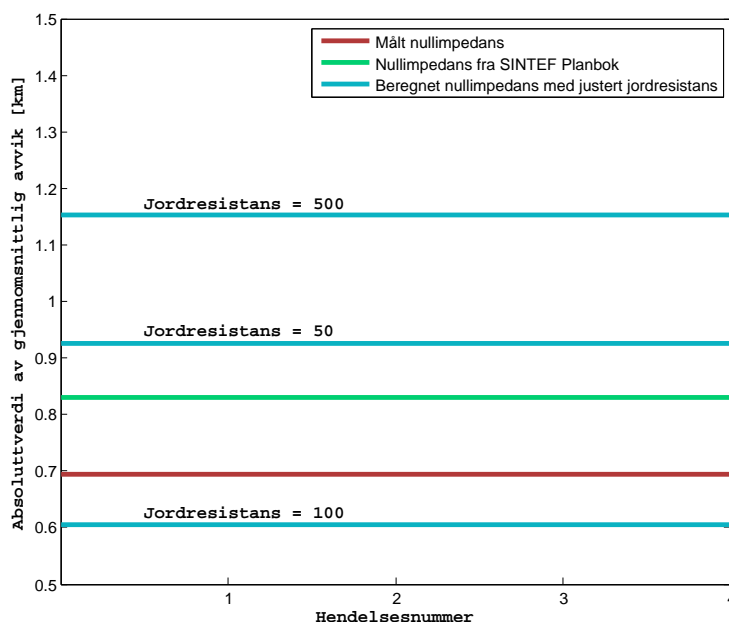
Samtidig er det viktig å understreke at det kun er fire kraftledninger som har målt lednings- og nullimpedans. Derfor vil det i noen tilfeller kun være muligheter for å sammenligne gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger med beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok og nullimpedans beregnet med forskjellige jordresistanser.

8.2.1 Kraftledning A

Gjennomsnittlig avvik i km (absoluttverdi) for avstand til feil beregninger med forskjellig kilde til nullimpedans for kraftledning A er vist i figur 8.2. Ut ifra denne figuren vil en jordresistans lik $100 \Omega \cdot m$ gi lavest gjennomsnittlig avvik for fire hendelser på kraftledning A. En beregnet nullimpedans med jordresistans lik $100 \Omega \cdot m$, gir derfor bedre beregninger enn målt nullimpedans og nullimpedans fra SINTEF Planbok. Samtidig er beregningene med målt nullimpedans bedre sammenlignet med bruk av nullimpedans fra SINTEF Planbok. Tilsvarende figur for kraftledning B til og med I er vist i figur C.1 i vedlegg C.1 til figur C.8 i vedlegg C.8.

8. RESULTAT

Gjennomsnittlig avvik for kraftledning A med flere beregninger av nullimpedans med andre jordresistanser er vist i tabell D.1 i vedlegg D.1. Tilsvarende er vist for kraftledning B til I i tabell D.2 i vedlegg D.2 til tabell D.9 i vedlegg D.9.



Figur 8.2: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger med Modifisert Takagi for hendelser på kraftledning A.

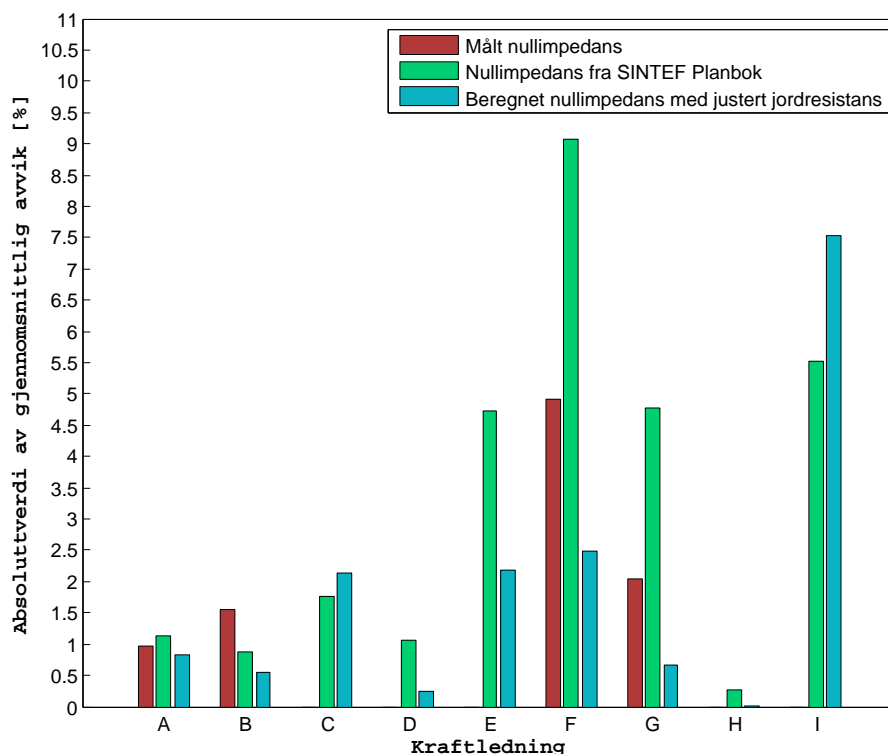
I tabell 8.3 er det oppsummert gjennomsnittlig avvik med målt nullimpedans, beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok og beregnet nullimpedans med jordresistans lik $100 \Omega \cdot m$, både i km og %. Tilsvarende tabell er vist for kraftledning B til I i tabell C.1 i vedlegg C.1 til tabell C.8 i vedlegg C.8.

Tabell 8.3: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning A med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	0,70	0,96
Beregnet (SINTEF Planbok)	0,83	1,14
Beregnet (Jordresistans = $100 \Omega \cdot m$)	0,61	0,83

8.3 Forskjellige kilder til nullimpedans

Om justert jordresistans, altså jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik, sammenlignes med målt nullimpedans og nullimpedans fra SINTEF Planbok blir gjennomsnittlig avvik i % av ledningslengde for avstand til feil beregninger som vist i figur 8.3.



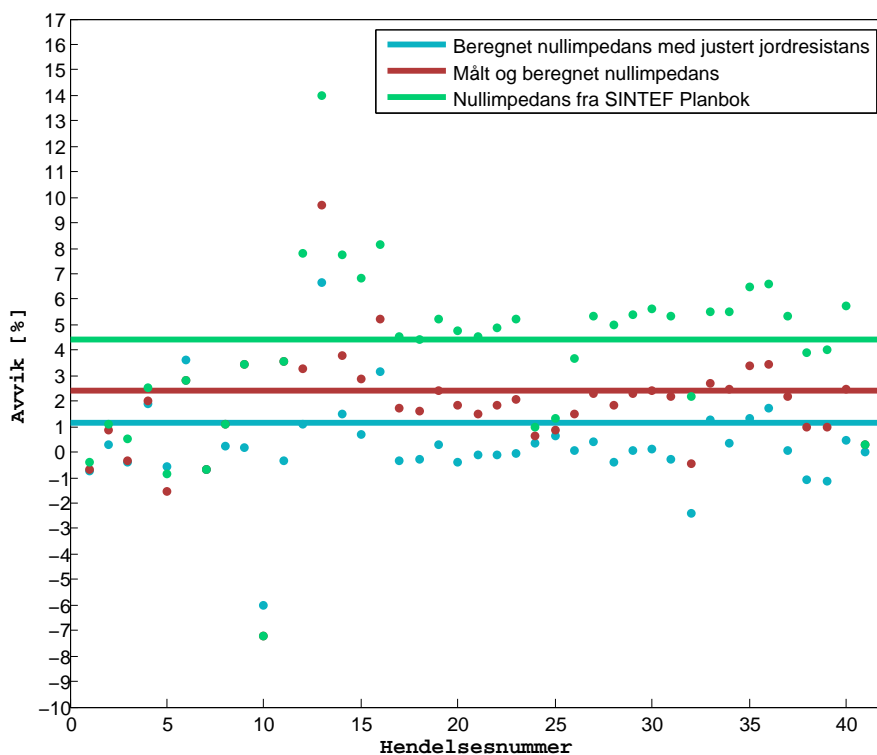
Figur 8.3: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger med Modifisert Takagi for hendelser på de ulike kraftledningene.

Ut ifra figur 8.3, hvor gjennomsnittlig avvik i % sammenlignes, kan det se ut som at justert jordresistans i de fleste tilfeller gir det laveste gjennomsnittlige avviket for avstand til feil beregninger. Det er kun to kraftledninger hvor nullimpedans beregnet med justert jordresistans ikke gir det laveste gjennomsnittlige avviket. Dette gjelder kraftledning C og I, hvor avstand til feil beregninger med bruk av nullimpedanser fra SINTEF Planbok gir et bedre resultat. Samtidig har ikke disse kraftledningene målt nullimpedans, derfor er det usikkert om målt nullimpedans ville gitt bedre resultater sammenlignet med SINTEF Planbok.

På bakgrunn av resultater vist i figur 8.3 gir beregninger med nullimpedans fra SINTEF

Planbok svært høy gjennomsnittlig avvik for kraftledning E, F og G. Hvor kraftledning F har høyest gjennomsnittlig avvik på ca 9 %, med bruk av nullimpedans fra SINTEF Planbok. Det gjennomsnittlige avviket reduseres betraktelig for kraftledning F, når det benyttes beregnet nullimpedans med justert jordresistans. Det gjennomsnittlige avviket reduseres fra 9 % til ca 2,5 %. Tilsvarende for kraftledning G reduseres det gjennomsnittlige avviket for avstand til feil beregninger betraktelig fra rundt 5 % til ca 0,6 %. Det gjennomsnittlige avviket for disse kraftledningene med bruk av justert jordresistans i beregning av nullimpedans, blir derfor vesentlig lavere sammenlignet med bruk av SINTEF Planbok.

I figur 8.4 er avvik og gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for alle 42 hendelser fordelt på 9 kraftledninger vist. Det er vist tre forskjellige kilder til nullimpedans i figur 8.4, hvorav nullimpedans fra SINTEF Planbok er vist med fargen grønn i figur 8.4. En annen kilde er målt nullimpedans der de er tilgjengelig, og ellers nullimpedans fra SINTEF Planbok. Dette er vist med fargen rød i figur 8.4. Siste kilde er beregnet nullimpedans med justert jordresistans, dvs. jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik for hver individuelle kraftledning. Dette er vist med fargen blå i figur 8.4.



Figur 8.4: Avvik for avstand til feil beregninger med Modifisert Takagi for hendelser på alle kraftledninger.

8. RESULTAT

I figur 8.4 viser hver enkelt prikk til avvik i % av ledningslengde, for avstand til feil beregning for hver enkelt feilhendelse. De tre strekene i ulike farger viser til gjennomsnittlig avvik i % av ledningslengde for alle 42 hendelsene totalt sett. Ut ifra figur 8.4 vil avvikene stort sett være over 0. Dette betyr at avstand til feil beregning med algoritmen Modifisert Takagi vil hovedsakelig beregne lengre enn det faktiske feilstedet. For hendelse 10 er avviket negativt, dvs. at det beregnes for kort.

Tabell 8.4: Sammenligning av gjennomsnittlig avvik for ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt og beregnet	2,0	2,40
Beregnet (SINTEF Planbok)	3,73	4,43
Beregnet (Justert jordresistans)	0,7	1,17

Nullimpedanskilden som gir lavest gjennomsnittlig avvik er den ved bruk av justert jordresistans, altså tilpasset jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik for hver enkelt kraftledning. Deretter gir målt og beregnet nullimpedans nest beste resultat, og nullimpedans fra SINTEF Planbok gir det høyeste gjennomsnittlige avviket. I tabell 8.4 er gjennomsnittlig avvik vist for de tre ulike kildene til nullimpedans, hvor gjennomsnittlig avvik er gitt i både km og %. Ved bruk av justert jordresistans blir gjennomsnittlig avvik for alle 42 hendelser 0,7 km og 1,17 %. Dette er mer enn en halvering sammenlignet med målt og beregnet nullimpedans som gir et gjennomsnittlig avvik på 2,0 km og 2,40 %. Bruk av nullimpedans fra SINTEF Planbok gir et gjennomsnittlig avvik på 3,73 km og 4,43 %, hvilket er høyt sammenlignet med de to andre kildene.

Sammenligning av nullimpedans fra de tre ulike kildene er vist i tabell 8.5 for alle de ulike kraftledningene sett på i denne oppgaven. Nullimpedans vist i tabell 8.5 er gitt som total nullimpedans for hver individuelle luftledning, i enheten Ω .

Som vist i tabell 8.5 er reaktansen størst for beregnet nullimpedans med justert jordresistans, med unntak av kraftledning B. Dette kan bety at typisk blir den beregnede nullreaktansen fra SINTEF Planbok for lav. For kraftledning B gir målt nullimpedans størst nullreaktans, og lavest nullreaktans er den fra SINTEF Planbok. Uansett er det kun snakk om desimalforskjeller for nullreaktansen for kraftledning B. Størst forskjell er

8. RESULTAT

det for de andre kraftledningene, hvor det er opptil 10Ω forskjell mellom nullreaktans for SINTEF Planbok og beregnet med justert jordresistans. Felles for alle kraftledninger er at nullresistansen er lavest ved bruk av beregning med justert jordresistans, med unntak av kraftledning F hvor målt nullresistans har lavest verdi.

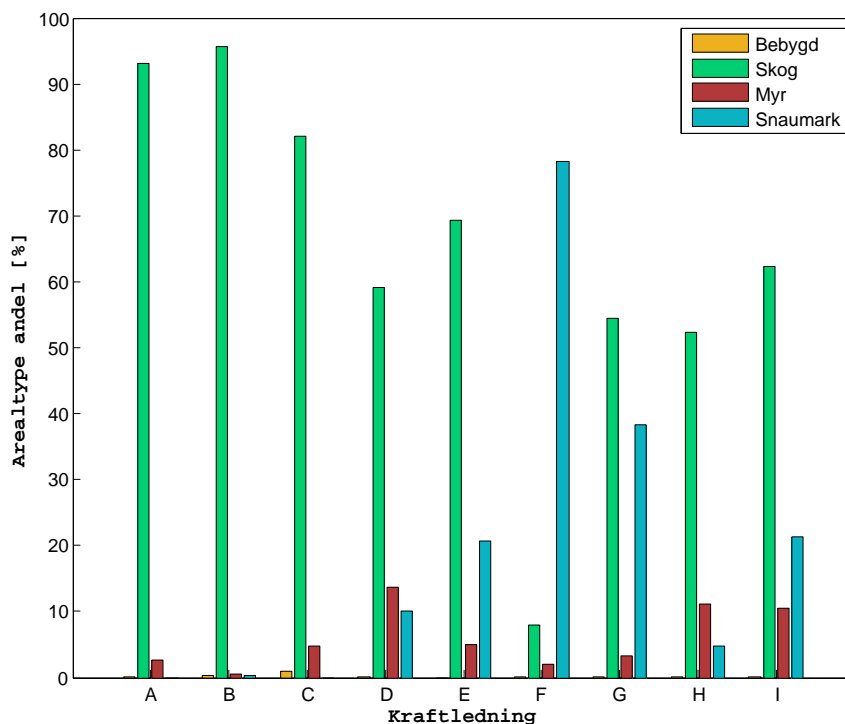
Tabell 8.5: Ulike kilder til nullimpedans for de ni forskjellige kraftledningene.

Kraftledning	Beregnet nullimpedans med jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik		Målt	Beregnet fra SINTEF Planbok
	Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Nullimpedans [Ω]	Nullimpedans [Ω]	Nullimpedans [Ω]
A	100	$12,02 + j57,48$	$15,51 + j57,32$	$13,81 + j54,59$
B	50	$2,32 + j11,38$	$4,46 + j11,94$	$2,76 + j11,14$
C	10	$4,06 + j18,93$	-	$5,19 + j20,08$
D	50	$20,36 + j99,82$	-	$24,22 + j97,81$
E	500	$21,95 + j104,26$	-	$23,51 + j92,91$
F	4500	$10,55 + j50,05$	$7,94 + j45,86$	$10,3 + j41,6$
G	900	$9,36 + j77,53$	$13,79 + j73,03$	$17,15 + j69,23$
H	700	$17,73 + j85,48$	-	$19,12 + j75,12$
I	10	$7,29 + j35,10$	-	$9,28 + j36,45$

8.4 Grunnforhold for hver luftledning

For å kunne sammenligne jordforholdene langs en kraftledning for alle de individuelle kraftledningene, har det blitt hentet ut statistiske data fra AR50 som forklart i delkapittel 3.3.2. Resultatet av dette er vist i figur 8.5 for hver enkelt kraftledning sett på i denne oppgaven. De ulike jordtypene som er vist her er bebygde, skog, myr og snaumark som er forklart i delkapittel 3.3.2.

I figur 8.5 vises det at kraftledning A, B og C har størst andel skog av de ni kraftledningene. Samtidig har kraftledning D størst andel myr, og stor andel skog. Kraftledning F og G har størst andel snaumark og liten andel myr. Kraftledning I har en relativt stor andel snaumark, men også mye skog. Felles for alle kraftledningene er at de har en stor andel skog langs kraftledningen.



Figur 8.5: Andel av jordtype for hver enkelt kraftledning.

8.5 Estimering av jordresistans

I delkapittel 8.2 ble det funnet hvilken jordresistans brukt i beregning av nullimpedans som ga det laveste gjennomsnittlige avviket for hver individuelle kraftledning. På bakgrunn av dette kan denne jordresistansen sammenlignes med gjennomsnittlig høydemeter over havet, samt andel myr langs hele kraftledningen. Ut i fra dette kan det lages en modell som velger ut jordresistans med tanke på parameterene høydemeter over havet og andel myr langs kraftledning. Denne modellen blir isåfall kun basert på resultater av de 42 hendelsene fordelt på ni kraftledningene som er sett på i denne oppgaven.

I følgende vil modell som baserer seg på gjennomsnittlig høydemeter over havet analyseres og sammenlignes med jordresistans brukt i beregning av nullimpedans som gir lavest gjennomsnittlig avvik, samt andel myr langs hele kraftledning.

I tabell F.1 og F.2 i vedlegg F er det listet opp jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik for hver kraftledning, samt høydemeter over havet med ulike tilnærminger og andel myr langs hele kraftledningen.

I delkapittel 8.5.1 sammenlignes gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning med tilpasset jordresistans og andel myr. Tabell F.1 og F.2 i vedlegg F er bakgrunnen for figur 8.6 i delkapittel 8.5.1.

Figur 8.6 inkluderer alle hendelser på alle kraftledninger, med unntak av hendelsene på kraftledning F. Grunnen til dette er at jordresistansen brukt i beregning av nullimpedans for kraftledning F er $4500 \Omega \cdot m$. Om denne inkluderes i figur 8.6 blir aksene strekt mye mer ut, og alle de andre hendelsene med jordresistans fra 0 til $1000 \Omega \cdot m$ blir lite synlige. Derfor er hendelsene med kraftledning F vist i tabell 8.6, hvor gjennomsnittlig høydemeter over havet for hele kraftledningen, andel myr langs kraftledning og jordresistans i beregning av nullimpedans som gir lavest gjennomsnittlig avvik er listet opp.

For mange feil på samme kraftledning er det typisk at de har samme bekreftede feilsted. Dette vises i tabell F.1 og F.2 i vedlegg F, hvor høydemeter over havet for feilsted viser til at mange hendelser på samme kraftledning har samme bekreftede feilsted.

Tabell 8.6: Høydemeter over havet og andel myr for hendelser på kraftledning F.

Kraftledning	Hendelser	Jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik [Ωm]	Gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning [m]	Høydemeter over havet for feilsted [m]	Andel myr langs hele kraftledning [%]
F	12-15	4500	1132,7	1312,6	1,95

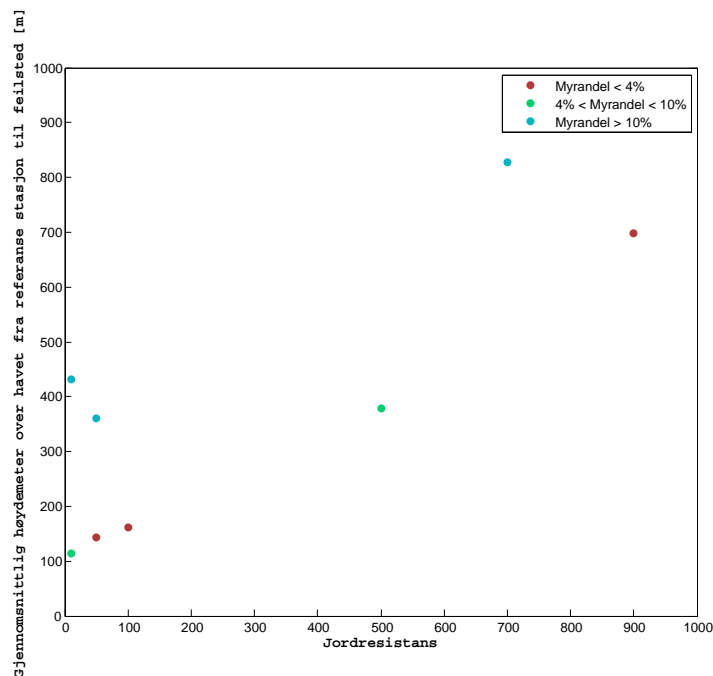
8.5.1 Gjennomsnittlig høydemeter langs hele kraftledning

Figur 8.6 viser sammenhengen mellom utvalgt jordresistans, gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning og andel myr i % langs hele kraftledning.

På bakgrunn av figur 8.6 og tabell 8.6 er det tydelig at for de kraftledningene med høy gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledningen, også har høy jordresistans. Dette gjelder kraftledning F, G og H, hvor tilsvarende jordresistanser er lik $4500 \Omega \cdot m$, $900 \Omega \cdot m$ og $700 \Omega \cdot m$. De kraftledningene med lav gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledningen har tilsvarende lav jordresistans. I tillegg spiller andel myr inn. Eksempelvis har kraftledning H høyere gjennomsnittlig høydemeter over havet

8. RESULTAT

langs kraftledningen enn det kraftledning G har, og får til slutt en lavere jordresistans men har over 10% myr langs kraftledning.



Figur 8.6: Optimal jordresistans sammenlignet med andel myr langs kraftledning og høydemeter over havet.

Basert på resultatene i figur 8.6 og i tabell 8.6 kan en forenklet modell settes opp for utvelgelse av jordresistans. De aktuelle parameterene blir gjennomsnittlig høydemeter over havet og andel myr i % langs hele luftledning. Dette er vist i tabell 8.7.

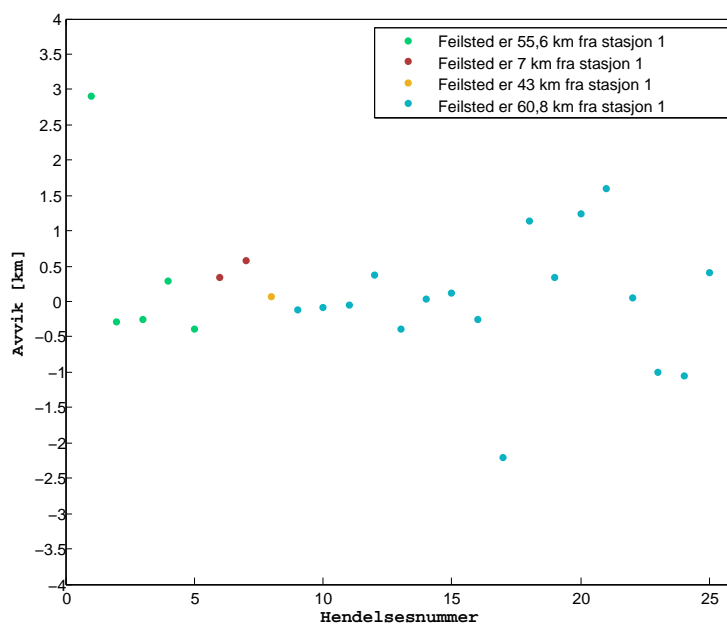
Tabell 8.7: Estimering av jordresistans som gir lavt gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger.

Gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning [m]	Jordresistans [$\Omega \cdot m$]		
	Andel myr <4%	Andel myr 4%<og andel myr >10%	Andel myr >10%
>1000 moh	4500 $\Omega \cdot m$	-	-
<1000 moh og >600 moh	900 $\Omega \cdot m$	-	700 $\Omega \cdot m$
<600 moh og >300 moh	-	500 $\Omega \cdot m$	50 $\Omega \cdot m$, 10 $\Omega \cdot m$
<300	100 $\Omega \cdot m$, 50 $\Omega \cdot m$	10 $\Omega \cdot m$	-

8.6 Estimering av jordresistivitet for kraftledning G

For kraftledning G ble det estimert en jordresistans lik $900 \Omega \cdot m$, som gir lavest gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger knyttet til feil på denne kraftledningen. Ettersom kraftledning G har flest feil og fire forskjellige bekreftede feilsteder, kan avvik for avstand til feil beregninger knyttet til de ulike feilstedene sammenlignes. De ulike feilhendelsene på denne kraftledningen varierer fra 7 km fra stasjon 1 til 60,8 km fra stasjon 1. En sammenligning av avvik for avstand til feil beregninger knyttet til de forskjellige feilstedene er vist i figur 8.7.

Ut ifra figur 8.7 ser det ut som at avvik knyttet til de forskjellige feilstedene, ikke nødvendigvis varierer stort. Feilsted 60,8 km fra stasjon 1 har større variasjoner i avvik for avstand til feil beregninger, sammenlignet med de andre feilstedene. Samtidig er det andre avvik knyttet til dette bekreftede feilstedet som er lave.



Figur 8.7: Avvik for avstand til feil beregninger på kraftledning G med forskjellig bekreftede feilsteder.

9 Diskusjon

I følgende kapittel blir en analyse av resultatene beskrevet, og beskrivelse av ulike kilder til usikkerheter knyttet til foreslått modell. Spesielt vil resultatene gitt i kapittel 8 bli diskutert, hvor nøyaktigheten av beregninger og ikke minst påliteligheten av foreslått modell vil bli beskrevet. Samtidig vil de tre ulike kildene til nullimpedans bli sammenlignet og beskrevet.

9.1 Analyse av resultater

9.1.1 Forbedring av avstand til feil beregninger

For 42 feilhendelser fordelt på ni kraftledninger er det sett på forbedringer av avstand til feil beregninger. På bakgrunn av resultater gitt i tabell 8.4 i delkapittel 8.3, gir beregnet nullimpedans med justert jordresistans *lavest* gjennomsnittlig avvik både i km og %, for alle de tre ulike kildene til nullimpedans. Dette er vist i figur 8.4 og tabell 8.4, hvor gjennomsnittlig avvik blir 0,7 km og 1,17 %. Dette er fire ganger bedre sammenlignet med gjennomsnittlig avvik med beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok og dobbelt så mye bedre sammenlignet med målt og beregnet nullimpedans. Om dette sammenlignes med resultater i delkapittel 8.1, hvor konstant jordresistans er brukt for alle luftledninger, gir fortsatt nullimpedans med en individuell tilpasning av jordresistans lavest avvik. Derfor vil en individuell vurdering av jordresistans for de ulike luftledningene gi mer nøyaktig beregning av feilposisjon. Dette virker fornuftig, ettersom hver enkelt luftledning vil ha ulik grunnforhold langs ledningsstrekningen.

Resultatene i figur 8.4 og tabell 8.4 påvirkes av hva slags feilhendelser det er sett på, og utvalget av kraftledninger. Det er altså sett på 42 feilhendelser fordelt på ni kraftledninger, hvilket er et begrenset antall. Samtidig er 25 av 42 feilhendelser tilknyttet én kraftledning, G, hvilket gjør at resultatet for gjennomsnittlig avvik for alle 42 hendelser blir preget av resultatene tilknyttet kraftledning G.

I figur 8.3 i delkapittel 8.3 er det vist hvor stort gjennomsnittlig avvik det blir for avstand til feil beregninger for de individuelle kraftledningene. For alle kraftledninger utenom kraftledning C og I, gir beregnet nullimpedans med justert jordresistans lavest gjennom-

snittlig avvik. Samtidig er kraftledning F og G gode eksempler på at bruk av beregnet nullimpedans med justert jordresistans gir absolutt bedre avstand til feil beregninger. Ettersom kraftledning C og I gir lavere gjennomsnittlig avvik med bruk av beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok, er det mulig at det må gjøres en individuell vurdering for hver kraftledning på hva som bør brukes. Samtidig har kraftledning C kun to feilhendelser knyttet til seg, og på kraftledning I har det oppstått en feilhendelse som er med i denne analysen. Utvalget av feilhendelser er derfor såpass få for disse to ledningene. Det kan også være andre feilkilder som bidrar til at SINTEF Planbok gir lavest gjennomsnittlig avvik, spesielt med tanke på inngangsparametere som diskuteres i delkapittel 9.2.3.

9.1.2 Ulikheter i gjennomsnittlig avvik

I figur 8.3 ser det ut som at gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for de ulike kraftledningene er svært varierende. Eksempelvis har kraftledning H gjennomsnittlig avvik under 0,5 % både med bruk av nullimpedans fra SINTEF Planbok og beregnet nullimpedans med justert jordresistans. På en annen side har kraftledning F gjennomsnittlig avvik opptil 9 %, hvilket understreker svært varierende forskjeller i gjennomsnittlig avvik. Hvorfor er ikke gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for de ulike kraftledningene likere? Det kan skyldes individuelle ulikheter hos kraftledningene, hvor grunnforhold langs kraftledning kan spille en rolle. Gjennomsnittlig avvik der beregnet nullimpedans med justert jordresistans er benyttet, gir vesentlig jevnere gjennomsnittlig avvik mellom de ulike kraftledningene sammenlignet med bruk av nullimpedans fra SINTEF Planbok. Dette kan skyldes at beregning av nullimpedans med justert jordresistans tar mer høyde for ulikheter i grunnforhold hos de individuelle kraftledningene enn det SINTEF Planbok gjør. Dette fordi SINTEF Planbok bruker en konstant jordresistivitet på $100 \Omega \cdot m$ i alle beregninger av nullimpedans.

Samtidig gir gjennomsnittlig avvik med bruk av nullimpedans fra SINTEF Planbok svært store avvik for kraftledning E, F og G. Det kan skyldes at for kraftledninger med terreng som har mye fjell, vil tilsvarende jordresistiviteten være høyere enn $100 \Omega \cdot m$. Derfor vil beregning av avstand til feil med nullimpedans fra SINTEF Planbok i slikt terreng gi store avvik. Som vist i tabell 8.2 har kraftledning E, F og G en jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik ved $500 \Omega \cdot m$, $4500 \Omega \cdot m$ og $900 \Omega \cdot m$, hvilket er vesentlig høyere enn $100 \Omega \cdot m$.

9.1.3 Variasjon av nullimpedans

I tabell 8.5 i delkapittel 8.3 er det listet opp tre ulike kilder til nullimpedans for alle luftledninger som er inkludert i denne oppgaven. Spesielt er det interessant å se hva som skiller kraftledning C og I fra de andre, ettersom beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok gir lavest gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger, i motsetning til de andre kraftledningene. Felles for kraftledning C og I, er at beregnet nullimpedans med justert jordresistans har en lavere reaktans sammenlignet med beregnet nullreaktans fra SINTEF Planbok. Det er en mulighet for at nullreaktans for kraftledning C og I er estimert for lavt. I tillegg er resistans i beregnet nullimpedans med justert jordresistans lavere for kraftledning C og I, sammenlignet med beregnet nullresistans fra SINTEF Planbok. Beregnet nullimpedans med justert jordresistans for kraftledning C og I er derfor sannsynligvis ikke tilstrekkelig.

Ut ifra resultatene i tabell 8.3 i delkapittel 8.3 kan det virke som at SINTEF Planbok sin estimering av nullimpedans ikke tilstrekkelig for noen luftledninger, når formålet er å bruke nullimpedans til avstand til feil beregninger. På bakgrunn av resultatene i tabell 8.5 i delkapittel 8.3 kan det virke som om en høyere nullreaktans og lavere nullresistans bidrar til å gi mer nøyaktige avstand til feil beregninger.

Samtidig er målt nullimpedans tilgjengelig på fire av ni kraftledninger, hvilket gjelder kraftledning A, B, F og G. Nullimpedans med justert jordresistans gir for disse fire kraftledningene lavere gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger, sammenlignet med målt nullimpedans. Hvorfor gir ikke målt nullimpedans mer nøyaktige beregninger for disse kraftledningene? Det er viktig å presisere at målt nullimpedans i Statnett gjøres på sommerhalvåret. Da er typisk jordresistiviteten i jorden lavere sammenlignet med vinterhalvår, på grunn av høyere temperaturer og lite frost. Størst forskjell i gjennomsnittlig avvik mellom målt nullimpedans og beregnet nullimpedans med justert jordresistans, er det mellom kraftledning F og G som vist i figur 8.3 i delkapittel 8.3. Grunnen til dette kan være at begge disse to kraftledningene går i relativt høyt terreng, og om vinteren vil dette medføre områder med lav temperatur og mer snø/is, sammenlignet med sommerhalvåret når måling av nullimpedans er gjort. De fleste feilhendelsene for kraftledning F og G er på vinterhalvår. Dette kan derfor være en av årsakene til at målt nullimpedans ikke gir bedre avstand til feil beregninger sammenlignet med beregnet nullimpedans med justert jordresistans.

9.1.4 Jordresistivitet for ulike kraftledninger

Som vist i tabell 8.2 i delkapittel 8.2 vil jordresistans brukt i beregning av nullimpedans som gir lavest gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger, variere mye for de ulike kraftledningene. De kraftledningene med lavest jordresistans er kraftledning A, B, C, D og I, hvor jordresistans er lik $100 \Omega \cdot m$ eller lavere. Dette kan tyde på at disse kraftledningene går i et terreng med lite fjell, og heller områder med mer dyrkbar jord og mark. Kraftledning E, F, G og H har høy jordresistans, hvor jordresistans er gitt fra $500 \Omega \cdot m$ til $4500 \Omega \cdot m$. Dette kan derfor tyde på at langs disse luftledningene er det mer fjell.

SINTEF Planbok benytter en konstant jordresistivitet på $100 \Omega \cdot m$, som for norsk terreng kan virke lavt. Typisk norsk terreng inkluderer relativt mye fjell og mindre jordbruk, og dette gjelder for mange av luftledningene. Dette vil variere etter hvor man befinner seg i Norge, og det burde tas høyde for terreng langs luftledning. For de kraftledningene som går i fjellområder, vil en jordresistivitet på $100 \Omega \cdot m$ være for lav og nullimpedans beregnet av SINTEF Planbok vil ikke være tilstrekkelig å bruke i avstand til feil beregninger.

Jordresistivitet som brukes til beregning av nullimpedans, er blitt konstatert å være den gjennomsnittlige jordresistiviteten langs hele kraftledningen. Dette på grunnlag av teori beskrevet i delkapittel 2.6.1, hvor jordresistivitet skal gjenspeile veien returstrømmen til feilstrømmen tar. En antakelse gjort i denne oppgaven, er at returstrømmen til feilstrømmen vil gå via jord. Dette betyr at jordresistiviteten, ρ , i beregning av nullimpedans er resistiviteten til jord. Som forklart i delkapittel 3.1 vil returstrømmen til feilstrømmen som går via jord, gå fra feilstedet og mot stasjonene mot hver sin ende av kraftledningen. Dette betyr at resistansen i jord langs hele kraftledningsstrekningen spiller en rolle på beregning av nullimpedans. Derfor må jordresistiviteten i denne oppgaven gjenspeile en gjennomsnittlig verdi av resistiviteten av jord langs hele kraftledningsstrekningen.

I figur 8.7 i delkapittel 8.6 er det vist avvik for avstand til feil beregninger på kraftledning G som innehar 25 feilhendelser. Avstand til feil beregninger er gjort med foreslått modell, med en jordresistans lik $900 \Omega \cdot m$ for alle tilfeller. Det ser ut som at avvikene for avstand til feil beregningene gir ganske like resultater. Dette støtter derfor antakelsen om at gjennomsnittlig jordresistivitet kan benyttes i beregning av nullimpedans, hvor plassering av feil på luftledning ikke nødvendigvis spiller en stor rolle på bestemmelse av jordresistivitet.

9.1.5 Modell for jordresistivitet

For å kunne si noe om terrenget til kraftledningsstrekningen, har informasjon om arealtype ved hjelp av arealressurskart blitt benyttet. I tillegg har informasjon om gjennomsnittlig høydemeter over havet for hvert mastepunkt langs en kraftledningsstrekning blitt benyttet. Denne parameteren skal gi en pekepinn på om det er snakk om mye fjell, hvilket tregrense og skoggrense i delkapittel 3.3.1 viser til. Som vist i tabell 3.1 i underkapittel 3.3, kan jordtypen stein ha en tilsvarende jordresistivitet fra 100-8000 $\Omega \cdot m$, hvilket er av de høyeste verdiene i tabell 3.1. Andel fjell langs en kraftledning vil derfor i større grad påvirke gjennomsnittlig jordresistivitet for en kraftledning. Samtidig er det vist i tabell 3.2 i underkapittel 3.3 at myraktig jord kan ha en jordresistivitet fra 5 til 40 $\Omega \cdot m$, hvilket er den laveste jordresistiviteten gitt i tabell 3.2. Tilsvarende vil derfor andel myr påvirke gjennomsnittlig jordresistivitet i større grad for en kraftledning. På bakgrunn av dette ble det derfor besluttet å se på parameterene gjennomsnittlig høydemeter over havet og andel myr langs en kraftledning, for å analysere resultatene knyttet til justert jordresistivitet og for å lage en svært forenklet modell for bestemmelse av jordresistivitet.

I figur 8.6 og tabell 8.6 i delkapittel 8.5 er det vist sammenheng mellom justert jordresistans, gjennomsnittlig høydemeter over havet langs kraftledning og andel myr i % langs kraftledning for alle de ulike ledningene. For de kraftledningene med høy jordresistans, er også gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning høy. For de kraftledningene som har høy gjennomsnittlig høydemeter over havet men samtidig har lavere forventet jordresistans, kan dette ofte skyldes at andel myr er høy. Et eksempel på dette er kraftledningene med jordresistans lik 700 $\Omega \cdot m$ og 900 $\Omega \cdot m$ som vist i figur 8.6, hvor tilfelle med 700 $\Omega \cdot m$ har høyere gjennomsnittlig høydemeter over havet sammenlignet med 900 $\Omega \cdot m$. Samtidig har tilfellet med jordresistans lik 700 $\Omega \cdot m$ høy andel myr, sammenlignet med tilfellet der jordresistans er lik 900 $\Omega \cdot m$. Et annet eksempel er kraftledning F som har høyest jordresistans lik 4500 $\Omega \cdot m$, men har også tilsvarende høyeste gjennomsnittlig høydemeter over havet på 1132,7 m som vist i tabell 8.6. Det fører derfor trolig til at denne luftledningen har en høy jordresistans.

Samtidig har de kraftledningene med lavest justert jordresistans, en lav gjennomsnittlig høydemeter over havet som vist i figur 8.6, utenom to kraftledninger. De to unntakene har gjennomsnittlig høydemeter over havet mellom 350 og 450 m, men igjen med en høy andel myr langs kraftledning. Myrandelen for begge tilfellene er over 10%, hvilket

kategoriseres som relativt høyt i denne analysen. Den lave jordresistansen kan derfor forklares på bakgrunn av andel myr langs kraftledningene.

I figur 8.5 i delkapittel 8.4 er det vist hvor stor andel det er av fire forskjellige jordtyper for alle kraftledninger. Denne informasjonen er hentet fra AR50, tilsvarende kilde brukt for å finne andel myr i % langs kraftledning. Det er vist i figur 8.5 at kraftledning E, F, G og I har relativ stor andel snaumark. Som forklart i tabell 3.3 i delkapittel 3.3.2, kan snaumark eksempelvis være fjell. Dette underbygger justert jordresistans for kraftledning E, F og G. Hvor justert jordresistans er lik $500 \Omega \cdot m$, $4500 \Omega \cdot m$ og $900 \Omega \cdot m$. Derfor kan en framstilling som vist i figur 8.5 være med å underbygge og gi en illustrasjon på hvordan terrenget langs luftledningen er.

9.2 Kilder til usikkerhet

9.2.1 Foreslått modell

Ettersom det i foreslått modell er et svært komplekst problem å estimere gjennomsnittlig jordresistivitet, må forenklinger gjøres. For å finne jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik, har derfor fornuftige verdier fra $10 \Omega \cdot m$ til $4500 \Omega \cdot m$ blitt testet i beregningene. Med utgangspunkt i disse resultatene ble det lagd en tabell som viser til utvelgelse av jordresistivitet. Dette er vist i tabell 8.7, hvor forskjellige intervaller for gjennomsnittlig høydemeter over havet og andel myr langs hele kraftledning er bestemmende for utvelgelsen av jordresistivitet. Det å kun se på disse to parameterene er en svært forenklet modell, men til formålet i denne oppgaven, hvilket er å forbedre avstand til feil beregninger, er det tilstrekkelig.

Det blir kun benyttet én algoritme i foreslått modell for avstand til feil beregninger, som er Modifisert Takagi. I foreslått modell endres det kun på nullimpedans, men det kan være feilkilder ved algoritmen Modifisert Takagi som gjør at det fortsatt oppstår avvik for beregning av feilposisjon. Som forklart i delkapittel 5.6 er det flere forenklinger og antakelser som gjøres for denne algoritmen. Derfor vil selve algoritmen Modifisert Takagi også være en usikkerhet knyttet til feilposisjonering.

9.2.2 Bestemmelse av jordresistivitet

Eksakt beregning av jordresistivitet eksisterer ikke, hvilket er mye på grunn av kompleksiteten. Jordresistivitet vil variere med parameterene jordtype, årstid og dybde i jorden. Hadde jorden vært homogen, ville beregning av jordresistivitet vært en mindre utfordring. I realiteten er består jorden av forskjellige jordtyper og andel av jordtype vil også variere. Dette gjør at jordresistivitet blir svært vanskelig å beregne, om ikke umulig å kunne gjøre eksakt. Eksisterende metoder for å estimere jordresistivitet er gitt i tabell 3.1 og 3.2 i delkapittel 3.3, hvor det er gitt intervaller for jordresistivitet med ulike jordtyper. Disse intervallene kan være relativt store, hvilket gjør at det ikke er mulig å estimere en eksakt jordresistivitet.

I denne oppgaven står forbedringer knyttet til avstand til feil beregninger sentralt. I den sammenheng trengs det mer nøyaktige verdier av jordresistivitet. Den estimerte jordresistiviteten i denne oppgaven baseres kun på hva som gir lavest gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for gitte feil. Derfor vil parametere som årstid være en feilkilde til denne utvelgelsen. Den estimerte jordresistiviteten for en kraftledning vil sannsynligvis endre seg, om en annen feil oppstår under andre værforhold. Som vist i figur 3.7 i delkapittel 3.3, vil jordresistiviteten øke betraktelig når ising av vann skjer.

Beskrevet i delkapittel 3.1 og 3.2 vil ikke nødvendigvis all returstrømmen til feilstrømmen gå via jord, men om gjennomgående jord er tilstede vil det ledes strøm der også. Dette betyr i hovedsak at en mastekonfigurasjon med to jordliner, kan lede bort opptil 40 % av returstrømmen til feilstrømmen. Antakelse om at jord leder bort all returstrømmen til feilstrømmen er derfor også en feilkilde i denne oppgaven.

Det faktum at jordresistiviteten ikke kan bestemmes eksakt, er en stor feilkilde i denne oppgaven. Som vist i tabell 2.1 i delkapittel 2.5, vil en jordresistivitet på $50 \Omega \cdot m$ tilsvare at returstrømmen kan gå opptil 600 m under bakken. Målinger flere hundre meter under jorden eksisterer ikke foreløpig, og derfor er det ingen målinger av jordresistivitet til dette formålet.

På en annen side er informasjonen om arealtype benyttet i denne oppgaven, hentet fra AR50. Denne er brukt for å finne andel myr i % langs kraftledning. Som beskrevet i delkapittel 3.3.2 blir det forklart at AR50 ikke bør benyttes i sammenhenger hvor analyser av arealressurser forekommer, da bør heller AR5 brukes. Etttersom det mangler informasjon

om arealtype for noen områder på flere av kraftledningene i denne analysen med bruk av AR5, ble det heller besluttet å bruke AR50. Ettersom AR50 benyttes, bør det forventes en lavere nøyaktighet og dette er også en feilkilde som bidrar til usikkerhet i oppgaven.

9.2.3 Inngangsparametere til foreslått modell

Som vist i figur 7.4 og 7.5 i underkapittel 7.2.2 er det mange inngangsparametere som trengs til beregning av nullimpedans. I tabell 7.2 i underkapittel 7.4.1 er det listet opp ulikheter og likheter mellom inngangsparametere brukt i beregning av nullimpedans for SINTEF Planbok og i foreslått modell. I følgende tekst vil inngangsparameterene som er listet opp i tabell 7.2 diskuteres, i tillegg til kvalitet av ledningslengde.

For mastekonfigurasjon er det benyttet samme verdier i foreslått modell som i SINTEF Planbok. I Statnett sitt anlegg for 300 kV og 420 kV er det mulig at mastekonfigurasjon for alle luftledninger ikke nødvendigvis er helt lik standardisert verdi. Derfor blir dette en mulig feilkilde, om mastekonfigurasjonen for luftledningen i realiteten avviker sterkt fra standardiserte verdier.

Første inngangsparameter under kategorien ledningsinformasjon er AC-resistans til faseleder. Det er usikkerheter knyttet til om AC-resistans hentet fra SINTEF Planbok er helt korrekt, ettersom faseledertype brukt i Statnetts anlegg ikke alltid er gitt i SINTEF Planbok. Derfor har en tilnærmet verdi for AC-resistans for gitt faseledertype blitt benyttet, og dette er en usikkerhet i modellen.

Radius til den aktuelle faseledertypen og jordlinetypen for en gitt kraftledning, er i foreslått modell hentet fra Statnetts interne informasjonskilder. For SINTEF Planbok benyttes egne standardiserte verdier. Radius for faseleder og jordline fra disse to kildene kan avvike, og dette kan derfor bidra til hvorfor nullimpedans fra SINTEF Planbok og beregnet med justert jordresistans er ulike. Dette vil igjen påvirke beregning av feilposisjon, og er derfor en usikkerhet.

Jordline benyttet i beregning av nullimpedans i SINTEF Planbok er satt til å være en konstant jordlinetype for alle beregninger. Denne jordlinetypen er FeAl 50, og ikke alle jordliner benyttet i Statnett er av denne typen. I foreslått modell er det derfor tatt høyde for den reelle jordlinen som er benyttet for luftledningen, hentet fra Statnetts interne

informasjonskilder. Ettersom SINTEF Planbok ikke tar høyde for variasjon i jordlinetype, er dette en åpenbar kilde som bidrar til avvik mellom beregnet nullimpedans av SINTEF Planbok og foreslått modell.

Det har blitt valgt å benytte DC-resistansen til jordlinen, mye fordi i SINTEF Planbok er det gitt DC-resistans for jordline. Statnett hadde ingen tilgjengelige data på resistans til jordline, og derfor ble det besluttet å bruke DC-resistans hentet fra SINTEF Planbok i denne oppgaven. Helst skulle AC-resistans blitt benyttet, men som forklart i delkapittel 2.5.1 kan AC- og DC-resistans være relativt like. Bruk av DC-resistans for jordline kan derfor også bidra til avvik i beregning av nullimpedans.

Ledningslengde for alle luftledningene er hentet fra Statnetts egne informasjonskilder. I foreslått modell er det derfor avgjørende at disse ledningslengdene er korrekte. Det er 2D-ledningslengde som aktivt brukes i Statnett, og derfor er dette benyttet i beregning av feilposisjon. I denne oppgaven antas det at ledningslengden for de ulike kraftledningene hentet fra Statnett er korrekte, men om dette ikke er tilfelle vil dette være en åpenbar feilkilde.

I beregning av nullimpedans benyttes resistanser som er standardisert til å gjelde for 20°C, og derfor vil beregnet nullimpedans i foreslått modell også gjelde for denne temperaturen. SINTEF Planbok sin beregning av nullimpedans gjelder også for den standardiserte temperaturen 20°C. Tilsvarende er også målt nullimpedans blitt justert fra målt utetemperatur til 20°C. Ettersom nullimpedans er standardisert etter 20°C, hvor denne temperaturen ikke alltid gjenspeiler utetemperaturen til enhver tid, kan dette også være en feilkilde til avvik i nullimpedansene. Det burde undersøkes ytterligere hvor mye temperatur påvirker nullimpedans, og derfor avstand til feil beregninger.

9.2.4 Modellering av luftledning

Ved bruk av ensidig impedansmetode for beregning av avstand til feil, benyttes modell for korte luftledninger som beskrevet i delkapittel 2.2.1. Om luftledningen er lengre enn det som defineres som kort luftledning (80 km), må derfor enten modell for medium lange luftledninger eller lange luftledninger benyttes. Dette tas ikke høyde for i avstand til feil beregninger. For lange luftledninger vil en kort luftledningsmodell sannsynligvis bidra til avvik, og er dermed en mulig feilkilde.

9.2.5 Forenklinger for algoritmen Modifisert Takagi

Modifisert Takagi er en ensidig impedansmetode som beskrevet i underkapittel 5.6. Selve algoritmen benytter seg av både lednings- og nullimpedans for gjeldende kraftledning i beregningene. En av forenklingene Modifisert Takagi baserer seg på, er å benytte imaginærdel av de ulike parameterene, både for strøm, spenning og impedans. Dette kan føre til at nøyaktigheten av de imaginære delene vil ha større utslag for denne algoritmen, spesielt med tanke på nullimpedans.

Når algoritmer av typen ensidig impedansmetode brukes for avstand til feil beregninger, benyttes en forenkling om homogent system. Dette er forklart i delkapittel 5.3, hvor det for homogent system antas at Thévenin-ekvivalent impedansene for begge sidene av kraftledningen har lik fasevinkel som ledningsimpedansen. I realiteten vil ikke dette nødvendigvis stemme, og dette vil derfor også bidra til avvik i beregning av feilposisjon.

Samtidig benyttes antakelsen om homogene luftledninger, hvilket vil være avhengig om luftledningen er fullstendig revolvert. Om en luftledning er fullstendig revolvert, vil impedans være likt fordelt langs hele ledningsstrekningen. I praksis vil ikke alle luftledningene være fullstendig revolvert, og om dette isåfall er tilfelle der det beregnes feilposisjon, vil dette bidra til avvik i beregningen.

9.3 Utførelse av implementering

For den foreslåtte modellen utarbeidet i denne oppgaven, forutsettes det at ulike måleinstrumenter er tilgjengelig hvilket det som regel er i Statnett. Ved bruk av feilskrivere og vern med feilskriverfunksjon tilknyttet luftledninger, så kan feilposisjon beregnes som det eksempelvis gjøres i AutoDig. Implementering av foreslått modell for Statnett er derfor mulig. Det naturlige er å bygge videre på allerede eksisterende metode for avstand til feil beregning.

I den sammenheng bør det tas høyde for alle de usikre momentene som er diskutert i dette kapittelet, og det bør gjøres videre testing av avstand til feil beregning med foreslått modell.

10 Konklusjon

Det har blitt utforsket avstand til feil beregninger på 42 historiske feilhendelser knyttet til 9 kraftledninger i Statnetts anlegg. Det har blitt vurdert hvordan tre forskjellige kilder til nullimpedans påvirker beregning av feilposisjon. Ved bruk av foreslått modell blir gjennomsnittlig avvik for alle hendelsene lik 0,7 km og 1,17 %. Beregning av feilposisjon med bruk av beregnet nullimpedans og ledningsimpedans fra SINTEF Planbok ga et gjennomsnittlig avvik på 3,73 km og 4,43 %. Dette er en firedobling av gjennomsnittlig avvik sammenlignet med foreslått modell. Når målt impedans (nullimpedans og ledningsimpedans) og beregnet impedans fra SINTEF Planbok benyttes ble gjennomsnittlig avvik tilsvarende for avstand til feil beregninger lik 2,0 km og 2,4 %. Dette er en dobling av gjennomsnittlig avvik sammenlignet med foreslått modell. Av de tre kildene til nullimpedans vil derfor foreslått modell for beregning av feilposisjon gi *lavest* gjennomsnittlig avvik. I tillegg vil beregning av feilposisjon med bruk av impedans fra SINTEF Planbok gi *høyest* gjennomsnittlig avvik. På bakgrunn av dette gir foreslått modell vesentlig mer nøyaktige avstand til feil beregninger for feilhendelsene som inkluderes i denne oppgaven.

I foreslått modell utarbeidet i denne oppgaven beregnes nullimpedans ved hjelp av blant annet jordresistivitet som inngangsparameter. Jordresistivitet blir i foreslått modell tilpasset hver individuelle kraftledning etter hva som gir lavest gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon, for alle feil tilknyttet den kraftledningen. Hvis en konstant jordresistans benyttes for alle luftledninger, blir det gjennomsnittlige avviket høyere sammenlignet med resultater fra foreslått modell. Resultatene i rapporten viser at det er hensiktsmessig å benytte jordresistivitet som er tilpasset for hver enkelt luftledning.

Hvis man analyserer hver enkelt kraftledning så ser vi at for enkelte ledninger vil gjennomsnittlig avvik være større med foreslått modell enn med nullimpedans fra SINTEF Planbok. For to av kraftledningene vil gjennomsnittlig avvik være mindre ved bruk av beregnet nullimpedans fra SINTEF Planbok, og ellers vil foreslått modell gi lavest gjennomsnittlig avvik. Resultatet for disse to kraftledningene kan skyldes inngangsparameterene som blir brukt til beregning av nullimpedans i foreslått modell. I foreslått modell benyttes det ikke eksakt like inngangsparameterene som i SINTEF Planbok, og dette kan derfor føre til avvik.

Å avgjøre jordresistivitet eksakt er ikke mulig uten omfattende målinger. I tillegg er det

gjennomsnittlig jordresistivitet for hele kraftledningsstrekningen som benyttes i beregning av nullimpedans. Derfor bør grunnforhold langs hele luftledningen tas høyde for, hvilket utgjør et omfattende problem. Foreslått modell beregner ikke jordresistivitet eksakt, og formålet med modellen er å estimere en jordresistivitet som kan brukes til beregning av nullimpedans for deretter å brukes til å forbedre avstand til feil beregninger. Et viktig resultat knyttet til jordresistivitet er at for de kraftledningene som går i fjellområder, vil en jordresistivitet på $100 \Omega \cdot m$ være for lav. SINTEF Planbok benytter denne konstante verdien for alle luftledninger, og derfor vil nullimpedans fra SINTEF Planbok i de tilfellene gi store avvik i avstand til feil beregninger. For disse tilfellene gir foreslått modell mye bedre beregninger av feilposisjon.

Det har blitt etablert en tabell, som ved hjelp av to inngangsparametere kan bestemme jordresistivitet for en luftledning. Dette blir ansett som en forenklet modell. De to ulike inngangsparameterene er gjennomsnittlig høydemeter over havet og andel myr i % langs hele luftledningen. Om modellen skal benyttes for andre kraftledninger, må usikkerheter knyttet til foreslått modell vurderes. Foreslått modell er i hovedsak kun ment for avstand til feil beregninger i 300 kV og 420 kV direktejordet nett, med feil av typen fase-jord.

10.1 Videre arbeid

Viktigheten av nøyaktig beregning av feilposisjon er stor, spesielt når en varig feil oppstår hvor det er behov for fysisk befaring. For å videre jobbe med å oppnå mer nøyaktig feilposisjon, er det ulike aspekter som kan studeres videre.

Blant annet kan mer nøyaktig bestemmelse av jordresistans være noe å utforske videre. Isåfall kan flere ulike arealtyper være med i bestemmelse av jordresistivitet fra eksempelvis AR50 eller AR5. Om det lar seg gjøre, kan måling av jordresistans langs luftledning gjennomføres. Dette krever sannsynligvis omfattende målinger, og muligens må nye metoder for måling av jordresistivitet utvikles.

For å oppnå enda mer nøyaktig verdi av jordresistivitet i beregning av nullimpedans, kan en modell som tar høyde for fordeling av feilstrøm mellom jordline og jord utarbeides. Poenget med dette er å gjenspeile feilstrømmen sin returvei så nøyaktig som mulig.

I tillegg kan det utforskes hvordan værparametere og årstid påvirker jordresistivitet, og

10. KONKLUSJON

derfor om det er ulik jordresistivitet om vinter- og sommerhalvår. Isåfall burde dette inkluderes i foreslått modell for beregning av nullimpedans, slik at det er en nullimpedans for vinterhalvår og en for sommerhalvår.

Noe som også kan sees på videre er om lange luftledninger har større avvik for avstand til feil beregninger sammenlignet med korte. Først må det etableres hva som regnes som lange og korte luftledninger, og deretter kan avvik analyseres. I tillegg kan det utforskes om feilårsak påvirker avstand til feil beregninger. Det bør isåfall sees på om noen feilårsaker gir større avvik for beregning av feilposisjon, og ikke minst hvorfor.

Referanser

- [1] M. H. Hestø. Nøyaktig posisjonering av kraftledningsfeil. *Institutt for elkraftteknikk, NTNU*, 2017.
- [2] International Electrotechnical Commission. Electropedia: The world's online electro-technical vocabulary. <http://www.electropedia.org/> [Lastet 25.05.2018].
- [3] Olje og enegeridepartementet. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557#KAPITTEL_2 [Lastet 25.05.2018].
- [4] Statnett. Funksjonskrav i kraftsystemet. <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/FIKS%202012.pdf> [Lastet 14.05.2018], 2012.
- [5] Referansegruppe for feil og avbrudd. Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet. <https://www.sintef.no/globalassets/project/kile/definisjoner.pdf> [Lastet 21.05.2018].
- [6] Statnett avdeling feilanalyse. Årsstatistikk 2016: Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kv-nettet, 2017.
- [7] Statnett. Feilanalyse og tilstandsovervåking. <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/Forskning-og-utvikling/FoU-magasinet/Feilanalyse-og-tilstandsovervaking/> [Lastet 09.11.2017].
- [8] Energifakta Norge. Strømnettet. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/> [Lastet 06.09.2017].
- [9] EnergiNorge. Nettstruktur og organisering. <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/> [Lastet 20.05.2018].
- [10] H. Saadat. *Power system analysis*. PSA Publishing, 2010.
- [11] A. Nysveen. Power Line Parameters. *Compendium TET4140, Norwegian University*

- of Science and Technology*, 2014.
- [12] S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad, and M. Patel. Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application. *IEEE Access*, 2014.
- [13] SINTEF Energi AS. *Planleggingsbok for kraftnett, tekniske data*. SINTEF, 2010.
- [14] M. Lauglo. Ground Fault Protection of Transmission Lines. *Institutt for elkraftteknikk, NTNU*, 2017.
- [15] D. Glover, M. Sarma, and T. Overbye. *Power System Analysis & Design*. CENGAGE Learning, 2012.
- [16] J. R. Carson. Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return. *Bell System Technical Journal*, 1926.
- [17] G. Klevjer. Elektriske anlegg og kraftsystemer. Spenningsfall, strømfordeling, tap og reaktanser. *Norges Tekniske Høgskole. Institutt for elkraftteknikk*, 1979.
- [18] Working Group B2.43. Guide for thermal rating calculations of overhead lines. *CIGRE*, 2014.
- [19] Working Group 22.12. Thermal behaviour of overheadconductors. *CIGRE*, 2002.
- [20] H. W. Dommel. Electromagnetic Transients Program Theory Book. *Bonneville Power Administration*, 1986.
- [21] IEEE Power Engineering Society. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE Std 80-2000. *The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc*, 2000.
- [22] M. Særen and M. Giset. Systemjording, Sommerprosjekt NVE. *NVE*, 2017.
- [23] M. M. Saha, J. Izykowski, and E. Rosolowski. *Fault Location on Power Networks*. Springer, 2010.
- [24] A. P. Brede, B. Gustavsen, and H. Seljeseth. Induserte spenninger og strømmer fra kraftledninger og kraftkabler til andre lednings-/kabelanlegg. *Energiforsyningens*

- Forskningsinstitutt AS*, 1995.
- [25] NEK. Stasjonsanlegg over 1 kV, Norsk elektroteknisk norm, 2015.
- [26] J. Uhd and H. Tømmervik. Mellom skog og tundra: Skoggrensen. *Universitetet i Tromsø*, 2014.
- [27] UiO Institutt for biovitenskap. Tregrense. <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/leksikon/t/tregrense.html> [Lastet 25.04.2018].
- [28] A. Moen. *Nasjonalatlas for Norge: Vegetasjon*. Statens kartverk, 1998.
- [29] NIBIO. Produktspesifikasjon: AR50. *Norsk Institutt For Bioøkonomi*, 2016.
- [30] NIBIO. Produktspesifikasjon: AR5. *Norsk Institutt For Bioøkonomi*, 2014.
- [31] A. Amberg and A. Rangel. Tutorial on symmetrical components. *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc*, 2013.
- [32] M. M. Saha, J. Izykowski, and E. Rosolowski. *Fault Location on Power Networks*. Springer, 2010.
- [33] P. M. Anderson. Power System Protection. *IEEE Press Power Engineering Series*, 1998.
- [34] H. Saadat. *Power system analysis*. The McGraw-Hill Companies, 1999.
- [35] Y. Cheng, J. Suonan, G. Song, and X. Kang. One-terminal impedance fault location algorithm for single phase to earth fault of transmission line. *Department of Electrical Power Engineering Xi'an Jiaotong University*, 2010.
- [36] K. Zimmerman and D. Costello. Impedance-based fault location experience. *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, USA*, 2006.
- [37] S. Jamali and H. Shateri. Impedance based fault location method for single phase to earth faults in transmission systems. *Centre of Excellence for Power Systems Automation and Operation, Iran University of Science and Technology*, 2010.

- [38] T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondow, and T. Matsushima. Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data. *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, 1982.

- [39] M. Karimi-ghartemani and J. Å. Walseth. Using the EPLL Algorithm as a Preprocessor for Fault Analysis. *IEEE*, 2012.

A Impedans for ulike kraftledninger

Tabell A.1: Målt og beregnet impedans for forskjellige kraftledninger.

Kraftledning	Målt impedans		Beregnet impedans	
	Positivsekvens [Ω]	Nullsekvens [Ω]	Positivsekvens [Ω]	Nullsekvens [Ω]
A	$1,85 + j22,89$	$15,51 + j57,32$	$1,82 + j23,55$	$13,81 + j54,59$
B	$0,32 + j4,69$	$4,46 + j11,94$	$0,3 + j4,77$	$2,76 + j11,14$
C	-	-	$0,53 + j8,12$	$5,19 + j20,08$
D	-	-	$2,62 + j41,9$	$24,22 + j97,81$
E	-	-	$3,09 + j40,08$	$23,51 + j92,91$
F	$1,22 + j19,18$	$7,94 + j45,86$	$1,11 + j17,82$	$10,3 + j41,6$
G	$1,99 + j30,31$	$13,79 + j73,03$	$1,85 + j29,66$	$17,15 + j69,23$
H	-	-	$3,59 + j37,07$	$19,12 + j75,12$
I	-	-	$1,74 + j17,99$	$9,28 + j36,45$

B Egenskaper for de ulike kraftledningene

Tabell B.1: Egenskaper for de ulike kraftledningene.

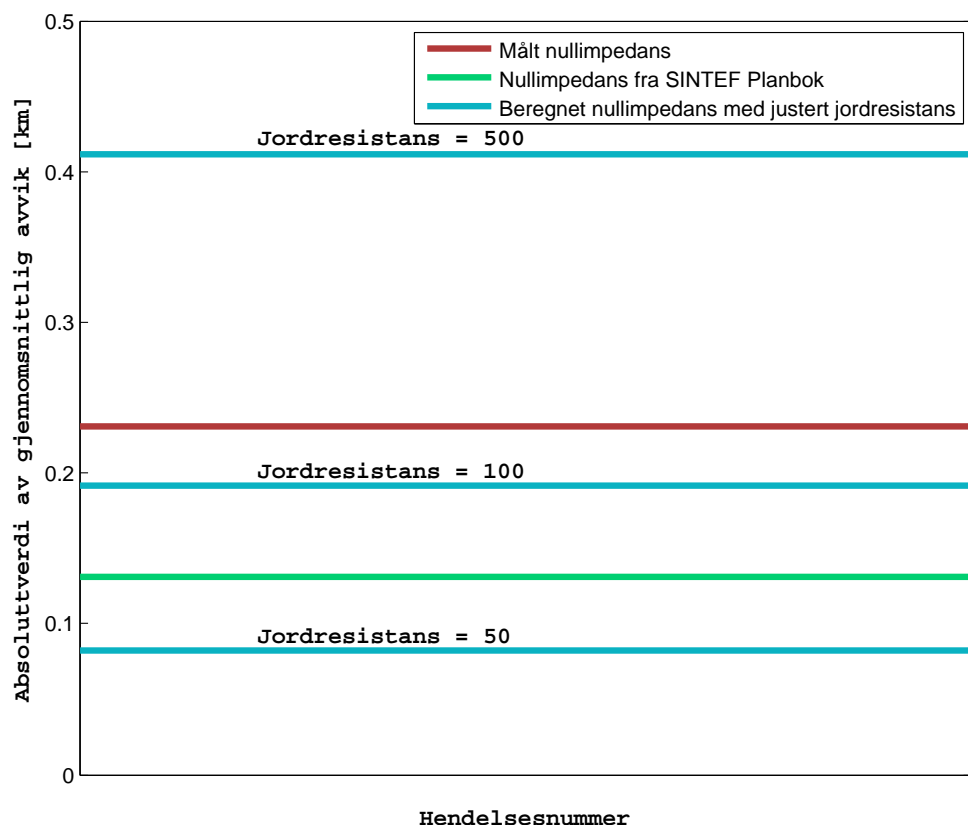
Kraftledning	Mastekonfigurasjon	Antall jordliner	Spenningsnivå [kV]	Ledningslengde [km]	Faseleder type	AC motstand faseleder beregnet [Ω]	Radius faseleder [m]
A	Dupleks	2	420	72,68	Grackle	1,817	0,017
B	Dupleks	2	420	14,92	Parrot SP	0,298	0,019
C	Tripleks	2	420	28,08	FeAl 330	0,53	0,0159
D	Dupleks	2	420	130,93	Parrot SP	2,62	0,019
E	Dupleks	2	420	123,72	Grackle	3,09	0,017
F	Dupleks	2	420	55,69	Parrot SP	1,11	0,019
G	Dupleks	2	420	92,3	Parrot SP	1,85	0,019
H	Simpleks	2	300	89,75	Parrot SP	3,59	0,019
I	Simpleks	2	300	43,55	Parrot SP	1,74	0,019

Tabell B.2: Egenskaper for de ulike kraftledningene.

Kraftledning	Avstand faseledere [m]	Avstand delledere [m]	Avstand jordliner [m]	Høydeforskjell faseline og jordline [m]	Type jordline	Radius jordline [m]	DC motstand jordline [Ω /km]
A	11	0,45	12	9,6	FeAl 60 EX	0,0091	0,36
B	11	0,45	12	9,6	Gondul	0,0091	0,36
C	11	0,45	12	9,6	FeAl 53	0,0099	0,36
D	11	0,45	12	9,6	Gondul	0,0091	0,36
E	11	0,45	12	9,6	Gondul	0,0091	0,36
F	11	0,45	12	9,6	Gondul	0,0091	0,36
G	11	0,45	12	9,6	Sveid	0,0105	0,12
H	9	0	9	8,5	FeAl 60 SP	0,0088	0,36
I	9	0	9	8,5	FeAl 60 EX	0,0091	0,36

C Forskjellig jordresistans for ulike kraftledninger

C.1 Kraftledning B

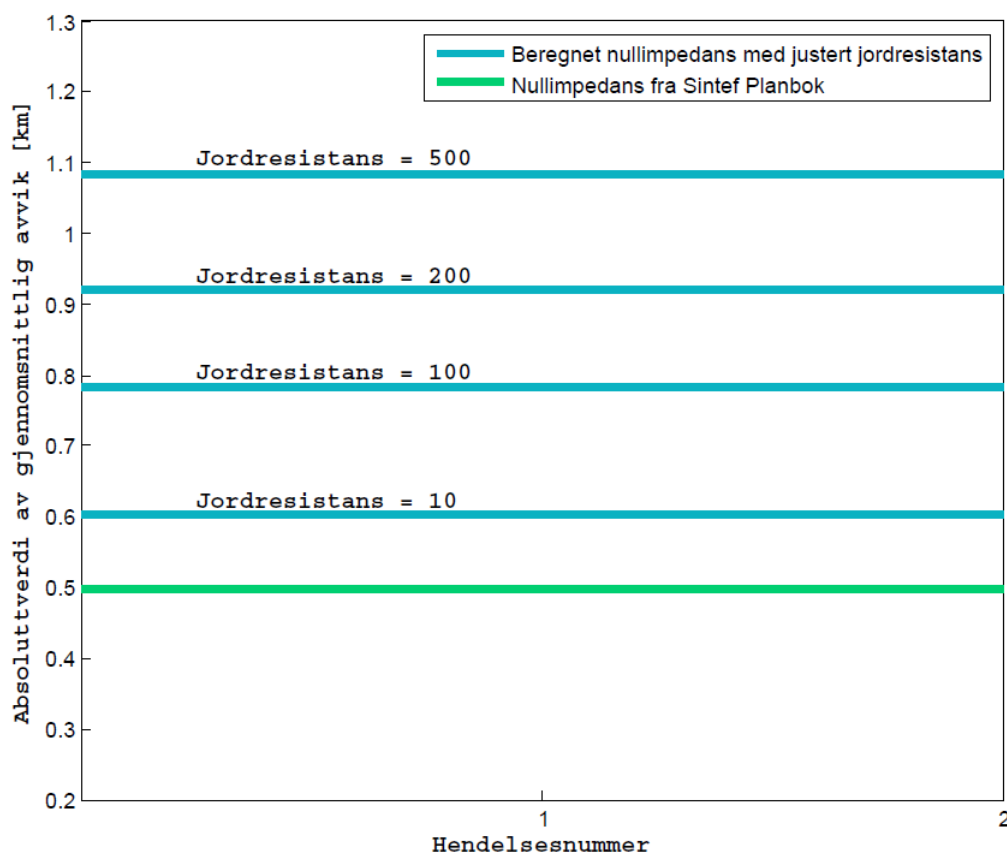


Figur C.1: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger med Modifisert Takagi for hendelser på kraftledning B.

Tabell C.1: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning B med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	0,23	1,55
Beregnet (SINTEF Planbok)	0,13	0,88
Beregnet (Jordresistans = 50 $\Omega \cdot m$)	0,082	0,55

C.2 Kraftledning C

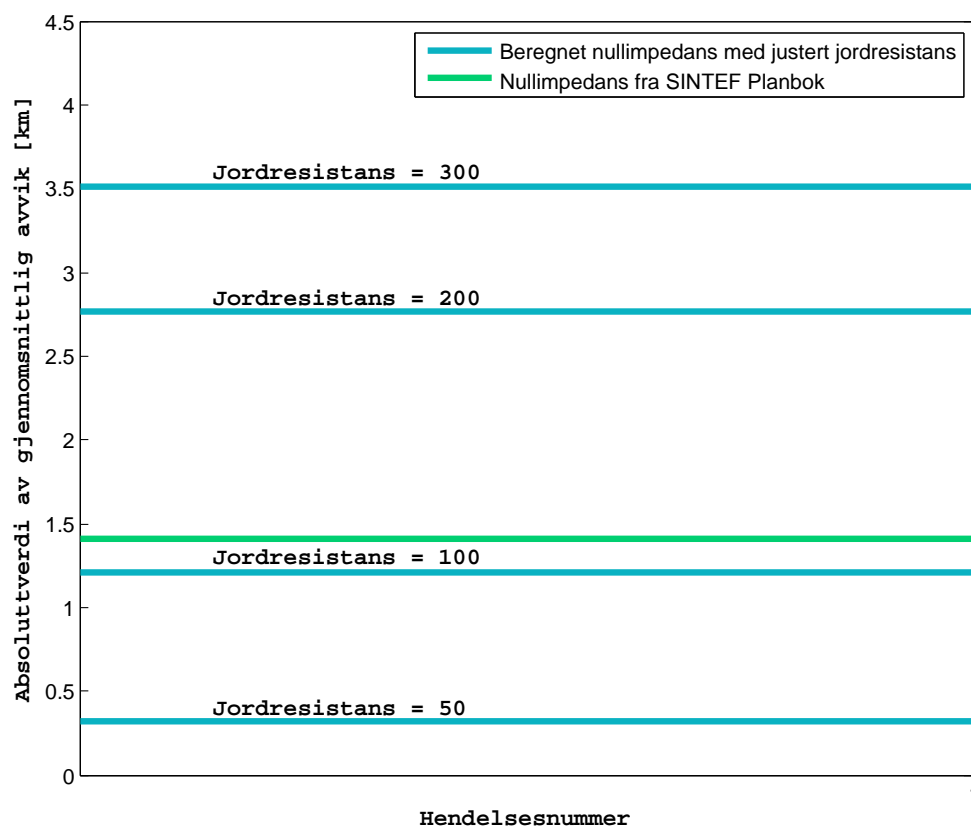


Figur C.2: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for hendelser på kraftledning C.

Tabell C.2: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning C med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	-	-
Beregnet (SINTEF Planbok)	0,50	1,77
Beregnet (Jordresistans = $10 \Omega \cdot m$)	0,60	2,14

C.3 Kraftledning D

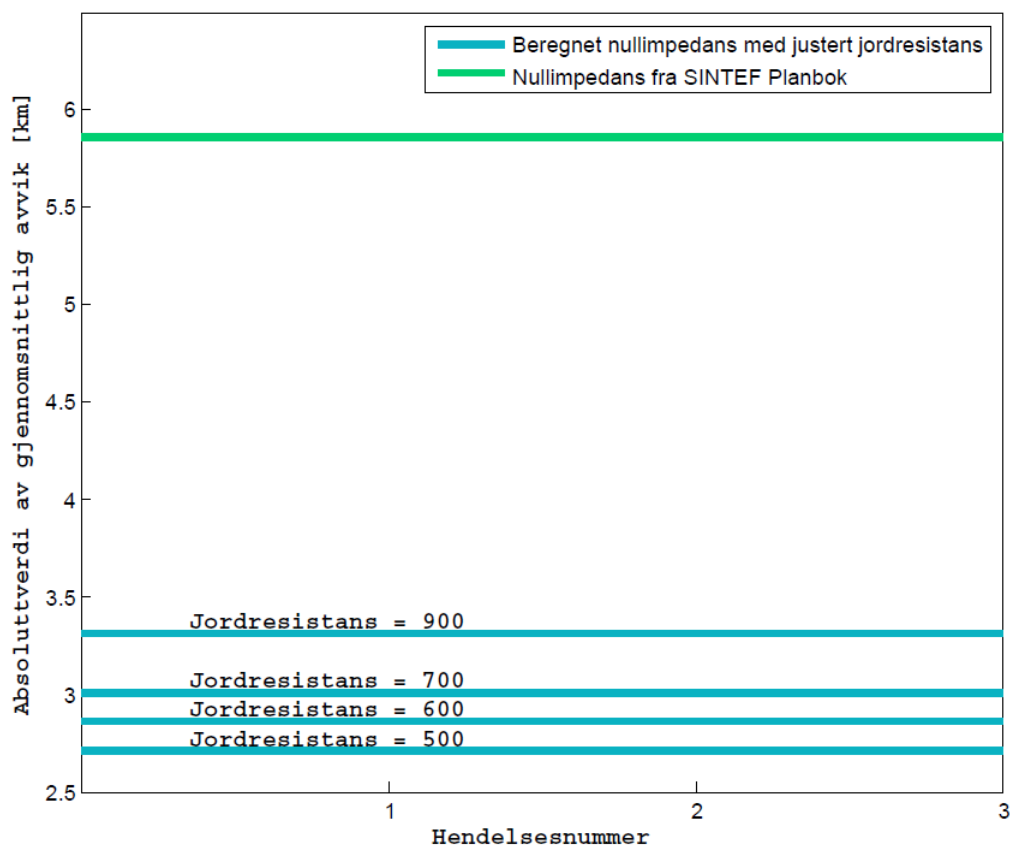


Figur C.3: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for hendelser på kraftledning D.

Tabell C.3: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning D med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	-	-
Beregnet (SINTEF Planbok)	1,40	1,07
Beregnet (Jordresistans = $50 \Omega \cdot m$)	0,32	0,25

C.4 Kraftledning E

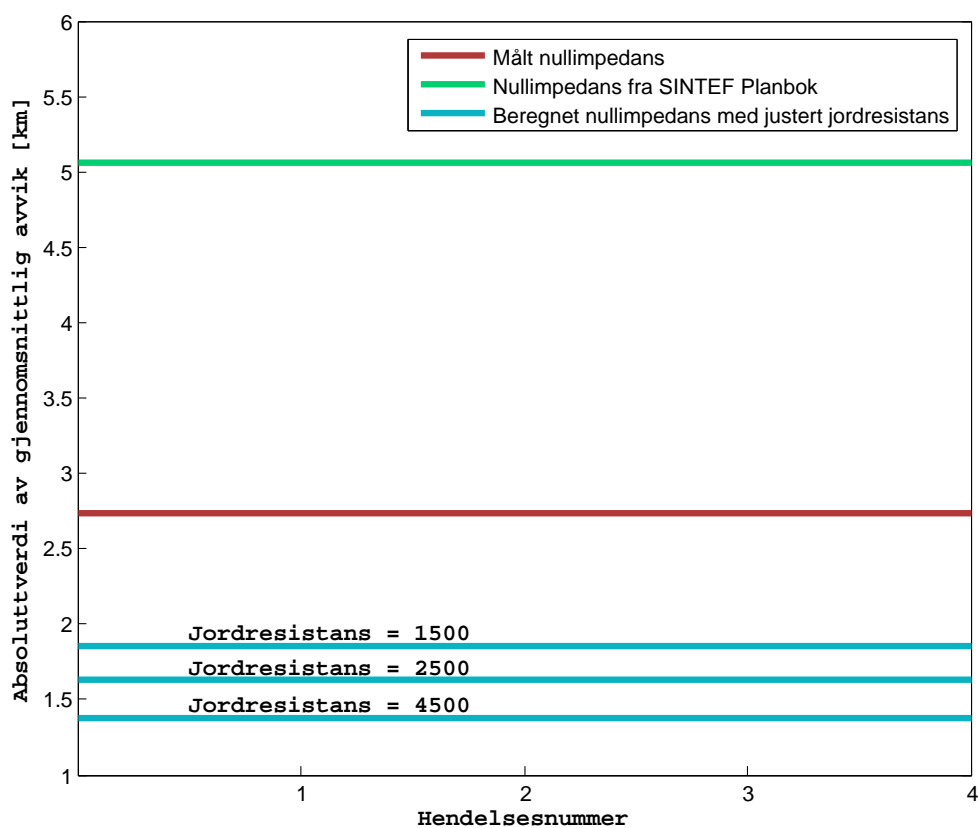


Figur C.4: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for hendelser på kraftledning E.

Tabell C.4: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning E med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	-	-
Beregnet (SINTEF Planbok)	5,86	4,74
Beregnet (Jordresistans = 500 $\Omega \cdot m$)	2,71	2,19

C.5 Kraftledning F

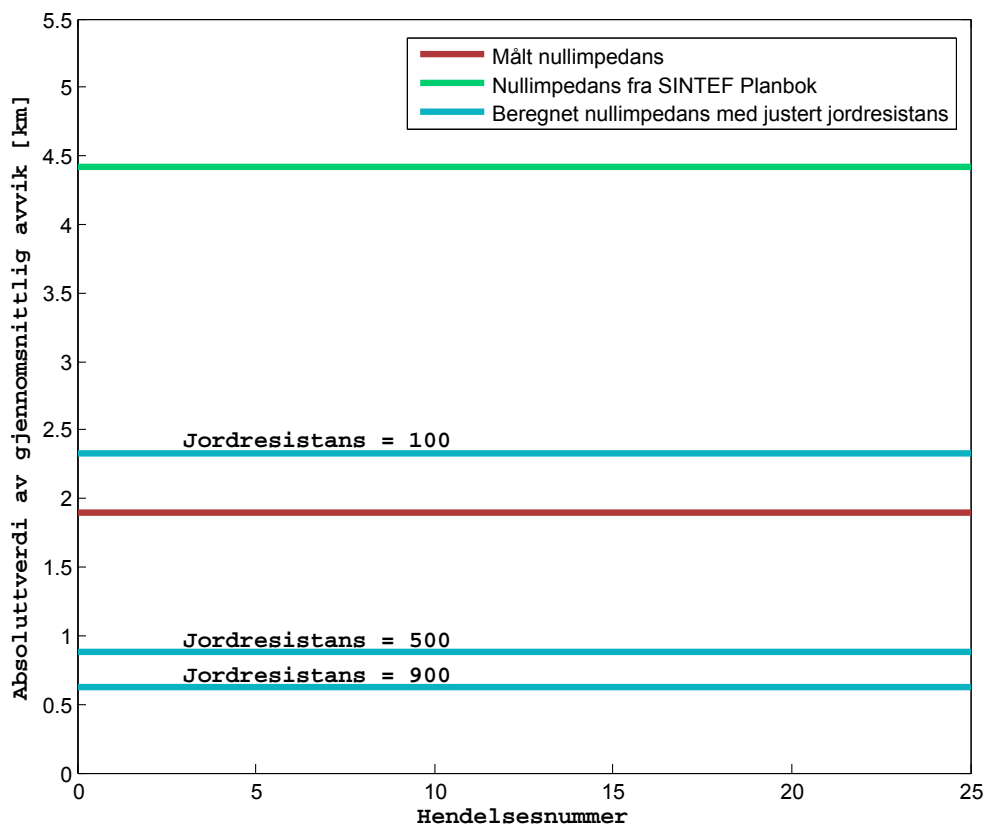


Figur C.5: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for hendelser på kraftledning F.

Tabell C.5: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning F med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	2,73	4,91
Beregnet (SINTEF Planbok)	5,06	9,08
Beregnet (Jordresistans = 4500 $\Omega \cdot m$)	1,38	2,48

C.6 Kraftledning G

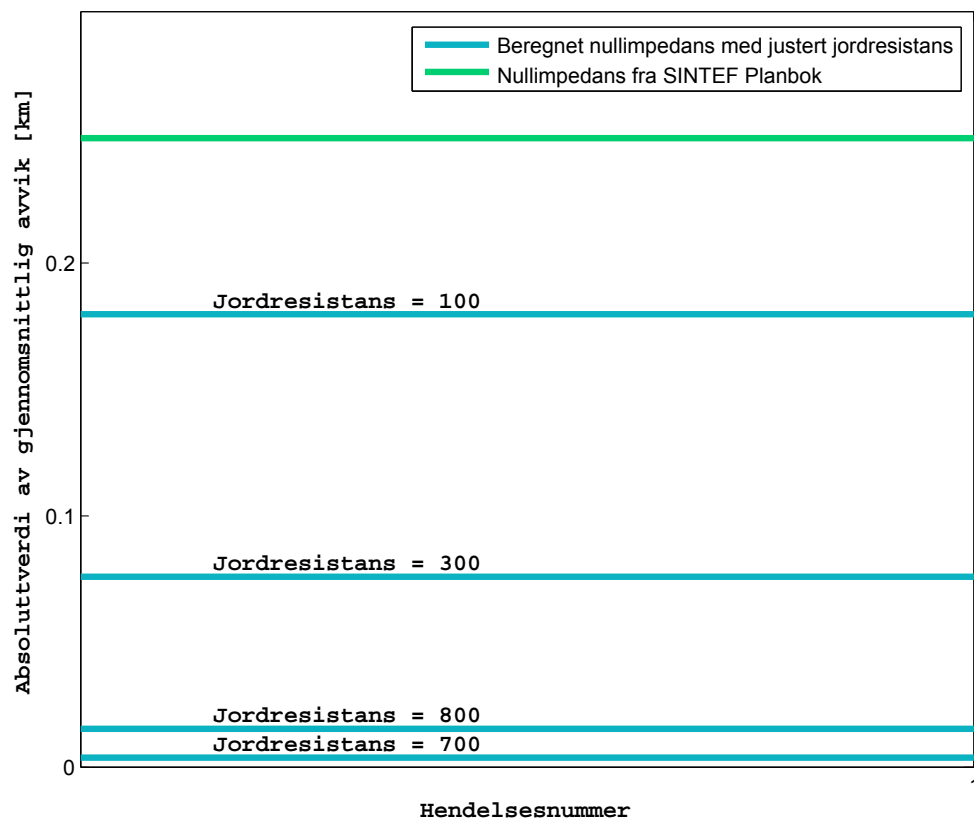


Figur C.6: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for hendelser på kraftledning G.

Tabell C.6: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning G med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	1,89	2,05
Beregnet (SINTEF Planbok)	4,42	4,78
Beregnet (Jordresistans = 900 $\Omega \cdot m$)	0,62	0,67

C.7 Kraftledning H

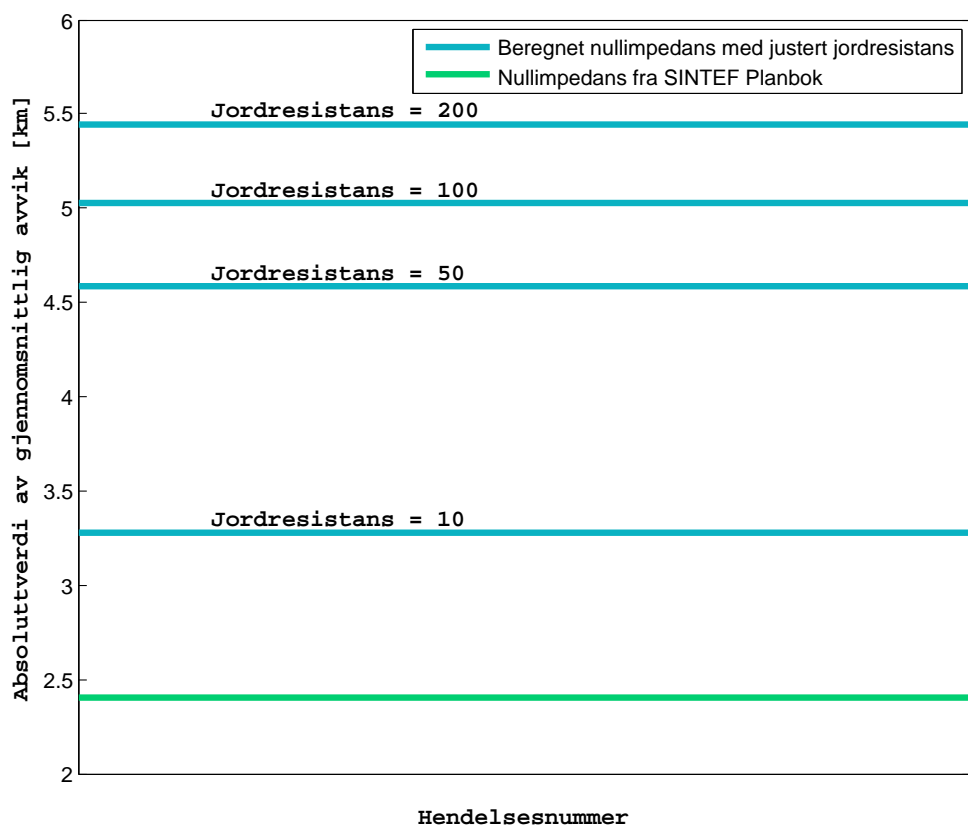


Figur C.7: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for hendelser på kraftledning H.

Tabell C.7: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning H med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	-	-
Beregnet (SINTEF Planbok)	0,25	0,28
Beregnet (Jordresistans = $700 \Omega \cdot m$)	0,0033	0,0037

C.8 Kraftledning I



Figur C.8: Absoluttverdi av gjennomsnittlig avvik for avstand til feil beregninger for hendelser på kraftledning I.

Tabell C.8: Gjennomsnittlig avvik for kraftledning I med ulike kilder til nullimpedans.

Kilde til nullimpedans	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
Målt	-	-
Beregnet (SINTEF Planbok)	2,4	5,52
Beregnet (Jordresistans = $10 \Omega \cdot m$)	3,28	7,53

D Avvik for ulike kraftledninger

D.1 Avvik for kraftledning A

Tabell D.1: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning A.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
50	0,93	1,27
100	0,61	0,83
200	0,80	1,11
300	0,96	1,32
400	1,07	1,47
500	1,15	1,58
600	1,22	1,67
700	1,27	1,75
800	1,33	1,83
900	1,40	1,93
1000	1,47	2,02

D.2 Avvik for kraftledning B

Tabell D.2: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning B.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
10	2,66	17,81
50	0,08	0,55
100	0,19	1,28
200	0,29	1,96
300	0,35	2,32
400	0,38	2,57
500	0,41	2,76
600	0,43	2,91
700	0,45	3,03
800	0,47	3,14
900	0,48	3,23
1000	0,49	3,31

D.3 Avvik for kraftledning C

Tabell D.3: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning C.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
10	0,60	2,14
50	0,63	2,24
100	0,78	2,79
200	0,92	3,27
300	0,99	3,54
400	1,05	3,72
500	1,08	3,86
600	1,11	3,97
700	1,14	4,06
800	1,16	4,13
900	1,18	4,20
1000	1,20	4,26

D.4 Avvik for kraftledning D

Tabell D.4: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning D.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
10	4,53	3,46
50	0,32	0,24
100	1,21	0,93
200	2,76	2,11
300	3,51	2,68
400	4,02	3,07
500	4,40	3,36
600	4,70	3,59
700	4,96	3,79
800	5,17	3,95
900	5,35	4,09
1000	5,52	4,21

D.5 Avvik for kraftledning E

Tabell D.5: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning E.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
50	5,53	4,47
100	4,50	3,64
200	3,96	3,20
300	3,26	2,64
400	2,93	2,37
500	2,71	2,19
600	2,86	2,31
700	3,01	2,43
800	3,12	2,52
900	3,31	2,68
1000	3,27	2,64

D.6 Avvik for kraftledning F

Tabell D.6: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning F.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
50	3,85	6,91
100	3,37	6,05
200	2,92	5,24
300	2,68	4,82
400	2,52	4,53
500	2,40	4,32
600	2,31	4,15
700	2,23	4,00
800	2,16	3,88
900	2,10	3,77
1000	2,05	3,68
1100	2,00	3,60
1200	1,96	3,52
1300	1,92	3,45
1400	1,89	3,39
1500	1,86	3,33
2000	1,73	3,10
2500	1,63	2,92
3500	1,48	2,66
4500	1,38	2,48

D.7 Avvik for kraftledning G

Tabell D.7: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning G.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
50	3,17	3,44
100	2,33	2,53
200	1,63	1,76
300	1,25	1,36
400	1,03	1,11
500	0,88	0,95
600	0,75	0,81
700	0,67	0,73
800	0,64	0,69
900	0,62	0,67
1000	0,63	0,68

D.8 Avvik for kraftledning H

Tabell D.8: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning H.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
50	0,25	0,28
100	0,18	0,20
200	0,11	0,13
300	0,08	0,084
400	0,05	0,054
500	0,03	0,031
600	0,01	0,011
700	0,003	0,004
800	0,015	0,02
900	0,024	0,03
1000	0,032	0,04

D.9 Avvik for kraftledning I

Tabell D.9: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med forskjellige jordresistanser for kraftledning I.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
10	3,28	7,53
50	4,58	10,54
100	5,03	11,56
200	5,45	12,52
300	5,68	13,05
400	5,83	13,40
500	5,95	13,67
600	6,04	13,88
700	6,12	14,06
800	6,18	14,21
900	6,24	14,34
1000	6,29	14,46

E Avvik for alle kraftledninger

Tabell E.1: Gjennomsnittlig avvik for beregning av feilposisjon med ulike jordresistanser for alle hendelser.

Jordresistans [$\Omega \cdot m$]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [km]	Gjennomsnittlig avvik (absoluttverdi) [%]
50	2,89	3,53
100	2,28	2,88
200	1,86	2,44
300	1,60	2,18
400	1,46	2,04
500	1,36	1,94
600	1,31	1,88
700	1,28	1,85
800	1,27	1,84
900	1,28	1,85
1000	1,29	1,86

F Jordresistans sammenlignet med høydemeter og myrandel

Tabell F.1: Unik jordresistans for hver kraftledning sammenlignet med høydemeter over havet for ulike tilfeller.

Hendelse	Kraftledning	Jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik [$\Omega \cdot m$]	Høydemeter over havet for feilsted [m]	Andel myr langs hele kraftledning [%]	Gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning [m]
1	A	100	132,4	2,73	161,7
2	A	100	132,4	2,73	161,7
3	A	100	186,0	2,73	161,7
4	A	100	186,0	2,73	161,7
5	B	50	112,0	0,64	143
6	C	10	41,0	4,8	113,3
7	C	10	130,7	4,8	113,3
8	D	50	391,2	13,7	360,7
9	E	500	884,6	5,1	378,4
10	E	500	884,6	5,1	378,4
11	E	500	884,6	5,1	378,4
12	F	4500	1312,6	1,95	1132,7
13	F	4500	1312,6	1,95	1132,7
14	F	4500	1312,6	1,95	1132,7
15	F	4500	1312,6	1,95	1132,7
16	G	900	916,0	3,31	698,3
17	G	900	916,0	3,31	698,3
18	G	900	916,0	3,31	698,3
19	G	900	916,0	3,31	698,3
20	G	900	916,0	3,31	698,3
21	G	900	1085,9	3,31	698,3
22	G	900	1085,9	3,31	698,3
23	G	900	1085,9	3,31	698,3
24	G	900	1228,7	3,31	698,3
25	G	900	1228,7	3,31	698,3
26	G	900	506,7	3,31	698,3
27	G	900	1085,9	3,31	698,3
28	G	900	1085,9	3,31	698,3
29	G	900	1085,9	3,31	698,3

F. JORDRESISTANS SAMMENLIGNET MED HØYDEMETER OG MYRANDEL

Tabell F.2: Unik jordresistans for hver kraftledning sammenlignet med høydemeter over havet for ulike tilfeller.

Hendelse	Kraftledning	Jordresistans som gir lavest gjennomsnittlig avvik [$\Omega \cdot m$]	Høydemeter over havet for feilsted [m]	Andel myr langs hele kraftledning [%]	Gjennomsnittlig høydemeter over havet langs hele kraftledning [m]
30	G	900	1085,9	3,31	698,3
31	G	900	1085,9	3,31	698,3
32	G	900	1085,9	3,31	698,3
33	G	900	1085,9	3,31	698,3
34	G	900	1085,9	3,31	698,3
35	G	900	1085,9	3,31	698,3
36	G	900	1085,9	3,31	698,3
37	G	900	1085,9	3,31	698,3
38	G	900	1085,9	3,31	698,3
39	G	900	1085,9	3,31	698,3
40	G	900	1085,9	3,31	698,3
41	H	700	1050,0	11,1	828,0
42	I	10	536,2	10,5	431,7