

Stian Nessa
Benedicte-Elise Foldnes
Esten Lodgaard
Jostein Simensen

Analyse av utstyr og isolasjonsnivå i spolejordet nett

Analysis of equipment and insulation levels in compensated high voltage grids

Bacheloroppgave i Elkraft
Veileder: Irina Oleinikova
Mai 2020

Stian Nessa
Benedicte-Elise Foldnes
Esten Lodgaard
Jostein Simensen

Analyse av utstyr og isolasjonsnivå i spolejordet nett

Analysis of equipment and insulation levels in
compensated high voltage grids

Bacheloroppgave i Elkraft
Veileder: Irina Oleinikova
Mai 2020

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



Kunnskap for en bedre verden

Sammendrag

Formålet med denne avhandlingen er å få en oversikt over- og analysere ulike normer og forskrifter som omhandler utstyr og isolasjonsnivå i norske spolejordet nett. Resultatet av avhandlingen vil bli brukt til å komme med en anbefaling for isolasjonsnivå i 132 kV spolejordet nett.

Litteraturstudie, simulasjoner, analyse av case og tett kontakt med fagfolk i bransjen har blitt brukt til å komme med en konklusjon i denne avhandlingen. Case-studiet ble brukt til å simulere et ekte, men anonymt nett fra Statkraft, og det ble laget anbefalinger for isolasjonsnivå og overspenningsavledere basert på simulerte og tilgjengelige verdier. Relevante normer og forskrifter ble også brukt under diskusjonen av isolasjonsnivå.

Norske forskrifter sier at en jordfeil må bli klarert innen 2 timer i et 132 kV spolejordet nett. Statnett sin veiledning sier at et anlegg må dimensjoneres for å tåle en jordfeil med varighet på 8 timer. Internasjonale standarder sier at isolasjonsnivået må bli dimensjonert fra feilspenningen som kan oppstå ved en jordfeil, hvis jordfeilen kan ligge inne i en lang tid. Det betyr at for isolasjonskoordineringen er det nødvendig å definere den kontinuerlige driftfrekvente spenningen som verdien for temporære overspenninger når jordfeilen har en lang varighet og en høy jordfeilfaktor.

Gjennom litteraturstudie ble det funnet en rekke begreper og definisjoner som blir brukt forskjellig og misforstått i bransjen. Definisjonene ble oversatt til norsk og satt i en oversiktlig tabell.

I et nett med høy jordfeilfaktor og uten automatisk jordfeilutkobling, vil en få ett høyt jordpotensial langs de friske fasene. Basert på de nasjonale og internasjonale veiledningene og standardene, vil det i noen tilfeller være nødvendig å øke isolasjonsnivået til det neste høyere nivået.

Abstract

The purpose of this thesis is to review and analyse the different norms and regulations regarding equipment and insulation levels in Norwegian compensated grids. The result in the thesis will be used to make recommendations for insulation levels in 132 kV compensated grids.

Literature studies, simulations, case analysis and close contact with the industry have been used to come up with a conclusion for this thesis. The case study was used to simulate a real but anonymous grid from Statkraft, and there were made recommendations for insulation level and surge arresters based on the simulated- and available values. The regulations and norms found were also used in the discussion of the insulation level.

Norwegian regulations states that an earth fault needs to be cleared within 2 hours for a 132 kV compensated grid. Statnett's guidelines states that a grid must be dimensioned for having earth faults with a duration of 8 hours. International standards say that the insulation level must be dimensioned from the fault voltage that can arise from an earth fault if it can remain in the system for a long time. Which means, for insulation co-ordination, it's necessary to define the continuous power-frequency voltage as the value of the temporary overvoltage when the fault has a long duration and a high earth fault factor.

Through the literature study there was found multiple terms and definitions that was used differently within the industry. These terms were translated into norwegian and organized into a table to get a good overview.

In a grid with a high earth fault factor and without earth fault clearance, there will be a high fault potential across the healthy phases. Based on the national and international guidelines, and standards, in some cases it will be necessary to raise the insulation level to the next standard level.

Forord

Bacheloravhandlingen “Analyse av komponenter og isolasjonsnivå i spolejordet nett” er skrevet av fire elektroingeniørstudenter med fordypning i elkraftteknikk ved NTNU i Trondheim.

Oppdraget er gitt av Statkraft. Vi likte problemstillingen fordi det hadde en god faglig bredde der vi kunne lære mye om kraftsystemer. Dette appellerte til oss, og vi syntes det var spennende å kunne være med å svare på en reell problemstilling.

Oppstart av avhandlingen var i januar. Kartlegging av avhandlingen var første prioritet. Dette gikk ut på å finne gode kilder og kontaktpersoner vi kunne snakke med. Det å få en god oversikt over alle normer, forskrifter og lover som kunne bli brukt i avhandlingen var også en prioritet. Vi har hatt et stort faglig utbytte av denne avhandlingen, både overordnet om kraftnettet og komponentene i nettet, men også spisskompetanse innenfor isolasjonskoordinering.

Vi vil takke Statkraft med Ronny Goin og Rodrigo José Muñoz som har vært til stor hjelp under avhandlingen. ABB som har bidratt med mye informasjon rundt avledere og veileder Irina Oleinikova som alltid har vært engasjert i avhandlingen.

Stian Nessa
Stian Nessa Trondheim 20.05.2020
Sted og dato

Benedicte-Elise Foldnes
Benedicte-Elise Foldnes Trondheim 20.05.2020
Sted og dato

Esten Lodgaard
Esten Lodgaard TRONDHEIM 20.05.2020
Sted og dato

Jostein Simensen
Jostein Simensen Trondheim 20.05.2020
Sted og dato

Innledning

Dette kapitlet skal gi en innføring i avhandlingen hvor det vil bli beskrevet bakgrunn, presentert problemstilling, avgrensninger, utfordringer og oppbyggingen av selve avhandlingen.

Bakgrunnen

I kraftnettet er det forskjellige spenningsnivåer og systemjordinger. Denne avhandlingen skal ta for seg 132 kV spolejordet nett.

Kraftnettets komponenter er designet for å tåle varierende spenninger med forskjellige varighet, og ved dimensjonering er det viktig at komponentene tåler den spenningen de skal driftest på, men også at de tåler overspenninger som kan forekomme under feil. Her kommer valg av isolasjonsnivå og isolasjonskoordinering inn.

Det er en rekke internasjonale og nasjonale forskrifter og normer som skal følges innenfor isolasjonskoordinering. Det er også mange forskjellige begrep som blir blandet og brukt feil. Statkraft ønsker å få oversikt over alle begrepene som blir brukt.

Problemstilling

Ved høyohmig jording vil påkjenningen mellom fase og jord bli lik eller høyere enn linjespenning ved jordfeil. Dette betyr at marginen mellom påtrykt spenning og isolasjonsnivå er mindre på disse spenningsnivåene enn i et direktejordet nett.

I vanlig 132 kV nett brukes et standard isolasjonsnivå på 145 kV, slik at under normal drift vil 145 kV være den maksimale spenningen for systemet. Hvis det forekommer en jordfeil med en høy jordfeilfaktor vil fase-jord spenningen for de friske fasene bli vesentlig større enn 145 kV.

Det skal undersøkes om det er forskriftsmessig å bruke komponenter med isolasjonsnivå på 145 kV ved en høy jordfeilfaktor eller om disse bør økes til et høyere standard isolasjonsnivå. Avhandlingen skal også se på hvordan det å ikke øke isolasjonsnivået virker på aldringen og funksjonen av komponentene. Det blir satt et fokus på dimensjonering av avledere, da dette er en spesielt utsatt komponent ved høye overspenninger.

I normer og forskrifter er det definert en del begreper som blir brukt om hverandre eller misforstått i bransjen. Det er derfor viktig å få klare definisjoner på disse begrepene på en oversiktlig måte. Begrepene som er sentral i avhandlingen vil bli definert underveis, mens resten er samlet i en tabell i vedlegg A.

Utfordringer

Aldringsprosessen til en komponent er sammensatt. Det finnes ingen enkel måte å beregne eksakt innvirkning av høye spenninger på levetiden til isolasjonen. De empiriske livstidmodellene beskriver matematisk aldring og karakteriserer ikke den eksakte typen av aldringsmekanisme som finner sted.

Mye innen dimensjonering er knyttet til erfaring, og tolkning av forskrifter og normer. Derfor er det vanskelig å si noe veldig spesifikt om denne spesielle typen nett.

Avhandlingen er blitt skrevet under COVID-19, noe som har ført til samarbeidsutfordringer ved å ikke kunne jobbe sammen fysisk.

Avgrensninger

- Komponenter: transformator, spenningstransformator, kabler og avledere.
- Forskrifter og normer som gjelder for norske nett.
- Fokuserer på 132 kV spolejordet nett.
- Økonomiske vurderinger er ikke tatt med.

Det er mange komponenter i kraftnettet som er viktig å se på når det gjelder isolasjonsnivå. I denne avhandlingen er det fokusert på transformator, kabler og avledere. Transformator og kabler er viktige og kostbare komponenter, og avledere er viktig for å beskytte komponenter i anlegget. Det er de særnorske forskriftene og normene sammen med IEC, som avhandlingnen tar utgangspunkt i.

Om avhandlingen

Avhandlingen starter med relevant bakgrunnsstoff for å få en forståelse over omfanget til avhandlingen. All relevant informasjon som er med på å påvirke isolasjonskoordineringen kommer i dette kapittelet. Viktige begreper blir definert, og normer og forskrifter blir presentert. Alt dette er en del av litteraturstudiet som ble gjort i avhandlingen.

Som et redskap for å besvare problemstillingen er det gjort omfattende analyse på et anonymisert nett fra Statkraft vha. PSCAD/EMTDC. Analysen blir videre brukt til å utføre en dimensjonering av isolasjonsnivå og avlederstørrelse, på bakgrunn av relevante forskrifter og normer.

Til slutt blir informasjonen fra litteraturstudiet, sammen med egen analyse, innspill fra ansatte ved NTNU, og bransjeerfaring fra blant annet; ABB, Statnett, Statkraft, Agder energi, Elvia og Sintef samlet for å diskutere og konkludere rundt problemstillingen.

Akronymer

AIS - Air Insulated Switchgear - Luftisolerte bryteranlegg

AC - Alternating Current - Vekselstrøm

DC - Direct Current - Likestrøm

DSB - Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap

EIS - Electrical Insulation System - Elektrisk isolasjonssystem

EMTDC - Electromagnetic Transients including DC

GIS - Gas Insulated Switchgear - Gassisolert bryteranlegg

IEC - International Electrotechnical Commission

LIPL - Lightning Impulse Protection Level - Lynimpuls beskyttelsesnivå

MOA - Metalloksid Avleder

NVE - Norges Vassdrags- og Energidirektorat

NEK - Norsk Elektroteknisk Komite

PD - Partial Discharges - Partielle utladninger

PSCAD - Power System Computer-Aided Design

R.M.S - Root Mean Square - Effektivverdi

TOV - Temporary overvoltage - Temporær overspenning

Innhold

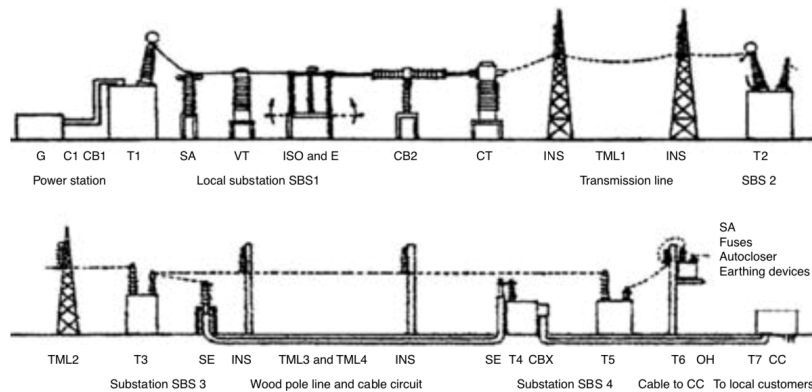
Sammendrag	i
Abstract	ii
Innledning	iv
Akronymer	vi
1 Bakgrunn	1
1.1 Fenomen	2
1.2 Systemjording	5
1.3 Overspenninger	7
1.4 Isolasjon	11
1.5 Isolasjonskoordinering	26
1.6 Komponenter	33
2 Metode	53
2.1 Litteraturstudie	53
2.2 Analyse	54
2.3 Bransjen/Fagfolk	54
3 Case-studie	55
3.1 Simulasjon og analyse	55
3.2 Valg av isolasjonsnivå	62
3.3 Valg av overspenningsavleder	66
4 Diskusjon	69
5 Konklusjon	81
Vedlegg	

1 Bakgrunn

Kraftnettet i Norge er inndelt i to nivåer, transmisjon- og distribusjonsnett. Transmisjonsnett, tidligere kalt sentralnett, opererer normalt med spenningsnivåene 300/420 kV, og i noen tilfeller 132 kV. Før endringen av energiloven 1. Juli 2016 hadde Norge to nivåer til, regional- og distribusjonsnett hvor regionalnettet ble driftet mellom 33 kV og 132 kV, mens distribusjonsnettet ble driftet fra 1 kV til 22 kV. I dag går de begge under fellesbetegnelsen distribusjonsnett.

På de ulike nivåene brukes det forskjellige løsninger for systemjording. Det skilles mellom direktejordet, isolert jord og spolejordet/kompensert nett. I denne avhandlingen vil fokuset ligge på spolejordet nett som er mest brukt i deler av distribusjonsnettet (33-132 kV) [1].

I et spolejordet nett er det brukt en spole mellom transformatorens nullpunkt og jord. Ved énpolet jordfeil vil spolen ligge i parallell med feilkretsen gjennom kapasitansen i nettet. Dette fører til at vi får linjespenning mellom fase-jord på de friske fasene, gitt av $\sqrt{3} \cdot U_f$. Nettet kan driftes med en slik jordfeil, noe som fører til temporære overspenninger, som igjen fører til økt krav til isolasjonen.



Figur 1.1: Enkel modell av nettoppbyggingen med produsjon, transmisjon og distribusjon

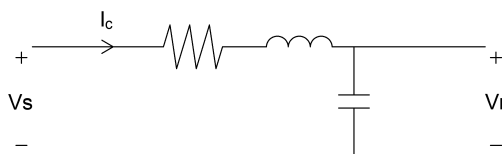
1.1 Fenomen

Ferrantieffekten

Ferrantieffekten er et fenomen som kan føre til høyere spenning på mottakersiden enn på kildesiden [2]. Spenningsøkningen vil avhenge av kapasitansen og induktansen i linjen og/eller kabelen, og størrelsen på lasten. På grunn av dette vil ferrantieffekten typisk være aktuell ved lange strekninger på over 250 km [3], med mye kabel i systemet, og i tillegg dersom mottakssiden er ulastet eller lett lastet. På strekninger under 250 km, med lite kabel og/eller med tung last vil ferrantieffekten være liten nok til å se bort ifra.

Ferrantieffekten er en konsekvens av kapasitansen og induktansen i et nett. Dersom laststrømmen i en linje/kabel er liten i forhold til ladestrømmen vil den totale strømmen være hovedsakelig kapasitiv.

For å illustrere fenomenet brukes en simpel RLC krets. Se figur 1.2. Figuren er en forenklet modell av en linje med resistans, induktans og kapasitans. Det blir sett bort fra last i dette eksempelet.

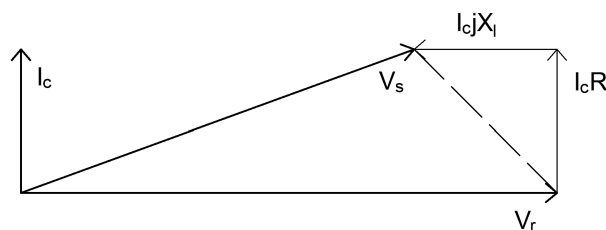


Figur 1.2: Forenklet modell av en linje med diskrete komponenter

Strømmen I_c i kretsen vil være rent kapasitiv og vil derfor ligge 90° foran spenningen V_r på mottakersiden. Videre brukes V_r som referanse, og brukes til å sette opp et uttrykk for V_s vha. Kirchhoffs spenningslov.

$$V_s = V_r + I_c \cdot R + I_c \cdot jX_l$$

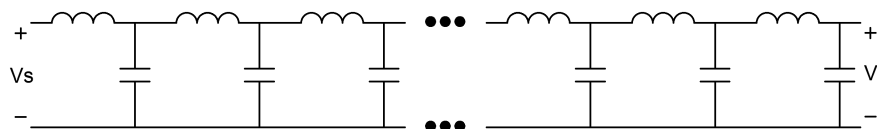
Fasediagram for kretsen på bakgrunn av likningen over vil være som i figur 1.3.



Figur 1.3: Fasediagram for modell i figur 1.2

Ut fra dette fasediagrammet i figur 1.3 ser vi at spenningen V_s fra kildesiden har en lavere absoluttverdi enn V_r på mottakersiden. I et ekte eksempel vil vi kunne neglisjere resistansen fordi over lange strekninger vil $X_l \gg R$. $I_c \cdot R$ vil da være veldig liten, og V_s vil dermed ligge tilnærmet i fase med V_r . I figur 1.3 er $I_c \cdot R$ imidlertid tatt med og overdrevet for å illustrere situasjonen.

I virkeligheten kan ikke middels- og lange linjer modelleres slik som den enkle modellen med diskrete komponenter. I en realistisk modell av en middels til lang linje må vi bytte disse diskrete komponentene med en fordelt modell. Det blir også her sett bort fra resistans i linjen. Se figur 1.4.



Figur 1.4: Fordelt modell av en linje

Ferroresonans

Ferroresonans er et fenomen som kan oppstå mellom en ulineær induktans og en kapasitans. Et eksempel på en ulineær induktans er jernkjernen til en spenningstransformator, og et eksempel på en kapasitans er linjer og kabler [4].

For at ferroresonans skal kunne oppstå, må kretsen/systemet inneholde [5]:

- En ulineær induktans.
- En kapasitans.
- En spenningskilde, som regel sinusformet.
- Lave tap, som er tilstede i transformatorer som er lite belastet.

Tilfellene hvor ferroresonans oppstår oftest er når en spenningstransformator er tilkoblet et isolert eller spolejordet nett, en krafttransformator som har mistet en eller to av fasene sine, lavt belastede krafttransformatorer som er tilkoblet et kabelnettverk med lav kortstluningsytelse, og bryting av enkelte faser (single phase switching) [5].

Når resonans oppstår i lineære kretser, så er den induktive reaktansen lik den kapasitive reaktansen, noe som fører til høye strømmer og spenninger. Det samme skjer når det oppstår ferroresonans, men dette fenomenet er vanskeligere å forutsi. Det er fordi ferroresonans kan oppstå ved veldig små endringer i ladingen til kapasitansene, tapene i kretsen, fluksen i jernkjernen og ved plutselig bryting av faser [5].

Faren ved disse høye strømmene og spenningene forårsaket av ferroresonans er at f.eks. transformatorer overoppheves, noe som kan føre til gjennomslag i isolasjonen. Dette kan generelt skade isolasjonen på alt utstyr i anlegget, hvis strømmen eller spenningen er høy nok, og overspenningsavledere er spesielt utsatt pga. sin lave evne til å motstå TOV'er [5]. Noe som også kjennetegner ferroresonans er de veldig forvrengte bølgeformene til både strømmen og spenningen. Dette kan gjøre at vernreléer ikke fungerer slik de skal.

Ferroresonante svingninger kan deles inn i følgende kategorier [4, 5]:

1. Fundamental ferroresonans: En periodisk bølgeform som har en lik periode som bølgeformen til systemet.
2. Sub-harmonisk ferroresonans: En periodisk bølgeform som har en periodemultipel av systemets periode.
3. Kvasi-periodisk ferroresonans: En ikke-periodisk bølgeform som ikke er kontinuerlig med frekvensspektret.
4. Kaotisk ferroresonans. En ikke-periodisk bølgeform som er kontinuerlig med frekvensspektret.

Måten en kan unngå eller minke faren for ferroresonans er å benytte en dempe-motstand. Fordelen med dempemotstanden er at den ikke påvirker målenøyaktigheten og introduserer ikke nye tap i måletransformatorer under normale forhold, men vil dempe påvirkningen av dette fenomenet. Ulempen er at den ikke kan dempe alle former for ferroresonans. Andre metoder for å beskytte mot ferroresonans er en "saturable reactor" og et fundamentalfrekvens-blokkeringsfilter. Overspenningsavledere kan også dempe ferroresonans, men en risikerer at disse havarer pga. varigheten og størrelsen på overspenningene som oppstår [6].

1.2 Systemjording

Direktejordet nett

Direktejordet nett er en type systemjord der nøytralpunktet til transformatoren er jordet direkte [7]. Denne måten å jorde nettet på brukes hovedsakelig på transmisjonsnettet (300-400 kV) i Norge. Ved denne typen systemjord vil en eventuell én-polt jordfeil forårsake en stor jordfeilstrom mellom den utsatte fasen og jord slik at vern detekterer feilen og løser ut. Størrelsen på jordfeilstrommen avhenger av impedansen mot jord. En slik én-polt jordfeil vil ikke øke spenningen på de resterende friske fasene, men det oppstår en spenningsdipp som kan utbre seg helt ned til forbrukerne. Dette gjør at man kan bruke et lavere isolasjonsnivå på linja enn andre systemjordinger der de friske fasene vil få en spenningsøkning ved feil [1].

Isolert jord

Isolert jord blir for det meste brukt i det høyspente distribusjonsnettet (1-22kV). Valg av jordingssystem avhenger mye av spenningsnivå og nettets utstrekning der isolert nett egner seg best for mindre nett med lav utstrekning. Dette er for å begrense eventuelle feilstømmer. Jordfeilstrommen øker med den kapasitive avledningen, som øker med utstrekningen på nettet. Et isolert nett har ingen fysisk kobling til jord i nullpunktet, derfor vil den eneste mulige returveien under en én-polt jordfeil være gjennom kapasitansen [7]. Dette resulterer i en høy impedans i feilkretsen, gitt ved en stor kapasitiv impedans i nullsystemet, og vi får fase-jord spenning i nullpunktet. De friske fasene vil øke til linjespenning og feilstrommen vil være relativt lav ved første jordfeil (i mA området), men vil bli tilnærmet en kortslutning dersom det skulle oppstå en jordfeil nummer 2 på en annen fase [1].

Spolejordet-/kompensert nett

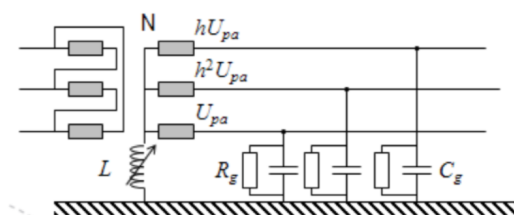
I et spolejordet nett er det satt en spole mellom transformatorens nullpunkt og jord. Det vil ikke ligge noe spenning over spolen når det ikke er feil i nettet. Grunnen til dette er å redusere og slukke feilstømmer som kommer av en én-polt jordfeil. Ved denne én-polte jordfeilen blir spenningen over spolen lik transformatorens fasespenning og det vil gå en strøm gjennom spolen.

Petersons spole blir brukt i spolejordet nullpunkt. Hensikten med spolen er å redusere strømmen i feilstedet ved jordfeil slik at konsekvensen av jordfeilen minker. Petersons spolen har mange navn og er også kalt nullpunktspole, slukke-spole, kompenseringsspole eller jordstrømspole [8]. Spolejordet nullpunkt er mest brukt i distribusjonsnettet (33-132kV) [1].

I et isolert nett vil feilstømmens eneste returvei under enpolet jordfeil være gjennom den distribuerte linjekapasitansen. Dette fører til en høy impedans i feilkretsen, som er gitt av en stor kapasitiv impedans i nullsystemet. Feilstrommen blir derfor liten sett i forhold til laststrømmen. Petersons spolen vil produsere en induktiv strøm som kompenserer den kapasitive feilstrommen, noe som fører til en sterkt redusert feilstrom [9]. Spolen vil også gjøre at eventuelle

lysbuefeil mellom fase og jord slukker av seg selv, og nettet kan dermed driftes med feil i en fase.

Spolene er fordelt rundt i hele nettet. Vanlig praksis er at en av spolene er automatisk regulert, mens de øvrige spolene er stilt inn til faste verdier. En bruker resonanskurver for å avgjøre bidraget fra den automatisk regulerte spolen [8]. Ut i fra den kan en bestemme hvilket bidrag man ønsker, og dermed i hvilken størrelsesorden feilstrømmen vil være. For å unngå resonans, må den kompenserte jordfeilstrommen ikke gå for nærme null. Dette kan føre til store skader på utstyret og det kan være vanskelig for vernene å detektere feil.



Figur 1.5: Illustrasjon av spolejordet system

I figur 1.5 ser man en trefase transformator koplet i en delta-stjernekobling med en spole koblet til nullpunktet.

Spolestrømmen kan endres ved å forandre spolens impedans. Den induktive strømmen som settes opp av spolen er 180 grader faseforskjøvet i forhold til den kapasitive strømmen. På denne måten bestemmes kompenseringensgraden ved å endre forholdet mellom spolens induktans og nettets kapasitans. Dette gjør at strømmen i feilstedet kan bli liten.

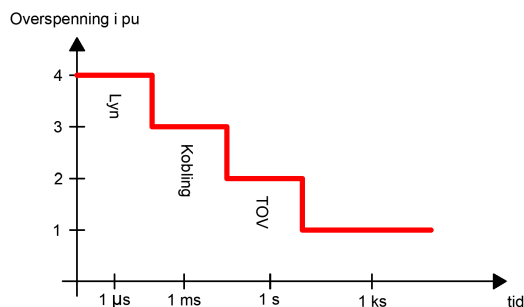
Ved én-polt jordfeil vil nullpunktet legges over den fasen med feil. Dette fører til at vi får linjespenning mellom fase-jord på de friske fasene, altså $3 \cdot U_f$. Nettet kan driftes med jordfeil som fører til temporære overspenninger som igjen fører til økt krav til isolasjonen [10].

1.3 Overspenninger

Det er forskjellige spenningspåkjenninger i elektriske anlegg og disse har forskjellig klassifisering. Driftspenning er spenningen under normal drift, denne spenningen varierer og er normalt $\pm 10\%$ av den nominelle spenningen til systemet. Andre type spenninger er temporære overspenninger, de kan forekomme ved for eksempel lastavslag, resonanser og én-polt jordfeil.

Koblingsoverspenninger kan også oppstå i et system. Dette kan skje under bryting av induktiv eller kapasitiv strøm, og ved innkobling.

Lynoverspenninger er enda en farlig overspenning som kan forekomme i et system, de blir kalt atmosfæriske overspenninger. Disse overspenningene kommer normalt fra direkte lynnedslag og kan være svært skadelig for systemet [11].



Figur 1.6: Størrelsen av spenningspåkjenninger i p.u

Driftspenninger

Nominell spenning

$$U_n$$

Er verdi av spenningen som brukes til å betegne eller identifisere et system. Er oppgitt som linjespenning og i effektivverdi [7].

Høyeste systemspenning

$$U_s$$

Er den høyeste spenningen mellom to faseledere som kan oppstå under normale driftsforhold på noe punkt i systemet. Er oppgitt i effektivverdi [7].

Høyeste komponentspenning

$$U_m$$

Er den høyeste spenningen mellom to faseledere som utstyret er designet for å tåle kontinuerlig, med hensyn på isolasjon og andre egenskaper [7].

I følge IEC skal driftspenningen aldri være høyere enn høyeste systemspenning [7]. I 132 kV spolejordet nett ligger normalt driftspenningen på 128 kV - 138 kV.

Det er satt grenser til driftspenning i det nye høringsutkastet til NVF. For system med nominell spenning fra og med 110 kV til 300 kV gjelder følgende som vist i tabell 1.1 [12].

Synkronområde	Spenningsintervall	Varighet
Norden	0.90 pu - 1.05 pu	Ubegrenset
	1.05 pu - 1.10 pu	60 min

Tabell 1.1: Varigheten det er lov til å drifte med en gitt spenning i p.u

I IEC60038 [13] står det at det er netteier som skal velge nominell spenning, og for $U_m = 145\text{kV}$ foreslås det 132 eller 138kV som vist i tabell 1.2. Det er foreslått at et land bare velger en av verdiene, enten 132 eller 138 kV.

Highest voltage for equipment kV	Nominal system voltage kV	
(52)	(45)	-
72.5	66	69
123	110	115
145	132	138
(170)	(150)	(154)
245	220	230

Tabell 1.2: Nominell spenning fra IEC 60038

I et nett med nominell spenning på 132 kV er det lov å drifte på 119 kV - 138 kV med ubegrenset varighet, som vist i tabell 1.3. Den maksimale kortvarige systemspenningen er på 145 kV, her kan det driftest i 60 min [12].

Høringsutkastet fra NVF i 2020 foreslår å øke det nominelle spenningsnivået til 138 kV. Dette vil minke marginen mellom nominell spenning og høyeste spenning for komponenten, U_m . Det vil være lov å drifte kontinuerlig opp til 145 kV og med 152 kV i 60 min [12].

0,90 pu minimum kontinuerlig systemspennign	1,00 pu nominell systemspenning	1,05 maksimal kontinuerlig systemspenning	1,10 pu maksimal kortvarig systemspenning
119 kV	132 kV	138 kV	145 kV
124 kV	138 kV	145 kV	152 kV

Tabell 1.3: Driftspenninger med forskjellig nominell spenning.

Temporære overspenninger

Temporære overspenninger er en oscillerende overspenning, ved et gitt sted, av relativ lang varighet og som er udempet eller svakt dempet. Overspenninger er også nær nettfrekvensen. Temporære overspenninger skyldes oftest driftskoblinger, feil eller ferroresonans. Overspenningen er mellom fase-fase eller fase-jord [14].

Størrelsen på temporære overspenninger avhenger blant annet av hvordan transformatoren er jordet, nettets oppbygning. I mange nett vil ikke temporære overspenninger være farlig for isolasjonen, men i utstrakte spolejordet nett kan det oppstå problemer [15]. Det er de én-polte jordfeilene i slike typer nett som kan bli veldig store.

De vanligste årsakene til temporære overspenninger er [11]:

1. Enpolt jordfeil.
2. Plutselig lastavslag.
3. Spenningsstigning langs ubelastede linjer.
4. Resonans(ferrantieffekten).
5. Klippsvinger(ferroresonans).

Én-polte jordfeil

Én-polte jordfeil oppstår når det skjer en feil mellom en faseleder og jord. Når en får en én-polt jordfeil er jordingsforholdene i nettet avgjørende for hvilke spenninger og feilstrømmer som vil oppstå. Som nevnt tidligere vil det forekomme en stor spenningsøkning over de friske fasene mot jord hvis en får en jordfeil i et spolejordet nett. Dette er spenningene som representerer de temporære overspenningene [11].

Jordfeilfaktor

Nettets jordfeilfaktor avhenger av nettets geografiske utstrekning og andel kabel i nettet. I mindre utstrakte spolejordet nett kan jordfeilfaktoren være $\sqrt{3}$ mens i mer utstrakte nett kan den komme opp til 2,2 [16].

Konsesjonær/netteier skal selv bestemme jordfeilfaktoren. Målinger av den høyeste målte spenningen mellom fase og jord som oppstår ved jordfeil er informasjon som legges til grunn for å bestemme jordfeilfaktor. Jordfeilfaktoren er forholdet mellom spenningen før og etter feil [7]. Denne kan variere avhengig av hvor feilen er og hvor mye kabel/nett som ligger inne. Fremtidige utvidelser av nettet skal også inngå ved vurdering og bestemmelse av jordfeilfaktor[12].

Tabell 1.4 viser hva typiske jordfeilfaktorer er i nett med forskjellig nøytralpunktjording.

$$k_F = \frac{\text{Spenningetter feil}}{\text{Spenninng før feil}}$$

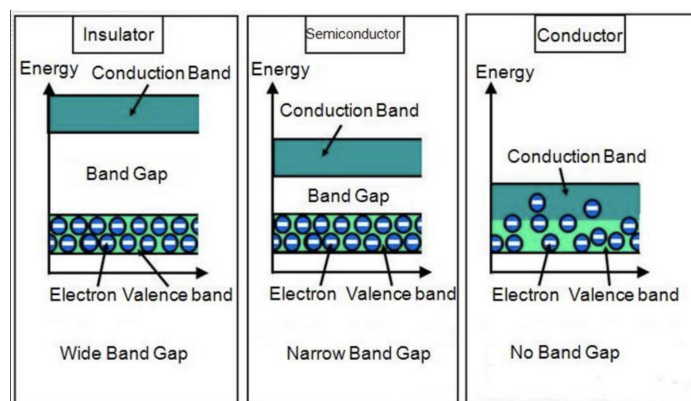
Nøytralpunktjording	$ Z_0/Z_+ $	$\varphi_+ - \varphi_0$	K_F
Direkte (stiv) jording	0	-	1.0
Lavohmig induktiv jording	1...5	$\approx 0^\circ$	1.1...1.4
Høyohmig induktiv jording	20...100	$\approx 0^\circ$	1.65...1.75
Petersenspole	$\rightarrow \infty$	-	1.75...1.85
Høyohmig omhsk jording	20...100	$\approx 90^\circ$	1.75...1.80
Isolert nøytralpunkt	20...200	$\approx 180^\circ$	1.75...1.95

Tabell 1.4: Typisk jordfeilfaktor i forskjellige typer systemjordinger

Under én-polte jordfeil vil fase-jord spenningen ofte bli lik linjespenningen eller større. Den største spenningsøkningen vil nesten alltid være på andre steder enn der jordfeilen ligger. De viktigste årsakene til dette er lastforholdene og nettets utstrekning [15]. En økning på rundt 10% over linjespenning kan være realistisk, spesielt ved lange radial-linjer i spolejordede nett. En kan da komme opp i en jordfeilfaktor $k_j = 2,0$ [17]. Det finnes også tilfeller der man får jordfeilfaktor på 2,2.

1.4 Isolasjon

Isolasjon: Materiale med høy elektrisk motstand som skiller ledende deler med forskjellige elektriske potensialer. Isolasjon kan være i form av gass (for eksempel luft eller SF_6), flytende (for eksempel syntetisk mineralolje eller silikonolje) eller fast (for eksempel porselen, epoksyharpiks eller polytylen) [18].



Figur 1.7: Fysisk definisjon av isolasjonsmateriale - Energibåndmodellen [19]

Viktige egenskaper for isolasjon i praktisk utstyr [18]:

- Høy holdfasthet.
- Lav elektrisk ledningsevne.
- Høy varmeledningsevne.
- Termisk stabilitet.
- Gode mekaniske egenskaper.
- Lett å produsere.
- God langsiktig ytelse.

Definisjoner fra IEC:

Elektrisk isolerende materiale (EIM)

Fast eller flytende med ubetydelig ledningsevne, eller en enkel kombinasjon av slike materialer, brukt til å skille ledende deler med ulikt elektrisk potensial i elektrotekniske innretninger [18].

Elektrisk isolasjonssystem (EIS)

Isolasjonsstruktur som inneholder én eller flere EIM sammen med tilhørende ledende deler brukt i en elektroteknisk innretning [18].

Levetid

Tid til dielektrisk sammenbrudd [18].

Beregnet levetid

Design-levetiden til en EIS under driftsforhold [18].

Estimert levetid

Forventet levetid estimert fra enten driftserfaring eller resultater av test utført i samsvar med passende evolusjonsprosedyrer, eller begge deler som er etablert av den ansvarlige organisasjonen eller tekniske komiteen [18].

Aldring

Irreversible endringer av egenskaper av EIS grunnet en eller flere påkjenninger [18].

Aldringspåkjenninger

Elektrisk, termisk, mekanisk eller miljømessig påkjenning som påfører EIS-er irreversible endringer av egenskaper [18].

Påkjenning(stress)

Kraften, eller kombinasjonen av krefter, som gir en påkjenning; kraft utøvd i hvilken som helst retning eller måte mellom sammenhengende objekter, eller deler av et objekt, og har spesifikke navn i henhold til dens retning, eller virkemåte. Belastningens innvirkning på materiale eller EIS som kan føre til aldring eller få det til å miste sin tiltenkte funksjon [18].

Intrinsikk aldring

Irreversible endringer av grunnleggende egenskaper for en EIS forårsaket av virkningen av aldrende faktorer på EIS [18].

Ekstrinsikk aldring

Irreversible endringer av egenskaper til en EIS forårsaket av virkning av aldringsfaktorer på uønskede ufullkommenheter i EIS [18].

Akselerert aldring

Aldring som følge av økt påkjenning over normalt nivå [18].

Elektrisk påkjenning (AC, DC, f, transient)

Elektrisk felt som virker på utstyr. Hvis spenningen overstiger terskelen til isolasjonens holdfasthet, inntreffer aldring eller sammenbrudd. Spenningen kan beskrives ved egenskaper som toppamplitude, stigningstid eller impuls. Et elektrisk felt dannes i et rom som omgir et ladet legeme, og resulterer i en kraft som utøves på andre ladninger som er plassert i feltet [18].

Dielektrisk holdfasthet

Et mål på hvor mye spenning et medium tåler før det oppstår et dielektrisk sammenbrudd [18].

Dielektrisk sammenbrudd

Begrepet "dielektrisk sammenbrudd" brukes når et dielektrikum mellom to elektroder, utsatt for konstant eller økende spenning, mister alle isolasjonsegenskaper og blir ledende, noe som resulterer i en kortslutning mellom elektrodene. Under tilstrekkelig elektrisk belastning kan elektrisk sammenbrudd forekomme i faste stoffer, væsker eller gasser [18].

Gjennomslag (Sparkover)

Dielektrisk sammenbrudd i gass eller væske [20].

Overslag (Flashover)

Dielektrisk sammenbrudd på overflaten til et fast dielektrikum i gass eller væske [20].

Punktering (Puncture)

Dielektrisk sammenbrudd gjennom et fast dielektrikum [20].

EIS kandidat

EIS under evaluering for å bestemme dens driftskapasitet (med hensyn til elektriske, termiske, mekaniske, miljømessige eller multifaktor påkjenninger) [18].

Funksjonell test

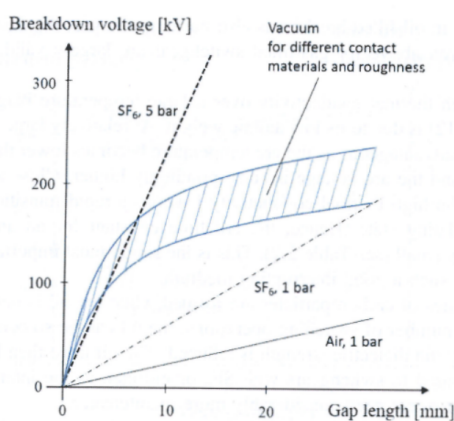
Prosedyre for å få informasjon om egnetheten til et EIS under spesifiserte forhold [18].

Som nevnt kan isolasjon være i form av gass, flytende eller fast. Under er en beskrivelse av de ulike variantene og i hvilke innretninger vi finner de.

Gass

Gasser er et svært viktig isolasjonsmedium for høye spenninger. De mest brukte er luft og svovelheksafluorid (SF_6). Det er også flere i drift, deriblant nitrogen, freon og andre elektronegative gasser [21]. Disse gassene blir anvendt i utstyr som brytere, kabler og transformatorer.

Luft er en betydelig del av isolasjon i mange komponenter i luftlinjesystemet. Luft har forutsigbar holdfasthet og er selvlegende. Når den utsettes for en feltstyrke på 3 kV/mm kan den bli delvis ledende [22]. Over relativt små gap vil gjennomslagsspenningen i luft være en funksjon av avstanden og trykket. Er spenningen høy nok vil en få totalt gjennomslag noe som resulterer i en lysbue over gapet. Som nevnt er luft selvlegende, som vil si at den ioniserte gassen der gjennomslaget inntraff vil forsvinne av seg selv om anlegget gjøres spenningsløst over en kort periode. Derfor er gass godt egnet til bruk i beskyttelsesinnretninger som gnistgap og overspenningsavledere med gap [21].



Figur 1.8: Gjennomslagsspenning for SF_6 , vakuum og luft [23]

Figur 1.8 viser gjennomslagsspenningen for SF_6 sammenlignet med vakuum og luft. Som en ser fra figuren har trykksatt SF_6 svært mye høyere dielektrisk holdfasthet enn vakuum og luft. Dette fører til at en kan ha en kortere avstand mellom de spenningsatte lederne uten at det oppstår gjennomslag. Trykksatt SF_6 har nesten tre ganger så høy teoretisk holdfasthet sammelignet med luft. Anlegg med bruk av SF_6 er dermed mindre arealkrevende i forhold til luft [23]. De faktiske gjennomslagsverdiene vil avhenge av utformingen og de atmosfæriske forholdene.

For å øke den dielektriske holdfastheten til luft har det blitt satset på bruk av tørr luft og teknisk ren luft. I tørr luft er vanddampen i gassblandingen fjernet, mens teknisk ren luft består av en blanding av nitrogengass og oksyngengass [23].

Vakuum

Høyt vakuum er et ideelt dielektrikum over korte avstander, siden ingen elektronmultiplikasjon er mulig [21]. I praktisk utstyr som effektbryter kan det likevel selv i vakuum inntreffe gjennomslag på grunn av elektronemisjon. Det er ofte metaller som bidrar til gjennomslag. På overflaten av metaller med sterke elektriske felt kan elektroner emitteres fra atomkjernene og rives løs fra metallets ytterste overflate. Dette kan skje når bryterdelene skal åpne for å bryte strømmen, og spenningen bygger seg opp mellom kontaktene [24].

Væske

Olje er et mye brukt isolasjonsmedium, både alene og som impregneringsmiddel. Væsken fungerer også som et varmeoverføringsmedium mellom de aktive lederne og vann- eller luftkjølere for transformatorer og noen typer høyspentkabler [21].

Typen og kvaliteten på oljen varierer etter hva som kreves i den aktuelle applikasjonen. I koblingsutstyr og transformatorer finner en gjerne vanlige hydrokarbonoljer, mens det i kabler og kondensatorer trengs spesielle typer. Når væsken brukes som impregneringsmiddel tørkes, avgasses og filtreres væsken for å gi strukturer med høy dielektrisk styrke [21].

Kvaliteten til de forskjellige oljene blir sjekket ved tester fastsatt i spesifikasjoner, men resultatene indikerer ikke nødvendigvis hvordan væskene vil oppføre seg når de er bygget inn i en kompleks struktur over en lang periode [21].

Fast materiale

Alle innretninger i kraftsystemet må inneholde faste isolasjonsmaterialer som effektivt støtter og isolerer ledere med forskjellige potensialer fra hverandre. Slike materialer må ha tilstrekkelig styrke mot fenomener som punktering, creep og overflateutladninger [21]. Materialet må også kunne motstå forventede termiske, mekaniske og kjemiske påkjenninger.

I fast isolasjon er det en risiko for dannelse av hulrom. Dette er spesielt kritisk for organisk isolasjon, som lett kan ødelegges ved partielle utladninger. Dette kan unngås på to måter [22]:

- Velge materialer og produksjonsprosess som vil så langt som mulig unngå hulrom eller sørge for at de er små.
- Bruke uorganiske materialer som ikke blir ødelagt av partielle utladninger.

For å forbedre de mekaniske, termiske og/eller elektriske egenskapene til materialet, men også redusere prisen, kan det tilsettes mineralstoffer eller skjerm/rustning. Eksempler på fyllstoffer er kvartspulver, dolomittpulver, aluminiumoksyd, kritt og leire. Som skjerming er ofte glassfiber, papir og tekstiler brukt. [22]

Eksempler på fast isolasjon i ulike komponenter [22]:

- Kabler (PE, PEX, PVC, EPR).
- Generatorer (mica, glass, fibre, epoxy).
- Isolatorer (glass, porselen, epoxy).
- Måletransformator (epoxy).
- Kondensatorer (metallisert polypropylenfilm, PP).
- Isolator (epoxy, papir/epoxy) (indre isolasjon).

Væskeimpregnert isolasjonssystem

Væskeisolasjon blir mest brukt i kombinasjon med fast isolasjon. Den faste isolasjonen er da impregnert av væsken, slik at væsken fyller alle hulrom og en unngår partielle utladninger. Den impregnerte faste isolasjonen kan utgjøre hele isolasjonen (kabler, kondensatorer) eller deler av den (transformator). I sistnevnte tilfelle vil et sammenbrudd av væsken ikke nødvendigvis lede til totalt sammenbrudd i isolasjonen [22]. Hensikten med væsken er å beskytte den faste isolasjonen mot utladninger, slukke lysbuer og effektivt fjerne varme (kjøling). Væsken som blir brukt må ha lav viskositet med gode kjøleegenskaper. Dette gjelder også ved lave temperaturer.

Aldring - IEC [18]

Aldring er definert som de irreversible endringene av egenskapene til et EIS grunnet bidrag fra én eller flere påkjenninger. Påkjenningene kan forårsake enten intrinsikk eller ekstrinsikk aldring.

Aldringspåkjenningene produserer elektriske, termiske, mekaniske eller miljømessige aldringsmekanismer som til slutt fører til svikt. Under aldring kan påkjenninger, som i utgangspunktet ikke påvirker EIS, forårsake økt aldring og som et resultat endre hastigheten på nedbrytningen [18].

Typen og nivået av forurensning og/eller omfanget av ufullkommenheter i en EIS vil i mange typer elektriske apparater ha en betydelig påvirkning på driften. Generelt, jo færre og mindre alvorlige tilfeller av forurensning og/eller defekter i EIS, desto bedre ytelse. For å unngå å få misvisende resultater fra funksjonelle tester, bør en EIS kandidat inneholde, så langt det er praktisk mulig, hele spekteret av forurensninger og/eller feil som forventes når det faktiske systemet brukes i drift.

Når aldring er dominert av kun en aldringsfaktor, blir dette referert til som singelfaktor aldring. Multifaktor aldring oppstår når mer enn én aldringsfaktor i vesentlig grad påvirker aldringen av EIS.

Aldring av en praktisk EIS kan være sammensatt, og svikt er vanligvis forårsaket av en kombinasjon av flere aldringsmekanismer, selv om det bare er én dominerende aldringsfaktor som for eksempel ved singelfaktor aldring.

Elektriske påkjenninger

En må se på elektrisk påkjenning som følge av:

- Overspenninger
- Normale driftspenninger
- Testspenninger

Generelt kreves referanse til elektrisk påkjenning (spenning per tykkelse) i stedet for spenning. For uniforme felt er elektriske påkjenninger gitt av spenningen (effektivverdi) delt på tykkelsen av eksemplaret. Hvis det elektriske feltet ikke er uniformt, skal den maksimale verdien vurderes av de aktuelle utstyrskomiteene [18].

Elektrisk aldring (enten AC, DC eller impuls) innebærer [18]:

- Virkningene av partielle utladninger når den lokale feltstyrken overstiger holdfastheten i væske eller gassformig dielektrikum ved siden av, eller inkludert i EIS.
- Virkningene av overflateutladninger.
- Virkningene av forgreining.
- Virkningene av elektrolyse.
- Virkningene relatert til de ovenfor, på tilstøtende flater av to isolerende materialer der tangentielle felt med relativt høy verdi kan forekomme.
- Effekten av økte temperaturer produsert av høye dielektriske tap.
- Effekten av romladning (space charges).

Partielle utladninger [18]

En partiell utladning (PD), er et lokalt elektrisk sammenbrudd som delvis skaper en rute gjennom isolasjonen mellom ledere eller leder og jord.

Utladninger skjer i hulrom i fast eller flytende dielektrikum, i gasser og også i grensesnittet mellom forskjellige isolerende materialer. En PD oppstår når følgende to betingelser er oppfylt:

- Et fritt elektron er tilgjengelig i gassen inne i hulrommet for å starte elektronskredet.
- Feltstyrken i hulrommet overgår den opprinnelige feltstyrken.

Den sistnevnte betingelsen oppstår når energien fra elektroner som er akselerert av det elektriske feltet mellom to atom- eller molekyltreff er gjennomsnittlig stor nok til å ionisere et nytt atom/molekyl.

PD er generelt små, men konsentrerte energifenomener som imidlertid har stor nok energi til å skape en lokal skade i organisk dielektrikum (brudd på polymerkjeder, som fører til oksidasjon og dannelse av syrer). Dette forårsaker erosjon av det dielektriske materialet, hvilket resulterer, etter akkumulering av skaden, i svikt i isolasjonssystemet.

Overflateutladninger (tracking) [18]

Progressiv dannelse av ledende baner, som produseres på overflaten eller langs grensesnitt i et fast isolerende materiale, på grunn av de kombinerte effektene av elektrisk påkjenning og elektrolytisk forurensning.

Over tid kan det oppstå delvis ledende, forgrenende 2D-trær langs overflaten på en dielektrisk overflate med høy påkjenning som er forurenset av støv eller mineralsalt. De delvis ledende løypene kan vokse til de forårsaker fullstendig svikt på den dielektriske overflaten. Elektriske overflateutladninger, noen ganger kalt dry banding, er en vanlig sviktmekanisme for elektriske kraftisolatorer som blir utsatt for saltforurensning langs kysten.

Vanntreer [18]

Fast isolasjonsmateriale kan bli kjemisk modifisert i nærvær av fuktighet og økende spenningspåkjenninger. Det vil da oppstå et tremønster forårsaket av elektro-oksidasjon. I punktet hvor vanntreer oppstår blir isolasjonen nedbrutt og svekket. Partielle utladninger vil ikke oppstå og fullstendig isolasjonssammenbrudd vil ikke inntreffe før vanntreet induserer et elektrisk tre. Vanntreets vekst under driftforhold er en veldig langsom prosess, vanligvis tar det mange år å fullstendig trenge gjennom isolasjonen fra innsiden/utsiden. Selv om det ikke er blitt dokumentert noen tilfeller av partielle utladninger som kan påvises i feltet fra vanntreer, kan vanntreer konvertere til elektriske trær som et resultat av en lynimpuls, koblingsoverspenninger, eller for høye testspenningsnivåer og dermed igangsette partielle utladninger.

Elektriske trær [18]

Elektrisk forgreining er et fenomen som kan inntreffe før sammenbrudd. Tre-lignende vekster, som består av ikke-faste eller karboniserte mikrokanaler, kan oppstå ved økende påkjenninger og som følger av utstikkere, hulrom eller vanntreer som er utsatt for elektriske påkjenninger over lengre perioder. Begrepet brukes på den type skader som forløper seg gjennom elektrisk isolasjon under elektriske påkjenninger, slik at banen, hvis synlig, ligner på et tre. I punkter med høyt og divergerende påkjenning, kan forgreininger utvikle seg i isolasjonen ved partielle utladninger. Elektriske trær består av hule kanaler som resulterer i nedbrytning av materiale. Elektriske trær senker AC og impuls holdfastheten til isolasjonen permanent. De fleste ekstruderte isolasjonsmaterialer er utsatt for elektrisk nedbrytning i form av forgreining.

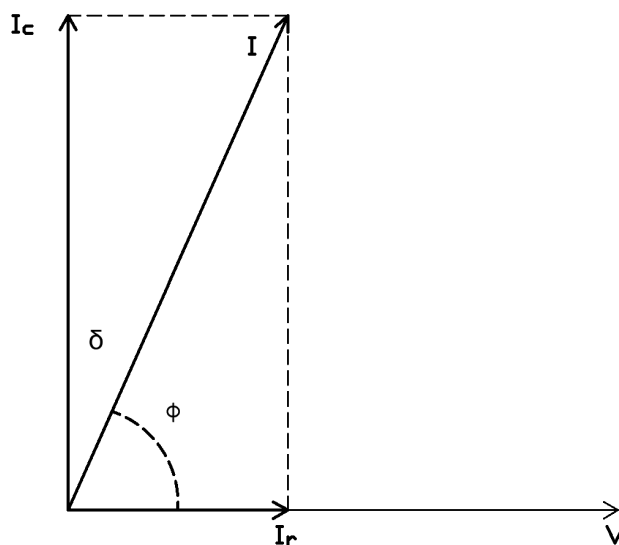
Elektrolyse

Vann i isolasjonsmaterialer kan være med å skade isolasjonen ved å bli utsatt for elektrolyse. Elektrolyse er en kjemisk prosess der molekyler blir omdannet til rene grunnstoff vha. elektrisk energi. Elektrolyse av vann omdanner vannet til hydrogen- og oksygen-gass, som kan være med å ekspandere eksisterende hulrom i isolasjonen.

Dielektrisk tap

Effekten som absorberes fra tidsvarierende elektrisk felt i et dielektrikum og spres vanligvis som varme [18].

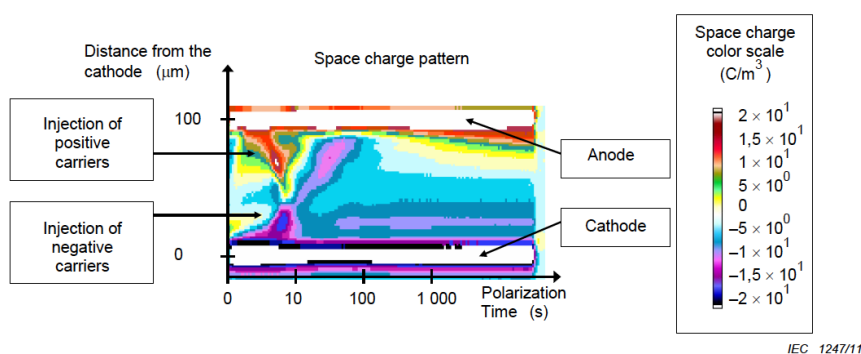
Et ideelt dielektrisk eller isolerende materiale kan betraktes som ikke-ledende for elektrisitet og fungerer som en ren kapasitans når det er innebygd i utstyr. Imidlertid vil det være en liten strøm som går gjennom isolasjonen, dermed oppstår det også oppvarming og energitap. Dette kan være av stor betydning under test- og driftsforhold. Under vekslende spenninger gjengis tapene ved en liten endring i strømfasen i forhold til påført spenning som avbildet i fasediagrammet i figur 1.9. Vinkel ϕ representerer den vanlige effektfaktorverdien, $I_R/I = \cos \phi$, mens vinkel δ er betegnet som tapsvinkelen. I_R representerer tapene og I_C ladestrømmen. Forholdet mellom $I_R/I_C = \tan \delta$ og er definert som den dielektriske tapsfaktor (DDF). Dette tapet er proporsjonalt med frekvensen, og forårsaker varmeutvikling [21].



Figur 1.9: Endring i strømfasen i forhold til påført spenning som følge av tap.

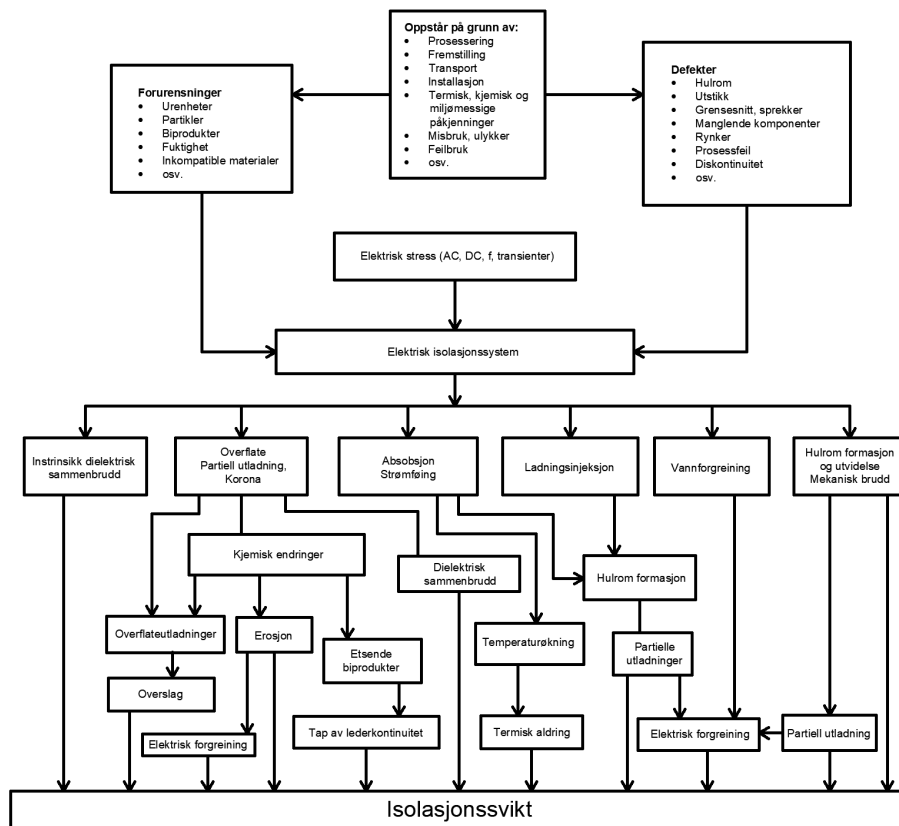
Romladning

Romladning er en samling av elektriske ladninger i et areal eller volum. Ladningene kan ses på som en felles ladning istedet for enkelte “punktladninger”. I dielektrikum oppstår romladning gjennom en prosess som heter ladningsinjeksjon. Dette er en prosess hvor ladningsbærere blir tvunget inn i isolerende materialer, generelt fra elektroder, under påvirkning av et elektrisk felt. Ladninger må overkomme en potensialbarriere for å bli injisert. Ladningsinjeksjonen er kraftig påvirket av grensesnittet mellom lederen og dielektrikumet. Dette påvirkes igjen av kontakten, temperaturen og amplituden til det elektriske feltet og polariteten.



Figur 1.10: Eksempel på ladningsinjeksjon hentet fra IEC [25]

Figur 1.11 viser instrinsikk/ekstrinsikk elektrisk aldring der elektrisk påkjenning anses å være den dominerende aldringsfaktoren. Et enkelt eksempel er et EIS bestående av to parallelle ledere innebygd i et isolerende materiale. Utstikkere er kjent for å oppstå på overflatene til ledere innebygd i et isolerende materiale. Fremspring som opptrer på overflaten av ledere, og urenheter (f.eks. støvpartikler) inkluderes i isolasjonen. Den akselererte aldringen bør derfor utføres ved å bruke aldringsfaktorer som øker ladningsinjeksjonen, for eksempel ved høy spenning, og de diagnostiske testene bør utformes for å muliggjøre måling av effekten av ladningsinjeksjon og/eller de partielle utladningsegenskapene.



Figur 1.11: Følger av elektrisk aldring

I mange praktiske EIS er den elektriske aldringsprosessen som fører til feil kompleks. Det er ennå ikke utviklet noen matematiske modeller som fullstendig forutser hvordan aldringsfaktorene påvirker levetiden til et EIS. Imidlertid brukes empiriske forhold for å relatere AC og DC belatninger mot levetid.

En empirisk modell som omhandler sammenhengen mellom elektrisk belastning og vurdering av levetiden til elektrisk isolasjon før sammenbrudd er “Inverse power law model”. Andre modeller kan også brukes.

Modellen tar utgangspunkt i elektrisk påkjenning som eneste påkjenning. Prosedyren går ut på å plote resultater fra tester med økende elektrisk påkjenning i et diagram med logaritmisk skala. Den empiriske relasjonen angir levetiden som [18]:

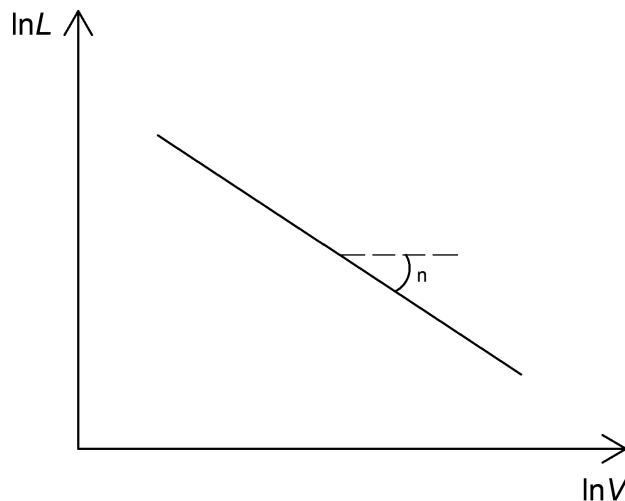
$$L \propto V^{-n}$$

L er levetid

V er spenning

n er spenning-liv eksponenten, materialavhengig

Som vist i figur 1.12 forutser “The inverse power law model” lineært forhold mellom liv og spenning når det er plottet i en logaritmisk skala.



Figur 1.12: The inverse power model med resultatene plottet i en logaritmisk skala.

Parametrene fra livsmodellen er hentet fra eksperimentelle data tatt fra forskjellige høyspenningsnivåer med andre forhold uendret. Livsmodellen karakteriserer ikke den eksakte form av aldringsemekanismen som finner sted. Den er helt empirisk og har ingen fysisk betydning annet enn å definere nedbrytningshastigheten.

Andre fenomener som kan oppstå under elektrisk påkjenning er korona og creep:

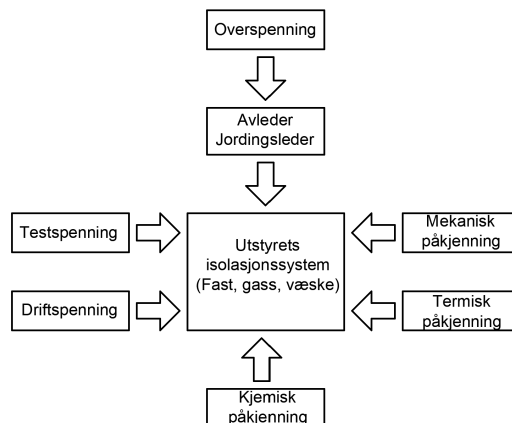
Korona

Korona er en type lokalisert utladning som følger av forbigående gassformet ionisering i et isolasjonssystem når spenningsbelastningen overstiger en kritisk verdi. Korona kan oppstå på elektriske ledere, for eksempel HV-linjer. De høye gradientene til de elektriske feltene ved ledere med buet form, skarpe punkter eller kanter vil føre til sammenbrudd av den omkringliggende luften. Korona er gassionisering, dette gir lysutslipp og påviselige lydbølger.

Creep

Vedvarende deformasjon av materiale under konstant påkjenning. Creep er betegnelsen som brukes for å beskrive tendensen til et fast materiale som sakte beveger seg eller deformeres permanent under påkjenninger. Det oppstår som et resultat av langvarig eksponering for nivåer av påkjenninger som er over strekk-/flytegrensen til materialet. Creep øker alltid med temperaturen.

Termisk, mekanisk og kjemiske påkjenninger



Figur 1.13: Ulike aldringspåkjenninger som EIS blir utsatt for.

Termisk

Reduksjon av isolasjonslevetiden på grunn av høye temperaturer har klassifisering av materialer i henhold til forventet ytelse ved spesielle temperaturer, uavhengig av elektrisk belastning.

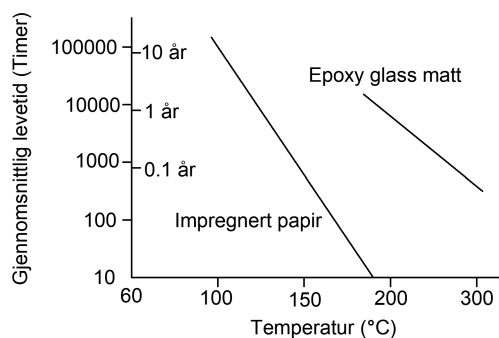
I IEC [26] finner en prosedyrer for bestemmelse av relativ termisk utholdenhet (RTE) av et materiale. Materialet blir deretter klassifisert i henhold til verdien av RTE-intervallet og dets termiske klasse. For eksempel tildeles et RTE-intervall på 105–120°C en termisk klasse på 105°C og klasse A. En RTE på 130–155°C tilsvarer 130°C og klasse B. Standardtabellen dekker temperaturområde fra 70°C til 250°C og inkluderer en bibliografi over relevante IEC- og ISO-standarder [21].

- **Relativ termisk utholdenhet (RTE):** Relativ termisk utholdenhet av et kandidatmateriale er fremstilt ved termisk aldring samtidig som med kontrollmaterialet. Verdien av RTE er verdien av temperaturen i grader Celsius, hvor den estimerte tiden til endepunktet av kandidatmaterialet er den samme som den estimerte tiden til endepunktet av kontrollmaterialet ved en temperatur som er lik dens ATE [26].
- **Vurdert termisk utholdenhet (ATE):** Numerisk verdi av temperaturen i grader Celsius, opp til hvilket kontrollmaterialet har opplevd tilfredsstillende driftytelse i den spesifiserte applikasjonen [26].
- **Endepunkt temperatur:** Temperatur i grader Celsius hvor en prøve anses å ha nådd endepunktet etter aldring i et spesifikt tidsrom [26].

- **Kandidatmaterialet:** Materiale som det er nødvendig å bestemme et estimat for termisk utholdenhet for [26].
- **Kontrollmaterialet:** Materiale med kjent ATE, fortrinnsvis hentet fra driftserfaring, brukt som referanse for sammenlignende test med kandidatmaterialet [26].
- **Termisk klasse:** Betegnelse som er lik den numeriske verdien av den anbefalte maksimale kontinuerlige driftstemperaturen [18].

Endepunktet bør velges for å indikere en grad av forringelse av det isolerende materialet som har redusert dens evne til å motstå en belastning som oppstår under faktisk drift. Nedbrytningsgraden som er indikert som slutt punkt for testen, bør være relatert til den tillatte sikre verdien for materialeegenskapen som er ønsket i praksis [26].

Tap produserer varme som går gjennom isolasjonen. Gode dielektriske materialer har høy termisk resistivitet og må kunne takle både lave og høye temperaturer. Isolasjonens termiske klasse bør ikke overstiges.



Figur 1.14: Levetid for impregnert papir og epoxy glass ved forskjellige temperaturer.

Tidligere eksperimentelle tester indikerte at materialets levetid kunne beregnes av A^{-mt} , hvor A og m er konstanter som er karakteristiske for materialet og t er temperaturen i grader Celsius. Dette arbeidet dannet grunnlaget for den velkjente “regelen” om en oppgang på 8–10° halverer forventet levetid for et isolerende materiale [21].

Mekanisk [22]

- Vekten av materialet og konstruksjonene i seg selv.
- Krefter fra snø, is og vind.
- Sentrifugalkrefter.
- Bevegelse mellom ledere og isolasjonen skaper en slitasje (abrasjon).

Kjemisk [22]

- Kontakt mellom forskjellige materialer (faste, væsker, gass, forskjellige metaller).
- Etsende damp og gasser, oksygen, fuktighet og løsemidler.
- Støv, salt, osv.
- Sollys.

Testing av isolasjonsmaterialet

Alle høyspenningskomponenter blir normalt testet på driftfrekvens (50/60Hz) med en varighet på 1 minutt. Testen viser ikke til en spesifikk påkjenning, men bygger opp en generell erfaring om at komponenter som består denne testen kan tåle både driftspenning, midlertidlige overspenninger og delvis koblingsoverspenninger gjennom en akseptabel levetid [22].

Når den dielektriske styrken av gassisolasjon blir testet, vil ikke alltid utladninger føre til noen permanent isolasjonsendring. Om spenningen økes jevnt i små intervaller inntil gjennomslag oppstår, vil dette vanligvis oppstå ved forskjellig spenningsnivå hver gang. Dermed er gjennomslagspenningen underlagt tilfeldige variasjoner, og blir derfor karakterisert med distribusjonsfunksjoner [22]. Tester på fast isolasjon er også vanskelig, i og med at punktering fører til tap av dielektrisk styrke. Testene må derfor gjøres over flere forskjellige testobjekter, som aldri vil være nøyaktig like [22]. Under testing av væskeisolasjon vil påfølgende gjennomslag kunne lede til gradvis forverring av væsken, eller andre kumulative effekter [22]. Av økonomiske grunner er det ikke mulig å utføre et stort antall nedbrytningstester på kostbare testobjekter som transformatorer og kabler. Sammenbruddspenning for slike objekter må derfor bli basert på tester av små modeller med samme type isolasjon [22].

Karakterisering av tilstanden til isolasjonen

Isolasjonssystemet må være dimensjonert til å tåle forventede påkjenninger gjennom produksjon, testing, transport, installering og under drift, og dette med en akseptabel levetid. Isolasjonen kan også bli utsatt for uforventet stress. Dette fører til interesse for å gjennomføre diagnostiske tester som kartlegger tilstanden til isolasjonen. Dette gjør det mulig å bestemme om komponenten er i god tilstand, trenger vedlikehold eller bør bli erstattet [22].

Det benyttes en rekke målbare parametere, direkte eller indirekte, for å karakterisere isolasjonsmaterialets tilstand når det er innebygd i systemutstyr. De dominerende elektriske egenskapene er verdiene permittivitet og kapasitans, resistivitet og isolasjonsmotstand, isolasjonstidskonstanter, dielektrisk tapsfaktor og partiell utladningsstatus. [21]

1.5 Isolasjonskoordinering

Isolasjonskoordinasjon handler om valg av isolasjonsnivå til komponenter med hensyn til driftspenninger og overspenninger som kan oppstå i systemet som komponentene er beregnet for. En må også ta hensyn til miljøet og vern [7].

Ved å velge det laveste isolasjonsnivået som er tilstrekkelig vil man kunne få lave kostander og ha en lang varighet på isolasjonen. Det er gunstig både økonomisk og med tanke på driftssikkerheten [27]. Derfor er isolasjonskoordinering svært viktig.

Koordinering

Isolasjonen til komponentene må være designet slik at det tar hensyn til all spenningen som kan påføre stress til isolasjonen eller minimere skaden på isolasjonen. Spenningsene blir klassifisert forskjellig med hensyn på formen og varigheten til spenningsene. Under vises de forskjellige typene som blir beskevet i IEC [7].

Kontinuerlig driftfrekvent spenning

Under normal drift kan den den kontinuerlige driftfrekvente spenningen variere noe, både i tid og sted. Når man driver med isolasjonskoordinering settes denne kontinuerlige driftfrekvente spenningen som en konstant og lik høyeste spenning til systemet [7].

Temporære overspenninger

Dette er som nevnt tidligere en overspenning som kan ligge med varighet fra sekunder til flere timer. Frekvens ligger normalt rundt driftfrekvensen [11].

Transiente overspenninger

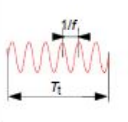
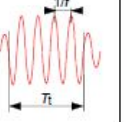
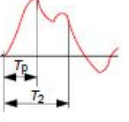

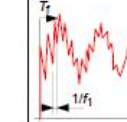
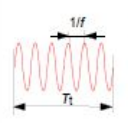
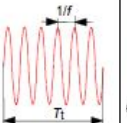
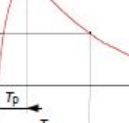
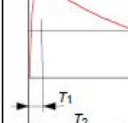
Har en varighet på noen millisekunder, umiddelbart etterfulgt av temporære overspenninger. Normalt oppstår transiente overspenninger som en veldig dempet overspenning [28].

Slow - front overvoltage

Et resultat av bryting av kapasitive og induktive strømmer, fra lange linjer eller fra høyfrekvente AC spenninger ved jordfeil eller kortslutninger. Stigningstiden til toppverdien er mellom $20\text{--}5000\mu\text{s}$ og halveringstiden $T_2 < 30\text{ms}$ [28].

Fast - front overvoltage

Dette er hovedsakelig lynoverspenninger. Denne typen overspenning kan oppstå ved lynnedslag i en faseleder, lynnedslag i stolper eller lynnedslag i nærheten av linjer. Stigningstiden til toppverdien er mellom $0,1\text{--}20\mu\text{s}$ og halveringstiden $T_2 < 300\mu\text{s}$ [28].

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz $T_1 \geq 3 \text{ 600s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_r \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes	 $f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz T_1^a	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	a
Standard withstand voltage test	a	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	a

^a To be specified by the relevant apparatus committees.

Tabell 1.5: Klasser og form av overspenninger, standard spenningsformer og standard holdespenningstester [7]

Definisjoner

Det er en rekke begrep som blir brukt i isolasjonskoordinering. Under vil mange av begrepene bli forklart.

Indre isolasjon

Den indre isolasjonen, enten fast, væske eller gass, som er beskyttet av kapslingen fra eksterne påvirkninger. For eksempel transformatorisolasjon og den indre isolasjonen i isolatorer. Utstyr kan ha en kombinasjon av indre- og ytre isolasjon. For eksempel isolatorer og effektbrytere [29].

Ytre isolasjon

Den ytre isolasjonen er distansen i luft eller distansen over en isolator i luft som opplever dielektrisk- og miljømessig stress. For eksempel porselenisolator, samleskinnestøtter og koblingsbrytere [29].

Holdespenning

Verdien av en testspenning som påføres under en holdespenningstest, hvor et definert nummer forstyrende (feilforårsakende) utladninger er akseptert [7].

Nødvendig holdespenning

Testspenningen som isolasjonen må tåle under en standard holdespenningstest. Bestemmelsen av nødvendig holdespenning handler om å konvertere koordineringsholdespenningen til en passende standard testspenning. Dette gjøres ved å multiplisere koordineringsholdespenningen, U_{cw} , med faktorer som kompenserer for forskjellen mellom faktiske driftsforhold for isolasjonen og de i standard holdespenningstester [7].

Koordineringsholdespenning

Den laveste verdien av holdespenningen, må tåle alle forventede overspenninger som kan forekomme i drift [7].

Standard holdespenning

En standard spenningsverdi som blir brukt i en standard holdespenningstest. Standard holdespenning er den nominelle verdien til isolasjonen for én eller flere nødvendige holdespenninger [7].

Standard korttids driftfrekvent spenning

En sinusformet spenning med frekvens mellom 48 og 62 Hz i et 50 Hz system med en varighet på 60 sekunder [7].

Nominelt isolasjonsnivå

Et sett med standard holdespenninger som indikerer den dielektriske styrken til isolasjonen, altså holdfastheten til isolasjonen [7].

Standard isolasjonsnivå

Et sett med standard holdespenninger som er assosiert med høyeste komponentspenning, U_m [28].

Tester

Komponentene skal tåle driftspenningen og de temporære overspenningene som kan oppstå i systemet. For å bevise dette blir alle komponentene utsatt for en rekke standardtester.

Kortvarig driftfrekvent test også kalt 1-minutts testen blir brukt for å sjekke overspenninger og koblingsoverspenninger, lynimpulstest for lynoverspenninger og koblingsimpulstest for koblingsoverspenninger.

Et minutt holdespenning

Isolasjonen skal tåle de stasjonære driftspenningene i en årrekke uten å degraderes. Det er vanskelig å teste om isolasjonen oppfyller kravene. Testen som blir brukt er 1-minutts holdespenningstest. Det settes på en standard holdespenning med 50 Hz i et minutt på terminalene til isolasjonskonfigurasjonen. Isolasjonen har klart testen hvis det ikke forekommer overslag eller gjennomslag under testen [7]. Denne prøven baserer seg mer på erfaring enn det å simulere ekte påkjenninger. Hvis materialet består denne prøven er det stor sannsynlighet for at materiellet tåler de spenningene, både driftspenninger, temporære overspenninger og til dels koblingsoverspenninger som kan forekomme gjennom levetiden til komponenten. Prøven vil også detektere produksjonsdefekter og feilaktige konstruksjoner [11].

Lynimpuls

Isolasjonen skal tåle lynoverspenninger. Disse overspenningene har ofte stor amplitude og veldig kort varighet. Det utføres standardiserte lynimpulstester for å sjekke at isolasjonen tåler lynoverspenningene.

En standard lynimpuls spenning har en fronttid på $1,2\mu s$ og en halveringstid på $50\mu s$, og blir normalt beskrevet som en $1,2/50$ impuls [30]. Den verdien som står i normene er toppverdien av spenningen. Produsenten oppgir den lynholdespenningen som er fastatt i normene. Det er da en garanti for at komponenten tåler den normerte spenningen uten at det oppstår gjennomslag eller overslag [10].

Koblingsimpuls

Koblingsoverspenningene har lengre varighet enn lynoverspenningene, normalt i millisekundområdet. Slike overspenninger kan være oscillerende eller av én polaritet. De er vanligvis sterkt dempet og av kort varighet [11].

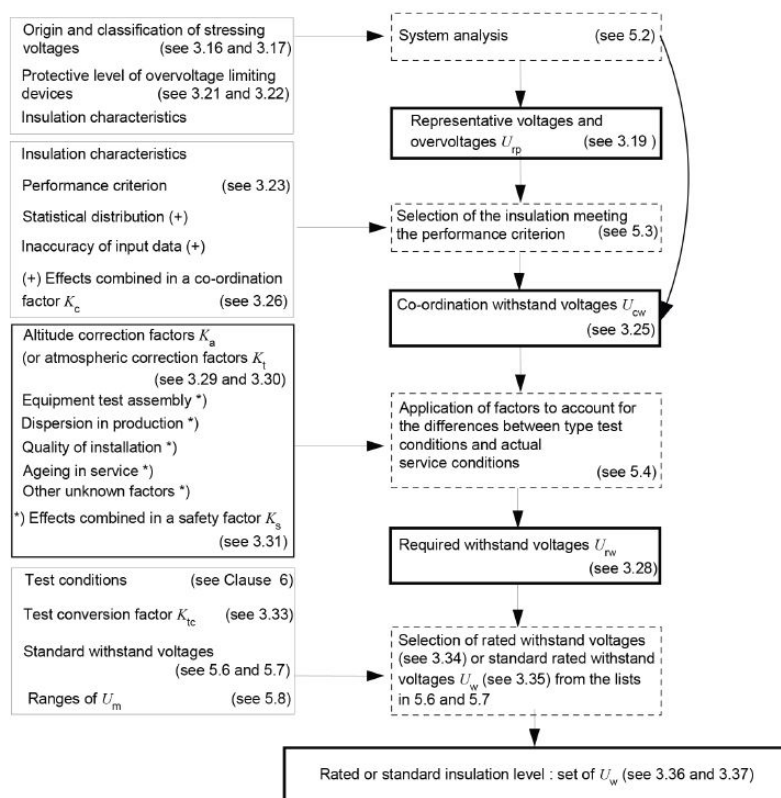
En standard koblingsimpuls har en fronttid på $250\mu s$ og en halveringstid på $2500\mu s$, og blir normalt beskrevet som en $250/2500$ impuls [30].

Prosedyre for isolasjonskoordinering

Prosedyren for isolasjonskoordinering handler om å velge den høyeste spenningen for komponentene sammen med et tilsvarende sett med standard nominelle holdespenninger som karakteriserer isolasjonen til komponenten i systemet. Høyeste komponentspenning, U_m , og holdespenningene vises i tabell 1.6.

Prosedyren beskrives i figuren 1.15 og stegene vil bli beskrevet under.

Isolasjonsnivåene er delt inn to områder, området I og område II. Hvor området I omhandler ($1kV < U_m \leq 245kV$) og området II ($U_m > 245kV$) [7].



Figur 1.15: Prosedyre for isolasjonskoordinering

Fra figur 1.15 er første steg en analyse av systemet. Her er det viktig å vite den nominelle spenningen, høyeste spenningen til systemet, høyeste spenningen for komponentene og overspenninger. Alt dette og mer må til grunn for å få en best mulig isolasjonskoordinering.

Bestemmelse av representative overspenninger, U_{rp}

På grunnlag av beregninger og analyser finner en de forventede overspenningene. Dette er overspenninger en forventer at vil forekomme i systemet under ekte drift. Det er på grunnlag av disse overspenningene at de representative overspenningene blir bestemt.

De representative overspenningene er overspenninger som er antatt å påføre de samme dielektriske effektene på isolasjonen som de forventede overspenningene gjør i faktisk drift [7].

Bestemmelse av koordineringsholdespenning, U_{cw}

Bestemmelse av koordineringsholdespenning handler om å velge den laveste holdespenningen til isolasjonen. Den valgte verdien av holdespenningen må tåle de representative overspenningene. Utstyrets isolasjon må minst tåle koordineringsholdespenningen i hele sin levetid [28].

Koordineringsholdespenningen for isolasjonen har samme form som de representative overspenningene og verdien på spenningen er funnet ved å multiplisere verdien av de representative overspenningene med en koordineringsfaktor. Denne faktoren avhenger av nøyaktigheten ved utregningen av de representative overspenningene [7].

Bestemmelse av nødvendig holdespenning, U_{rw}

Bestemmelsen av den nødvendige holdespenningen til isolasjonen handler om å konvertere koordineringsholdespenningen til en passende standard testverdi. Dette gjøres ved å multiplisere koordineringsholdespenningen, U_{cw} , med faktorer som kompenserer for forskjellen mellom faktiske driftsforhold for isolasjonen og de i standard holdespenningstester [7].

Faktorene som blir anvendt er K_a og K_s . K_a er en faktor som tar for seg høyden over havet. Hvis systemet er 1000 m over havet vil $K_a = 1.13$ og den øker jo høyere over havet en kommer.

K_s er en sikkerhetsfaktor. For ytre isolasjon er denne faktoren 1.05 og for indre isolasjon er denne faktoren 1.15 for alle overspenninger. Sikkerhetsfaktoren tar for seg usikkerheten i angivelsene av holdespenning og verne nivå [11].

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$$

Valg av isolasjonsnivå

Valg av isolasjonsnivå handler om å velge det mest økonomiske settet av standard holdespenninger, U_w .

For å velge isolasjonsnivå må først høyeste spenning for komponenten, U_m , velges. Denne verdien må være høyere eller lik verdien til høyeste systemspenning, U_s [7].

Etter U_m er valgt i tabell 1.6, velges korttids-50 Hz-holdespenning og lynimpuls-holdespenning fra samme tabell slik at isolasjonen er tilstrekkelig for alle de nødvendige holdespenningene, U_{rw} [7].

Table 2 – Standard insulation levels for range I ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$)

Highest voltage for equipment, U_m kV (RMS value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (RMS value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6		20
		40
7,2		40
		60
12		60
		75
		95
17,5 ^a		75
		95
24		95
		125
		145
36		145
		170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 ^a	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

NOTE If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand voltage tests are needed.

^a These U_m are non-preferred values in IEC 60038 and therefore seldom used. These values should not be used for new systems to be constructed in future.

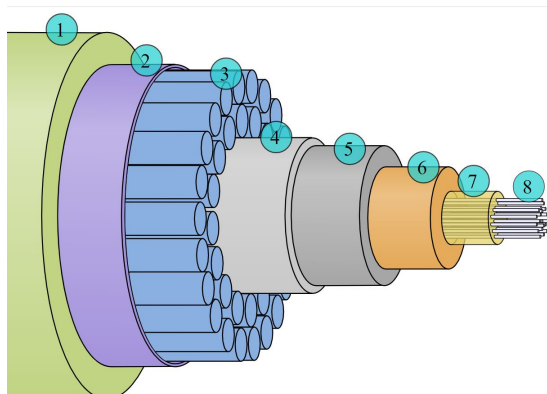
^b This U_m value is not mentioned in IEC 60038 but it has been introduced in range I in some apparatus standards.

Tabell 1.6: Standard isolasjonsnivå

1.6 Komponenter

Kabler

Kabler har forskjellig spenningsnivå og blir brukt i forskjellig miljø. Det finnes AC og DC kabler for sjø og land. For de høyeste spenningene er det mest vanlig med én-fase kabler, tre-fase kabler med felles kappe benyttes for lavere spenninger. Kabler skiller seg ut fra luftlinjer ved at en får en mye større kapasitans til jord, rundt 40 ganger større [11]. Figur 1.16 viser oppbygningen til en kabel, fra lederen innerst til isolasjonen og kappen ytterst.



Figur 1.16: Oppbygning av kabel; 1. Ytre kappe 2. Folie 3. Jordskjerm 4. Metallisk vannbarriere 5. Ytre halvleder 6. Isolasjon 7. Indre halvleder 8. Leder [11]

Definisjoner

Merkespenning

$$U_0$$

Merkespenning mellom hver enkelt leder og skjermen/kappen i kabelen [31].

Merkespenning mellom ledere

$$U$$

Merke r.m.s driftfrekvent spenning mellom to ledere som kablene eller tilbehøret er designet for [31].

Nominell spenning til et system

R.m.s linjespenning som systemet er designet for [31].

Nominelt elektrisk stress

Elektrisk stress kalkulert med U_0 , bruker nominelle dimensjoner [32].

Rutinetest

Test fra produsenten på hver lagde komponent for å sjekke at komponenten

møter kravene som er stilt til komponenten [32].

Prøvetest

Test fra produsenten som er gjort på tilfeldige komplette kabler eller komponenter fra en kabel. Disse testene er gjort med en jevn frekvens for å forsikre seg om at det ferdige produktet møter kravene som blir stilt [32].

Typetest

Tester som blir brukt på et kabelsystem, kabel eller tilbehør før det blir sendt ut på et kommersielt grunnlag. Dette er for å demonstrere at alt fungerer som det skal og det møter kravene til det systemet det skal brukes i [32].

Kabelsystemer

Kabel med tilbehør inkludert komponenter for termomekanisk tvang

Valg av kabelanlegg

For å bestemme et passende design på kabelanlegget for et gitt prosjekt, må informasjonen under være med [31].

- Nominell spenning til systemet.
- Høyeste spenningen for systemet.
- Lyn og koblingsoverspenninger for $U_m \geq 300kV$.
- Frekvensen til systemet.
- Jording, hvor nøytralt punktet ikke er effektivt jordet. Maks tillatt varighet på jordfeil og den totale tiden med jordfeil i løpet av et år.
- Screen bonding.
- Omgivelser: høyde over havet, innendørs eller ute, forurensning.
- Maks merkestrøm: for drift, cyclic operation, for nødsituasjoner og overlast.
- De forventede symmetriske og usymmetriske kortslutningstrømmene, både mellom fasene og til jord.
- Maks tid for kortslutningsstrømmen.
- Mulig drift med tvangskjøring.

Mye av denne informasjonen må være med for å velge riktig isolasjonsnivå. Desto mer informasjon som ligger til grunn for valg av kabler, kan man med større sikkerhet si at kabelanlegget vil tåle driftspenningene og overspenningene som kan oppstå i levetiden til kabelen.

IEC standard

Hvordan systemet er jordet og hvor lenge en jordfeil kan ligge på systemet er viktige faktorer som spiller inn i valg av kabler. Derfor blir kabler delt inn i tre kategorier A, B og C. Hvor lang tid kablene kan driftes under jordfeil angir hvilken kategori kablene havner i. Definisjonen av disse kategoriene endrer seg etter det nominelle spenningsnivået til systemet.

Fra IEC 60183 Valg av AC - kabler. Blir kategoriene definert på følgende måte:

A	System der faselederen som kommer i kontakt med jord vil bli frakoblet innen 1 min
B	De systemene, som under feil har en fase som ligger til jord i en kort periode. Denne perioden bør generelt ikke overgå 1 time, men en lengre periode kan bli tolerert som er spesifisert i relevante kabel standard.
C	Alle systemene som ikke går under A eller B

Figur 1.17: IEC 60183 Valg av AC - kabler. Definisjon på kategori A, B og C [31]

I systemer hvor en jordfeil ikke er automatisk utkoblet, vil det påføre ekstra påkjenninger på isolasjonen til kabelen under jordfeil. Dette vil redusere levetiden til kablene. Hvis systemet ofte driftes med permanent jordfeil, bør man velge Klasse C.

I IEC 60502 som omhandler kabler fra 1 kV opp til 30 kV. Er kategoriene definert litt anderledes.

A	System der faselederen som kommer i kontakt med jord vil bli frakoblet innen 1 min
B	De systemene, som under feil har en fase som ligger til jord i en kort periode. Denne perioden bør generelt ikke overgå 8 timer. Den totale varigheten til jordfeil i løpet av et år skal ikke overgå 125 timer.
C	Alle systemene som ikke går under A eller B

Figur 1.18: IEC 60502 kabler fra 1 kv opp til 30 kV. Definisjon på kategori A, B og C [33].

Denne avklaringen for 8 timer sammenhengende jordfeil og ikke over 125 timer jordfeil i løpet av et år står ikke i IEC 60840, som er standarden for kabler opptil 150 kV eller $U_m = 170kV$.

Tester

For å vite om en kabel er tilstrekkelig og at den faktisk tåler alle spenningene den blir utsatt for under drift, er det viktig at produsenten av kablene utfører tilstrekkelig med tester. Under testene blir kablene utsatt for testspenninger med forskjellig styrke og varighet. Testene står oppført i tabell 1.7.

Forhold mellom testspenning og merkespenning

Testspenninger er definert som multipler av merkespenningen, U_0 [32]. Verdien av U_0 for valg av testspenning skal være spesifisert i tabell 1.7. For kabler og tilbehør med merkespenning som ikke står i tabellen, skal verdien av U_0 for bestemmelse av testspenning velges som den nærmeste merkespenningen, U , så lenge verdien av U_m for kablene og tilbehøret ikke er høyere enn den verdien som samsvarer med verdien i tabellen. Hvis merkespenningen ikke er nærme noen av verdiene i tabellen, skal verdien av U_0 som testene baserer seg på være merkeverdi, altså $\frac{U}{\sqrt{3}}$.

Testspenningene i denne standarden er basert på antagelsen at kablene og tilbehøret er brukt i systemer som går under kategori A eller B, som er definert i IEC 60183 [32].

Tan δ

Prøven skal kun bli varmet opp av strømmen som går igjennom lederen, og temperaturen til lederen skal bestemmes ut ifra enten å måle dens resistans, eller av sensorer montert på overflaten av kappen, eller av sensorer montert på en leder i en annen prøve av samme kabel som er oppvarmet på samme metode.

Prøven skal bli varmet opp til lederen når en temperatur på 5-10 K over den maksimale ledertemperaturen ved normal drift.

Hvis ved praktiske grunner testtemperaturen ikke kan bli nådd, kan ekstra termisk isolasjon bli lagt til.

Tan δ skal så bli målt ved en driftfrekvent spenning lik U_0 ved temperaturen spesifisert.

Varmesyklus spenningstest

Er en test som skal påføre spenningen $2 \cdot U_0$. Denne testen skal bli påført i minst 8 timer. Det etterfølges av 16 timer med kjøling.

Syklopen, varming og nedkjøling skal bli utført 20 ganger. Gjennom hele perioden til testen skal en spenning på $2 \cdot U_0$ bli brukt på kabelen.

AC spenningstest etter installasjon

Testspenningen påtrykt skal bestemmes med enighet mellom kjøperen og produsenten. Bølgeformen skal være veldig sinusformet og frekvensen skal være mellom 20 - 300 Hz. En spenning ifølge Tabell 1.7 og kolonne 10 skal bli påtrykt i 1 time. Alternativt kan en spenning lik U_0 bli påtrykt i 24 timer.

Table 4 – Test voltages

1	2	3	4 ^a	5 ^a	6 ^a	7 ^a	8 ^a	9 ^a	10 ^b
Rated voltage	Highest voltage for equipment	Value of U_0 for determination of test voltages	Voltage test of 9.3	Partial discharge test of 9.2 and 12.4.4	Tan δ measurement of 12.4.5	Heating cycle voltage test of 12.4.6	Lightning impulse voltage test of 10.12, 12.4.7 and 13.2.5	Voltage test of 12.4.7	Voltage test after installation of 16.3
U	U_m	U_0	$2.5 U_0$	$1.5 U_0$	U_0	$2 U_0$		$2.5 U_0$	
kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
45 to 47	52	26	65	39	26	52	250	65	52
60 to 69	72.5	36	90	54	36	72	325	90	72
110 to 115	123	64	160	96	64	128	550	160	128
132 to 138	145	76	190	114	76	152	650	190	132
150 to 161	170	87	218	131	87	174	750	218	150

^a If necessary, these test voltages shall be adjusted as stated in 12.4.1.

^b If necessary these test voltages shall be adjusted as stated in 16.3.

Tabell 1.7: Testspenning for kabler fra tabell 4 i IEC 60840 [32]

Det blir utført rutinetester på kabler. Følgene tester under skal være utført på hver produserte lengde av kabel fra fabrikanten, for å forsikre seg at kablene er i forskriftsmessig stand [32].

- Partiell utladingstest.
- Spenningstest.
- Elektrisk test på kappen av kabelen.

Partiell utladingstest

En partiell utladingstest er beskrevet i IEC 60885-3 for kabler. Testverdiene skal økes gradvis til $1,75 \cdot U_0$ og holdes der i 10 sekunder, og sakte reduseres til $1,5 \cdot U_0$. Det skal ikke være noen partiell utlading på $1,5 \cdot U_0$ [32].

Spenningstest

Testspenningen skal gradvis øke til $2,5 \cdot U_0$ og bli holdt i 30 min mellom lederen og skjermen til kabelen.

Ingen gjennomslag i isolasjonen skal forekomme [32].

Elektrisk test på ytterkappen av kabelen

Testene som blir utført for å vise integriteten på ytterkappen av kablene er enten en DC spenningstest eller en "Spark test". Grunnen til at man gjør denne testen er for å demonstrere at kabelbeskyttelsen tåler slitasjen under nedlegging av kablelen [34].

Under DC testen skal en likespenning settes på ytterkappen i 1 minutt, størrelsen av spenningen som settes på avhenger av tykkelsen til ytterkappen. Ikke noe gjennomslag på ytterkappen skal forekomme under testen [34].

I en spark test skal det underliggende metalliske laget av kablene jordes, så settes det enten på en likespenning eller vekselspanning. Her bestemmes også størrelsen på spenningen fra tykkelsen på ytterkappen. Ingen feil skal bli detektert under testen [34].

Spenningstransformator

Definisjoner [35]

U_{sys}

Høyeste fase-fase spenningen under normal drift.

U_{m}

Høyeste spenningen utstyret er designet til å tåle.

k

Det faktiske transformasjonsforholdet fra den faktiske spenningen på primærsiden til den faktiske spenningen på sekundærsiden.

K_{r}

Merke-transformasjonsforholdet fra merkespenningen på primærsiden til merkespenningen på sekundærsiden.

ε

Forholdsfeil, feil fra spenningstransformatoren som forekommer av at det faktiske transformasjonsforholdet ikke er lik merke-transformasjonsforholdet.

U_{pr}

Spenningen på primærsiden av spenningstransformatoren som dens ytelse er basert på. Standardverdiene for spenningen på primærsiden er $\frac{1}{\sqrt{3}}$ ganger systemspenningen [36].

U_{sr}

Spenningen på sekundærsiden av spenningstransformatoren som dens ytelse er basert på [36].

S_{r}

Nominell tilsynelatende effekt, den tilsynelatende effekten overført ved merkespenningen til sekundærsiden av spenningstransformatoren med den nominelle byrden tilkoblet.

Byrde

Definisjon - *Admittans eller impedans i kretsen tilkoblet sekundærsiden oppgitt i Siemens eller Ohm, og effektfaktor*. Byrden blir som oftest oppgitt i voltampere (VA) som blir absorbert ved en spesifisert effektfaktor og ved merkespenningen til sekundærsiden.

F_{v}

Spenningsfaktor, den største spenningsgrensen spenningstransformatoren skal tåle kontinuerlig en spesifisert tid, uten at nominelle verdier blir påvirket [36].

Generelt

Spenningstransformatorer som brukes i høyspentnettet har som oppgave å nedtransformere den høye spenningen som kommer inn på primærsiden av transformatoren ned til mer håndterlige og lesbare spenningsverdier på sekundærsiden av transformatoren. Det blir tilkoblet måleutstyr på sekundærsiden som blant annet kan bli brukt til spenningsregulering, jordfeildetektering, måle spenningskvalitet, energimåling og vernfunksjoner til anlegget [37].

Spenningstransformatorene blir som regel tilkoblet mellom en fase og jord, og i [12] er det krav om at det skal benyttes tre én-polte spenningstransformatorer (én for hver fase) i kraftanlegget for å kunne dekke alle funksjoner for måling og vern.

Spenningen på sekundærsiden skal normalt ligge på $\frac{110}{\sqrt{3}}$ V, og spenningen i jordfeilviklingen på sekundærsiden av spenningstransformatoren montert i et spolejordet nett skal normalt ligge på $\frac{110}{3}$ V. Den skal også i spolejordet nett dimensjoneres for å tåle 8 timers drift ved jordfeil med jordfeilfaktor på 2,2 [16]. Det skal i tillegg benyttes et korrekt dimensjonert dempesystem for å beskytte spenningstransformatoren mot ferroresonans [12].

Det brukes to hovedtyper av spenningstransformatorer [37]:

- Induktiv spenningstransformator (VT).
- Kapasitiv spenningstransformator (CVT).

Fordeler med VT:

- Kan bli benyttet for alle spenningsnivåer.
- Nøyaktig og stabil, selv over tid.

Ulemper med VT:

- Høyere fare for ferroresonans.
- Ved spenningsnivåer over 72,5 kV har den en høy kostnad.

Fordeler med CVT:

- Mindre fare for ferroresonans i forhold til VT.

Ulemper med CVT:

- Mindre nøyaktig enn VT'en, og nøyaktigheten og stabiliteten kan endres over tid.
- Fare for punktering av kapasitansene, noe som fører til spenningsstigning på sekundærsiden og risikoen for å skade måleutstyr tilkoblet.
- For spenningsnivåer over 72,5 kV.

Tester og verdier**Den høyeste spenningen transformatoren kan tåle, U_m :**

U_m må være minst lik eller høyere enn den største spenningen under normale forhold i systemet.

$$U_m \geq U_{sys}$$

Verdien av U_m velges fra Tabell 1.8. I denne tabellen får man også oppgitt merkeholdespenningen og lynimpuls-holdespenningen spenningstransformatoren skal kunne tåle. For utsatte installasjoner velges den høyeste verdien i tabellen innenfor den gitte U_m 'en. Merkeholdespenningen for isolasjonsnivået på sekundærterminalene skal være på 3 kV.

Highest voltage for equipment U_m (r.m.s.) kV	Rated power-frequency withstand voltage (r.m.s.) kV	Rated lightning impulse withstand voltage (peak) kV	Rated switching withstand voltage (peak) kV
0,72	3	---	
1,2	6	---	
3,6	10	20 40	
7,2	20	40 60	
12	28	60 75	
17,5	38	75 95	
24	50	95 125	
36	70	145 170	
52	95	250	
72,5	140	325	
100	185	450	
123	185 230	450 550	
145	230 275	550 650	
170	275 325	650 750	
245	395 460	950 1 050	
300	395 460	950 1 050	750 850
362	460 510	1 050 1 175	850 950
420	570 630	1 300 1 425	950 1 050
550	630 680	1 425 1 550	1 050 1 175
800	880 975	1 950 2 100	1 425 1 550

Tabell 1.8: Isolasjonsnivåer for spenningstransformatorer - IEC 61869-1

Test for overført overspenning:

Terminalene på spenningstransformatorens sekundærvikling(er) som normalt skal være jordet, skal tilkobles rammen til spenningstransformatoren, og rammen skal kobles direkte til jord. Hvis spenningstransformatoren inneholder mer enn én vikling, skal målingene bli utført på hver og en vikling.

Overspenningene som blir overført til sekundærviklingene, U_s , blir uttrykt som:

$$U_s = U_p \cdot \frac{U_2}{U_1}$$

De spesifiserte overspenningene påtrykt primærsiden, U_p , er spesifisert i Tabell 1.9.

Type of impulse	A	B
Peak value of the applied voltage (U_p)	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$
Wave shape characteristics:		
– conventional front time (T_1)	$0,50 \mu\text{s} \pm 20 \%$	-
– time to half-value (T_2)	$\geq 50 \mu\text{s}$	-
– front time (T_1)	-	$10 \text{ ns} \pm 20 \%$
– tail length (T_2)	-	$>100 \text{ ns}$
Transmitted overvoltage peak value limits (U_s)	1,6 kV	1,6 kV
NOTE 1 The wave-shape characteristics are representative of voltage oscillations due to switching operations.		
NOTE 2 See Figure 3.		

Tabell 1.9: Overførte overspenninger i spenningstransformatorer - IEC 61869-1

$$U_p = 1,6 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_m$$

En lav spenningsimpuls, U_1 , skal bli påtrykt mellom primær-terminalen på spenningstransformatoren og jord. Den overførte spenningen, U_2 , skal bli målt på de åpne sekundærterminalene ved hjelp av et oscilloskop med båndrekkevidde på minst 100 MHz og med en 50Ω coaxial kabel.

Dersom $U_s \leq 1,6 \text{ kV}$, har spenningstransformatoren bestått testen, og skal kunne gi en god beskyttelse av de elektroniske komponentene tilkoblet sekundærterminalene.

Spenningsfaktoren, F_v

Standardverdier for spenningsfaktor finnes i tabell 304 i [36] for induktive spenningstransformatorer, og i tabell 504 i [38] for kapasitive spenningstransformatorer.

For begge typer spenningstransformatorer er spenningsfaktoren 1,2 kontinuerlig og 1,9 i 8 timer. Den høyeste kontinuerlige spenningen som spenningstransformatoren skal tåle, skal være den laveste verdien av følgende:

- $\frac{U_m}{\sqrt{3}}$
- $U_{pr} \cdot 1,2$

Merkeytelsen til spenningstransformatorer, S_r , og byrden tilkoblet [37]

Merkeytelsen bestemmes ut ifra byrden tilkoblet sekundærsiden og som belaster spenningstransformatoren. Det største bidraget til byrden er instrumenteringen, men i målepunkter av nyere dato kan byrden ofte være veldig liten, og det kan derfor være aktuelt å legge inn en tilleggsbyrde. Det kan da også være nyttig å se på om kablene bidrar til byrden.

For målepunkter i nye anlegg, må man få oppgitt den totale byrden som instrumentene vil belaste spenningstransformatoren med. I eksisterende anlegg der et nytt målepunkt skal opprettes eller et målepunkt skal rehabiliteres/utskiftes, kan man utføre målinger og beregninger på eksisterende spenningstransformator. Målingene blir utført i første tilkoblingspunkt etter spenningstransformatoren, da det er som regel ikke mulig å utføre målinger direkte på spenningstransformatorens sekundærside i praksis. De nødvendige dataene som trengs er:

- Nominell spenning på sekundærsiden, U_{sr} .
- Lengden på kablene fra spenningstransformatoren til første tilkoblingspunkt, l .
- Tverrsnittet på kablene, A .
- Den spesifikke motstanden til kablene, ρ .
- Målt totalstrøm i kretsen, I_m .
- Målt spenning i kretsen, U_m .

Disse verdiene settes inn i følgende formel:

$$S_{tot} = \left(I_m^2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{A} \right) \cdot \frac{U_{sr}}{U_m} + \left(U_{sr}^2 \cdot \frac{I_m}{U_m} \right)$$

Denne ytelsen må i tillegg være så stor at den kan løse ut sikringen som beskytter instrumenteringskretsen ved en kortslutning.

Overspenningsavledere

Overspenningsavledere er en viktig beskyttelse som beskytter komponenter i et høyspentanlegg mot transiente overspenninger, som lyn- og koblingsoverspenninger. I nettsystemer der systemspenningen $U_s \leq 245kV$ er overspenningsavlederens eneste oppgave å beskytte mot lynoverspenninger, siden koblingsoverspenningene som kan oppstå på dette spenningsnivået vil være små i forhold til isolasjonsholdfastheten [11].

Overspenningsavlederen kobles vanligvis mellom fase og jord, foran og så nærme komponenten den skal beskytte som mulig, mens transformatorer i isolerte og spoiejordede nett har ofte en nøytralpunktavleder koblet mellom transformatorens nullpunkt og jord.

Det brukes i dag to hovedtyper av overspenningsavledere:

1. Metalloksidavledere (MOA): Spenningsavhengige motstander fremstilt av forskjellige metalloksider, hovedsakelig sinkoksid (ZnO). MOA'er har som regel ikke gnistgap i serie med seg, og kalles ofte derfor for "Gapløse avledere".
2. Gapavledere: Avledere med gnistgap i serie med spenningsavhengige motstander laget av silisiumkarbid (SiC).

Den spenningsavhengige motstanden i begge typer avleder har en ulineær karakteristikk. Det vil si at motstanden er veldig høy, og slipper derfor igjennom lite strøm under normal drift, mens motstanden blir veldig lav ved stort spenningspåtrykk. Når spenningen påtrykt avlederen overstiger avlederens vernnivå, vil den "tenne" og begynne å lede mye strøm. Den ulineære motstanden vil begrense nettstrømmen slik at avlederen vil "slukke" av seg selv, uten hjelp fra bryterfunksjoner, når overspenningen er ledet bort [11].

Metalloksidavledere

Metalloksidavledere, forkortet MOA'er, er sintrede keramiske motstandsblokker hvor blokkene består av mer enn 90% sinkoksid (ZnO). Derfor kaller man motstandsblokkene for ZnO-blokker eller ZnO-motstander. Den resterende prosentdelen av blokkene består av andre metalloksider som koboltoksid, vismutoksid og antimonoksid. Den keramiske mikrostrukturen og prosessene i overgangene mellom ZnO-kornene og de andre metalloksidene er det som bestemmer blokkens elektriske egenskaper. Den ulineære egenskapen til blokkene ligger i korngrensene [11].

Gapavleder

I en gapavleder er det et bevisst gap mellom adskilte elektroder der lysbuer kan oppstå ved en overspenning/overstrøm. Gapet eller gapene står i serie med én eller flere ulineære motstander som fungerer på samme måte som i en MOA. Motstandene i de gamle typene avledere, som gapavledere, består av silisiumkarbid (SiC) som har en langt dårligere ulineær strøm-spenningskarakteristikk enn den moderne ZnO-motstanden [39].

Gapavlederen er i dag helt utkonkurert av metalloksidavlederen. Dette er fordi MOA'en har en raskere funksjon, klipper ikke spenningen og bryter følgestrømmen.

Klipping av spenningen vil si at gapavlederen reduserer toppverdien og varigheten til overspenningen, og følgestrømmen er den 50 Hz strømmen som følger etter at strømmen fra overspenningen er avledet [11].

Noen fordeler til gapavlederen er at den kan være billigere og den kan ha en lengre levetid.

Merkespenningen til en gapavleder er litt annerledes enn merkespenningen til en gapløs-avleder, som MOA'en. I en gapavleder skal merkespenningen mellom terminalene være den største tillate driftfrekvente spenningen som gjør at avlederen fortsatt kan driftes normalt. Denne spenningen skal kunne påtrykkes kontinuerlig uten at det endrer karakteristikene på avlederen [39].

Definisjoner med beskrivelse for Metalloksidavledere [40]

Kontinuerlig driftsspenning (Continuous Operating Voltage)

U_c

Den maksimale driftsspenningen avlederen tåler kontinuerlig. U_c skal være minimum like høy som den kontinuerlige spenningen mellom fase og jord i nettsystemet, pluss 5% sikkerhetsfaktor.

$$U_c = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \cdot 1,05$$

Sikkerhetsfaktoren er for å ta hensyn på variasjoner i utstyr, kvalitet, installasjon, aldring og overharmoniske spenningsvariasjoner [41]. I spolejordede nett burde U_c være minimum like høy som den høyeste systemspenningen, U_s [42]. I samtaler med ABB, ble det forklart at det blir brukt 1,1 som sikkerhetsfaktor for å ta ekstra hensyn til faktorene som inngår i den.

Merkespenning (Rated Voltage)

U_r

Den høyeste driftfrekvente spenningen (effektivverdien) som avlederen er konstruert til å tåle i **minst 10 sekunder**. For MOA'er vil forholdet mellom U_r og U_c være:

$$U_r \approx 1,25 \cdot U_c$$

Faktoren 1,25 er rent empirisk og er et produkt av produsentavhengige praktiske tester av avledere [41].

Nominell avledningsstrøm (Nominal Dischargecurrent)

I_n

Peak-verdien til en lynstrøm-impuls som brukes til å klassifisere avlederen. Det er per i dag 4 forskjellige verdier på I_n som benyttes:

- 2,5 kA
- 5 kA
- 10 kA
- 20 kA

Den nominelle avledningsstrømmen er hovedparameteren som benyttes til valg av beskyttelses-karakteristikker og klassifisering av avlederen.

Valg av avledningsstrøm har også en innvirkning på isolasjonskoordineringen, siden lynimpuls-beskyttelsesnivået, U_{pl} , LIPL, til avlederen er spesifisert ut ifra restspenningen ved nominell avledningsstrøm.

Maksimal restspenning (Maximal Residual Voltage)

U_{pl}

Når en avleder tenner og er i funksjon så vil det legge seg en spenning over den. Denne spenningen er noe avhengig av strømmen og hva slags type puls avlederen blir utsatt for. Spenningen blir oppgitt som en restspenning over avlederen der strøm og impulstype blir oppgitt som tilleggsinformasjon [41].

For avlederen skal man få oppgitt U_{pl} med en lynimpuls på $8/20\mu s$ og en strømverdi som er 0,5, 1 og 2 ganger den nominelle avledningsstrømmen, I_n . Noen leverandører oppgir ofte også en brattere lynimpuls på eksempelvis $1/20\mu s$. For moderne avledere vil ikke forskjellen i restspenningen ved samme strøm og ulik lynimpuls være veldig stor, kun ofte i størrelsesorden 5% mellom en lynimpuls på $8/20\mu s$ og en lynimpuls på $1/20\mu s$ [41].

Restspenningen, U_{pl} , må velges vesentlig lavere enn isolasjonsholdfastheten til komponentene og nettet den skal beskytte, fordi man får refleksjoner og spenningsstigning til tilledninger [41].

Restspenningen til avlederen

U_{res}

Peak verdien til spenningen som oppstår mellom terminalene på avlederen når den leder strøm.

Referansespenningen til avlederen

U_{ref}

Peak verdien til den driftfrekvente spenningen delt på $\sqrt{2}$, der verdien er hentet fra når referanestømmen flyter igjennom avlederen. Referansestrømmen, I_{ref} , er peak verdien til den resistive delen av den driftfrekvente strømmen med verdier på typisk 0,05 mA - 1 mA per cm^2 av flaten til MOA-blokkene.

Nominell kortslutningsstrøm

I_s

Den største testede driftfrekvente strømmen som kan oppstå i en avleder som en kortslutningsstrøm uten at det forårsaker store ødelegelser på avleder-huset eller åpne flammer i mer enn 2 minutter under spesifiserte testforhold.

Repetitiv merkeladningsoverføring

Q_{rs}

Den maksimale og spesifiserte ladningsoverføringsevnen til en avleder i et enkelt tilfelle, eller ved flere overspenninger, som kan overføres gjennom avlederen uten at det forårsaker mekaniske skader eller uakseptabel elektrisk nedbrytning av MOA-motstandene.

Termisk merkeladningsoverføringsevne Q_{th}

Den maksimale og spesifiserte ladningen som kan overføres gjennom hele eller deler av avlederen som innen 3 minutter ikke forårsaker termisk instabilitet under en "Thermal Recovery Test". Termisk instabilitet er når varmemengden som utvikles i avlederen er større enn den varmemengden som blir ledet bort.

Termisk merkeenergi W_{th}

Den maksimale og spesifiserte energien, oppgitt i kJ/kV av U_r , som kan bli tilført hele eller deler av avlederen som innen 3 minutter ikke forårsaker termisk instabilitet under en "Thermal Recovery Test". Energien blir tilført som én eller flere langvarige rektangulære eller unipolare halv-sinus impulser med en varighet på 2-4 ms. Strøamplitudene og antall impulser er ikke viktig, så lenge den totale energien tilført avlederen er 1,0 til 1,1 ganger avlederens W_{th} .

Tester utført av produsenter på avledere**Lynimpuls spenningstest**

Testspenningen som skal benyttes skal være minst 1,3 ganger større enn den maksimale restspenningen til avlederen ved nominell avledningsstrøm, I_n .

 $1,3 \cdot U_{pl}$

Faktoren 1,3 er hentet fra $1,15 \cdot e^{1000/8150}$, som reflekterer 15%

koordineringsfaktor med hensyn på avlederstrømmer høyere enn den nominelle avledningsstrømmen og den naturlige statistiske holdespenningen til isolasjonen, og en margin på $e^{1000/8150} = 1,13 = 13\%$ med hensyn på variasjoner i lufttrykket ved havnivå og opp til normale montasjhøyder som ikke overskrider 1000 meter over havet.

Selve testen utføres ved at det påtrykkes 15 påfølgende impulser ved testspenningen og for hver enkel polaritet. Testen på avlederen blir bestått dersom det ikke oppstår noen interne elektriske sammenbrudd, og ikke mer enn 2 eksterne elektriske sammenbrudd for hver serie av de 15 impulsene.

I henhold til IEC 60060-1:2001 § 7.2.1 Standard Lightning-Impulse Voltage, så skal front-tiden være på $1,2\mu s$ og halveringstiden på $50\mu s$, som blir beskrevet som en 1,2/50 impuls.

Lynimpuls restspenningstest

Én lynstrøm-impuls skal påtrykkes på 3 prøver av MOA-blokkene hver for seg, med toppverdier på ca. 0,5, 1 og 2 ganger den nominelle avledningsstrømmen, I_n . Front-tiden skal ligge på $7-9\mu s$, mens halveringstiden ikke er kritisk i denne testen, og kan derfor være på hvilken som helst verdi. Den maksimale restspenningen målt skal skrives inn i en kurve, der kurven skal bestå av maksimal restspenning mot avledningsstrømmen. Restspenningen som korresponderer med den nominelle avledningsstrømmen på grafen blir definert som lynimpuls-beskyttelsesnivået til avlederen.

Krafttransformator

Krafttransformator er en transformator som i et overføringsnett konverterer spenningen mellom forskjellige nettnivåer, for eksempel mellom sentralnettet og regionalnettet eller mellom det høyspente og det lavspente distribusjonsnettet. Sistnevnte benevnes også fordelingstransformator [43].

Definisjoner

Høyeste spenning for utstyr som gjelder for en transformatorvikling

U_m

Høyeste r.m.s fase-fase spenning i et trefasesystem en transformatorvikling er konstruert for med hensyn på isolasjon [25].

Merkespenning for vikling

U_r

Spenning som er tilordnet til å påføres eller utvikles uten belastning, mellom terminalene til en ikke-trinnet vikling, eller en trinnet vikling koblet til hovedtrinningen. For en trefaset vikling er det spenningen mellom linjeterminalene [25].

Uniform isolasjon til en transformatorvikling

Isolasjon til en transformatorvikling som har alle endene koblet til terminaler med samme merkeisolasjon [25].

Ikke-uniform isolasjon til en transformatorvikling

Isolasjon til en transformatorvikling når den har en nullpunktterminal-ende for direkte eller indirekte forbindelse til jord, og er designet med et lavere isolasjonsnivå en det som gjelder for linjeterminalen [25].

Regler for høyeste spenning for utstyr [25]

- En verdi av høyeste spenning for utstyr, U_m , tildeles både linjen og hver vikling.
- Reglene for dielektrisk testing avhenger av verdien av U_m . Når regler om tester for forskjellige viklinger i en transformator er i konflikt, skal regelen for viklingen med den høyeste verdien av U_m gjelde for hele transformatoren.
- Serieviklinger (for eksempel funnet i autotransformatorer og transformatorer for faseskift) der merkespenningen til viklingen er mindre enn merkespenningen til systemet, skal U_m ha verdien som tilsvarer merkespenningen til høyeste systemspenning som viklingen er tilkoblet.

Merkeisolasjonsnivå skal bli karakterisert følgende [25]:

U_m / SI / LI / LIC / AC med tilhørende verdier for linjeterminalene for hver vikling.

Hvis viklingen ikke har SI- eller LIC holdfasthetsnivå, blir forkortelsen utelatt fra klassifiseringen, så for terminaler uten tilordnet merke-impulsholdfasthetsnivå ved koblingsoverspenninger eller klippet-lynimpulsholdfasthetsnivå og for nullpunktsterminaler vil forkortelsen være:

U_m / LI / AC sammen med tilhørende verdier.

Forkortelsene i eksempelet nedenfor har følgende betydning:

HV - Høyspenning
 LV - Lavspenning
 MV - Mellomspenning
 N - Nullpunkt

- **SI** er merke-impulsholdfasthet ved koblingsoverspenning for linjeterminalene til viklingen med høyest U_m .
- **LI** er merke-impulsholdfasthet ved lynoverspenning til terminalen for hver individuelle vikling.
- **LIC** er merke-impulsholdfasthet ved lynoverspenning til linjeterminalene for hver individuelle vikling dersom det er utført en klippet-lynimpulstest.
- **AC** er det høyeste merke-holdespenningsnivået til jord designet for terminalene til hver vikling.

Eksempel:

Ved de oppgitte verdiene under,

U_m (HV) linje = 245 kV, Y-koblet (220 kV merkespenning)

U_m (HV) nullpunkt = 52 kV

U_m (MV) linje = 72,5 kV, uniform isolasjon, Y-koblet (LIC ikke spesifisert)

U_m (LV) linje = 24kV, D-koblet , LIC er ikke påkrevd

Vil merkeskiltet se slik ut:

HV U_m 245 / SI 750 / LI 950 / LIC 1045 / AC 395 kV

HVN U_m 52 / LI 250 / AC 95 kV

MV U_m 72,5 / LI 325/ AC 140 kV

LV U_m 24 / LI 125 / AC 50 kV

Hvis nullpunktterminalen til en vikling har samme merkeisolasjonsnivå som linjeterminalen, trenger ikke merkeisolasjonsnivået til nullpunktet å vises separat.

AC er verdien transformatoren er designet for, dette er vanligvis den høyeste AC spenningen som kreves å oppnå under test.

Den høyeste spenningen for utstyr, U_m , og merkeisolasjonsnivået bestemmer den dielektriske karakteristikken til en transformator. Disse egenskapene er bekreftet ved et sett av dielektriske tester:

Her er det bare skrevet om testene som inngår i merkeskiltet. Mer informasjon om de øvrige testene finner en i IEC [25].

- **Fullbølge lynimpulstest på linjeterminalene (LI)**

Testen er ment å verifisere transformatorens evne til å tåle transienter med rask stigningstid, vanligvis forbundet med lynnedslag i drift. Testen verifiserer holdfastheten til transformatoren under test, når impulsen påføres linjeterminalene. Testen inneholder høyfrekvente spenningskomponenter og produserer ikke-uniforme spenninger i viklingen under test som er forskjellig fra dem for en vekselspenningstest.

- **Klippet lynimpulstest for linjeterminalene (LIC)**

I tillegg til å dekke intensjonen med LI-testen, er denne testen ment å verifisere evnen transformatoren har til å motstå høyfrekvente fenomener som kan oppstå under drift. For denne testen inkluderer lynimpulstest både fullbølgeimpulser og klippet impuls for å produsere en høy hastighet for spenningsendring. Den klippede bølgetestspenningsimpulsen har en høyere toppverdi og inneholder høyere frekvenskomponenter enn fullbølgeimpulsen.

- **Koblingsimpulstest for linjeterminal (SI)**

Testen er ment å verifisere transformatorens evne til å motstå transientspenninger med lang stigningstid, vanligvis forbundet med koblingsoperasjoner under drift. Testen verifiserer koblingsimpulsholdfastheten på linjeterminalene og de tilkoblede viklingen(e) til jord og andre viklinger. Testen verifiserer også holdfastheten mellom fasene og langs viklingen(e) under test. Dette er en enfasetest. Spenningen blir induktivt fordelt gjennom alle viklinger av transformatoren, linjeterminalene er åpen krets for testen og linjeterminalene i den testede fasen opplever en spenning under testen bestemt av transformatorens viklingsforhold. Spenningsfordelingen i den testede fasen er lik som den opplever under en industert spenningholdfasthetstest.

- **Påtrykt spenningstest (AV)**

Testen er ment å verifisere vekselspennings-holdfastheten på linjen og nøytrale terminaler, og deres tilkoblede viklinger til jord og andre viklinger. Spenningen påføres alle terminalene til en vikling, inkludert nullpunktet, samtidig slik at det ikke er noe spenning mellom viklingene.

- **AC holdespenningstest for linjeterminal (LTAC)**

Testen er ment å verifisere vekselspennings-holdfastheten til hver linjeterminal til jord. Under testen opptrer det spenning på en eller flere av linjeterminalene. Testen gjør det mulig å teste linjeterminalene til en transformator med ikke-uniform isolasjon påtrykt testspenningene som er relevante for linjeterminalene.

- Lynimpulstest for nullpunktsterminalen (LIN).
- Indusert spenningsholdfasthetstest (IVW).
- Indusert spenningstest med PD-målinger (IVPD).
- Isolasjonstest på ledere som ikke er koblet til viklingene(AuxW).
- Lynimpulser påført to eller flere terminaler samtidig (LIMT).

Dette er en omfattende liste, og ikke alle disse testene vil være aktuelle for alle transformatorer.

Standardiserte verdier av U_m er listet opp i tabell 1.10 og 1.11. Med mindre annet er spesifisert, er verdien som skal brukes for en transformatorvikling den som tilsvarer eller nærmeste overliggende verdien til merkespenningen til viklingen.

Table 2 – Test voltage levels (1 of 2)

Highest Voltage for equipment winding U_m kV	Full Wave Lightning Impulse (LI) kV	Chopped Wave Lightning Impulse (LIC) kV	Switching impulse (SI) kV	Applied voltage or line terminal AC withstand (AV) (LTAC) kV
<1,1	–	–	–	3
3,6	20	22	–	10
	40	44	–	10
7,2	60	66	–	20
	75 ^a	83 ^a	–	20
12	75	83	–	28
	95	105	–	28
	110 ^a	121 ^a	–	34 ^a
17,5	95	105	–	38
	125 ^a	138 ^a	–	38
24	125	138	–	50
	145	160	–	50
	150 ^a	165 ^a	–	50
36	170	187	–	70
	200 ^a	220 ^a	–	70
52	250	275	–	95
72,5	325	358	–	140
	350 ^a	385 ^a	–	140
100	450	495	375 ^a	185
123	550	605	460 ^a	230
145	550	605	460 ^a]	230
	650	715	540 ^a	275
170	650	715	540 ^a	275
	750	825	620 ^a	325
245	850	935	700 ^a	360
	950	1 045	750 ^a	395
	1 050	1 155	850 ^a	460
300	950	1 045	750	395
	1 050	1 155	850	460
362	1 050	1 155	850	460
	1 175	1 290	950	510
420	1 175	1 290	950	510
	1 300	1 430	1 050	570
	1 425	1 570	1 175 ^a	630

Tabell 1.10: Tabell 2 del 1 fra IEC60076-3

Table 2 (2 of 2)

Highest Voltage for equipment winding U_m kV	Full Wave Lightning Impulse (LI) kV	Chopped Wave Lightning Impulse (LIC) kV	Switching impulse (SI) kV	Applied voltage or line terminal AC withstand (AV) (LTAC) kV
550	1 300	1 430	1 050	570
	1 425	1 570	1 175	630
	1 550	1 705	1 300 ^a	680
	1 675 ^a	1 845 ^a	1 390 ^a	–
800	1 800	1 980	1 425	–
	1 950	2 145	1 550	–
	2 050 ^a	2 255 ^a	1 700 ^a	–
	2 100	2 310	1 675 ^a	–
1 100	1 950	2 145	1 425	–
	2 250	2 475	1 800	–
1 200	2 250	2 475	1 800	–

^a These values are not given in IEC 60071-1:2011 for the particular value of U_m but are included either because they represent common practice in some parts of the world or for some switching impulse levels, because they represent a co-ordinated value for a particular value of lightning impulse level.

Tabell 1.11: Tabell 2 del 2 fra IEC60076-3

Table 3 – Test voltage levels used in special cases

Highest Voltage for equipment winding U_m kV	Full Wave Lightning Impulse (LI) kV	Chopped Wave Lightning Impulse (LIC) kV	Switching impulse (SI) kV	Applied voltage or line terminal AC withstand (AV) (LTAC) kV
7,2	40	44	-	20
12	60	66	-	28
17,5	75	83	-	38
24	95	105	-	50
36	145	160	-	70
60 ^a	280 ^a	308 ^a	230 ^a	115 ^a
123 ^b	450 ^b	495 ^b	375 ^a	185 ^b
170 ^b	550 ^b	605 ^b	460 ^a	230 ^b
245	650 ^b	715 ^b	550 ^a	275 ^b
	750 ^b	825 ^b	620 ^a	325 ^b
300	850	935	750	395
362	950	1 045	850	395
420	1 050	1 155	850	460
550	1 175	1 290	950	510

^a These values are not given in IEC 60071-1:2011 for the particular value of U_m but are included because they represent existing practice in some parts of the world.

^b these values require special consideration, refer to IEC 60071-1:2011

Tabell 1.12: Tabell 3 fra IEC60076-3

Nivåer av standard testspenninger, referert til høyeste spenning for utstyret, U_m , for en vikling er angitt i tabell 1.10 og 1.11. Valget mellom de forskjellige nivåene av testspenninger i disse tabellene avhenger av alvorlighetsgraden av overspenningsforholdene som kan forventes i systemet, og av viktigheten av den spesifikke installasjonen [25].

Generelt er verdiene gitt i hver rad i tabell 1.10 og 1.11 koordinert. Hvis kun lynimpulsspenningsnivå er spesifisert, skal de andre verdiene på samme rad brukes. Kjøperen kan spesifisere en verdi som er høyere enn minimum for den spesifikke U_m for hver test, helst standardverdier for koordinering, men ikke nødvendigvis verdiene fra en enkelt rad i tabell 1.10 eller 1.11. Hvis høyere nivåer er spesifisert, skal dette angis i henvendelse og bestilling [25].

Hvis kjøperen under spesielle omstendigheter anser minimumsnivåene gitt i tabell 1.10 og 1.11 for høyt, kan verdien i tabell 1.12 brukes. Verdiene i tabell 1.12 kan bare benyttes hvis spesielle forholdsregler er tatt for å unngå overspenningsforhold utover transformatorens evne. Og at enten omfattende studier er gjennomført eller verdiene som brukes representerer bevist eksisterende praksis som gjelder for installasjonen. [25]

Enkelte installasjonsforhold, spesielt der energitilførselen av transformatoren er fra den eksterne enden av en kabel eller en lang luftledning, kan det føre til alvorlig eksponering for overspenninger som kan være hyppige og repeterende. I slike tilfeller kan høyere testspenning, lynimpuls, koblingsimpuls og annen test på individuelle enheter avtales mellom produsent og kjøper. For eksempel kan en vikling med $U_m < 1,1kV$ testes til de verdiene som er passende for en vikling med en U_m på 3,6 kV. Den spesifikke spenning-tid karakteristikken for overspenningen er en viktig faktor når man bestemmer type og nivå til testen som kreves for å sikre tilfredsstillende drift [25].

Aldring og vedlikehold

Transformatorens aldring avhenger av tilstanden til isolasjonen som benyttes mellom viklingene. I de fleste transformatorer er denne isolasjonen i form av kraftpapir eller termisk oppgradert kraftpapir. Dersom papiret forringes, vil de dielektriske egenskapene til isolasjonen etter hvert svekkes. Dette gjør transformatoren mer utsatt for overslag grunnet lavere holdfasthet i papiret. Den vil også være mer sårbar for overspenninger som av følge av inn-/utkoblinger og lynoverspenninger [44].

Forringelse av isolasjonen under drift skjer naturlig, men kan reduseres ved godt og planlagt vedlikehold.

2 Metode

Dette kapitlet går gjennom metodene som ble brukt i avhandlingen, de er delt opp for å få en god oversikt. Bruk av litteraturstudie, analyse og kontakt med fagfolk har vært viktig for å få en god forståelse av oppdraget. All informasjonen er hentet fra relevante kilder og velkjente bedrifter innen fagfeltet.

2.1 Litteraturstudie

I denne avhandlingen er det litteraturstudie som har vært i fokus. Det har derfor vært et stort fokus på gode kilder.

Når det gjelder forskrifter og normer er det per. definisjon riktige kilder, ettersom det er disse vi skal undersøke og bruke i avhandlingen. Det har blitt brukt standard.no for å få tilgang til normene som er brukt i avhandlingen, og de er alle oppdaterte og gyldige versjoner.

Mye dokumentasjon og informasjon er hentet fra bedrifter i bransjen. Ettersom dette er dokumentasjon som blir brukt av bedriftene selv, og som må følge forskrifter og normer, blir disse sett på som gode og pålitelige kilder. Det blir derimot tatt hensyn til dato dokumentasjonen ble laget og om den er i henhold til forskrifter og normer som er gyldige per. dags dato.

Bakgrunnsteori er hentet fra forskjellige kilder. Alle kilder er nøye gjennomgått og evaluert for å sikre gode og korrekte kilder. Evalueringen er på bakgrunn av kildene sine kilder, omtalen fra andre brukere og tilknyttede institusjoner.

Det blir brukt AutoCAD for å lage og gjenskap figurer og tabeller som er brukt i avhandlingen.

2.2 Analyse

For å utføre analysen i avhandlingen ble det brukt analyseprogrammet PSCAD. Dette programmet ble valgt gjennom en sammenligning av forskjellige analyseprogram og deres bruksområdet. PSCAD/EMTDC var det beste alternativet for vårt brukstilfelle, fordi det er et detaljert program som kan regne store og kompliserte systemer.

PSCAD er et brukergrensesnitt for bruk av EMTDC, som er et program for utregning av differensiallikninger i tidsdomene for elektromagnetiske transienter. PSCAD er et kraftig grensesnitt som gjør det mulig å designe og analysere alt fra små kretser til store nettsystemer. Med et stort bibliotek av enkle komponenter og avanserte modeller av kraftnettkomponenter er PSCAD et fleksibelt verktøy for avansert analyse.

EMTDC er utviklet av Manitoba Hydro International siden 1975 og er i dag et velkjent og pålitelig verktøy som er mye brukt i bransjen til dimensjonering og analyse av systemer.

2.3 Bransjen/Fagfolk

En viktig del av informasjonsinnhenting har kommet fra diverse bransjer og fagfolk. De har vært til stor hjelp for å få et innblikk i hvilke løsninger som blir brukt i praksis, og hvordan forskrifter, normer og standarder blir tolket.

Mye av kunnskapen rundt isolasjonskoordinering handler om erfaring fra drift. Derfor har det vært svært viktig å ha en god dialog med selskaper som har 132 kV spolejordet nett som Statnett og Agder energi. De har vært til stor hjelp via e-post og delt av sin erfaring rundt isolasjonskoordinering og driftspenning.

Innenfor overspenningsavledere har ABB kommet med mye viktig informasjon for å få en bedre forståelse av hvordan disse dimensjoneres og fungerer i praksis. Vår kontaktperson i ABB, Tormod Fosskaug, som i tillegg til å ha kommet med mye informasjon, har videresendt spørsmål til ekspertisen innenfor avledere i Ludvika i Sverige, James Taylor, hvor svar på spørsmål har kommet frem på en tydelig og forklarende måte som har hjulpet veldig med forståelsen innenfor overspenningsavledere.

Liste over kontaktede fagpersoner ligger i Vedlegg B.

3 Case-studie

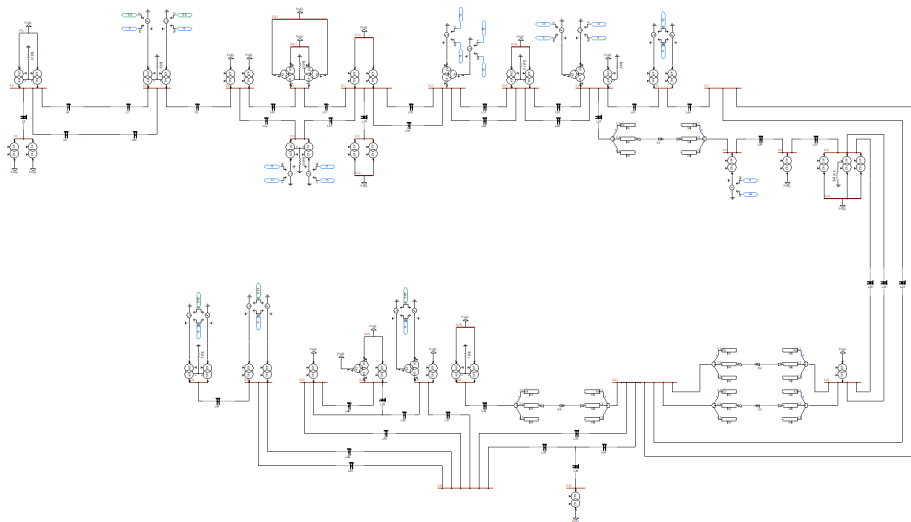
3.1 Simulasjon og analyse

For å utføre en analyse av overspenninger ved jordfeil i spolejordede nett har vi fått tildelt ett anonymisert nett fra Statkraft. Nettet er et utbredt 132 kV nett med flere spolejordinger. Nettet har en jevn fordeling av produksjon og distribusjon, samt en blanding av lange linjer, korte linjer og kabler.

Analysen av nettet skal fokusere på størrelsen av jordfeilfaktor ved en én-polt jordfeil, og hva som påvirker den.

Det som blir sett på er påvirkningen av forskjellig kompensasjon gjennom spolejording og utbredelsen av nettet.

For å utføre analysen ble det brukt EMTDC/PSCAD.



Figur 3.1: Énlinjemodel av 132 kV nett i PSCAD

På bakgrunn av at det mangler litt data på komponenter i nettet og at nettet er veldig komplisert, er det gjort noen antakelser og forenklinger som vil være naturlige å gjøre med informasjonen som er tilgjengelig og hva som er viktige faktorer for casen.

Antakelser og forenklinger som er gjort:

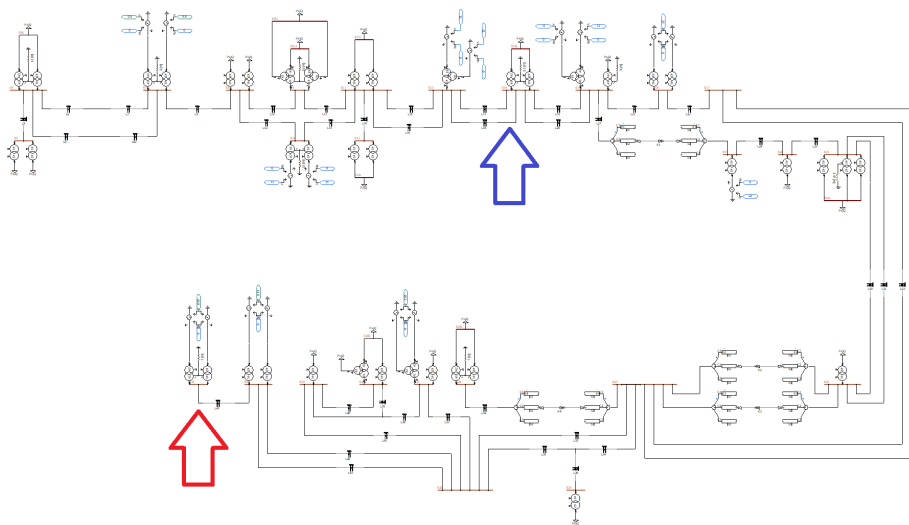
- Transformatorimpedans er satt til en standard av $0,1 p.u.$. Dette er en vanlig verdi for en 132 kV transformator. Verdien er blant annet basert på [45].
- Alle nettdeler med lavere spenning enn 132 kV er modellert til enten last eller produksjon. Dette er gjort på bakgrunn av at informasjonen som er tilgjengelig er beregnet på 132 kV nettet. Nettdeler som ikke inneholder produksjon blir modellert til å være laster som bruker 100% av kapasiteten til transformatoren den er tilkoblet og har en standard effektfaktor på 0,86.
- For produksjon er det brukt en modell som er tilgjengelig i PSCAD. Modellen er basert på tilgjengelig informasjon og har de korrekte ytelsene på maskinene.
- For å simulere nettet er det brukt en educational-license for PSCAD. Denne lisensen tillater maksimalt 200 noder i en simulasjon, som betyr at noen få transformatorer og linjer i nettet har blitt utelatt. De transformatorene og linjene som er utelatt ble nøye valgt for å ha minst mulig innvirkning på resultatet.
- Linje- og kabeldata er ikke tilgjengelig. Det er derfor brukt standardverdiene som ligger inne i PSCAD.
- For ekstern måling av TOV i nettet blir det kun brukt ett målepunkt utenfor feilstedet. Dette er fordi etter flere tester viser det seg at spenningen ikke øker signifikant mellom punkter etter en viss avstand fra feilstedet.
- Simulasjonstiden er begrenset til 0,2 s. Bakgrunnen til dette er at gjennom flere tester observeres det at spenningene stabiliserer seg etter rundt 0,1 s. Da ble 0,2 s valgt fordi det korter ned simulasjonstiden, men gir fortsatt nok perioder til å analysere.

Med disse antakelsene og forenklingene vil det være rimelig å anta at resultatet av simulasjonen og analysen kan brukes til å si noe om jordfeilfaktor i det ekte nettet.

Måten simulasjonene ble utført var at en én-polt jordfeil ble lagt inn på fase 3 på en linje. Det ble deretter målt spenningen fra fase 1 til jord på feilstedet og et eller flere andre steder på nettet.

Som nevnt før ble mange ulike feilsted testet og for denne analysen ble det valgt det feilstedet med den høyeste overspenningen. Det ble også testet flere målesteder og et sted ble valgt da spenningsforskjellen mellom de forskjellige stedene ikke var store nok til å ha en signifikant innvirkning på resultatet.

I figur 3.2 vises feilstedet som ble valgt med en rød pil og det eksterne målestedet med en blå pil. Disse stedene vil være de som blir brukt videre i analysen, ettersom det som ses etter er maksimal jordfeilfaktor og hva som påvirker denne.



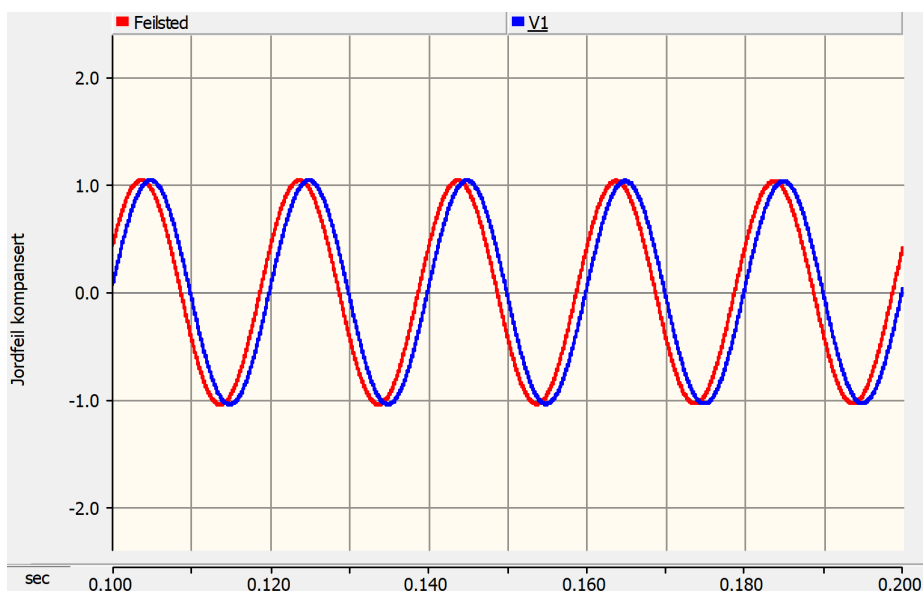
Figur 3.2: Feilsted og eksternt målested

Første simulasjon ble utført uten jordfeil for å verifisere nettspenningen ved normal drift. Fordi vi måler jordpotensialet på fase 1 skal spenningen på et 132 kV nett være:

$$\frac{132kV}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \approx 108kV$$

Denne verdien blir satt som 1 p.u for resten av analysen. Denne verdien kan da bli sett på direkte som jordfeilfaktoren vi har i nettet. Jordfeilstrømmen beholder sin ekte verdi og har enheten [kA].

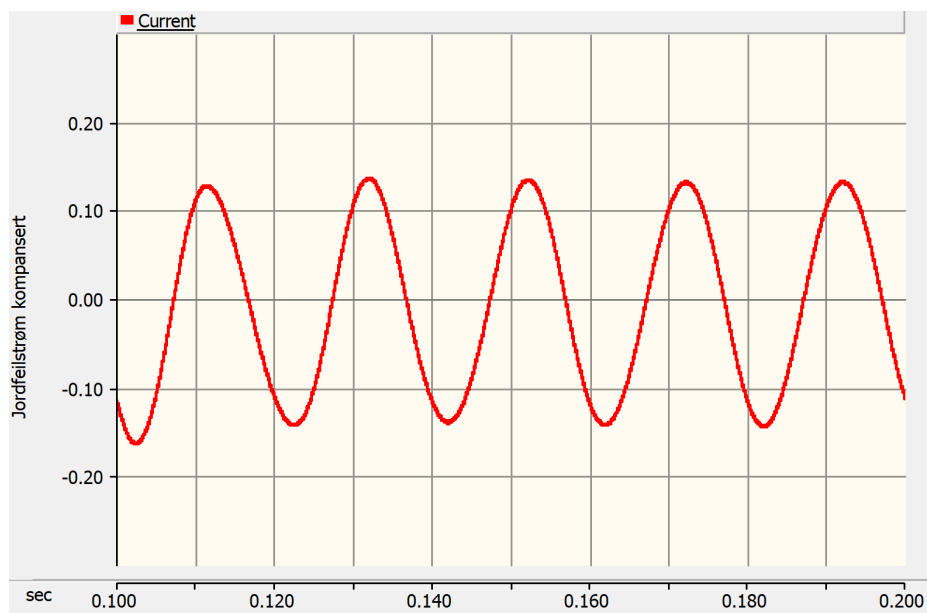
Ved **normal drift uten jordfeil** kan vi se at spenningen på begge steder ligger innenfor 5% av nominell spenning. Se figur 3.3. Dette blir da brukt som et grunnlag for casen.



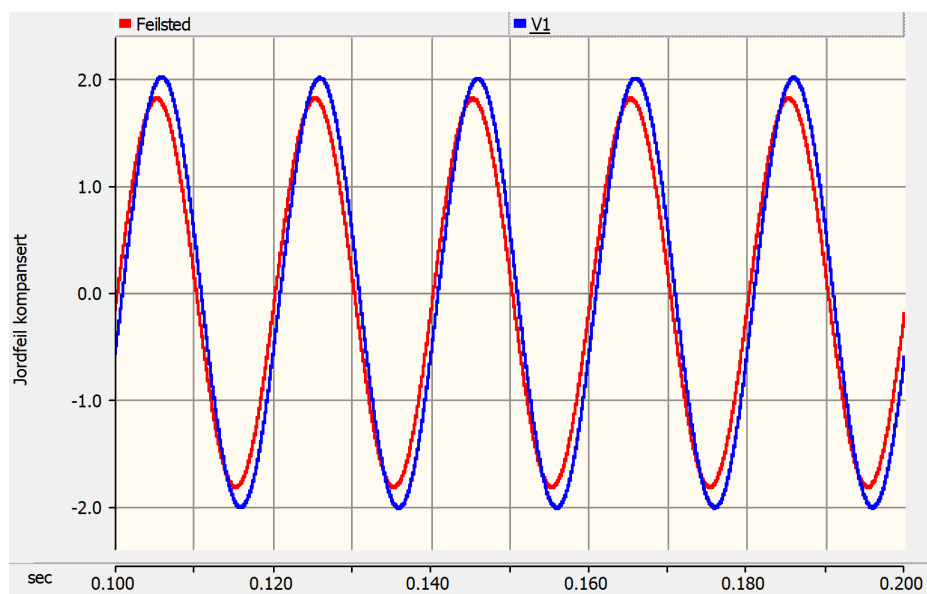
Figur 3.3: Spenning ved normal drift

Den første analysen er en **jordfeil med god kompensasjon**. I dette oppsettet er spolejordingen i nettet innstilt på å begrense jordfeilstrømmen til rundt 80A. Se figur 3.4. Alle spoler i nettet i denne analysen innstilt på verdier som de kan oppnå i en ekte situasjon.

Videre i figur 3.5 kan vi se at spenningen har økt dramatisk både ved feilstedet og i det eksterne målepunktet. I dette nettet kan man ved en slik jordfeil få en økning i spenning ved feilstedet på rundt 80%, og en jordfeilfaktor på 2. Denne jordfeilfaktoren er den som vil være mest aktuell i en ekte situasjon, da kompensasjonen i dette tilfellet er realistisk.



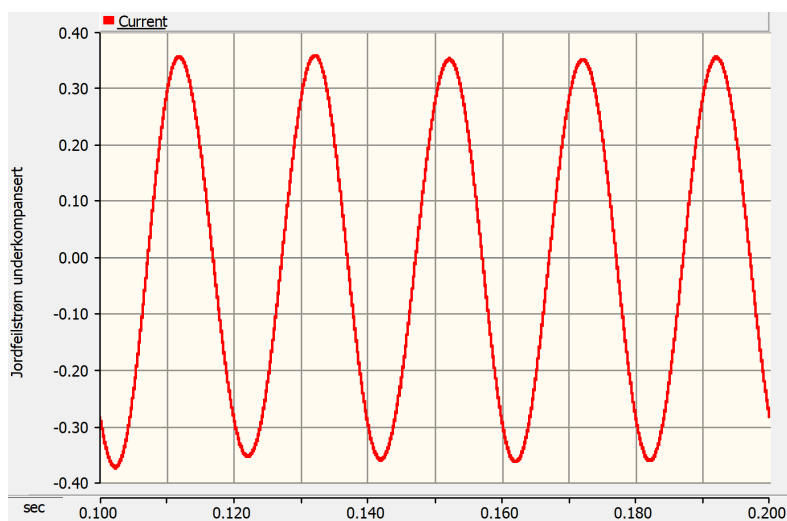
Figur 3.4: Kompensert jordfeilstrom



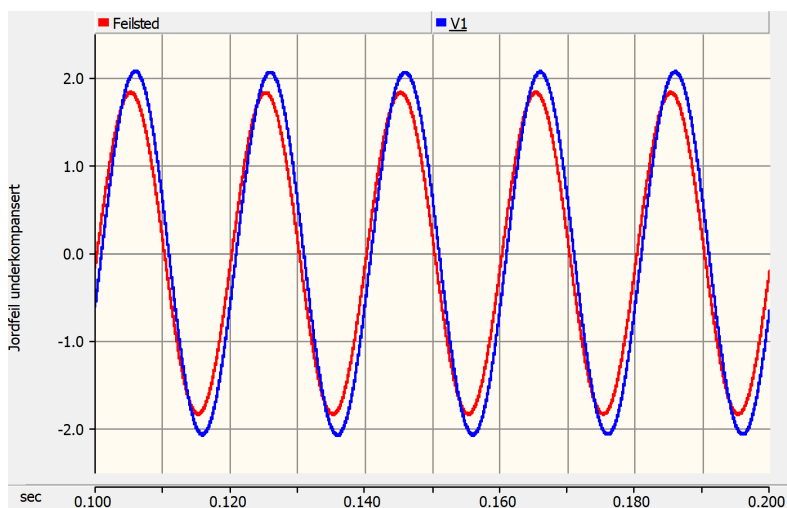
Figur 3.5: Kompensert jordfeilspenning

Den neste analysen er en **jordfeil med kraftig underkompensasjon**. I dette tilfellet er spolejordingene stilt inn slik at jordfeilstrommen er mye mindre kompensert, og blir derfor mye høyere. I dette tilfellet blir jordfeilstrommen begrenset til $\approx 205A$. Se figur 3.6. Alle andre parametere i nettet er uendret.

Ser en nå på jordfeilfaktoren på figur 3.7, har den økt fra 2,0 til 2,1. Dette tyder på at kompensasjonsgraden i nettet har en signifikant påvirkning på overspenninger ved jordfeil. En økning av jordfeilfaktoren på 0.1 kan ha konsekvenser for isolasjonsnivået i nettet.



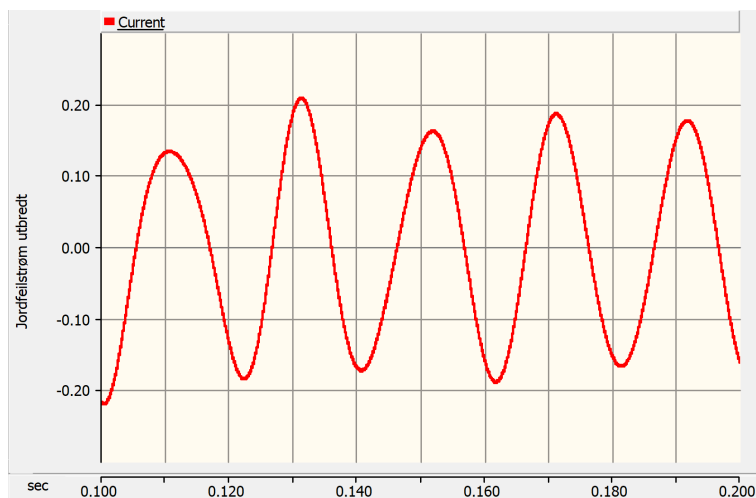
Figur 3.6: Underkompensert jordfeilstrom



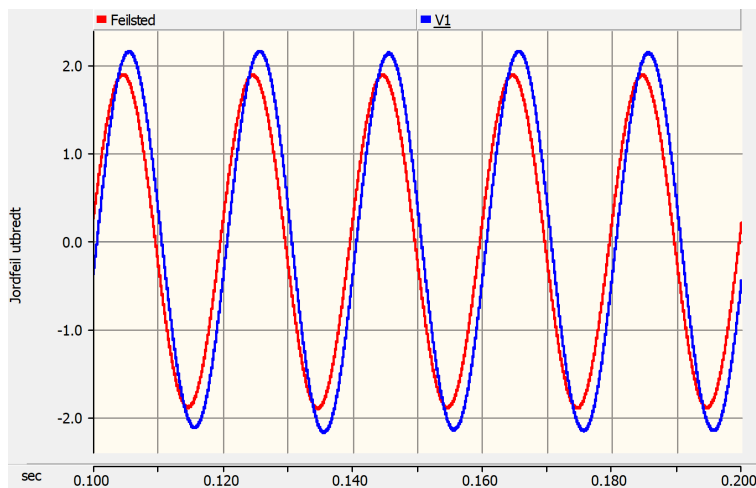
Figur 3.7: Underkompensert jordfeilspenning

Det siste tilfellet som blir analysert er **jordfeil ved økt utbredelse av nett**. For denne analysen ble flere linjer forlenget med opptil 50%. Kompensasjonen ble også økt for å ha en sammenlignbar kompensasjon med det første tilfelle. Kompensasjonsgraden ble ikke helt lik fordi alle spolene kjører her allerede med full ytelse. På tross av dette er kompensasjonen nært nok til sammenlikne. Med det nåværende systemet er jordfeilstrommen på $\approx 100A$. Se figur 3.8.

Med denne nye størrelsen på nettet ser man at jordfeilfaktoren har økt fra 2,0 til rundt 2,15.



Figur 3.8: Jordfeilstrom ved økt nettlengde



Figur 3.9: Jordfeilspenning ved økt nettlengde

Under flere tester med enda større nett ble det observert jordfeilfaktor på over 2.2. Dette var imidlertid med så stort nett at det var umulig å kompensere med realistiske verdier og lengdene på linjer og kabler ble også urealistiske.

3.2 Valg av isolasjonsnivå

Det blir satt begrensinger i denne casen. Koordineringsholdespenningen for lynoverspenningene blir ikke beregnet. Dimensjonerer derfor isolasjonsnivået med hensyn på korttidsholdepennning og U_m . Siden dette er et anonymisert nett og høyden over havet ikke var definert, settes høyden til å være 1000 m over havet.

Det første som gjøres for å finne riktig isolasjonsnivå er å analysere systemet. Ved hjelp av simulering ble det funnet en jordfeilfaktor $k_j = 2,0$. Nominell spenning i dette nettet $U_n = 132kV$ og den maksimale systemspenningen $U_s = 145kV$.

Hvis det kommer en jordfeil mens driftspenningen er på 132 kV vil feilspenningen bli:

$$U_{rp} = \frac{132kV}{\sqrt{3}} \cdot 2,0 = 152kV$$

Hvis driftspenningen er på sitt maksimale når feilen skjer vil feilspenningen bli:

$$U_{rp} = \frac{145kV}{\sqrt{3}} \cdot 2,0 = 167kV$$

Dette er temporære overspenninger som kan ligge lenge før de blir klarert. Feil på 132 kV nett må klareres manuelt. I følge både IEC60071-2 og FIKS skal det dimensjoneres for jordfeil som ligger i 8 timer og det kan være nødvendig å definere høyeste spenning for komponenten, U_m , med hensyn til jordfeilen [29][16]. Selvom om veiledingen fra FIKS sier 8 timer, har en slik jordfeil lov til å ligge i maksimalt 2 timer før feilen klareres [46].

For utstyr med $1kV < U_m \leq 245kV$ er en i området I og bruker tabell 3.2. I denne tabellen er korttids driftfrekvent- og lynimpuls-holdespenning definert. For normale system skal en velge et standard isolasjonsnivå med ett sett av holdespenninger fra denne tabellen [7].

For driftspenning på 132 kV og 145 kV vil feilspenningen være 152 kV og 167 kV fase-jord. Siden dette er store overspenninger som kan ligge på nettet i en lengre periode og jordfeilfaktoren er 2,0 velges det å gå opp til neste standard isolasjonsnivå, $U_m = 170kV$ fra tabell 3.2.

$$U_n = 132kV$$

$$U_s = 145kV$$

$$U_m = 170kV$$

$$Høyde = 1000m$$

Steg 1: Bestemmelse av de representative overspenningene, U_{rp}

Den representative overspenningen ble regnet ut ovenfor. Det finnes andre kilder til temporære overspenninger enn jordfeil, som plutselig lastavslag og resonanser, men det er jordfeil som er den dominerende årsaken til temporære overspenninger [11].

En annen kilde til temporære overspenninger er tap av last. Bruker 1.4 pu som en antagelse for overspenningen grunnet tap av last.

$$U_{rp} = 145kV \cdot 1.4 = 203kV$$

De representative overspenningene blir da:

$$\text{Fase-jord: } U_{rp} = 167kV$$

$$\text{Fase-Fase: } U_{rp} = 203kV$$

Steg 2: Bestemmelse av koordineringsholdespenningsverdier av U_{cw}

For denne klassen av overspenninger er koordineringsholdespenningen lik de representative overspenningene, U_{rp} .

$$\text{Fase-jord: } U_{cw} = 167kV$$

$$\text{Fase-Fase: } U_{cw} = 203kV$$

Steg 3: Bestemmelse av nødvendig holdespenningverdier av U_{rw}

For å bestemme nødvendig holdespenning må en multiplisere den nødvendige holdespenningen med faktorene K_s og K_a .

For innvendig isolasjon: $K_s = 1,15$;

For ytre isolasjon: $K_s = 1,05$

$$U_{rw} = U_{cw} \cdot K_a \cdot K_s$$

For temporære overspenninger:

Ytre isolasjon:

Fase-fase:

$$U_{rw} = 203kV \cdot 1,05 \cdot 1,063 = 227kV$$

Fase-jord:

$$U_{rw} = 167kV \cdot 1,05 \cdot 1,06 = 185kV$$

Indre isolasjon:

Fase-fase:

$$U_{rw} = 203kV \cdot 1,15 = 233kV$$

Fase-jord:

$$U_{rw} = 167kV \cdot 1,15 = 192kV$$

Steg 4: Konvertere til normaliserte holdespenninger for område I

Isolasjonsnivået i området I er normalt beskrevet av et sett med to holdespenningsverdier, en korttids-holdespenning og en lynimpuls-holdespenning.

Steg 5: Valg av standard holdespenningsverdier

Resultatet av steg 3, bestemmelse av nødvendig holdespenning blir minimum verdiene av testene. Dette er for å verifisere korttids-spenning, koblingsimpulser og lynimpulser. Testene som blir brukt er som nevnt tidligere, korttids-holdespenningstest også kalt 1-minutts testen og lynimpuls-holdespenningstest. Neste blir å sammenligne de nødvendige holdespenningene med standardverdiene i tabell 3.2.

Verdier av U_{rw}		Ytre isolasjon	Indre isolasjon
Temporære overspenninger	Fase-Jord	185 kV	192 kV
	Fase-Fase	227 kV	233 kV

Tabell 3.1: Oversikt over de temporære overspenningene i systemet

For å velge isolasjonsnivå går en inn i tabell 3.2 og ser under $U_m = 170kV$ som ble valgt tidligere. Fra tabell 3.1 ble det regnet ut at den nødvendige holdespenningen fase-jord for ytre isolasjon er 185 kV. Det første korttids-holdespenningsnivået fra tabell 3.2 som er høyere enn 185 kV er 230 kV. Velger dermed 230kV korttids-holdespenning og den korresponderende lynimpuls-holdespenningen blir 550 kV.

Highest voltage for equipment, U_m kV (RMS value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (RMS value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5 ^a	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 ^a	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

Tabell 3.2: Standard isolasjonsnivå

3.3 Valg av overspenningsavleder

For å gjøre et riktig valg av overspenningsavledere som vil gi et tilstrekkelig beskyttelsesnivå, er det en del faktorer som må tas hensyn til. De faktorene som ikke er oppgitt er termisk merkeenergi, W_{th} , grensen for restspenningen, U_{res} , og varigheten av TOV som kan oppstå i nettet. Dette gjør at dimensjoneringen av overspenningsavlederne i eksempel nettet ikke vil være helt nøyaktig [47], men vil gi et innsyn i hvordan avlederens merkeverdier kan se ut med hensyn på TOV og oppgitte spenninger i systemet.

Første steg er å bestemme den kontinuerlige spenningen, U_c , over avlederen. Den største spenningen avlederen vil oppleve kontinuerlig under normale driftsforhold er spenningen mellom fase-jord når $U_s = 145kV$. ABB sin filosofi for utregning av U_c er som følgende [47]:

$$U_c = 1,1 \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{145kV}{\sqrt{3}} = 92,1kV$$

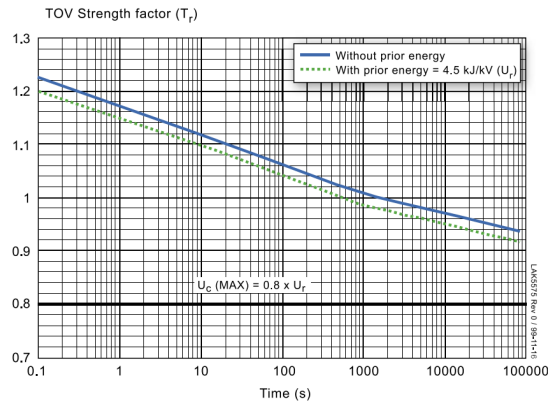
Neste steg er å finne ut størrelsen på TOV'er som kan oppstå i nettet. I eksempel nettet ble det simulert en største jordfeilfaktor ved korrekt kompensering på:

$$k_j = 2,0$$

Størrelsen på overspenningen forårsaket av en én-polt jordfeil og med hensyn på $U_s = 145kV$ blir utregnet følgende:

$$U_{TOV} = k_j \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 2,0 \cdot \frac{145kV}{\sqrt{3}} = 167,43kV$$

Neste steg blir å velge en avleder som vil tåle overspenningen forårsaket av den én-polte jordfeilen som kan oppstå. Dette gjøres ved å lese av den oppgitte TOV-kurven for avledertypen som skal bli valgt. Siden varigheten av TOV som kan oppstå i nettet ikke er oppgitt, vil varigheten bestemmes ut ifra [46] som sier at en jordfeil i denne type nett kan ligge inne i 2 timer. En potensiell type er ABB sin PEXLIM Q avledere. Denne typen avledere er definert av ABB med en W_{th} på 4,5 kJ/kV av U_r med en singel impuls med en varighet på 4 ms, som er foretrukket av Statnett, og det tas derfor utgangspunkt i dette [47].



Figur 3.10: TOV kurve fra ABB PEXLIM Q

Den oppgitte TOV-kurven gir følgende verdier ved 7200 s = 2 timer:

- Med foropphetet avleder på 4,5 kJ/kV av U_r (with prior energy):

$$T_{r,m} = 0,955$$

- Uten foropphetet avleder (without prior energy):

$$T_{r,u} = 0,975$$

Den minimale verdien av U_r for avledere i henhold til TOV-kurven blir uttrykt som:

$$T_r = \frac{U_{TOV}}{U_r} \Rightarrow U_r = \frac{U_{TOV}}{T_r}$$

Minste merkespenning med hensyn på foropphetet avleder:

$$U_{r,1} = \frac{U_{TOV}}{T_{r,m}} = \frac{167,43kV}{0,955} = 175,32kV$$

Minste merkespenning med hensyn på ikke-foropphetet avleder:

$$U_{r,2} = \frac{U_{TOV}}{T_{r,u}} = \frac{167,43kV}{0,975} = 171,72kV$$

Isolasjonsnivået, U_m , ble satt til 170 kV tidligere i case-studien, og ser derfor på avledere som er innenfor dette isolasjonsnivået. Tabellen viser verdier for U_r som er mest brukt på avledere og er brukt som markedsføringsmateriale, og det finnes andre verdier for U_r som kan passe bedre inn med verdiene utregnet som ikke er listet i tabellen [47].

PEXLIM Q-Y

Guaranteed protective data 145 - 420 kV

Max. system voltage U_m	Rated voltage U_i	Max. continuous operating voltage ⁽²⁾		TOV capability ⁽²⁾								Max. residual voltage with current wave			
				30/60 μ s				8/20 μ s							
		as per IEC	as per ANSI/IEEE	1 s	10 s	0.5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA			
U_c	MCOV	1 s	10 s	0.5 kA	1 kA	2 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA					
kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{rms}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}	kV _{peak}		
145	138	92	111	151	143	265	274	285	309	325	357	399			
	144	92	115	158	149	277	286	297	322	339	373	417			
	150	92	121	165	156	288	298	309	335	353	388	434			
	162	92	131	178	168	312	321	334	362	381	419	469			
	168	92	131	184	174	323	333	346	376	395	435	486			
	180	92	144	198	187	346	357	371	402	423	466	521			
	132	106	106	145	137	254	262	272	295	311	342	382			
	144	108	115	158	149	277	286	297	322	339	373	417			
170	150	108	121	165	156	288	298	309	335	353	388	434			
	162	108	131	178	168	312	321	334	362	381	419	469			
	168	108	131	184	174	323	333	346	376	395	435	486			
	180	108	144	198	187	346	357	371	402	423	466	521			
	192	108	152	211	199	369	381	396	429	452	497	555			

Tabell 3.3: PEXLIM Q Avledere fra ABB

Siden det ikke er oppgitt noen krav eller beregninger i eksempelnettets sannsynligheten for at avlederen har blitt foropphetet før en jordfeil oppstår, tas det utgangspunkt i det verst tenkelige tilfellet. Det vil si at det tas utgangspunkt i utregningen av $U_{r,1}$ når det velges en avleder.

Basert på utregningene og informasjonen oppgitt, velges det en avleder innenfor et isolasjonsnivå på $U_m = 170kV$. Når merkespenningen, U_r , skal velges, må en gå til neste høyere verdi av utregningene. Det blir da valgt en avleder med $U_r = 180kV$. Denne avlederen har en maksimal kontinuerlig spenning på 108 kV som er godt over den utregnede verdien på 92,1 kV. Det er også verdt å merke seg at den maksimale restspenningen er på 423 kV ved $I_n = 10kA$ og med en lynimpuls på 8/20 μ s, som er under kravet for maksimal LIPL i [48] på 432 kV.

4 Diskusjon

Innledning

I dette kapitlet vil analysen av teorien og drøftingen av avhandlingen bli presentert. I 132 kV spolejordet nett kan en som nevnt få en høy jordfeilfaktor. Ved jordfeil vil det forekomme store spenninger som legger seg over de friske fasene til jord. I dagens forskrifter, FEF2006, lyder det i § 2-6; Beskyttelse mot farlig overspenning, underspenning og jordfeil: Anlegg skal være slik at det tåler normalt forekommende spenninger, inkludert overspenninger som normalt kan forventes [46]. Overspenningen som kommer av jordfeil mellom fase og jord er gitt av nettets jordfeilfaktor multiplisert med merkspenningen, U_0 . Det står også at spenningstransformatorer og kabelanlegg skal i spolejordet nett tåle 8 timers drift ved jordfeil, med et ekstra krav om jordfeilfaktor 2,2 for spenningstransformator, uavhengig av nettets jordfeilfaktor [16]. Vanlig isolasjonsnivå for 132kV nett er $U_m = 145kV$. Dette er den høyeste spenningen komponenten er designet for å tåle kontinuerlig.

Spørsmålet blir da om man må øke isolasjonsnivået i nett hvor jordfeilfaktoren er høyere enn $\sqrt{3}$. Er det forskriftsmessig å bruke et isolasjonsnivå på 145kV i spolejordet nett hvor det kan forekomme langvarige feilspenninger som er over 145 kV.

Som nevnt tidligere kan det være hensiktsmessig å definere langvarige temporære overspenninger som dimensjonerende driftspenning for isolasjonen. Man ser da på den høyeste potensielle overspenningen som en kontinuerlig spenning, ettersom den kan ifølge forskriftene [46] bli stående i 120 min.

I de fleste tilfeller vil jordfeilen være utbedret lenge før denne tidsfristen, men vil allikevel kunne ligge inne en stund. I ABB og Siemens sine guider på avledere [49, 50] defineres alle spenninger som har en varighet på over 30 minutter til å være kontinuerlige. Dette gjelder da for avledere, men det vil være en passende grense å bruke utenfor avledere også. Dersom dette blir lagt i grunnen vil det være naturlig å følge anbefalingen om å øke den dimensjonerende spenningen selv om jordfeil ikke ligger inne i nærheten av 120 min.

I nett med så høy jordfeilfaktor at du må vurdere økt isolasjonsnivå, kan avstanden til en feil være stor. Dette gjør at det er rimelig å anta at en feil som blir stående i 30 min eller mer ikke er uvanlig. Dette kan underbygge anbefalingen i [29] om å øke dimensjonerende driftspenning for isolasjonen.

Driftsspenning og Nominell spenning

I samtaler med Statnett om normalspenning på 132 kV nett. Sier Statnett at driftspenningen normalt ligger på 127 - 138 kV i slike nett og vanligvis begynner en med tiltak når spenningen er $\pm 5\%$ utenfor normalen. Eksempelvis har Statnett et 132 kV nett i Telemark/Vestfold og her ligger spenningen normalt på 128 kV. Spenninger utenfor dette normalområdet er gjerne midlertidige og kommer i forbindelse med lastavslag, bryterutfall og annet.

Som nevnt tidligere har Statnett kommet med forslag i NVF om å øke den nominelle spenningen til 138 kV. Ved å øke den nominelle spenningen fra 132 kV til 138 kV vil en del av marginen til 145 kV bli borte, det går fra 10% til 5%. Med $U_n = 138kV$ må isolasjonsnivået økes betraktelig i nett med høy jordfeilfaktor

$$\frac{138kV \cdot 2.2}{\sqrt{3}} = 175kV$$

Agder energi har sett på denne problemstillingen med å øke U_n til 138 kV, og sier at de vil få problemer med å klare kravene til isolasjon for kortvarige overspenninger som lastavslag og jordfeil.

De nevner også at tilnærmingen som er brukt i FEF2006, med $U_n = 132kV$ ser ut til å være best tilpasset norske nettforhold, og gir gode muligheter til å ivareta isolasjonskoordinering, uten å måtte øke isolasjonsnivået for disse anleggene [51].

Driftsspenning / Spenningsnivå (slik omtalt i dagligtale)	0,9 pu Minimum kontinuerlig systemspenning	1,00 pu Nominell systemspenning	1,05 pu Maksimal kontinuerlig systemspenning	1,1 pu Maksimal kortvarig systemspenning
"132 kV-nett"	124 kV	138 kV	145 kV	152 kV

Figur 4.1: Nominell spenning 138 kV

Som vist i figur 4.1 som er hentet fra høringsutkastet til Statnett der $U_n = 138kV$, sier Statnett at en kortvarig overspenning på 10% kan tillates for alle spenningsnivå. Dette er ikke i henhold til IEC, da høyeste driftspenning for både 132kV og 138kV er 145kV [13]. Det er ikke lov til å ha en maksimal kortvarig systemspenning som ligger på 152 kV ifølge IEC. Denne kortvarige spenningen har varighet på inntil 1 time.

Det er viktig å vite hva spenningen normalt ligger på i nettet når man driver med isolasjonskoordinering. Driftspenningen er med på å bestemme hva feilspenningen i nettet blir under en jordfeil. Begrenses driftspenningen vil også feilspenningen begrenses. Det kan være nødvendig i eksisterende nett med isolasjonsnivå på $U_m = 145kV$ å holde driftspenningen lav, dette for å unngå temporære overspenninger som kan være skadelig for isolasjonen.

Jordfeilfaktor

Jordfeilfaktoren sammen med driftspenning er med på å avgjøre hva feilspenningen i nettet blir. Faktoren sier hva den største overspenningen som **kan** forekomme et sted i systemet ved en jordfeil. Det vil ikke si at denne overspenningen vil opptre over hele nettet eller ved alle jordfeil, men er den høyeste som kan oppstå [15].

Størrelsen på jordfeilfaktoren avhenger av hvordan nettet er jordet og hvor utstrakt nettet er [15]. I nett med direktejording og lavohmig jording vil jordfeilfaktoren være lav [11], mens i spolejordet nett vil faktoren ligge mellom $\sqrt{3}$ og 2, 2 [16].

For å finne spenningsstigningen i nettet som forekommer som følge av jordfeil, må man multiplisere merkespenningen, U_0 , med jordfeilfaktoren [16].

Det er viktig å kartlegge hva jordfeilfaktoren er, for å vite hva den faktiske spenningsstigningen i nettet kan bli, slik at man kan dimensjonere komponentene for de største overspenningene i nettet. Jordfeilfaktoren skal bestemmes av netteier [16].

En jordfeil i et spolejordet nett vil medføre en spenningsøkning i de friske fasene mellom fase og jord. De høyeste fase-jord spenningene opptrer ofte på andre steder i nettet enn der jordfeilen ligger [15].

Forandringen i fasespenningen kan være større en viss avstand fra feilstedet enn ved det faktiske feilstedet. Grunnen til dette er at forandringen i fasespenningen i feilstedet er gitt av impedansforholdene der, mens det for et punkt en viss avstand fra feilstedet også må ta hensyn til linjeinduktiviteten og kapasitansen til jord mellom de to punktene [15].

Én-polt jordfeil

For å vite hva den største spenningen som kan forekomme på en frisk fase under jordfeil er, må både jordfeilfaktoren og driftspenning i det øyeblikket feilen skjer være kjent. I system uten automatisk utkobling av jordfeil, hvor feilen kan ligge i opptil flere timer, kan det være nødvendig å definere den kontinuerlige driftfrekvente spenningen som verdien av den temporære overspenningen under feil [29]. Driftspenningen kan ifølge IEC60071:2 bli satt som $U_s = 145\text{kV}$ for nett med nominell spenning på 132 kV [29].

$$\frac{\text{Driftspenning} \cdot \text{jordfeilfaktor}}{\sqrt{3}} = \text{Enpolt jordfeil}$$

Tabellen under viser hvilken spenning man får under feil, ved forskjellig jordfeilfaktor og driftspenninger.

Driftspenning	Jordfeilfaktor	Enpolt jordfeil
	$\sqrt{3}$	128 kV
128 kV	1,9	140 kV
	2,2	162 kV
	$\sqrt{3}$	132 kV
132 kV	1,9	144 kV
	2,2	167 kV
	$\sqrt{3}$	138 kV
138 kV	1,9	151 kV
	2,2	175 kV
	$\sqrt{3}$	145 kV
145 kV	1,9	159 kV
	2,2	184 kV

Tabell 4.1: Enpolt jordfeil med forskjellig driftspenning og jordfeilfaktorer

Nett med nominell spenning på 132 kV har ofte forskjellige spenninger de driftes på. Noen nett har en lav driftspenning på 128 kV, mens andre nett kan ha helt opp til 138 kV under normal drift. Det skal ikke driftes på 145 kV, men dette er den høyeste systemspenningen som kan forekomme på nettet uten feil.

Isolasjonsnivå

I et 132 kV spolejordet nett er isolasjonsnivået for komponentene normalt $U_m = 145\text{kV}$, men flere netteiere har økt isolasjonsnivået til 170 kV på noen av sine nett, grunnet høy jordfeilfaktor.

Både Agder Energi og Statnett har flere 132 kV spolejordede nett hvor spenningen under drift normalt ligger mellom 128 – 138 kV, istedet for å ligge nøyaktig på 132 kV.

Her vil det bli sett på å dimensjonere isolasjonsnivået, U_m , som er en fase-fase spenning ut fra en én-polt jordfeil som er en fase-jord spenning.

Hvis man går ut ifra nominell spenning som er på 132 kV og har en jordfeilfaktor på 1,9, vil spenningen under jordfeil være 145 kV og et isolasjonsnivå på 145 kV vil være tilstrekkelig. Har man derimot en høyere jordfeilfaktor, vil det være nødvendig å øke isolasjonsnivået til minst $U_m = 170kV$ ifølge [29].

I et 132 kV spolejordet nett fra Statnett over Telemark/Vestfold, er driftspenningen normalt på 128 kV. Også her vil en jordfeilfaktor på **over** 1,9 gjøre at spenningen på de friske fasene til jord under feil blir høyere enn 145 kV. Dette er den laveste spenningen et 132 kV nett normalt blir driftet på. Når feilspenningen her blir høyere enn 145 kV kan det tenkes at isolasjonsnivået bør gå opp til neste standard nivå, $U_m = 170kV$, når man har en jordfeilfaktor **over** 1,9.

Den høyeste driftspenningen et 132 kV nett normalt kan gå opp til før det gjøres tiltak er 138 kV som er 5% over 132 kV. Fra tabell 4.1 ser man at med en jordfeilfaktor på 2,2 så vil det føre til en feilspenning større enn 170 kV. Med tanke på veiledningene fra Statnett og IEC bør man øke isolasjonsnivået til neste nivå som er $U_m = 245kV$ eller prøve å holde driftspenningen lavere enn 138 kV hvis man har jordfeilfaktor 2,2. Basert på erfaring fra bransjen går man sjelden eller aldri opp til 245 kV isolasjonsnivå. I noen av Agder energi sine eksisterende nett har de dette problemet, der det å legge seg på for høy driftspenning vil kunne føre til problemer med isolasjonsnivået.

Som nevnt tidligere blir det beskrevet i IEC 60071:2 at driftspenningen når en jordfeil forekommer, generelt kan bli sett på som like høy som U_s . Hvis man følger IEC sine anbefalinger blir overspenningen man skal dimensjonere U_m etter

$$\frac{145kV \cdot 2,2}{\sqrt{3}} = 184kV$$

Dette er for jordfeilfaktor 2,2. Her er ikke lenger et isolasjonsnivå på $U_m = 170kV$ tilstrekkelig og neste standard isolasjonsnivå blir valgt til $U_m = 245$. Dette er en voldsom overdimensjonering.

Statnett sine nett har svært sjelden vært over 140 kV driftspenning i en normalsituasjon. Derfor vil det å dimensjonere isolasjonsnivået med tanke på 145 kV driftspenning være unødvendig, siden dette er en situasjon som sjelden eller aldri oppstår ifølge Statnett.

Ofte blir isolasjonsnivå dimensjonert fra nominell spenning, U_n , ikke med tanke på høyeste spenning for systemet, U_s . I et 132 kV spolejordet nett er $U_n = 132kV$. En ser da fra tabell 4.1 at med jordfeilfaktor 1,9 og lavere vil et isolasjonsnivå på $U_m = 145kV$ være tilstrekkelig, og for jordfeilfaktor høyere enn 1,9 må isolasjonsnivået økes til $U_m = 170kV$.

Hvis veiledningen til FIKS skal bli fulgt må alle spenningstransformatorer i spolejordede nett ha et isolasjonsnivå på minst 170 kV uansett hva den faktiske jordfeilfaktoren er. Dette er fordi alle spenningstransformatorer skal være dimensjonert for 8 timer jordfeil med jordfeilfaktor 2,2 [16].

For kabelanlegg skal jordfeilfaktoren følge jordfeilfaktoren satt av netteier, men skal også være dimensjonert slik at det tåler alle spenningsstigninger som kan oppstå som følge av jordfeil, med varighet på 8 timer [16].

Ser man på de forskjellige komponentene i kraftsystemet vil isolasjonsnivåene mellom fase-fase og fase-jord være uavhengige i de fleste tilfeller. For mange komponenter vil fase-fase holdfastheten være irrelevant fordi de er enlederkomponenter, men i flerlederkomponenter er både fase-jord og fase-fase viktig. Ved enlederkomponenter er det kun fase-jord holdfastheten som er avgjørende, da fase-fase holdfastheten vil avgjøres kun av avstanden mellom komponenter. Når det gjelder flerlederkomponenter derimot, vil fase-fase isolasjonen være internt i komponenten. Det vil derfor være viktig at denne isolasjonen, både fase-fase og fase-jord, er tilstrekkelig.

Når det gjelder standardisering av komponenter der fase-fase holdfastheten er viktig, refereres det til 5.10 i [7] der det blir oppgitt at fase-jord holdespenningen til komponenter er lik holdespenningen for fase-fase for spenninger i tabell 1.6. Dette kan tolkes som at selv om U_m er definert som høyeste fase-fase spenning for utstyr, vil dette spenningsnivået også gjelde for fase-jord.

Det er også mulig for mange komponenter som er mer skreddersydde å istedet ha spesifiserte tester for fase-jord spenning. Med slike tester vil det være mulig å beholde $U_m = 145kV$ for alle jordfeilfaktorer, og kun øke isolasjonen fra fasene til jord. Dette kan ofte bli dyrere enn å gå opp til neste standard isolasjonsnivå. Grunnen til dette er at standardiserte komponenter er alltid billigere enn skreddersydde komponenter.

Ser man også på det numeriske eksempelet G.2 i [29], står det at den generelle filosofien for normale kraftsystemer er at det blir spesifisert ett standard isolasjonsnivå, eller ett sett med isolasjonsnivå, for fase-fase og fase-jord. Hvis alle komponenter skal bli skreddersydd med egne tester for fase-jord spenning for å holde fase-fase isolasjonen nede, vil hele kraftsystemet bli mye dyrere.

For komponenter hvor designet er låst, som avleder, GIS-koblingsanlegg, noen kabler, endetermineringer for kabler og mer, er det nesten umulig å påvirke designet. Dette er komponenter som leverandører har utviklet, typetestet og erklært i samsvar til visse standarder. Med slike komponenter er det lettere å gå opp til neste standard isolasjonsnivå, hvis det trengs.

Eksempler på fleksibilitet i isolasjon for komponenter:

- For kabler med middels høy jordfeilfaktor, kan det være gunstig å benytte seg av ekstra tester og krav for å holde isolasjonsnivået nede. I områder med høy jordfeilfaktor vil det være enklere å gå opp til neste standard isolasjonsnivå, så lenge det neste nivået viser seg å være tilstrekkelig.
- I luftisolerte koblingsanlegg er det store påvirkningsmuligheter med tanke på isolasjonen mellom ledere, og mellom leder og jord. Hvis man øker avstandene fase-jord vil anlegget ta mer hensyn til fase-jord overspenningene som kommer av jordfeil, uten å overdimensjonere fase-fase isolasjonen.
- På kabeltermineringer er det ikke mulig å påvirke designet. Her er det viktig at utstyret blir testet for de forventede overspenningene som kan oppstå i anlegget, slik at man med sikkerhet kan si at isolasjonen til komponenten tåler de overspenningene som kan forekomme.

Kabler

Når det gjelder kabelanlegg er det som nevnt før noen standarder som tydelig sier at kablene skal tåle overspenninger som oppstår med varighet opptil 8 timer [16, 12]. Det er derimot litt usikkerhet rundt om man må opp i isolasjonsnivå på kablene grunnet denne overspenningen. I IEC60071:2 står det at man må gå opp i U_m hvis nettet har store overspenninger som kan ligge inne lenge [29].

I IEC 60502-2 står det under kategori B at kabler skal kunne driftes med jordfeil inntil 8 timer om gangen og maksimalt 125 timer med jordfeil i løpet av et år uten at man går opp i U_m . Dette er for kabler med $U_m = 7,2kV$ til $U_m = 36kV$ [33].

Denne avklaringen finnes ikke i IEC60840:2011, som er standarden for kabler opptil 150kV ($U_m = 170kV$) [32]. På grunn av at dette ikke er spesifisert i standarden for kabler med $U_m = 145kV$, vil det være rimelig å anta at man enten må øke U_m , eller spesifisere tester for isolasjonskrav dersom systemet krever det som følge av høy jordfeilfaktor.

Det blir benyttet en del typetester for komponenter, slik at man kan sjekke at et utstyr tåler påregnelige overspenninger. Fra tabell 1.7 som omhandler testene til kabler og kabelanlegg vises varmesyklus testen. Dette er en test som påfører spenningen $2 \cdot U_0$ over 20 døgn. Det vises at en kabel med $U_m = 145kV$ testes med en spenning på 152 kV fase-jord i 20 døgn. En kabel med $U_m = 170kV$ testes med en fase-jord spenning på 174 kV [32].

Fra tabell 4.1 regnes det ut overspenningene mellom fase og jord som forekommer under en jordfeil med forskjellig driftspenninger og jordfeilfaktorer. Siden en kabel med isolasjonsnivå $U_m = 145kV$ er testet med en fase-jord spenning på 152 kV i 20 døgn, vil det med god sannsynlighet være tilstrekkelig å ha et isolasjonsnivå på 145 kV hvis fase-jord overspenningen som kan opptre i systemet ikke er over 152 kV [32].

Man kan se at med en jordfeilfaktor på 2,2 vil alle fase-jord spenningene under feil være over 152 kV. Her kan ikke testene som er brukt for $U_m = 145kV$ lenger si at kablen vil tåle overspenningen. Med tanke på testen som blir utført bør isolasjonsnivået for kabler økes til $U_m = 170kV$ i tilfeller med høyere overspenninger enn 152 kV fase-jord, for å vise at kablene faktisk tåler denne fase-jord overspenningen og er testet for det [32].

Spenningsstest er enda en test som blir brukt for å sjekke om kablernes isolasjon er tilstrekkelig. Spenningen under testen øker gradvis til den er $2,5 \cdot U_0$. Ser fra tabell 1.7 at for $U_m = 145kV$ er fase-jord spenningen $2,5 \cdot U_0 = 190kV$ og for $U_m = 170kV$ er fase-jord spenningen $2,5 \cdot U_0 = 218kV$. Testen er godkjent hvis det ikke er noe gjennomslag på isolasjonen under testen [32].

Fra denne testen vises det at kabler tåler høye fase-jord spenninger helt opp til 30 min. Hvis jordfeilene aldri ligger inne i lengre enn 30 min skal kablen tåle å ha et isolasjonsnivå på 145 kV. Sett fra tabell 4.1 er den høyeste fase-jord spenningen som kan oppstå på et 132 kV nett grunnet én-polt jordfeil lik 184 kV. Dette er med $U_s = 145kV$ og en jordfeilfaktor 2,2. Denne spenningen som kan oppstå under jordfeil er mindre enn det kablen blir testet på i 30 min. Dette er i henhold til IEC og test av kabler til $U_m = 170kV$, men tar ikke for seg veiledningen fra Statnett som sier at man skal dimensjonere kabelanlegg for 8 timers drift med jordfeil [16]. FEF har også et krav om at jordfeil kan ligge inne i 2 timer, så en test på 30 min er ikke tilstrekkelig for å vise at en kabel tåler en overspenning i 2 timer [46].

Det er også slik at man kan kreve ekstra tester fra leverandøren. Man kan spesifisere ekstra tester som verifiserer komponentenes holdfasthet med $2,2 \cdot U_0$ i 8 timer, slik at veiledningen fra FIKS blir fulgt med tanke på drift med jordfeil. En ulempe ved å be om ekstra tester er at dette er veldig dyrt.

Varmesyklustesten er viktig for å vise at kablene tåler de høye og langvarige fase-jord spenningene som kan forekomme. Det viser at kravene fra FEF blir fulgt, ved at kablen skal tåle forekommende spenninger, inkludert overspenninger som normalt kan forventes, jordfeil og at det ikke medfører følgeskader så langt dette er rimelig [46].

Krafttransformator

I tabell 1.10 og 1.11 for spenningstestnivåer ser en U_m i kolonnen helt til venstre, og holdespenningen i kolonnen lengst til høyre. AC er verdien transformatoren er designet for, dette er vanligvis den høyeste AC spenningen som kreves å oppnå under test. Denne spenningen er i en høyere skala enn høyeste spenning for utstyr noe som viser at transformatoren vanligvis tåler høyere spenninger enn det den normalt driftes på.

Det er viktig å nevne at IEC i mange tilfeller legger ansvaret hos eier/kjøper når det kommer til utforming og valg av tester på transformatoren. En transformator er "skreddersydd" etter kjøperens ønsker. IEC sier at valget mellom de forskjellige nivåene av testspenninger i tabellene avhenger av alvorlighetsgraden av overspenningsforholdene som kan forventes i systemet og av viktigheten av den spesifikke installasjonen.

Fordi transformatorer er skreddersydde, kan en selv ved høy jordfeilfaktor vurdere å beholde $U_m = 145kV$. Dette kan gjøres fordi fase-fase spenningen ikke vil øke under jordfeil, kun fase-jord spenningene på de friske fasene. Det kan istedet defineres et eget isolasjonsnivå mellom alle fasene og jord. Disse to isolasjonsnivåene, altså fase-fase og fase-jord, kan i slike komponenter der isolasjonnivåene ikke er fastsatt av produsent, defineres uavhengig. Det vil være gunstig å gjøre dette fordi en vil da minimere overdimensjonering av isolasjon.

Transformator er en kritisk og sårbar komponent i kraftsystemet, og det er derfor viktig med gode marginer. I enkelte installasjonsforhold, spesielt der energitilførselen av transformatoren kommer fra en lang luftledning, kan det oppstå alvorlig eksponering for overspenninger som kan være hyppige og repeterende. Dette skyldes ferrantieffekten som er et fenomen som kan føre til høyere spenning på mottakssiden enn på kildesiden. Hvordan det virker på lange linjer er forklart i kapittel 1.1. I slike tilfeller kan høyere testspenning, lynimpuls, koblingsimpuls og annen test på individuelle enheter avtales mellom produsent og kjøper. For eksempel kan en vikling med $U_m < 1,1kV$ testes til de verdiene som er passende for en vikling med en U_m på 3,6 kV [25].

Ved merkedrift vil en transformator generere en gitt varmeeffekt, dette kommer fra blant annet belastnings- og dielektriske tap. Som nevnt i kapittel 1.4 vil det elektriske varmetapet omdannes til varmeenergi. Belastningstap er hovedsakelig strømvarmetap i vikingene, som vil utvikle en gitt varmeenergi i forhold til transformatorens merkestrøm [44]. Dette vil føre til en intern temperaturøkning i transformatoren, som igjen kan medføre til en hurtigere aldring av den faste isolasjonen. Det ble i kapittel 1.4 sagt at økning av driftstemperaturen på 8-10° fører til en dobling av aldringshastigheten.

Om de elektriske tapene blir så store, at de fører til en signifikant temperaturøkning i transformatoren, kan det i helt ekstreme tilfeller, føre til nedsmeltning av kobber og store skader på den faste isolasjonen. Slike tilfeller opptrer svært sjeldent, og kommer som oftest som en følge av høye temporære overspenninger, eller unormalt store belastninger av transformatoren [44].

Overspenningsavleder

Ved dimensjonering av overspenningsavledere er det i denne avhandlingen én-polte jordfeil som er hovedfokuset når det er snakk om TOV'er. I [46] er det satt krav til at én-polte jordfeil i luftnett og blandet kabel-/luftnett uten tilknyttet distribusjonstransformator i spolejordede nett skal klareres innen 2 timer, mens kravet i [40] § 8.8.1 sier at produsentene av overspenningsavledere skal oppgi sine TOV-kurver med varigheten på TOV'er fra 0,1 s til 3600 s. For varigheter mindre enn 0,1 s eller lengre enn 3600 s så er det vanskelig å si eksakt hva avlederen vil tåle av TOV, med mindre det er gjort andre tester med den samme termiske merkeenergien, W_{th} , for lengre eller kortere varighet. Benytter man seg av en TOV-kurve mellom 0,1 s og 3600 s der varigheten av TOV er kortere eller lengre, går man ut ifra at avlederen tåler en TOV lik U_c eller $0,8 \cdot U_r$ til avlederen ved en varighet lengre enn 3600 s, og at avlederen tåler konstant den spenningen ved 0,1 s ved en varighet mindre enn 0,1 s [47].

I IEC og FIKS/NVF er det ikke stilt noen krav til valg av overspenningsavleder med hensyn på "with prior energy" og "without prior energy", kun at produsenten må oppgi TOV-kurven for begge deler. Kjøperen av avlederen må gjøre en analyse av systemet avlederen skal monteres i for å undersøke sannsynligheten for at avlederen har en normal omgivelsestemperatur når en TOV oppstår. Selv om avlederen er over normal omgivelsestemperatur, er det ofte lite sannsynlig at den har nådd sin termiske merkeenergi, W_{th} . Basert på dette må kjøperen ta avgjørelsen for om avlederen skal dimensjoneres med "with prior energy" og hvor mye energi som kan bli tilført avlederen med tanke på både form, antall impulser og varigheten av impulsene. Er man i tvil, burde en avleder velges med "with prior energy" der avlederen har nådd sin termiske merkeenergi, W_{th} [47]. Dette kan føre til en økning i avlederens merkespenning i forhold til om avlederen dimensjoneres med "without prior energy" som igjen vil føre til en høy U_r , og dermed også høyere restspenning når avlederen tenner. Ved en veldig stor økning av U_r er det en stor risiko at restspenningen kommer over LIPL kravet i [48] og det kan føre til at man må øke energiklassen til avlederen eller bruke avledere med parallele kolonner med motstandsblokker som igjen vil føre til en økt kostnad [47].

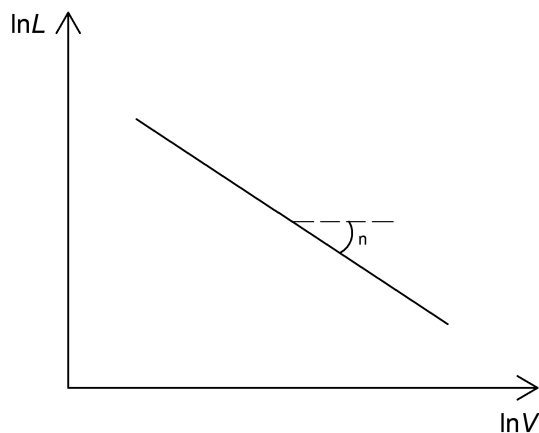
Muligheten for at man ikke øker isolasjonsnivået på avlederen, altså at U_r til avlederen er lavere enn TOV'en som forekommer av en én-polt jordfeil, har også blitt undersøkt. Oppstår det en TOV som er høyere enn merkespenningen til avlederen, vil avlederen begynne å varme seg opp. Varer TOV'en lenge nok vil avlederen overopphetes og havne i "thermal run-away", som vil si at avlederen genererer mer varme enn det avlederen kan lede vekk, og man risikerer sprekkdannelser i motstandsblokkene som forårsaker innvendig overslag og dermed havari av avlederen. I det verste tilfellet kan avlederen eksplodere ved havari, noe som kan forårsake store følgeskader på annet utstyr og personell som er i nærheten. Derfor er det viktig at det presiseres hva størrelsen på TOV'en er i kV eller som en p.u verdi, der 1 p.u må defineres riktig i kV.

Aldring og testing av isolasjonen

Elektriske påkjenninger kan føre til aldring av isolasjonen. Aldring er irreversible endringer i materialets dielektriske egenskaper. Dette kan føre til en rekke kumulative fenomener som overflateutladninger og forgreininger på isolasjon. Som nevnt i kapittel 1.4 blir de fleste høyspentkomponenter sjekket under en holdespenningstest med varighet på 1 minutt. Generell erfaring viser at komponenter som består denne testen er i stand til å tåle både driftspenning, midlertidige overspenninger og delvis koblingsoverspenninger gjennom en akseptabel levetid [22]. Når spenningen overstiger holdfasthetsspenningen kan det oppstå et dielektrisk sammenbrudd i isolasjonen.

I samtale med Frank Maset (førsteamanuensis ved NTNU) ble det sagt at en økning av spenningen vil generelt, uten å kompensere for det, føre til en redusert levetid. Det kan en se ut i fra “The inverse power law model” i figur 4.2. Parameterne til modellen er hentet fra eksperimentelle data målt under økende spenningspåkjenning. Det er viktig å få frem at denne modellen gjelder kun for endring av spenningen. Temperaturen er holdt konstant, det er ingen mekanisk påkjenning og den er gjennomført uten strømbelastning.

$$L \propto V^{-n}$$



Figur 4.2: Inverse power model med resultatene plottet i en logaritmisk skala.

Modellen anses som gyldig hvis dataene som plottes i en logaritmisk skala blir en rett linje. Under testene vil det være en statistisk spredning, som gjør denne grafen noe ukorrekt.

I tillegg kommer virkningene av termiske, mekaniske og kjemiske påkjenninger, samt effekten av lastpåslag og lastavslag, osv. Dette gjør at estimeringen av levetiden blir utrolig komplisert og i grunn en umulig oppgave. Påkjenninger som ikke er inkludert i modellen innebærer blant annet effekten av økte temperaturer produsert av høye dielektiske tap som kan akselerere aldringsprosessen. I kapittel 1.4 kom det frem at en oppgang på $8-10^\circ$ fører til en halvering i tiden en kjemisk prosess tar. En må også forvente mekaniske påkjenninger som vekten av materialet og konstruksjonen i seg selv, krefter fra snø, is og vind, og eventuelle kortslutningskrefter. Forurensning og andre kjemiske og miljømessige påkjenninger vil også føre til en annen sammenheng enn den en ser i figur 4.2.

I samtalen med Mausest kom det også frem at en likevel, for små endringer av spenningen, kan ta i bruk levetidsmodellen. En endring på 5% vil ha lite eller ingenting å si på levetiden for en kabel. For skjøter og kabeltermineringer derimot vil en høyere spenning kunne føre til en annerledes feltfordeling, spesielt der en har feltstyrende belegg, noe som gir en annen sammenheng enn "The inverse power law model".

Dette gjør det vanskelig å komme med noen konkrete anbefalinger uten å ha sjekket for hver enkelt komponent. Det må gjøres eksperimentelt, noe som er både tidkrevende og kostbart.

Testing av isolasjonsmaterialet er mye erfarings- og statistikk basert. Når den dielektriske styrken av gassisolasjon blir testet, kan den gjennomføres mange ganger på samme objekt, og gjennomslag vil oppstå ved forskjellig spenningsnivå hver gang. Dermed er gjennomslagsspenningen underlagt tilfeldige variasjoner, og blir derfor karakterisert med distibusjonsfunksjoner. Ved testing av fast materialet vil det oppstå punktering, noe som svekker den dielektriske styrken til isolasjonen. Dette gjør det vanskelig å teste materialet som skal brukes, og en må stole på tester gjort på forskjellige testobjekter som aldri vil være nøyaktig like. Samme vil det være for væske, hvor påfølgende gjennomslag kan lede til gradvis nedbrytning av væsken. Fra et økonomisk perspektiv er det heller ikke mulig å utføre et stort antall nedbrytningstester på kostbare testobjekter som transformatorer og kabler. Informasjon om spredningen i sammenbruddspenningen for slike objekter må derfor bli basert på tester av små modeller med samme type isolasjon [22].

Som en ser kan det være vanskelig å få et fullstendig svar på den reelle dielektriske styrken til komponenter. Det blir dermed ofte brukt en empirisk distibusjonsfunksjon til å beskrive holdfasthetegenskapene [22].

Vedlikehold i form av testing og analyse er også viktig for å opprettholde ønsket levetid. Vanligvis vil tilstanden til isolasjonen gradvis forverres, og man vil se faresignaler under jevnlig kontroller. Testene gir mulighet for forbedringer før systemet svikter.

5 Konklusjon

På bakgrunn av litteraturstudiet, case-arbeid, og jevn kontakt med fagfolk i bransjen og ved universitetet, kan det trekkes følgende konklusjoner innenfor valg av isolasjonsnivå og anbefalte driftspenninger, samt valg av overspenningsavledere.

Med potensielt langvarige og høye overspenninger bør netteiere følge anbefalingene i IEC og FIKS, og dimensjonere isolasjonsnivået etter disse. Den største overspenningen som kan forekomme i nettet er avhengig av jordfeilfaktor og driftspenning når feilen skjer. For å unngå overdimensjonering og fordi høye driftspenninger er sjeldne, er det rimelig å bruke Statnett sin anbefaling om å dimensjonere U_m etter normal driftspenning, istedet for å bruke U_s som IEC anbefaler.

Basert på bransjens erfaring og veiledningen fra Statnett bør nett med jordfeilfaktor 2,2 ha et isolasjonsnivå på minst 170 kV, avhengig av nettets driftspenning. I slike nett bør driftspenningen begrenses dersom et isolasjonsnivå på 170 kV blir brukt, hvis ikke ekstra testing blir utført.

For kabelanlegg vil varmesyklus testen være tilstrekkelig for å vise hvilke fase-jord overspenninger kablene tåler i lengre perioder.

- For fase-jord overspenninger under 152 kV vil det være tilstrekkelig å bruke et isolasjonsnivå på $U_m = 145kV$.
- For fase-jord overspenninger helt opp til 174 kV er det tilstrekkelig å bruke et isolasjonsnivå på $U_m = 170kV$.
- For fase-jord overspenninger over 174 kV, må isolasjonsnivået økes til 245 kV, eller stille krav til relevante tester fra fabrikant.

Dersom varmesyklus testen eller tilsvarende tester ikke er utført, men kabelen følger punkt 5.10 i [7], vil dimensjoneringen av fase-jord isolasjonen følge U_m . Det må da dimensjoneres slik:

- For fase-jord overspenninger på 145 kV vil det være tilstrekkelig å bruke et isolasjonsnivå på $U_m = 145kV$.
- For fase-jord overspenninger på over 145 kV må isolasjonsnivået økes til minimum 170 kV

For transformatorer er isolasjonen mer eller mindre fullstendig valgt av kunden. Isolasjonsnivåene kan velges fritt fra produsentenes egne tabeller, helt uavhengig av hverandre. Med dette kan isolasjonen for fase-fase og fase-jord i en transformator oppfylle hver sine krav, uten at det går på bekostning av overdimensjonering.

I utstrakte spolejordede nett har Statnett satt som veiledning at jordfeilfaktoren skal ligge på 2,2 for spenningstransformatorer. Dette gjør at det blir nødvendig med et isolasjonsnivå på minst 170 kV for spenningstransformatorer, uavhengig av hva den ekte jordfeilfaktoren er i nettet.

En kan IKKE bruke en avleder til å beskytte mot overspenninger forårsaket av jordfeil eller TOV'er generelt, da avlederen skal kun beskytte mot korte og bratte impulser forårsaket av lyn- og koblingsoverspenninger. Derfor må avlederen dimensjoneres slik at den tåler alle TOV'er som kan oppstå i systemet.

For at overspenningsavledere skal kunne bli korrekt dimensjonert for å oppnå tilfredsstillende beskyttelsesnivå og funksjon, er det faktorer som må bli presisert av systemansvarlig. For TOV'er må det presiseres hva forventet varighet av en TOV kan være i timer eller sekunder og størrelsen på overspenningen i kV eller som en verdi av p.u, der 1 p.u må defineres korrekt i kV. Det må også presiseres om avlederen skal dimensjoneres som foropphetet før en TOV oppstår og hvor mye forventet energi avlederen vil være foropphetet med i kJ, i hvilken form, antall impulser og varigheten av impulsene den skal bli utsatt for. I tillegg må det presiseres størrelsen på ønskelig restspenning, da dette er viktig for å komme innenfor riktig isolasjonsnivå og som er en verdi som kan være for stor ved en høy merkespenning på avlederen.

Referanser

- [1] Sørnum K. “Fremtidig systemjording av regionalnettet i Agder [avhandling]”. MA thesis. Grimstad: Universitetet i Agder, 2018.
- [2] *Ferranti Effect in Transmission Lines: What is it? [Internett]*. 2020. URL: <https://www.electrical4u.com/ferranti-effect-in-power-system/>. [18.03.2020].
- [3] *Long Transmission Line: What is it? [Internett]*. 2020. URL: <https://www.electrical4u.com/long-transmission-line/>. [18.03.2020].
- [4] Bystrík Dolník. “Ferroresonance phenomena”. In: (Jan. 2005), pp. 803–809.
- [5] Marta Val Escudero, I. Dudurych, and M. Redfem. “Understanding ferroresonance”. In: vol. 3. Oct. 2004, 1262–1266 vol. 2. ISBN: 1-86043-365-0. DOI: 10.1109/UPEC.2004.192377.
- [6] Majid Sanaye-Pasand et al. “Comparison of performance of various ferroresonance suppressing methods in inductive and capacitive voltage transformers”. In: vol. 2005. May 2006, 8 pp. ISBN: 0-7803-9525-5. DOI: 10.1109/POWERI.2006.1632628.
- [7] *Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules*. KGaA, Weinheim: Norwegian electrotechnical publication, 2018.
- [8] Søren M. “Analysering av Jordfeil i Spolejordet Regionalnett [avhandling]”. MA thesis. Trondheim: Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, 2019.
- [9] Myhr I. *Jordfeildeteksjon i høyspent distribusjonsnett ved hjelp av feilindikatorer*. Prosjektoppgave ved Institutt for elkraftteknikk, NTNU Trondheim. 2017.
- [10] Jan h. Sebergesen Steinar Svarte. *Energiproduksjon og energidistribusjon*. 1.utgave. Otta, 2009.
- [11] Hans Kristian Høidalen. *TET4130 Overspenninger*. 1.utg. Trondheim, 2020.
- [12] *NVF 2020 Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet 2020*. Statnett, 2020. URL: shorturl.at/dxAC4.
- [13] *IEC standard voltages*. Geneva, Switzerland: Norwegian electrotechnical publication, 2009.
- [14] Norsk elektroteknisk komite. *Elektriske lavspenningstallasjoenr*. 5.utg. C, 2014.
- [15] *Temporære overspenninger ved enfase jordfeil i spolejordede og isolerte nett. Del II. Betydningen av nettets utstrekning*. Energiforsyningens Forskningsinstitutt A/S, 1990.
- [16] *Funksjonskrav i kraftsystemet 2012*. Statnett, 2012. URL: www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/

- soknad-om-idriftsettelse-av-anlegg-fos--14/funksjonskrav-i-kraftsystemt-fiks-2012.pdf.
- [17] A. schei. O.Volker J. Elovaara K. foreman. *Metal oxide surge arresters in AC systems. Part 3: Temporary overvoltages and their stresses on metal oxide surge arresters*. 1.utg. usikker: usikker, 1990.
 - [18] *Evaluation and qualification of electrical insulation systems*. Geneva: Norwegain electrotechnical publication, 2011.
 - [19] Pål Keim Olsen. *Isolasjonsmaterialer*. Power point fra forelesning i faget Høyspenningsanlegg – kraftproduksjon og nett. 2019.
 - [20] *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-14: Environment - Overvoltages on public electricity distribution networks*. Geneva, Switzerland: Norwegain electrotechnical publication, 2006.
 - [21] James R.E og Su Q. *Condition Assessment of High Voltage Insulation in Power System Equipment*. 1.utg. London: The Institution of Engineering and Technology, 2008.
 - [22] Erlend Ildstad. *TET4160 Insulating Materials for High Voltage Applications*. 1.utg. Trondheim, 2019.
 - [23] *Bruk av SF₆ i kraftsektoren og alternative isolasjons- og brytningsmedier til SF₆*. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019. URL: http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_70.pdf.
 - [24] Magnus Dalva Olav Thorsen. *Høyspenningsteknikk*. 3.utgave. Bergen/Stavanger, 1993.
 - [25] *Power transformers, Part 3.: insulation levels, dielectric tests and external clearances in air*. Geneva: Norwegain electrotechnical publication, 2018.
 - [26] *Electrical insulating materials - Thermal endurance properties - Part 6: Determination of thermal endurance indices (TI and RTE) of an insulating material using the fixed time frame method*. Geneva, Switzerland: Norwegain electrotechnical publication, 2006.
 - [27] Andrew R. Hileman. *Insulation Coordination for Power Systems*. 1.utg. Raleigh, North Carolina, 1999.
 - [28] Jürgen Schlabbach. *Power System Engineering*. 1.utg. KGaA, Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH Co, 2008.
 - [29] *Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines*. KGaA, Weinheim: Norwegain electrotechnical publication, 2018.
 - [30] *General definitions and test requirements*. Geneva, Switzerland: Norwegain electrotechnical publication, 2020.
 - [31] *Guidance for the selection of high-voltage A.C cable systems*. Geneva, Switzerland: Norwegain electrotechnical publication, 2011.
 - [32] *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV up to 150 kV*. Geneva, Switzerland: Norwegain electrotechnical publication, 2011.
 - [33] *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV*. Geneva, Switzerland: Norwegain electrotechnical publication, 2014.
 - [34] *Electric cables - Tests on extruded oversheaths with a special protective function*. Geneva, Switzerland: Norwegain electrotechnical publication, 2007.
 - [35] *Instrument transformers - Part 1: General requirements*. Geneva, Switzerland: Norwegain electrotechnical publication, 2007.

- [36] *Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers*. Geneva, Switzerland: Norwegan electrotechnical publication, 2011.
- [37] *Prosjektering av målepunkt i HS-anlegg*. Bergen, Norway: REN AS, 2020.
- [38] *Instrument transformers - Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers*. Geneva, Switzerland: Norwegan electrotechnical publication, 2011.
- [39] *Surge arresters - Part 1: Non-linear resistor type gapped surge arresters for a.c. systems*. Geneva, Switzerland: Norwegan electrotechnical standard, 1999.
- [40] *Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*. Geneva, Switzerland: Norwegan electrotechnical publication, 2014.
- [41] *Overspenningsvern - Valg av vern*. Bergen, Norway: REN AS, 2016.
- [42] *Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations*. Geneva, Switzerland: Norwegan electrotechnical publication, 2018.
- [43] Rosvold A K. *Krafttransformator [Internett]*. Store norske leksikon; 2016. URL: <https://snl.no/krafttransformator>. [hentet: 17.03.2020].
- [44] Haugom T Stensrud A Bjørnerud M. "Levetidsanalyse for krafttransformatorer i banestrømsforsyning [avhandling]". Gjøvik: Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, 2017.
- [45] Anthony Seneviratne. *Specification – Substation Power Transformer*. Horizon Power. Aug. 2015.
- [46] *Forskrift om elektriske forsyningsanlegg*. 2005. URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2005-12-20-1626>. [14.04.2020].
- [47] James Taylor - Senior Principal Specialist - Surge Arresters - ABB Power Grids Sweden AB. Informasjon via mail angående overspenningsavledere. Ludvika, Sweden, May 2020.
- [48] *Technical Standard - General Specification. Surge arresters*. Oslo, Norway: Statnett, 2017.
- [49] ABB. "Continuous operating voltage U_c ". En del av "Application Guidelines: Overvoltage protection" av ABB. 2018.
- [50] Siemens AG. "High-voltage surge arresters". Product guide. 2014.
- [51] Finn Holmvik. *Un, FEF, NEK, IEC og NVF*. Power point fra Agder energi. 2019.
- [52] Sandstad J. *Dielektrikum [Internett]*. Trondheim: Store norske leksikon; 2018. URL: <https://snl.no/dielektrikum>. [hentet: 05.03.2020].
- [53] Olje- og energidepartementet. *Fakta, Energi- og vannressurser i Norge*. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/faktaheftet/fakta_energi_og_vannressurs.pdf. 2013.
- [54] *Nett*. 2019. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/?fbclid=IwAR0tEP-61-LjkoJnNESwFBeZqZIM8Mtt1xE4pr-tFdWriUxD5MlQ6ZyUK30>. [Oppdatert sist 31.10.2019].

Vedlegg

Vedlegg A - Tabell med definisjoner

Vedlegg B - Liste med kontaktpersoner

Vedlegg C - Liste med figurer

Vedlegg D - Liste med tabeller

Vedlegg E - Forskrifter

Vedlegg F - Poster

Dette er oversikt over relevante begreper og deres definisjoner som er utviklet gjennom arbeidet med avhandlingen. Begrepene som er tatt for seg omhandler kraftsystem, isolasjon, isolasjonskoordinering og spenningsbegreper. Begrepene er hentet fra internasjonale og norske standarder og forskrifter som IEC og FEF. De er deretter oversatt til norsk.

Begrep	Forklaring	Formel/teori	Kilde
Atmosfærisk korreksjonsfaktor	En faktor som blir anvendt med koordineringsholdspenning U_{cw} . Tar for seg det atmosfæriske trykket ved installasjonen	K_t	IEC 60071-1
Dielektrikum	Et dielektrikum er et isolerende eller meget dårlig ledende materiale brukt i en sammenheng der det utsettes for et elektrisk felt. Stoff med liten ledningsevne kalles vanligvis isolatorer når det henvises til deres ledningsevne, og dielektrika når det henvises til stoffets egenskaper som angår polariserbarheten.		[52]
Dielektrisk sammenbrudd	Når et dielektrikum mellom to elektroder, utsatt for konstant eller økende spenning, mister alle isolasjonsegenskaper og blir ledende, noe som resulterer i en kortslutning mellom elektrodene. Under tilstrekkelig elektrisk belastning kan elektrisk sammenbrudd forekomme i faste stoffer, væsker eller gasser		IEC 60505
Direktejordet nett	System der nøytralepunkt(ene) er direktejordet		IEC 60071-1
Distribusjonsnett (eldre forklaringen)	Distribusjonsnett er de lokale kraftnettene som vanligvis sørger for distribusjon av kraft til sluttbrukerne, som husholdninger, tjenesteyting og industri. Distribusjonsnettet har normalt spenning opp til 22 kV, men spenningen transformeres ned til 230 V for levering til vanlige strømbrukere. Distribusjonsnettet over 1 kV utgjør i underkant av 100 000 km.	230V-22kV	4.2 Beskrivelse av strømmettet [53]
Fast-front overvoltage	Transient overspenning, normalt i en retning. Tid for å nå toppunkt $0,1 < T_1 \leq 20\mu s$, der T_1 er fronttiden. Halveringstiden $T_2 < 300\mu s$	FFO	IEC 60071-1

Begrep	Forklaring	Formel/teori	Kilde
Gjennomslag	Dielektrisk sammenbrudd i gass eller væske		IEC 61000-2-14
Global jord (utbredt jordingssystem)	Jordingssystem som består av sammenkoblede nærliggende jordingssystem og som sikrer at farlige berøringsspenninger ikke oppstår. Et slikt system kan sies å danne en overflate med samme ekvipotensialnivå		FEF 2006 - §1-5, definisjoner
Holdespenning	Verdien av en testspenning som påføres under en holdespenningstest, hvor et definert nummer forstyrrende(feilforårsakende) utladninger er akseptert.		IEC 60071-1
Høyeste komponentspenning	Er den høyeste fase-fase rms-spenningen utstyret er designet for å tåle med tanke på isolasjonen og andre faktorer relatert til denne spenningsverdien.	U_m	IEC 60071-1
Høyeste spenning til et system	Høyeste verdi for en fase-fase spenning i rms, som kan forekomme under normal drift, uansett tid eller sted	U_s	IEC 60071-1 , 3.9
Høyohmig jordet nett	Lik som lavohmig jordet nett, men impedansen er større og innstilt på et høyere nivå for å begrense feilstrømmen enda mer. Man kan risikere at feilstrømmen blir så lav at nettet ikke detekterer feilen		[1]
Ikke-selvlegende isolasjon (NSR)	Det motsatte av selvlegende isolasjon. Isolasjonen mister sine isolerende egenskaper fullstendig eller delvis som følge av gjennomslag/overslag. Denne typen isolasjon er typisk indre isolasjon.		[28]
Isolasjonskoordinering	Valg av dielektrisk styrke til et utstyr med hensyn til driftspenninger og overspenninger som kan oppstå i systemet som utstyret er beregnet for		IEC 60071-1
Isolert nett	System der nøytralpunktet ikke er koblet til jord med hensikt		IEC 60071-1

Begrep	Forklaring	Formel/teori	Kilde
Jordfeilfaktor	Faktoren mellom den høyeste spenningen på en frisk fase under feil og den samme fasen uten feil på systemet. Jordfeilfaktoren er spesifikk til hvert nett og nettkonfigurasjon. Nettets jordfeilfaktor avhenger av geografisk utstrekning og andel kabel i nettet. I mindre utstrakte nett med lite kabel kan jordfeilfaktoren være $\sqrt{3}$, imens i utstrakte nett med mye kabel kan den være oppe i 2,2.	k_j	FIKS 2.2 IEC 60071-1
Jording	Alle metoder og tiltak som gir en god ledende forbindelse til jord.		Veiledning til FEF, DSB
Konvensjonell antatt holdespenning	Her er de partielle utladningene lik null. Dette er for ikke-selvlegende isolasjon. Og sannsynligheten for at den kan stå imot er 100%		IEC 60071-1
Koordinasjonsfaktor	En faktor som verdien av den representative overspenningen skal multipliseres med for å få verdien av koordinasjonsholdespenningen	K_c	IEC 60071-1
Koordineringsholdespenning	Indikerer verdien av holdespenningen som møter kriteriene for hver spenningsklasse	U_{cw}	IEC 60071-1
Laveste spenningen til et system	Den laveste spenningen på et system som kan forekomme under normal drift, uansett tid eller sted		IEC 60038
Lavohmig jordet nett	En reaktans (spole) eller en ohmsk motstand mellom trafoens nullpunkt og jord. Impedansen er innstilt for å begrense feilstrømmen, men ikke så mye at vernets funksjon svekkes		[1]
Merke-isolasjonsnivå	Er et sett med standard holdespenninger som indikerer den dielektriske styrken på isolasjonen.		IEC 60071-1
Merkespenning	Merkespenning mellom hver enkelt leder og skjermen/kappen i kablen	U_0	IEC 60183
Merkespenning mellom ledere	Merke r.m.s driftfrekvent spenning mellom to ledere som kablene eller tilbehøret er designet for		IEC 60183

Begrep	Forklaring	Formel/teori	Kilde
Nominell spenning	Er den linjespenningen i RMS-verdi som systemet er konstruert for og som systemegenskapene er referert til	U_n	IEC 60071-1 3.8
Nominelt elektrisk stress	Elektrisk stress kalkulert med U_0 , bruker nominelle dimensjoner		IEC 60840
Nødvendig holdespenning	Er den testspenningen som isolasjonen må tåle under en standard holdespenningstest. Bestemmelsen av nødvendig holdespenning handler om å konvertere koordineringsholdespenningen til en passende standard testspenning. Dette gjøres ved å multiplisere koordineringsholdespenningen, U_{cw} , med faktorer som kompenserer for forskjellen mellom faktiske driftsforhold for isolasjonen og de i standard holdespenningstester.		IEC 60071-1
Overslag	Dielektrisk sammenbrudd på overflaten til et fast dielektrikum i gass eller væske		IEC 61000-2-14
Overspenning	Spenning mellom faseleder og jord eller over en langsgående isolasjon med en toppverdi som overskrider toppen av systemets høyeste spenning delt på $\sqrt{3}$. Spenning mellom faseledere som har en toppverdi som overskrider amplituden av den høyeste spenningen til et system.		IEC 60071-1
Prøve test	Test fra produsenten som er gjort på tilfeldige komplette kabler eller komponenter fra en kabel. Disse testene er gjort med en jevn frekvens for å forsikre seg om at det ferdige produktet møter kravene som blir stilt		IEC 60840
Punktering	Dielektrisk sammenbrudd gjennom et fast dielektrikum		IEC 61000-2-14
Referansejord	En del av jorden som betraktes som ledende, hvis elektriske potensiale per definisjon blir betraktet lik null, og som er utenfor påvirkningsområdet av alle jordingsystemer		Veiledning til FEF, DSB

Begrep	Forklaring	Formel/teori	Kilde
Regionalnett (eldre forklaring)	Nettnivået under transmisjonsnett er regionalnettet, som er bindeleddet mellom transmisjonsnett og nettnivået under. Normale spenningsnivåer i distribusjonsnett er 132 og 66 kV	66kV-132kV	Nett, NVE, [54]
Representative overspenninger	Ved hjelp av analyser og beregninger av de forventede overspenningene i systemet bestemmer man de representative overspenningene som påfører de samme dielektriske effektene på isolasjonen som de forventede overspenningene gjør. Spenningsene og overspenningene som påfører stress til isolasjonen skal være bestemt i amplitude, form og tid.	U_{rp}	IEC 60071-1
Resonans (i spolejord)	Kalles også "optimal kompensering", og er når den kapasitive jordfeilstrommen, I_c , er lik den induktive spolestrømmen I_L , ($I_c = I_L$)		RENblad 7505 - Stasjonanlegg - Retningslinjer for spolejordet distribusjonsnett
Rutine test	Test fra produsenten på hver lagde komponent for å sjekke at komponenten møter kravene som er stilt til komponenten		IEC 60840
Selvlegende isolasjon (SR)	Isolasjon som gjenoppretter sine isolerende egenskaper etter et gjennomslag/overslag som en følge av elektrisk spenning kalles Self-restoring. Denne typen isolasjon er typisk ytre isolasjon.		[28]
Sentralnett (transmisjon) (eldre forklaring)	Sentralnettet utgjør hovedveiene i kraftsystemet som binder sammen produsenter og forbrukere i et landsdekkende system. Sentralnettet omfatter også utenlandsforbindelsene, som gjør det fysisk mulig å eksportere og importere kraft ved behov, jf. kapittel 5. Sentralnettet har høy kapasitet. Spenningsnivået er vanligvis 300 til 420 kV, men i enkelte deler av landet inngår også linjer på 132 kV. Sentralnettet utgjør om lag 11 000 km.		[53]

Begrep	Forklaring	Formel/teori	Kilde
Sikkerhetsfaktor	En faktor som blir anvendt i koordineringsholdespenningen etter den atmosfæriske faktoren. Når disse faktorene er brukt på koordineringsholdespenningen finner man den nødvendige holdespenningen.	K_s	IEC 60071-1, IEC 60071-2
Slow-front overvoltage	Transient overspenning, normalt i en retning. Tid for å nå toppunkt $20 - 5000\mu s$. Halveringstiden $T_2 < 20ms$	SFO	IEC 60071-1
Spenningsfaktor	Den største spenningsgrensen spenningstransformatoren skal tåle kontinuerlig over en spesifisert tid, uten at nominelle verdier blir påvirket	F_v	IEC 61869-3:
Standard holdespenning	Standard spenningsverdi som er brukt i en standard holdespenningstest. Standard holdespenning er merkeverdien til isolasjonen for én eller flere nødvendig holdespenninger		IEC 60071-1
Standard isolasjonsnivå	Er et sett med standard holdespenninger gitt ut fra høyeste spenning til komponenten, inneholder kortvarig holdespenning og lynimpuls holdespenning. Disse standard isolasjonsnivåene finnes i IEC 60071 tabell 2		IEC 60071-1
Standard koblingsimpuls	En spenningsimpuls med en tid til toppverdi på $250\mu s$ og en halveringstid på $2500\mu s$		IEC 60071-1
Standard kortvarig driftfrekvent spenning	Er en sinusformet spenning med frekvens mellom 48-62 Hz i 50 Hz systemer med en varighet på 60 s		IEC 60071-1
Standard spenningsformer for tester	Spennings- og overspenningsformer for tester som er angitt i amplitude, fronttid, haletid og total varighet		IEC 60071-1
Systemjord	Hvordan nettsystemets nøytralpunkt (trafoen) er tilkoblet jord		[1]
Temporære overspenninger	En driftfrekvent overspenning med en relativt lang varighet	TOV	IEC 60071-1

Begrep	Forklaring	Formel/teori	Kilde
Tilknytningspunktet (POC - Point of Connection)	For et nett- eller forbruksanlegg defineres på høyspentside av transformator som tilknytter nett- eller forbruksanlegget, uavhengig av hvor eierskaps grensen går. Ved tilknytning med treviklingstransformator defineres POC på terminalene med høyest spenning.		NVF 2020
Tilkoblingspunkt (PCC - Point of Common Coupling)	For et nett- eller forbruksanlegg defineres av det punktet i nettet hvor eierskaps grensen går. Det kan være enten på lavspentside, eller på høyspentside av transformator som forsyner et nett- eller forbruksanlegg. I tilfelle tilknytning uten transformator, da vil tilknytning- og tilkoblingspunkt være samme sted/punkt.		NVF 2020
Transient overspenning	Overspenning i en kort periode, <u>noen millisekunde eller mindre.</u>		IEC 60071-1
Type test	Tester som blir brukt på et kabelsystem, kabel eller tilbehør før det blir sendt ut på et kommersielt grunnlag. Dette er for å demonstrere at alt fungerer som det skal og det møter kravene til det systemet det skal brukes i		IEC 60840

NAVN	FIRMA	ROLLE	TELEFON	MAIL	BIDRAG
Jan Åge Walseth	Statnett	Senioranalytiker	-	jan.walseth@statnett.no	Isolasjonskoordinering
Finn Holmvik	Agder energi	Teknisk sjef, Vannkraft	-	finn.holmvik@ae.no	Isolasjonskoordinering
Frank Mauseth	NTNU	Førsteamanuensis	73594234	frank.mauseth@ntnu.no	Isolasjon
Tormod Fosskaug	ABB	Høyspenningsprodukter i ABB Power Grids Norge AS	22874971	tormod.fosskaug@no.abb.com	Avledere
James Taylor	ABB	Senior Principal Specialist - Surge Arresters - ABB Power Grids Sweden AB i Ludvika, Sverige	-	-	Avledere

Liste med figurer

1.1	Enkel modell av nettoppbyggingen med produksjon, transmisjon og distribusjon	1
1.2	Forenklet modell av en linje med diskrete komponenter	2
1.3	Fasediagram for modell i figur 1.2	3
1.4	Fordelt modell av en linje	3
1.5	Illustrasjon av spolejordet system	6
1.6	Størrelsen av spenningspåkjenninger i p.u	7
1.7	Fysisk definisjon av isolasjonsmateriale - Energibåndmodellen [19]	11
1.8	Gjennomslagsspenning for SF_6 , vakuum og luft [23]	14
1.9	Endring i strømfasen i forhold til påført spenning som følge av tap.	19
1.10	Eksempele på laddningsinjeksjon hentet fra IEC [25]	20
1.11	Følger av elektrisk aldring	21
1.12	The inverse power model med resultatene plottet i en logaritmisk skala.	22
1.13	Ulike aldringspåkjenninger som EIS blir utsatt for.	23
1.14	Levtid for impregnert papir og epoxy glass ved forskjellige temperaturer.	24
1.15	Prosedyre for isolasjonskoordinering	30
1.16	Oppbygning av kabel; 1. Ytre kappe 2. Folie 3. Jordskjerm 4. Metallisk vannbarriere 5. Ytre halvleder 6. Isolasjon 7. Indre halvleder 8. Leder [11]	33
1.17	IEC 60183 Valg av AC - kabler. Definisjon på kategori A, B og C [31]	35
1.18	IEC 60502 kabler fra 1 kv opp til 30 kV. Definisjon på kategori A, B og C [33].	35
3.1	Énlinjemonnell av 132 kV nett i PSCAD	55
3.2	Feilsted og eksternt målested	57
3.3	Spenning ved normal drift	58
3.4	Kompensert jordfeilstrom	59
3.5	Kompensert jordfeilstpenning	59
3.6	Underkompensert jordfeilstrom	60
3.7	Underkompensert jordfeilstpenning	60
3.8	Jordfeilstrom ved økt nettlengde	61
3.9	Jordfeilstpenning ved økt nettlengde	61
3.10	TOV kurve fra ABB PEXLIM Q	67
4.1	Nominell spenning 138 kV	70
4.2	Inverse power model med resultatene plottet i en logaritmisk skala.	79

Liste med tabeller

1.1	Varigheten det er lov til å drifte med en gitt spenning i p.u	8
1.2	Nominell spenning fra IEC 60038	8
1.3	Driftspenninger med forskjellig nominell spenning.	8
1.4	Typisk jordfeilfaktor i forskjellige typer systemjordinger	10
1.5	Klasser og form av overspenninger, standard spenningsformer og standard holdespenningstester [7]	27
1.6	Standard isolasjonsnivå	32
1.7	Testspenning for kabler fra tabell 4 i IEC 60840 [32]	37
1.8	Isolasjonsnivåer for spenningstransformatorer - IEC 61869-1	40
1.9	Overførte overspenninger i spenningstransformatorer - IEC 61869-1	41
1.10	Tabell 2 del 1 fra IEC60076-3	50
1.11	Tabell 2 del 2 fra IEC60076-3	51
1.12	Tabell 3 fra IEC60076-3	51
3.1	Oversikt over de temporære overspenningene i systemet	64
3.2	Standard isolasjonsnivå	65
3.3	PEXLIM Q Avledere fra ABB	68
4.1	Enpolt jordfeil med forskjellig driftspenning og jordfeilfaktorer . .	72

Relevante Lover, forskrifter, normer og veiledninger

FEF:2006:

§ 4-3 Tiltak ved isolasjonsfeil i høyspenningsnett - Enpolet jordfeil skal utkoples hurtigst mulig og innen følgende tider. Tidene inkluderer ikke eventuelle gjeninnkoplinger:

Systemjording	Nettkonfigurasjon	Utkoblingstider	[s/min]:
Direktejordet nett	Alle	8	s
Motstandsjordet nett	Alle	30	s
Isolert og spoiejordet nett	Luftnett og blandet nett tilknyttet distribusjonstransformator	10	s
	Luftnett og blandet nett uten tilknyttet distribusjonstransformator	120	min
	Industrinett med luftnett og blandet nett	120	min
	Kabelnett med global jording	240	min

Figur 1: Krav fra FEF om utkobling av jordfeil

§ 2-1 Prosjektering, utførelse, drift og vedlikehold

Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjon de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier.

Anlegg og utstyr skal være robust og egnet for alle påregnelige påkjenninger. Anlegg skal være fagmessig utført.

§ 2-6 Beskyttelse mot farlig overspenning, underspenning og jordfeil

Anlegg skal være slik at det tåler normalt forekommende spenninger, inkludert overspenninger som normalt kan forventes.

Overføring av høye spenninger til lavspenningsanlegg eller andre gjenstander og anlegg skal unngås.

Anlegg skal være slik at underspenninger, jordfeil eller bortfall av faser ikke medfører følgeskader så langt dette med rimelighet kan oppnås.

§ 4-2 **Isolasjon** Anleggets isolasjonsnivå skal være tilpasset driftsspenningen og anleggets utførelse slik at pålitelig drift sikres. Isolasjonsavstander skal være tilpasset isolasjonsnivå.

Anlegg skal overvåkes slik at isolasjonsfeil blir detektert og frakoblet.

Optimalt isolasjonsnivå gir akseptabel driftspålitelighet ved overspenninger. Kontroll med overspenning er en del av isolasjonskoordineringen. Isolasjonsavstander for det identifiserte isolasjonsnivå finnes i tabell 4-1 og 4-2. Vurderinger for å identifisere optimalt isolasjonsnivå skal gjøres i henhold til IEC 60071.

Utføres ikke vurderinger for å identifisere optimalt isolasjonsnivå skal isolasjon-savstander som er skrevet med uthevet skrift i tabell 4-1 og 4-2 benyttes.

For anlegg som ikke oppfyller avstandskravene i tabell 4-1 og 4-2 skal isolasjonen testes og vurderes i henhold til IEC 61936-1 for å verifisere at de oppfyller holdfasthetskravene i de samme tabellene.

FIKS:

2.4. Koblingsanlegg / Apparatanlegg

Alle komponenter i koblingsanlegg skal dimensjoneres for å tåle de strømmer og spenninger som kan oppstå i nettet (bl.a. jordfeil og koblingsoverspenning) uten å forringes. Komponenter og anlegg skal dimensjoneres for å tåle alle påregnelige klimatiske forhold (bl.a. snø, is, vind og forurensning) uten å forringes.

2.2 Kabelanlegg Kabelanlegg skal dimensjoneres for å tåle spenninger og strømmer som kan oppstå i nettet. I spolejordet og isolert nett skal kabelanlegg dimensjoneres for spenningsstigningen som kan oppstå som følge av jordfeil. Denne spenningen (mellom fase og jord) er gitt av nettets jordfeilfaktor multiplisert med merkspenningen, U_0 , med varighet opptil 8 timer.

Nettets jordfeilfaktor avhenger av nettets geografiske utstrekning og andel av kabel i nettet. I mindre utstrakte nett kan jordfeilfaktoren være 3 mens den i mer utstrakte nett kan være 2,2

2.12 Krav til måling - Spenningstransformator Skal i spolejordet nett tåle 8 timers drift ved jordfeil, med jordfeilfaktor 2,2.

IEC:

IEC60071:1 - 5.5

the highest voltage for equipment is then chosen as the next standard value of U_m equal to or higher than the highest voltage of the system U_s where the equipment will be installed

for equipment to be installed under normal environmental conditions relevant to insulation U_m shall be at least equal to U_s

IEC60071:1 - 5.10

For phase-to-phase insulation, range I, the standard rated short-duration power-frequency and lightning impulse phase-to-phase withstand voltages are equal to the relevant phase-to-earth withstand voltages (Table 2). The values in brackets, however, may be insufficient to prove that the required withstand voltages are met and additional phase-to-phase voltage tests may be needed.

IEC60071:2 - 4.3.2.2 Earth faults

In systems without earth-fault clearing, the duration may be several hours. In such cases, it may be necessary to define the continuous power-frequency voltage as the value of temporary overvoltage during the earth fault.

Attention is drawn to the fact that the highest voltage at power-frequency which can appear on a sound phase during the occurrence of an earth fault depends not on the earth fault factor but also on the value of the operating voltage at

the time of the fault which can be generally taken as the highest system voltage U_s

NVF:

Dette er et høringsutkast

4.2 Kabelanlegg -Kabelanlegg inkludert gjennomgående jordingssystem skal dimensjoneres for å tåle spenninger og strømmer som kan oppstå i nettet.

4.2.3 Funksjonskrav om spenningsstigning -Kabelanlegg i kompensert og isolert nett skal dimensjoneres for spenningsstigningen som kan oppstå som følge av jordfeil. Denne spenningen (mellom fase og jord) er gitt av nettets jordfeilfaktor multiplisert med merkespenningen U_0 med varighet opptil 8 timer.

4.2.4 Funksjonskrav om overlastbarhet - Kabler i overføringsanlegg eller som del av linjeoverføring eller transformatoranlegg skal dimensjoneres for å tåle 20% overlast i 15 minutter ref. nominelle verdier

4.2.3.1 Praktisering av funksjonskrav om spenningsstigning - bestemmelse av jordfeilfaktor - Nettets jordfeilfaktor avhenger av nettets geografiske utstrekning og andel kabel i nettet. I mindre utstrakte nett kan jordfeilfaktoren være $\sqrt{3}$ imens den i mer utstrakte nett typisk er 2,2. Konesjonær/netteier skal bestemme jordfeilfaktor. Målinger av den høyeste målte fasespenningen som oppstår ved jordfeil er informasjon som legges til grunn for å bestemme jordfeilfaktor. Denne kan variere avhengig av hvor feilen er og hvor mye kabel/nett som ligger inne. Fremtidige utvidelser av nettet skal også inngå ved vurdering og bestemmelse av jordfeilfaktor.

2.12. Krav til måling - Spenningstransformator - Skal i spolejordet nett tåle 8 timers drift ved jordfeil, med jordfeilfaktor 2,2.

Analyse av utstyr og isolasjonsnivå i spolejordet nett

Stian Nessa, Esten Lodegaard, Jostein Simensen, Benedicte-Elise Foldnes

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Trondheim

Bakgrunn

Hensikten med denne oppgaven er å gjennomgå og analysere de forskjellige normene og forskrifter som omhandler isolasjonsnivå i norske spolejordet nett. Analysere de forskjellige komponentene som bli brukt og komme med anbefalinger til isolasjonsnivå. Et normalt isolasjonsnivå på et 132 kV spolejordet nett er 145 kV, hvis det kommer en jordfeil og en overspenning er høyere enn 145 kV ligger på nettet i flere timer, er det da forskriftsmessig å beholde dette isolasjonsnivået eller bør det gå opp til neste standard nivå. Hvordan er dette med å påvirke aldringen til komponenter.

Oppgaven

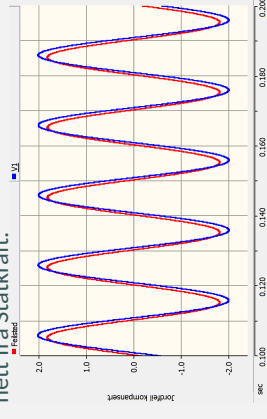
Målet med oppgaven er å finne tilstrekkelig isolasjonsnivå med tanke på forskrifter og internasjonale standarder. Også analysere komponenter og komme med valg av avleder. Samle inn definisjoner brukt i isolasjonskoordinering og få en god oversikt over dette var også en stor del av avhandlingen.

Isolasjonsnivå

Forskrift om elektriske forsyningsanlegg slår fast at en jordfeil må fjernes innen 2 timer for et 132kV kompensert nett. Statnetts veiledning sier at et spolejordet nett må dimensjoneres for overspenningen som kommer av en jordfeil med en varighet på 8 timer. Internasjonale standard sier at isolasjonsnivået må dimensjoneres fra feilspenning som kan oppstå fra en jordfeil hvis det kan ligge i systemet over en lengre periode. Hvilket betyr, for isolasjonskoordinering, er det nødvendig å definere kontinuerlig driftfrekvent spenning som verdien av den temporære overspenningen når feilen har lang varighet og en høy jordfeilfaktor.

Metode

Litteraturstudiet, simulering og analyse av et casestudiet og nær kontakt med fagfolk fra bransjen har blitt brukt for å komme med en konklusjon til denne avhandlingen. Casestudien var brukt til å simulere et ekte, men anonymt nett fra Statkraft.



Konklusjon

Med potensielt langvarige og høye overspenninger bør netteiere følge anbefalingene i IEC og dimensjonere isolasjonsnivået for kabelanlegg etter disse. Med jordfeilfaktor 2,2 bør et isolasjonsnivå på minst 170 kV velges. Driftsspenning bør begrenses i nett med høy jordfeilfaktor for å ikke skade isolasjonen.

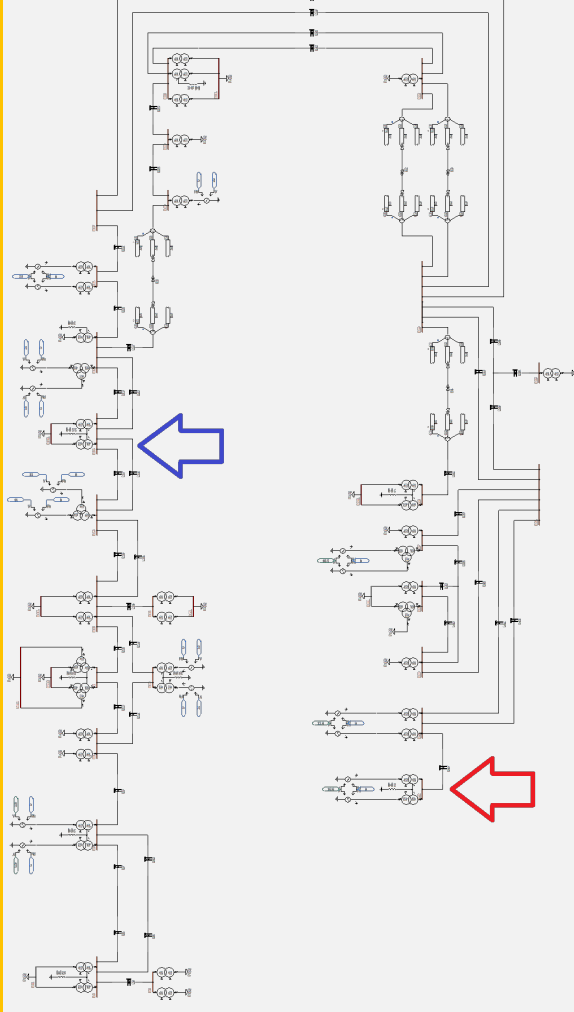
Følger man dagens veiledning fra FIKS skal spenningstransformator dimensjoneres for jordfeilfaktor 2,2. Dermed trengs et isolasjonsnivå på 170 KV for spenningstransformator, uavhengig av hva jordfeilfaktoren faktisk er i nettet.

Resultat

Med de simulerte og oppgitte verdiene, ble det beregnet i det simulerte eksempelnett:

- Isolasjonsnivå, $U_m = 170kV$.
- Kortidsholdespenning på 230 kV.
- Lynimpulsholdespenning på 550 kV.
- Kontinuerlig spenning på avleder, $U_c = 108kV$
- Merkespenning på avleder, $U_r = 180kV$
- Maksimal restspenning på avleder, $U_{pl} = 423kV$

Én-linje modell av eksempel nettet med feilsted (rød pil) og målested (blå pil)



Kunnskap for en bedre verden



Statkraft



