

Estimering av KILE-kostnader ved seksjonering og feilretting i høyspennings distribusjonsnett

Jørgen Tjersland

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2016

Hovedveileder: Kjell Sand, ELKRAFT

Medveileder: Geir Solum, Trønder Energi Nett
Morten Husom, Powel

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Sammendrag

Det er behov for å klassifisere komponenter i høyspennings distribusjonsnett med avbruddskostnad. Denne kostnaden representerer de samfunnsøkonomiske konsekvensene ved avbrudd, og er lovfestet i “Ordnningen med kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi” (KILE-ordningen). Ordnningen påvirker nettselskaps inntektsramme og gir sensitiv til å oppnå optimalt pålitelighetsnivå i nettet. Problemstillingen i masteroppgaven ble gitt av TrønderEnergi Nett og tar utgangspunkt i deres tidligere arbeid og evalueringer på området. Etersom norske nettselskap er regulert som naturlige monopol ble det nødvendig å sette seg inn i aktuelle reguleringer. Økonomisk feilkonsekvens ved avbrudd, kvantifisert med KILE-kostnad, inngår som et element i tilstand- og risikobasert nettforvaltning. Formålet med vurderingene er å allokere vedlikeholdsmidler på en fornuftig måte.

Kostnadsfunksjonene i KILE-ordningen er tidsavhengige og delt inn i kundegrupper, slik at endelig kostnad ved svikt på en komponent avhenger av avbruddets varighet for rammede kundegrupper og deres forventede forbruk. Dette påvirkes av håndteringsevnen til operatør på driftssentral og montør ute i felt. Feilrettingsprosessen beskrives med anvendt seksjoneringsmetodikk og tidsbruk i forbindelse med nødvendige handlinger i denne. Det ble derfor nødvendig å sette seg inn i feilhåndtering i høyspennings distribusjonsnett. Fremgangsmåte ved seksjonering er forskjellig i ulike typer nett, hvorav fokuset i oppgaven er på kabelnett.

På bakgrunn av vurderinger herfra ble det etablert en metodikk for beregning av kunders utetid ved feil på kabelkomponenter. Forutsetninger og datagrunnlag nødvendig for å anvende metoden ble spesifisert. Beslutningsgrunnlaget er last målt i avbruddskostnad for et gitt tidsrom i tillegg til topologiske forhold. Seksjonering baseres på halveringsprinsippet med mål om å gjenopprette halvparten av forsyning til uteliggende last for hver seksjonering. Seksjoneringspunkt vurderes derfor hovedsakelig etter dette, omliggende topologi og andre hensiktsmessige kriterier. Kritiske kunder prioriteres uavhengig av kostnad.

I analysearbeidet ble det etablert en generell systembeskrivelse som på en oversiktlig måte viser topologi i nett som skal analyseres. Oppsettet er på tabellform og inneholder alle relevante data. Tre eksempler med faktiske kabelnett ble brukt i utledningen. Hele metodikken oppsummeres i en prosessbeskrivelse som inkluderer både vurdering og valg av seksjoneringspunkt, i tillegg til å lagre tider for relevante handlinger utført av montør. Handlingsmønster med tilhørende tider bestemmer total utetid for rammede kunder. Metodikken ble deretter anvendt på de tre eksemplene. Den fant hensiktsmessige seksjoneringspunkt og hadde en logisk fremgangsmåte. Handlinger i arbeidsprosessen til montør var intuitiv å følge. Resulterende utetid ble oversiktlig presentert og ga innblikk i de ulike utetidenes innvirkning på endelig KILE-kostnad.

Abstract

There is a need for classifying components in the high voltage distribution grid with the cost of energy not supplied if the components should fail. This cost represents the socioeconomic consequences of an outage. The cost of energy not supplied is statutory in the KILE-scheme. The scheme affects the revenue cap of utility companies and gives incentives towards optimizing the reliability in their distribution grid. TrønderEnergi Nett provided the objective for this master thesis, and it is based on their previous work and evaluations of this topic. Because Norwegian utilities are regulated as natural monopolies, it was also necessary to explore the present regulations in this area. The economic consequence of an outage is quantified with a KILE-cost, and it is considered an element in state and risk based distribution system asset management.

The cost functions in the KILE-scheme are dependent of time and divided into customer groups, such that the final cost of a component failure depends upon the outage duration of the affected customer groups and their expected power consumption. This is influenced by the handling capability of the operator situated at the control center and the field working installer. The fault handling process is described by the methodology applied for sectioning the grid and the time usage related to necessary actions in this context. Aspects within the fault clearing process in high voltage distribution grids were therefore explored. The way of sectioning is altered for different types of grids, out of which the focus of the thesis is on cable grids.

Based on assessments from the fault clearing and restoration process a methodology for calculating the outage time of customers with the failure of cable components was established. Assumptions and data necessary for applying the method were specified. The basis for decision making is load measured in outage cost for a given period of time in addition to topological aspects. Sectioning of the grid is based on the bisection principle, which aims to restore half of the supply for every sectioning point. A sectioning point is mainly rated according to this, the surrounding network and other suitable criteria. Critical customers are prioritized regardless of costs.

During the analytical work, a general system description was established. The setup is on a tabular form, it depicts the topology of the grid and contains all data relevant for analysis. Three example cases with actual cable grids were used in the deduction. The entire methodology is summarized with a process description that includes both the assessment and selection of sectioning points, in addition to storing data for times associated with actions carried out by the installer. All times involved with the method of operation determine the total outage duration of affected customers. The developed methodology was then applied to the three example cases. It found appropriate sectioning points and had a logical procedure. The resulting outage time was presented clearly and gave insight into the various customers' outage times' effect on the final KILE-cost.

Forord

Denne besvarelsen markerer avslutningen av mitt studiet ved NTNU innen “Elektrisk energiteknikk og smarte nett”. Oppgaven er gitt i samarbeid med TrønderEnergi Nett og handler om hvordan KILE-kostnader i kabelnett kan beregnes og reduseres.

Jeg vil takke Geir Solum, initiativtaker til oppgaven hos TrønderEnergi, for å alltid være tilgjengelig og engasjert. Han har kommet med nyttige innspill og vært en tilrettelegger for møter med både interne og eksterne aktører. Veileder fra NTNU, Kjell Sand, har bidratt med gode diskusjoner og tips til utforming av oppgaven og selve skrivingen. Til slutt vil jeg trekke frem venner, familie og alle andre som har vært der for meg under studietiden.

Jørgen Tjersland
Trondheim, juni 2016

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	i
Abstract	ii
Forord	iii
Innholdsfortegnelse	vii
Tabelliste	x
Figurliste	xii
1 Innledning	1
1.1 Problembeskrivelse	1
1.2 Bakgrunn og formål	2
1.3 Struktur	2
2 Bakgrunn og utvikling av regulatorisk rammeverk	3
2.1 Energiloven	4
2.2 Inntektsrammeregulering og KILE-ordning	4
2.3 FASIT-systemet	8
3 Risikobasert nettforvaltning	9
3.1 Vedlikehold	12
4 Feilhåndtering i høyspennings distribusjonsnett	15
4.1 Kabelnett	17
4.2 Driftssentralens praksis	19
4.3 Avbruddsvarighet	21
4.4 Feilsannsynlighet	22
4.5 Seksjoneringsmetodikk	23

5	Metode for beregning av utetid	27
5.1	Beslutningsgrunnlag ved seksjonering	27
5.2	Forutsetninger	29
5.3	Datagrunnlag fra NetBas	29
5.3.1	Analyseverktøy	30
5.4	Resultatoppsett	31
6	Modellering	33
6.1	Arbeidsprosess	33
6.2	Systembeskrivelse	35
6.2.1	Nettstasjonstabell	39
6.2.2	Kabelstrekningstabell	43
6.2.3	Hovedtrekk i oppsett	45
6.3	Prosessbeskrivelse	46
7	Resultater	53
7.1	Generell fremgangsmåte - Feil på Radial 1	53
7.2	Vurdering av seksjoneringspunkt	57
7.3	Seksjoneringsforløp - Feil på Radial 2	58
7.3.1	Feil på kabelstrekning A	59
7.3.2	Feil på kabelstrekning D4 og H1	61
7.4	Seksjoneringsforløp - Feil på Radial 3	62
7.4.1	Feil på kabelstrekning A	62
7.4.2	Feil på kabelstrekning D4 og H1	63
7.5	Vurdering av seksjoneringsforløp	64
7.5.1	Antall montører	65
7.6	Avbruddsrapporteringsmodulen: Beregning av KILE-kostnad	66
7.7	Levsik: Brukergrensesnitt	67
8	Diskusjon	71
8.1	Tider i arbeidsprosess	71
8.2	Innvirkning av andre konsekvenskriterier	72
8.3	Vedlikeholdsverktøy	72
8.4	Andre bruksområder	73
8.5	Implementering	74
9	Konklusjon	77
10	Videre arbeid	79
	Bibliografi	81
	Vedlegg	85
A	Beregning av ILE	85
B	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi	85
C	Sårbarhet	88
D	Kabelnett	88

E	FASIT hendelseslogg	89
F	Nettstasjoner	89
	F.1 <i>estimert KILE</i>	89
	F.2 %-vis KILE	90
	F.3 <i>Aggregert KILE</i>	92
G	Kabelstrekninger	99
	G.1 Navn	99
	G.2 Lengde	102
H	Levsik	104

Tabeller

4.1	Kraftledninger eid av TEN - Utstrekning og driftsforsyrrelser	16
6.1	Lengste serielle koblingsvei	39
6.2	Lengste serielle koblingsvei med avgreining fra første radialende	40
6.3	Nettstasjonstabell - Radial 2	40
6.4	Nettstasjonstabell - Radial 3	41
6.5	Total last	41
6.6	Nst 1 - Aggregert <i>KILE</i>	42
6.7	Nst 2 - Aggregert <i>KILE</i>	42
6.8	Nst 3 - Aggregert <i>KILE</i>	43
6.9	Nst 1 og Kst 1	44
6.10	Nst 2 og Kst 2	44
6.11	Nst 3 og Kst 3	45
7.1	Nst 1 og Kst 1 med estimert, aggregert og prosentvis <i>KILE</i>	54
7.2	Utetid i forbindelse med 1. seksjoneringspunkt	54
7.3	Ny systemtabell ved feil på kabelstrekning B	55
7.4	Ny systemtabell ved feil på kabelstrekning G	55
7.5	Radial 1 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning G	56
7.6	Radial 1 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning B	56
7.7	Radial 2 - Avgreingspunkt og halvering av Aggregert <i>KILE</i>	57
7.8	Radial 3 - Avgreingspunkt og halvering av Aggregert <i>KILE</i>	58
7.9	Radial 2 - Seksjonering på Ssk(5,1)	59
7.10	Feil på kabelstrekning A - systemtabeller etter 1. seksjonering	59
7.11	Feil på kabelstrekning A - avgreingspunkt etter 1. seksjonering	60
7.12	Feil på kabelstrekning A - systemtabell etter 2. seksjonering	60
7.13	Radial 2 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning A	61
7.14	Radial 2 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning D4	61
7.15	Radial 2 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning H1	62
7.16	Radial 3 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning D4	63
7.17	Radial 3 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning H1	64

7.18	Eks 1: Radial 2 - Utetid og KILE-kostnad ved feil på kabelstrekning A . .	67
7.19	Eks 2: Radial 2 - Utetid og KILE-kostnad ved feil på kabelstrekning A . .	67
F.1	Radial 1 - <i>estimert KILE</i>	89
F.2	Radial 2 - <i>estimert KILE</i>	90
F.3	Radial 3 - <i>estimert KILE</i>	90
F.4	Radial 1 - %-vis KILE	91
F.5	Radial 2 - %-vis KILE	91
F.6	Radial 3 - %-vis KILE	91
G.1	Radial 1 - Kabelstrekninger: Antall kabler og lengde	102
G.2	Radial 2 - Kabelstrekninger: Antall kabler og lengde	102
G.3	Radial 3 - Kabelstrekninger: Antall kabler og lengde	103

Figurer

2.1	Samfunnsøkonomisk optimalt pålitelighetsnivå [1]	5
2.2	KILE som funksjon av tid, 2012-satser	6
2.3	Spesifikk KILE-kostnad	7
3.1	Risikomatrise [2]	10
4.1	Nettnivåer i Norge [3]	16
4.2	Enlinjeskjema nettstasjon	18
4.3	Kabelnett	18
4.4	Tids- og hendelsesforløp ved avbrudd [4]	21
4.5	Forhold som påvirker avbruddsvarighet	22
4.6	Kabelnett - Inndeling	24
4.7	Kabelnett - Summert avbruddskostnad	25
6.1	Arbeidsprosess	34
6.2	Radial 1 - Nummererte samleskinner og <i>estimert KILE</i>	36
6.3	Radial 2 - Nummererte samleskinner og <i>estimert KILE</i>	37
6.4	Radial 3 - Nummererte samleskinner og <i>estimert KILE</i>	38
6.5	Forenklet prosessbeskrivelse	46
6.6	Prosessbeskrivelse: Beregning av KILE-kostnad for en kabelstrekning	50
7.1	Levsik - Endring av seksjoneringstid	68
A 1	Beregning av ILE	85
B 1	Avbruddskostnader	85
B 2	Referansetidspunkt og kostnadsfunksjon for kundegrupper	86
B 3	Korreksjonsfaktor måned	86
B 4	Korreksjonsfaktor ukedag	86
B 5	Korreksjonsfaktor klokkeslett	87
B 6	Korreksjonsfaktor ved varslet avbrudd	87
C 1	Sårbarhet i kraftsystemet	88

D 1	Feilkarakter 2010-2015	88
E 1	Hendelseslogg for FASIT-programmer	89
F 1	Radial 1 - <i>Aggregert og estimert KILE</i>	92
F 2	Radial 2 - <i>Aggregert og estimert KILE</i> steg 1	93
F 3	Radial 2 - <i>Aggregert og estimert KILE</i> steg 2	94
F 4	Radial 2 - <i>Aggregert og estimert KILE</i> steg 3	95
F 5	Radial 2 - <i>Aggregert og estimert KILE</i> steg 4	96
F 6	Radial 2 - <i>Aggregert og estimert KILE</i> steg 5	97
F 7	Radial 3 - <i>Aggregert og estimert KILE</i>	98
G 1	Radial 1 - Kabelstrekninger	99
G 2	Radial 2 - Kabelstrekninger	100
G 3	Radial 3 - Kabelstrekninger	101
H 1	Levsik - Endring av feilstatistikk	104

Innledning

1.1 Problembeskrivelse

Deler av det norske kraftnettet begynner å bli gammelt og prioritering av vedlikehold og reinvesteringer er derfor en viktig problemstilling for mange nettselskap. Det er flere kriterier som er aktuelle i denne prioriteringen. Kriteriet som typisk rangerer høyest er avvik i anleggets tilstand som medfører personfare og som er i strid med forskriftene for elektriske anlegg. Et annet sentralt aspekt er fare for feil som fører til avbrudd i strømforsyningen til nettkunder og som følgelig utløser KILE-kostnader. Et risiko- og tilstandstyrt vedlikehold vil derfor også ha behov for prioritering av anlegg ut fra denne kostnaden. KILE-kostnad settes ut fra hvilken forventet avbruddskostnad anleggene representerer ved feil, og i kombinasjon med flere kriterier gir den dermed en indikasjon på hvordan midler til forebyggende vedlikehold eller fornyelse bør fordeles.

Problemstillinger som ønskes adressert i oppgaven er:

- Vurder hvordan avbruddskostnader og andre risikokriterier er til hjelp for prioritering av vedlikehold/reinvesteringer i lys av problemstillingen beskrevet foran
- Utarbeid forslag til hvordan KILE-kostnad kan estimeres
- Diskuter hvilket detaljeringsnivå i anleggsbeskrivelsen som er nødvendig
- Nettinformasjonssystemet til TrønderEnergi (NetBas) vil være en sentral datakilde i tillegg til at programmet har diverse verktøy som kan være aktuelle. Vurder hvilken støtte som finnes i verktøyene i dag, og gi konkrete råd om hvordan disse bør videreutvikles for bedre å støtte beregninger av KILE-kostnad

Opgaven er gitt i samarbeid med TrønderEnergi Nett AS.

Faglærer/hovedveileder: Kjell Sand

Medveileder: Geir Solum

1.2 Bakgrunn og formål

Nye reguleringer som ga økonomisk insentiv til å utsette investeringer og å forlenge levetid på komponenter i kraftnettet har ført til en aldrende infrastruktur. Nettselskap har i perioden økt fokuset på tilstands- og risikobaserte vedlikeholdsprosesser. Tilstand vurderes ut fra historikk og befaring, mens risikoanalyser beregner sannsynligheten for og konsekvensene av en gitt hendelse. De økonomiske konsekvensene ved avbrudd er et element som inngår i dette aspektet.

Avbruddskostnader er fastsatt i KILE-ordningen, og det er ønskelig å klassifisere komponenter etter kostnad de representerer ved feil. TrønderEnergi Nett (TEN) bruker i dag kostnaden forbundet med en times avbrudd for å kvantifisere denne. Kostnaden er satt på nettstasjoner og avbruddskostnad for omliggende kraftledninger beregnes med utgangspunkt i nærhet til disse og andre topologiske forhold. Det er ikke benyttet en formell metodikk i beregningene. Grunnlaget er ekspertvurderinger basert på intuisjon og lang praktisk erfaring.

Målet med oppgaven er å utvikle en formalisert metode som forbedrer beregning av avbruddskostnader. Topologiske forhold vil bli inkludert på samme måte som tidligere, men arbeidsprosessen ved feilretting vil i større grad tas hensyn til. Metodikken vil etterligne faktiske seksjoneringsforløp ved både handlinger og valg av seksjoneringspunkt. Aktuelle tider i forløpet vil bli brukt slik at en mer realistisk KILE-kostnad kan beregnes. Metodikken vil omhandle kabelnett, og beregne KILE-kostnad for kabelstrekninger. TEN har også uttrykt et ønske om at slike beregninger skal automatiseres.

1.3 Struktur

Opgaven tar først for seg utviklingen av det regulatoriske rammeverket etter liberaliseringen av kraftmarkedet, med fokus på inntektsramme og KILE-ordning. Konseptet med risikobasert nettforvaltning, og til dels tilstandsbaserte vurderinger, som grunnlag for nettselskaps vedlikeholdsfilosofi blir deretter presentert. Etter dette redegjøres det for topologi i kabelnett og aspekter ved feilhåndtering i disse. Videre vil en metodikk for beregning av utetid ved avbrudd med påfølgende KILE-kostnad etableres. Nødvendige forutsetninger, data- og beslutningsgrunnlag fremkommer i denne. Senere utledes en systembeskrivelse med utgangspunkt i faktiske kabelnett. Fremgangsmåten i metodikken vil bli beskrevet ved bruk av flytskjema og illustreres gjennom praktiske eksempler. I tillegg testes aktuelle analyseverktøy. Resultater og antakelser drøftes etter hvert som de fremkommer. Oppgaven avsluttes med en diskusjon rundt metodikkens virkemåte og praktiske bruksområder.

Bakgrunn og utvikling av regulatorisk rammeverk

Nettselskap er naturlige monopol ettersom det ikke er formålstjenlig for samfunnet å ha flere konkurrerende nettverk for distribusjon av elektrisitet. Majoriteten av eierandelene tilhører i de fleste tilfeller kommuner hvor nettselskap har sitt tilholdssted og driftsansvar [5]. Nettselskap har alltid vært underlagt reguleringer fra offentlige myndigheter. Disse har i hovedsak eksistert for å forhindre at monopol misbruker sin stilling og makt, ved for eksempel å kreve for høy nettleie eller forskjellsbehandle kunder. Dette endret seg imidlertid på begynnelsen av 1990-tallet da elektrisitetsmarkedet ble liberalisert og et nytt reguleringsregime ble innført. Flere forretningsområder som tidligere hadde vært beskyttet ble konkurranseutsatt, og nettselskap møtte nye krav til effektivitet.

Hovedtrekkene i utviklingen av det nye reguleringsregime som er mest relevant for masteroppgaven er listet opp nedenfor med årstallet de trådte i kraft. Resten av kapittelet vil bli brukt til å utdype disse.

- 1991: Liberalisering av kraftmarkedet
- 1995: FASIT-systemet
- 1997: Inntektsrammeregulering
- 2001: Standardisert metode for beregning av *ikke levert energi* (ILE). KILE-ordning introdusert
- 2003: Avbruddssatser for KILE-ordning satt for ulike kundegrupper
- 2009: Kostnadsfunksjoner basert på kundeundersøkelser innført fremfor avbruddssatser

2.1 Energiloven

Det ønskede formålet med Energiloven [6] innført i 1991 med Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) som reguleringsmyndighet, var blant annet å øke den samfunnsøkonomiske effektiviteten i den norske kraftforsyningen. Bakgrunnen var at det i de to foregående tiårene var blitt gjennomført omfattende investeringer innen både produksjon og distribusjon. Ut fra ulike risikovurderinger, særlig med tanke på tilgjengelige vannressurser og overføringsevne i perioder med høyt forbruk, ble systemet dimensjonert for å alltid ha nok kapasitet tilgjengelig. Dette førte til en overkapasitet i produksjon og omsetning i normalår sammenlignet med etterspørselen [7]. Den samfunnsøkonomiske effektiviteten skulle økes ved å utsette kraftproduksjon med tilhørende omsetning for konkurranse gjennom å etablere et kraftmarked.

De fleste aktører i sektoren, kjent som energiselskap eller energiverk, var involvert i både produksjon og distribusjon ettersom de tradisjonelt hadde hatt ansvar for å generere og levere kraft i gitte geografiske områder. Nettvirksomheten, det vil si fagområdet knyttet til selve kraftoverføringen i nettet, ble skilt ut fordi den av både tekniske og økonomiske årsaker ikke kunne utsettes for konkurranse. Dette er som nevnt definert som et naturlig monopol. Nettvirksomheten, videre omtalt som nettselskap, fortsatte derfor å være ansvarlige for hvert sitt område der de eier, drifter og bygger ut det lokale nettet. Produsenter og nettselskap er fortsatt ofte del av samme konsern, men med et tydelig regnskapsmessig skille mellom marked- og nettdel. Nettselskap må derfor følge strenge regler om nøytral oppreden, og får sin inntekt gjennom nettleie innenfor inntektsrammer satt av NVE, uavhengig av hvilken produsent som leverer kraften. [8]

Liberaliseringen av kraftmarkedet ga produsentene økonomisk insentiv til i større grad å planlegge sin produksjon på bakgrunn av markedsbaserte prisvariasjoner. Dette for å oppnå høyest mulig profitt. Utviklingen kom også forbrukerne til gode ettersom prisene falt som følge av konkurranse. Kraftmarkedet ble delt inn i et engros og sluttbrukermarked. På sluttbrukermarkedet konkurrerer kraftselgere om å selge kraft til vanlige forbrukere, mens de på engrosmarkedet handler mellom seg og produsenter. I 1996 ble et felles norsk-svensk kraftmarked, kalt Nord Pool ASA, etablert som det første integrerte kraftmarkedet i verden mellom to land.

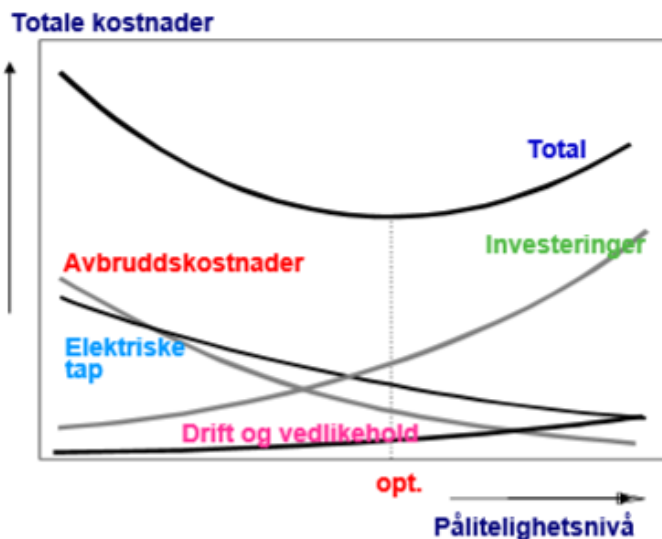
2.2 Inntektsrammeregulering og KILE-ordning

I 1997 begynte myndighetene å regulere nettselskaps inntekter for å forhindre en urimelig monopolfortjeneste. Hvert nettselskap får derfor årlig fastsatt en inntektsramme av NVE. Denne definerer selskapenes maksimalt tillatte inntekt og var i første omgang basert på det enkelte selskaps kostnader i forbindelse med drift, investeringer og overføringstap. Nettleien må derfor settes slik at summen av inntekter ikke overstiger den tillatte inntektsrammen. Den nye reguleringen ga dermed nettselskapene insentiv til å være kostnadseffektive samtidig som det sikret at forbrukere ikke ble overfakturert for bruken av nettet. For at nettselskap skal få en rimelig avkastning på leverte tjenester i tillegg til å drifte og utvikle nettet effektivt, er det viktig at NVE tilpasser inntektsrammen etter hvert enkelt selskaps

størrelse. [9].

Som et supplement til inntektsrammereguleringen, ble KILE-ordningen innført i 2001. KILE er en forkortelse for “Kvalitetsjusterte Inntektsrammer ved ikke Levert Energi”, og skal estimere de samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd i kraftforsyningen. Den representerer dermed den økonomiske konsekvensen for sluttbrukere ved ikke levert energi (ILE). Sluttbrukere er en fellesbetegnelse for forbrukere av elektrisk kraft, og ILE er *energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom det ikke hadde vært svikt i forsyningen* [10]. Dette gjelder ikke bare ved avbrudd der forsyning til sluttbruker umuliggjøres, men også ved manglende overførings- eller produksjonskapasitet resulterende i redusert leveringsevne. Den standardiserte metoden for beregning av ILE er vist i Vedlegg A.

I inntektsrammen til hvert nettselskap blir det lagt inn et årlig forventet KILE-beløp, og differansen mellom forventet og faktisk KILE gir utslag på selskapenes inntekter. Positiv differanse gir en økning i inntekt, mens en negativ differanse fører til det motsatte [11]. Formålet med ordningen er å oppnå best mulig leveringspålitelighet i nettet basert på økonomiske premisser, der leveringspålitelighet beskriver *kraftsystemets evne til å opprettholde leveranse av energi til sluttbruker* [10]. Kostnadene ved avbrudd blir dermed inkludert i nettselskaps regnskap på lik linje med kostnadene for drift, vedlikehold, investeringer og elektriske overføringstap. Ved å minimere summen av disse kostnadene gjennom en fornuftig allokering av ressurser vil nettselskap oppnå et samfunnsøkonomisk optimalt pålitelighetsnivå i deres nettområde. Optimalt pålitelighetsnivå er derfor ikke det samme som immunitet mot enhver feil, men oppnås ved å balansere ulike kostnader. Figur 2.1 viser hvordan dette er tiltenkt å fungere.



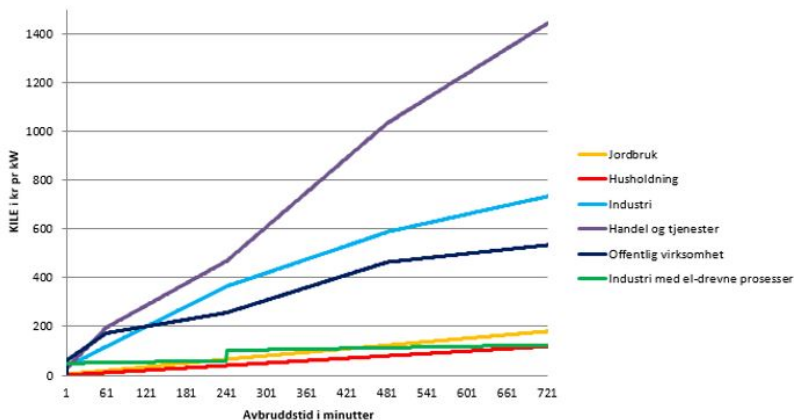
Figur 2.1: Samfunnsøkonomisk optimalt pålitelighetsnivå [1]

KILE-ordningen tar hensyn til avbruddsvarighet og tidspunkt det inntreffer. Fra og med 2003 ble sluttbrukere delt inn i 6 kundegrupper, hver med sin tilhørende avbruddssats for best mulig å reflektere de økonomiske konsekvensene ved avbrudd. Tidligere hadde det bare vært to kundegrupper, og satsene ble vesentlig oppjustert i forhold til disse [12]. Kundegruppene er:

- Jordbruk
- Husholdning
- Industri
- Handel og tjenester
- Offentlig virksomhet
- Treforedling og kraftindustri

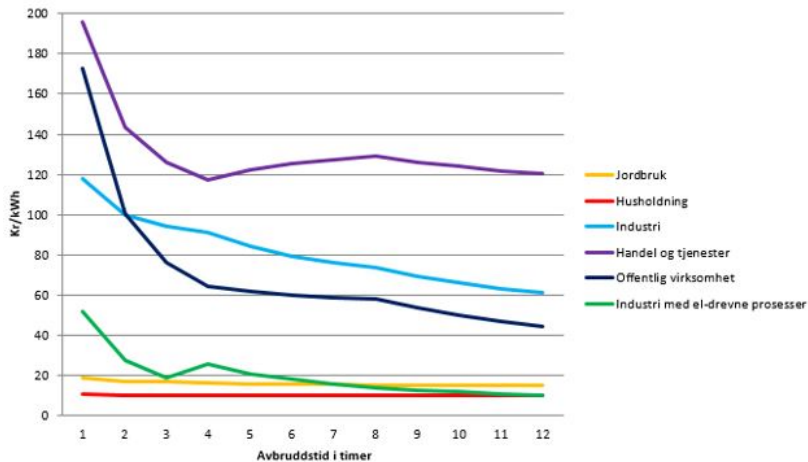
I 2009 ble avbruddssatsene endret til kostnadsfunksjoner gitt i kr/kW. Bakgrunnen var en landsomfattende spørreundersøkelse blant sluttbrukere i forskjellige kundegrupper. I undersøkelsen oppga sluttbrukere både forventet kostnad ved avbrudd og betalingsvilje for å unngå dette. Nå inngår det også en korreksjonsfaktor for hvilket tidspunkt på døgnet avbruddet forekommer, samt i hvilken ukedag og måned. Ved varslet avbrudd gis det en reduksjonsfaktor for noen kundegrupper.

Kostnader forbundet med avbrudd er lovfestet i Kapittel 9 i “Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer” [13]. Samtlige kostnadsfunksjoner, korreksjons- og reduksjonsfaktorer er listet opp i Vedlegg B. Avbruddskostnaden for kundegruppene øker som funksjon av tid, med en endring i forløpet etter gitte tidsrom. Figur 2.2 viser akkumulert avbruddskostnad over tid.



Figur 2.2: KILE som funksjon av tid, 2012-satser

Deles de akkumulerte kostnadsfunksjonene med hensyn på tidsrommet de er gjeldene, får man den spesifikke kostnaden i kr/kWh for kundegruppene. Dette vises i Figur 2.3. Ut fra denne er det tydelig at den spesifikke kostnaden for alle kundegrupper, bortsett fra dem med lineær kostnadsfunksjon, minker med tiden. Dette betyr at kostnaden forbundet med den første timen ved avbrudd er den klart største.



Figur 2.3: Spesifikk KILE-kostnad

KILE-kostnader er et direkte fratrekk i nettselskaps inntektsramme, og beløpet gis ikke i kompensasjon til rammede sluttbrukere. Dette med mindre større kunder har inngått individuelle avtaler med sitt respektive nettselskap. Kundens årlige forbruk må være over 400 000 kWh for å få tillatelse til dette, og beløpet skal tilsvare kundens utgifter forårsaket av avbruddet. Ved avbrudd over 12 timer, betegnet som svært langvarige, gis det imidlertid økonomisk kompensasjon til vanlige sluttbrukere. Størrelsen på utbetalingen avhenger kun av lengden på avbruddet. [13]

2.3 FASIT-systemet

Parallelt med liberaliseringen av kraftmarkedet, som førte til at inntektsrammeregulering og senere KILE-ordning ble innført for nettselskap, kom det krav om et standardisert system for rapportering av avbruddsdata. Systemet fikk navnet FASIT [14], forkortet fra “Feil og avbruddsstatistikk i totalsystemet”, og har vært i bruk siden 1995. Informasjon om avbrudd skulle lagres og i dag står 128 nettselskap for innrapportering av data. Dataene omhandler både driftsforstyrrelser forklart i Kapittel 4 og planlagte utkoblinger i forbindelse med vedlikehold eller annet arbeid.

I FASIT er det spesifisert hvilke obligatoriske rapporter som skal genereres for feil og avbrudd. Hovedkategoriene for rapporterte data er:

- Informasjon om hendelse (dato, type, varighet osv.)
- Beskrivelse av feil (komponent, årsak, osv.)
- Konsekvens (berørte sluttbrukere, ILE, KILE, osv.)

Systemet er nå nasjonal standard for innsamling, utregning og rapportering av pålitelighetsdata for alle spenninger over 1 kV. Alle nettselskap skal ha godkjent FASIT-programvare for å registrere data i hovedkategoriene listet over. Dette er regulert gjennom “Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet” [10], heretter omtalt som FoL. Standarden brukes av samtlige nettselskap, og resultatet fra pålitelighetsanalyser gis typisk i form av hyppighet og varighet av avbrudd, med en analyseperiode på et år. Senere ble også dataene relevante for å beregne resulterende KILE-kostnader etter avbrudd.

Risikobasert nettforvaltning

I perioden fra det nye reguleringsregimet ble innført og utvidet med nye elementer, endret nettselskap sin arbeidsform. Tekniske aspekter ved nettforvaltning ble i større grad integrert i en forretningsmodell hvor økt profitt gjennom kostnadseffektivisering var et overordnet mål. Fokuset på lønnsomhet, med bakgrunn i inntektsrammer satt av det regulatoriske rammeverket, gjorde blant annet at større investeringer og oppgraderinger i nettet ble utsatt. Det ble derfor stilt spørsmål ved om nettselskap på en fornuftig måte inkluderer risiko og usikkerhet i sine beslutningsprosesser slik at virksomheten drives med tilstrekkelige marginer. [15]

Konsekvenser av det økende kravet til lønnsomhet i nettselskap var:

- Nedbemanning
- Outsourcing
- Mer kortsiktig planlegging og fokus

Arbeidsstokken i de fleste nettselskap ble redusert som følge av reguleringen [16]. Dette betydde at samme nett skulle forvaltes med færre ansatte. Outsourcing, for eksempel av IT-tjenester, gjorde at intern kompetanse bygget opp over lang tid ble nedprioritert, og heller leid eksternt. Den største konsekvensen var et mer kortsiktig fokus på profitt. Dette førte til en utsettelse av reinvesteringer resulterende i aldrende infrastruktur [16]. Oppgraderinger av og investeringer i nettet har blitt utsatt lengst mulig og store deler av det norske nettet nærmer seg forventet levetid.

Forretningsmodellen tilpasset det nye reguleringsregimet gjør at forvaltning av nett med tilhørende ressurser i større grad handler om å balansere kostnader, ytelse og risiko. Kostnadene, som også er vist i Figur 2.1, er knyttet til:

- Drift
- Vedlikehold

- Avbrudd
- (Re)investeringer
- Flaskehals
- Elektriske overføringstap

Alle disse kostnadene inngår i et komplekst sammenhengende system. Tilgjengelige økonomiske og tekniske midler må derfor brukes der de trengs mest. Nettselskap er dermed avhengige av å kunne prioritere ulike prosjekter og arbeidsmåter etter visse kriterier for at nettet skal forvaltes effektivt. Dette gjøres ved at avkastning veies opp mot risiko, og kalles risikobasert nettforvaltning. Begrepet risiko kan forklares og deles opp ved å besvare spørsmålene [17]

1. Hva kan gå galt?
2. Hvor sannsynlig er dette?
3. Hva er konsekvensene?

Risiko kan med andre ord beskrives som kombinasjonen av sannsynlighet og konsekvens for en fremtidig hendelse. En vanlig måte å fremstille denne på er ved å plote sannsynlighet og konsekvens i en risikomatrix. Denne er vist i Figur 3.1. Sannsynlighet og konsekvens går langs hver sin akse og uttrykkes kvalitativt i risikomatrixen, men ulike hendelser kan vurderes mot hverandre og gi et kvantifiserbart resultat. Matrixen er en god måte å visualisere risiko.

Konsekvens: Sannsynlighet:	1. Ubetydelig	2. Mindre alvorlig/ En viss fare	3. Betydelig/ Kritisk	4. Alvorlig/farlig	5. Svært alvorlig/ katastrofalt
5. Svært sannsynlig	5	10	15	20	25
4. Meget Sannsynlig	4	8	12	16	20
3. Sannsynlig	3	6	9	12	15
2. Mindre sannsynlig	2	4	6	5	10
1. Lite sannsynlig	1	2	3	4	5

Figur 3.1: Risikomatrix [2]

I konsekvens inngår sikkerhetsmessige, økonomiske og tekniske aspekter for dem som blir rammet. De berørte kan være alt fra et fåtall sluttbrukere eller ansatte i et nettselskap til samfunnet som helhet. Konsekvenser er ofte usikre. For eksempel kan antakelsen som ligger til grunn for konsekvensen(e) være feil eller overforenklet, i tillegg til at konsekvensene av en fremtidig hendelse er vanskelig å forutsi nøyaktig. Nettselskap lister sine konsekvenskriterier som [18]:

-
- Personsikkerhet
 - Miljø
 - Omdømme
 - Leveringskvalitet
 - Regulatoriske endringer
 - Økonomi
 - Sårbarhet

Person- og personsikkerhet er det høyest rangerte kriteriet. For montører og andre ansatte som jobber ute i felt gjelder “Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg” (FSE) [19]. Ut fra denne tas det alltid en vurdering på om anlegget er sikkert å drifte og oppholde seg i, i tillegg til at fastsatte prosedyrer ved arbeid blir fulgt. Elektriske anlegg er sikret mot uvedkommende. Miljøaspektet går typisk ut på å minimalisere synlige inngrep i naturen eller forurensing fra komponenter. Lekkasje av transformatorolje er et eksempel på dette.

Selv om det ikke er mulig å velge nettselskap, er omdømme en sentral del av deres merkevare. Dette gjelder særlig fordi nettselskap ofte er del av et konsern som også driver konkurranseutsatt virksomhet. Omdømme omhandler alt fra selskapets integritet til leveringsevne av diverse tjenester, og gir uttrykk for hvordan folk, organisasjoner og andre selskap forholder seg til dem. I begrepet leveringskvalitet inngår leveringspålitelighet, konkrete grenseverdier for spenningskvalitet i kraftsystemet, og andre ikke-tekniske elementer som for eksempel kundeservice [20]. Dette er beskrevet i FoL. Leveringspålitelighet utdypes i Kapittel 5.3.1.

Regulatoriske endringer på bakgrunn av tekniske eller politiske beslutninger kan ha stor innvirkning på nettselskaps forretningsstrategier. Muligheten fremtidige endringer i lover og forskrifter kan ha for å endre nåværende tankesett, eller påvirke avkastning i forbindelse med prosjekter, må derfor vurderes. Det må altså tas hensyn til at utviklingen av det regulatoriske rammeverket er en dynamisk prosess. Insitamentsordninger regulering forsøker å fremme kan derfor variere. [16]

Økonomiske konsekvenser går på å anslå kostnader ved drift, vedlikehold, (re)investeringer og avbrudd. Dette i forbindelse med både planlagte og uheldige hendelser. Reinvesteringer i allerede eksisterende anlegg er rimelig sikre og kan fastsettes nøyaktig, mens andre kostnader anslås med større eller mindre usikkerhet. Forventet KILE-kostnad ved avbrudd er et eksempel på dette. Elementer som påvirker denne diskuteres i videre kapitler, og er grunnlaget for oppgaven.

Sårbarhet er *et uttrykk for de problemer et system vil få med å fungere når det utsettes for en uønsket hendelse, samt de problemer systemet får med å gjenoppta sin virksomhet etter at hendelsen har inntruffet* [21]. Dette er en intern egenskap til systemet og er et

sammensatt begrep bestående av følsomhet og håndteringsevne. Følsomhet knyttet til en hendelse er blant annet avhengig av teknisk tilstand på systemet eller komponenten som rammes. Håndteringsevne sier noe om hvordan en operatør av et system vil håndtere en gitt hendelse, for eksempel ved forsøk på gjenoppretting av normal drift eller ved å redusere negative konsekvenser på best mulig måte. Sårbarhetskonseptet er omfattende og beskriver også kritikalitet. I kritikalitet inkluderes alle potensielle konsekvenser for samfunnet. Sårbarhetsbildet med tilhørende aspekter er illustrert i Vedlegg C. Risiko og sårbarhet er nært forbundet, men ikke sammenfallende, da det er konsensus om at sårbarhet inngår i risikobegrepet. Det er viktig å ikke forveksle disse selv om risiko kan defineres på flere måter. Sårbarhet brukes ofte til å beskrive hendelser med store konsekvenser og lav sannsynlighet der viktige samfunnsfunksjoner rammes [22].

En gitt hendelse kan påvirke én eller flere av konsekvenskriteriene. En oljelekkasje fra en transformator vil eksempelvis påvirke miljø og omdømme samtidig som personer kan utsettes for fare. Denne kan videre gå ut over leveringskvaliteten i det rammede nettet og føre til økonomiske represalier. Man er dermed avhengig av en holistisk tilnærming når ulike kriterier veies opp mot hverandre og beslutninger skal tas. Dette er krevende ettersom det blir en kombinasjon av både kvalitative og kvantitative vurderinger.

3.1 Vedlikehold

En av de mest essensielle utfordringene i dagens nettförvaltning er å komme frem til en god vedlikeholdsstrategi [23]. I [24] identifiseres følgende tre prinsipper som retningslinjer når nettselskap skal etablere og implementere dette:

1. Vedlikeholdsaktiviteter bør baseres på risikovurderinger. Dette betyr at aktivitetene skal ses i lys av sannsynligheten for og konsekvensene av det de er ment å kontrollere.
2. Vedlikeholdsaktiviteter og (re)investeringer bør være tett koordinert.
3. Vedlikehold skal utføres i samsvar med eksisterende regler og forskrifter.

Disse prinsippene representerer essensen i nettselskaps vedlikeholdsfilosofi, der de viktigste spørsmålene går på hva som skal prioriteres og gjennomføres av

- vedlikehold i eksisterende anlegg,
- reinvesteringer i eksisterende anlegg og/eller
- investeringer i nye anlegg.

Dette med mål om å

- forlenge levetid på eksisterende komponenter,
- bytte ut deler av anlegg,
- bygge nytt anlegg og/eller

- bygge parallelle anlegg.

Relevante kriterier og ulike indikatorer må ligge til grunn for rangeringen av valg i denne beslutningsprosessen. En indikator forsøker å *oversette vage eller diffust uttrykte tilstander, verdier og/eller hensikter til formaliserte parametere* [25]. Alternativene vil som nevnt begrunnes med både kvantitative og kvalitative argumenter, og tar utgangspunkt i de listede konsekvenskriteriene. Ved å uttrykke dem som formaliserte parametere er det mulig å relativt vekte disse etter ønskede preferanser, og dermed komme frem til foretrukne valg.

Tilstanden til elektriske anlegg påvirker deres risikobidrag, både i form av sannsynlighet og konsekvens. Et tilstandsstyrt vedlikehold tar utgangspunkt i komponenters tekniske forhold ved vurderinger ut fra [26]

- Alder
- Fysisk observasjon (befaring)
- Tidligere feil
- Lastutvikling
- Belastningshistorie

Belastningshistorie beskriver hvilke forhold komponenten har vært under fra den ble installert til nå. Hvis komponenten bare har operert under driftsforholdene den er designet for og aldri har blitt overbelastet, kan det antas at tilstanden er normal. Dette med mindre komponenten nærmer seg forventet levealder. Lastutvikling anslår den fremtidige belastningen en komponent vil utsettes for. For eksempel kan belastning på en komponent øke betraktelig hvis nye og større industrikunder kobles til nettet og forsynes gjennom denne. Det samme gjelder ved utbygging av nye boligområder i nærliggende nett for hvor komponenten er plassert. I motsatt tilfelle vil belastning på komponenten minke, for eksempel ved endringer i topologi eller kunders forbruk.

En god vedlikeholdsstrategi kombinerer risiko- og tilstandsbaserte vurderinger, samtidig som praktiske resultater og erfaringer kontinuerlig brukes til å forbedre rutiner og arbeidsprosesser. Innenfor feltet oppstår ofte problemet at det ikke finnes tilstrekkelig mengde relevant data og statistikk til å ta beslutninger. Vurderinger fra eksperter innad i nettselskap brukes ofte til å kompensere for dette. I tillegg må solide verktøy som vekter de forskjellige kvalitative og kvantitative vurderingene brukes. Disse må være forståelige og på en oversiktlig måte vise hvor store endringer som fremgår i det endelige resultatet ved å justere på ulike kriterier og indikatorer. Eksempler på slike er vist i [27] og [28]. Videreutvikling av eksisterende verktøy parallelt med å implementere nye løsninger er essensielt for at beslutningsgrunnlaget stadig skal bli bedre. En grundig kartlegging og gjennomgående forståelse av forbedringspotensialet er særdeles viktig.

I Kapittel 2.2 fremgår det hvordan samfunnsøkonomisk optimalt pålitelighetsnivå i kraftnettet forsøkes oppnådd ved å inkludere avbruddskostnader i inntektsrammen til nettselskap. Disse representerer som nevnt konsekvensen et avbrudd har for rammede slutt-

brukere. Det er av denne grunn ønskelig å klassifisere komponenter i nettet etter forventet KILE-kostnad og bruke denne til vedlikeholdsformål, for eksempel ved fordeling av midler. Med forventet KILE-kostnad menes avbruddskostnaden forårsaket av at en gitt komponent feiler og ikke kan utføre sin funksjon over en viss tid. Denne kostnaden avhenger av antall rammede sluttbrukere, størrelsen på deres kostnadsfunksjoner og avbruddets varighet. Varigheten er igjen avhengig av flere faktorer, eksempelvis kraftnettets geografiske beliggenhet, topologi, anvendt seksjoneringsmetode med flere. Disse vil redegjøres for i kommende kapitler, og forslag til rammeverk for et verktøy som kvantifiserer komponenters økonomiske feilkonsekvens vil etableres. Økonomisk feilkonsekvens og KILE-kostnad er her begreper som betyr det samme og brukes om hverandre.

Kostnadene det tas hensyn til beregnes ut fra kostnadsfunksjonene i KILE-ordningen. Andre kostnader, for eksempel i forbindelse med reparasjon eller utskiftning av feilet utstyr, er rene utgifter som ikke påvirker tillatt inntektsramme. Disse diskuteres på generelt grunnlag. Påvirkning fra andre konsekvenskriterier enn det økonomiske vil utredes der dette er relevant, men disse vil bare vurderes kvalitativt i forbindelse med handlinger som er nødvendig for å gjenopprette kraftnettets forsyningsevne etter feil.

Feilhåndtering i høyspennings distribusjonsnett

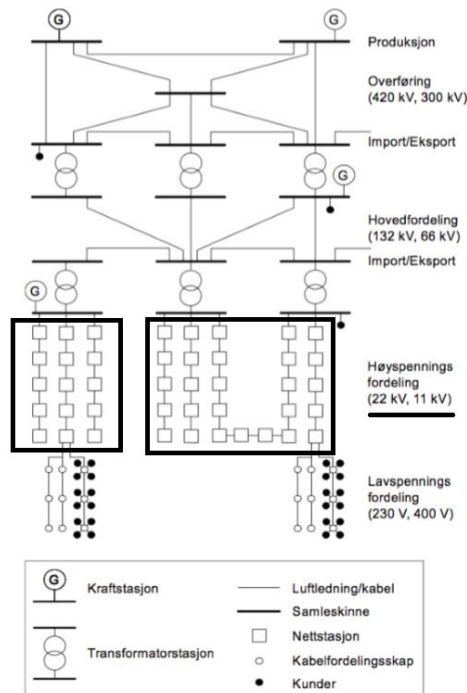
Opgaven vil ta utgangspunkt i TrønderEnergi Nett sitt høyspennings distribusjonsnett. Datagrunnlaget hentes herfra med eksempel-caser som bruker reelle lastdata, topologi og objekt-id, men anonymiserte stedsnavn. Lastdata betyr her forventet energiforbruk og KILE-satser under gitte forhold. Det er nødvendig med en oppfatning av hvordan distribusjonsnettet driftes i lys av sin topologi og komponentsammensetning for å forstå hendelsesforløpet ved driftsforstyrrelser som gir varige avbrudd. Kapittelet vil gjennomgå dette, og fokuset vil være på kabelnett.

Driftsforstyrrelser forårsakes av [29]

- Værforhold som lyn, sterk vind, elektriske utladninger, saltstorm, is og snø
- Vegetasjon og dyreliv
- Menneskelig aktivitet som gravearbeid og vedhogst
- Arbeid på elektriske anlegg
- Teknisk svikt som fasebrudd, isolasjonssvikt, feil på vern og kontrollutstyr, jordfeil og feil i kabelskjøt

De fire øverste punktene er ytre påvirkninger, mens teknisk svikt forekommer internt i komponenten.

Distribusjonsnettet er det laveste nettnivået i Norge før elektrisiteten leveres til sluttbrukere. Dette deles inn i høyspenning og lavspenning, med spenningsnivå på typisk 11-22 kV og 230-400 V. I Figur 4.1 er den aktuelle nettdelen markert. Kraftledninger er av type luftlinje, kabel og hengekabel. Disse kan utgjøre rene luftlinje- og kabelnett, eller blandede nett.



Figur 4.1: Nettnivåer i Norge [3]

Tabell 4.1 [30] viser utstrekning og driftsforstyrrelser i distribusjonsnett eid av TEN. Kabelnett utgjør omtrent halvparten av samlet utstrekning, mens kabler som komponent utgjør nesten 80 %. Driftsforstyrrelser i kabelnett står likevel for mindre enn 10 % av de totale. Type driftsforstyrrelser og antall av disse er for kabelnett vist i Vedlegg D. Majoriteten av driftsforstyrrelser er forårsaket av indre svikt. På grunn av ulikheter i seksjoneringsmetodikk ved feilretting, forklart i Kapittel 4.2 og 4.5, til dels mindre oversiktlig topologi og stor utstrekning tas det utgangspunkt i kabelnett.

Komponenttype	Utstrekning [km]	i %	Netttype	Utstrekning [km]	i %	Driftsforstyrrelser 2010-2015
Kabel	6102,54	78,8	Kabel	3609,87	46,6	100
Luftlinje	1643,41	21,2	Luftlinje	741,63	9,58	268
			Blandet	3394,45	43,82	760
Totalt	7745,95	100	Totalt	7745,95	100	1128

Tabell 4.1: Kraftledninger eid av TEN - Utstrekning og driftsforstyrrelser

4.1 Kabelnett

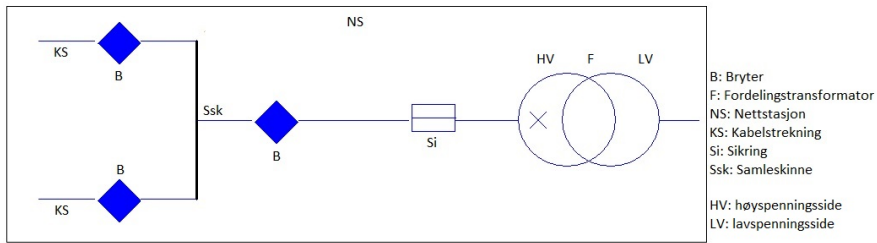
Kabelnett finnes hovedsakelig i byer og tettbebygde strøk. De er mer kompakte i utstrekning enn luftlinjenett, og har ofte flere koblingsmuligheter. Kabelnett er i utgangspunktet radielt drevet, som vist i Figur 4.1, der åpne maskeforbindelser representerer alternative forsyningsveier. I en normal driftssituasjon vil ikke disse benyttes, men ved driftsforstyrrelser som fører til avbrudd kan de brukes til reservemating. For å gi et oversiktlig bilde av hvordan kabelnett er bygget opp, deles det under inn i tre strukturer med tilhørende komponenter. Disse er:

- Transformatorstasjon
- Kabelstrekning
- Nettstasjon

Transformatorer justerer spenningsnivået i kraftnettet, og i en transformatorstasjon tas spenningen ned fra regional- til distribusjonsnivå. Avhengig av størrelse forsyner transformatoren i slike stasjoner over et titalls radielt drevne avganger. Mellom transformatoren og hver radial ligger en effektbryter. Denne kan bryte en spenningsatt krets, både ved normal belastning og ved kortslutninger. Bryteren utløses automatisk ved feil og kan dessuten fjernstyres fra driftssentral. Hele radialen som forsynes gjennom bryteren mister da forsyning. Neste delkapittel tar for seg driftssentralens praksis og virkemåte.

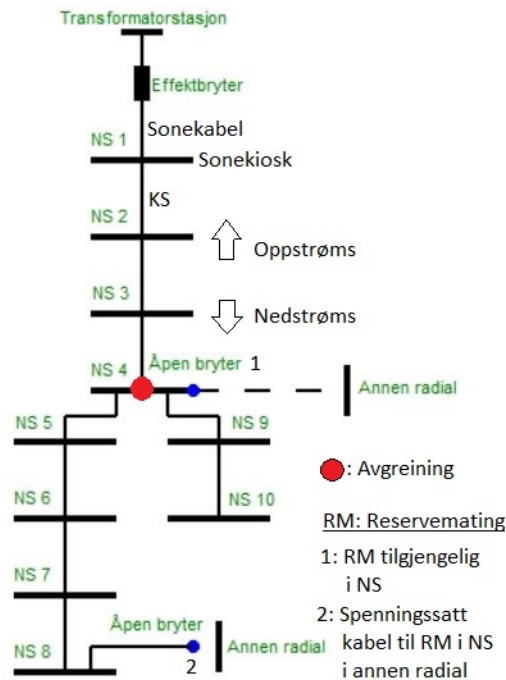
Kabelstrekninger kobler sammen transformatorstasjon med alle nettstasjoner i nettverket i en radiell struktur. En kabelstrekning går fra transformatorstasjon til nettstasjon og mellom nettstasjoner i samme eller forskjellige radialer. Første kabelstrekning ut fra transformatorstasjon kalles sonekabel, og kabelstrekninger mellom radialer er, som nevnt, alternative forsyningsveier. En kabelstrekning kan bestå av én eller flere kabeltyper og -deler. Består den av flere er disse skjøtet sammen.

Nettstasjon, også kjent som transformatoriosk, inneholder én eller flere fordelingstransformatorer, samleskinner, skille- og lastskillebrytere. Første nettstasjon etter transformatorstasjon kalles sonekiosk av TEN. Fordelingstransformator tar distribusjonsspenning ned fra høy- til lavspenning, og forsyner sluttbrukere tilknyttet denne. Sluttbrukeres last beskrives blant annet med effekt- [kW] og energiforbruk [kWh]. Transformatoren er via en sikring og bryter koblet til samleskinner. Det er en skinne for hver fase av totalt tre. Fordelingstransformator og brytere er koblet til disse i tillegg til jord. I bynære kabelnett er det vanlig med brytere på alle sider av samleskinnen. Bryterne er manuelt opererte og av type skille og lastskille. Skillebryter kan bare opereres når den ikke er spenningsatt, mens lastskillebrytere kan kobles ved normale belastninger. Kabelstrekninger endeavsluttes inne i nettstasjon rett før bryterkobling. I Figur 4.2 er komponentene i en nettstasjon og deres sammenkobling skissert ved hjelp av et enlinjeskjema.



Figur 4.2: Enlinjeskjema nettstasjon

Retning ut fra transformatorstasjon og nedover defineres som nedstrøms, mens retning til transformatorstasjon defineres som oppstrøms. Eksempelvis vil sonekabel, se Figur 4.3, ligge nedstrøms for transformatorstasjon og oppstrøms for sonekiosk. En radial splittes i avgreininger hvis en samleskinne forsyner to nettstasjoner nedstrøms gjennom forskjellige kabelstrekninger. Et eksempel på kabelnett er tegnet i Figur 4.3, og påsatt relevante begrep.



Figur 4.3: Kabelnett

4.2 Driftssentralens praksis

Driftssentralen er døgnbemannet og får kontinuerlig informasjon om situasjonen i høy-spennings distribusjonsnettet gjennom sitt DMS -system. Funksjonaliteten til systemet kan deles inn i tre kategorier [31]:

- Overvåkning
- Driftsverktøy for beslutningsstøtte
- Kontroll

Overvåkning gir et nøyaktig bilde av systemforholdene gjennom at informasjon samles inn i sann tid fra forskjellige typer komponenter. Disse er vanligvis måleutstyr plassert i transformatorstasjoner og andre viktige anlegg i nettet. Verktøy for beslutningsstøtte skal sikre at pålitelighet, sikkerhet og effektivitet i systemet ivaretas under forskjellige driftsforhold. Verktøyene bruker vanligvis modeller av systemet i kombinasjon med tilgjengelig informasjon for å forbedre beslutningsgrunnlaget til operatør på driftssentral. Hvis utstyr i nettet kan fjernstyres, vil disse kontrolleres fra driftssentralen. Det er hovedsakelig effektbrytere i transformatorstasjon og brytere på strategisk viktige steder i nettet som har fjernstyring.

Ved avbrudd varsles driftssentral umiddelbart og utløst effektbryter lokaliseres. I radielle nett kutter effektbryter forsyning til alle sluttbrukere nedstrøms. Er denne plassert i transformatorstasjon mister hele radialen forsyning. Hvilken komponent som feilet og førte til dette vites imidlertid ikke. I linjennett kan feilen være forbigående, for eksempel på grunn av lynnedslag eller vegetasjon som berører en linje i et kort tidsrom. Automatisk gjeninnkobling (GIK) forsøkes da etter kort tid. Dette er ikke vanlig for kabelnett. Feilen finnes ved at montører seksjonerer nettet manuelt, koordinert fra operatør på driftssentral. Feilrettingsprosessen er illustrert i Figur 4.4.

Samtidig som tilkalte montører kjører fra tilholdssted til feilrammet radial, samler operatør informasjon om størrelse på området, topologi og feilhistorikk. Operatør undersøker også ytre forhold som kan ha vært utløsende årsak til avbruddet. I forbindelse med feil på kabelnett er disse hovedsakelig graveaktivitet og arbeid inne i elektriske anlegg. Hvis dette er tilfellet, kan feilsøkeområdet reduseres. [32] Operatør omtales på fagspråket som “Leder for kobling” (LFK) ettersom personen avgjør og må godkjenne alle koblinger som skal utføres i feilrettingsprosessen.

Seksjoneringspunkt er brytere, og er vanligvis plassert inne i nettstasjoner. Topologi og driftsforhold kan endres ved å åpne og lukke disse. Bryterne blir valgt etter kriterier forklart i Kapittel 4.5. For hver seksjonering reduseres feilsøkeområdet og sluttbrukere i friskmeldt nett får tilbake forsyning hvis mulig. Dette skjer enten ved at effektbryter kobles inn igjen eller ved at friskmeldt del forsynes fra en annen radial. Mulighet for reservemating vises med åpen bryter eller spenningsatt kabel mot en radial som i de fleste tilfeller forsynes fra samme transformatorstasjon, men gjennom en annen effektbryter. Operatør må finne innkobling av reservemating formålstjenlig med tanke på avbruddskostnader eller

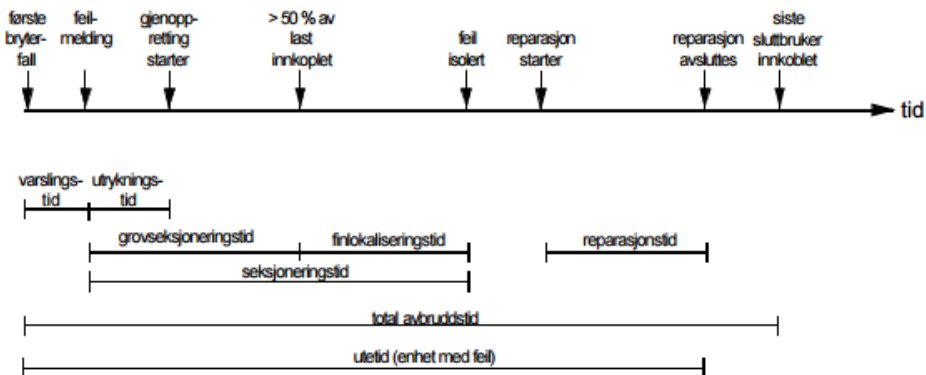
andre hensyn. Kapasiteten til reservematingen må for eksempel være tilstrekkelig når det kommer til belastning.

Etter at montør ankommer valgt seksjoneringspunkt blir det sett etter observerbare feil inne i nettstasjonen. Hvis dette utelukkes, vil man i kabelnett åpne oppstrøms bryter og foreta isolasjonsmåling nedstrøms. Isolasjonsmåling går ut på å måle isolasjonen mellom leder og jord. Dersom motstanden er liten indikerer dette kortslutning, og man finner dermed retningen feilen ligger. Det er sjelden målefeil i forbindelse med isolasjonsmåling, men det finnes nettkonfigurasjoner det ikke kan utføres på. Dette gjelder oftest høyspentkunder med vern eller annet utstyr som ved isolasjonsmåling oppfattes som en kortslutning [33].

Det skilles mellom luftisolerte og kompakte anlegg. I luftisolerte anlegg er endeavslutningene åpne. Utstyr for isolasjonsmåling kan dermed enkelt kobles til. I kompakte anlegg er kabler innkapslet og alt er berøringssikkert. Deksel og lignende må dermed skrues av endeavslutningene for at isolasjonsmåling skal kunne utføres. Det tar derfor lengre tid å utføre isolasjonsmåling i kompakte anlegg, men disse er sikrere for montør og annet personell. Under arbeidet skal alltid FSE følges. Operatør kan utsette arbeidet av andre sikkerhetshensyn, for eksempel ved fare for lynnedslag i nærheten.

Seksjonering fortsetter frem til feilbefengt del er isolert. Avhengig av mulighet for reservemating og hvilken komponent som forårsaket feilen, kan forsyning til samtlige sluttbrukere gjenopprettes før reparasjon påbegynnes. I kabelnett er dette ofte mulig. Feilet komponent må da ikke befinne seg på en samleskinne eller utgjøre en trussel ved at samleskinner spenningsettes. Hvis dette ikke er tilfellet, vil ikke siste sluttbruker(e) få forsyning tilbake før reparasjon avsluttes eller ved at det kobles til et nødaggregat. Det er store kostnader forbundet med transport og bruk av nødaggregat, så dette brukes som oftest bare når kritiske og/eller store sluttbrukere fortsatt ligger ute etter at feil er isolert. Andre relevante tilfeller kan for eksempel være på grunn av at omfattende arbeid eller krevende værforhold fører til lang reparasjonstid.

I henhold til kravene fra NVE skal hendelsesforløpet ved avbrudd dokumenteres i FASIT. Dette gjøres ved at alle bryterkoblinger legges inn med tidspunktet de ble foretatt. Det er også mulig å definere hvor mye forsyning som ble gjenopprettet ved koblingene. Hendelseslogg for FASIT er vist i Vedlegg E. Disse brukes videre til å beregne resulterende KILE-kostnad.



Figur 4.4: Tids- og hendelsesforløp ved avbrudd [4]

4.3 Avbruddsvarighet

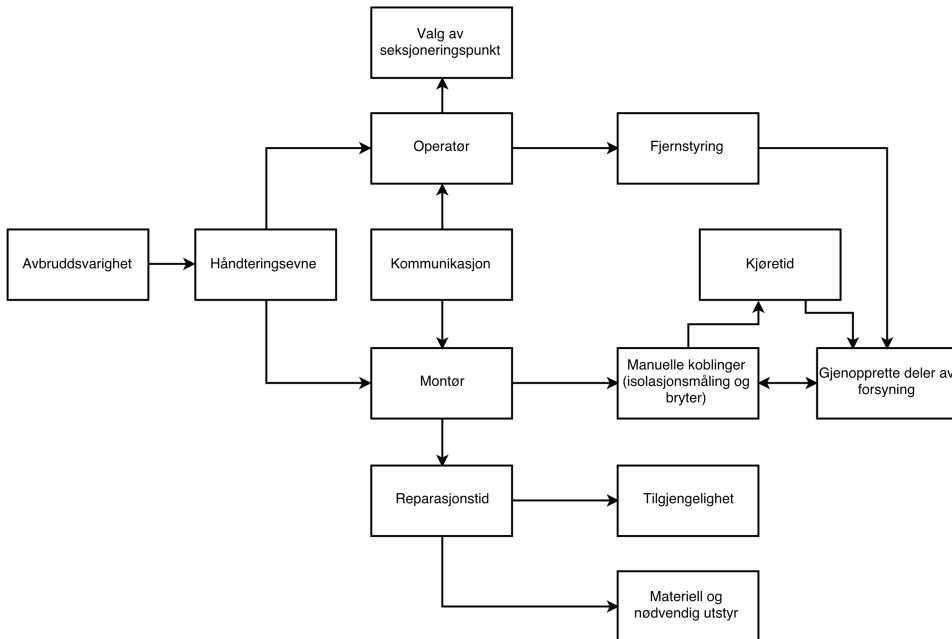
Hendelsesforløpet beskrevet i forrige delkapittel, og illustrert i Figur 4.4, bestemmer avbruddsvarighet for alle rammede sluttbrukere, der total avbruddstid måles fra første bryterfall til siste sluttbruker får tilbake forsyning. Hvis tiden fra feil er isolert til reparasjon starter, og tiden fra reparasjon avsluttes til siste sluttbruker kobles inn regnes som neglisjerbar, kan avbruddsvarigheten deles inn i:

- Varslings- og utrykningstid
- Seksjoneringstid
- Reparasjonstid

Varslings- og utrykningstid tilsvarer tiden fra effektbryter utløses til montør(er) befinner seg ved første seksjoneringstid. Resterende seksjoneringstid avhenger av antall nødvendige seksjoneringer med tilhørende isolasjonsmålinger for å lokalisere og deretter isolere feilen. Reparasjonstid kommer an på hvilken komponent som sviktet og hva som var årsak til dette. Nødvendig personell og utstyr må kanskje fraktes til stedet, eller deler av kabel må trekkes opp. Avbruddsvarigheten avhenger dermed av håndteringsevnen til operatør på driftssentral og montører ute i felt. Forhold som påvirker denne er satt opp i Figur 4.5.

Den største økningen i avbruddskostnad forekommer når montører rykker ut til feilrammet område. Alle nettstasjoner ligger da uten forsyning med stigende kostnadsfunksjoner. Kostnadene i forbindelse med varslings- og utrykningstid utgjør en betydelig andel av total KILE-kostnad. Variasjoner i denne gir derfor store utslag. Etter seksjonering får deler av radial forsyning tilbake og nettstasjoner i delen bidrar ikke til mer kostnad. Størrelse på løpende kostnadsfunksjoner minker dermed for hver seksjonering. Hvordan forsyning blir gjenopprettet bestemmes av anvendt seksjoneringsmetodikk. Avbruddskostnad forbundet

med reparasjonstid avhenger av antall sluttbrukere som fortsatt ikke har fått tilbake forsyning. Disse må da være isolert fra opprinnelig forsyningsvei av feilrammet komponent uten mulighet for reservemating.



Figur 4.5: Forhold som påvirker avbruddsvarighet

4.4 Feilsannsynlighet

Informasjon om sannsynlighet for komponentsvikt er basert på data fra FASIT-systemet, opplysninger fra produsent eller en kombinasjon av disse. For eksempel tester produsenter en komponenttype ved å overbelaste en enkeltkomponent over tid. Etter svikt brukes dette til å estimere feilsannsynlighet og forventet levetid under gitte driftsforhold for komponenttypen. Feilfrekvens kvantifiserer tidligere feilsannsynlighet fra historiske data. I Norge brukes gjennomsnittsdata fra FASIT-systemet til å beregne denne for en gitt komponent. Feilfrekvens er definert som antall feil over en tidsperiode, som oftest ved antall feil per år. Når det refereres til feilsannsynlighet er det i de fleste tilfeller snakk om feilfrekvens.

4.5 Seksjoneringsmetodikk

Den generelle fremgangsmåten driftssentral bruker ved seksjonering i kabelnett er basert på halveringsprinsippet uavhengig av om det er jord- eller kortslutningsfeil. Man forsøker på best mulig måte å seksjonere slik at feilsøkeområdet halveres for hver seksjonering etter visse kriterier. Kriteriene seksjoneringsmetodikken baserer seg på er listet opp i punktene under. Punktene forklares i resterende avsnitt av delkapittelet, og der det er hensiktsmessig er disse illustrert med utgangspunkt i Figur 4.3.

- Tilgjengelig(e) fjernstyrt(e) bryter(e)
- Antall nettstasjoner
- Lengste serielle koblingsvei (Lsk)
- Radiallengde
- Last
- Antall avgreininger

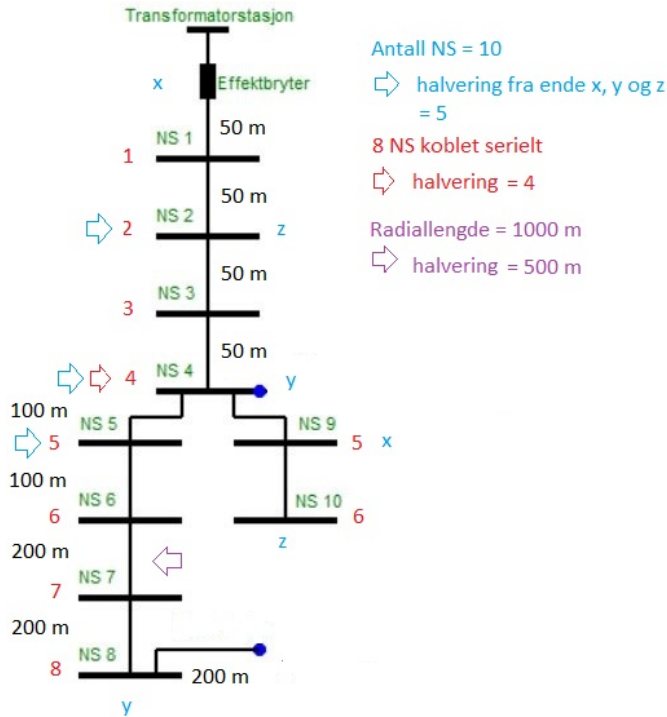
Det må også tas hensyn til

- Kritiske laster
- Mulighet for reservemating
- Tilgjengelighet fra vei
- Værforhold
- Erfaring med feilutsatt område
- Tilstand
- Anleggstype
- Antall montører

Fjernstyrt bryter opereres fra driftssentral, men dette er lite brukt i kabelnett, utenom effektbryter i transformatorstasjon, fordi feilkobling fører til stor belastning på flere komponenter og kan utgjøre fare for personer i nærheten av feilsted. I forhold til luftlinjenett har kabelnett liten utstrekning ettersom de ofte ligger i tettbebygde og ikke grisgrendte strøk. Fjernstyrt bryter er dermed ikke like hensiktsmessig med mindre det for eksempel er snakk om hurtig innkobling av store industrikunder gjennom reservemating.

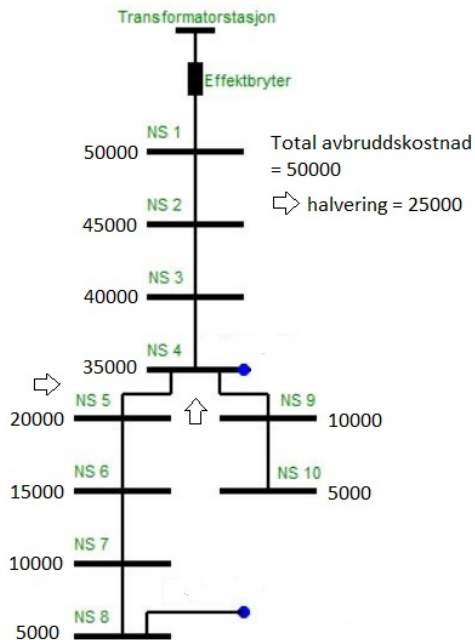
Seksjonering basert på antall nettstasjoner forsøker å legge inn halvparten av disse etter endt seksjonering. I Figur 4.6 er de forskjellige måtene å gjøre dette på markert med **blått**, avhengig av fra hvilken radialende antall nettstasjoner blir halvert. Halvering av lengste serielle koblingsvei og radiallengde forsøker å legge inn nettstasjoner som ligger nærmest mulig midten av dem. Lengste serielle koblingsvei er det største antallet av nettstasjoner

fra transformatorstasjon til en radialende. Radiallengde ses på som lengste sammenhengende strekning med kabler. I Figur 4.6 er lengste serielle koblingsvei markert med **rødt**. Kabelstrekninger er påsatt lengde i meter, og halvering av radiallengde er markert med **lilla**.



Figur 4.6: Kabelnett - Inndeling

Ved å seksjonere på en avgreining deles radialen i tre. Om dette er fordelaktig avhenger av lengden på de tre delene og hvordan last er fordelt. Fordeling av last bestemmes ut fra effekt- [kW] og energiforbruk [kWh], eller størrelse på avbruddskostnad beregnet for et gitt tidspunkt. Avbruddskostnad finnes som nevnt fra kostnadsfunksjoner i KILE-ordningen og avhenger av effektstørrelse, kundegruppe og utetid. I Figur 4.7 er alle nettstasjoner påsatt en lik last representert med en avbruddskostnad på 5000,-. Den totale avbruddskostnaden for radialen er dermed 50 000,-. I figuren er de individuelle avbruddskostnadene addert sammen i oppstrøms retning. Dette betyr at den totale avbruddskostnaden for en nettstasjon tilsvarer den individuelle kostnaden på 5000,- pluss summen av avbruddskostnaden for alle nettstasjoner nedstrøms. For hver nettstasjon oppstrøms øker dermed summen med 5000,- utenom for NS 4 som befinner seg i et avgreiningspunkt. Logikken rundt dette forklares ytterligere i Kapittel 6.2.1.



Figur 4.7: Kabelnett - Summert avbruddskostnad

Kritiske laster er førsteprioritet ved avbrudd uavhengig av størrelsen på disse relativt til andre laster i radialen. Eksempler er sykehus og sykehjem, eller annen viktig infrastruktur. Reservemating er forklart i Kapittel 4.2. Fordelen ved å ha én eller flere muligheter tilgjengelig er at forsyning til en stor del av radialen kan gjenopprettes selv om feil enda ikke er isolert. Tilgjengelighet fra vei og værforhold er ikke like relevant for kabelnett da disse som nevnt ikke ligger i grisdendte strøk. Erfaring med feilutsatt område går på feilhistorikk eller tidligere klager fra sluttbrukere. Hvis det nettopp har vært arbeid i området i forbindelse med befaring, vedlikehold eller nyinstallasjoner, er også dette vesentlig informasjon.

Av HMS-årsaker er det krav om at minst to montører er til stedet ved isolasjonsmåling når anlegg spenningstestes, og disse vil vanligvis dele bil. Hvor lang tid det tar å utføre isolasjonsmåling avhenger av anleggstype, montørs kompetanse og antall avgreininger. Denne kan variere fra fem til 25 minutter [33]. Hvis flere montører er tilgjengelige, er det opp til driftssentral om disse skal være med på feilrettingen. Varigheten av seksjoneringsforløpet kan da forkortes ettersom ekstra montørbil vil brukes til å koble inn friskmeldt nett gjennom reservemating umiddelbart etter isolasjonsmåling.

Metode for beregning av utetid

Avbruddskostnaden til forskjellige komponenter varierer etter hvilke seksjoneringsalternativ som prioriteres, og hvor i topologien komponenten ligger i forhold til disse. Tiden det tar å isolere feilrammet komponent med seksjoneringsmetodikken beskrevet i forrige kapittel er avgjørende for KILE-kostnaden, i kombinasjon med hvor effektivt sluttbrukere med høye kostnadsfunksjoner får gjenopprettet forsyning.

Utfordringen ved å etablere en metodikk for kvantifisering av økonomisk feilkonsekvens er å:

- Sette opp rammebetingelser for seksjoneringsmetoden
- Detaljeringsnivå i anleggsbeskrivelsen: hvilke typer komponenter skal få tilegnet utekostnad
- Fastsette tid (varighet) for alle hendelser i seksjoneringsforløpet

5.1 Beslutningsgrunnlag ved seksjonering

Driftssentralens praksis er utslagsgivende for hendelsesforløpet ved seksjonering og derav størrelse på KILE-kostnad ved avbrudd. Denne skal i utgangspunktet være basert på halvering av feilsøkeområdet etter gitte kriterier. Praksisen er imidlertid også preget av individuelle preferanser ettersom flere avgjørelser blir tatt med “magefølelsen” og/eller “slik det alltid har blitt gjort”. Sonekabel ble for eksempel alltid prioritert som første seksjoneringspunkt før i tiden da LFK befant seg ute i felt og ikke på driftssentralen. Dette er en vane som fortsatt henger igjen hos enkelte, men som i de fleste tilfeller ikke anses som fordelaktig. Fokuset har vært på å finne feilen fremfor å gjenopprette forsyning raskest mulig og dermed minimere avbruddskostnader. [33]

Å gjenopprette forsyning raskest mulig betyr å koble inn størst andel av sluttbrukeres last ved færrest antall seksjoneringspunkter på minst mulig tid. Her er det to scenarier. I det ene foreligger det tilleggsinformasjon som påvirker valg av seksjoneringspunkt, mens dette ikke er tilfellet i det andre. Tilleggsinformasjon kan for eksempel være varsel om gravearbeid i nærheten av en kabel, og informasjonen kan i stor grad være utslagsgivende for hvilket seksjoneringspunkt driftssentral velger. Denne hentes inn eksternt og er situasjonsavhengig. I seksjoneringsmetodikken som fremkommer i kapittelet antas det at tilleggsinformasjon ikke foreligger. Valg av seksjoneringspunkt tar dermed ikke hensyn til ytre påvirkninger.

Halveringsprinsippet kan anvendes på punkt 2 til 5 listet i Kapittel 4.5. Halvering på antall nettstasjoner er ikke hensiktsmessig fordi dette verken innebærer informasjon om type sluttbrukere eller størrelsen på disse. Halvering av radiallengde er heller ikke formålstjenlig ettersom nettstasjoners last, antall og plassering ikke blir hensyntatt.

Type sluttbrukere, deres forbruk over et gitt tidsrom og derav størrelse på kostnadsfunksjonene i KILE-ordningen over det samme tidsrommet kan brukes til å halvere feilsøkeområdet basert på kostnad. Beregnet kostnad for hver nettstasjon ved et avbrudd med gitt varighet, der hele radialen er uten forsyning, vil si noe om nettstasjoners økonomiske viktighet i forhold til hverandre. Dette vil dermed være et godt beslutningsgrunnlag ved seksjonering så lenge det også tas hensyn til kritiske sluttbrukere og relativt store enkeltkunder.

Etter å ha gjort betraktninger rundt punktene i forrige avsnitt settes det opp en prioriteringsliste med tanke på hvilke hensyn en tilfeldig radial skal seksjoneres etter. Denne kan også modifiseres ved at nye kriterier tilpasses eller prioriteringen endres. Last defineres her som kostnad for et avbrudd med gitt varighet, og hver nettstasjon representerer én last. Det er kommet frem til følgende prioritering av seksjoneringspunkt:

1. Kritiske sluttbrukere
2. Avgreining der $>50\%$ av total last kan kobles inn
3. Enkeltkunde $>40\%$ av total last
4. Nettstasjon nærmest halvering av total last

Grunnen til at store enkeltkunder settes over halvering av total last, er at lasten det seksjoneres på uansett får tilbake forsyning så lenge feilen ikke er internt i den aktuelle nettstasjonen. Hvis store enkeltkunder ikke befinner seg på en radialende er det da sannsynlig at over 50% av total last får gjenopprettet forsyning. Hvordan seksjoneringsalternativ prioriteres over er deterministisk fordi det bare tas hensyn til last og kritiske sluttbrukere. Senere vil denne utvides til å inkludere reservematemuligheter, og dermed i større grad inkludere topologiske forhold. Merk at punkt 2., 3., og 4 ikke nødvendigvis blir prioritert i nummerert rekkefølge fordi disse alltid vurderes opp mot hverandre for hver radial som analyseres.

I prinsippet vil man med denne metoden gjenopprette minst 50% av uteliggende last for hver seksjonering. Det vil si at det ved første seksjonering kobles inn 50% av last, andre

seksjonering kobler inn 25 % og så videre. Dette med mindre kritiske sluttbrukere med liten last prioriteres tidlig i feilrettingsforløpet, eller andre forhold gjør at gjenoppsettelse av normal eller alternativ forsyningsvei blir utsatt.

5.2 Forutsetninger

Oppsett av rammeverk til seksjoneringsmetoden innebærer også at andre forutsetninger må spesifiseres. Disse er:

- Nett driftes radielt ut fra transformatorstasjon der åpne maskeforbindelser representerer reservematemuligheter
- Ser kun på konsekvens av enkeltfeil slik at ekstreme og kaskaderende hendelser utelukkes
- Enkeltfeil forekommer på **kabelstrekninger**, slik at det er kabelkomponenter som vil klassifiseres med økonomisk feilkonsekvens
- Ingen informasjon tilgjengelig om ytre påvirkninger
- Konsekvens måles kun ved KILE-kostnad, så resulterende belastningsgrad og spenningskvalitet etter omkobling blir ikke hensyntatt
- Isolasjonsmåling foretas alltid nedstrøms. Bryter på seksjoneringspunkt blir stående åpen mot feilretning slik at forsyning kan gjenoprettes til friskmeldt nett
- Det tas ikke hensyn til alder, teknisk tilstand og feilhyppighet (sannsynlighet). Disse og andre interne egenskaper relevant for risikoanalyse kan inkluderes i etterkant hvis ønskelig

Det tas utgangspunkt i kabler fordi komponenten har størst utstrekning og oftest er årsak til feil av komponentene i et kabelnett. Som vedlikeholdsobjekt er derfor kabelstrekninger av stor viktighet på grunn av avbruddskostnaden de medfører ved feil. Dette kommer i tillegg til at både investerings- og vedlikeholdskostnader er høye.

5.3 Datagrunnlag fra NetBas

TrønderEnergi Nett og de fleste andre norske nettselskap bruker programvaren NetBas levert av Powel. Dette er et nettinformasjonssystem (NIS) der alt kraftnett eid og driftet av TEN er lagret i en database. Om hver komponent er det lagret flere forskjellige egenskaper, for eksempel merkespenning, type, byggeår o.l. I grafisk visning kan man se den elektriske koblingen mellom alle komponenter i enlinjeskjema. Geografisk informasjonssystem (GIS) er integrert i NIS og viser den geografiske plasseringen av komponenter med stedskoordinater i tillegg til den fysiske koblingen. I enlinjeskjema vil man for en nettstasjon se den elektriske koblingen mellom samleskinne, brytere, kabelstrekninger og fordelingstransformator, mens man i GIS vil se selve nettstasjonsbygningen plassert på kartet.

Data som hentes fra NetBas er:

- Nettopologi med normal driftskobling for kabelstrekninger, brytere og samleskinner
- Geografisk plassering av disse
- Tilgjengelige reserveforbindelser
- Type sluttbrukere og lastdata for hver nettstasjon
- Lengde på kabelstrekninger og antall kabler disse består av

Lastdata for en nettstasjon er i NetBas lagt på et sumlastobjekt, som er ett av flere objekter en nettstasjon inneholder. Sumlastobjektet angir belastning på lavspenningsside av fordelingstransformator. Denne inneholder blant annet informasjon om antall sluttbrukere nettstasjonen forsyner, hvilke kundegrupper i KILE-ordningen disse tilhører og deres årlig beregnede energiforbruk. Hvis TEN har inngått en spesiell avtale med sluttbruker(e) tilknyttet nettstasjonen, fremkommer dette også i objektet. Annen relevant informasjon er stedskoordinater, merkenavn på radial og hvilken transformatorstasjon denne tilhører.

Sumlastobjektet på hver nettstasjon inneholder data om *estimert KILE* [NOK/time]. Denne har benyttet kostnadsfunksjoner i KILE-ordningen og beregnet kostnadene for et avbrudd på en time ved et gitt tidspunkt for nettstasjonen. Beregningen benytter kurver for lastvariasjoner, både gjennom året og døgnet, for å estimere aktuell last. Påfølgende KILE-kostnad beregnes med utgangspunkt i kundegruppe, størrelse på last, og så videre i henhold til kravspesifikasjonene i FASIT. [34] Ettersom *estimert KILE* viser nettstasjoners økonomiske viktighet i forhold til hverandre, vil den bli brukt som beslutningsgrunnlag ved seksjonering. Som forklart i Kapittel 2.2 er den første timen med avbrudd forbundet med størst kostnad, men denne brukes nå bare som beslutningsgrunnlag.

5.3.1 Analyseverktøy

Programvaren er delt inn i moduler som inneholder flere analyseverktøy. Verktøy relevant for oppgaven er tilgjengelig i

- Avbruddsrapporteringsmodulen (ARM)
- Levsik

I ARM er FASIT-verktøy implementert i henhold til kravspesifikasjonene nevnt i Kapittel 2.3, og eksempel på hendelseslogg er vist i Vedlegg E. Her meldes faktiske avbrudd inn til det nasjonale FASIT-systemet. Relevante data lagres og avbruddskostnader beregnes fra kostnadsfunksjoner i KILE-ordningen. Alle aktører som leverer FASIT-programvare er lovpålagt å kontinuerlig oppdatere kostnadsfunksjoner etter dagens satser. I ARM er det også mulig å simulere avbrudd. Dette gjøres ved å definere tidspunkt for utkobling på ønsket kraftledning eller bryter, og hvor lenge denne skal ligge ute. Flere koblinger kan gjøres simultant slik at deler av radial får gjenopprettet forsyning fra alternativt inn-

matingspunkt. Resultatfilen fra analysen deler de involverte sluttbrukerne inn i kundegrupper med tilhørende avbrutt energi- og effektstørrelse, i tillegg til spesifikk og total KILE-kostnad for avbruddet.

Levsik, en forkortelse for leveringssikkerhet, er utviklet for å beregne ulike pålitelighetsindekser og analysere avbruddsforhold i fordelingsnett. Pålitelighet beskriver som nevnt kraftsystemets evne til å opprettholde leveranse av energi til sluttbruker. Programmet baseres på statistiske data hentet fra tidligere FASIT-rapporter, men det er også mulig å variere feilstatistikken manuelt. I programmet er RELRAD-metoden [35] implementert, og denne beregner pålitelighet i form av ulike indekser. Indeksene er som oftest beregnet med en analyseperiode på et år, og de vanligste er:

- Antall avbrudd (hyppighet)
- Total avbruddsvarighet
- Gjennomsnittlig avbruddsvarighet
- Avbrutt effekt eller ILE
- Avbruddskostnader

Indeksene brukes i risiko- og tilstandsvurderinger forklart i Kapittel 3 som en del av nettselskaps vedlikeholdsfilosofi. Av disse er det forventede kostnader ved avbrudd og hvordan disse beregnes som er relevante. Om en spesifikk seksjoneringsmetodikk er anvendt for å bestemme feilrettingsforløpet og dermed resulterende kostnader, eller om kostnaden er fastsatt basert på et gitt tidsrom, er særlig interessant.

5.4 Resultatoppsett

Resultatet fra enkeltfeil definert på en gitt kabelstrekning er den individuelle utetiden for alle nettstasjoner i radialen som følge av feilrettingsforløpet. Metodikken vil prioritere seksjoneringspunkt etter listen i Kapittel 5.1, og dele inn feilsøkeområdet basert på disse. Friskmeldt nett får gjenopprettet forsyning hvis dette er både mulig og ønskelig, slik at nettstasjoner får forskjellig utetid avhengig av hvor de ligger i forhold til seksjoneringspunkt og feilrammet kabelstrekning. Etter at seksjoneringspunkt er valgt, isolasjonsmåling utført og feilsøkeområdet redusert, gjennomgås prioriteringslisten på nytt. Denne går i løkke frem til kabelstrekning med feil er lokalisert. Hvis det ikke er mulig å gjenopprette forsyning til alle nettstasjoner etter at denne er isolert, må reparasjonstid for kabelstrekning inkluderes i utetiden til disse.

Avbruddskostnad for feilrammet kabelstrekning beregnes fra kostnadsfunksjonene i KILE-ordningen etter at utetid for alle nettstasjoner er estimert. Det vil si at det bare er nødvendig med informasjon om resulterende utetid for hver nettstasjon for hver definerte feil på kabelstrekning, og disse brukes til å beregne en kroneverdi på avbruddet. Seksjoneringsmetodikken vil anvendes på alle kabelstrekninger i hver radial bestående av kabelnett ved å sekvensielt definere enkeltfeil på disse. Dette resulterer i at alle kabelstrekninger får beregnet en KILE-kostnad.

Kapittel 6

Modellering

I forrige kapittel ble nødvendige inngangsdata for seksjoneringsmetodikken spesifisert fra datagrunnlaget i NetBas. *Estimert KILE* ble valgt som beslutningsgrunnlag ved seksjonering ettersom det i denne er beregnet avbruddskostnad for en nettstasjon med varighet på en time ut fra gjennomsnittlig belastning gjennom året, og dermed kan måle nettstasjoners økonomiske viktighet i forhold til hverandre. Hvilke forutsetninger som ligger til grunn for analysen er redegjort for og ønsket resultatoppsett er presentert. I dette kapittelet vil resterende rammeverk for metodikken settes opp. Handlinger i feilrettingsforløpet med tilhørende tider som påvirker varigheten og konsekvensen av avbruddet vil systematiseres, og det etableres modeller av ulike radialer gjennom tre eksempler med utgangspunkt i en generell systembeskrivelse.

6.1 Arbeidsprosess

Arbeidsprosess for montører som deltar i feilretting kan deles i tre. Notasjon i parentes blir senere brukt for å henvise til tidene som inngår disse. Prosessen består av

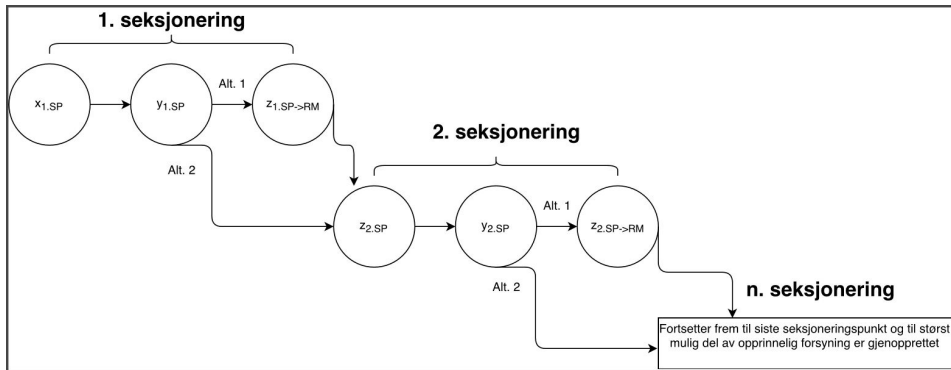
1. Kjøring til seksjoneringspunkt (x eller z)
2. Isolasjonsmåling på seksjoneringspunkt (y)
3. Kjøring til reservemating (z)

Kjøring til første seksjoneringspunkt (x) tilsvarer varslings- og utrykningstid vist i Figur 4.4, mens resten av arbeidet går under seksjoneringstid. Reparasjonstid er ikke vesentlig før feil er isolert og plassering av denne fører til at én eller flere nettstasjoner ikke får gjenopprettet normal eller alternativ forsyningsvei.

Arbeidsprosessen i seksjoneringsforløpet og tidene som inngår i denne bestemmer den totale utetiden for avbruddet. De ulike kjøretidene kan være forhåndsdefinerte eller beregnes ut fra kjøreavstand mellom seksjoneringspunkt og/eller innkobling av reservemating.

Unntaket er tiden det tar å utføre isolasjonsmåling (y). Denne kan fastsettes ut fra anleggs-type, og må justeres hvis samleskinnen i nettstasjonen har avgreininger nedstrøms. Det forutsettes da at alle montører som utfører handlingen har lik kompetanse.

Poenget er at arbeidsprosessen beskriver alle hendelsesforløp. Figur 6.1 illustrerer dette ved å dele opp prosessen i tre deler for hvert seksjoneringspunkt. SP står for seksjoneringspunkt og RM for reservemating. z brukes for alle kjøretider etter at uttrykning til første seksjoneringspunkt har funnet sted.



Figur 6.1: Arbeidsprosess

Etter at isolasjonsmåling er utført og feilen ligger i oppstrøms retning, kjøres det i Alternativ 1 til nettstasjon med reservemating nedstrøms. Operatør finner det formålstjenlig å kjøre og koble inn denne fordi reservemating ikke er tilgjengelig på nåværende seksjoneringspunkt. Denne handlingen er særlig hensiktsmessig å utføre etter det første seksjoneringspunktet ettersom cirka halvparten eller mer av total last i radialen får gjenopprettet forsyning. Dette skjer med mindre en liten kritisk last befinner seg nær en radialende. Handlingen bør derfor også utføres etter andre seksjoneringspunkt. Videre i forløpet må det vurderes om den ekstra kjøretiden handlingen medfører reduserer avbruddskostnader sammenlignet med å kjøre direkte til neste seksjoneringspunkt, og dermed minske avbruddets varighet.

I Alternativ 2 kjøres det direkte til neste seksjoneringspunkt etter endt isolasjonsmåling. Hvis feil befinner seg nedstrøms, kobles effektbryter inn via fjernstyring fra operatør på driftssentral. Forsyning fra og med seksjoneringspunktet og oppstrøms gjenoprettes dermed umiddelbart etter isolasjonsmåling. Dersom seksjoneringspunktet har reservemating tilgjengelig kan forsyning gjenoprettes til friskmeldt nett uavhengig av feilretning. Det foretrekkes å koble inn effektbryter for feil i nedstrøms retning, med mindre denne allerede er tatt i bruk, ettersom normal driftskobling ivaretas. Hvis flere montørbiler er med på feilretningen, vil disse plasseres strategisk på nettstasjoner med reservemating. Friskmeldes nettdelen montørene befinner seg i, kobles denne inn rett etter endt isolasjonsmåling. En annen årsak til direkte kjøring til neste seksjoneringspunkt kan, som nevnt i forrige avsnitt, være ønske om å redusere avbruddsvarigheten etter de første sek-

sjoneringspunktene fordi en stor del av forsyning allerede er gjenopprettet.

6.2 Systembeskrivelse

For å etablere modeller av spesifikke radialer, må en generell systembeskrivelse med tilstrekkelige antakelser ligge til grunn. Med tilstrekkelige antakelser kan en akseptabel modell formuleres fra et reelt system. Systembeskrivelsen skal oversiktlig vise topologi i nett som analyseres og inkludere alle relevante data. Dette samtidig som den er enklest mulig og intuitiv å forstå. Alle elementer nødvendig for analyse må inkluderes uten at modellen blir for komplisert.

Målet er å beregne en KILE-kostnad for gitte enkeltfeil på kabelstrekninger, der denne er resulterende avbruddskostnad etter anvendt seksjoneringsmetodikk. Systembeskrivelsen vil bestå av en formalisert metode å sette opp nødvendige radialdata ut fra topologi, for deretter å bruke denne til å foreta analyser med seksjoneringsmetodikk basert på prioriteringslisten beskrevet i foregående kapitler.

Systemet modelleres med kabelstrekninger og noder. Noder er alle nettstasjoner i aktuell radial i tillegg til transformatorstasjon de forsynes fra. Disse settes opp i to (system)tabeller, der rader tilsvarer antall serielle koblinger og kolonner er antall avgreininger (paralleller).

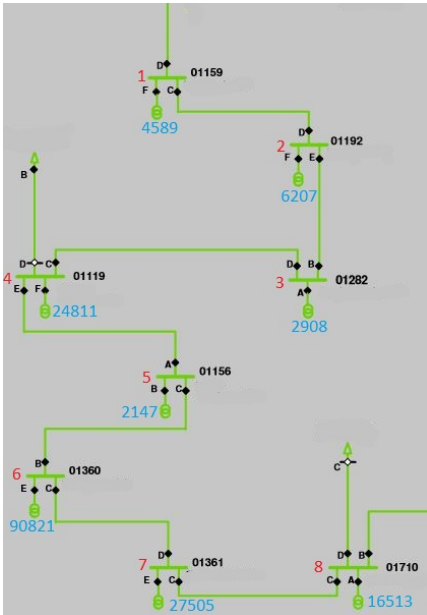
Systemtabeller:

1. Nettstasjoner og transformatorstasjon (Nst)
2. Kabelstrekninger (Kst)

Begge tabellene viser nettopologi, altså hvordan systemet henger sammen fysisk, både enkeltstående og når de sidestilles. Dette vises i Tabell 6.9, 6.10 og 6.11 i neste delkapittel. Etter at tabellene er satt opp, vil fremgangsmåten ved seksjonering være å dele opp kabelstrekningstabellen basert på data fra nettstasjonstabellen. For å gjøre stegene i kommende utledning mer intuitive, vil tre reelle radialer fra TEN brukes som eksempler. Radialene brukes senere til å teste seksjoneringsmetodikk med *estimert KILE* som beslutningsgrunnlag. Systembeskrivelsen blir utledet stegvis med utgangspunkt i disse. Oppsett oppsummeres etter at hver tabell er ferdigstilt, først for nettstasjonstabell og deretter kabelstrekningstabell.

Normal driftskobling for Radial 1, 2 og 3 er vist nedenfor. Radialene er påtegnet *estimert KILE* på hver nettstasjon markert i **blått** og seriell koblingsvei markert i **rødt**. I figurene er samleskinnene nummerert og nummer **1** tilsvarer samleskinne i sonekiosk. Transformatorstasjon ligger dermed oppstrøms for denne. Nettstasjoner med reservematemulighet har enten åpen bryter på samleskinne eller spenningssatt kabel mot annen radial. Lukket bryter er svart, mens åpen bryter er hvit med svart strek. Se Figur 4.2 for enlinjeskjema og komponentforklaring av nettstasjon.

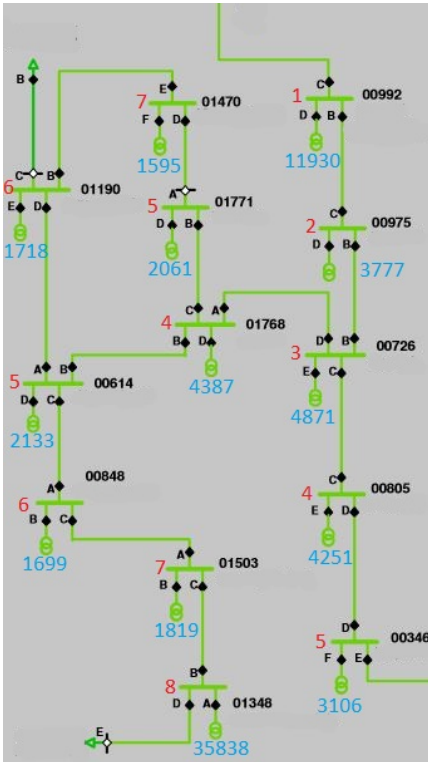
Radial 1:



- 8 nettstasjoner
- Ingen avgreininger
- 10 kabelstrekninger
- 3 reservematemingsmuligheter, men to av disse er på samme samle-skinne
- 1 veldig stor last

Figur 6.2: Radial 1 - Nummererte samle-skinner og *estimert KILE*

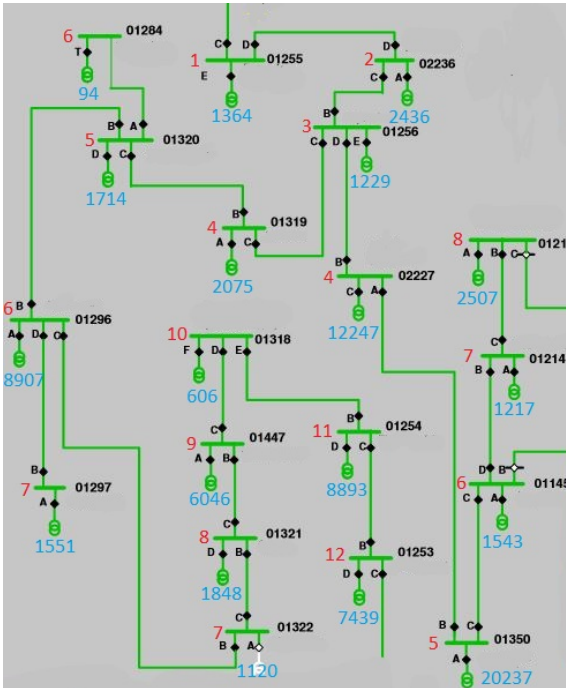
Radial 2:



- 13 nettstasjoner
- 3 avgreininger
- 16 kabelstrekninger
- 2 reservematemingsmuligheter
- 1 ringkobling

Figur 6.3: Radial 2 - Nummererte samle-skinner og *estimert KILE*

Radial 3:



- 19 nettstasjoner
- 3 avgreininger, men 2 forsyner liten enkeltlast
- 20 kabelstrekninger
- 3 reservematemingsmuligheter

Figur 6.4: Radial 3 - Nummererte samleskinner og *estimert KILE*

6.2.1 Nettstasjonstabell

Tabellen settes opp med nettstasjoners merkenavn. Alle nettstasjoner med reservemating tilgjengelig markeres med **fet** skrift. Denne har dimensjon (mxn), der m gis av lengste serielle koblingsvei (Lsk) med transformatorstasjon inkludert, og n er antall avgreininger. Lengste serielle koblingsvei og transformatorstasjon settes inn i første kolonne. For de tre radialene svarer dette til

	Radial 1	Radial 2	Radial 3
Antall Ssk	TS	TS	TS
1	NS01159	NS00992	NS01255
2	NS01192	NS00975	NS02236
3	NS01282	NS00726	NS01256
4	NS01119	NS01768	NS01319
5	NS01156	NS00614	NS01320
6	NS01360	NS00848	NS01296
7	NS01361	NS01503	NS01322
8	NS01710	NS01348	NS01321
9			NS01447
10			NS01318
11			NS01254
12			NS01253

Tabell 6.1: Lengste serielle koblingsvei

Nederste nettstasjon i første kolonne blir heretter kalt første radialende. Ettersom Radial 1 bare har serielle koblinger er nettstasjonstabellen komplett. For Radial 2 og 3 går det oppstrøms fra første radialende, og avgreining herfra legges i ny kolonne på rad tilsvarende samleskinnenummereringen. Se Tabell 6.2. Transformatorstasjon står på rad 0. Radial 2 avgreines eksempelvis fra NS00614 til NS00848 og NS01190.

	Radial 2		Radial 3	
Antall Ssk	TS		TS	
1	NS00992		NS01255	
2	NS00975		NS02236	
3	NS00726		NS01256	
4	NS01768		NS01319	
5	NS00614		NS01320	
6	NS00848	NS01190	NS01296	
7	NS01503	<u>NS01470</u>	NS01322	NS01297
8	NS01348		NS01321	
9			NS01447	
10			NS01318	
11			NS01254	
12			NS01253	

Tabell 6.2: Lengste serielle koblingsvei med avgreining fra første radialende

I Radial 2 er det en ringkobling internt i radialen mellom NS01470 og NS01771. Dette betyr at nettstasjonene forsynes gjennom samme effektbryter, mens kabelstrekningen mellom dem er spenningssatt fra én side ettersom bryter A er åpen. Nettstasjonene markeres med understreket. Videre følges samme fremgangsmåte som forklart til Tabell 6.2 med ferdigstilte nettstasjonstabeller for Radial 2 og 3 i Tabell 6.3 og 6.4. Tall i parentes øverst i kolonne nummererer avgreininger fra lengste serielle koblingsvei.

	Nst 2	(1)	(2)	(3)
Antall Ssk	TS			
1	NS00992			
2	NS00975			
3	NS00726			
4	NS01768			NS00805
5	NS00614		<u>NS1771</u>	NS00346
6	NS00848	NS01190		
7	NS01503	<u>NS01470</u>		
8	NS01348			

Tabell 6.3: Nettstasjonstabell - Radial 2

Dimensjon på tabellene er henholdsvis (9x1), (9x4) og (13x4). Antall rader er dermed lik lengste serielle koblingsvei der samleskinne på transformatorstasjon inkluderes, og kolonner tilsvarer antall avgreininger. Hver nettstasjon i tabellene ses på som en samling av data lignende sum-last-objektet i NetBas. I videre analyse er lastdata mest relevant, og dette inkluderes under.

	Nst 3	(1)	(2)	(3)
Antall Ssk	TS			
1	NS01255			
2	NS02236			
3	NS01256			
4	NS01319			NS02227
5	NS01320			NS01350
6	NS01296		NS01284	NS01145
7	NS01322	NS01297		NS01214
8	NS01321			NS01215
9	NS01447			
10	NS01318			
11	NS01254			
12	NS01253			

Tabell 6.4: Nettstasjonstabell - Radial 3

Verdi på *estimert KILE* plasseres på hver nettstasjon i tabellene. I Vedlegg F.1 byttes merkenavn ut med denne verdien. Summen i hver tabell gir dermed total *estimert KILE* for radialen. Denne tilsvarer “total last” i prioriteringslisten i Kapittel 5.1.

Total last [NOK]	
Radial 1	175501
Radial 2	79185
Radial 3	83073

Tabell 6.5: Total last

I Vedlegg F.2 er *estimert KILE* for nettstasjoner gitt i prosent av total. Dette gir oversikt over størrelsesforhold mellom nettstasjoner innad i radialen, og tydeliggjør store enkeltlaste. For eksempel utgjør en nettstasjon i Radial 1 over 50 % av total last, og vil prioriteres ved første seksjonering.

Et viktig aspekt er hvordan *estimert KILE* forplanter seg etter topologiske forhold. Med dette menes hvor stor last, målt i avbruddskostnad, som kan kobles inn ved ulike seksjoneringpunkt. Denne beregnes fra radialende(r) opp mot transformatorstasjon ved at *estimert KILE* summeres stegvis for hver nettstasjon oppstrøms. Dette er det samme som at *estimert KILE* på aktuell nettstasjon legges sammen med *estimert KILE* fra alle nettstasjoner nedstrøms og plasseres på denne. Forutsetningen er at samleskinner i nettstasjoner har brytere på begge sider slik at kabelstrekninger mellom disse kan seksjoneres fra hverandre. Med denne metoden øker kostnaden oppstrøms og er høyest på sonekiosk. Kostnaden

kan også summeres ut fra andre konfigurasjoner, for eksempel når deler av radial forsynes fra reservematingspunkt under endrede driftsforhold. Kostnaden omtales videre som *Aggregert KILE* eller *opp-/nedstrøms KILE*.

Radial 1 består bare av serielle koblinger resulterende i *Aggregert KILE* vist i Tabell 6.6. Last på øverste nettstasjon tilsvarer total last i Tabel 6.5. Denne er også påtegnet Figur F 1 i Vedlegg F.3.

	Nst 1
Antall Ssk	TS
1	175501
2	170912
3	164705
4	161797
5	136986
6	134839
7	44018
8	16513

Tabell 6.6: Nst 1 - *Aggregert KILE*

I Radial 2 og 3 summeres først *estimert KILE* i alle avgreininger fra radialender til lengste serielle koblingsvei. Disse legges så sammen på avgreinings-samleskinne med størst nummerering, og deretter videre oppstrøms i radialen. Stegvis illustrasjon for Radial 2 ligger i Vedlegg F.3, mens resultatet er vist nedenfor i Tabell 6.7 og 6.8.

	Nst 2			
Antall Ssk	TS			
1	79185			
2	67255			
3	63478			
4	51250			7357
5	44802		2061	3106
6	39356	3313		
7	37657	1595		
8	35838			

Tabell 6.7: Nst 2 - *Aggregert KILE*

Antall Ssk	Nst 3			
	TS			
1	83073			
2	81709			
3	79273			
4	40293			37751
5	38218			25504
6	36410		94	5267
7	25952	1551		3724
8	24832			2507
9	22984			
10	16938			
11	16332			
12	7439			

Tabell 6.8: Nst 3 - Aggregert KILE

6.2.2 Kabelstrekningstabell

Tabellen settes opp ved å navngi kabelstrekninger etter bokstaver i alfabetisk rekkefølge ut fra transformatorstasjon. Dette gjøres fordi kabelstrekninger ofte består av flere kabler med ulike merkenavn. Kabelstrekninger vil på samme måte som nettstasjoner være en samling med data, og denne inneholder informasjon om alle kabler på strekningen. Etter bokstaven blir kabelstrekningene nummerert etter hvilken kolonne de er plassert i. Kst får ofte en annen dimensjon enn Nst. Dette fordi spenningsatte kabler mot andre radialer må inkluderes ettersom feil her fører til at effektbryter utløses på aktuell radial. Når disse ikke er på en radialende, vil de ses på som en avgreining og legges i en ny kolonne i matrisen. For to spenningsatte kabelstrekninger ut fra lik radialende gjelder det samme. Alle spenningsatte kabelstrekninger mot andre radialer markeres med **fet** skrift da disse representerer en alternativ forsyningsvei. Ringkobling markeres med understrek.

Tabellen har dimensjon (pxq), der p er lengste antall serielt koblede kabelstrekninger, og q er antall avgreininger. (pxq) er i utgangspunktet forskjellig fra (mxn) selv om de ofte er sammenfallende. I Vedlegg G.1 er kabelstrekninger i Radial 1, 2 og 3 påsatt navn. Kabelstrekningstabellen settes opp etter samme prinsipp som nettstasjonstabellen. Disse er sidestilt nedenfor i Tabell 6.9, 6.10 og 6.11. A tilsvarer sonekabel, mens TS tilsvarer transformatorstasjon. Kabelstrekninger går dermed ut fra stasjonen deres plassering i nettstasjonstabellen samsvarer med. Dette kan, som nevnt, bli forskjøvet på grunn av avgreininger, og forklares mer utdypende nedenfor.

	Nst 1	Kst 1
Antall Ssk	TS	A
1	NS01159	B
2	NS01192	C
3	NS01282	D
4	NS01119	E
5	NS01156	F
6	NS01360	G
7	NS01361	H
8	NS01710	I I2

Tabell 6.9: Nst 1 og Kst 1

	Nst 2				Kst 2			
Antall Ssk	TS				A			
1	NS00992				B			
2	NS00975				C			
3	NS00726				D1			D4
4	NS01768			NS00805	E1		E3	E4
5	NS00614		<u>NS1771</u>	NS00346	F1	F2		F4
6	NS00848	NS01190			G1	G2		
7	NS01503	<u>NS01470</u>			H1	<u>H2</u>		
8	NS01348				I			

Tabell 6.10: Nst 2 og Kst 2

Både i Radial 2 og 3 kan avgreininger ses ved at kabelstrekning D1 og D4 går ut fra Ssk(3,1) i NS00726. Disse er markert i blått. Andre avgreininger er markert i grønt og gult. Generelt ses avgreininger fra aktuell nettstasjon ved at andre nettstasjoner som befinner seg på samme rad i Nst har kolonnennummer høyere enn to kabelstrekninger på samme rad i Kst. Dette gjelder også hvis andre nettstasjoner har lavere kolonnennummering i samme rad som aktuell nettstasjon i Nst, og to kabelstrekninger i samme rad i Kst har lik eller høyere. Sistnevnte forekommer ikke i radialeksempelene over.

I Radial 1 går to spenningssatte kabler ut fra siste samleskinne, og gir kabelstrekningstrisen en ekstra kolonne i forhold til nettstasjonsmatrisen. Hvis lignende hadde forekommet midt i Radial 2 eller 3, ville kolonner med høyere nummerering inneholdende kabelstrekninger blitt forskjøvet. Dette tas hensyn til ved å flytte nettstasjoner i Nst én kolonne etter avgreining med spenningssatt kabel til annen radial hvis det går mer enn én kabelstrekning ut fra nettstasjonen. En kolonne i Nst blir dermed stående tom, men kabelstrekninger oppfattes å gå ut fra rett samleskinne og stemmer med forklart konvensjon.

Antall Ssk	Nst 3				Kst 3			
	TS				A			
1	NS01255				B			
2	NS02236				C			
3	NS01256				D1			D4
4	NS01319			NS02227	E1			E4
5	NS01320			NS01350	F1		F3	F4
6	NS01296		NS01284	NS01145	G1	G2		G4
7	NS01322	NS01297		NS01214	H1			H4
8	NS01321			NS01215	I			
9	NS01447				J			
10	NS01318				K			
11	NS01254				L			
12	NS01253				M			

Tabell 6.11: Nst 3 og Kst 3

6.2.3 Hovedtrekk i oppsett

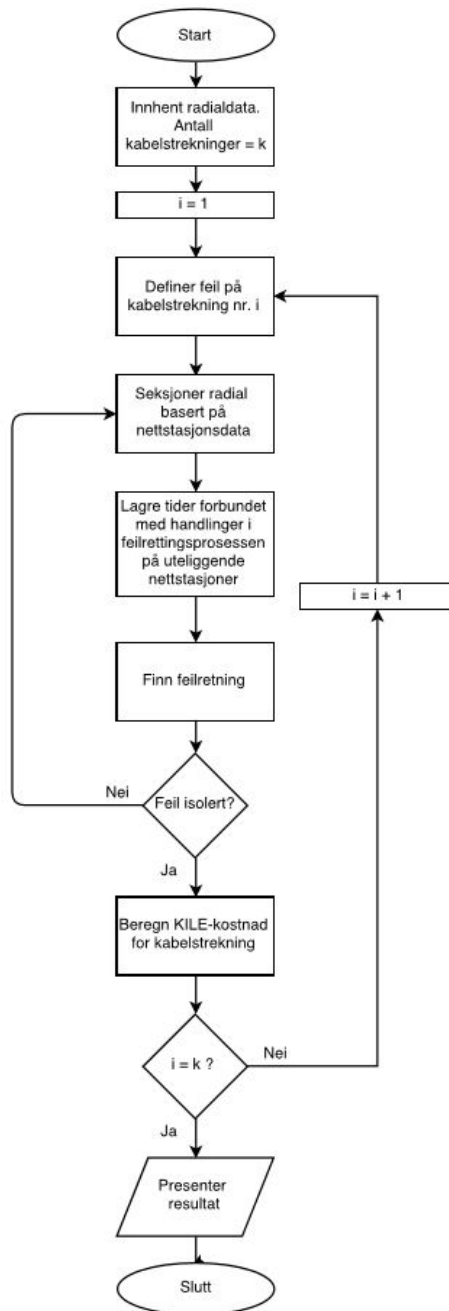
Nettstasjoner med reservematingsmulighet er markert med **fet** skrift, og kabelstrekninger mot annen radial er tilsvarende. Hvis en nettstasjon er markert, og det ikke går en kabelstrekning ut eller denne ikke er markert, betyr det at forsyning kan kobles direkte inn fra åpen bryter på samleskinne i nettstasjonen. Prinsippet for modellering av avgreininger er forklart over.

Nettstasjonstabell oppsummeres med

1. Legg transformatorstasjon og lengste serielle koblingsvei i første kolonne. Hvis to veier er like lange, velges en tilfeldig.
2. Start fra første radialende og legg til avgreininger i ny kolonne. Hvis en avgreining avgreines på nytt, plasser lengste avgreining i fremste kolonne av disse.
3. Marker nettstasjoner med reservemating og ringkobling.
4. Inkluder *estimert KILE* for alle nettstasjoner.
5. Regn ut prosentvis *estimert KILE* av total.
6. Finn *Aggregert KILE* fra radialender opp mot transformatorstasjon.
7. Marker kritiske laster. Hvis disse ikke er reflektert i *estimert KILE*, må informasjon hentes inn eksternt.

Oppsett av kabelstrekningstabell svarer til de to første punktene i oppsummering av nettstasjonstabell. Kabelstrekninger mot annen radial og ringkoblinger markeres.

6.3 Prosessbeskrivelse



Figur 6.5: Forenklet prosessbeskrivelse

Flytskjema i Figur 6.5 viser hovedtrekkene i prosessen der KILE-kostnad ved avbrudd beregnes for kabelstrekninger ut fra nettstasjoners utetid. Nettstasjonstabellen med *Aggregert KILE* brukes i kombinasjon med prosentvis fordeling av *estimert KILE* for å avgjøre hvordan ulike radialer bør seksjoneres. Seksjonering foregår ved å definere feil i kabelstrekningstabellen og søke etter denne. Forsyning forsøkes gjenopprettet etter gitte kriterier, samtidig som både nettstasjon- og kabelstrekningstabell deles opp etter feilsøkeområdet helt til feil er lokalisert. Andre faktorer som påvirker beslutningsprosessen er listet opp under. Disse vil bli hensyntatt i kombinasjon med prioriteringslisten i seksjoneringsforløpet:

- Reservemating på nettstasjon i aktuell radial
- Kjøretid til reservemating fra annen radial
- Antall tilgjengelige montører
- Anleggstype isolasjonsmåling utføres på
- Flere isolasjonsmålinger fra samme nettstasjon
- Lengde på sonekabel

Hvis nettstasjon med reservemating på samleskinne befinner seg i nærheten av halveringspunkt for *Aggregert KILE*, kan det være hensiktsmessig å seksjonere på denne. Størrelsesforhold mellom last på aktuelle nettstasjoner og hvor langt fra halveringspunkt seksjoneringen blir forskjøvet må da vurderes. Kjøre- og koblingstid for reservemating fra annen radial må som nevnt ses i lys av antall foretatte seksjoneringer i feilrettingsforløpet. Utover i forløpet er handlingen mindre hensiktsmessig fordi det mest sannsynlig bare er mindre laster som ligger uten forsyning. Begge punktenes relevans avhenger av hvor mange montørbiler som deltar i seksjoneringen. Hvis flere enn én deltar, kan punktene ses bort fra fordi ekstra montør vil plassere seg i nettstasjon med reservemating imens andre montører foretar isolasjonsmåling. Dette forklares videre etter at indre løkke i flytskjema er utvidet i Figur 6.6.

Tiden det tar å utføre isolasjonsmåling varierer etter anleggstype. Som nevnt i [33] kan dette ta 5-25 minutter avhengig av hvor enkelt det er å komme til på kabelstrekningers endeavslutninger i nettstasjon, og av montørs håndteringsevne. Luftisolerte anlegg det tar kort tid å koble til utstyr og utføre måling på vil dermed være hensiktsmessige å velge som seksjoneringspunkt hvis disse befinner seg nær halvering av *Aggregert KILE*. Anlegg av denne typen prioriteres derfor fordi avbruddets varighet reduseres. Stigningen på kostnadsfunksjonene i KILE-ordningen er høyest i løpet av den første timen av feilrettingsforløpet. Dette samtidig med at store deler av radial ligger ute og bidrar til avbruddskostnad. Hurtig seksjonering i tidsrommet kan dermed gi markante utslag på avbruddets totale kostnad. Dersom anlegget på et avgreiningpunkt er kompakt, kan det likevel være formålstjenlig å utføre isolasjonsmåling her. Dette fordi feilsøkeområdet deles i tre og over halvparten av radialens last kan kobles inn med mindre mesteparten av denne befinner seg langs bare en av de tre strekningene.

Utover i feilrettingsforløpet kan det forekomme at neste seksjoneringspunkt er nabosamleskinne nedstrøms for hvor isolasjonsmålingsutstyr allerede er koblet til. Feilen ligger da i denne retningen og det er kun kabelstrekning mellom nettstasjon montører befinner seg i og nettstasjon nedstrøms som må friskmeldes for at neste foretrukne last kan kobles inn. Å sende en av montørene med bil for å åpne oppstrøms bryter på nedstrøms samleskinne, mens andre montør blir igjen og foretar isolasjonsmåling med allerede tilkoblet utstyr etter at dette har blitt gjort, vil spare tid fremfor å koble fra og til utstyret. Nettstasjon med isolasjonsmålingsutstyr og oppstrøms for denne som enda ikke er koblet inn vil dermed ligge ute lenger, men ekstra varighet tilsvarer bare kjøretid for montør til nettstasjon nedstrøms. Lasten på denne vil derimot kobles inn raskere enn hvis dette ikke blir gjort. Kjøretid for montør tilbake til nettstasjon med isolasjonsmålingsutstyr ses bort fra ettersom handlingen foregår parallelt med at andre montør kobler fra og pakker sammen dette.

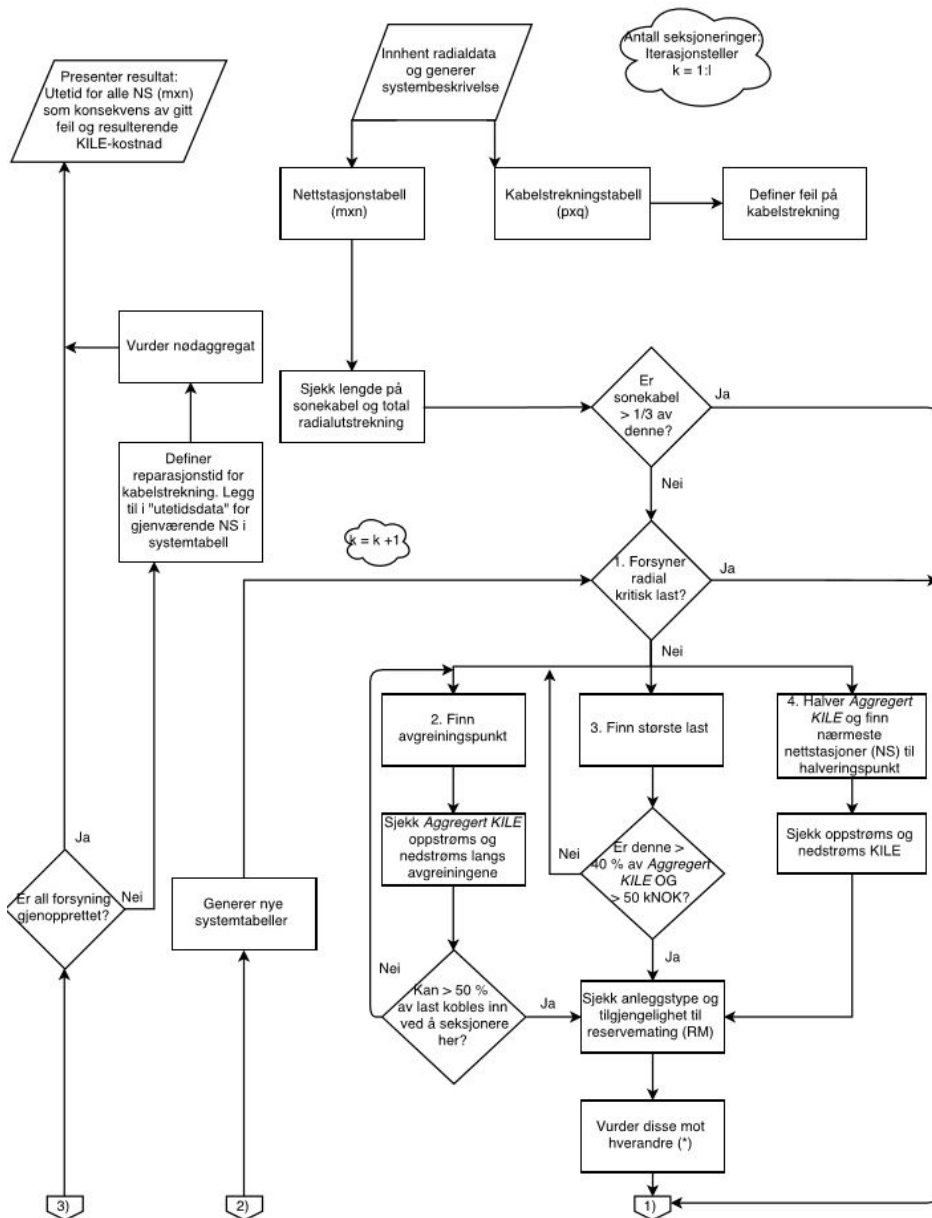
Sonekabel er kabelstrekningen i alle radialer med hardest belastning fordi samtlige nettstasjoner nedstrøms forsynes gjennom denne. Kabelstrekningen utgjør også i flere tilfeller en stor del av radialers totale utstrekning. Avstand mellom transformatorstasjon og sonekiosk er ofte lengre enn strekning mellom andre nettstasjoner internt i radialen, og i kombinasjon med hardere belastning blir dermed feilsannsynligheten på kabelstrekningen høyere i forhold til andre. Feilsannsynligheten påvirkes i tillegg av antall kabler og skjøter mellom disse strekningene består av. Dette må derfor vurderes når nett skal seksjoneres.

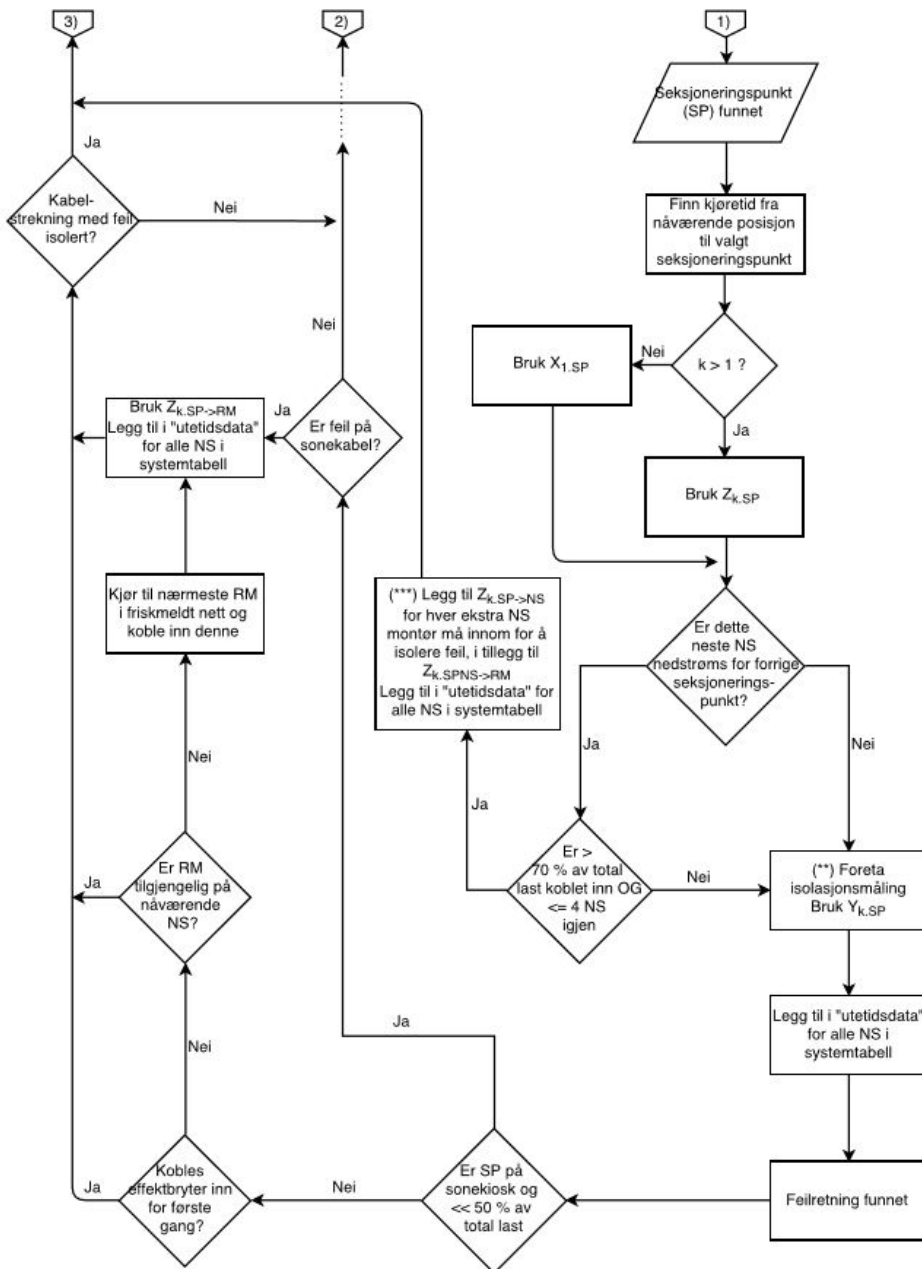
Hvilket størrelsesforhold på sonekabel i forhold til resten av radialstrekning som gjør at sonekiosk prioriteres ved første seksjonering settes i Figur 6.6 til $1/3$. Dette er en individuell beslutning etter konsultasjon med [33], og nettselskap vil vurdere punktet annerledes etter egne erfaringer med feil på sonekabel. Hvis sonekiosk prioriteres som første seksjoneringspunkt på bakgrunn av dette, må det også avveies om forsyning skal gjenoprettes her om sonekabel ikke var årsak til at effektbryter utløste. Dersom nedstrøms bryter på sonekiosk åpnes og effektbryter kobles inn igjen, mistes fordelene med fjernstyring av denne senere i seksjoneringsforløpet. Sonekiosk må derfor utgjøre en stor last for at dette skal være hensiktsmessig.

I flytskjema i Figur 6.6 er alle nevnte elementer i feilrettingsforløpet relevant for prioritering av seksjoneringspunkt og beregning av KILE-kostand presentert. Denne er en utvidelse av den indre løkken i Figur 6.5. Flere av elementene forklares videre i resterende del av kapitlet. I neste kapittel vil en utvidet forklaring av prosessen gis gjennom praktiske eksempler ved analyse av gitte feil på kabelstrekninger i Radial 1, 2 og 3.

Etter at tidene i hendelsesforløpet er lagret for et seksjoneringspunkt og plassert på uteliggende nettstasjoner, genereres nye systemtabeller. Dette gjøres ved å fjerne nettstasjoner og kabelstrekninger i radialen som fikk gjenopprettet forsyning i forbindelse med punktet. *Aggregert KILE* og prosentvis *estimert KILE* av total forandres dermed, og disse beregnes etter nye forhold. Første gang øvre del av systemtabellene kobles inn gjøres ved bruk av fjernstyrt effektbryter. Øverste nettstasjon i ny nettstasjonstabell etter operasjonen markeres med **fet** skrift for å vise at denne nå må kobles inn manuelt, og i prinsippet er en alternativ forsyningsvei. Oppstrøms kabelstrekning fra denne markeres også. Det samme

gjelder når nedre del av systemtabellene kobles inn ettersom nettstasjon og kabelstrekning i ny radialende nå har mulighet for reservemating.





Figur 6.6: Prosessbeskrivelse: Beregning av KILE-kostnad for en kabelstrekning

Opprinnelig prioriteringsliste utvides med videre forklaring:

1. Forsyner radial kritisk last?
Hvis flere kritiske laster, seksjoner inn last vurdert som mest kritisk først.
2. Hvordan sjekkes avgreiningspunkt?
 - (a) Del inn i kabelstrekninger oppstrøms for punktet og nedstrøms langs lengste serielle koblingsvei og aktuell avgreining derfra.
 - (b) Beregn *Aggregert KILE* langs de tre strekningene og inkluder *estimert KILE* for nettstasjon på avgreiningspunktet i alle disse.
 - (c) Finn fra dette last som uansett kobles inn med feil langs hver av strekningene. Denne tilsvarer summen av *Aggregert KILE* langs de to andre strekningene minus *estimert KILE* på nettstasjon i avgreiningspunkt fordi denne er regnet med to ganger. Minste last som uansett kobles inn er avgjørende for om det er fordelaktig å seksjonere på punktet.
 - (d) Sjekk anleggstype. Det blir foretatt minst én og maksimalt to isolasjonsmålinger.
 - (e) Vurder fordeling av kabelstrekninger, antall kabler disse består av og lengden på disse langs de tre strekningene.
3. Størrelse på enkeltlast utvides til å også måtte være over en gitt kroneverdi for å bli prioritert. Dette for å ikke utelukkende prioritere enkeltlaste som blir relativt store utover i seksjoneringsforløpet.
4. Hvordan sjekkes halvering av *Aggregert KILE*?
 - (a) Finn nettstasjoner nærmest denne.
 - (b) Beregn oppstrøms og nedstrøms *KILE* fra disse og inkluder *estimert KILE* for aktuell nettstasjon i begge fordi denne uansett kobles inn hvis valgt som seksjoneringspunkt.
 - (c) Hvis *estimert KILE* på aktuell nettstasjon er større enn halvering av *Aggregert KILE*, velges denne uavhengig av oppstrøms og nedstrøms *KILE*.
 - (d) Sjekk anleggstype og nærhet til reservemating.
 - (e) Vurder fordeling av kabelstrekninger, antall kabler disse består av og lengden på disse.

Forklaring til markerte punkter i flytskjema:

(*)

Elementene i prioriteringslisten sammenlignes for å komme frem til foretrukket seksjoneringspunkt. Dette gjøres hovedsakelig for avgreiningspunkt og nettstasjoner nær halvering av *Aggregert KILE*. Hvis størrelse på gjenopprettet last er jevn, vurderes andre nevnte faktorer som anleggstype og fordeling av kabler langs strekningene. Eksempler er gitt i Kapittel 7.2. Foretrukne nettstasjoner på avgreiningspunkt eller halvering av *Aggregert KILE* er i de fleste tilfeller nærliggende, og sammenfaller ofte. For nærliggende nettstasjoner kan det være like formålstjenlig å velge halveringspunkt fremfor avgreining. Dette fordi det nødvendigvis ikke er en fordel at seksjonering på avgreining deler en radial i tre strekninger ettersom montør må utføre flere isolasjonsmålinger. Utetid blir dermed lengre, og hvis dette forekommer tidlig i seksjoneringsforløpet kan det føre til store forskjeller i avbruddskostnad mellom de to tilfellene.

(**)

Isolasjonsmåling foretas alltid nedstrøms med åpen bryter oppstrøms. Bryter mot feilretning blir stående åpen når montør forlater nettstasjon. På avgreiningspunkt måles isolasjon langs strekning med størst last først. Det vil si at det alltid foretas to isolasjonsmålinger hvis feilen ligger oppstrøms for avgreiningspunkt eller nedstrøms langs avgreining med minst last.

(***)

Å la isolasjonsmålingsutstyr stå imens andre montør kjører og åpner brytere på nedstrøms samleskinner er hensiktsmessig utover i seksjoneringsforløpet, men ikke i løpet av de første seksjoneringspunktene fordi en stor del av radialens last fortsatt ligger uten forsyning. Over 80 % av radialens last skal være gjeninnkoblet for at dette skal bli gjort. Punktet utvides til å gjelde alle situasjoner der mindre enn fem nettstasjoner gjenstår i systemtabell og disse utgjør mindre enn 20 % av total last. Nettstasjon lengst oppstrøms velges da som seksjoneringspunkt, og arbeidsprosess til montør blir som forklart over. Handlingen utføres typisk ved tredje eller fjerde seksjoneringspunkt.

Kapittel 7

Resultater

I dette kapittelet vil seksjoneringsmetodikken med tilhørende beregning av utetid som grunnlag for KILE-kostnad, illustrert i flytskjema i Figur 6.6, gjennomgås med eksempler. Eksempelene tar utgangspunkt i Radial 1, 2 og 3 og baseres på systembeskrivelsen satt opp i forrige kapittel. Formålet med analysene er å vise hvordan valg av seksjoneringspunkt og forløp varierer med radialers topologi og lastfordeling, for dermed å bedømme om resultatene fra metodikken er tilfredsstillende.

Det settes ikke en fast verdi på tidene i forbindelse med arbeidsprosessen til montør i seksjoneringsforløpet. Disse betegnes med $x_{(i,j)}$, $y_{(i,j)}$ og $z_{(i,j) \rightarrow (k,l)}$, der (i,j) og (k,l) viser til aktuell samleskinne i nettstasjonstabellen. $x_{(i,j)}$ og $y_{(i,j)}$ beskriver henholdsvis tid for utrykning og isolasjonsmåling til og på $\text{Ssk}(i,j)$, mens $z_{(i,j) \rightarrow (k,l)}$ beskriver kjøretid fra $\text{Ssk}(i,j)$ til $\text{Ssk}(k,l)$. Tidens varighet vurderes kvalitativt mot slutten av kapittelet, med særlig vekt på deres effekt i begynnelsen av seksjoneringsforløpet og hvordan de påvirkes av antall montører som er med på feilrettingen.

7.1 Generell fremgangsmåte - Feil på Radial 1

For å illustrere fremgangsmåten ved seksjonering og hvordan utetider for nettstasjoner lages, defineres det to uavhengige enkeltfeil på kabelstrekninger i Radial 1. De topologiske forholdene i radialen er enkle ettersom den bare består av serielle koblinger. Første feil er på kabelstrekning B, mens neste er på kabelstrekning G. Halvering av *Aggregert KILE* markeres med **grønt**.

Lengden på alle kabelstrekninger og antall kabler disse består av er vist i Vedlegg G.2. Prosentandel av total på hver strekning anses som jevnt fordelt, bortsett fra på kabelstrekning I som utgjør over 30 %. Det tas likevel ikke hensyn til denne ettersom kabelstrekningen er spenningsatt mot annen radial. Dette betyr at den er ubelastet. Radialen forsyner ingen kritisk last.

I Tabell 7.1 sidestilles nettstasjons- og kabelstrekningstabell i tillegg til at verdier på estimert, aggregert og prosentvis av total KILE er inkludert. Radialen forsyner en stor enkeltlast og denne står for 51,75 % av *Aggregert KILE*. Nettstasjonen velges dermed som første seksjoneringspunkt og det antas at anlegget er luftisolert. Bryter oppstrøms på Ssk 6 åpnes og isolasjonsmåling foretas nedstrøms. Dette deler radialen i to vist med dobbelstrek mellom Ssk 5 og 6, der NS01360 kobles inn uavhengig av hvilken retning feilen ligger.

	Nst 1	Kst 1	<i>estimert KILE</i>	<i>Aggregert KILE</i>	% -vis KILE
Antall Ssk	TS	A			
1	NS01159	B	4589	175501	2,61
2	NS01192	C	6207	170912	3,54
3	NS01282	D	2908	164705	1,66
4	NS01119	E	24811	161797	14,14
5	NS01156	F	2147	136986	1,22
6	NS01360	G	90821	134839	51,75
7	NS01361	H	27505	44018	15,67
8	NS01710	I1 I2	16513	16513	9,41

Tabell 7.1: Nst 1 og Kst 1 med estimert, aggregert og prosentvis KILE

Tidene forbundet med handlingen er $x_6 + y_6$. Disse beskriver som nevnt utrykningstid og varighet av isolasjonsmåling på Ssk 6. For feil på kabelstrekning G kobles effektbryter inn etter endt isolasjonsmåling, mens det ved feil på B må kjøres til reservematingspunkt og gjenopprette forsyning manuelt til friskmeldt del av radialen. Denne velges som nettstasjon på enden av kabelstrekning spenningsatt ut fra Ssk 8 med minst kjøretid. Utetid for feil på kabelstrekningene i forbindelse med første seksjoneringspunkt er vist i Tabel 7.2. Tidene plasseres på samtlige nettstasjoner.

Feil på kabelstrekning	Utetid
B	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8}$
G	$x_6 + y_6$

Tabell 7.2: Utetid i forbindelse med 1. seksjoneringspunkt

Nye systemtabeller blir:

	Nst 1	Kst 1	<i>estimert KILE</i>	<i>Aggregert KILE</i>	% -vis KILE
Antall Ssk	TS	A			
1	NS01159	B	4589	40662	11,29
2	NS01192	C	6207	36073	15,26
3	NS01282	D	2908	29866	7,15
4	NS01119	E	24811	26958	61,02
5	NS01156	F	2147	2147	5,28

Tabell 7.3: Ny systemtabell ved feil på kabelstrekning B

	Nst 1	Kst 1	<i>estimert KILE</i>	<i>Aggregert KILE</i>	% -vis KILE
Antall Ssk					
6		G			
7	NS01361	H	27505	44018	62,49
8	NS01710	I1 I2	16513	16513	37,51

Tabell 7.4: Ny systemtabell ved feil på kabelstrekning G

Forløpene analyseres videre separat. For feil på G gjenstår bare to nettstasjoner og fire kabelstrekninger i tabellene. Neste seksjoneringspunkt blir nettstasjon med størst last ettersom halvering av *Aggregert KILE* ikke gir noe mening når to nettstasjoner gjenstår. Største last befinner seg på Ssk 7. Dette er første samleskinne nedstrøms for forrige seksjoneringspunkt, men isolasjonsmålingsutstyret vil ikke bli stående fordi det må kobles fra hvis forsyning skal gjenopprettes til friskmeldt nett. Cirka 75 % av total last kobles inn med handlingen, så denne er ikke hensiktsmessig å utsette. Montører kjører til Ssk 7 og foretar isolasjonsmåling her vist i Tabell 7.4. Feilrammet kabelstrekning lokaliseres og denne kan isoleres uten å forhindre at gjenværende nettstasjoner får tilbake forsyning. Forsyning gjenopprettes fra spenningsatt kabel ut fra Ssk 8. Tabell 7.5 viser resulterende utetid for alle nettstasjoner ved feil på kabelstrekning G.

	Nst 1	Utetid
Antall Ssk	TS	
1	NS01159	$x_6 + y_6$
2	NS01192	$x_6 + y_6$
3	NS01282	$x_6 + y_6$
4	NS01119	$x_6 + y_6$
5	NS01156	$x_6 + y_6$
6	NS01360	$x_6 + y_6$
7	NS01361	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow 7} + y_7 + z_{7 \rightarrow RM8}$
8	NS01710	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow 7} + y_7 + z_{7 \rightarrow RM8}$

Tabell 7.5: Radial 1 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning G

For feil på kabelstrekning B velges Ssk **4** som andre seksjoneringspunkt. Denne er nærmest halvering av *Aggregert KILE*, har 61 % av uteliggende last og reservemating er tilgjengelig direkte på samleskinnen. Nett nedstrøms friskmeldes. Systemet er vist i Tabell 7.3. Tider forbundet med handlingen er $z_{RM8 \rightarrow 4} + y_4$. Ny systemtabell genereres og neste seksjoneringspunkt blir på Ssk **1**. Ssk **2** burde egentlig blitt valgt som seksjoneringspunkt med tanke på halvering av *Aggregert KILE*, men det er bare en liten del av opprinnelig last (7,8 %) som fortsatt er uteliggende. Ved å koble til isolasjonsmålingsutstyr på Ssk **1** kan resterende kabelstrekninger undersøkes uten å flytte på dette. Første montør blir værende på Ssk **1** med isolasjonsmålingsutstyret, mens andre montører kjører til nedstrøms samleskinne og åpner oppstrøms bryter. (***) fra flytskjema i Figur 6.6 gjelder. Feil lokaliseres på kabelstrekning B. Forsyning til Ssk **1** gjenopprettes fra transformatorstasjon gjennom å lukke effektbryter. Andre montør kjører til Ssk **4** og kobler inn forsyning til Ssk **2** og **3** derfra. Tabell 7.6 viser resulterende utetid for alle nettstasjoner ved feil på kabelstrekning B.

	Nst 1	Utetid
Antall Ssk	TS	
1	NS01159	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8} + z_{RM8 \rightarrow 4} + y_4 + z_{4 \rightarrow 1} + y_1 + z_{1 \rightarrow 2}$
2	NS01192	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8} + z_{RM8 \rightarrow 4} + y_4 + z_{4 \rightarrow 1} + y_1 + z_{1 \rightarrow 2} + z_{2 \rightarrow 4}$
3	NS01282	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8} + z_{RM8 \rightarrow 4} + y_4 + z_{4 \rightarrow 1} + y_1 + z_{1 \rightarrow 2} + z_{2 \rightarrow 4}$
4	NS01119	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8} + z_{RM8 \rightarrow 4} + y_4$
5	NS01156	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8} + z_{RM8 \rightarrow 4} + y_4$
6	NS01360	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8}$
7	NS01361	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8}$
8	NS01710	$x_6 + y_6 + z_{6 \rightarrow RM8}$

Tabell 7.6: Radial 1 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning B

7.2 Vurdering av seksjoneringspunkt

I forrige delkapittel ble halvering av *Aggregert KILE* og stor enkeltlast vurdert mot hverandre for å bestemme seksjoneringspunkt, og resultatoppsett ble presentert. Ved feil i Radial 2 og 3 må også avgreininger inngå i vurderingen. Denne tar utgangspunkt i den utvidede prioriteringslisten fra Kapittel 6.3 og minste last som uansett kobles inn markeres med **rødt**. Dette settes opp på følgende måte for Radial 2:

Avgreiningpunkt	Last [NOK]	Antall KS langs denne	Lengde [m]	Gjeninnkoblet last ved feil langs denne	i %
Ssk(3,1)	4871				
Oppstrøms	20578	3	709	63478	80,16
Lsk	56121	10	3220	27935	35,28
Avgreining	12228	3	800	71828	90,71
Ssk(4,1)	4387				
Oppstrøms	32322	7	1842	51250	64,72
Lsk	49189	8	2527	34383	43,42
Avgreining	6448	1	360	77124	97,40
Ssk(5,1)	2133				
Oppstrøms	36516	9	2511	44802	56,58
Lsk	41489	4	1342	39829	50,30
Avgreining	5446	3	876	75872	95,82
Halvering av <i>Aggregert KILE</i>	Last [NOK]	Antall KS langs denne	Lengde [m]	Gjeninnkoblet last	i %
Ssk(6,1)	1699				
Oppstrøms	41528	13	3601	39356	49,70
Nedstrøms	39356	3	1128	41528	52,44

Tabell 7.7: Radial 2 - Avgreiningpunkt og halvering av *Aggregert KILE*

I Radial 2 er det et avgreiningpunkt, Ssk(5,1), som ved seksjonering får koblet inn over 50 % av last uavhengig av hvilken av de tre delene feilen ligger i. I forhold til andre avgreininger deler også punktet opp radialen i likest mulig deler med tanke på lengde. Det antas at anlegget i nettstasjonen er luftisolert. Halvering av *Aggregert KILE* forekommer på Ssk(6,1) som er neste samleskinne nedstrøms langs lengste serielle koblingsvei for punktet. Her kan cirka 50 % av last kobles inn. Største last, vist i Vedlegg F.2, utgjør over 45 %, men er mindre enn kroneverdien spesifisert for å prioritere enkeltlast. Siden nettstasjonen er i første radialende på Ssk(8,1), forskyver den halveringspunktet nedover langs lengste serielle koblingsvei. Merk at alle vurderte punkt befinner langs denne. For de to sistnevnte ligger en betydelig lengdeandel av kabelstrekning oppstrøms for punktet. Ssk(5,1) velges derfor som første seksjoneringspunkt på Radial 2. Dette selv om det må utføres flere isolasjonsmålinger enn på nedstrøms punkt med mindre feilretning bestemmes etter første måling.

Vurdering av seksjoneringspunkt settes opp på lignende måte for Radial 3:

Avgreiningpunkt	Last [NOK]	Antall KS langs denne	Lengde [m]	Gjeninnkoblet last ved feil langs denne	i %
Ssk(3,1)	1229				
Oppstrøms	5029	3	2560	79273	95,43
Lsk	41522	12	3514	42780	51,50
Avgreining	38980	5	1447	45322	54,56
Ssk(5,1)	1714				
Oppstrøms	46569	10	4492	38218	46,01
Lsk	38124	9	2355	46663	56,17
Avgreining	1808	1	674	82979	99,89
Ssk(6,1)	8907				
Oppstrøms	55570	12	5657	36410	43,83
Lsk	34859	7	1653	57121	68,76
Avgreining	10458	1	211	81522	98,13
Halvering av Aggregert KILE	Last [NOK]	Antall KS langs denne	Lengde [m]	Gjeninnkoblet last	i %
Ssk(4,1)	2075				
Oppstrøms	44855	10	4213	40293	48,50
Nedstrøms	40293	10	3308	44855	53,99

Tabell 7.8: Radial 3 - Avgreingspunkt og halvering av Aggregert KILE

I Radial 3 er Ssk(3,1) det foretrukne seksjoneringspunktet for gjeninnkobling av størst last og oppdeling av utstrekning, men det antas at anlegget i nettstasjonen er kompakt. Isolasjonsmåling tar dermed lengre tid, og en stor kostnad påløper i forbindelse med dette ettersom hele radialen ligger ute. Av resterende punkt anses Ssk(4,1) som mest fordelaktig fordi halvering av Aggregert KILE forekommer her i tillegg til at oppstrøms og nedstrøms kabelstrekning deles i likest lengder. Det går ingen avgreininger fra denne samleskinen. Største last i radialen er på Ssk(5,4) med cirka 24 % og befinner seg langs tredje avgreining.

7.3 Seksjoneringsforløp - Feil på Radial 2

I Radial 2 defineres det feil på kabelstrekning A, og deretter på kabelstrekning D4 og H1. Fremgangsmåten vil være den samme som i 7.1, men topologien er annerledes ettersom radialen inneholder flere avgreininger. I Vedlegg G.2 ligger oversikt over alle kabelstrekninger. Lengden på disse er jevnt fordelt, så ingen strekninger vil prioriteres basert på dette.

Første seksjoneringspunkt, begrunnet i 7.2, er på Ssk(5,1):

Antall Ssk	Nst 2				Kst 2			
	TS				A			
1	NS00992				B			
2	NS00975				C			
3	NS00726				D1			D4
4	NS01768			NS00805	E1		E3	E4
5	NS00614		<u>NS1771</u>	NS00346	F1	F2		F4
6	NS00848	NS01190			G1	G2		
7	NS01503	<u>NS01470</u>			H1	<u>H2</u>		
8	NS01348				I			

Tabell 7.9: Radial 2 - Seksjonering på Ssk(5,1)

7.3.1 Feil på kabelstrekning A

Ved feil på kabelstrekning A kjøres det til Ssk(6,2) for å koble inn reservemating etter at isolasjonsmåling er utført fordi feilretning er oppstrøms. Utetiden forbundet med første seksjoneringspunkt er $x_{(5,1)} + 2 \times y_{(5,1)} + z_{(5,1) \rightarrow (6,2)}$. 56,58 % av last kobles inn etter dette.

Nye systemtabeller genereres i Tabell 7.10, og valgt seksjoneringspunkt begrunnes nedenfor med utgangspunkt i Tabell 7.11:

Antall Ssk	Nst				Kst 2			
	TS				A			
1	NS00992				B			
2	NS00975				C			
3	NS00726				D1			D4
4	NS01768			NS00805	E1		E3	E4
5			<u>NS1771</u>	NS00346				F4
	<i>estimert KILE</i>				<i>Aggregert KILE</i>			
1	11930				34383			
2	3777				22453			
3	4871				18676			
4	4387			4251	6448			7357
5		2061		3106		2061		3106

Tabell 7.10: Feil på kabelstrekning A - systemtabeller etter 1. seksjonering

Avgreiningpunkt	Last [NOK]	Antall KS langs denne	Lengde [m]	Gjeninnkoblet last ved feil langs denne	i %
Ssk(3,1)	4871				
Oppstrøms	20578	3	709	63478	54,32
Lsk	11319	3	1002	27935	81,25
Avgreining	12228	3	800	27026	78,60

Tabell 7.11: Feil på kabelstrekning A - avgreiningpunkt etter 1. seksjonering

I avgreiningpunktet på Ssk(3,1) kobles over 54 % av gjenværende last inn ved seksjonering og punktet deler radialen i cirka tre like lange strekninger. Nettstasjonen sammenfaller også med halvering av *Aggregert KILE*. Den velges derfor som neste seksjoneringspunkt. Feil ligger i oppstrøms retning, så effektbryter kan ikke brukes. Tiden forbundet med andre seksjoneringspunkt er $z_{(6,2) \rightarrow (3,1)} + 2 \times y_{(3,1)} + z_{(3,1) \rightarrow RM(5,4)}$. Det antas at nærmeste reservemating er på spenningsatt kabel ut fra Ssk(5,4), og forsyning kobles inn derfra til 23,58 % av last.

I ny systemtabell gjenstår to nettsjoner og den med størst last velges som seksjoneringspunkt:

	Nst 2	Kst 2	<i>estimert KILE</i>	<i>Aggregert KILE</i>
Antall Ssk	TS	A		
1	NS00992	B	11930	15707
2	NS00975	C	3777	3777

Tabell 7.12: Feil på kabelstrekning A - systemtabell etter 2. seksjonering

Isolasjonsmåling utføres og feil på kabelstrekning A er lokalisert. Forsyning gjenoprettes fra Ssk(3,1) til 19,84 % av last. Tiden forbundet med tredje seksjoneringspunkt er $z_{RM(5,4) \rightarrow (1,1)} + y_{(1,1)} + z_{(1,1) \rightarrow (3,1)}$. Nedenfor er alle tidene i feilrettingsforløpet listet opp etter seksjoneringspunkt og resulterende utetid for alle nettstasjoner vises i Tabell 7.13.

$$1. x_{(5,1)} + 2 \times y_{(5,1)} + z_{(5,1) \rightarrow (6,2)} \quad (56,58 \%)$$

$$2. z_{(6,2) \rightarrow (3,1)} + 2 \times y_{(3,1)} + z_{(3,1) \rightarrow RM(5,4)} \quad (23,58 \%)$$

$$3. z_{RM(5,4) \rightarrow (1,1)} + y_{(1,1)} + z_{(1,1) \rightarrow (3,1)} \quad (19,84 \%)$$

Antall Ssk	Nst 2			
	TS			
1	1. + 2. + 3.			
2	1. + 2. + 3.			
3	1. + 2.			
4	1. + 2.			1. + 2.
5	1.		1. + 2.	1. + 2.
6	1.	1.		
7	1.	1.		
8	1.			

Tabell 7.13: Radial 2 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning A

7.3.2 Feil på kabelstrekning D4 og H1

Feil på kabelstrekning D4 og H1 lokaliseres ved samme fremgangsmåte. Tidene i forløpene er listet opp under med lik notasjon som ved feilrettingsforløpet over. Resulterende utetid plasseres i nettstasjonstabellen. Prosent gjeninnkoblet last av total i forbindelse med hvert seksjoneringspunkt er satt i parentes.

Seksjoneringsforløp ved feil på kabelstrekning D4:

1. $x_{(5,1)} + 2 \times y_{(5,1)} + z_{(5,1) \rightarrow (6,2)}$ (56,58 %)
2. $z_{(6,2) \rightarrow (3,1)} + y_{(3,1)}$ (34,13 %)
3. $z_{(3,1) \rightarrow (4,4)} + y_{(4,4)} + z_{(4,4) \rightarrow RM(5,4)}$ (9,29 %)

Antall Ssk	Nst 2			
	TS			
1	1. + 2.			
2	1. + 2.			
3	1. + 2.			
4	1. + 2.			1. + 2. + 3.
5	1.		1. + 2.	1. + 2. + 3.
6	1.	1.		
7	1.	1.		
8	1.			

Tabell 7.14: Radial 2 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning D4

Seksjoneringsforløp ved feil på kabelstrekning H1:

1. $x_{(5,1)} + y_{(5,1)}$ (50,3 %)
2. $z_{(5,1) \rightarrow (8,1)} + y_{(8,1)} + z_{(8,1) \rightarrow RM(8,1)}$ (45,26 %)
3. $z_{RM(8,1) \rightarrow (6,1)} + y_{(6,1)} + z_{(6,1) \rightarrow (7,1)} + z_{(7,1) \rightarrow (5,1)}$ (4,44 %)

Antall Ssk	Nst 2			
	TS			
1	1.			
2	1.			
3	1.			
4	1.			1.
5	1.		1.	1.
6	1. + 2. + 3.	1.		
7	1. + 2. + 3.	1.		
8	1. + 2.			

Tabell 7.15: Radial 2 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning H1

7.4 Seksjoneringsforløp - Feil på Radial 3

I Radial 3 defineres det også feil på kabelstrekning A, og deretter på kabelstrekning D4 og H1. Radialens topologi ligner på Radial 2, men den har høyere antall serielle koblinger. I Vedlegg G.2 er alle kabelstrekninger presentert. Sonekabel i radialen utgjør 26,82 % av samlet utstrekning, men den består av hele syv kabler. For å illustrere hvordan seksjoneringsforløpet endres velges sonekiosk som første seksjoneringspunkt på bakgrunn av dette. Foretrukket samleskinne i Tabell 7.8 oppsøkes dermed etter at montører har vært innom denne. Last som forsynes fra sonekiosk står bare for 1,64 % av total. Hvis sonekabel ikke er årsak til feil, er feilretning nedstrøms. Alle brytere forblir derfor lukket for å utnytte fordelene med fjernstyring av effektbryter senere i forløpet.

7.4.1 Feil på kabelstrekning A

Feilrammet kabelstrekning lokaliseres naturligvis ved første seksjonering ettersom det er denne som er hensyntatt ved å prioriteres før andre forhold. Alle nettstasjoner har samme utetid, og kabelstrekningen får dermed minst feilkonsekvens. Reservemating kobles inn fra åpen bryter på Ssk(8,4). Det er antatt at kjøretid til denne er den minste av alternativene.

1. $x_{(1,1)} + y_{(1,1)} + z_{(1,1) \rightarrow (8,4)}$ (100 %)

7.4.2 Feil på kabelstrekning D4 og H1

Samme fremgangsmåte følges ved feil på kabelstrekning D4 og H1. At montører foretar isolasjonsmåling i sonekiosk først fører til et lengre seksjoneringsforløp. Foretrukket nettstasjon ved første seksjonering, representert med $Ssk(4,1)$ begrunnet i Tabell 7.8, blir dermed nedprioritert til andre seksjoneringspunkt. Denne er som nevnt ikke på en avgreining.

Seksjoneringsforløp ved feil på kabelstrekning D4:

1. $x_{(1,1)} + y_{(1,1)}$ (0 %)
2. $z_{(1,1) \rightarrow (4,1)} + y_{(4,1)} + z_{(4,1) \rightarrow RM(12,1)}$ (48,5 %)
3. $z_{RM(12,1) \rightarrow (5,4)} + y_{(5,4)} + z_{(5,4) \rightarrow (6,4)}$ (30,7 %)
4. $z_{(6,4) \rightarrow (4,4)} + y_{(4,4)} + z_{(4,4) \rightarrow (5,4)}$ (14,74 %)
5. $z_{(5,4) \rightarrow (2,1)} + y_{(2,1)} + z_{(2,1) \rightarrow (3,1)}$ (6,06 %)

Antall Ssk	Nst 3			
	TS			
1	1. + 2. + 3. + 4. + 5.			
2	1. + 2. + 3. + 4. + 5.			
3	1. + 2. + 3. + 4. + 5.			
4	1. + 2.			1. + 2. + 3. + 4.
5	1. + 2.			1. + 2. + 3.
6	1. + 2.		1. + 2.	1. + 2. + 3.
7	1. + 2.	1. + 2.		1. + 2. + 3.
8	1. + 2.			1. + 2. + 3.
9	1. + 2.			
10	1. + 2.			
11	1. + 2.			
12	1. + 2.			

Tabell 7.16: Radial 3 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning D4

Seksjoneringsforløp ved feil på kabelstrekning H1:

1. $x_{(1,1)} + y_{(1,1)}$ (0 %)
2. $z_{(1,1) \rightarrow (4,1)} + y_{(4,1)}$ (53,99 %)
3. $z_{(4,1) \rightarrow (9,1)} + y_{(9,1)} + z_{(9,1) \rightarrow RM(12,1)}$ (27,67 %)
4. $z_{RM(12,1) \rightarrow (6,1)} + y_{(6,1)} + z_{(6,1) \rightarrow (4,1)}$ (14,77 %)
5. $z_{(4,1) \rightarrow (7,1)} + y_{(7,1)} + z_{(7,1) \rightarrow (8,1)}$ (0 %)

6. $z_{(8,1) \rightarrow (9,1)}$ (2,22 %)
7. $z_{(9,1) \rightarrow (6,1)}$ (1,35 %)

Antall Ssk	Nst 3			
	TS			
1	1. + 2.			
2	1. + 2.			
3	1. + 2.			
4	1. + 2.			1. + 2.
5	1. + 2. + 3. + 4.			1. + 2.
6	1. + 2. + 3. + 4.		1. + 2. + 3. + 4.	1. + 2.
7	1. + ... + 6. + 7.	1. + 2. + 3. + 4.		1. + 2.
8	1. + ... + 6.			1. + 2.
9	1. + 2. + 3.			
10	1. + 2. + 3.			
11	1. + 2. + 3.			
12	1. + 2. + 3.			

Tabell 7.17: Radial 3 - Nettstasjoners utetid ved feil på kabelstrekning H1

7.5 Vurdering av seksjoneringsforløp

Fordeling av utetid på kabelstrekninger avhenger av deres plassering i forhold til avgreiningspunkt, store enkeltlaste og nettstasjoner i nærheten av halvering av *Aggregert KILE* det anses fordelaktig å seksjonere på. Seksjoneringsmetodikken med utgangspunkt i flytskjema i Figur 6.6 gir akseptable resultater. Den finner de mest fornuftige punktene med tanke på gjenoppretting av størst andel opprinnelig forsyning for hver seksjonering. I de analyserte feilrettingsforløpene er dette markert i prosent etter hvert seksjoneringsspunkt. De generelle tidene i arbeidsprosessen, og tidene forbundet med de siste seksjoneringsspunktene må imidlertid undersøkes nærmere.

Seksjonering på radialender eller sonekiosk medfører lengre utetid ettersom det øker antall nødvendige seksjoneringsforløp for å isolere feilrammet kabelstrekning når denne ligger midt i en radial. Dette er ikke negativt så lenge halvparten av uteliggende last kobles inn for hver seksjonering, men ved prioritering av små enkeltlaste og/eller sonekabel er ikke dette tilfellet. Prioritering av sonekabel ved liten last på sonekiosk fører i Radial 3 til større økonomisk feilkonsekvens for alle andre kabelstrekninger. I Radial 1 er det tydelig at stor enkeltlaste drar halvering av *Aggregert KILE* mot seg. Ettersom nettstasjonen med denne ligger nær en radialende får kabelstrekninger nedstrøms minst utetid. Motsatt tilfelle gjelder hvis stor enkeltlaste ligger nær sonekiosk.

På avgreininger kan antall isolasjonsmålinger medføre lengre utetid, men seksjonering

anses som fordelaktig med tanke på oppdeling av radialstrekning. Sannsynlighet for hvor feil ligger inkluderes dermed til en viss grad, i tillegg elementene i prioriteringslisten. Etersom isolasjonsmåling på avgreiningspunkt alltid utføres først langs strekning med størst last, finnes feilretning etter én måling hvis feilen ligger langs denne. For feil oppstrøms og langs avgreining med minst last må det uansett utføres to isolasjonsmålinger. Utetiden blir dermed lengre hvis feilrammet kabelstrekning ligger langs disse. Kabelstrekninger langs strekning med minst last vil også få minst KILE-kostnad.

Seksjonering på nettstasjon med reservemating tilgjengelig på sameskinne forekommer kun i Radial 1. I Radial 2 og 3 ligger nettstasjoner med dette utenfor lengste serielle koblingsvei og sammenfaller aldri med halvering av Aggregert KILE i seksjoneringsforløpene. På 3. seksjoneringspunkt ved feil på kabelstrekning D4 i Radial 3 har neste nettstasjon nedstrøms reservemating tilgjengelig, men lasten er bare 7,62 % av last tilkoblet valgt sameskinne. I de fleste radialer tar det ikke lang tid å kjøre til reservemating hvis denne er tilgjengelig på nærmeste nettstasjon. Det er derfor ofte ikke fordelaktig å flytte valgt seksjoneringspunkt med hensyn på dette.

(***) påvirker valg av siste seksjoneringspunkt for feil på kabelstrekning H1 i Radial 2, og på både D4 og H1 i Radial 3. Metoden er en rask måte å lokalisere feilrammet kabelstrekning samtidig som siste uteliggende nettstasjoner kobles inn. Gjeninnkoblet last i forbindelse med handlingen er imidlertid liten ettersom den utføres mot slutten av seksjoneringsforløpet. Kabelstrekninger som fortsatt er uteliggende i denne delen av forløpet får dermed tilnærmet lik KILE-kostnad.

7.5.1 Antall montører

Hvis ekstra montør med bil er tilgjengelig, kan noen av tidene i seksjoneringsforløpet neglisjeres. Ekstra montør koordinerer da handlingene sine tett med montører ansvarlige for isolasjonsmåling på valgte seksjoneringspunkt. Tiden som neglisjeres er forbundet med tredje handling i arbeidsprosessen for hvert seksjoneringspunkt fordi ekstra montør plasserer seg strategisk i nettstasjoner med reservemating nedstrøms for dette. Montør plasserer seg enten langs lengste serielle koblingsvei eller i nærheten av stor enkeltlast.

Så lenge effektbryter ikke lukkes fra driftssentral, har montør mulighet til å koble inn alle uteliggende nettstasjoner i friskmeldt nett hvis reservemating er tilgjengelig. Fra og med andre seksjoneringspunkt er det ikke sikkert dette er gjeldende. Det må da vurderes om ekstra montør skal plassere seg oppstrøms eller nedstrøms for punktet. Avgjørelsen baseres på kjøretid andre montør har til nærmeste reservemating og hvilken retning denne ligger. Hvis avstanden er liten, kan også kjøretid til reservemating neglisjeres for dette seksjoneringspunktet.

I Radial 3 ble ingen last koblet inn etter første seksjonering utenom ved feil på sonekabel ettersom denne var hensyntatt. Ekstra montør kan i slike tilfeller kjøre til opprinnelig foretrukket seksjoneringspunkt og åpne bryter her etter at første isolasjonsmåling er foretatt. Feilsøkeområdet blir dermed halvert etter uteliggende last og KILE-kostnad kan reduseres betraktelig. Kjøretid til reservemating hvis feilen ligger nedstrøms må inkluderes i slike

tilfeller.

7.6 Avbruddsrapporteringsmodulen: Beregning av KILE-kostnad

Arbeidsprosess for seksjoneringsforløp i eksemplene tidligere i kapittelet kan simuleres i Avbruddsrapporteringsmodulen i NetBas ved å foreta samme koblinger manuelt. Resultatet er KILE-kostnad for avbruddet, både totalt og for hver spesifikke nettstasjon og kundegruppe. Informasjon om nettstasjoner og kundegrupperes størrelse på avbrutt effekt og energi blir også presentert.

Arbeidsprosess for feil på kabelstrekning A i Radial 2 blir gjennomgått. Området radialen ligger i ble studert, og kjøretider mellom samtlige nettstasjoner varierte fra 1 - 6 minutter. Utrykningstid fra montørs tilholdssted var på cirka 15 minutter, men for å undersøke innvirkning av denne på KILE-kostnad ble forskjellig utrykningstid brukt i to eksempler. Tidene er listet under:

- Eksempel 1: $x_{(5,1)} = 30$ min
- Eksempel 2: $x_{(5,1)} = 60$ min
- $y_{(i,j)} = 10$ min
- $z_{(i,j) \rightarrow (k,l)} = 10$ min

Alle anlegg er luftisolerte og tid for isolasjonsmåling fastsettes til 10 minutter. Det samme gjelder kjøretid mellom seksjonerings- og reservematingspunkt. Denne var i utgangspunktet mindre, men tiden oppjusteres fordi 10 minutter skal gjelde for kjøring mellom alle nettstasjoner i tillegg til å inkludere adgang og utgang fra disse.

Avbruddet fant sted mandag 2. mai kl 12.00. Det var ikke varslet og en temperatur på 8,5 °C ble brukt. Resulterende utetid og KILE-kostnad for de to eksemplene er vist nedenfor i Tabell 7.18 og 7.19. Disse er basert på seksjoneringsforløpet i Tabell 7.13.

Et avbrudd på 2 timer og 10 minutter forårsaket av feil på kabelstrekning A resulterte i KILE-kostnad på 102 300 NOK med utledet seksjoneringsmetode. 30 minutter lengre utrykningstid ga resultat på 126 492 NOK. Utrykningstid er, som diskutert tidligere og nå påvist, i stor grad utslagsgivende for KILE-kostnad. Denne må derfor fastsettes så nøyaktig som mulig for å gjengi faktiske forhold på best mulig måte.

I eksempel 1 tilsvarer KILE-kostnaden for nettstasjoner med en times utetid cirka verdien på *estimert KILE*. Etter at en time har passert minker imidlertid stigningen på kostnadsfunksjonene. KILE-kostnaden øker derfor ikke med 50 % i eksempel 2 selv om utetiden øker med 30 minutter på disse nettstasjonene.

Antall Ssk	Utetid [min]				KILE-kostnad [NOK]			
	TS				TS			
1	130				19 726			
2	130				8059			
3	100				8476			
4	100			100	5987			6196
5	60		100	100	2390		4118	4875
6	60	60			1720	2342		
7	60	60			2884	1649		
8	60				33 878			
Totalt	130 min = 2 timer og 10 min				102 300 NOK			

Tabell 7.18: Eks 1: Radial 2 - Utetid og KILE-kostnad ved feil på kabelstrekning A

Antall Ssk	Utetid [min]				KILE-kostnad [NOK]			
	TS				TS			
1	160				22 767			
2	160				9763			
3	130				10 205			
4	130			130	7153			7723
5	90		130	130	3079		5155	6219
6	90	90			2493	3316		
7	90	90			3925	2378		
8	90				42 316			
Totalt	160 min = 2 timer og 40 min				126 492 NOK			

Tabell 7.19: Eks 2: Radial 2 - Utetid og KILE-kostnad ved feil på kabelstrekning A

7.7 Levsik: Brukergrensesnitt

Levsik ble undersøkt for å bestemme i hvilken grad det er mulig å gjenskape seksjoneringsforløp fra metodikken, og for å vurdere andre relevante elementer i programmet. Levsik beregner som nevnt pålitelighetsindekser basert på data fra tidligere FASIT-rapporter. Hver komponenttype har feilfrekvens gitt av disse. For å undersøke avbruddskostnad forbundet med en spesifikk komponent ble feilfrekvensen på denne satt til én, og omfanget av analysen redusert til å kun omhandle denne.

Dette ble også gjort på kabel tilsvarende kabelstrekning A i Radial 2. Seksjoneringsmetodikken implementert i programmet er imidlertid uklar. Denne skal være basert på halvering av antall nettstasjoner for de første seksjoneringspunktene, og deretter gå sekvensielt gjennom gjenværende nettstasjoner. Seksjoneringstid kan beregnes av programmet eller legges inn manuelt. Figur 7.1 viser vindu der dette er mulig å justere.

<input checked="" type="checkbox"/> Beregning av seksjoneringsstid	
<input checked="" type="checkbox"/> Visuell godkjenning av stasjoner	
Driftsvaktens avlesing av kortslutningsindikatorer	2.0 min
Driftsvaktens sikringssøketid	7.0 min
Oppstartstid ved feilsøking	38. min
Kjøring mellom nett/koblingsstasjoner	Grunntid: 1.0 min Hastighet: 60. km/t
Adgangstid nett/koblingsstasjoner	1.0 min
Avlesing av kortslutningsindikatorer	0.5 min/indikator
Inn/utkobling i nettstasjoner (manuelt)	1.0 min/kobling
Inn/utkobling i nettstasjoner (fjernetst)	1.0 min/kobling
Inn/utkobling i hovedstasjoner	2.0 min/kobling
Verktøystid for skillesteder	20. min/kobling
Verktøystid for AUS-skillesteder	10. min/kobling

Figur 7.1: Levsik - Endring av seksjoneringsstid

Oppstartstid tilsvarer varslings- og utrykningstid. De resterende er en blanding av de to andre definerte tidene i arbeidsprosessen. Levsik beregnet en avbruddstid på 1 time og 30 minutter. Denne ble deretter justert til å tilsvare utetid for eksempel 1 i forrige delkapittel. KILE-kostnaden ble under halvparten av kostnaden beregnet i Avbruddsrapporteringsmodulen, og det fremkom ingen informasjon om seksjoneringsforløpet. En av årsakene til lavere kostnad er at kostnadsfunksjonene i programmet er basert på foreldede satser. Seksjoneringsmetodikken var imidlertid det mest relevante å undersøke, men på grunn av manglende dokumentasjon var dette vanskelig. Brukergrensesnittet er derfor kort forklart under ettersom flere av elementene kan videreføres til andre analyser med utledet seksjoneringsmetodikk.

I tillegg til å fastsette seksjoneringsstider som vist i Figur 7.1, kan reservematemuligheter defineres. Overføringskapasiteten i disse regnes som tilstrekkelig og uavhengig av driftsforhold i aktuelt nett. Reservemating på åpen bryter i nettstasjon er en alternativ forsyningsvei. I nettstasjoner der dette ikke er tilfellet, forekommer reservemating fra nødaggregat. Pris ved bruk av nødaggregat er mulig å beregne. Dette er også mulig for reparasjonskostnader, både i form av arbeidstid til montør og kostnad for å fikse feilet komponent.

Vindu for endring av feilstatistikk er vist i Vedlegg H. Her inngår omtalt reparasjonskostnad og mulighet for å definere reparasjonstid. Reparasjonstid for kabel er fastsatt til 16 timer og 41 minutter basert på nevnte FASIT-rapporter. For radialeksemplene i dette kapittelet er det kun ved feil på kabelstrekning F3 og G2 i Radial 3 reparasjonstid ville blitt inkludert. Nettstasjonene som blir uteliggende har liten last. Selv om disse blir

uteliggende lenge, vil nødaggregat mest sannsynlig vurderes som lite hensiktsmessig med tanke på avbrudds- og totale kostnader. Dette fordi reduksjonen i avbruddskostnad er liten i forhold til ekstraavgiften med å kjøre ut og drifte et aggregat.

Diskusjon

8.1 Tider i arbeidsprosess

Tidene i arbeidsprosessen til montør ved feilretting er grunnlaget for beregning av KILE-kostnad ved avbrudd. Korreksjonsfaktorene, vist i Vedlegg B, påvirker også KILE-kostnad ved at rammede kunde grupper, tidspunkt på døgnet og årstiden avbruddet inntraff blir tatt hensyn til. Dette er imidlertid informasjon som legges til i etterkant. Tidene er derimot et direkte resultat av anvendt seksjoneringsmetodikk. Korreksjonsfaktorene inngår likevel indirekte ettersom beslutningsgrunnlaget ved seksjonering er basert på *estimert KILE*.

En stor del av avbruddskostnad påløper i forbindelse med varslings- og utrykningstid, der førstnevnte er neglisjerbar. Sistnevnte kan variere mellom alt fra 10 – 50 % av total utetid. Et tidsestimert bør dermed tilpasses området aktuell radial er plassert. Det anbefales derfor ikke å fastsette tiden i arbeidsprosessen uavhengig av dette. Det bør eksempelvis brukes forskjellig utrykningstid i byområder hvor montører er tilgjengelige i umiddelbar nærhet kontra områder langt fra montørers tilholdssted. Disse kan i første omgang fastsettes likt for radiale i samme område eller være basert på tidligere utrykningstider. Et mer nøyaktig anslag kan beregnes ved bruk av koordinater og tillatt kjørehastighet. Ved å ta utgangspunkt i nøyaktig plassering eller normalt tilholdssted for vakthavende montør er det mulig å beregne forventet kjøretid til første seksjoneringspunkt i hver radial. Ettersom alle nettstasjoner inneholder informasjon om geografisk plassering anbefales dette. Et slikt estimat vil ikke bare være nyttig i denne type beregninger, men kan også brukes av driftssentral i en faktisk feilsituasjon.

Seksjoneringstid avhenger som nevnt av antall nødvendige seksjoneringspunkter og antall isolasjonsmålinger utført i disse. Denne tilsvarer resterende tid i arbeidsprosessen etter at montør har rykket ut til første seksjoneringspunkt. Tid for isolasjonsmåling ble fastsatt til 10 minutter for luftisolerte anlegg og 25 minutter for kompakte. Tidene er basert på ekspertvurderinger [33] og anses foreløpig som akseptable. Anleggstype i nettstasjoner inngår på grunnlag av dette som et element ved valg av seksjoneringspunkt der luftisol-

erte anlegg prioriteres. Hvor utslagsgivende isolasjonsmålingstid er for valg av seksjoneringspunkt og dermed resulterende KILE-kostnad må derfor undersøkes nærmere hvis et simuleringsverktøy etableres.

I eksempel radialene varierte kjøretid mellom seksjonerings- og reservematingspunkt fra 1 – 6 minutter. Disse er ikke representative for radialer i alle områder, men det antas at kjøretider mellom nettstasjoner internt i en radial ikke varierer betraktelig. Et gjennomsnittlig anslag basert på kjøretid fra nettstasjon ved første seksjoneringspunkt til sonekiosk eller radialende kan dermed brukes i analyser. Hvis flere nettstasjoner er aktuelle for reservemating, velges i utgangspunktet den med minst kjøretid. Dersom kjøretid ikke beregnes nøyaktig, er ikke dette punktet like relevant.

8.2 Innvirkning av andre konsekvenskriterier

Seksjoneringsmetodikken tar hensyn til kritiske laster ved å prioritere disse som første seksjoneringspunkt. Dette er det eneste punktet i opprinnelig prioriteringsliste som ikke utelukkende handler om avbruddskostnad. HMS for sluttbrukere rammet av avbrudd blir dermed ivaretatt. Det foretrekkes å utføre isolasjonsmåling på luftisolerte anlegg fremfor kompakte fordi det er mindre tidkrevende. Å koble til målingsutstyr i luftisolerte anlegg er ikke like trygt som i kompakte. Det forutsettes at montører alltid følger FSE, og den fastsatte tiden for isolasjonsmåling på ulike anlegg skal reflektere dette.

Det ses bort fra resulterende spenningskvalitet og belastningsgrad når uteliggende last kobles inn ved bruk av alternative forsyningsveier. Topologi i aktuelt og omliggende nett endres når dette forekommer, men det antas at normal driftskobling blir gjenopptatt etter at feil er lokalisert og reparert. Forandringer i kostnadsfunksjonene i KILE-ordningen tas hensyn til ved å bruke en ny verdi på *estimert KILE*, og denne beregnes på samme måte som tidligere. Regulatoriske endringer som bare går utover kostnadsfunksjonene påvirker ikke seksjoneringsmetodikken.

8.3 Vedlikeholdsverktøy

Resultatet fra anvendelse av metoden er KILE-kostnad for hver kabelstrekning i alle analyserte radialer. Kabelstrekninger består som oftest av flere kabler. Kabeltype og tilstand på disse varierer, men ved feil der reparasjon ikke forhindrer gjenoppbygging av forsyning til alle nettstasjoner i en radial, vil KILE-kostnaden for alle kabler i strekningen være den samme. En oversiktlig presentasjon av KILE-kostnad kan for eksempel være å gi kabelstrekninger en fargekode etter hvilket kostnadsintervall de ligger i. Kostnadsintervallene kan ha kvalitative navn som “lav” og “høy”, med en økning på mellom 20 – 50 000 NOK for hvert intervall. Avbruddskostnader for kabelstrekninger i samme eller ulike radialer kan dermed sammenlignes både kvantitativt gjennom faktisk KILE-kostnad, eller kvalitativt gjennom fargekode. I sammenligningsgrunnlaget bør også andre risiko- og tilstandsbaserte vurderinger inkluderes. Feilfrekvens for hver kabeltype og alder på hver spesifikke kabel er eksempler på dette. Målet er å forbedre beslutningsgrunnlaget når ved-

likehold skal planlegges, og bruk av tilgjengelige ressurser skal optimaliseres.

Seksjoneringsmetodikken brukt til å beregne KILE-kostnad er en forbedring av tidligere metode fordi denne tar hensyn til arbeidsprosessen ved feilretting. Selv om en radial har stor last målt i avbruddskostnad per time betyr det ikke nødvendigvis at økonomiske konsekvenser ved avbrudd i denne radialen er større enn for en radial med mindre last. Lang utryknings- og seksjoneringstid for radial med mindre last betyr at kabelstrekninger i denne får høy KILE-kostnad. Når tidene i arbeidsprosessen er tilnærmet like, vil kabelstrekninger i radial med stor last naturligvis få større KILE-kostnad. Kabelstrekninger som forsyner en nettstasjon med stor last uten mulighet for reservemating vil også få en høy KILE-kostnad. Dette er imidlertid ikke vanlig ettersom slike aspekter tas med i planleggingsfasen når nett til store kunder utbygges. Hvis dette ikke er tilfellet må nødaggregat kjøres til isolert kunde. Utgifter for nødaggregat er ikke en KILE-kostnad fordi forsyning gjenopprettes, men denne bør likevel inkluderes ettersom store kostnader er forbundet med operasjonen.

Styrken til metoden er at den forsøker å gjengi et faktisk feilrettingsforløp i et scenario der driftssentral ikke har informasjon om ytre påvirkninger. Teknisk svikt, eller indre påvirkning, er dermed årsak til gitt feil, og som vist i Vedlegg D er dette den vanligste grunnen til driftsforstyrrelser i kabelnett eid av TEN. På bakgrunn av dette velger driftssentral seksjoneringspunkt med mål om å halvere uteliggende last gitt av avbruddskostnad ved hver seksjonering, slik at total KILE-kostnad minimeres. Siden last måles i *estimert KILE* er grovseksjonering overstått allerede etter første seksjoneringspunkt.

KILE-kostnad for kabelstrekninger i en gitt radial kan også undersøkes mer spesifikt. Verdi på *estimert KILE* kan for eksempel varieres for å finne ut hvordan seksjoneringsforløpet endres i helger, på vinteren og lignende. Dette kan deretter sammenlignes med seksjoneringsforløp ved opprinnelig *estimert KILE*, der denne er basert på gjennomsnittlige lastkurver. Virkningen variasjon av tider i arbeidsprosessen har på endelig KILE-kostnad kan også vurderes. Dette er diskutert i 8.1.

8.4 Andre bruksområder

Ettersom metodens utgangspunkt er at driftssentral ikke har tilleggsinformasjon om feilrammet område, kan måten seksjoneringspunkt vurderes og velges på brukes i en faktisk feilsituasjon der ingen informasjon om ytre påvirkninger er tilgjengelig. Måten ulike seksjoneringspunkt vurderes og presenteres i Kapittel 7.2 kan for eksempel inngå i DMS. Per dags dato får driftssentral hos TEN presentert prosentvis *estimert KILE* av total på hver nettstasjon i en radial. Dette kan utvides til å vise opp- og nedstrøms KILE med piler i prosent av total. Type anlegg i nettstasjon og lengden på kabler langs hver strekning kan for eksempel også presenteres hvis ønskelig. Dette gjør det raskere å få oversikt over forholdene i en radial, og seksjoneringspunkt velges ved direkte bruk av insitamentsordningen.

Første seksjoneringspunkt metoden finner i en radial uten kritisk last er også optimal plassering for en fjernavlest kortslutningsindikator. Denne registrerer feil i nett nedstrøms

for nettstasjonen den er installert i. Driftssentral vil dermed få beskjed om feilretning umiddelbart etter at feil har inntruffet. Montør må fortsatt oppsøke aktuell nettstasjon for å gjenopprette forsyning til friskmeldt del, men isolasjonsmålingsutstyr trenger ikke kobles til. Både avbruddsvarighet og feilsøkeområdet blir redusert. KILE-kostnad blir dermed mindre i tillegg til at operatør kan fokusere på andre seksjoneringspunkt. Om installasjon av kortslutningsindikator er kostnadsbesparende må vurderes ut fra størrelse på last og uttrykningstid til radial. Hvis installasjons- og vedlikeholdskostnad i løpet av indikators levetid overstiger forventet besparelse i KILE-kostnad er den ikke hensiktsmessig.

8.5 Implementering

TEN har uttrykt et ønske om å automatisere slike økonomiske konsekvensberegninger i sin programvare. Denne bør baseres på forutsetninger, prioriteringsliste og prosessbeskrivelse fremkommet i oppgaven. Systembeskrivelsen i rapporten er satt opp for å gi en oversiktlig og intuitiv fremgangsmåte ved seksjonering, men denne egner seg ikke nødvendigvis for implementering. Representasjon av topologi i nett er derfor mer et datateknisk problem. Verdi på *estimert KILE* er data plassert på alle nettstasjoner. Prosentvis fordeling av total KILE beregnes enkelt fra denne. Metode for beregning av *Aggregert KILE* er avhengig av oppsettet i systembeskrivelsen, og denne kan følge samme prinsipp som i oppgaven. Alle elementer satt opp ved vurdering av seksjoneringspunkt i Kapittel 7.2 bør inkluderes.

Metodikken er lettest å implementere for de første seksjoneringspunktene i arbeidsprosessen når halveringsprinsippet fortsatt er gjeldende. Dette avhenger av antall nettstasjoner i radialen, lastfordeling på disse, plassering av kritiske laster og om sonekabel prioriteres. Lokalisering av feilrammet kabelstrekning kan for eksempel avsluttes når over 80 – 90 % av forsyning er gjenopprettet. Kabelstrekninger som fortsatt er uteliggende vil bli gitt samme KILE-kostnad. KILE-kostnad for flere kabelstrekninger blir dermed beregnet samtidig. Resterende seksjoneringsforløp ville gitt minimale forskjeller i avbruddskostnad ettersom bare en liten del av opprinnelig last fortsatt ligger ute. Eventuelt kan (***) fra flytskjema i Figur 6.6 følges. Fortsatt uteliggende kabelstrekninger vil fremdeles ha felles KILE-kostnad, men denne vil bli større.

Varighet på tider i arbeidsprosessen og valg av seksjoneringspunkt kan optimaliseres gjennom implementering av metoden. Valg av seksjoneringspunkt begrunnes med nærhet til halvering av *Aggregert KILE*, der effekten anleggstype har på varigheten av avbruddet og dermed resulterende KILE-kostnad også må vurderes. Det er for eksempel mulig at nettstasjon opp- eller nedstrøms for halveringspunkt burde bli valgt fordi anlegget i denne er luftisolert. Lengde på kabler i hver retning kan inngå i betraktningen og avgjøre valg av seksjoneringspunkt hvis de andre vurderingene er tilnærmet like.

To analyseverktøy i NetBas er utforsket for å finne ut hvilken støtte som er tilgjengelig for denne type beregninger. Avbruddsrapporteringsmodulen gir de nøyaktige kostnadene for et spesifisert avbrudd, men alle koblinger må foretas manuelt. Det er altså ikke implementert en seksjoneringsmetodikk i modulen. Fordelen med beregninger foretatt her er at resultatene alltid er valide ettersom dette er FASIT-programvare. Brukergrensesnittet er

oversiktlig og hendelsesforløp er enkelt å definere så lenge ikke mange koblinger skal foretas. Aktuell funksjonalitet i modulen er derfor å kalkulere KILE-kostnad ut fra allerede beregnet utetid. Som forklart i resultatoppsett i Kapittel 5.4 og vist gjennom eksempler i Kapittel 7, beregnes KILE-kostnaden for en kabelstrekning ut fra alle individuelle utetider på nettstasjoner som følge av feil på denne. Resultatfil fra simulering i Avbruddsrapporteringsmodulen inneholder alle elementer nødvendig for å vurdere økonomisk konsekvens ved avbrudd, og disse er presentert på en fornuftig måte.

I Levsik er det som nevnt allerede implementert en seksjoneringsmetodikk, men fremgangsmåten i denne er uklar. Det er derfor hovedsakelig brukergrensesnittet med mulighet for å definere tider i arbeidsprosess, plassering av reservematemuligheter og reparasjonstider for kabelkomponenter som er relevant. Seksjoneringsmetodikken fremkommet i oppgaven med tilhørende beregning av utetid og KILE-kostnad anbefales å implementeres fra bunnen av. Den bør inkludere nevnte elementer fra Levsik og beregne KILE-kostnad som i Avbruddsrapporteringsmodulen med lignende resultatfil. Hvis feilstatistikken i Levsik oppdateres, kan denne brukes sammen med KILE-kostnad beregnet for kabelkomponenter. Sannsynlighet og konsekvens blir dermed kombinert, og resultatet er en kvantifisering av KILE-risiko.

Kapittel 9

Konklusjon

KILE-kostnad for kabelstrekninger beregnes fra nettstasjoners utetid ved avbrudd med å etterligne seksjoneringsmetodikken anvendt av driftssentral. Denne fokuserer på arbeidsprosessen til montører ved en faktisk feilretting. Tider i forbindelse med handlinger nødvendig for å seksjonere nett blir lagret, og er grunnlaget for nettstasjoners utetid. Seksjoneringsmetodikken baseres på halveringsprinsippet med mål om å gjenopprette 50 % av last ved hver seksjonering. Last måles i sluttbrukeres avbruddskostnad. Denne representerer de samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd og påvirker nettselskaps inntektsramme. Avbruddskostnad regnes derfor som viktigst å redusere.

Estimert KILE er brukt som beslutningsgrunnlag ved seksjonering fordi denne måler nettstasjoners økonomiske viktighet, både enkeltstående og i forhold til hverandre. Denne summeres etter topologiske forhold til *Aggregert KILE* og viser hvor stor last som kan kobles inn ved ulike seksjoneringspunkt. Nettstasjoner på avgreiningpunkt, nær halvering av *Aggregert KILE* og med stor enkeltlast blir vurdert når seksjoneringspunkt skal velges. Anleggstype tas med i vurderingen ettersom denne kan føre til lengre utetid. Kritiske laster prioriteres foran disse. Sonekabel blir også prioritert hvis denne regnes som spesielt utsatt for feil. Prosessbeskrivelse for beregning av KILE-kostnad for kabelstrekninger er vist i Figur 6.6.

Resultatene fra anvendelse av metodikken viser at 50 % av uteliggende last kobles inn for hver seksjonering når denne baseres på halvering av *Aggregert KILE* og radial ikke forsyner kritisk last. Det går bort fra halveringsprinsippet når få uteliggende nettstasjoner gjenstår for å spare tid i forbindelse med isolasjonsmåling. Hvis stor enkeltlast er plassert midt i en radial, vil godt over 50 % av last gjenopprettes ved seksjonering på denne. Dette kan også oppnås ved seksjonering på avgreiningpunkt. Fordelen med avgreiningpunkt er at de deler en radial i tre, mens ulempen er at flere isolasjonsmålinger må utføres med mindre feilretting lokaliseres på første måling.

Feilrammet kabelstrekning lokaliseres på et akseptabelt antall seksjoneringer, og metodikken

finner hensiktsmessige seksjoneringspunkt. Beskrivelsen av seksjoneringsforløpet med tilhørende tider klarer på en god måte å etterligne montørs arbeidsprosess ved feilretting. Resulterende KILE-kostnad for kabelstrekning regnes derfor som representativ for tilfeller der driftssentral ikke har tilleggsinformasjon om feilrammet område. Dette gjelder hvis tider for utrykning, isolasjonsmåling og kjøring mellom seksjoneringspunkt fastsettes ut fra reelle forhold. Utrykningstid er særlig viktig ettersom en stor del av KILE-kostnad påløper i løpet av denne.

Metodikken har en logisk fremgangsmåte som skal være mulig å implementere. Dette gjelder særlig ved vurdering og valg av de første seksjoneringspunktene der halveringsprinsippet er gjeldende. Fremgangsmåten ved seksjonering for å lokalisere feilrammet kabelstrekning beskrives av den tredelte arbeidsprosessen til montør, og tider i denne lagres på uteliggende nettstasjoner. En stor fordel er at systembeskrivelse og beslutningsgrunnlag nødvendig for å anvende metodikken krever lite inngangsdata. Vurderte analyseverktøy i NetBas hadde begge relevante elementer, men ikke i forhold til seksjoneringsmetodikk som er det grunnleggende ved beregning av en reell KILE-kostnad.

Kapittel 10

Videre arbeid

Metoden bør utvides til også å omfatte linjenett og blandede nett. Fremgangsmåte ved feilretting er annerledes i disse, så seksjoneringsmetodikken må tilpasses dette. I linjenett er det for eksempel ulik fremgangsmåte ved jord- og kortslutningsfeil. Som nevnt forsøkes GIK etter at effektbryter utløses, og tiden operasjonen medfører kan inkluderes i utrykningstid for montør. Det er også vanlig med strategisk plassert fjernstyrt bryter midt i en radial, slik at fjernstyring ikke bare er mulig på effektbryter i transformatorstasjon. Isolasjonsmåling blir ikke utført ved feil i rene linjenett. Seksjonering baseres på prøvekobling ved at effektbryter legges inn igjen etter at deler av radial er koblet ut med åpen bryter. Hvis feilrammet komponent befinner seg i del av radial der forsyning blir forsøkt gjenopprettet, vil effektbryter utløses på nytt. Feil blir dermed lokalisert og isolert ved å foreta prøvekoblinger av manuelle brytere og deretter legge inn effektbryter. Effektbryter kan dermed utløses flere ganger ved seksjonering i linjenett. I kabelnett lokaliseres feil ved isolasjonsmåling, og det er sjelden effektbryter utløses etter at den er koblet inn igjen.

De ulike tidene i arbeidsprosessen til montør sin innvirkning på endelig KILE-kostnad kan undersøkes mer inngående hvis metoden blir implementert. Dette gjelder særlig hvis halvering av *Aggregert KILE* forekommer både på nettstasjon med og nettstasjon uten avgreining. Hvis samleskinne rett opp- eller nedstrøms for foretrukket seksjoneringspunkt har reservemating tilgjengelig, bør det undersøkes om det er hensiktsmessig å bytte til denne. Det samme gjelder innvirkning av kjøretider internt i en radial. Luftisolerte anlegg prioriteres ved seksjonering på grunn av tidsbesparelse når isolasjonsmåling utføres, men plassering i forhold til halvering av *Aggregert KILE* er det viktigste. På bakgrunn av plassering må det også undersøkes om kompakte anlegg skal prioriteres foran luftisolerte.

Bibliografi

- [1] SINTEF. *Planleggingsbok for kraftnett: Kapittel 9 Leveringspålidelighet*, 2009.
- [2] Netresources: *Risikomatrise*. http://www.netresources.no/images/Juridisk/ROS_matrise.png, note = 2016-05-05.
- [3] SINTEF. *Planleggingsbok for kraftnett - Nettutforming og nettdata*, 2003.
- [4] Referansegruppe for feil og avbrudd (2001): *Definisjoner*. <http://fasit.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/fasit.no/Definisjoner/definisjoner.pdf>. 2016-05-10.
- [5] Regjeringen, kap 5: *Eiere og organisering av kraftsektoren*. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/kilde/oed/bro/2000/0002/ddd/pdfv/110232-kap._5.pdf. 2016-05-02.
- [6] Energiloven: *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>. 2016-05-02.
- [7] E. Hope. *Kraftmarkedet - Fungerer det?*, 2006.
- [8] *Kraftmarkedet*. <http://www.fornybar.no/kraftmarkedet>. 2016-05-02.
- [9] *Energipolitikk*. <http://www.fornybar.no/energipolitikk#pol3>. 2016-05-03.
- [10] Lovdata (2004): *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. 2016-05-03.
- [11] *Inntektsrammer 1997-2001*. <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/inntektsrammer-1997-2001/>. 2016-05-03.

-
- [12] *Inntektsrammer 2002-2006*. <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/inntektsrammer-2002-2006/>. 2016-05-03.
- [13] Lovdata (2010): *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>. 2016-05-15.
- [14] J. Heggset. *FASIT – The Norwegian standard for collection, calculation and reporting of reliability data*, 2006.
- [15] D.E. Nordgård. *Risk based Distribution System Asset Management*, 2006.
- [16] K. Sand. *Risk based Distribution System Asset Management – the Norwegian experience*, 2006.
- [17] S. Kaplan. *Risk assessment and risk analysis – basic concepts and terminology*, 1991.
- [18] D.E. Nordgård. *A risk based approach to Distribution System Asset Management; Results from a survey of perceived risk exposure among distribution companies*, 2007.
- [19] Lovdata (2006): *Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2006-04-28-458>. 2016-05-05.
- [20] Snl: *Leveringskvalitet i kraftsystemet*. https://snl.no/leveringskvalitet%2Fi_kraftsystemet. 2016-05-05.
- [21] Sårbarhetsutvalget, 2004.
- [22] Sand K. Wangensteen I. Nordgård, D.E. *Risk assessment methods applied to electricity distribution system asset management*, 2009.
- [23] Sand K. Nordgård, D.E. *Multi-criteria decision support in distribution system asset management*, 2009.
- [24] Samdal K. Nordgård, D.E. *Establishing risk-based maintenance strategies for electricity distribution companies*, 2009.
- [25] Sand K. Catrinu, M.D. *Performance indicators for Distribution System Risk Management*, 2008.
- [26] Gjerde O. Nordgård, D.E. *Risk assessment as an integrated part of distribution system reinvestment analysis*, 2009.
- [27] D.E. Nordgård. *Reinvestment strategy making for distribution networks*, 2008.
- [28] M.D. Catrinu. *Methods for maintenance and reinvestment strategy making in distribution systems*, 2009.

-
- [29] TrønderEnergi Nett. *Internt dokument - Retningslinjer for prøvekobling etter driftsforstyrrelser*, 2014.
- [30] TrønderEnergi Nett. *Netbas: Data fra ff-objekt i Avbruddsrapporteringsmodul*, 2016.
- [31] E. Vaahedi. *Practical Power System Operation - Chapter 11*, 2014.
- [32] TrønderEnergi Nett. *Møte på driftssentral*, 2016.
- [33] TrønderEnergi Nett. *Samtaler med Geir Solum; Fagsjef vedlikehold Nettforvaltning - Distribusjonsnett*, 2016.
- [34] *Powel - Mail fra Morten Husom; Solution manager iAM DMS*, 2016.
- [35] Sand K. Kjølle, G. *RELRAD - An analytical approach for distribution system reliability assessment*, 1992.
- [36] Energi norge as: *FASIT kravspesifikasjon 2015*. <http://m.energinorge.no/getfile.php/nettbutikk/383-2014%20FASIT%20kravspesifikasjon%20versjon%202015.pdf>. 2016-06-10.
- [37] Sintef (2012): *Development of Indicators to Monitor Vulnerabilities in Power Systems*. https://www.sintef.no/globalassets/project/vulnerability-and-security/publications/papers/psam11_esrel2012_vulnerability-indicators.pdf. 2016-06-10.
- [38] Heggset, j. (2014): *Registreringsprinsipper i FASIT*. [http://fasit.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/fasit.no/Presentasjoner%20FASIT%20for%20produksjonsanlegg/Registreringsprinsipper%20i%20FASIT%20\(JH\).pdf](http://fasit.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/fasit.no/Presentasjoner%20FASIT%20for%20produksjonsanlegg/Registreringsprinsipper%20i%20FASIT%20(JH).pdf). 2016-06-10.

Vedlegg

A Beregning av ILE

Beregning av ILE for et rapporteringspunkt (RP) [36]:

$$ILE_{RP} = \int_{T1}^{T2} P_{RP}(t) dt \approx \sum_{j=2}^{n-1} P_j r_j + f_1 + f_n \quad [\text{kWh}]$$

der

- n = antall intervall i avbruddet (= antall timenumre som avbruddet strekker seg over)
- P_j = midlere belastning i intervall nr j [kWh/h]
- r_j = varighet av intervall nr j (vanligvis 1 time)
- f = funksjonsuttrykk for ILE i time nr 1 og n (der det tas hensyn til lastens gradient) [kWh]

Figur A 1: Beregning av ILE

B Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

[13]

§ 9-2. Avbruddskostnader

Spesifikke avbruddskostnader, $k_{P,ref}$, angitt i 2012-kroner per kW for hver kundegruppe beregnes for et ikke varslet avbrudd på referansetidspunktet på bakgrunn av følgende kostnadsfunksjoner, der t er avbruddets varighet:

Kundegruppe	Kostnadsfunksjon for $k_{P,ref}$ (r = avbruddsvarighet angitt i timer)				
	< 1 min	≥ 1 min og < 1 timer	≥ 1 timer og < 4 timer	≥ 4 timer og < 8 timer	≥ 8 timer
Jordbruk	5+14,3*t	5+14,3*t	19+15,6*(t-1)	66+14,3*(t-4)	66+14,3*(t-4)
Husholdning	1,1+9,8*t	1,1+9,8*t	1,1+9,8*t	1,1+9,8*t	1,1+9,8*t
Industri	34	34+84,7 * t	118+82,3*(t-1)	365+55,6*(t-4)	588+36,5*(t-8)
Handel og tjenester	16	28 + 168,3*t	196+91,1*(t-1)	469+141,3 * (t-4)	1034+102,4*(t-8)
Offentlig virksomhet	7	60+113,2*t	173+27,9*(t-1)	257+51,8*(t-4)	464+17,6*(t-8)
Industri med eldre vne prosesser	49+2,8*t	49+2,8*t	49+2,8*t	91+2,8*t	91+2,8*t

Figur B 1: Avbruddskostnader

Referansetidspunktene for de respektive kundegruppene er:

Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldre prosesser
Torsdag i januar kl. 06:00	Hverdag i januar kl. 16:00	Hverdag i januar kl. 10:00	Hverdag i januar kl. 10:00	Hverdag i januar kl. 10:00	Hverdag i januar kl. 10:00

Kostnaden (K_j) for et vilkårlig avbrudd på tidspunkt j , skal beregnes som:

$$K_j = k_{p,ref} \cdot f_{k,m} \cdot f_{k,d} \cdot f_{k,h} \cdot P_{ref}$$

der

K_j = kostnad i kr for avbrudd på tidspunkt j

der

P_{ref} = avbrutt effekt i rapporteringspunktet dersom tilsvarende avbrudd hadde skjedd på referansetidspunktet (kWh/h), se annet ledd

$k_{p,ref}$ = spesifikk avbruddskostnad (i kr/kWh) på referansetidspunktet for en gitt varighet, se første ledd

$f_{k,m}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i måned m , se fjerde ledd

$f_{k,d}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) på dag d , se femte ledd

$f_{k,h}$ = korreksjonsfaktor for avbruddskostnad (i kr) i time h , se sjette ledd.

Figur B 2: Referansetidspunkt og kostnadsfunksjon for kundegrupper

Korreksjonsfaktoren $f_{k,m}$ er gitt ved følgende verdier for ulike kundegrupper for ulike måneder:

Måned	Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldre prosesser
Januar	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Februar	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Mars	1,10	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
April	1,10	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
Mai	0,90	0,90	0,87	1,00	0,67	1,00
Juni	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
Juli	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
August	0,90	0,80	0,86	1,02	0,51	1,00
September	1,00	1,00	0,88	1,06	0,58	1,00
Oktober	1,00	1,00	0,88	1,06	0,58	1,00
November	1,10	1,00	0,88	1,06	0,58	1,00
Desember	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Figur B 3: Korreksjonsfaktor måned

Korreksjonsfaktoren $f_{k,d}$ er gitt ved følgende verdier for ulike kundegrupper for ulike ukedager:

Ukedag	Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldre prosesser
Hverdag	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Lørdag	1,10	1,10	0,13	0,45	0,30	1,00
Søn-/helligdager	1,10	1,10	0,14	0,11	0,29	1,00

Figur B 4: Korreksjonsfaktor ukedag

Korreksjonsfaktoren $f_{k,h}$ er gitt ved følgende verdier for ulike kundegrupper for ulike klokkeslett:

Klokkeslett	Jordbruk	Husholdning	Industri	Handel og tjenester	Offentlig virksomhet	Industri med eldrevne prosesser
0000–0600	0,80	0,90	0,12	0,11	0,43	1,00
0600–0800	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0800–1200	0,90	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1200–1600	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1600–1800	1,00	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00
1800–2000	1,00	1,10	0,14	0,30	0,31	1,00
2000–2400	0,80	1,10	0,14	0,29	0,31	1,00

Figur B 5: Korreksjonsfaktor klokkeslett

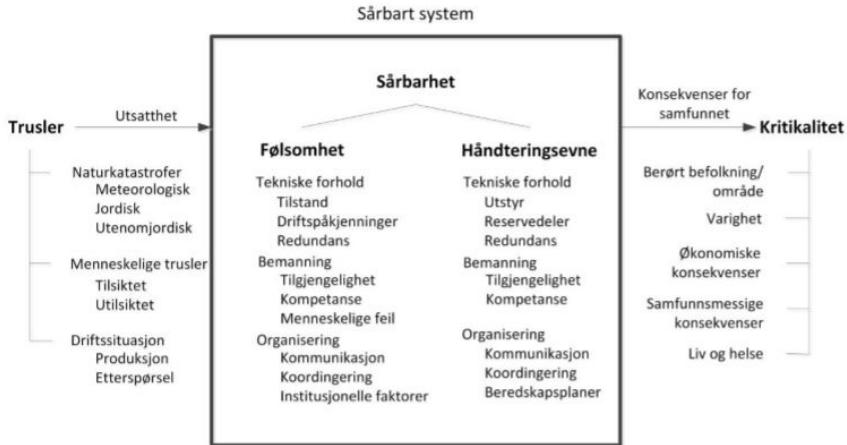
Den totale kostnaden for et avbrudd på et vilkårlig tidspunkt j , skal multipliseres med følgende faktor for den respektive kundegruppe dersom avbruddet er varslet:

Kundegruppe	Varslet avbrudd – spesifikk avbruddskostnad multipliseres med faktor:
Jordbruk	0,80
Husholdning	0,90
Industri	0,50
Handel og tjenester	0,70
Offentlig virksomhet	0,82
Industri med eldrevne prosesser	1,00

Figur B 6: Korreksjonsfaktor ved varslet avbrudd

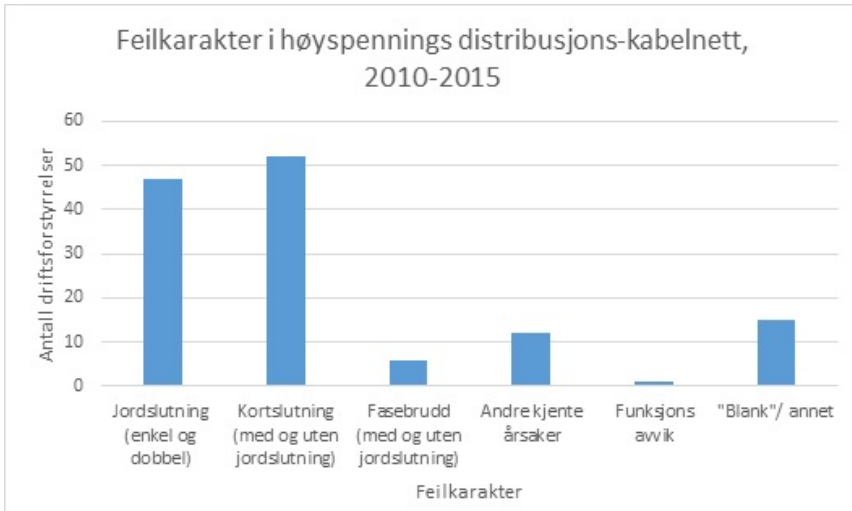
C Sårbarhet

Sårbart system [37]:



Figur C 1: Sårbarhet i kraftsystemet

D Kabelnett



Figur D 1: Feilkarakter 2010-2015

	Nst 2			
Antall Ssk	TS			
1	11930			
2	3777			
3	4871			
4	4387			4251
5	2133		2061	3106
6	1699	1718		
7	1819	1595		
8	35838			

Tabell F.2: Radial 2 - *estimert KILE*

	Nst 3			
Antall Ssk	TS			
1	1364			
2	2436			
3	1229			
4	2075			12247
5	1714			20237
6	8907		94	1543
7	1120	1551		1217
8	1848			2507
9	6046			
10	606			
11	8893			
12	7439			

Tabell F.3: Radial 3 - *estimert KILE*

F.2 %-vis KILE

	Nst 1
Antall Ssk	TS
1	2,61
2	3,54
3	1,66
4	14,14
5	1,22
6	51,75
7	15,67
8	9,41

Tabell F.4: Radial 1 - %-vis KILE

	Nst 2			
Antall Ssk	TS			
1	15,07			
2	4,77			
3	6,15			
4	5,54			5,37
5	2,69		2,60	3,92
6	2,15	2,17		
7	2,30	2,01		
8	45,26			

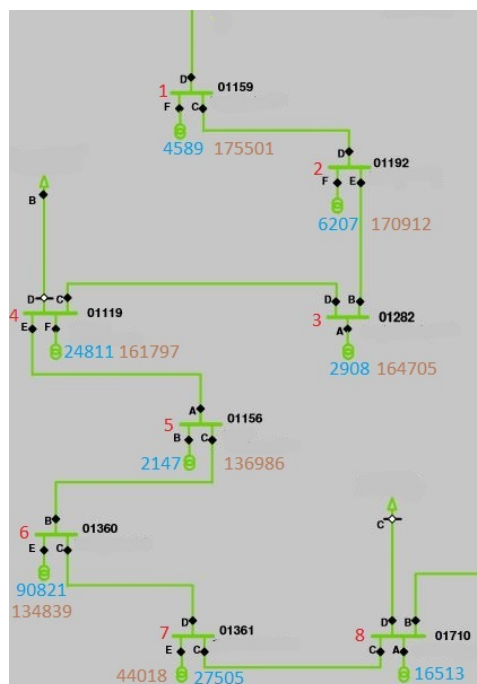
Tabell F.5: Radial 2 - %-vis KILE

	Nst 3			
Antall Ssk	TS			
1	1,64			
2	2,93			
3	1,48			
4	2,50			14,74
5	2,06			24,36
6	10,72		0,11	1,86
7	1,35	1,87		1,46
8	2,22			3,02
9	7,28			
10	0,73			
11	10,71			
12	8,95			

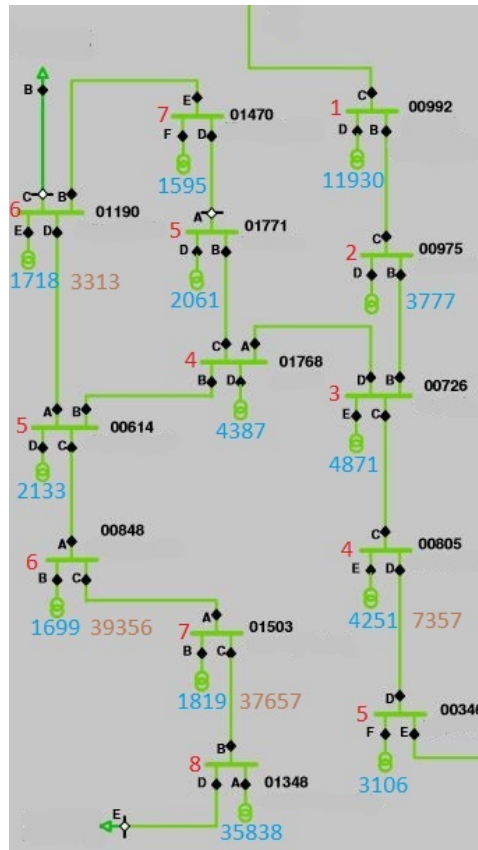
Tabell F.6: Radial 3 - %-vis KILE

F.3 Aggregert KILE

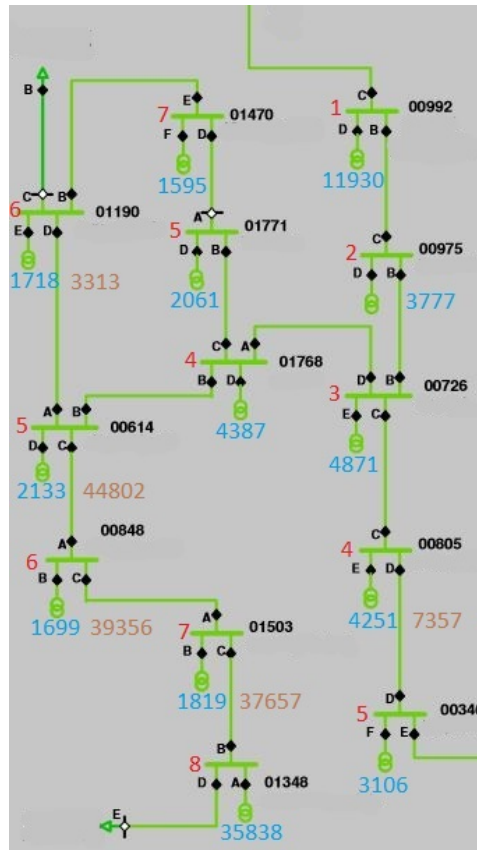
Samleskinner er nummerert etter seriell koblingsvei fra transformatorstasjon. *Aggregert* og *estimert KILE* er markert med henholdsvis oransj og blå.



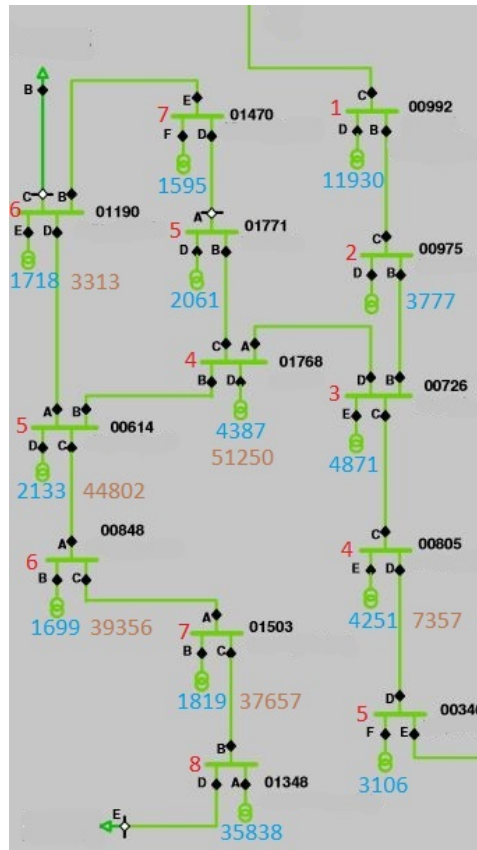
Figur F 1: Radial 1 - Aggregert og estimert KILE



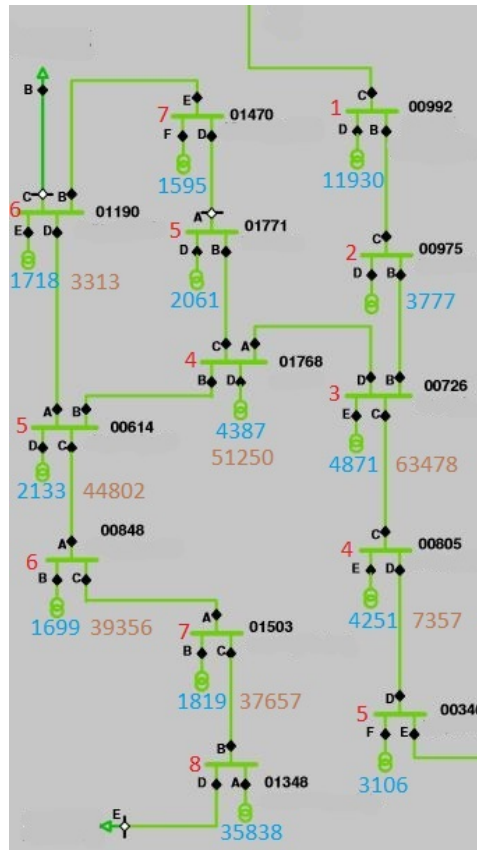
Figur F 2: Radial 2 - Aggregert og estimert KILE steg 1



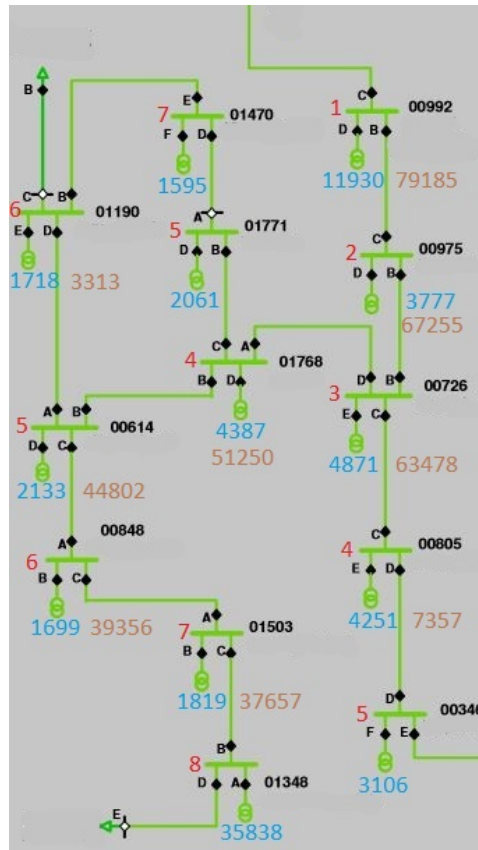
Figur F 3: Radial 2 - Aggregert og estimert KILE steg 2



Figur F 4: Radial 2 - Aggregert og estimert KILE steg 3



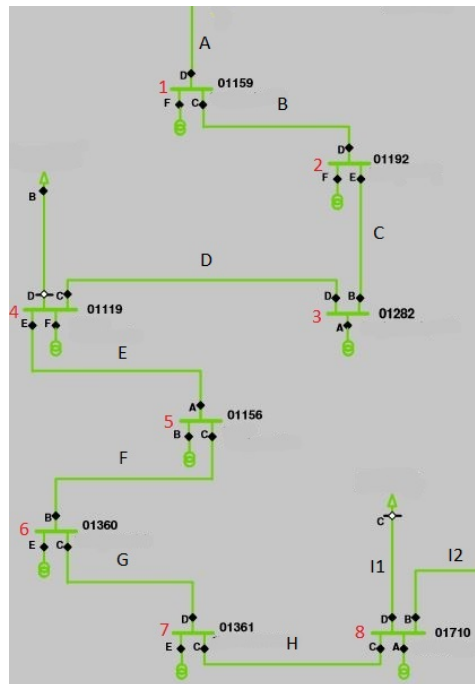
Figur F 5: Radial 2 - Aggregert og estimert KILE steg 4



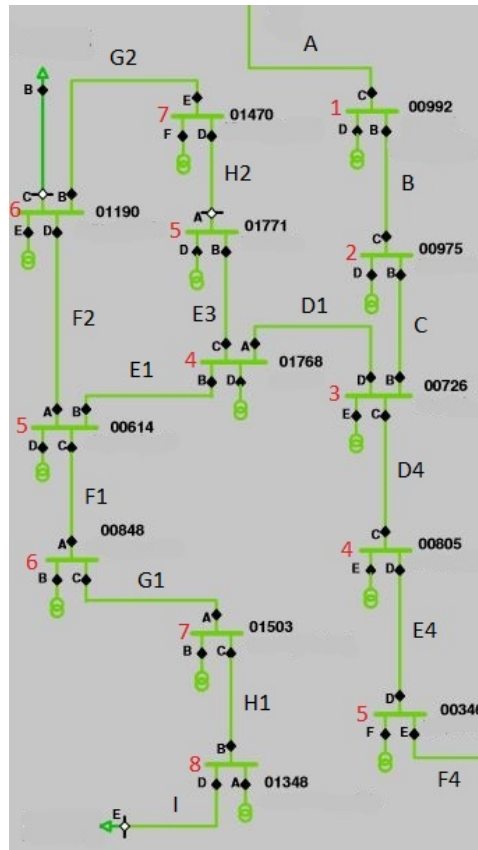
Figur F 6: Radial 2 - Aggregert og estimert KILE steg 5

G Kabelstrekninger

G.1 Navn



Figur G 1: Radial 1 - Kabelstrekninger



Figur G 2: Radial 2 - Kabelstrekninger

G.2 Lengde

Lengde [m] og antall kabler					Tot pr KS	i %
A	270	42			312	8,49
B	136				136	3,70
C	270				270	7,34
D	213	84			297	8,08
E	298				298	8,10
F	84	199	24		307	8,35
G	29	229	13		271	7,37
H	281	30			311	8,46
I1	583	340	255		1178	32,04
I2	26	21	1	249	297	8,08
Sum					3677	100

Tabell G.1: Radial 1 - Kabelstrekninger: Antall kabler og lengde

Lengde [m] og antall kabler					Tot pr KS	i %	
A	96					2,03	
B	112	256			368	7,78	
C	240	5			245	5,18	
D1	289	44			333	7,04	
E1	45	264			309	6,53	
F1	17	73	29	89	6	214	4,53
G1	6	195	63	85	3	352	7,44
H1	3	271	19			293	6,20
I	483					483	10,21
F2	54	197				251	5,31
G2	266	2				268	5,67
H2	1	234	36	86		357	7,55
E3	115	125	120			360	7,61
D4	220	2				222	4,69
E4	360	6				366	7,74
F4	212					212	4,48
Sum					4729	100	

Tabell G.2: Radial 2 - Kabelstrekninger: Antall kabler og lengde

Lengde [m] og antall kabler								Tot pr KS	i %
A	732	409	214	207	151	218	86	2017	26,82
B	200	136						336	4,47
C	139	68						207	2,75
D1	206							206	2,74
E1	279							279	3,71
F1	162	120	209					491	6,53
G1	60	52						112	1,49
H1	232							232	3,08
I	151	11	46					208	2,77
J	46	1	34	50				131	1,74
K	51	127	197					375	4,99
L	246							246	3,27
M	204	145						349	4,64
G2	211							211	2,81
F3	272	402						674	8,96
D4	286	3						289	3,84
E4	3	114	33					150	1,99
F4	32	31	50	382				495	6,58
G4	119	67	59					245	3,26
H4	268							268	3,56
Sum								7521	100

Tabell G.3: Radial 3 - Kabelstrekninger: Antall kabler og lengde

H Levsik

NETBAS Levsik - Endring av data for feilstatistikk

Feilstatistikk for komponenttype Gjelder fra spenning til og med spenning kV

Typebetegnelse

Feilhyppighet, varige feil: feil/år pr. 100 enheter eller pr. 100 km for kabler og ledninger

Feilhyppighet, forbigående feil: feil/år pr. 100 enheter eller pr. 100 km for kabler og ledninger

Reparasjonstid: timer minutt Alderskonstant k1:

Reparasjonskostnad: tusen kr. per enhet Alderskonstant k2:

Prosentvis fordeling av feilhyppigheten over året (sum: 100 prosent):

Jan	Feb	Mars	April	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
8.092	5.894	7.692	7.692	8.492	12.587	11.588	11.389	8.092	6.294	5.694	6.494	100.000

Variasjon i midlere reparasjonstid (timer) over året (gj.snitt: 1.00):

Jan	Feb	Mars	April	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Gj.snitt
1.347	0.507	1.729	0.886	0.922	0.882	0.957	0.948	2.509	0.085	0.381	0.335	1.000

Lukk

Figur H 1: Levsik - Endring av feilstatistikk