

Nytteverdi og lønnsomhet ved bruk av sensorer og fjernstyring for raskere feillokalisering i distribusjonsnett

Astrid Dimmen Sæle

Master i energi og miljø

Innlevert: Januar 2013

Hovedveileder: Gerd Kjølle, ELKRAFT

Medveileder: Kjell Anders Tutvedt, Hafslund Driftssentral

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Oppgavetekst

Hafslund Nett (HN) vurderer å installere sensorer som indikerer feil i nettet (kortslutninger og jordslutninger) i utvalgte punkter for å oppnå raskere feillokalisering og reduksjon av tid til feilretting i distribusjonsnettet. Det er aktuelt å kombinere sensorer med fjernstyring av enkelte brytere, og eventuelt installere effektbryter med vern ute i nettet. I samspill med bruk av GPS i montørbilene og aksjoner som foretas fra driftssentralen kan bruken av slikt utstyr medføre endringer i feilrettingsrutiner og tidsbesparelser og dermed redusert avbruddsvarighet og avbruddskostnader (KILE). HN ønsker å finne optimal plassering av og antall sensorer og brytere i ulike typer nett (luftnett, kabelnett og blandet høyspennings distribusjonsnett). Det er ønskelig å få gjennomført kvantitative beregninger av leveringspålidelighet og nytteverdi for utvalgte typiske nett i Hafslund Netts forsyningsområde, og basert på dette etablere en forenklet metodikk som HN kan benytte i sine vurderinger av antall og plassering av sensorer, fjernstyrte brytere og eventuelt effektbrytere ute i nettet.

Oppgaven går ut på følgende:

- Sette seg inn i prinsippene for og funksjonalitet av aktuell sensorteknologi, fjernstyrte brytere og eventuelle effektbrytere med vern ute i nettet, med hensyn til innvirkning på leveringspålideligheten. Sette seg inn i og beskrive hvordan dette kan håndteres i NetBas Levsik (Powel) og hvilke forutsetninger og eventuelle begrensninger som ligger programvaren
- Gjennomføre leveringspålidelighetsanalyser i NetBas Levsik som tar hensyn til bruk av sensorer og eventuelt fjernstyring og effektbryter for ulike typer fiktive, men representative distribusjonsnett for Hafslund Nett (luft-, kabel-, blandet nett). Beregninger baseres på relevante pålidelighetsdata for ulike anleggsdeler og KILE-satser som gjelder i dagens KILE-ordning
- Beregne nytteverdier og lønnsomhet for ulike alternativer med hensyn til kombinasjoner av sensorer, fjernstyring og brytere i ulike typer nett, og finne teoretisk optimalt antall og plassering
- Etablere en forenklet metodikk som Hafslund Nett kan bruke til å fastlegge antall og plassering av sensorer og brytere i ulike typer nett, basert på de kvantitative pålidelighets- og lønnsomhetsanalysene i foregående punkter
- Vurdere hvilke faktorer som påvirker valg av optimalt (teoretisk og forenklet) antall og plassering, gjennomføre følsomhetsanalyse og vurdere hvor robuste resultatene og den forenklete metodikken er overfor disse, i ulike typer nett

Oppgaven tar utgangspunkt prosjektoppgaven "Systematisering av feilrettingsprosedyrer" utført høsten 2011 og hovedkonklusjoner/funns fra en masteroppgave utført av Kjell Anders Tutvedt i samarbeid med Hafslund Nett våren 2011. Tutvedt har utviklet en metodikk som kan brukes til å gjøre vurderinger av nytteverdi og potensialer av å ta i bruk Smart Grid teknologi som sensorer for feilindikering.

Sammendrag

Det er i denne oppgaven utført pålitelighetsanalyser på høyspennings distribusjonsnett. Analysene er utført på tre fiktive nett, representative for distribusjonsnettet til Hafslund Nett, i pålitelighetsprogrammet NetBas Levsik. Bakgrunnen for oppgaven er at Hafslund Nett vurderer å installere sensorer som indikerer feil i nettet i utvalgte punkter for å oppnå raskere feillokalisering og reduksjon av tid til feilretting i distribusjonsnettet. Formålet med oppgaven er å etablere en forenklet metodikk som Hafslund Nett kan nyttiggjøre for å finne hensiktsmessig plassering og antall SmartGrid-komponenter når de vurderer å investere i slike tiltak. Med SmartGrid-komponenter menes her sensorer, fjernstyrte brytere og effektbrytere.

Det er etablert en oversikt over begrensinger i beregningsverktøyet Levsik, samt hvilke forutsetninger som ligger til grunn for pålitelighetsanalysen. Det er gjort funn under arbeidet med å sette seg inn i Levsik som har krevd forenklinger av oppgaven og pålitelighetsberegningene. Det har blant annet ikke vært mulig å innføre fjernstyrt bryter på utvalgte nettstasjoner, og virkningen av denne komponenten betraktes kun teoretisk.

Pålitelighetsdata til beregninger i NetBas Levsik er etablert. Programmet benytter RELRAD-metoden i sine beregninger. Forventet feilhyppighet er basert på et gjennomsnitt av årsstatistikker for Hafslund Nett fra 2006-2011 og reparasjonstider er angitt som erfaringstall fra Hafslund Driftssentral. Avbruddskostnader skal etter lovgivning beregnes etter KILE-funksjoner. Levsik har for øvrig en egen beregningsmetodikk basert på ikke levert energi, men det er i denne oppgaven forsøkt å etterligne dagens KILE-ordning.

For å trekke slutninger om optimalt antall installerte SmartGrid-komponenter og hensiktsmessig plassering, er det utført en rekke pålitelighetsanalyser for hver av de tre nettene. Antall komponenter og plassering av komponenter varierer, inntil det er skapt et tydelig bilde over hvilke tiltak som gir best nytte. Resultatene fra pålitelighetsanalysene i Levsik, er benyttet til å beregne lønnsomhet og reduksjon av pålitelighetsindekser i Excel for en grafisk fremstilling.

På bakgrunn av usikkerhet rundt pålitelighetsdataene som er etablert og forenklinger som er gjort, er det utført en følsomhetsanalyse. Seksjoneringstiden, KILE-satsen og forventet feilhyppighet er variert for å undersøke om aktuelle tiltak tåler en endring av forutsetningene i forhold til lønnsomhet. Dette er parametere som kan variere mellom de ulike typer nett og vise en endring i fremtiden. I tillegg er det undersøkt om tiltakenes lønnsomhet tåler en økning av investeringskostnadene.

Det er konkludert med forenklete regler for optimalt antall og plassering av sensorer og effektbrytere. Denne ”metodikken” baseres på pålitelighetsresultater utført i denne

oppgaven, men det forventes å kunne trekke tilsvarende slutninger når tiltak vurderes på liknende nett.

Abstract

In this master thesis the reliability has been analysed on high voltage distribution network. Analyses are performed on three fictional networks, representative for the distribution network to Hafslund Nett. The reliability program NetBas Levsik is used. The reason for doing these reliability analyses is that Hafslund Nett is considering installing sensors that indicate errors in the network for faster location of faults. The purpose of this exercise is to establish a simplified methodology that Hafslund Nett can use to determine appropriate placement and number of Smart Grid components, when considering whether to invest in such equipment. When mentioning Smart Grid components it here means sensors, remote switches and circuit breakers.

There has been established a list of limitations in the calculation tool Levsik, and assumptions underlying the reliability analysis. During the process of learning how Netbas Levsik is working, it is established simplification of the task and reliability calculations needed because of these limitations. There is for example not possible to introduce remote switch, and the effect of this component is considered only theoretical.

Reliability data for calculations in NetBas Levsik is established. The program uses the RELRAD method in the calculations. Estimated numbers of faults are based on an average of annual statistics for Hafslund Nett from 2006-2011 and repair times are given from Hafslund Driftssentral based on experience. Interruption costs should be calculated with KILE functions. Levsik has its own calculation methodology based on energy not supplied, but it is in this thesis attempted to make it be as similar to the KILE-functions as possible.

To draw conclusions about the optimal number of installed Smart Grid components and appropriate location, it is conducted a series of reliability analyses for each of the three networks. The number of components and placement varies, until it is created a picture of the solution that will best benefit in form of reduced costs and better reliability. The results of the reliability analyses in Levsik, is used to calculate the profitability and reduction of reliability indices in Excel for graphing.

Because of the uncertainty around the reliability of the data established and simplifications made, it is performed a sensitivity analysis. Time to locate the fault, the cost of KILE and the number of fault is varied to analyse if the results can tolerate a change of assumptions in terms of profitability. These are parameters that will vary between different types of networks or change in the future. In addition, it is analysed whether results withstand an increase of the investment costs.

It is concluded with simplified rules for optimal number and placement of sensors and circuit breakers. This "method" is based on reliability results conducted in this thesis,

and it is expected that it can be used to decide when investment should be done in similar networks.

Forord

Denne masteroppgaven er avslutningen på studiet ved institutt for Elkraftteknikk på Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven er skrevet høsten 2012.

Jeg vil gjerne takke veilederen min Gerd Kjølle for hjelpfulle tilbakemeldinger og bidrag for utforming av oppgaven. Jeg vil også takke min medveileder ved Haslund Driftssentral, Kjell Anders Tutvedt. Han har vært en god representant for Hafslund, og bistått med hjelp til diverse data og utfordringer jeg støtte på underveis. Spesielt vil jeg takke for at han hele veien har kommet med raske svar på spørsmål.

Jeg har fått god hjelp i fra Powel, og vil trekke frem Morten Husom, Reidar Ognedal og John Otto Håpnes. De har bidratt med ekspertise på sine områder for å hjelpe meg med utfordringer med programvaren NetBas.

Tilslutt må jeg trekke frem alle venner og familie som har vært fantastiske til å oppmuntre når ting ble vanskelig, og for å komme med tilbakemeldinger på oppgaven. Takk til alle som har bidratt med korrekturlesing

Trondheim, 23. jan.

Astrid Dimmen Sæle

Table of Contents

| | |
|--|-----------|
| 1 Innledning | 1 |
| 1.1 Bakgrunn og mål med oppgaven..... | 1 |
| 1.2 Fremgangsmåte | 1 |
| 2 Leveringspålitelighet | 3 |
| 2.1 Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE)..... | 3 |
| 2.1.1 ILE | 3 |
| 2.1.2 KILE..... | 4 |
| 2.2 Pålitelighetsindekser | 6 |
| 2.2.1 SAIDI | 6 |
| 2.2.2 SAIFI..... | 7 |
| 3 Smarte Nett | 9 |
| 3.1 Sensorer..... | 10 |
| 3.1.1 Sensorplassering..... | 11 |
| 3.2 Fjernstyrte brytere | 12 |
| 3.2.1 Plassering av fjernstyrte brytere | 13 |
| 3.3 Effektbryter | 13 |
| 3.3.1 Plassering av effektbryter..... | 14 |
| 3.4 Distribusjonsnett Hafslund..... | 14 |
| 3.4.1 Drift..... | 15 |
| 3.4.2 Feilretting | 16 |
| 4 Pålitelighetsanalyse | 19 |
| 4.1 Pålitelighetsberegninger | 19 |
| 4.2 RELRAD-modellen..... | 20 |
| 4.2.1 RELRAD-modellens forutsetninger | 22 |
| 5 Netbas Levsik | 25 |
| 5.1 Beskrivelse av programmet..... | 25 |
| 5.1.1 Feilrettingsprosedyre..... | 30 |
| 5.2 Forutsetninger og begrensninger..... | 31 |
| 5.3 Metodikk for pålitelighetsberegning i NetBas Levsik 8.1 | 33 |
| 5.3.1 Etablere inngangsparameter til pålitelighetsanalyse i Levsik..... | 33 |
| 5.3.2 Kjøre pålitelighetsberegninger i Levsik..... | 41 |
| 5.3.3 Nytte- og lønnsomhetsberegninger i regneark | 42 |
| 5.4 Test av beregning i Levsik mot manuelle pålitelighetsberegninger..... | 43 |
| 6 Nytte- og lønnsomhetsvurdering av sensorer, fjernstyrte brytere og effektbrytere | 45 |
| 6.1 Samfunnsøkonomisk analyse | 45 |
| 6.1.1 Nyttekostnadsanalyse..... | 46 |
| 6.2 Kalkulasjonsrente | 46 |
| 6.3 Nåverdimetoden | 47 |
| 6.4 Metodikk for utførelse av nytte- og lønnsomhetsvurdering..... | 49 |
| 7 Resultater fra pålitelighetsanalyse og nytteverdiberegninger av sensorer og effektbrytere | 51 |
| 7.1 Kabelnett 1 | 52 |
| 7.1.1 Beskrivelse av nettet | 52 |
| 7.1.2 Tiltak | 53 |
| 7.1.3 Følsomhetsanalyse..... | 58 |
| 7.1.4 Oppsummering..... | 62 |
| 7.2 Kabelnett 2 | 63 |

| | | |
|------------------|---|------------|
| 7.2.1 | <i>Beskrivelse av nettet</i> | 63 |
| 7.2.2 | <i>Tiltak</i> | 64 |
| 7.2.3 | <i>Følsomhetsanalyse</i> | 68 |
| 7.2.4 | <i>Oppsummering</i> | 70 |
| 7.3 | <i>Blandingsnett</i> | 71 |
| 7.3.1 | <i>Beskrivelse av nettet</i> | 71 |
| 7.3.2 | <i>Tiltak</i> | 72 |
| 7.3.3 | <i>Følsomhetsanalyse</i> | 77 |
| 7.3.4 | <i>Oppsummering</i> | 79 |
| 8 | Forenklet metodikk | 81 |
| 8.1 | Hovedfunn som gir grunnlag for standardiserte regler | 81 |
| 8.1.1 | <i>Plassering av sensor</i> | 82 |
| 8.1.2 | <i>Plassering av effektbryter</i> | 83 |
| 8.2 | Forenklet metodikk for plassering av sensorer og effektbrytere | 83 |
| 8.2.1 | <i>Kabelnett uten avgreininger og med reserveforbindelse i enden av radial</i> | 84 |
| 8.2.2 | <i>Kabelnett med avgreininger, reserveforbindelse og omkoblingsmuligheter</i> | 85 |
| 8.2.3 | <i>Blandingsnett uten brytere i alle nettstasjoner, men med flere avgreininger og reserveforbindelser</i> | 86 |
| 9 | Diskusjon og oppsummering | 89 |
| 9.1 | Resultater | 89 |
| 9.2 | Følsomhetsanalyse | 92 |
| 9.3 | Potensial for å redusere pålitelighetsindekser og avbruddskostnader | 95 |
| 9.4 | Metodikk | 96 |
| 10 | Konklusjoner og videre arbeid | 97 |
| 11 | Referanser | 101 |
| Vedlegg A | Definisjoner | |
| Vedlegg B | Kostnadsfunksjoner | |
| Vedlegg C | Korreksjonsfaktorer | |
| Vedlegg D | Årlig forbruk og antall kunder pr. nettstasjon | |
| Vedlegg E | Resultater Kabelnett 1 | |
| Vedlegg F | Resultater Kabelnett 2 | |
| Vedlegg G | Resultater Blandingsnett | |
| Vedlegg H | Enlinjeskjema Kabelnett 1 | |
| Vedlegg I | Enlinjeskjema Kabelnett 2 | |
| Vedlegg J | Enlinjeskjema Blandingsnett | |

Figurliste

| | |
|--|----|
| Figur 1 Illustrasjon av ikke levert energi i radialnett, avbrutt effekt er lik midlere timebelastning (Sintef Energi AS, 2010c)..... | 4 |
| Figur 2 Nett bestående av 7 nettstasjoner, 3 indikatorer og en reserveforsyning..... | 10 |
| Figur 3 Nettnivåer (Sintef Energi AS, 2003)..... | 15 |
| Figur 4 Tidslinje ved avbrudd (Referansegruppe feil og avbrudd, 2001)..... | 16 |
| Figur 5 Lastpunkt som får avbrudd grunnet feil på anleggsdeler. (Sintef Energi AS, 2010c)..... | 20 |
| Figur 6 Algoritme for pålitelighetsberegning i radielle nett. (Sintef Energi AS, 2010c)..... | 21 |
| Figur 7 Dialogvindu for beregningsresultat oppsummert for hele nettet (Levsik, 2005)..... | 28 |
| Figur 8 Dialogvindu viser hvordan kortslutningsindikatorer kan skiftes ut (Levsik, 2005)..... | 29 |
| Figur 9 Prosedyre for feilsøking i Levsik (Levsik, 2005)..... | 30 |
| Figur 10 Inngangsdata i pålitelighetsmodell for leveringspunkt (Sintef Energi AS, 2010c)..... | 33 |
| Figur 11 Dialogvindu for redigering av Avbruddskostnader (Levsik, 2005)..... | 36 |
| Figur 12 Avbruddsatser pr. sluttbrukergruppe [kr/kWh] (Diverse utregninger.xlsx ”Avbruddssatser kabelnett 1”)..... | 36 |
| Figur 13 Fremgangsmåte nytte- og lønnsomhetsvurderinger..... | 49 |
| Figur 14 Lønnsomheten ved innføring av sensor i kabelnett 1..... | 54 |
| Figur 15 Reduksjon av SAIDI ved innføring av sensor i kabelnett 1..... | 55 |
| Figur 16 Lønnsomheten ved innføring av effektbryter i kabelnett 1..... | 57 |
| Figur 17 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i kabelnett 1..... | 57 |
| Figur 18 Akkumulert lønnsomhet ved ulike oppstartstider seksjonering. Sensor i nettstasjon C og F i kabelnett 1..... | 58 |
| Figur 19 Akkumulert lønnsomhet ved ulike framtidsscenarioer. Sensor i nettstasjon C og F i kabelnett 1..... | 59 |
| Figur 20 Akkumulert lønnsomhet ved ulike oppstartstider for seksjonering. Effektbryter ut av nettstasjon E i kabelnett 1..... | 59 |
| Figur 21 Akkumulert lønnsomhet ved ulike framtidsscenarioer. Effektbryter ut av nettstasjon E i kabelnett 1..... | 60 |
| Figur 22 Lønnsomhet med innføring av sensor i kabelnett 1 sone 1 ved ulike forutsetninger..... | 61 |
| Figur 23 Lønnsomhet med innføring av effektbryter i kabelnett 1 ved ulike forutsetninger..... | 62 |
| Figur 24 Nyttekostnadsbrøk for aktuelle tiltak i kabelnett 1..... | 63 |
| Figur 25 Lønnsomheten ved innføring av sensor i kabelnett 2..... | 65 |
| Figur 26 Reduksjon av SAIDI ved innføring av sensor i kabelnett 2..... | 65 |
| Figur 27 Lønnsomheten ved innføring av effektbryter i kabelnett 2..... | 67 |
| Figur 28 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i kabelnett 2..... | 67 |
| Figur 29 Lønnsomhet med innføring av sensor i kabelnett 2 ved ulike forutsetninger..... | 69 |
| Figur 30 Lønnsomhet med innføring av effektbryter i kabelnett 2 ved ulike forutsetninger..... | 70 |
| Figur 31 Nyttekostnadsbrøk for aktuelle tiltak i kabelnett 2..... | 71 |
| Figur 32 Lønnsomheten ved innføring av sensor i blandingsnettet..... | 73 |
| Figur 33 Reduksjon av SAIDI ved innføring sensor i blandingsnettet..... | 74 |
| Figur 34 Lønnsomhet ved innføring av effektbryter i blandingsnettet..... | 75 |
| Figur 35 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i blandingsnettet..... | 76 |
| Figur 36 Lønnsomhet med innføring av sensor i blandingsnettet ved ulike forutsetninger..... | 78 |
| Figur 37 Lønnsomhet med innføring av effektbryter i blandingsnettet ved ulike forutsetninger..... | 78 |
| Figur 38 Nyttekostnadsbrøk for aktuelle tiltak i blandingsnettet..... | 80 |

| | |
|--|-----|
| Figur 39 Lønnsomhet med varierende avbruddssatsene for tiltak i de tre nettene..... | 93 |
| Figur 40 Lønnsomhet med varierende oppstartstid seksjonering for tiltak i de tre nettene. | 93 |
| Figur 41 Lønnsomhet med varierende feilhyppighet for tiltak i de tre nettene..... | 94 |
| Figur 42 Lønnsomhet ved sensorinnføring i kabelnett 2 med varierende investeringskostnad. | 95 |
| Figur 43 Lønnsomheten ved innføring av én sensor i sone 1 kabelnett 1..... | 113 |
| Figur 44 Lønnsomhet ved en stk. sensor i sone 2 kabelnett 1..... | 113 |
| Figur 45 Lønnsomheten ved innføring av flere sensorer i sone 1 kabelnett 1..... | 113 |
| Figur 46 Lønnsomheten ved innføring av flere sensorer i sone 2 kabelnett 1..... | 114 |
| Figur 47 Lønnsomheten ved innføring av sensorer i kabelnett 1 med økt investeringskostnad. | 114 |
| Figur 48 Reduksjon av SAIDI ved innføring av en stk. sensor i sone 1 kabelnett 1..... | 114 |
| Figur 49 Reduksjon av SAIDI ved innføring av en stk. sensor i sone 2 kabelnett 1..... | 115 |
| Figur 50 Reduksjon av SAIDI ved innføring av flere sensorer i sone 1 kabelnett 1..... | 115 |
| Figur 51 Reduksjon av SAIDI ved innføring av flere sensorer i sone 2 kabelnett 1..... | 115 |
| Figur 52 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon F i kabelnett 1 ved ulike oppstartstider for seksjonering..... | 116 |
| Figur 53 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon F i kabelnett 1 ved ulike framtidsscenarioer..... | 116 |
| Figur 54 Årlig KILE-kostnad i sone 1 kabelnett 1 ved innføring av sensor ved ulike forutsetninger..... | 117 |
| Figur 55 Årlig KILE-kostnad i sone 2 kabelnett 1 ved innføring av sensor for ulike forutsetninger..... | 117 |
| Figur 56 Lønnsomhet med innføring av sensor i sone 2 kabelnett 1 ved ulike forutsetninger. | 117 |
| Figur 57 Lønnsomheten ved innføring av effektbryter i sone 1 kabelnett 1..... | 118 |
| Figur 58 Investeringskostnaden ved innføring av effektbryter i sone 2 kabelnett 1..... | 118 |
| Figur 59 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i sone 1 kabelnett 1..... | 118 |
| Figur 60 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i sone 2 kabelnett 1..... | 119 |
| Figur 61 Årlig KILE-kostnad i kabelnett 1 med effektbryter ved ulike forutsetninger. | 119 |
| Figur 62 Lønnsomheten ved innføring av en stk. sensor i kabelnett 2..... | 120 |
| Figur 63 Lønnsomheten ved innføring av to stk. sensor i kabelnett 2..... | 120 |
| Figur 64 Lønnsomheten ved innføring av tre stk. sensor i kabelnett 2..... | 120 |
| Figur 65 Lønnsomheten ved innføring av fire stk. sensor i kabelnett 2..... | 121 |
| Figur 66 Lønnsomheten ved innføring av flere sensorer i kabelnett 2..... | 121 |
| Figur 67 Lønnsomhet ved innføring av sensor med økt investeringskostnad i kabelnett 2. ... | 121 |
| Figur 68 Reduksjon av SAIDI ved innføring av en stk. sensor i kabelnett 2..... | 122 |
| Figur 69 Reduksjon av SAIDI ved innføring av to stk. sensor i kabelnett 2..... | 122 |
| Figur 70 Reduksjon av SAIDI ved innføring av tre stk. sensor i kabelnett 2..... | 122 |
| Figur 71 Reduksjon av SAIDI ved innføring av fire stk. sensor i kabelnett 2..... | 123 |
| Figur 72 Reduksjon av SAIDI ved innføring av flere sensorer i kabelnett 2..... | 123 |
| Figur 73 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon B, I, L og Q i kabelnett 2 ved ulike oppstartstider for seksjonering..... | 125 |
| Figur 74 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon B, I, L og Q i kabelnett 2 ved ulike framtidsscenarioer..... | 125 |

| | |
|---|-----|
| Figur 75 Årlig KILE-kostnad ved innføring av sensor i kabelnett 2 ved ulike forutsetninger. | 125 |
| Figur 76 Lønnsomheten ved innføring av én effektbryter i kabelnett 2. | 126 |
| Figur 77 Lønnsomheten ved innføring av to effektbrytere i kabelnett 2. | 126 |
| Figur 78 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av én effektbryter i kabelnett 2. | 126 |
| Figur 79 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av to effektbrytere i kabelnett 2. | 127 |
| Figur 80 Akkumulert lønnsomhet med effektbryter i nettstasjon B og O i kabelnett 2 ved ulike oppstartstider for seksjonering. | 127 |
| Figur 81 Akkumulert lønnsomhet med effektbryter i nettstasjon B og O i kabelnett 2 ved ulike framtidsscenarioer. | 128 |
| Figur 82 Årlig KILE-kostnad med effektbryter i kabelnett 2 ved ulike forutsetninger. | 128 |
| Figur 83 Lønnsomheten ved innføring av én sensor i Blandingsnett. | 129 |
| Figur 84 Lønnsomhet ved innføring av to sensorer i Blandingsnett. | 129 |
| Figur 85 Lønnsomhet ved innføring av tre sensorer i Blandingsnett. | 129 |
| Figur 86 Lønnsomhet ved innføring av flere sensorer i Blandingsnett. | 130 |
| Figur 87 Lønnsomheten ved innføring av sensor i Blandingsnett med økt investeringskostnad. | 130 |
| Figur 88 Reduksjon av SAIDI ved innføring én sensor i Blandingsnett. | 130 |
| Figur 89 Reduksjon av SAIDI ved innføring av to sensorer i Blandingsnett. | 131 |
| Figur 90 Reduksjon av SAIDI ved innføring av tre sensorer i Blandingsnett. | 131 |
| Figur 91 Reduksjon av SAIDI ved innføring av flere sensorer i Blandingsnett. | 131 |
| Figur 92 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon O og S i Blandingsnett ved ulike oppstartstider for seksjonering. | 133 |
| Figur 93 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon O og S i Blandingsnett ved ulike framtidssutsikter. | 133 |
| Figur 94 Årlig KILE-kostnad med innføring av sensor i Blandingsnett ved ulike forutsetninger. | 133 |
| Figur 95 Lønnsomhet ved innføring av én effektbryter i Blandingsnett. | 134 |
| Figur 96 Lønnsomhet ved innføring av to effektbrytere i Blandingsnett. | 134 |
| Figur 97 Reduksjon av SAIDI ved innføring av én effektbryter i Blandingsnett. | 134 |
| Figur 98 Reduksjon av SAIDI ved innføring av to effektbrytere i Blandingsnett. | 135 |
| Figur 99 Akkumulert lønnsomhet med effektbryter i nettstasjon C og Q i Blandingsnett ved ulike oppstartstider for seksjonering. | 136 |
| Figur 100 Akkumulert lønnsomhet med effektbryter i nettstasjon C og Q i Blandingsnett ved ulike framtidssutsikter. | 136 |
| Figur 101 Årlige KILE-kostnad med innføring av effektbryter i Blandingsnett ved ulike forutsetninger. | 136 |

Likninger

| | |
|--|----|
| Likning 1 Ikke levert energi for avbrudd j (Sintef Energi AS, 2010c)..... | 4 |
| Likning 2 Kostnadsfunksjon for sluttbrukergroupe ved referansetidspunkt (Sintef Energi AS, 2010a) | 4 |
| Likning 3 Kostnad for vilkårlig avbrudd på tidspunkt j (Sintef Energi AS, 2010a) | 5 |
| Likning 4 SAIDI (Vadlamudi, 2011) | 6 |
| Likning 5 SAIFI (Vadlamudi, 2011)..... | 7 |
| Likning 6 Antall avbrudd pr. år (Sintef Energi AS, 2010c)..... | 21 |
| Likning 7 Årlig avbruddsvarighet (Sintef Energi AS, 2010c) | 21 |
| Likning 8 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet (Sintef Energi AS, 2010c)..... | 22 |
| Likning 9 Årlig avbrutt effekt (Sintef Energi AS, 2010c)..... | 22 |
| Likning 10 Årlig ikke levert energi (Sintef Energi AS, 2010c) | 22 |
| Likning 11 Spesifikk kostnad for Industri på referansetidspunktet for avbrudd av varighet 0-4 timer | 37 |
| Likning 12 Spesifikk avbruddssats pr. ikke levert energi for Industri. | 37 |
| Likning 13 Avbruddskostnad for lastpunkt som funksjon av ikke levert energi referert til tunglast (Levsik, 2005) | 37 |
| Likning 14 Nyttekostnadsbrøken (NVE, 2003)..... | 46 |
| Likning 15 Netto nåverdi som av differansen mellom nyttevirksomheter og kostnader. (NVE, 2003)..... | 47 |
| Likning 16 Netto nåverdi av investeringer og reduserte avbrudds- og reparasjonskostnader. | 48 |
| Likning 17 Netto nåverdi med fast beløp av reduserte avbrudds- og reparasjonskostnader (Sintef Energi AS, 2010b) | 48 |
| Likning 18 Kapitaliseringsfaktor (Sintef Energi AS, 2010b)..... | 48 |

Tabeller

| | |
|--|-----|
| Tabell 1 Kostnad ved svært langvarige avbrudd (Sintef Energi AS, 2010a) | 5 |
| Tabell 2 Drivkrefter for innføring av smarte nett (Sand, 2011) | 10 |
| Tabell 3 Årlige avbruddskostnader uten til tiltak sone 1 | 27 |
| Tabell 4 Netto nåverdi for avbruddskostnader | 27 |
| Tabell 5 Gjennomsnittlig feilstatistikk 2006-2011* for Hafslund. (Hafslund Driftssentral, 2012) | 34 |
| Tabell 6 Gjennomsnittlig feilstatistikk 2006-2010 for Norge. (Hafslund Driftssentral, 2012) | 34 |
| Tabell 7 Reparasjonstid anleggskomponenter Hafslund Nett (Tutvedt, 2012) | 35 |
| Tabell 8 Avbruddssats for kundekategorier, Kabelnett 1 | 38 |
| Tabell 9 Avbruddssats for kundekategorier, Kabelnett 2 | 38 |
| Tabell 10 Avbruddssats for kundekategorier, Blandingsnett | 38 |
| Tabell 11 Sammenheng sluttbrukergrupper og kundekategorier (Levsik) | 39 |
| Tabell 12 Seksjoneringstider, referanse (Levsik, 2005) | 40 |
| Tabell 13 Investeringskostnad for anleggsdeler (Tutvedt, 2012) | 43 |
| Tabell 14 Resultater fra pålitelighetsberegninger i Levsik | 44 |
| Tabell 15 Resultater fra pålitelighetsberegninger i Excel. | 44 |
| Tabell 16 Variasjon i oppstartstid seksjonering. | 52 |
| Tabell 17 Øvrige forutsetninger | 52 |
| Tabell 18 Resultat for kabelnett 1 uten tiltak. | 53 |
| Tabell 19 Resultat for kabelnett 1 sone 1 etter innføring av sensor i nettstasjon C og F. | 56 |
| Tabell 20 Resultat for kabelnett 1 sone 1 etter innføring av effektbryter ut av nettstasjon E. | 58 |
| Tabell 21 Resultat for kabelnett 2 uten tiltak. | 64 |
| Tabell 22 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjonene B, I, L og Q i kabelnett 2. | 66 |
| Tabell 23 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon B og O i kabelnett 2. | 68 |
| Tabell 24 Resultat for blandingsnettet uten tiltak | 72 |
| Tabell 25 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon O og S i blandingsnettet. | 74 |
| Tabell 26 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon C og Q i blandingsnettet. | 76 |
| Tabell 27 Oppsummering av resultater ved innføring av sensor | 91 |
| Tabell 28 Oppsummering av resultater ved innføring av effektbryter. | 91 |
| Tabell 29 Definisjon av uttrykk i masteroppgaven (Referansegruppe feil og avbrudd, 2001) | 103 |
| Tabell 30 Spesifikke kostnadsfunksjoner på referansetidspunkt, kostnadsnivå 2006 (Sintef Energi AS, 2010a) | 106 |
| Tabell 31 Referansetidspunkt for kostnadsfunksjonene (Sintef Energi AS, 2010a) | 106 |
| Tabell 32 Korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden pr. måned (Sintef Energi AS, 2010a) | 107 |
| Tabell 33 Korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden pr dag (Sintef Energi AS, 2010a) | 107 |
| Tabell 34 Korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden pr. time (Sintef Energi AS, 2010a) | 108 |
| Tabell 35 Korreksjonsfaktor ved varslede avbrudd (Sintef Energi AS, 2010a) | 108 |
| Tabell 36 Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe pr. nettstasjon, Kabelnett 1 [kWh/år] | 109 |
| Tabell 37 Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe pr. nettstasjon, Kabelnett 2 [kWh/år] | 110 |
| Tabell 38 Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe pr. nettstasjon, Blandingsnett [kWh/år] | 111 |
| Tabell 39 Antall kunder pr. nettstasjon. | 112 |
| Tabell 40 Resultat for sone 1 kabelnett 1 etter innføring av sensor i nettstasjon F ved referanseinnstilling. | 116 |
| Tabell 41 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon B på avgang ut mot nettstasjon G i kabelnett 2 | 123 |

| | |
|--|-----|
| Tabell 42 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjonene B og L i kabelnett 2 | 124 |
| Tabell 43 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjonene B, L og Q i kabelnett 2 | 124 |
| Tabell 44 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjonene B, D, H, K, O og Q i kabelnett 2. | 124 |
| Tabell 45 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon P i kabelnett 2 | 127 |
| Tabell 46 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon S i Blandingsnettet. | 132 |
| Tabell 47 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon O , S og U i Blandingsnettet. | 132 |
| Tabell 48 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon O, R, S og U i Blandingsnettet..... | 132 |
| Tabell 49 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon C i Blandingsnettet. | 135 |
| Tabell 50 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon Q i Blandingsnettet. | 135 |

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og mål med oppgaven

Hafslund Nett er Norges største nettselskap med om lag 550 000 kunder. De leverer strøm i 40 kommuner, fordelt på de tre fylkene Oslo, Akershus og Østfold (Hafslund Nett, 2013). Hafslund Nett vurderer å installere sensorer som indikerer feil i nettet i utvalgte punkter for å oppnå raskere feillokalisering i distribusjonsnettet. Det er aktuelt å kombinere sensorer med fjernstyring av enkelte brytere, og eventuelt installere flere effektbrytere ute i nettet. Formålet med slikt utstyr er å redusere avbruddsvarighet og med dette også avbruddskostnader.

Opgaven bygger på prosjektoppgave skrevet av forfatter høsten 2011 med tittelen ”*Systematisering av feilrettingsprosedyrer*”. Funn i masteroppgaven til Kjell Anders Tutvedt med tittelen ”*Nytteverdi og potensialer for Smart Grid teknologi*” er også benyttet som støtte for gjennomføring av oppgaven.

Målet med oppgaven er å finne optimal plassering og antall sensorer i ulike typer høyspennings distribusjonsnett, med bakgrunn i pålitelighetsanalyser. Ut fra pålitelighetsresultatene forsøkes det å etablere en forenklet metodikk som Hafslund Nett kan benytte som investeringsgrunnlag for SmartGrid-komponenter og hensiktsmessig plassering av disse.

1.2 Fremgangsmåte

Beregningsverktøyet NetBas Levsik er benyttet. Som en del av oppgaven er det gjort vurdering av forutsetninger og begrensninger i programvaren. Dette har vist seg å være tidkrevende, da versjonen som NTNU er i besittelse av er en eldre engelsk versjon. Selv med god hjelp fra leverandør Powel er det oppstått utfordringer underveis. Det er funnet feil som sannsynligvis skyldes feil i oversettelsen av programkoden fra norsk til engelsk. Det er bekreftet at dette kan være tilfelle av ansvarlige hos Powel. En viktig begrensning er fravær av muligheten for å analysere innføring fjernstyrte brytere på utvalgte nettstasjoner. Dette tok lang tid å fastslå, da Powel hevdet dette skulle være en funksjon i Levsik. Etter mye gjennomgang, ble det konkludert med at funksjonen ikke fungerer i den engelske versjonen av NetBas benyttet i oppgaven. Videre er derfor plassering av fjernstyrte brytere uteblitt fra pålitelighetsanalysene, men effekten av de omtales teoretisk.

Opgaven innledes med teori rundt leveringspålitelighet og en generell beskrivelse av de aktuelle SmartGrid-komponentene. Eksisterende prosedyrer i Hafslund omtales, med bakgrunn fra funn i tidligere nevnt prosjektoppgave. Det gjøres en vurdering av effekten de aktuelle komponentene vil ha på feilrettingsprosedyrer og avbruddstid. Videre omtales fremgangsmåten ved pålitelighetsanalyser og hvordan NetBas behandler dette. Netbas Levsik beskrives mer omfattende, med begrensninger og

forutsetninger. Det er her utført en test av resultatene fra Levsik, ved å sammenligne med manuelle beregninger. Nytte- lønnsomhetsvurderinger er gjort på bakgrunn av teori som omtales før resultatene presenteres. Det er gjort følsomhetsanalyse for å vurdere hvilke faktorer som påvirker pålitelighetsresultatene og lønnsomhetsvurderingene i størst grad.

Til slutt er det forsøkt å oppsummere resultatene med en generell metodikk. På grunn av begrensinger og forenklinger som er gjort, diskuteres resultatene og metodikken og forslag til videre arbeid drøftes.

2 Leveringspålidelighet

Leveringspålidelighet er kraftsystemets evne til å opprettholde leveranse av elektrisk energi til sluttbruker, og beskriver tilgjengeligheten av elektrisk energi.

Avbruddshyppighet og -varighet er innvirkende faktorer. (Sintef Energi AS, 2010c)

Krav til leveringspålidelighet framgår av ”Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet” (Lovdata, 2004). Forskriften forutsetter at nettselskap skal registrere data om kortvarige- og langvarige avbrudd for rapporteringspunkt i eget nett. Kravspesifikasjoner for registrering og rapportering av data følger det standardiserte registrerings- og rapporteringssystemet for feil og avbrudd i kraftsystemet, FASIT.

2.1 Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE)

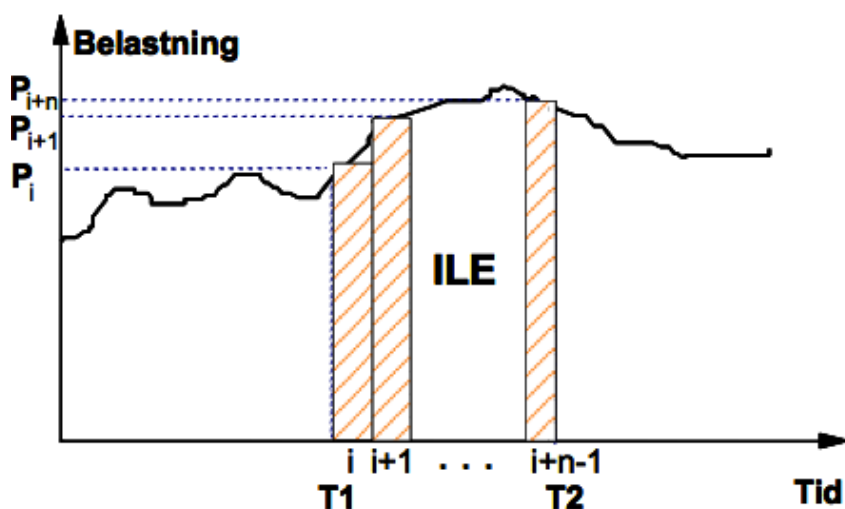
KILE-ordningen skal justere nettselskapenes inntektsrammer som følge av ikke levert energi. Ved planlagte utkoblinger og driftsforstyrrelser i elektriske anlegg med spenning over 1 kV, skal KILE representere de totale samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd. KILE-kostnader beløper seg til om lag 800 millioner kr pr. år for Norge. KILE-ordningen er med på å få nettselskapene til å trekke samfunnsøkonomiske betraktninger med i sine bedriftsøkonomiske analyser. (Sintef Energi AS, udatert)

Da ordningen trådte i kraft 1. januar 2001 var den kun gjeldende for langvarige avbrudd. 1. januar 2009 ble kortvarige avbrudd inkludert etter forslag fra NVE. Begrunnelsen for forslag om utvidelse av ordningen var at den samfunnsøkonomiske kostnaden ved kortvarige avbrudd er av tilsvarende størrelsesorden som ved langvarige avbrudd. Registrering av kortvarige avbrudd var dessuten allerede et krav i forskrift om leveringskvalitet. Den nye ordningen tar hensyn til varigheten av avbruddet, samt tidspunkt for avbrudd. (Sintef Energi AS, udatert)

2.1.1 ILE

Elektrisk energi som ville blitt levert til sluttbruker dersom det ikke hadde vært svikt i energileveringen, regnes som ikke levert energi (ILE) (Lovdata, 2004). ILE innebærer ikke bare avbrudd, men også reduksjon i leveringen pga. manglende kapasitet.

ILE er arealet under lastkurven når tilgjengelig leveringskapasitet er mindre enn belastningen, Figur 1.



Figur 1 Illustrasjon av ikke levert energi i radialnett, avbrutt effekt er lik midlere timebelastning (Sintef Energi AS, 2010c)

Likning 1 beregner ILE ved avbrudd i tidsrom fra T_1 til T_2 .

$$ILE_j = \int_{T_1}^{T_2} \Delta P(t) dt \approx \sum_{i=1}^n \Delta P_i r_i$$

Likning 1 Ikke levert energi for avbrudd j (Sintef Energi AS, 2010c)

- ILE_j ikke levert energi for avbrudd nr. j
- T_1 tidsrom avbrudd starter
- T_2 tidsrom avbrudd avsluttet, forsyningen er tilbake
- n antall intervall i tidsrom T_1 - T_2
- ΔP_i midlere avbrutt effekt i intervall nr. i (kWh/h)
- r_i varighet intervall, denne er stort sett 1 time, med unntak av eventuelt første eller siste time

2.1.2 KILE

KILE-ordningen reguleres av forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (Lovdata, 2009). KILE-kostnaden beregnes med godkjente FASIT-programmer fra 2009 etter forskriften. FASIT er det standardiserte systemet for registrering av feil og avbrudd i kraftsystemet. (Sintef Energi AS, udatert)

Etter den nye KILE-ordningen fra 2009 er det gått bort fra å benytte avbruddssatser pr. sluttbrukergruppe, til å benytte kostnadsfunksjoner pr. sluttbrukergruppe, Likning 2. Spesifikke kostnadsfunksjoner pr. kundegruppe er presentert i Tabell 30 i vedlegg B.

$$k_v(r) = a_v r_v + k_v(r_{v,0})$$

Likning 2 Kostnadsfunksjon for sluttbrukergruppe ved referansetidspunkt (Sintef Energi AS, 2010a)

- k_v spesifikk avbruddskostnad som funksjon av avbruddsvarighet
- v varighetsintervall
- r avbruddsvarighet

a_v kostnadsfunksjonens stigningstall innenfor varighetsintervall v
 $r_{v,0}$ avbruddsvarighet 0
 $k_v(r_{v,0})$ konstantledd

I fastsettelsen av kostnadsfunksjonene er sluttbrukerne delt inn i seks hovedgrupper :

- jordbruk
- husholdning
- industri
- handel og tjeneste
- offentlig virksomhet
- prosessindustri (inkl. treforedling og kraftintensiv industri)

(Sintef Energi AS, 2010a)

Fire av sluttbrukergruppene deler avbruddskostnadene inn i avbrudd med varighet lenger- og kortere enn fire timer. Dette sikrer mest mulig korrekte spesifikke avbruddskostnader. (Sintef Energi AS, 2010a)

Grunnlaget for kostnadsfunksjonene er en landsomfattende spørreundersøkelse, hvor sluttbrukerne har oppgitt sin kostnad ved et avbrudd og deres betalingsvilje for å unngå avbrudd. Kostnaden er referert til et tidspunkt i januar, Tabell 31 vedlegg B. (Sintef Energi AS, 2010a)

Avbruddskostnaden beregnes for avbrudd på tidspunkt j etter formel i Likning 3.

$$K_j = k_{P,ref} \times f_{K,m} \times f_{K,d} \times f_{K,h} \times P_{ref}$$

Likning 3 Kostnad for vilkårlig avbrudd på tidspunkt j (Sintef Energi AS, 2010a)

$k_{P,ref}$ spesifikk avbruddskostnad (kr/kW) på referansetidspunktet for en gitt varighet
 $f_{K,m}$ korreksjonsfaktor for avbruddskostnad i måned m
 $f_{K,d}$ korreksjonsfaktor for avbruddskostnad på dag d
 $f_{K,h}$ korreksjonsfaktor for avbruddskostnad i time h
 P_{ref} avbrutt effekt i rapporteringspunktet dersom tilsvarende avbrudd hadde skjedd på referansetidspunktet (kWh/h)

Korreksjonsfaktorene representerer det faktum at avbruddskostnadene varierer med tid på døgnet, ukedag og tid på året (Sintef Energi AS, 2010a), Tabell 32-Tabell 34.

Det inngår kostnader ved svært langvarige avbrudd (>12 timer) i tillegg til KILE-kostnaden (Sintef Energi AS, 2010a), presentert i Tabell 1.

Tabell 1 Kostnad ved svært langvarige avbrudd (Sintef Energi AS, 2010a)

| | |
|--|----------|
| Avbrudd til og med 24 timer | Kr 600 |
| Avbrudd over 24 timer til og med 48 timer | Kr 1.400 |
| Avbrudd over 48 timer til og med 72 timer | Kr 2.700 |

For avbrudd som overskrider 72 timer, gis det et tillegg på kr 1.300 for hver påbegynte tjuetimerperiode. Dette beløpet utbetales til sluttbrukere på alle nettnivåer. (Sintef Energi AS, 2010a) Denne kostnaden vil sannsynligvis ikke påvirkes nevneverdig av en reduksjon av feillokaliseringstiden.

Avbruddene kan både være varslede og ikke-varslede. Ved planlagte utkoblinger skal sluttbruker varsles. Nettselskapet reduserer da sine KILE-kostnader ved at opprinnelig KILE-kostnad multipliseres med korreksjonsfaktor, Tabell 35 i vedlegg C. Det kan oppstå tilfeller hvor sluttbruker ikke varsles om planlagte utkoblinger, slike hendelser skal da beregnes som et ikke varslet avbrudd i henhold til KILE-kostnaden. (Sintef Energi AS, 2010a)

For sluttbrukere med forventet årlig energiuttak over 400 000 kWh er det er mulig å inngå individuelle avtaler om avbruddsatser. Avtale skal inneholde avbruddsats i kr pr. kW eller pr. kWh for ulike avbruddsvarigheter, for både varslede og ikke varslede avbrudd. (Lovdata, 2009)

Der det forekommer flere delavbrudd som følge av samme driftsforstyrrelse, noe som er vanlig når prøvekobling pågår, skal KILE-kostnaden beregnes som summen av samtlige delavbrudd hver for seg. Dersom denne summen overstiger KILE-kostnaden for et sammenhengende avbrudd fra første delavbrudd inntreffer til siste avsluttes, skal avbruddet regnes som et sammenhengende avbrudd i beregning av KILE-kostnader. (Lovdata, 2009)

2.2 Pålitelighetsindekser

NVE har fremmet krav om at rapportering av avbruddsfrekvens og –varighet skal refereres til antall sluttbrukere, istedenfor rapporteringspunkt. Dette har vært gjeldende for henholdsvis langvarige avbrudd fra 2005 og for kortvarige avbrudd fra 2006. Motivasjonen bak skal være en enklere forståelse for sluttbruker enn begrepene rapporteringspunkt og ILE. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet tar for seg disse bestemmelsene, og avgjør hvilke data som skal rapporteres etter krav fra NVE (Lovdata, 2004).

2.2.1 SAIDI

SAIDI, System Average Interruption Duration Index, defineres som gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr. sluttbruker.

$$SAIDI = \frac{\text{Sum avbruddsvarighet over året}}{\text{antall sluttbrukere tilknyttet nettet siste dag i året}} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{N_{tot}}$$

Likning 4 SAIDI (Vadlamudi, 2011)

n = antall lastpunkt med avbrudd

N_i = antall kunder knyttet til lastpunkt i

N_{tot} = totalt antall sluttbrukere i systemet siste dag i året

U_i = varighet avbrudd for lastpunkt i

SAIDI kan deles inn i langvarige- og kortvarige avbrudd, henholdsvis SAIDI_L og SAIDI_K. (Lovdata, 2004)

2.2.2 SAIFI

SAIFI, System Average Interruption Frequency Index, defineres som avbrudd i snitt pr. sluttbruker.

$$SAIFI = \frac{\text{Sum antall avbrudd over året}}{\text{antall sluttbrukere siste dag i året}} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{N_{tot}}$$

Likning 5 SAIFI (Vadlamudi, 2011)

n = antall lastpunkt med avbrudd

N_i = antall kunder knyttet til lastpunkt i

N_{tot} = totalt antall sluttbrukere i systemet siste dag i året

λ_i = antall avbrudd i lastpunkt i

Som SAIDI kan SAIFI deles inn i langvarige- og kortvarige avbrudd, henholdsvis SAIFI_L og SAIFI_K. (Lovdata, 2004)

3 Smarte Nett

Smarte nett, eller Smart Grid, er en betegnelse på fremtidens kraftsystem og innebærer en automatisering for å knytte sammen produksjon, forbruk og drift av nett. En viktig faktor er fleksible forbrukere som kan responderer på kraftpriser eller regulering fra systemansvarlig slik at flaskehalsen håndteres bedre. (Statnett, 2012) Med et økt bruk av nye fornybare energikilder, og blant annet større grad av elektrifisering innen transportsektoren, stilles nye og skjerpede krav til nettet. Smarte nett handler i stor grad om å integrere IKT i kraftsystemet, et samspill mellom kraftnettet og internett. Det er aktuelt med IP-adresse på anleggskomponenter og apparater som kan gjøres tilgjengelig via internett. (Sand, 2011)

Smarte nett er et hyppig brukt uttrykk i forbindelse med utvikling av kraftnettet de siste årene, og det finnes en mengde definisjoner av begrepet. Et eksempel er definisjonen til European Technology Platform Smart Grid. *"A SmartGrid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies."* (IEC, 2010)

Nettselskapenes rolle i gjennomføringen av Smart Gridfunksjoner er forankret i Energilovforskriften. *"Konsesjonsordningen for omsetning av elektrisk energi har som formål å sikre en samfunnsmessig rasjonell kraftomsetning og nettvirksomhet gjennom å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet."* (Lovdata, 2002)

Smarte nettfunksjoner kan gi stor nytte for nettselskapene i form av blant annet reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader og reduserte KILE-kostnader på grunn av mer effektiv feillokalisering og seksjonering under avbrudd. Denne måten å drive nettet på bringer imidlertid med seg en økt kompleksitet som bør drøftes. Nye komponenter kan føre til flere feil og avbrudd på nettet, og kanskje ikke bedre leveringspåliteligheten slik hensikten er. Dette er faktorer som må inkluderes i en samfunnsøkonomisk analyse.

En sentral del av visjonen knyttet til Smarte nett er implementering av avanserte måle- og styringssystemer, AMS, som skal være installert hos alle norske strømkunder innen 1. januar 2017 (NVE, 2010). Dette er et tiltak i lavspent distribusjonsnett og vektlegges ikke i denne oppgaven.

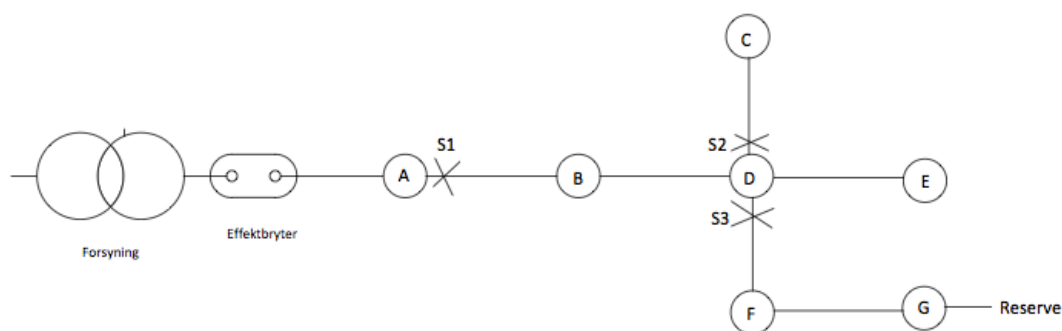
Tabell 2 Drivkrefter for innføring av smarte nett (Sand, 2011)

| Funksjon | Kommentar |
|---|---|
| Automatisering/effektivisering av manuelle arbeidsprosesser | Fjernstyrt innkobling, automatisk innkobling, fjernavlesing av kortslutningsindikatorer. |
| Håndtering av leveringspåliteligheten | Reduserer antall og varighet av avbrudd |
| Overvåking av tilstanden til nettkomponentene | Informasjon om koblingsbildet, tilstands- og belastningsforhold. Fjernavlesing av tilstandsdata. Bedre levetidsutnyttelse |
| Varsling av kunder ved planlagte utkoplinger | Bedre kundeforhold |
| Identifisere svake punkter | Grunnlag for investeringsbeslutninger |
| Bedre oversikt over kraftnettet/kraftsystemet | Belastningsunderlag for driftsavgjørelser og dokumentasjon av nett og drift. |
| Fjernovervåking/fjerndiagnose | Redusere behov for å oppsøke anleggene, redusere transportkostnader, redusere feilrettingstiden. |

3.1 Sensorer

Sensorer ute i kraftnettet er allerede en realitet. Det finnes nettstasjoner med såkalte kortslutnings- eller jordslutningsindikatorer. Problemet er at disse i stor grad må leses av manuelt, slik at tidsbesparelsen ved feilretting vil være begrenset da feilrettingsmannskapet må oppsøke hver enkelt nettstasjon for å lese av indikatoren. (Hafslund Driftssentral 2011) Et godt tiltak for å effektivisere seksjoneringen, er om disse kan fjernavleses. Fjernavleste kortslutnings- og jordslutningsindikatorer omtales videre som sensorer, mens med kortslutningsindikatorer menes videre lokalavleste kortslutningsindikatorer.

Indikatorene fungerer ved at de registrerer feil i bakenforliggende nett. Dette skjer når måling av returstrømmen ikke samsvarer med utgående strømmålinger. (Hafslund Driftssentral 2011) Figur 2 og noen eksempler illustrerer hvordan feilindikeringen kan foregå. S1-S3 illustrerer plassering av indikator og det er brytermuligheter i alle nettstasjonene.



Figur 2 Nett bestående av 7 nettstasjoner, 3 indikatorer og en reserveforsyning.

- feil mellom S1 og D indikeres av S1
- feil utenfor D mot E indikeres av S1
- feil mellom D og C indikeres av S1 og S2
- feil mellom D og G indikeres av S1 og S3

Med sensorer ute i nettet vil ikke antall feil reduseres, men avbruddsvarigheten kan begrenses da seksjoneringen kan skje raskere. Dessuten kan en unngå delavbrudd som følge av prøvekoblinger under seksjoneringen. Dette medfører at pålitelighetsindeksen SAIFI_L ikke påvirkes ved innføring av sensorer, men SAIFI_K kan reduseres noe. Mest utslagsgivende vil reduksjonen av SAIDI være, som følge av at større del av seksjoneringen kan gjøres sentralt, og feillokaliseringen skjer raskere. En viktig faktor som gjenspeiles i pålitelighetsindeksene, er et bedret omdømme og mer fornøyde kunder som følge av effektivisering av feilretting ved avbrudd. Dersom samtlige nettstasjoner inneholder kortslutningsindikatorer fra før, vil ikke SAIFI reduseres ytterligere.

Nettselskapene vil også merke en positiv økonomisk effekt av sensorer. Med reduserte avbruddstider følger reduserte KILE-kostnader, som er en direkte funksjon av avbruddsvarigheten i Likning 2. En aktuell problemstilling er om sensorer vil øke kompleksiteten på nettet og føre til flere avbrudd, som følge av at sensoren selv kan være feilårsak.

En pålitelighetsanalyse beregner hvordan de aktuelle parameteren endres ved ulike plasseringer av sensor. Dette gir svar på hvor sensorer mest hensiktsmessig skal plasseres slik at avbruddstiden og –hyppigheten reduseres best mulig og bedrer leveringspåliteligheten. Pålitelighetsanalyser kan utføres i NetBas-modulen Levsik. Det er hensiktsmessig av nettselskapet å også gjøre en praktisk vurdering, der områder med høy kundetetthet, høye KILE-kostnader og høy feilhyppighet prioriteres.

Sensorer har ulike forutsetninger for å fungere. Dette kan være hvor stor feilstrømmen må være for at sensoren skal indikere feil og om det er linje- eller kabelnett som vurderes. Noen typer sensorer kan også gi opplysninger om avstanden til feilen.

3.1.1 Sensorplassering

En hensiktsmessig plassering av sensorer er i den nettstasjon feilretterne normalt oppsøker først. Dette som oftest midt på nettet i utstrekning. Utformingen av nettet er en avgjørende faktor for både antallet og plassering av sensorer. Ved avgreininger fra hovedradialen, er det nyttig i å avklare hvilken avgreining som er feilbefengt. Avhengig av størrelsen på avgreiningen med tanke på forbruk og avstander, avgjøres nytten av sensoren.

Når forsyning kan gjenopprettes av andre nett gjennom brytermuligheter, omtales dette som reserveforsyning. Dette er et annet relevant beslutningsgrunnlag for

sensorplassering. Innkoblingen kan skje når aktuell reserveforsyning og rapporteringspunkt som kan forsynes er isolert fra feilbefengt område. Et eksempel på dette er nettet i Figur 2. Dersom S2 har indikert, befinner feilen seg på avgreiningen mot nettstasjon C. Avgreiningen mot nettstasjon F kan da kobles ut med bryteren i D og isoleres fra feilbefengt nett. Reserveforsyningen i G kan videre gjenopprette forsyningen til rapporteringspunkt tilknyttet nettstasjonene F og G.

Nettstasjoner med brytere har større nytte av innføring av sensorer, da feillokaliseringstiden reduseres i større grad dersom det er mulig å koble vekk den feilbefengte delen. Dette kan igjen illustreres med Figur 2. Dersom S1 ikke indikerer feil vites det at feilen er lokalisert mellom S1 og effektbryteren. Uten bryter i nettstasjon A må hele nettet ligge ute til feil er reparert. Med brytermulighet kan nettstasjon B og utover isoleres fra feilbefengt del og gjenopprette forsyningen fra reserven før feilen er reparert.

Når sensor har indikert på hvilken side feilen befinner seg, er feilbefengt område redusert. Et begrenset feilsøkeområde reduserer forventet feillokaliseringstid, og potensialet for å redusere tidsbruken ytterligere ved innføring av en sensor nummer to er ikke like stort som for den første. Det er derfor grunn for å tro at nytten er størst ved innføring av sensor nummer én.

Det er en fordel å holde antallet sensorer nede, da komponenten selv har en forventet feilhyppighet. Ukritisk innføring av sensorer kan bidra til flere avbrudd fremfor å bedre påliteligheten. Det er sett bort fra dette i de pålitelighetsanalyser som er gjennomført her, men problemstillingen drøftes sammen med resultatene. For et mer pålitelig resultat må det gjøres en grundig pålitelighetsanalyse av nettet før og etter innføring av sensorer, hvor feilhyppigheten til sensorer tas hensyn til.

3.2 Fjernstyrte brytere

Fordelen av å innføre fjernstyrte brytere ute i distribusjonsnettet, er at deler av seksjoneringen kan utføres sentralt. Dette reduserer seksjoneringstiden som følge av at driftssentralen setter i gang med prøvekoblinger raskere enn hva feilrettingsmannskapet har mulighet til å utføre lokalt. (Hafslund Driftssentral 2011)

Med fjernstyrte brytere reduseres ikke antall avbrudd på nettet, men avbruddsvarigheten reduseres på grunn av effektivisering av feillokaliseringen. Når driftssentralen utfører prøvekoblinger umiddelbart etter avbrudd, sitter de inne med mer informasjon slik at feilrettingsmannskapet sendes til et mindre utbredt feilbefengt område og raskere kan lokalisere feil. (Hafslund Driftssentral 2011)

SAIDI reduseres på grunn av kortere avbruddstid, men SAIFI vil ikke endres da det likevel må gjøres prøvekoblinger for å avdekke hvor feilen befinner seg, og delavbrudd kan forekomme på lik linje med prøvekoblinger som gjøres lokalt på nettstasjonene.

Innføring av fjernstyrte brytere reduserer KILE-kostnaden som følge av redusert seksjoneringstid. Det bør fortas grundige pålitelighetsanalyser for å finne hensiktsmessig plassering og antall brytere som er optimalt å innføre. Fjernstyrte brytere har selv en mulighet for å rammes av feil, slik at feilhyppigheten til den fjernstyrte bryteren må inkluderes i analysen for å gi korrekt resultat.

Det må foretas en vurdering av om det er sikkerhetsmessig forsvarlig å innføre fjernstyring av alle typer nett. Kabelnett er ofte rammet av feil på grunn av ytre påførte skader, og det kan være mennesker involvert ved gravearbeid som er utløsende årsak. Å spenningsette kabelen uten å forsikre seg om at ingen er utsatt for dirkede kontakt med nettet kan være svært kritisk. Dette er også årsak til at GIK, automatisk gjeninnkobling, ikke brukes i kabelnett.

3.2.1 Plassering av fjernstyrte brytere

Feilretting i dag foregår ofte etter såkalt halveringsmetode, der det gjøres en prøvekobling i nettstasjon omtrent midt på nettets utstrekning og det forsøkes å legge inn igjen effektbryter som har falt ut. Dersom spenningen opprettholdes vet mannskapet at feilen befinner seg lenger ute i nettet i forhold til bryteren som kobles ut. Dette vil følgelig være aktuell plassering av fjernstyrte brytere, da første prøvekobling kan gjøres sentralt og halvere feilbefengt område raskt.

Dersom nettet har flere avgreninger er det hensiktsmessig å plassere fjernstyrte brytere på disse. Da kan det raskt konkluderes med hvilken avgrening feilen befinner seg på. Reservekoblinger har også en positiv effekt av å kunne fjernstyres. Innkobling av reserve blir ofte nedprioritert når det må gjøres manuelt dersom nytten av å koble inn reserven ikke er stor nok til å dekke tiden feilretterne må bruke på å gjøre slike innkoblinger frem for å seksjonere seg frem til feilen.

Fjernstyrte brytere vil ha en stor nytte i distribusjonsnett, spesielt i grisgrendte strøk. Her er avstandene store og tilgjengeligheten vanskeligere enn for bynære nett. En kombinasjon med sensorer kan redusere feillokaliseringstiden ytterligere.

3.3 Effektbryter

Effektbryteren fungerer ved at den umiddelbart kobler feilbefengt nett vekk fra kraftsystemet. Dette fører til at forsyningspunkter innenfor bryteren ikke mister spenningen. Dette er effektivt med tanke på at en reduserer antall sluttbrukere med uteblitt forsyning.

Ved innføring av flere effektbrytere ute i distribusjonsnettet, er det vesentlig å bevare selektiviteten. Selektivitet innebærer at effektbryteren skal oppdage feil, og isolere kun feilbefengt del. Det er viktig å opprettholde sikkerheten og ikke legge ut nett når det ikke er behov. En effektbryter løser ut ved feil på bakenforliggende nett og feilen kan umiddelbart lokaliseres bak effektbryteren. (Hafslund Driftssentral AS, 2011)

Alle pålitelighetsindekser kan forbedres når det installeres flere effektbrytere. Effektbryteren deler opp nettet, slik at rapporteringspunkt innenfor effektbryter som har løst ut opprettholder forsyningen. Med dette vil både avbrutt effekt og ikke levert energi reduseres for disse rapporteringspunktene, og nettet totalt kan oppnå en tilsvarende reduksjon. Med dette følger også en reduksjon av KILE-kostnader.

Effektbryteren deler opp nettet slik at feilbefengt område reduseres umiddelbart. Rapporteringspunkter også utenfor effektbryteren oppnår en forbedring av pålitelighetsindekser og KILE-kostnader, som følge av at feilrettingen skjer mer effektivt og avbruddsvarigheten reduseres.

3.3.1 Plassering av effektbryter

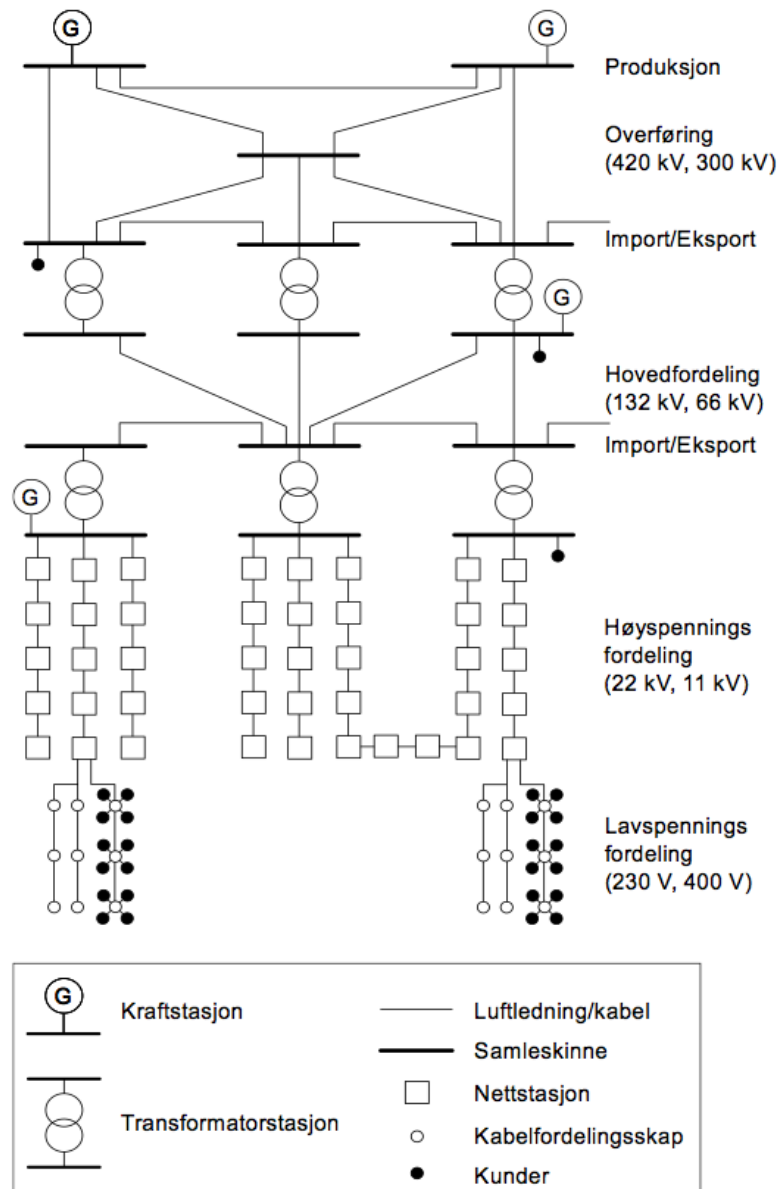
Plassering av effektbrytere kan vurderes etter tilsvarende kriterier som med sensorer, omtrent midt på nettet i utstrekning. Det kan være nyttig å skille ut avgreininger med spesielt stor belastning, viktige kunder eller kunder som gir høye KILE-kostnader.

Plassering av ekstra effektbrytere i nettet er et komplekst problem som må dokumenteres bedre. Det er grunn for å tro at på de fleste nett som er aktuelle for Hafslund, er det kun 1 til 2 ekstra effektbrytere på hver avgang som er nyttig og samtidig bevare selektiviteten. (Tutvedt, 2012)

3.4 Distribusjonsnett Hafslund

Distribusjonsnettet er det laveste nettnivået i Norge før elektrisiteten fordeles ut til kunder. Dette kan deles inn høyspennings- og lavspennings distribusjonsnett. (Sintef Energi AS, 2003) I denne oppgaven er det høyspenningsdelen som vurderes, dette har nominell systemspenning 11-22 kV. Inndeling av alle nettnivåene i kraftsystemet vises i Figur 3.

Distribusjonsnettet har en radiell nettstruktur eller en radielt drevet maske- eller ringstruktur. Radielle nett er mest utbredt i grisgrendte strøk, der luftnett er vanligst. Maskenett finnes oftere i bynære strøk, og er den vanligste nettstrukturen i kabelnett. (Sintef Energi AS, 2003)



Figur 3 Nettnivåer (Sintef Energi AS, 2003)

3.4.1 Drift

Hafslund driver nettet fra sin døgnbemannede driftssentral. Ved eventuelle avbrudd på høyspennings distribusjonsnett, varsles de umiddelbart gjennom sitt automatiske alarmeringssystem. (Tutvedt, 2012)

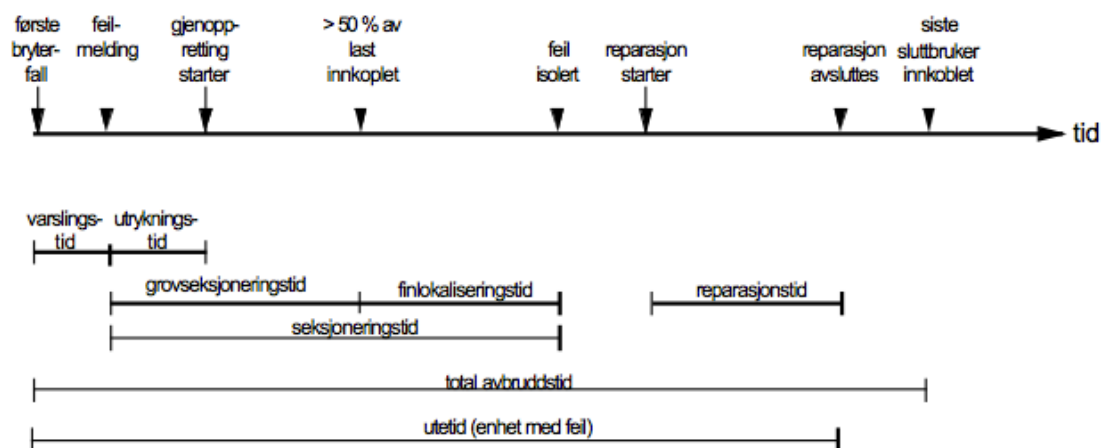
Driftssentralen sitter hele tiden med informasjon om driftssituasjonen. Umiddelbart etter et avbrudd oppdages hvilken effektbryter som er løst ut, og aktuelt nett lokaliseres. Detaljert beliggenhet til feilbefengt anleggsdel vites imidlertid ikke, og lokalisering av feil skjer ved manuell seksjonering. (Hafslund Driftssentral, 2011)

Noen nettstasjoner er utstyrt med lokalavleste kortslutningsindikatorer og/eller fjernstyrte brytere. Dette forenkler seksjoneringsprosessen noe, da feilbefengt område

raskere begrenses i omfang. Enkelte avganger er utstyrt med automatisk gjeninnkopling (GIK) som spenningssetter nettet umiddelbart etter utfall av effektbryter, forsyningen opprettholdes dersom feilen er forbigående. (Hafslund Driftssentral, 2011)

3.4.2 Feilretting

Proessen med feilrettingen kan deles inn i segmenter som i sum definerer avbruddstiden. I definisjonsheftet utarbeidet av referansegruppe feil og avbrudd hos FASIT illustreres avbrudd med inndeling som i Figur 4.



Figur 4 Tidslinje ved avbrudd (Referansegruppe feil og avbrudd, 2001)

Definisjon av begreper er oppsummert i Tabell 29.

Allerede under grovseksjoneringen kan noen leveringspunkt ha gjenopprettet forsyning, mens andre får den tilbake etter finlokalisering. Øvrige leveringspunkt opplever avbrudd inntil feil er reparert. Avbruddsvarigheten avhenger av plasseringen til forsyningspunktet i forhold til feilbefengt del, samt mulighet for innkopling av reserve.

Feilrettingsprosedyren baserer seg på prøvekoblinger. Dette innebærer at feilretterne manuelt, eventuelt driftssentralen ved hjelp av fjernstyring, kobler ut brytere for så å spenningsette resterende nett. Avhengig av om spenningen opprettholdes, avklares det hvor feilen befinner seg. Nytt avbrudd innebærer at feilen befinner seg innenfor bryter som er kople ut. Topologien avgjør hvilke brytere som prøvekoples først. De fleste nett er driftet radielt, og flere har muligheter for å koble til reserveforsyninger. (Hafslund Driftssentral AS, 2001)

Normal prosedyre er å velge første prøvekobling på bryter i midterste nettstasjon, og konkludere med hvilken side feilen befinner seg på. Noen nettstasjoner er utstyrt med kortslutningsindikator som gir en indikasjon på hvilken side av nettstasjonen feilen befinner seg. Disse må leses av manuelt, men kan gi feilrettingsmannskapet en viss tidsbesparelse da de slipper prøvekobling og delavbrudd unngås. På feilbefengt del skjer ny inndeling, hvor ny prøvekobling eller avlesing av indikator utføres omtrent

på midten. Etter et antall prøvekoblinger er feil lokalisert mellom de to nærmeste bryterne, og flest mulig vil ha gjenopprettet sin forsyning. Dersom nettet er uten mulighet for reserveforsyning, forblir rapporteringspunkt utenfor feilen spenningsløse til reparasjon er over. Reparasjonen vil starte umiddelbart. (Tutvedt, 2012)

Ved innføring av sensor i nettstasjoner reduseres feillokaliseringstiden. Sensor på nettstasjon hvor første prøvekobling normalt ville utføres, antas å være optimal plassering av sensor nummer én. Dette resulterer i at feilretterne kan oppsøke neste aktuelle nettstasjon direkte og seksjoneringstiden er redusert. Etter å ha innført den første sensoren er feilbefengt område halvert, og det er følgelig ikke like stort potensial for å redusere feillokaliseringstiden ytterligere. Derfor er nytten ikke like stor ved innføring av sensor nummer to.

Fjernstyrte brytere reduserer feillokaliseringstiden, da seksjoneringen kan begynne allerede fra driftssentralen. Feilrettingsmannskapet sendes til et mindre område for å gjøre de siste prøvekoblingene eller eventuelt direkte til feilen.

Kombinasjonen sensor og fjernstyrt bryter er en interessant konfigurasjon. Det er grunn for å tro at denne kombinasjonen har det beste potensialet for å redusere KILE-kostnaden og SAIDI. Dette fordi driftssentralen både oppnår rask indikasjon på hvor feilen befinner seg og samtidig kan koble ut bryter. Dersom feilen befinner seg innenfor den fjernstyrte bryteren og rapporteringspunkt utenfor har mulighet for innkobling av reserve, reduseres seksjoneringstiden betraktelig for disse rapporteringspunktene.

Dersom effektbryter er utstyrt med automatisk gjeninnkobling (GIK) vil systemet påsettes spenning automatisk umiddelbart etter avbrudd. Ved tilfeller av forbigående feil, som lynnedslag, trær og fugler som kortslutter luftlinjer, kan forsyningen være tilbake til det normale etter en slik innkobling. Personell på driftssentralen forsøker likevel ofte, dersom nytt avbrudd oppstår, å spenningsette nettet manuelt en gang til. Det kan være tilfeller hvor den automatiske gjeninnkoblingen settes i gang for tidlig. Denne praksisen er vanlig ved mistanke om at feilen er forbigående, men utføres med varsomhet på kabelnett hvor feil kan være forårsaket av menneskelige aktiviteter som for eksempel gravearbeid. I hendelser hvor avbruddet blir vedvarende settes videre prosedyrer for feilretting i gang. (Hafslund Driftssentral AS, 2011)

4 Pålitelighetsanalyse

Pålitelighetsanalyser brukes til å analysere kraftsystemets evne til å utføre tiltenkt funksjon. Analysen kan gjøres på komponentnivå eller ved å se på kraftsystemet som helhet. Det er de totale avbruddskostnader som er det interessante resultatet av slike analyser. (Sintef Energi AS, 2010c)

Et nyttig bruksområde for pålitelighetsanalyser, er sammenligning av påliteligheten i eksisterende nett mot endringer ved å investere i ulike tiltak. Dette grunnlaget brukes til å beregne fremtidige avbruddskostnader, og bidrar til avgjørelser av hvilke investeringer som er mest samfunnsnyttige. Analysen er dessuten svært viktig for å vurdere virkningen av KILE-ordningen, som er et sentralt tema i denne oppgaven. (Sintef Energi AS, 2010c)

Pålitelighetsanalyser gir underlag for flere oppgaver:

- kraftsystemplanlegging
- konsesjonssøknader
- prosjektering, vurdering av tiltak
- utarbeidelse av nettfilosofi og –standarder
- utarbeidelser av standarder for leveringskvalitet
- drifts- og vedlikeholdsplanlegging
- beredskapsplanlegging

(Sintef Energi AS, 2010c)

Pålitelighetsanalyser gir resultater i form av avbruddshyppighet og –varighet innenfor analyseperioden. Vanligvis er denne perioden et år.

Resultatet brukes til underlag for beregninger av årlige pålitelighetsindekser:

- antall avbrudd pr. år
- årlig avbruddsvarighet
- gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr. avbrudd
- årlig ikke levert energi (ILE)
- årlig avbruddskostnad

(Sintef Energi AS, 2010c)

4.1 Pålitelighetsberegninger

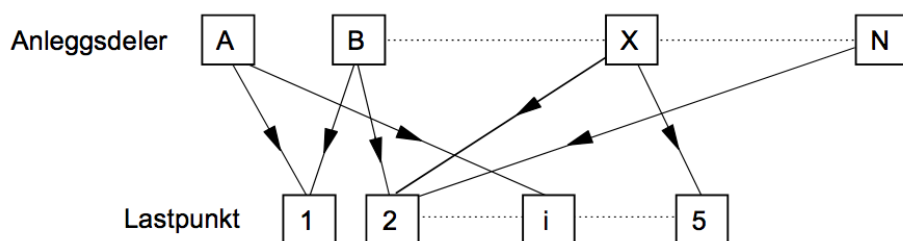
Denne oppgaven er begrenset til å gjøre beregninger på høyspente distribusjonsnett som driftes radielt. I slike nett bygger pålitelighetsanalyser på matematikeren A.A. Markov sine modeller og tar utgangspunkt i sannsynligheten for feil til de enkelte anleggsdelene. (Sintef Energi AS, 2010c)

Radielle nett består av seriekoblede elementer, hvor det kreves at alle anleggsdeler mellom sluttbruker og innmatingspunktet er i funksjon for å opprettholde forsyning. Alle feil medfører at effektbryter løses ut, og avbrudd for alle leveringspunkt utenfor bryteren. (Sintef Energi AS, 2010c)

4.2 RELRAD-modellen

Videre beregningsmetodikk for pålitelighet baseres på RELRAD-modellen. Denne modellen ble utviklet av SINTEF(tidligere EFI) Energiforskning og NTNU (tidligere NTH) institutt for elkraftteknikk på slutten av 1970-tallet. (Sintef Energi AS, 2010c)

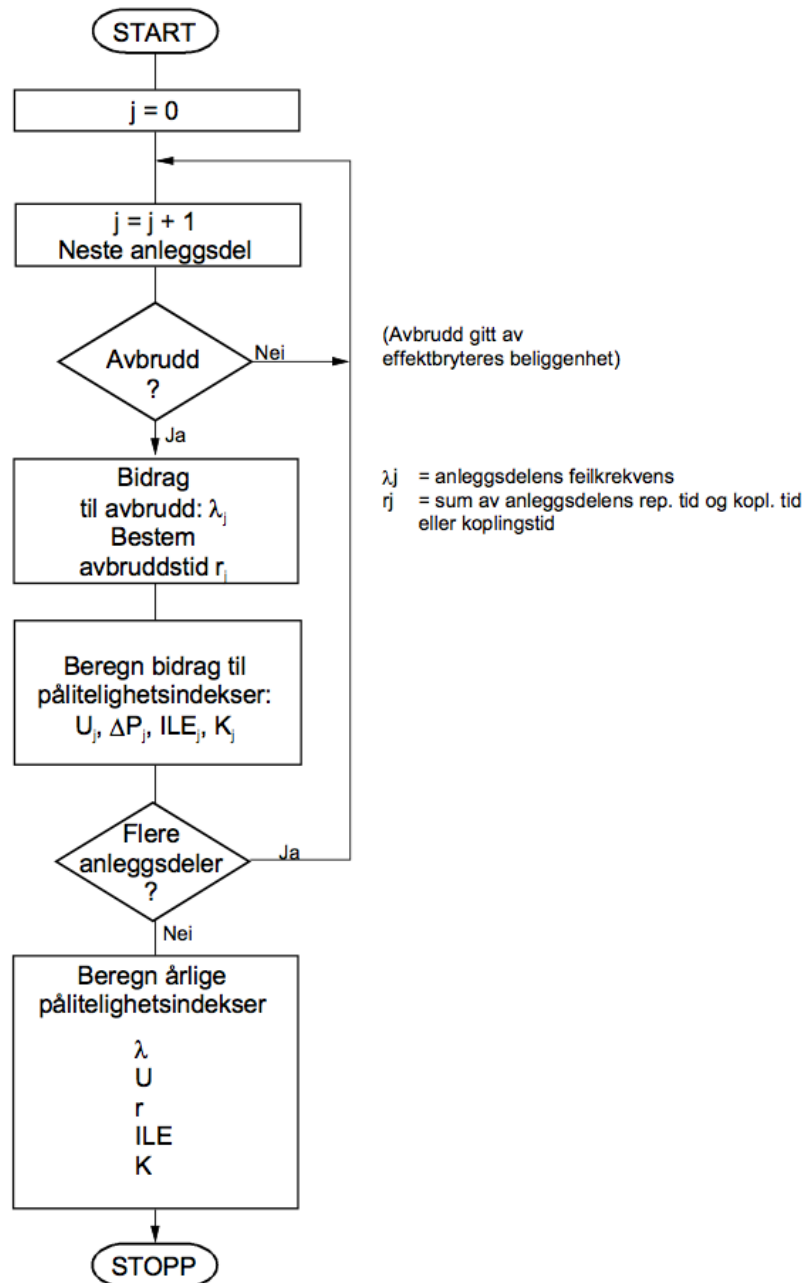
Med RELRAD-metoden beregnes avbruddshyppighet og –varighet for aktuelle lastpunkter i et radialnett. Modellen gjennomløper alle anleggsdeler og tar utgangspunkt i hvilke som bidrar til avbruddshyppighet og -varighet i lastpunktene. Avhengig av nettets topologi og bryterfunksjoner, summeres bidragene og brukes til beregning av pålitelighetsindekser. Et eksempel er vist i Figur 5. (Sintef Energi AS, 2010c). I høyspennings distribusjonsnett defineres fordelingstransformatorene som lastpunktene.



Figur 5 Lastpunkt som får avbrudd grunnet feil på anleggsdeler. (Sintef Energi AS, 2010c)

Lastpunkt utenfor effektbrytere som har løst ut opplever avbrudd. Avbruddstiden for lastpunktene avhenger av mulig reserveinnkopling og om forsyningen gjenopprettes under grov- eller finseksjoneringen. Øvrige sluttbrukere gjenoppretter forsyning først når feilen er reparert. Utfordringen med å fastslå koplingstid løses ved at det defineres en spesifikk koplingstid pr. bryter i RELRAD-modellen. Den spesifikke koplingstiden gjelder ved feil i seksjonen mellom bryteren og neste bryter utenfor. (Sintef Energi AS, 2010c)

Leveringspåliteligheten for et leveringspunkt betraktes som summen av bidragene fra alle de ulike utfallskombinasjonene, illustrert i algoritmen Figur 6.



Figur 6 Algoritme for pålitelighetsberegning i radielle nett. (Sintef Energi AS, 2010c)

$$\lambda = \sum_{j=1}^n \lambda_j [\text{avbrudd}/\text{år}]$$

Likning 6 Antall avbrudd pr. år (Sintef Energi AS, 2010c)

$$U = \sum_{j=1}^n \lambda_j r_j [\text{timer}/\text{år}]$$

Likning 7 Årlig avbruddsvarighet (Sintef Energi AS, 2010c)

$$r = \frac{U}{\lambda} = \frac{\sum_j \lambda_j r_j}{\sum_j \lambda_j} \text{ [timer/avbrudd]}$$

Likning 8 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet (Sintef Energi AS, 2010c)

- j tellevariabel for antall anleggsdeler
n antall anleggsdeler
 λ_j feilfrekvens for anleggsdel nr. j [antall feil/år]
 r_j summen av reparasjonstid for anleggsdel nr. j og koplingstid, eventuelt omkoblingstid i nettet [timer/feil]

$$\Delta P = P \sum_j \lambda_j \text{ [kW/år]}$$

Likning 9 Årlig avbrutt effekt (Sintef Energi AS, 2010c)

$$ILE = \sum_j ILE_j \approx P \sum_j \lambda_j r_j \text{ [kWh/år]}$$

Likning 10 Årlig ikke levert energi (Sintef Energi AS, 2010c)

- ΔP årlig avbrutt effekt for lastpunktet
 ILE_j bidrag til årlig ikke levert energi fra anleggsdel nr. j
P midlere belastning over året (=LE/8760 kWh/h)
LE årlig levert energi [kWh]

K Årlig kostnad, omtales nærmere i kapittel 5.3.1.2

4.2.1 RELRAD-modellens forutsetninger

Topologi

- radielt driftet nett, maskeforbindelser representeres som reserveforbindelser
- feil isoleres av nærmeste innenforliggende effektbryter (ved feil på denne vil neste innenforliggende effektbryter isolere feil)
- lastpunkt utenfor effektbryteren som isolerer feil registrerer avbrudd

Statistikk

- feilhendelser er statistisk uavhengige
- feil er reparert før neste feil inntreffer
- overlapping av feil representeres ikke.
- reserveforbindelser er tilgjengelig ved behov

(Sintef Energi AS, 2010c)

Uavhengige og ikke-overlappende feil dominerer i radielle nett, og dette støtter gitte forutsetninger. Ved normale forhold mellom reparasjons- og funksjonstid for et radielt

system er det heller ingen stor unøyaktighet i å anta at én feil inntreffer om gangen. (Sintef Energi AS, 2010c)

Det er svært vanlig at nettene driftes radielt (Tutvedt, 2012), slik at forutsetningene antatt her vil være gjeldende for store deler av dagens reelle nett. Maskenett kan likevel håndteres i Levsik, ved å definere omkoblingsmuligheter som reserveforsyninger (Fagertun, 2001).

5 Netbas Levsik

NetBas Levsik er et program for pålitelighetsberegninger, som er utviklet for nettselskaper for analyse av avbruddforhold og pålitelighet i fordelingsnettet. I denne oppgaven er NetBas 8.1 engelsk versjon fra 2005 benyttet.

Dagens KILE-ordning er et viktig element i beslutningsgrunnlaget for valg av tiltak det vurderes å investere i. NetBas Levsik utfører pålitelighetsberegninger på nettet etter RELRAD-modellen (Fagertun, 2001) og gir svar på hvordan tiltakene påvirker ikke-levert energi i nettet. Dette brukes videre til å beregne avbruddskostnaden. I denne oppgaven ses det på hvordan Levsik kan brukes til å beregne virkningen på avbruddskostnader ved innføring av sensorer og effektbrytere.

Programvaren egner seg godt for pålitelighetsberegninger da det er mulig å variere feilstatistikken, belastningen og andre beregningsparametere. Det kan med dette utføres følsomhetsanalyser, som illustrerer hva usikkerheten rundt datagrunnlaget betyr for resultatene.

5.1 Beskrivelse av programmet

I denne beskrivelsen av programmet vises de sentrale delene av hvordan en bygger opp nettet og utfører pålitelighetsberegninger. Dette er midlertidig omfattende å inkludere alle temaer, slik at det mest sentrale er trukket frem. Kommandoknapper omtales ved **fet** markering.

Levsik er en modul i beregningsverktøyet NetBas. Nettene i denne oppgaven er manuelt etablert i NetBas-modulen Arkiv og lagret i databasen. Nettene fremstilles med linje- og kabellengder, fordelingstransformatorer og brytere. Leveringspunkter representeres som en last-sum med årlig forbruk fordelt pr. sluttbrukergruppe og antall sluttbrukere. Alle endringer, som innføring av sensorer og fjernstyrte brytere, gjøres i Arkiv. Samtlige objekter som kan være en del av nettet finnes under knapperaden **Edit >Object>New**.

Levsik simulerer feil på alle objekter i nettet som medfører utfall av effektbryter. Videre beregnes avbruddsforhold i hvert enkelt leveringspunkt. Programmet vurderer hvilke rapporteringspunkt som får avbrudd og når de kan gjenopprette forsyningen. Forsyningen kan gjenopprettes enten fra reserveforsyning eller ved gjeninnkopling av effektbryter, men leveringspunkt kan også bli liggende ute til feil er reparert. Avbruddstiden blir da avhengig av koplningstiden og reparasjonstiden til bryteren som legger ut feilen.

Når det gjelder reserveforsyning kan dette defineres manuelt på ønskede nettstasjoner. I tillegg vil alle seksjoner som inneholder en eller flere åpne brytere fungere som reserveforsyning. Det er viktig å merke seg at Levsik ikke undersøker om reserven

har nok overføringskapasitet etter at den er definert, men det kan i feilsøkingen legges inn begrensinger på om reserveforbindelser skal inkluderes inn eller ikke. (Fagertun, 2001) Avbruddstiden og dermed også ikke-levert energi og avbruddskostnad blir lavere enn om overføringskapasiteten skulle undersøkes først.

Innkopling av reserve kan øke feilsøketiden noe, med mindre innkoplingen skjer ved hjelp av fjernstyrte brytere, men det vil likevel være nyttig da ikke-levert energi reduseres. I praksis er det slik at i områder med lite last i forhold til resterende utkoplest last blir det ikke prioritert å bruke reserven da feilsøketida øker og gevinsten av å kople inn det lille område blir mindre enn effekten av at store deler av lasten blir liggende ute lenger enn nødvendig. Området blir da liggende ute til feil er isolert. I Levsik kan dette behandles ved å definere et minimum antall stasjoner eller minimum effekt for at innkobling av reserve skal skje. (Fagertun, 2001)

Automatisk gjeninnkopling (GIK), som er tilfelle i deler av distribusjonsnett, kan inkluderes i beregningene. Dette angis på effektbryteren og gir en avbruddstid ved forbigående feil på 2 minutter. (Levsik, 2005) Funksjonen blir imidlertid ikke benyttet i denne oppgaven da forbigående feil ikke inkluderes i beregningene.

Ved innføring av SmartGrid-komponenter er det koplingstiden som endres. Det er definert egne koplingstider for brytere og tidsbruk for avlesing av kortslutningsindikatorer avhengig om disse er henholdsvis fjernstyrte eller fjernavleste, og en oppstartstid for seksjonering. Endringer kan gjøres i dialogvinduet **Edit Sectioning Time** under **Edit>Calculation Parameters>Control Data**. **Estimated Sectioning time** er valgt slik at det foretas en simulering av feilsøkingen.

Det gjøres i oppgaven en følsomhetsanalyse for å analysere hvilken effekt en endring av tidsbruken har for resultatet. Spesielt ”Oppstartstid seksjonering” er noe Hafslund er interessert i å se effekten av å variere. Denne er svært avhengig av nettopologi og geografisk beliggenhet. I bynære kabelnett kan den være relativt liten, mens i kraftledningsnett med stor utspredning er den mye høyere.

Kostnadssatsene for avbrudd kan endres i dialogvinduet **Edit Outage Cost** under **Edit>Calculation Parameters>Control Data >Cost Data**. Her kan det velges å definere avbruddssatsene på et **detaljert** nivå, med fire spesifikke avbruddskostnader avhengig av avbruddets varighet samt en egen kostnad for kortvarige avbrudd. En annen fremstilling er **gjennomsnittlig** med kun én avbruddssats, uavhengig av avbruddets varighet. Det velges i denne analysen en detaljert fremstilling.

Det opereres i denne oppgaven med ulike avbruddssatser for alle nettene, da de har ulik sammensetning av sluttbrukere. Men det er også gjort pålitelighetsberegninger ved å endre på denne parameteren for å vurdere effekten det kan ha på lønnsomheten dersom KILE-ordningen endrer seg i fremtiden. Kostnader beregnes for både kortvarige- og langvarige avbrudd.

Reparasjonskostnader kan også inkluderes pr. komponent. Det er etter antagelser fra personell i Hafslund estimert en timespris for feilretting på 1200 kr/time, hvor tiden regnes fra avbrudd inntreffer til forsyning er gjenopprettet. Det er gjort en vurdering av betydningen av denne kostnaden for feilretting opp mot KILE-kostnaden for et lite nett bestående av 9 nettstasjoner i radiell struktur. Analyseperioden er 15 år og kalkulasjonsrenten 4,5 %. Dette nettet tilsvarer sone 1 i kabelnett 1 som omtales senere i pålitelighetsanalysen, og illustreres med enlinjeskjema i vedlegg H.

Tabell 3 Årlige avbruddskostnader uten til tiltak sone 1

| | |
|---|-------|
| Årlig kostnad for reparasjonskostnader [kkkr/år] | 0,15 |
| Årlig KILE med tiltak [kkkr/år] | 40,30 |

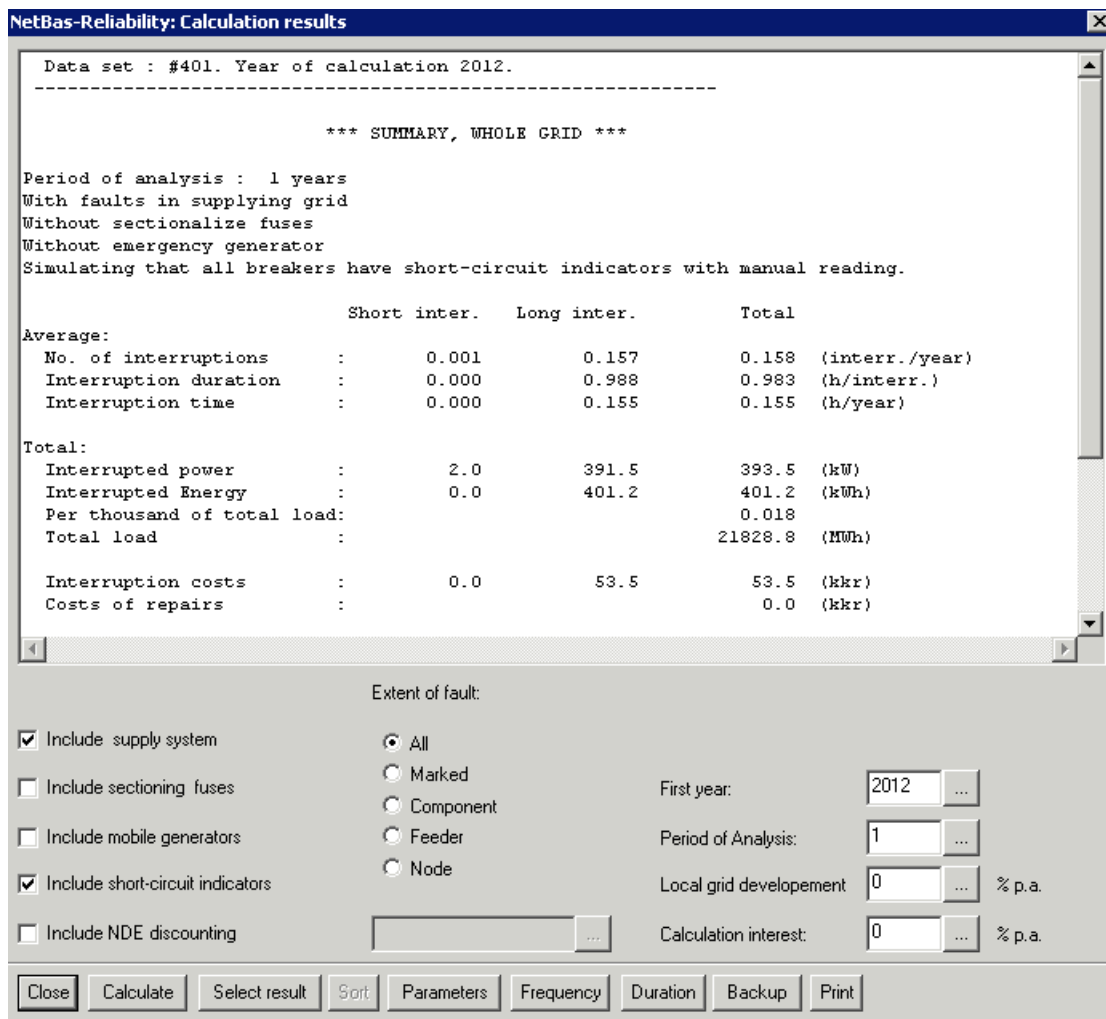
Tabell 4 Netto nåverdi for avbruddskostnader

| | [kkkr] | [%] |
|---|--------|-------|
| Netto nåverdi reparasjonskostnader | 1,6 | 0,4 |
| Netto nåverdi KILE-kostnad | 432,8 | 99,6 |
| Netto nåverdi totale avbruddskostnader | 434,4 | 100,0 |

Det ses i Tabell 4 at netto nåverdi av feilrettingskostnadene utgjør bare 0,4 % av de totale avbruddskostnadene, og vurderes derfor som neglisjerbar og inkluderes ikke i lønnsomhetsanalysen. Beregningene er gjort i Kabelnett.xlsx i arket ”Feilrettingskostnad” og antakelsen er gjeldende for samtlige nett.

Levsik har delt inn i 27 ulike sluttbrukergrupper. For disse sluttbrukergruppene beregnes avbruddskostnaden etter en av de to avbruddssatsene, Industri eller Jordbruk/Husholdning. Sammenhengen mellom sluttbrukergruppe og avbruddssats som benyttes av Levsik er oppsummert senere i Tabell 11.

Levsik kan gjøre beregninger over flere år. Alle kostnader representeres da som nåverdier. Det må defineres en kalkulasjonsrente og en analyseperiode programmet skal beregne med. Dette defineres i det nevnte dialogvinduet **Edit Outage Cost** eller **Calculation Results**, Figur 7. Det er i denne oppgaven valgt å gjøre diskonteringen manuelt i Excel slik at årlige avbruddskostnader og lønnsomheten ved ulike årsintervall for utvalgte nett kan illustreres i grafer.



Figur 7 Dialogvindu for beregningsresultat oppsummert for hele nettet (Levsik, 2005)

Det kreves at minst én feilstatistikk er tilgjengelig i programmet (Fagertun, 2001). Det kan forøvrig gjøres endringer på denne i dialogvinduet **Edit Statistics**, under **Edit>Calculation Parameters>Control Data**, for å tilpasse det aktuelle nettet. Det er etablert en egen feilstatistikk i modulen Arkiv. Opprettelse av ny statistikk gjøres i **Edit** og ved å velge **Object>New>Unconfigured>FC**. Det er mulig å redigere feilhyppigheten for de enkelte objektene i nettet ved å dobbeltklikke på de slik at dialogvinduet **Edit Fault Frequency** dukker opp. Dette er en nyttig funksjon dersom det er erfart at mindre deler av nettet opplever hyppigere feiltilfeller enn hva statistikken viser. Det gjøres pålitelighetsberegninger ved å variere på statistikken for kabler og linjer. Dette for å illustrere virkningen av at feilhyppigheten på disse komponentene kan øke i fremtiden som følge av aldring.

Det er mulig å angi årsvariasjon for feilhyppighet. Det angis hvor mange prosent av årlig feilhyppighet som inntreffer pr. måned, slik at summen av alle månedsverdiene utgjør 100%. I denne oppgaven gjøres det beregning på gjennomsnitt over året og denne funksjonen inkluderes ikke.

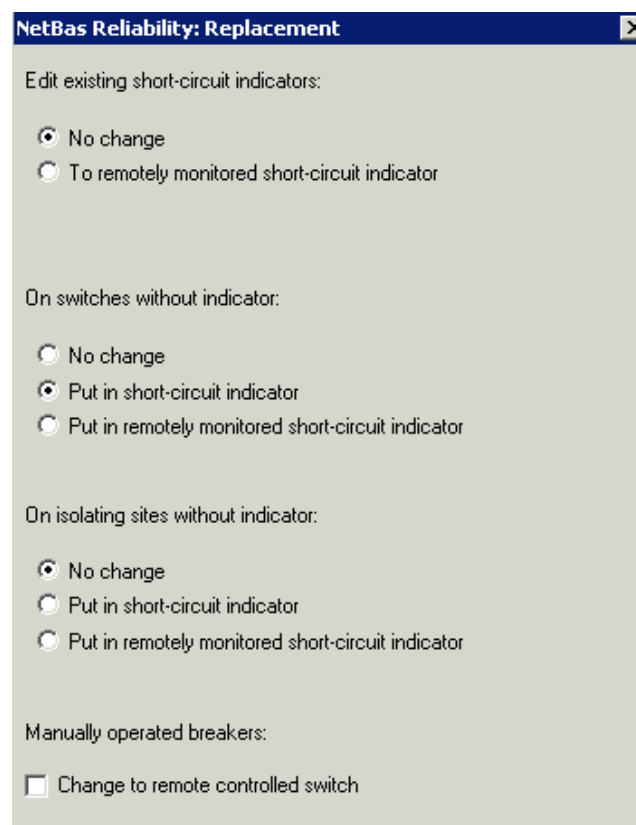
Resultatene kan presenteres som en sum for hele nettet eller for hvert leveringspunkt eller komponent. (Levsik, 2005) Her er det valgt å presentere resultatet samlet for hele nettet. Det er i denne oppgaven fokusert på et utvalg av avbruddsforholdene som representeres:

- årlig avbruddstid
- ikke-levert energi
- avbruddskostnader
- SAIDI
- SAIFI

Det kan i tillegg hentes ut informasjon som antall avbrudd pr. år, avbruddsvarighet pr. avbrudd og avbrutt effekt.

Resultatene vises i et eget dialogvindu **Calculation Results**. Her kan det velges hvilke resultater som skal fremstilles, **Select Results**, samt om diverse funksjoner skal inkluderes. Et bilde av dialogvinduet vises i Figur 7. For denne oppgaven er det inkludering av kortslutningsindikatorer som er relevant. Dersom nettet inneholder kortslutningsindikatorer, benyttes disse i feilsøkingen når **Include short-circuit indicators**-knappen i Figur 7 er aktivert.

I vurderingen av innføring av sensor er dialogvinduet **Replacement** under **Calculation Parameters>Control Data** av interesse. Her kan blant annet eksisterende kortslutningsindikatorer defineres som fjernavleste, som vist i Figur 8.



Figur 8 Dialogvindu viser hvordan kortslutningsindikatorer kan skiftes ut (Levsik, 2005)

Det har vært et spørsmål om hvordan delavbruddene skal håndteres i beregning av avbruddskostnader. Det ville vært nyttig om Levsik kunne håndtert delavbruddene etter forskriften beskrevet i kapittel 2.1.2. Da Levsik regner avbruddskostnader ut fra ILE-betraktninger er det grunn for å tro at delavbruddene alltid inkluderes. Siden Levsik ikke håndterer delavbrudd etter forskriften, kan det medføre noe overdimensjonering av avbruddskostnadene. Da avbruddskostnaden ikke beregnes avhengig av om sum KILE for alle delavbruddene er større eller mindre enn KILE betraktet som at avbruddet varer fra og med første delavbrudd inntreffer til siste delavbrudd avsluttes. Da alle nettstasjonene i denne analysen inneholder kortslutningsindikatorer, unngås de fleste delavbrudd, og dette er derfor ikke en problemstilling.

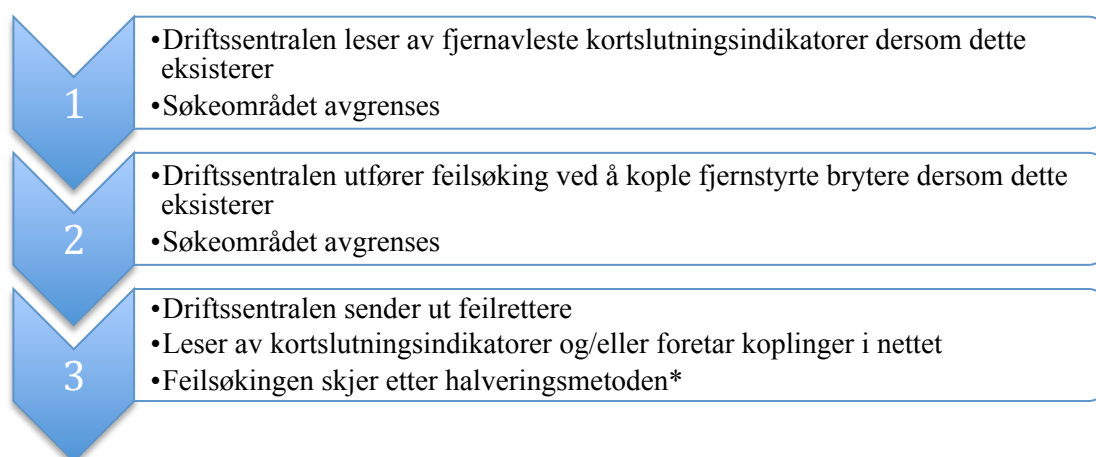
Det kreves diverse datagrunnlag med god kvalitet for at Levsik skal utføre pålitelighetsberegninger:

- kabel og linje med lengder
- brytere med posisjon inne eller ute
- sum-last pr. leveringspunkt med antall sluttbrukere, totalt årlig forbruk og årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe
- feilstatistikk for alle komponenter
- avbruddssatser pr. ikke-levert energi for kategori Industri og Jordbruk/Husholdning
- seksjoneringstider

Det kreves at nettet er registrert i databasen og data må være lest inn slik at lastflyten konvergerer. Dette gjøres i NetBas-modulen Maske.

5.1.1 Feilrettingsprosedyre

Avbruddstiden avhenger av hvordan Levsik ”tenker” når programmet simulerer feilrettingen. Metodikken minner i stor grad om prosedyrer hos Hafslund, og baseres på regler i Figur 9.



Figur 9 Prosedyre for feilsøking i Levsik (Levsik, 2005)

*Halveringsmetoden foregår ved at nettet deles på midten med likt antall nettstasjoner med kortslutningsindikatorer, og nettstasjon nærmest midten oppsøkes først. Videre gjentas halveringsmetoden når det er fastslått hvilken ”halvdel” feilen befinner seg på. Dette pågår til feilen er lokalisert. Eksisterer det ikke kortslutningsindikatorer gjøres tilsvarende deling av nettet, men med likt antall nettstasjoner med brytere. (Levsik, 2005)

Har en nettstasjon avgreininger uten kortslutningsindikatorer foretas koplinger for å avgjøre hvilken retning feilen ligger. (Levsik, 2005)

Dersom feilen befinner seg inne i en nettstasjon antas det at feilrettingsmannskapet kan fastslå feilen visuelt. Dette defineres i Levsik. (Levsik, 2005)

5.2 Forutsetninger og begrensninger

NetBas Levsik bygger på RELRAD-metoden og forutsetninger er som følge av dette som omtalt i kapittel 4.2.1.

- Feilrettingsprosedyre etter metodikk i Figur 9
- Avbruddskostnader beregnes gjennom ILE-betraktninger

Det vil spesielt fremheves følgende begrensninger og svakheter ved denne versjonen av programmet:

- fjernstyring kan ikke plasseres på hensiktsmessige brytere
- Begrensninger i å kombinere sensor og indikator i samme analyse
 - Sensor og indikator
 - Sensor og ingen indikator
 - Indikator og ingen indikator
 - Ikke mulig med sensor, indikator og ingen indikator
- Samleskinne finnes ikke som objekt med feilstatistikk. Dette løses ved å definere feilhyppigheten for fordelingstransformatorer og samleskinne som et gjennomsnitt og benytte dette som feilhyppigheten på fordelingstransformator. På bakgrunn av feilhyppigheten til de to komponentene, vektet reparasjonstiden, slik at komponenten med størst feilhyppighet påvirker reparasjonstiden i størst grad.
- Programmet kan ikke skille mellom reparasjonstid for ulike skillebrytere. Dette medfører det må settes lik reparasjonstid på SF6-skillebrytere (vanlig i kabelnett) og ordinære skillebrytere (vanlig i luftnett).
- resultatene avhenger av kvaliteten på inngangsdata som feilhyppighet, avbruddssatser og tidsbruk i seksjonering

Beregnet avbruddskostnad i Levsik er ikke koblet til metodikken som brukes i FASIT for å beregne KILE-kostnader. Levsik baseres på spesifikke avbruddssatser pr. ikke levert energi (kr/kWh), i motsetning til KILE-ordningen hvor avbruddkostnadene beregnes fra tidsavhengige kostnadsfunksjoner.

Det har oppstått usikkerhet i hvordan påliteligheten er for Levsik i denne engelske versjonen av NetBas. Det er i følge personell hos programvareleverandøren Powel den norske versjonen som vanligvis er benyttet for pålitelighetsberegninger, og den engelske versjonen er lite testet ut.

Underveis i beregningene er det funnet at blant annet resultatene for SAIDI og SAIFI er byttet om, og det er usikkert om flere oversettelser av komponenter og funksjoner er ukorrekte. Feilen ble først avdekket når resultatene i Levsik ikke reduserte SAIDI selv om avbruddstiden ble redusert etter innføring av sensor. Forventet resultat er at SAIDI, og ikke SAIFI, endres når avbruddsvarigheten endres. Beregninger med Levsik resulterer i det motsatte. SAIFI var forventet å holdes stabil på grunn av eksisterende kortslutningsindikatorer i alle nettstasjoner. Sensorer istedenfor kortslutningsindikatorer skulle ikke gitt noen endring.

For å bevise feilen i programmet, ble SAIDI og SAIFI beregnet på bakgrunn av resultatene avbruddsfrekvens og –varighet pr. rapporteringspunkt i et av nettene etter Likning 4 og Likning 5. Utrekningene er gjort i Diverse utregninger.xlsx under arket ”SAIDI og SAIFI-test”. Disse viste at beregnet SAIDI ble lik SAIFI-resultat i Levsik, og beregnet SAIFI ble SAIDI-resultat i Levsik. I videre presentasjoner er derfor resultatene av pålitelighetsindeksene byttet om.

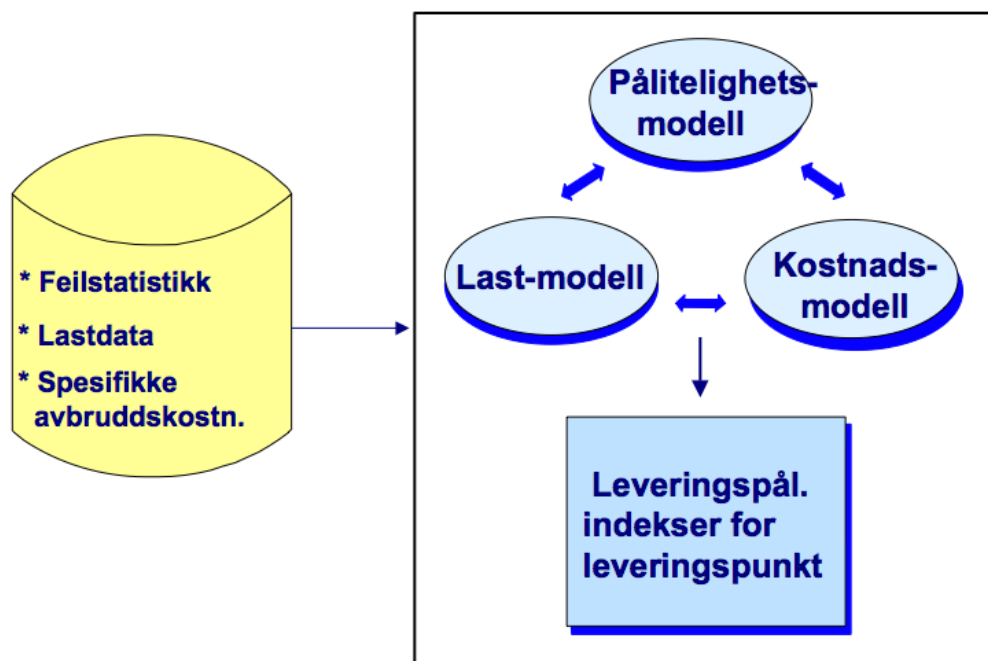
Test av programmet har vist at det ikke registrerer åpne brytere som reserveforsyning slik som beskrevet i kapittel 5.1. Testen forgikk ved å kjøre nett uten åpen bryter først, for så å bygge på nettet med en åpen bryter som skulle fungere som reserveforsyning. Resultatene forble de samme med og uten åpen bryter. Problemet er løst ved å manuelt definere reserveforsyning ved de åpne bryterne, da dette er en egen funksjon i Levsik.

En av de største svakhetene i Netbas 5.1 engelsk versjon, er en feil i programvaren som ikke gjør det mulig å definere utvalgte brytere som fjernstyrte. Da dette er stor del av problemstillingen i denne oppgaven, setter det klare begrensinger i resultatene. Det har vært lagt ned mye tid i å undersøke hvordan programvaren fungerer, og ved å sammenligne fremgangsmåte i nyere norske versjoner av NetBas Levsik, er det forsøkt å utføre fjernstyring på tilsvarende måte. Men etter å ha vært i kontakt med Powel som har tilgang til kildekoden for selve programvaren er det konkludert med at nyere og den norske versjonen av Levsik må benyttes for å kunne utføre tilfredsstillende analyser med fjernstyrte brytere. Oppgaven begrenser seg derfor til å gjelde plassering av sensorer og effektbrytere.

5.3 Metodikk for pålitelighetsberegning i NetBas Levsik 8.1

5.3.1 Etablere inngangsparameter til pålitelighetsanalyse i Levsik

Pålitelighetsdata er inngangsdata som trengs for å utføre pålitelighetsanalyse. I Figur 10 vises hvordan pålitelighetsmodell, her RELRAD-modellen, kombinert med last- og kostnadsmodell resulterer i beregningene av leveringspålitelighetsindekser.



Figur 10 Inngangsdata i pålitelighetsmodell for leveringspunkt (Sintef Energi AS, 2010c)

Datagrunnlag for pålitelighetsberegninger i Levsik:

- nettopologi med normal driftskobling
- plassering av effekt- og skillebrytere og reserveforbindelser
- feilstatistikk
 - feilfrekvens [antall feil/enhet/år] for forbigående og varige feil
 - reparasjonstid for varige feil[timer/feil]
 - koplestider[timer/feil]
- koplestider for brytere og reserveforbindelser
- informasjon om belastning pr. rapporteringspunkt
 - gjennomsnittlig forbruk over året
 - lastkategorier og deres andel av årlig forbruk i rapporteringspunkt
- avbruddskostnadsdata
 - varighetsspesifikke avbruddssatser for avbrudd pr. lastkategori, for kortvarige avbrudd [kr/kW] og for avbrudd av varighet 1, 2, 4 og 8 timer[kr/kWh]
 - korreksjonsledd for å korrigere til middellast
 - kundekategorier

(Sintef Energi AS, 2010c) (Levsik, 2005)

5.3.1.1 Pålitelighetsdata

Pålitelighetsdata til Levsik er etablert på bakgrunn av et gjennomsnitt av feilraten for varige feil på Hafslunds distribusjonsnett (Hafslund Driftssentral, 2012) ved gjeldende spenningsnivå fra 2006-2011, Tabell 5. Eldre statistikk enn 2006 er trolig mindre pålitelig enn de av nyere dato og det vurderes mer riktig å benytte det ferskeste datagrunnlaget. Selv om feilhyppigheten kan variere i stor grad avhengig av hvor utsatt til anleggsdelen er, anses dette som det beste alternativet for å angi feilhyppigheten på komponentene.

Tabell 5 Gjennomsnittlig feilstatistikk 2006-2011* for Hafslund. (Hafslund Driftssentral, 2012)

| Komponent | Gjennomsnitt av feilstatistikk 2006-2011* for Hafslund [feil pr. 100 km ledning eller pr. 100 anleggsdel pr. år] |
|--|---|
| Kraftledning | 7,71 |
| Kabel | 2,81 |
| Effektbryter | 0,08 |
| Skille- og lastskillebryter | 0,10 |
| Fordelingstransformator | 0,56 |
| Samleskinne | 0,20** |
| Gjennomsnitt fordelings- transformator og samleskinne | 0,38 |

*Feilraten fra 2011 for kraftledninger inkluderes ikke da dette året har unormalt høy feilstatistikk grunnet stormen Dagmar.

**Feilraten inkluderes i fordelingstransformatoren som et gjennomsnitt.

Skille- og lastskillebrytere er vurdert under ett, da det i denne analysen ikke inkluderer planlagte avbrudd hvor det har betydning om det kan brytes last eller ikke.

Det er beregnet tilsvarende gjennomsnitt for hele Norge fra 2006-2010, Tabell 6, for å se på eventuelle fravik fra landsgjennomsnittet.

Tabell 6 Gjennomsnittlig feilstatistikk 2006-2010 for Norge. (Hafslund Driftssentral, 2012)

| Komponent | Gjennomsnittlig feilstatistikk 2006-2010 for Norge [feil pr. 100 km ledning eller pr. 100 anleggsdel pr. år] |
|-----------------------------|---|
| Kraftledning | 3,47 |
| Kabel | 2,12 |
| Effektbryter | 0,21 |
| Skille- og lastskillebryter | 0,13 |
| Fordelings transformator | 0,66 |

På bakgrunn av betraktninger fra Tutvetds masteroppgave er det gjort begrensninger i hvilke typer anleggsdeler som inkluderes i analysen. Anleggsdeler som bidrar til mer enn 2 % av enten antall varige feil som forårsaker avbrudd eller den totale KILE-kostnaden i nettnivået 1-22 kV prioriteres. Ut fra denne vurderingen skulle ikke SF6-

brytere inkluderes, men på grunn av svært høy forekomst av disse på rene kabelnett er det valgt å likevel ta med disse i pålitelighetsanalysen. (Tutvedt, 2011)

Forbigående feil er ikke en del av analysen. Det er grunn til å tro at forsyningen gjenopprettes umiddelbart ved GIK eller gjeninnkobling av effektbryter fra driftssentralen. Gjenopprettingen påvirkes ikke av innføring av SmartGrid-komponenter, da det er først og fremst varige feil som er interessant med tanke på å redusere tid for feillokalisering.

Levsik har en funksjon som muliggjør å variere feilhyppigheten pr. måned over året. Da det er vanskelig å oppdrive en slik årsvarierende feilstatistikk for Hafslund sine nett, vektet feilstatistikken likt over året.

Reparasjonstider er anslått fra Hafslund. Den angitte reparasjonstiden vil absolutt variere over året, som følge av vær og andre forhold som vanskeliggjør reparasjonen. I Levsik er det mulig å vekte reparasjonstiden prosentvis pr. måned, med total sum 100 % over et år. Denne sesongavhengige reparasjonstiden har ikke Hafslund en god oversikt over, slik at hver måned vektet likt og reparasjonstiden for samtlige måneder blir som presentert i Tabell 7.

Tabell 7 Reparasjonstid anleggskomponenter Hafslund Nett (Tutvedt, 2012).

| Komponent | Reparasjonstid | |
|---|----------------|------------|
| | [timer] | [minutter] |
| Kraftledning [pr km] | 2 | 24 |
| Kabel [pr km] | 7 | 12 |
| SF6-bryter | 7 | 0 |
| Skille- og lastskillebryter | 2 | 18 |
| Fordelings transformator | 3 | 30 |
| Samleskinne, føring | 1 | 0 |
| Effektbryter | 4 | 0 |
| Fordelingstransformator og samleskinne*** | 2 | 50 |

*** Reparasjonstiden er et vektet gjennomsnitt ut fra feilhyppigheten for de to komponentene

5.3.1.2 Avbruddskostnader

Til forskjell fra KILE-ordningen, opererer NetBas Levsik med kun to kundegrupper i beregning av avbruddskostnadene, henholdsvis Industri og Jordbruk/Husholdning. Avbruddskostnadene beregnes ut fra spesifikk kostnad pr. ikke levert energi for henholdsvis 1, 2, 4 og 8 timer [kr/kWh], ikke etter kostnadsfunksjon som er avhengig av avbruddsvarighet slik som i KILE-ordningen etter Likning 2. I tillegg defineres en avbruddssats pr. avbrutt effekt for kortvarige avbrudd [kr/kW.] Oppsettet for avbruddssatsene i Levsik vises i Figur 11.

NetBas-Reliability : Edit Outage Costs

Table type: ...

| Customer category | Short interruptions | Outage duration | | | | hours |
|-----------------------|---|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|--------|
| | | 1 | 2 | 4 | 8 | |
| Industry | <input type="text" value="24.9"/> kr/kW | <input type="text" value="117.2"/> | <input type="text" value="107.2"/> | <input type="text" value="102.2"/> | <input type="text" value="67.9"/> | kr/kWh |
| Household/agriculture | <input type="text" value="1"/> kr/kW | <input type="text" value="10.7"/> | <input type="text" value="10.2"/> | <input type="text" value="10"/> | <input type="text" value="9"/> | kr/kWh |

Use costs from end user groups

Costs refer to peak load

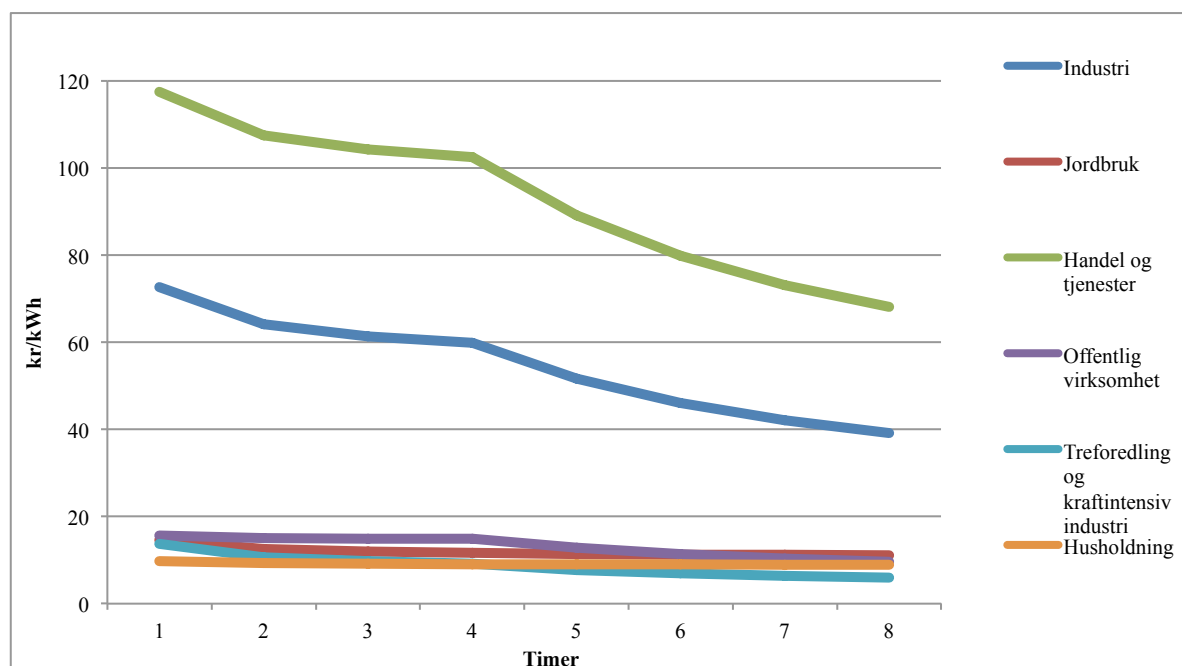
Correction factor for relative variation in annual interruption cost

First year: % p.a. Local grid development: % p.a.

Period of Analysis: years Calculation interest: % p.a.

Figur 11 Dialogvindu for redigering av Avbruddskostnader (Levsik, 2005)

For å tilnærme seg KILE-ordningen i størst mulig grad, er det valgt å plassere sluttbrukere tilhørende Industri og Handel og tjeneste under Industri, mens Jordbruk, Offentlig virksomhet, Treforedling og kraftintensiv industri og Husholdning plasseres under Jordbruk/Husholdning. Bakgrunnen for dette valget er Figur 12, som viser at de fire sistnevnte sluttbrukergruppene er relativt like når en betrakter kostnaden relatert til ikke-levert energi. Figuren illustrer likningene i Tabell 30 som er omregnet til kostnadssatser pr. ikke levert energi og plottet for avbrudd av varighet fra 1 til 8 timer.



Figur 12 Avbruddsatser pr. sluttbrukergruppe [kr/kWh] (Diverse utregninger.xlsx "Avbruddssatser kabelnett 1")

Likning 11 og Likning 12 viser hvordan utrekning av kostnadssats pr. ikke levert energi er gjort. Eksempelet er for sluttbrukergruppe Industri ved et avbrudd av varighet 2 timer. For dette tilfellet er spesifikk kostnad på referansetidspunktet beregnet i Likning 11 etter Tabell 30.

$$k_{0-4\ timer,ref} = 55,6 \cdot 2 + 17 = 128,2 \text{ [kr/kW]}$$

Likning 11 Spesifikk kostnad for Industri på referansetidspunktet for avbrudd av varighet 0-4 timer

Spesifikk kostnadssats pr. ikke levert energi finnes ved dividere spesifikk kostnad med avbruddets varighet på 2 timer.

$$k_{ILE,ref}(2\ timer) = \frac{128,2 \text{ [kr/kW]}}{2[h]} = 64,1 \text{ kr/kWh}$$

Likning 12 Spesifikk avbruddssats pr. ikke levert energi for Industri.

Konstantleddet i kostnadsfunksjonen i Likning 2 benyttes som avbruddssats for kortvarige avbrudd. For de lengre avbruddene omregnes kostnadsfunksjonen for varigheten 1, 2, 4 og 8 timer, for alle de seks sluttbrukergruppene etter Likning 11 og Likning 12. Dette settes som avbruddssatser. Videre vektet avbruddssatsene etter hvor mye hver kundegruppe dominerer i det aktuelle nettet referert til årlig forbruk. Utregningene er gjort i Diverse utregninger.xlsx i arkene ”Avbruddssatser kabelnett 1”, ”Avbruddssatser kabelnett 2” og ”Avbruddssatser blandingsnett”. Dette medfører at det i denne oppgaven opereres med egne avbruddssatser for hver av de ulike nettene.

Selv om avbruddskostnaden i Levsik ikke beregnes etter KILE-ordningen, omtales dette videre som KILE-kostnad i oppgaven.

I NetBas Levsik kan kostnader defineres forskjellig. Det er her valgt å referere kostnader til tunglast. Avbruddskostnadene for et lastpunkt beregnes da som Likning 13.

$$K_{\text{årlig},n} = k_{\text{max}} \cdot ILE \cdot f_{\text{år}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P}$$

Likning 13 Avbruddskostnad for lastpunkt som funksjon av ikke levert energi referert til tunglast (Levsik, 2005)

$K_{\text{årlig},n}$ Årlig avbruddskostnad for rapporteringspunkt n [kr/år]

k_{max} spesifikk kostnad referert tunglast [kr/kWh]

ILE ikke-levert energi for lastpunkt [kWh]

$f_{\text{år}}$ korreksjonsfaktor

P middellast for lastpunkt [kW]

P_{max} tunglast for lastpunkt [kW]

Det antas at P_{ref} for rapporteringspunkt i KILE-ordningen etter Likning 3 er tilnærmet lik P_{max} , slik at $k_{p,ref}$ settes lik k_{max} i utregningen av avbruddssatsene. $f_{\text{år}} \cdot \frac{P_{\text{max}}}{P}$ er korreksjonsledd for å korrigere k_{maks} ned til middellast (Levsik, 2005). Det er kommet

frem av tidligere undersøkelser et korreksjonstall på 0,8, og dette brukes i oppgaven (Powel, 2012).

Uten å referere til tunglast benytter Levsik middellasten beregnet som årsforbruk/8760, og benytter dette under beregning av avbruddskostnader. (Levsik, 2005)

Fordelingstransformatorene i nettstasjonene er leveringspunkter som representerer rapporteringspunkter etter KILE-ordningen. Avbruddskostnadene beregnes for hvert rapporteringspunkt utfra beregnet ikke-levert energi og angitte spesifikke avbruddssatser. Levsik summerer avbruddskostnadene for alle rapporteringspunktene og resultatet er årlig avbruddskostnad for hele nettet.

Det defineres individuelle avbruddssatser for kundegruppene Industri og Jordbruk/Husholdning for nettene som analyseres. Disse er etablert på bakgrunn av kundesammensetningen pr. nett, og det opereres med ulike avbruddssatser for de tre nettene i analysen, Tabell 8-Tabell 10.

Tabell 8 Avbruddssats for kundekategorier, Kabelnett 1

| Kunde- kategori | Kortvarige avbrudd [kr/kW] | Langvarige avbrudd [kr/kWh] | | | |
|--------------------------|-------------------------------|-----------------------------|---------|---------|---------|
| | | 1 time | 2 timer | 4 timer | 8 timer |
| Industri | 20,0 | 117,2 | 107,2 | 102,2 | 67,9 |
| Jordbruk/ husholdning | 1,0 | 10,7 | 10,2 | 9,9 | 9,0 |

Tabell 9 Avbruddssats for kundekategorier, Kabelnett 2

| Kunde- kategori | Kortvarige avbrudd [kr/kW] | Langvarige avbrudd [kr/kWh] | | | |
|--------------------------|-------------------------------|-----------------------------|---------|---------|---------|
| | | 1 time | 2 timer | 4 timer | 8 timer |
| Industri | 86,2 | 105,3 | 96,7 | 90,9 | 60,3 |
| Jordbruk/ husholdning | 1,0 | 10,8 | 10,3 | 10,1 | 9 |

Tabell 10 Avbruddssats for kundekategorier, Blandingsnett

| Kunde- kategori | Kortvarige avbrudd [kr/kW] | Langvarige avbrudd [kr/kWh] | | | |
|--------------------------|-------------------------------|-----------------------------|---------|---------|---------|
| | | 1 time | 2 timer | 4 timer | 8 timer |
| Industri | 63,8 | 81,4 | 72,6 | 68,2 | 44,8 |
| Jordbruk/ husholdning | 1,2 | 10,4 | 9,8 | 9,5 | 9,1 |

Netbas Levsik versjon 8.1 fra 2005 opererer med 27 ulike sluttbrukergrupper. Sammenhengen mellom hvilken sluttbrukergrupper som beregner avbruddskostnader fra de to ulike avbruddssatsene ses i Tabell 11. Sammenhengen er funnet etter å ha kjørt pålitelighetsberegninger på et nett med kun et leveringspunkt. Beregningen er

utført 27 ganger, hvor all last er plassert hos én av kundegruppene om gangen. Avhengig av størrelsen på avbruddskostnaden er det funnet hvilken avbruddssats som ble benyttet i beregningene.

Tabell 11 Sammenheng sluttbrukergrupper og kundekategorier (Levsik)

| Sluttbrukergruppe | Avbruddssats |
|---------------------------------|----------------------|
| Treforedling | Industri |
| Kjemisk produksjon | Industri |
| Jern og stål | Industri |
| Ferrolegeringer | Industri |
| Primæraluminium | Industri |
| Annet metall uten jern | Industri |
| Gruveindustri og oljeproduksjon | Industri |
| Annen industri | Industri |
| Fjernvarmeanlegg | Industri |
| Brygg og forbruk | Industri |
| Post og telekommunikasjon | Industri |
| Jernbane og t-bane | Industri |
| Transportrelatert virksomhet | Industri |
| Råvarehandel | Industri |
| Hoteller og restauranter | Industri |
| Bank og forsikring | Industri |
| Offentlig administrasjon | Industri |
| Utdanning | Industri |
| Helse og samfunn | Industri |
| Annen servicevirksomhet | Industri |
| Jordbruk, skogbruk og fiske | Jordbruk/husholdning |
| Drivhus | Jordbruk/husholdning |
| Bolig | Jordbruk/husholdning |
| Hytter og feriehus | Jordbruk/husholdning |
| Gatelys | Jordbruk/husholdning |
| Annet forbruk | Jordbruk/husholdning |
| Raffinerier | Industri |

Flere av feilene til Hafslund dekkes av skadevolder. Dette er ikke hensyntatt i denne lønnsomhetsvurderingen, da det er vanskelig å ekskludere disse feilene fra feilstatistikken. For bedre vurderinger burde slike feil vært skilt ut av feilhyppigheten som defineres i Levsik.

5.3.1.3 Forutsetninger for pålitelighetsberegningene

I NetBas Levsik legges det inn et detaljert estimat over tiden som brukes ved de ulike delene av feilrettingen, Tabell 12. For å illustrere variasjonen av hvordan tidsbruken kan variere fra område til område, gjøres det beregninger hvor tidsbruken varierer, etter ønske fra Hafslund. Dette gjøres ved å variere ”Oppstart seksjonering” fra 10-60 minutter, da tidsbruken er svært avhengig av topologi, geografisk utstrekning og

lokalitet til aktuelle feilrettere. Tidene er default-verdier i Levsik, og er benyttet i videre analyse etter samråd med Hafslund.

Tabell 12 Seksjoneringstider, referanse (Levsik, 2005)

| | | |
|--|--|---------|
| Driftssentralens avlesing av sensor | Tiden som brukes til å lese av sensor og sende feilrettingsanskap til feilbefengt område. | 1 min |
| Driftssentralens skringssøketid | Tiden som brukes til å motta meldinger om feil, konstatere hvor feilen er og sende feilrettingsmannskapet avgårde. | 7 min |
| Oppstartstid seksjonering | Tiden fra driftssentralen mottar melding om manglende forsyning til feilrettingsmannskapet befinner seg ved nettstasjonen hvor feilsøkingen starter. | 38 min |
| Kjøring mellom nett-/koplingsstasjoner | Tid som går med til parkering, inn og utstiging av bilen osv. | 1 min |
| | Gjennomsnittlig hastighet. Brukes til beregning av kjøretid mellom stasjonene (kjørelengden er linje-/kabel lengder). | 60 km/h |
| Adgangstid nett-/koplingsstasjoner | Tid som brukes til å gå inn/ut av en stasjon, inklusiv åpning og lukking av dører/låser. | 1 min |
| Avlesing av kortslutningsindikator | Tiden som brukes til å lese av kortslutningsindikator. | 0,5 min |
| Inn-/utkopling i nettstasjoner (manuelt) | Tiden som brukes av feilrettingsmannskapet til å kople inn eller ut en bryter i en nettstasjon. | 1 min |
| Inn-/utkopling i nettstasjoner (fjernstyrt) | Tiden driftssentralen bruker til å kople inn eller ut en bryter i en nettstasjon. | 1 min |
| Inn-/utkoplinger i hovedstasjoner | Tiden driftssentralen bruker til å kople inn eller ut en radial i en hovedstasjon, vurdere resultat og gi ny melding | 2 min |
| Innkopling av reserve (manuell) | Tiden det tar å kople til reserveforbindelser manuelt | 60 min |
| Innkopling av reserve (fjernstyrt) | Tiden det tar å kople til reserveforbindelser fra driftssentralen med fjernstyring | 2 min |

Etter at feil er isolert vil rapporteringspunkt utenfor utkoblet bryter fortsatt være uten forsyning. Noen av disse vil imidlertid kunne tilkobles via reserveforbindelser. De rapporteringspunkt som fortsatt er utkoblet, må vente til feilen er reparert og hele nettet er koblet inn igjen. Med omkoblingsmuligheter er utetiden lik seksjoneringstiden. Alle brytermuligheter er synlige i enlinjeskjema for nettene i vedlegg H-J.

Avbruddsvarighet ved bryterfeil:

- tilhørende rapporteringspunkt til bryter med feil får en utetid lik seksjoneringstid + reparasjonstid.
- dersom nettstasjon innenfor feilbefengt bryter ikke har koblingsmuligheter gjelder dette også rapporteringspunkt her, inntil neste nettstasjon med brytermuligheter.
- med brytermuligheter for å isolere feil, er utetiden for innenforliggende rapporteringspunkt lik seksjoneringstid.
- for nettstasjoner tilknyttet reserveforbindelser er utetiden for rapporteringspunkt lik tiden for å isolere feilbefengt del + innkoblingstid av reserveforsyning.
- rapporteringspunkt utenfor bryter med feil uten reserveinnkoblinger har utetid lik seksjoneringstid + reparasjonstid.

Avbruddsvarighet ved transformatorfeil:

- tilhørende rapporteringspunkt til transformator har utetiden lik seksjoneringstid + reparasjonstid.
- med brytermuligheter for å isolere feil, er utetiden for innenforliggende rapporteringspunkt lik seksjoneringstid.
- med brytermuligheter og reserveforbindelser er utetiden for rapporteringspunkt utenfor feil lik tiden for å isolere feilbefengt del + innkoblingstid av reserveforsyning.
- uten reserveforsyning eller omkoblingsmuligheter er utetiden for rapporteringspunkt utenfor feilen lik seksjoneringstid + reparasjonstid.

Avbruddsvarighet ved feil på kabel/kraftlinjer:

- med brytermuligheter for å isolere feil, er utetiden for innenforliggende rapporteringspunkt lik seksjoneringstid.
- med brytermuligheter og reserveforbindelser er utetiden for rapporteringspunkt utenfor feil lik tiden for å isolere feilbefengt del + innkoblingstid av reserveforsyning.
- uten reserveforsyning eller omkoblingsmuligheter er utetiden for rapporteringspunkt utenfor feilen lik seksjoneringstid + reparasjonstid.

5.3.2 Kjøre pålitelighetsberegninger i Levsik

Det gjøres en praktisk vurdering av hva som vil å være optimal plassering og antall brytere og sensorer. Dette gjøres på bakgrunn av topologi, forbruk- og antall kunder pr. nettstasjon. Formålet med analysen er å undersøke hvilke av disse faktorene som er avgjørende for nytten og eventuelt komme frem til retningslinjer for optimalt antall og plassering av SmartGrid-komponenter.

En utfordring er at Levsik ikke tenker praktisk, men følger definert prosedyre slavisk etter metodikk beskrevet i kapittel 5.1.1, hvor midterste nettstasjon oppsøkes først

osv. Feilretterne og driftssentralen vil i praksis gjøre selvstendige vurderinger av hvert enkelt avbruddstilfelle, blant annet av lokaliteten til feilrettere i forhold til det feilbefengte nettet. Dette fører til at resultatene fra Levsik ikke står alene, men er en del av en samlet vurdering for en forenklet metodikk i hvordan innføring av SmartGrid-komponenter best kan gjøres.

Følgende betraktninger er vurdert som kriterier for optimal plassering av SmartGrid-komponenter:

- midterste nettstasjon med tanke på antall nettstasjoner, så langt dette lar seg definere. På nett med flere avgreininger kan det være vanskelig å angi dette korrekt, og nettstasjon som er nærmest midten velges
- nettstasjon som deler forbruket i like store deler på hver side
- ved avgreininger fra hovedradial. Størrelsen og lengden på avgreiningen er med å avgjøre nytten av å lokalisere om feil befinner seg på avgreiningen.

Det gjøres først pålitelighetsberegninger av eksisterende nett. Fremgangsmåten videre er å gjøre en vurdering av nettet, med tanke på topologi, forbruk og antall kunder pr. nettstasjon. Plassering av én SmartGrid-komponent er første tiltak som vurderes, og pålitelighetsberegningene kjøres for plassering på et utvalg nettstasjoner. Videre gjøres en evaluering om tiltaket er lønnsomt og om det er interessant å tilføre én ekstra SmartGrid-komponent. Dette fortsetter til lønnsomheten har nådd sitt maksimum.

I Levsik er det mulig å gjøre beregninger av tiltakene med endring av forutsetninger, som for eksempel avbruddskostnad, feilhyppighet og oppstartstid for seksjonering. Dette bidrar til at følsomheten av lønnsomheten til tiltakene kan undersøkes, og aktuelle tiltak kan vise seg å ikke være like lønnsomme som først antatt når de aktuelle forutsetninger endres. Det er nyttig å studere hvilke parametere som påvirker resultatene i størst grad.

Flere ting som kan testes i en følsomhetsanalyse:

- avbruddssatser
- feilhyppigheten
- linje-/kabel lengder
- forbruk pr. nettstasjon
- antall kunder pr. nettstasjon
- plassering av tyngden av forbruk i nettet
- plassering av tyngden av avbruddskostnadene i nettet

5.3.3 Nytte- og lønnsomhetsberegninger i regneark

Det er valgt å etablere regneark for å presentere resultatene. Dette gjør det enkelt å sette sammen grafer og fremstille resultatene oversiktlig. Da tiltakene skal sammenlignes med situasjon på nettet uten tiltak, er det svært nyttig å samle resultatene i et enkelt sammenlignbart format slik at redusert avbruddskostnad, SAIFI

og SAIDI kan beregnes. Investeringskostnadene i Tabell 13, kan i tillegg enkelt varieres.

Tabell 13 Investeringskostnad for anleggsdeler (Tutvedt, 2012)

| Komponent | Lav pris | Høy pris |
|-------------------|------------|------------|
| Sensor | 10 000 kr | 35 000 kr |
| Fjernstyrt bryter | 50 000 kr | 100 000 kr |
| Effektbryter | 100 000 kr | |

Egne regneark presenterer sammensetningen av forbruk og antall kunder pr. nettstasjon. Disse dataene benyttes til å beregne avbruddssatsene ved å vekte kundegrupper med størst forbruk tyngst. Dessuten benyttes oversikten til å vurdere hvor på nettet store deler av det totale forbruket er lokalisert. Forbruket til kundegruppen med høyest avbruddssats, Industri, er av spesiell interesse. Hvor stort dette er, samt hvor tyngden av forbruket finnes, kan ha stor betydning for de årlige avbruddskostnadene.

5.4 Test av beregning i Levsik mot manuelle pålitelighetsberegninger

Det er utført manuelle pålitelighetsberegninger i Excel etter RELRAD-metoden for et enkelt nett bestående av fem nettstasjoner. Nettet er identisk med kabelnett 1 frem til nettstasjon E, vedlegg H.

Feilfrekvens og reparasjonskostnader er som benyttet i Levsik, Tabell 5 og Tabell 7. De ulike tidene i seksjoneringen er gitt i Tabell 12 og avbruddssatsene er som for kabelnett 1, vist Tabell 8.

Nettet består av seks rapporteringspunkt. Alle rapporteringspunktene antas å ha den samme avbruddsfrekvensen, da delavbrudd som følge av prøvekobling antas å ikke forekomme fordi samtlige nettstasjoner inneholder kortslutningsindikatorer. Det som varierer mellom rapporteringspunktene er årlig forventet avbruddsvarighet. En grunn for dette er at det ikke er regnet med noen reserve slik at rapporteringspunkt lengst ute opplever lengst utetid da de ikke kan kobles inn igjen før feil er reparert.

Årlig ikke levert energi for samtlige rapporteringspunkt er beregnet ut fra Likning 1, og gir grunnlag for beregning av KILE-kostnaden som er gitt etter metoden benyttet i Levsik illustrert med Likning 13 og med 0,8 som korreksjonsfaktor. Årlig KILE-kostnad pr. anleggsdel pr. rapporteringspunkt er summert opp til en årlig KILE-kostnad for nettet totalt.

SAIDI og SAIFI beregnes etter henholdsvis Likning 4 og Likning 5.

Utfordringene med beregningene er å benytte seg av korrekt avbruddsvarighet pr. anleggsdel pr. år. Da Levsik benytter seg av nøyaktig tidsbruk for små deler av

seksjoneringen, som for eksempel parkering og avlesing av kortslutningsindikatorer, er det forsøkt å ”tenke” tilsvarende i denne manuelle beregningen.

Det er først gjort en vurdering av hvilke rapporteringspunkt som blir liggende ute til feil er reparert pr. anleggsdel. Deretter et det antatt feilrettingsprosedyre som i Levsik, kapittel 5.1.1. Seksjoneringstiden blir med dette en sum av segmentene definert i Tabell 12 for feillokalisering før riktig feilbefengte anleggsdel oppsøkes. Dette betyr driftssentralens skringssøketid, oppstart seksjonering, kjøring mellom nettstasjoner, adganger til nettstasjon, avlesing av kortslutningsindikator og inn/utkopling på driftssentralen. Tidsbruken for kjøretid mellom nettstasjoner er beregnet ut fra en hastighet på 60 km/h og med kabellengde som kjøreavstand. For rapporteringspunkt utenfor feil legges reparasjonstiden til utetiden.

Hovedresultatene fra Levsik og de manuelle beregningene i Excel presenteres i henholdsvis Tabell 14 og Tabell 15. Nøyaktige beregninger finnes i Diverse utregninger.xlsx i arket ”Manuell pålitelighetsberegning”.

Tabell 14 Resultater fra pålitelighetsberegninger i Levsik

| Nettstasjon | A | B | C | D | E1+E2 | totalt |
|------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Årlig KILE [kkr] | 3,166 | 4,536 | 10,260 | 10,371 | 41,476 | 69,809 |
| Årlig ILE [kWh] | 25,40 | 36,5 | 92,7 | 88,0 | 358,9 | 601,57 |
| SAIDI | | | | | | 0,279 |
| SAIFI | | | | | | 0,063 |

Tabell 15 Resultater fra pålitelighetsberegninger i Excel.

| Nettstasjon | A | B | C | D | E1 | E2 | totalt |
|------------------|-------|-------|--------|--------|-------|--------|---------|
| Årlig KILE [kkr] | 2,825 | 5,350 | 9,530 | 8,551 | 3,509 | 39,529 | 69,293 |
| Årlig ILE [kWh] | 38,37 | 88,63 | 162,02 | 147,14 | 61,38 | 691,56 | 1189,11 |
| SAIDI | | | | | | | 0,395 |
| SAIFI | | | | | | | 0,106 |

Når det gjelder årlige KILE-kostnader viser resultatene at Levsik sine beregninger samsvarer godt med beregninger gjort i Excel. Årlige KILE-kostnader fraviker med kun 516 kr. Dette er et tilfredsstillende resultat.

Årlig ikke levert energi viser derimot et betydelig mer avvikende resultat. ILE beregnet i Levsik utgjør kun 51 % av ILE beregnet i Excel, differensen mellom de to beregningene er på 587,54 kWh. Heller ikke SAIDI og SAIFI viser like god overensstemmelse med de ulike beregningene, og resultater fra Levsik utgjør henholdsvis bare 29,4 % og 40,5 % av resultatene i Excel.

Det er vanskelig å gi noen god forklaring på avvikene i resultatene, spesielt siden KILE-kostnaden gir så god overensstemmelse.

6 Nytte- og lønnsomhetsvurdering av sensorer, fjernstyrte brytere og effektbrytere

Nytte- og lønnsomhetsvurderinger i denne oppgaven baseres på en samfunnsøkonomisk modell. En nyttekostnadsanalyse utføres for å vurdere alternative tiltak. Dette er av de vanligste formene for samfunnsøkonomisk analyse (NVE, 2003).

6.1 Samfunnsøkonomisk analyse

Formålet med en samfunnsøkonomisk analyse (SØA) er å finne ut om et tiltak øker velferden for samfunnet (NVE, 2003). I denne vurderingen benyttes analysen til å vurdere nytten av å innføre Smart Grid-komponenter i distribusjonsnett.

Utviklingen uten tiltak eller den mest naturlige utviklingen av et prosjekt kalles nullalternativet, og blir et referansealternativ for å sammenligne de andre alternativene med. (NVE, 2003)

I analysen inkluderes hele levetiden til det aktuelle prosjektet, og alle verdier som skapes og anvendes medregnes. Virkningene verdsettes, og neddiskonteres til dagens verdi med kalkulasjonsrenten. For å kunne forta en vurdering mellom ulike alternativer er det viktig at rammebetingelsene er de samme. Dette omfatter forhold som kan påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, blant annet kalkulasjonsrente, analyseperiodens lengde og økonomisk levetid. (NVE, 2003)

Ved mangelfull tilgang på relevant data og begrenset mulighet til å kvantifisere virkningen av et tiltak, blir følgelig den samfunnsøkonomiske analysen tilsvarende begrenset. Dette kan innebære problem med å fastsette verdi for det som ikke omsettes i et marked. (NVE, 2003) Eksempelvis er det i denne oppgavens problematisk å fastsette verdien i kroner av at nettselskapet oppnår et bedret omdømme som følge av bedret pålitelighet. Pålitelighetsindeksene SAIDI og SAIFI er nyttige å inkludere for at omdømmefaktoren skal være en del av analysen. Pålitelighetsindeksene informerer om avbruddshyppighet og –varighet pr. kunde pr. år. Tiltak som reduserer disse har en positiv virkning på omdømmet.

Fremtidens situasjon kan også påvirke utfallet av analysen. Utviklingen av KILE-ordningen er et eksempel på dette. Det gjøres hele tiden vurderinger av denne, og det kan i fremtiden foretas endringer fra dagens ordning. Dette vil kunne påvirke resultatene. Det er foretatt en følsomhetsanalyse ved å variere avbruddssatsene, for å vurdere hvor sensitive resultatene er med tanke på endring av KILE-ordningen.

6.1.1 Nyttekostnadsanalyse

I en nyttekostnadsanalyse vurderes et prosjekts samfunnsøkonomiske lønnsomhet som et resultat av differansen mellom alle samlede nyttevirksomheter og kostnader. Kostnadene inkluderer investeringskostnader, driftskostnader og eksterne effekter. Lønnsomheten av tiltaket vurderes opp mot nullalternativet. (NVE, 2003)

I denne oppgaven begrenses nyttekostnadsanalysen til å omfatte nyttevirksomheter og kostnader i form av investeringskostnader og reduserte avbruddskostnader. Analyseperiodens varighet settes lik økonomisk levetid. Slik kan anleggets restverdi, som er verdien av anlegget ved slutten av analyseperioden, utelates fra beregningen. Sensorene har en antatt økonomiske levetid på 15 år (Tutvedt, 2011), og dette er også analyseperiodens varighet.

Det gjøres en vurdering av nettselskapets omdømme blant kunder ved å se på pålitelighetsindeksene SAIDI og SAIFI.

Det er langt ifra alle samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter som utføres. For eksempel kan et begrenset investeringsbudsjett forhindre gjennomføringer av lønnsomme tiltak. Her gjøres en vurdering hvor prosjektene som gir mest nytte pr. den begrensende faktoren, for eksempel investeringskroner, prioriteres. Dette kan avgjøres med nyttekostnadsbrøken, Likning 14. Denne viser at prosjekter er lønnsomme dersom brøken er større enn 0. Alternative tiltak kan rangeres etter lønnsomheten, jo større brøk jo mer lønnsomt prosjekt. (NVE, 2003)

$$\frac{N}{K} = \frac{N - I - D - U}{I + D}$$

Likning 14 Nyttekostnadsbrøken (NVE, 2003)

| | |
|---|-----------------------|
| N | nyttevirksomheter |
| K | kostnader |
| I | investeringskostnader |
| D | driftskostnader |
| U | eksterne effekter |

Å estimere korrekte verdier på nytteverdiene og kostnadene er i noen tilfeller vanskelig. Dette kompenseres for ved å legge inn en risikopremie i kalkulasjonsrenten, som tar hensyn til konjunkturavhengig usikkerhet. (NVE, 2003)

6.2 Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten er diskonteringsrenten som benyttes i samfunnsøkonomiske analyser for å gjøre alternative prosjekter sammenlignbare over tid (NVE, 2003). Den skal gjenspeile at kostnader og nytteverdier i fremtiden verdsettes mindre enn kostnader og nytteverdier i dag (Sintef Energi AS, 2010b).

Kalkulasjonsrenten fastlegges i henhold til NVE-notat av 29.01.2001. Det finnes standardiserte rentesatser inndelt etter forhåndsdefinerte risikoklasser som benytter kalkulasjonsrenter på 4, 6 eller 8%. Basis i disse satsene er en risikofri realrente på 3,5% og et risikoavhengig i tillegg. Risikotillegget baseres på den systematiske usikkerheten knyttet til prosjektet. (NVE, 2003)

Systematisk usikkerhet er utenfor prosjekteiers kontroll og er knyttet til konjunkturutviklingen. Ugunstig konjunkturutvikling, som kan medfører økte kostnader og reduserte inntekter, håndteres derfor med kalkulasjonsrenten ved at avkastningskravet øker. (NVE, 2003)

For hoved- og distribusjonsnett er standardiserte rentesats 6% (risikofri realrente 3,5% + risikotillegg 2,5%) i henhold til NVE-notatet. Finansdepartementet kom i 2005 med en bestemmelse at den risikofrie realrenten settes til 2%, etter en gjennomgang i 2012 er denne fortsatt den samme (Finansdepartementet, 2005). Kombinert med et risikotillegg på 2,5% resulterer dette i en kalkulasjonsrente på 4,5%, som benyttes i denne analysen.

6.3 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden benyttes for å analysere differansen mellom de samlede nyttevirkningene og kostnadene som en sum over hele analyseperioden. Alle verdier påløper på ulike tidspunkt i prosjektperioden og må neddiskonteres til dagens verdi med kalkulasjonsrenten. Resultatet er et tiltaks netto nåverdi i Likning 15. Positiv netto nåverdi innebærer et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt, mens negativ netto nåverdi tilsvarer et samfunnsøkonomisk ulønnsomt prosjekt. (NVE, 2003)

$$NNV = \sum_{t=0}^n \frac{N_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{D_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{U_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}$$

Likning 15 Netto nåverdi som av differansen mellom nyttevirkinger og kostnader. (NVE, 2003)

| | |
|-------|---------------------------------------|
| N_t | nyttevirkinger ved tidspunkt t |
| D_t | driftskostnader ved tidspunkt t |
| U_t | eksterne effekter ved tidspunkt t |
| I_t | investeringskostnader ved tidspunkt t |
| n | analyseperiode |
| r | kalkulasjonsrente |

Forenklet beregnes netto nåverdi som summen av investeringskostnader ved oppstart, samt reduserte avbrudds- og reparasjonskostnader over analyseperioden n i Likning 16.

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{d_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{r_t}{(1+r)^t}$$

Likning 16 Netto nåverdi av investeringer og reduserte avbrudds- og reparasjonskostnader.

- I_0 Investeringskostnad ved referansetidspunkt $t=0$
 d_t reduserte avbruddskostnader ved tidspunkt t
 r_t reduserte reparasjonskostnader ved tidspunkt t

Det antas at reduksjonen av avbrudds- og reparasjonskostnader forholder seg konstant over analyseperioden og kan betraktes som faste beløp ved slutten av hvert år i n år.

Likning 16 kan med dette forenkles til Likning 17 ved å inkludere kapitaliseringsfaktor.

$$NNV = -I_0 + p \cdot \lambda_{r,n} + q \cdot \lambda_{r,n}$$

Likning 17 Netto nåverdi med fast beløp av reduserte avbrudds- og reparasjonskostnader (Sintef Energi AS, 2010b)

- I_0 investeringskostnad ved referansetidspunkt $t=0$
 p fast beløp av reduserte avbruddskostnader
 q fast beløp av reduserte reparasjonskostnader
 $\lambda_{r,n}$ kapitaliseringsfaktor, bestemt av kalkulasjonsrenten r og analyseperiode n

Reparasjonskostnaden er for øvrig utelatt fra lønnsomhetsvurderingen etter samtale med Hafslund.

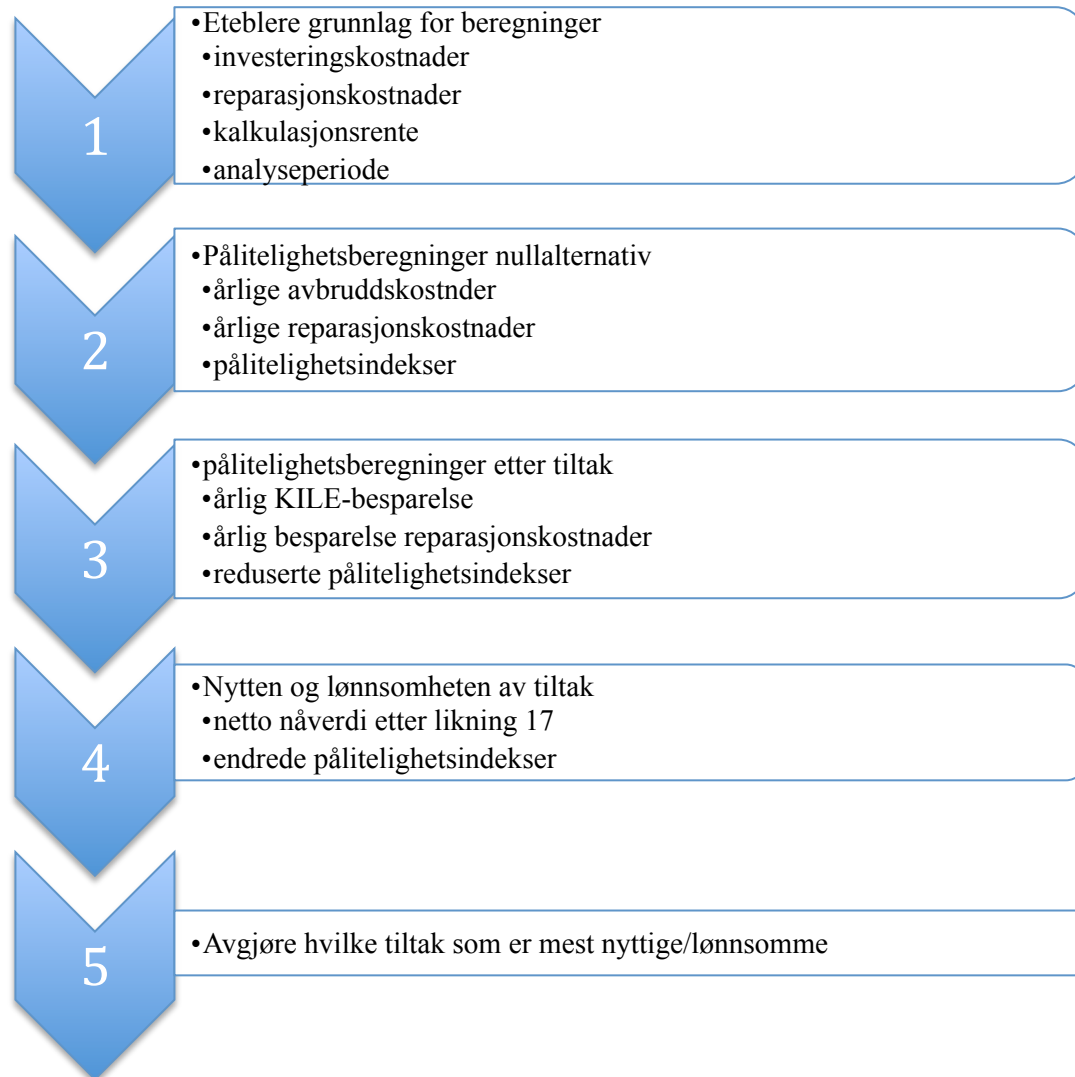
Kapitaliseringsfaktoren beregnes etter Likning 18.

$$\lambda_{r,n} = \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r}$$

Likning 18 Kapitaliseringsfaktor (Sintef Energi AS, 2010b)

Minimal årlig KILE-besparelse for å kunne oppnå lønnsomhet finnes med Likning 17, hvor KILE-besparelsen settes som ukjent. For å oppnå lønnsomhet er netto nåverdi satt til null eller større, og kapitaliseringsfaktoren beregnet etter Likning 18 med 4,5% som kalkulasjonsrente og 15 år som analyseperiode. Med investeringskostnad for sensor på 10 000 kr og 35 000 kr, er minimal KILE-besparelse for å oppnå lønnsomhet ved én sensor henholdsvis 931 kr/år og 3 259 kr/år. For investeringskostnad for effektbryter på 100 000 kr er minimal KILE-besparelse for å oppnå lønnsomhet med én effektbryter 9 311 kr/år. Ved innføring av flere komponenter øker minimal KILE-besparelse med en faktor lik antallet komponenter det investeres i.

6.4 Metodikk for utførelse av nytte- og lønnsomhetsvurdering



Figur 13 Fremgangsmåte nytte- og lønnsomhetsvurderinger

7 Resultater fra pålitelighetsanalyse og nytteverdideregninger av sensorer og effektbrytere

For å finne optimal plassering av sensorer og effektbrytere på utvalgte nett, er det utført pålitelighetsberegninger med beregningsverktøyet NetBas Levsik. Det utføres pålitelighetsanalyse av to kabelnett og et blandingsnett. Nettene er etablert av Hafslund driftssentral. De er fiktive nett som baseres på eksisterende nett. Pålitelighetsberegningsprogrammet Levsik innebærer forutsetninger og begrensninger som er omtalt i kapittel 5.2. Det er i kapittel 5.1 beskrevet hvordan programmet fungerer.

Først gjøres en enkel vurdering av nettene, med tanke på plassering av nettstasjoner og kundesammensetning, for å avgjøre hvilke kombinasjoner av bryter-/sensorplassering som er interessant å analysere videre.

Innføring av sensor i alle nettstasjoner gir best grunnlag for informasjon om feilsituasjonen i nettet, men investeringskostnaden av å innføre et stort antall sensorer må inkluderes for å avgjøre lønnsomheten. I tillegg er det fare for å komplisere nettet med nye komponenter, som selv kan føre til feil med påfølgende avbrudd. Det er lite hensiktsmessig å plassere brytere/sensorer på samtlige anleggsdeler, og optimalt antall og plassering velges etter en nyttekostnadsanalyse. Reduserte KILE-kostnader og bedret pålitelighet, presentert ved pålitelighetsindekser, vurderes opp mot investeringskostnaden. På grunn av usikkerhet rundt statistikkgrunnlag og forenklingen som er gjort av KILE-ordningen, er det foretatt pålitelighetsanalyser hvor de aktuelle data varierer.

Det er ikke gitt at reduksjon av årlige KILE-kostnader gir en lønnsom investering. Her er investeringskostnaden avgjørende, og det gjøres en vurdering av tiltakene med investeringskostnader definert som "lav pris" i Tabell 13. Det er utført lønnsomhetsanalyse med høyere investeringskostnad for å analysere tiltakenes følsomhet for økte kostnader.

Det er stor variasjon i tidsbruken for oppstart av seksjonering, definert som varslings tid + utrykningstid i Figur 4. Dette er en inngangsparameter i Levsik, og usikkerheten ved tidsbruken tas hensyn til ved å variere tiden etter Tabell 16 i en pålitelighetsanalyse. Referanseinnstillingen på 38 minutter er grunnlag for pålitelighetsanalyser når ikke annet er definert.

Tabell 16 Variasjon i oppstartstid seksjonering.

| Oppstartstid for seksjonering | |
|--------------------------------------|-------------|
| Alt. A | 10 minutter |
| Alt. B | 20 minutter |
| Alt. C | 30 minutter |
| Referanseinnstilling | 38 minutter |
| Alt. D | 50 minutter |
| Alt. E | 60 minutter |

Tabell 17 Øvrige forutsetninger

| |
|--|
| • kalkulasjonsrente 4,5% |
| • analyseperiode 15 år |
| • anleggsdelers levetid 15 år |
| • ser bort fra forbigående feil |
| • ser bort fra reparasjonskostnader |
| • feilrettingsprosedyre etter metodikk i Levsik, beskrevet i kapittel 5.1.1. |
| • feilhyppighet basert på gjennomsnittsverdier fra ”Feil- og avbruddsstatistikk for 2011 Hafslund Driftssentral” presentert i Tabell 5 |
| • KILE-satser som i Tabell 8-Tabell 10 |
| • tidsbruk til seksjonering som i Tabell 12 |
| • investeringskostnader som i Tabell 13 |
| • kortslutningsindikatorer og sensorer antas pålitelige slik at alle feil indikeres |
| • reserveforsyning har alltid kapasitet til å koples til ved behov |

Det er interessant å analysere virkningen av fjernstyrte brytere ved potensielle sensorplasseringer, etter betraktninger vurdert i 3.1.1. Innføring av fjernstyrte brytere er for øvrig utelatt fra analysen på grunn av begrensninger i Levsik.

7.1 Kabelnett 1

Nettet er et rent ringutformet kabelnett og består av totalt 20 nettstasjoner. Nettet er representativt for Hafslunds distribusjonsnett i bynære områder.

Enlinjeskjema av nettet med kabellengder finnes i vedlegg H.

7.1.1 Beskrivelse av nettet

Nettet er et 11 kV distribusjonsnett bestående av jordkabel. Alle nettstasjonene har manuelle brytere som kan dele opp nettet, samt bestemme hvilken side av nettstasjonen den skal forsynes fra. Samtlige brytere er SF6-skillebrytere. Alle nettstasjonene er utstyrt med manuelt avlesbare kortslutningsindikatorer, slik at prøvekoblinger og delavbrudd unngås. Nettet er ringutformet, men driftes som to radialer. Begge avgangene forsynes fra samme understasjon, og det eksisterer én effektbryter pr. avgang. Skillebryter i nettstasjon J deler opp nettet, slik at bryteren

her fungerer som reserveforsyning. Alle nettstasjoner er utstyrt med fordelingstransformator og nettstasjonene E og S inneholder to stykker.

Videre omtales de to avgangene som sone 1 og sone 2. På grunn av begrensninger i Levsik kan ikke begge avgangene beregnes samtidig. De to sonene analyseres derfor som to nett med den åpne bryteren som reserveforsyning.

Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe og KILE-satser til beregninger i Levsik finnes i henholdsvis i Tabell 36 og Tabell 8. Årlig forbruk er her størst i forhold til de analyserte nettene. Resultater uten tiltak er nullalternativ og sammenligningsgrunnlag for videre lønnsomhetsvurdering. Forventet årlige avbruddskostnader og pålitelighetsindekser uten tiltak er som i Tabell 18.

Tabell 18 Resultat for kabelnett 1 uten tiltak.

| | sone 1 | sone 2 |
|--|---------------|---------------|
| Feillokaliseringstid [timer/år] | 0,121 | 0,159 |
| Opprinnelig årlig ILE [kWh/år] | 308 | 207,9 |
| Opprinnelig årlig KILE [kk/år] | 40,3 | 9,2 |
| SAIFI uten tiltak | 0,132 | 0,17 |
| SAIDI uten tiltak | 0,12 | 0,159 |

7.1.2 Tiltak

Dette nettet er kortest i antall kilometer og har færrest nettstasjoner av de tre nettene. Det har ingen avgreininger. Det består av nest flest kunder, som til sammen har det nest største årlige forbruket. Som et resultat av dette har nettet den laveste forventede årlige feillokaliseringstiden og de laveste forventede årlige KILE-kostnadene. Dette bidrar til at reduksjon av KILE-kostnaden raskt kommer til et maksimum ved å innføre et visst antall sensorer. Siden nettet allerede er delt i to med den åpne bryteren i nettstasjon J og avgangene har hver sin effektbryter, vurderes det ikke med mer enn ytterligere én effektbryter. Resultat fra lønnsomhetsberegninger er hentet fra Kabelnett 1.xlsx og grafer presenteres i vedlegg E. Disse resultatene er grunnlag for de slutninger som trekkes.

7.1.2.1 Innføring av sensor

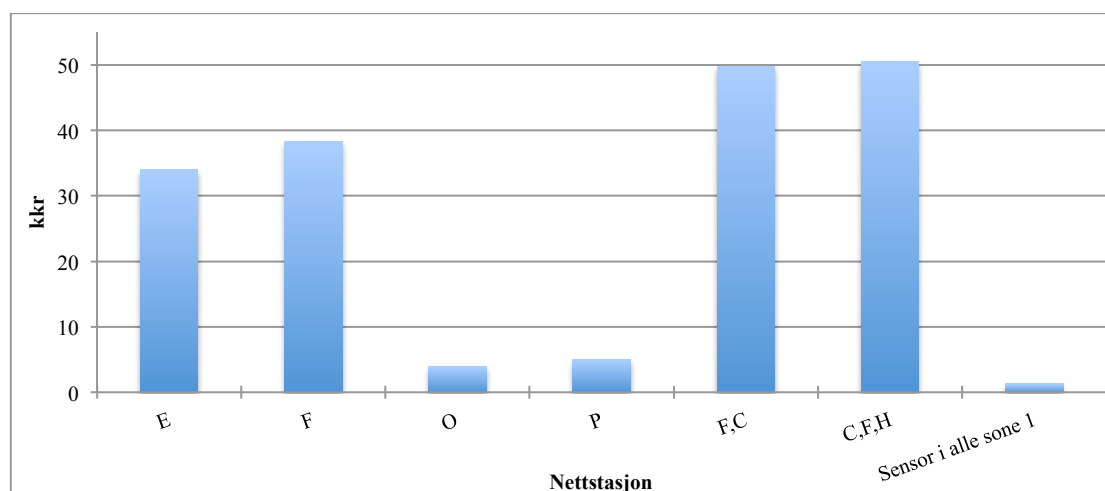
Innføring av sensor i de to sonene vil redusere feillokaliseringstid, som resulterer i reduserte årlige KILE-kostnader og SAIDI. Da samtlige nettstasjoner inneholder kortslutningsindikatorer fra før, vil ikke SAIFI reduseres ytterligere.

Nettstasjon E i sone 1 har like mange nettstasjoner med kortslutningsindikatorer på hver side og vil, etter prosedyrer beskrevet i kapittel 5.1.1, være den første nettstasjonen som oppsøkes for avlesing av kortslutningsindikator. Det er derfor grunn til å tro at en sensor her vil være optimalt etter betraktninger gjort i kapittel 3.4.2. Her vil første nettstasjon som oppsøkes anses som optimal plassering av den første sensoren. Nettstasjon E har også tilnærmet like stort årlig forbruk på

hver side. Med indikasjon fra en sensor kan rapporteringspunkt utenfor feilbefengt område kobles inn raskere med reserveforsyningen fra sone 2 i nettstasjon I.

I sone 2 har nettstasjon O like mange nettstasjoner med kortslutningsindikatorer på hver side og vil være den første nettstasjonen som oppsøkes ved avbrudd i sonen. En sensor her har samme fordeler som i nettstasjon E. Nettstasjon P er plassert der hvor årlig forbruk fordeler seg omtrent likt på begge sider. Ved nettstasjon J er det reservemulighet fra sone 1.

Det er gjort analyser ved innføring av én-fire sensorer i hver av de to sonene. I tillegg er det gjort beregninger på innføring ved sensorer i samtlige nettstasjoner. Et utvalg resultater oppsummeres med lønnsomhet og reduksjon av SAIDI i Figur 14 og Figur 15. Flere lønnsomhetsresultater og reduksjon av SAIDI finnes i vedlegg E.



Figur 14 Lønnsomheten ved innføring av sensor i kabelnett 1.

Som illustrert i Figur 14 er det ikke plassering i nettstasjon E som gir den største lønnsomheten ved innføring av én sensor i sone 1, men nettstasjon F. Det er en tydelig at lønnsomheten er best ved plassering av sensor omtrent på midterste nettstasjon med avtagende lønnsomhet lenger ut fra nettstasjon F.

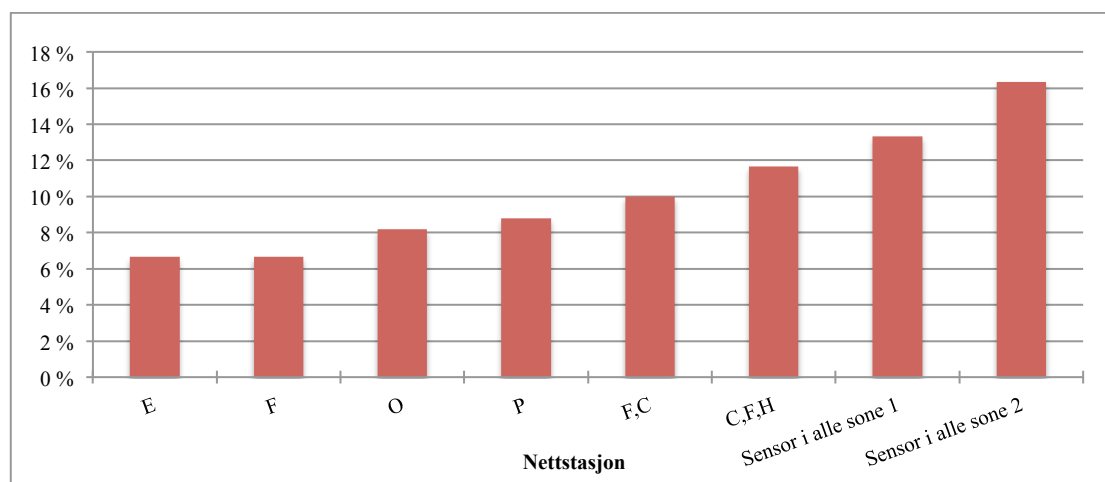
Trenden er den samme i sone 2. Sensor plassert i nettstasjon P er mest lønnsomt.

Av de to sonene er det mest lønnsomt å investere i sensor i sone 1. Dette kommer av at sone 1 har større forventet årlig KILE-kostnad, på 40 300 kr kontra 9 200 kr i sone 2 illustrert i Tabell 18. Dermed er potensialet for KILE-besparelse størst i sone 1. Andelen av årlig forbruk fra kundegruppen Industri en god del større i sone 1. Dette er kundegruppen med høyest KILE-sats, og vil ha stor innvirkning på den årlige KILE-kostnaden.

Ved innføring av to sensorer har plassering av sensor i nettstasjonene C og F best lønnsomhet, på 49 800 kr. Med tre sensorer kommer sensor i nettstasjonene C, F og H

ut med best lønnsomhet, på 50 500 kr. Disse nettstasjonene er fordelt i nettet slik at en raskt kan spesifisere et mindre område hvor feilen befinner seg.

Sensor i alle nettstasjonene er langt i fra mest lønnsomt og det bør finnes en kombinasjon med antall sensorer og plassering som gir best nytte. Lønnsomheten bedres ikke nevneverdig ved å velge tre sensorer fremfor to. Da det ikke er inkludert forventet feilhyppighet for sensorene i analysen, er det en fordel å ikke gjøre nettet mer komplekst ved å innføre et stort antall nye komponenter som kan føre til feil og flere avbrudd.



Figur 15 Reduksjon av SAIDI ved innføring av sensor i kabelnett 1.

Av Figur 15 kan det konkluderes med optimal plassering av sensor i de to sonene når reduksjon av SAIDI vurderes. Sone 2 har et større potensial for å redusere SAIDI. Denne sonen har i utgangspunktet noe høyere pålitelighetsindekser og forventet feillokaliseringstid i nullalternativet i Tabell 18. Utstrekning av sone 2 er større og består av flere nettstasjoner slik at det er potensielt mer å tjene tidsmessig ved å innføre sensor her.

Selv om tre sensorer forbedrer SAIDI noe mer enn to, er det en usikkerhet ved å innføre en ekstra sensor som nevnt tidligere. Sensor i alle nettstasjoner reduserer SAIDI mest, men lønnsomheten er for lav til at det vurderes som et aktuelt tiltak.

Innføring av flere sensorer i sone 2 vurderes ikke videre på bakgrunn av lønnsomhet, men flere pålitelighetsberegninger presenteres i vedlegg E.

Ved innføring av flere sensorer er det liten forskjell i lønnsomhet mellom to og tre sensorer. Resultatene for sensor i nettstasjon F og C presenteres i Tabell 19.

Tabell 19 Resultat for kabelnett 1 sone 1 etter innføring av sensor i nettstasjon C og F.

| | |
|--|--------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,109 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,012 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 278,8 |
| Årlig ILE-besparelse [kWh/år] | 29,2 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 33,8 |
| Årlig KILE-besparelse[kkr/år] | 6,5 |
| Lønnsomhet[kkr] | 49,8 |
| Reduksjon SAIDI | 10,0 % |

Resultatene viser en økning i nytte sammenlignet med resultatene fra én sensor i nettstasjon F, som har en lønnsomhet på 38 300 kr. Økningen i lønnsomhet ved å gå fra én til to sensorer er på 11 500 kr. Altså er nytten størst når det investeres i sensor nummer én, og betraktninger gjort kapittel 3.4.2 styrkes.

Årlig KILE-kostnad er redusert med 6 500 kr ved innføring av to sensorer. Netto nåverdi av KILE-besparelsen etter 15 år er 69 800 kr.

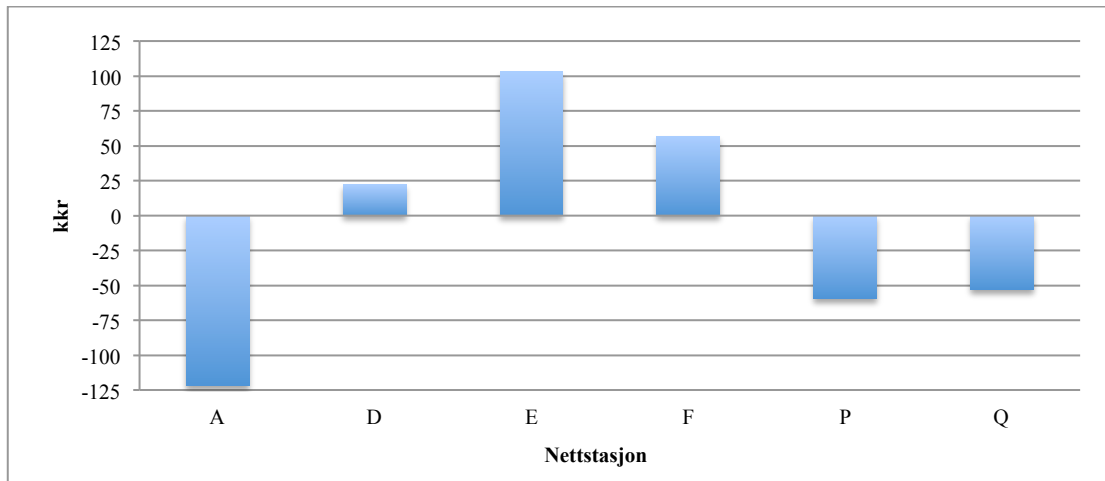
Optimalt antall sensorer er vurdert til to sensorer med plassering i nettstasjon C og F. Tiltaket drøftes videre i kapittel 7.1.3 der resultatets følsomhet for endring av oppstartstid for seksjonering, økning av feilhyppighet og KILE-satser presenteres.

7.1.2.2 Innføring av effektbryter

Det er kun vurdert å innføre én ekstra effektbryter, da nettet er relativt lite i utstrekning og har lav forventet feillokaliseringstid sammenlignet med de andre nettene. Effektbrytere vil i tillegg til å redusere KILE-kostnader og SAIDI, kunne redusere SAIFI.

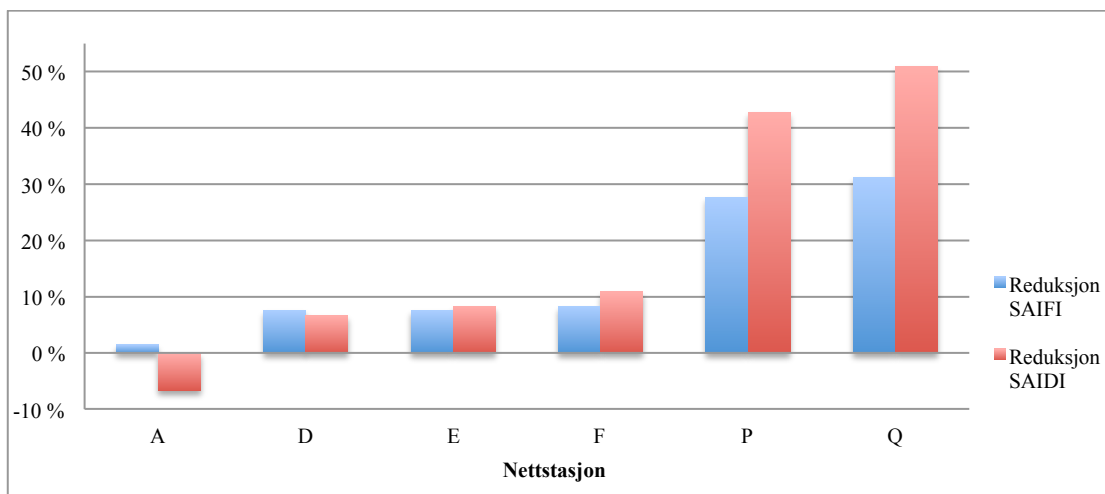
Før analysen forventes en effektbryter i nettstasjon E som optimalt. En effektbryter her vil dele sone 1 i to deler med like mange nettstasjoner og omtrent like stort totalt årlig forbruk. Antall avbrudd reduseres i stor grad for leveringspunkter innenfor nettstasjon E. For leveringspunkter mellom nettstasjon E og reserveforsyning i nettstasjon J, reduseres avbruddstiden på grunn av et redusert feilsøkeområde samt at det raskere konkluderes om reserveforsyningen i nettstasjon J kan kobles inn.

Det er gjort analyse med én ekstra effektbryter på utvalgte nettstasjoner.



Figur 16 Lønnsomheten ved innføring av effektbryter i kabelnett 1.

Mest optimalt er det med effektbryter ut av nettstasjon E, illustrert i Figur 16. Frem til denne nettstasjonen brukes over halvparten av forbruket til kundegruppen Industri som har høye KILE-satser. Det vil si det er stort potensial for å redusere avbruddshyppighet og –varighet for en kostnadstung del av totalt forbruk. Det er naturligvis ikke mye å tjene på å plassere en effektbryter ut av nettstasjon A, da en liten del av forbruket her drar nytte av å redusere antall avbrudd, samt at feilbefengt område ikke er vesentlig redusert. Ingen plassering av effektbryter i sone 2 er lønnsomme. Dette forklares med at totalt forbruk er mindre i denne delen av nettet, spesielt Industri som er den mest kostbare kundegruppen, og potensialet for KILE-besparelse er ikke stort nok.



Figur 17 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i kabelnett 1.

Figur 17 viser at trenden med utvikling av SAIDI i nettet er annerledes enn ved innføring av sensor. SAIDI reduseres mest med plassering av effektbryter lenger ute på avgangene. Som ved innføring av sensor vises det at sone 2 har større potensial for å redusere pålitelighetsindeksen SAIDI. Dette gjelder for øvrig også SAIFI.

På bakgrunn av lønnsomhetsbetraktninger og reduksjon av pålitelighetsindekser i Figur 16 og Figur 17, er det mest optimalt å plassere en effektbryter i nettstasjon E.

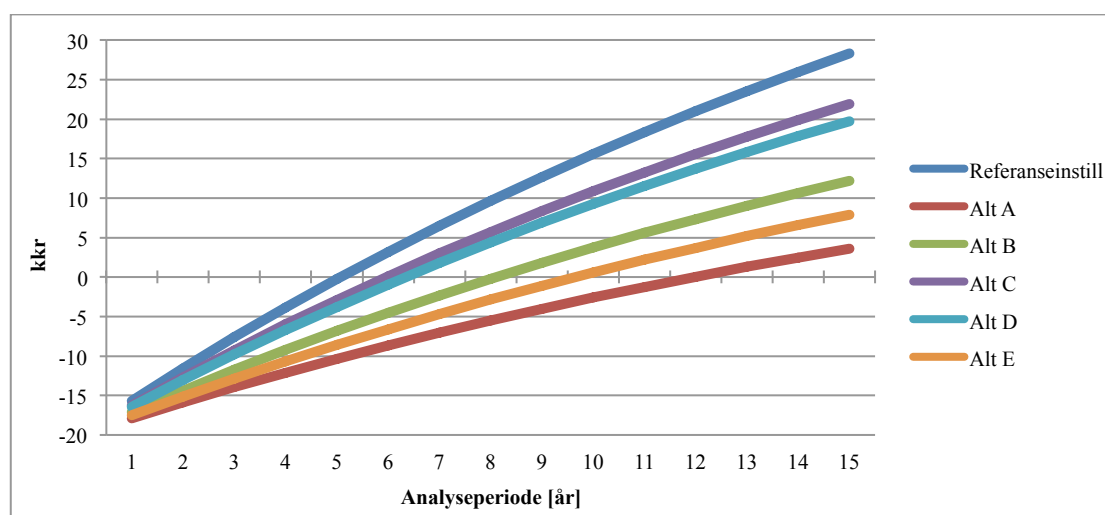
Tabell 20 Resultat for kabelnett 1 sone 1 etter innføring av effektbryter ut av nettstasjon E.

| | |
|--|-------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,087 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,034 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 193,1 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 114,9 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 21,4 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 18,9 |
| Lønnsomhet[kkr] | 103,0 |
| Reduksjon SAIFI | 7,6 % |
| Reduksjon SAIDI | 8,3 % |

Av Tabell 20 og i tidligere resultater for innføring av sensor ser en at reduksjon av SAIDI ligger på omtrent det samme potensialet. Reduksjon av SAIFI derimot, oppnås kun ved innføring av effektbryter. Årlig KILE-besparelse er på 18 900 kr/år, og betydelig større enn ved innføring av sensor. Netto nåverdi av KILE-besparelsen etter 15 år er 203 000 kr. Dette medfører en lønnsomhet ved innføring av effektbryter på 103 000 kr, noe som er mer enn dobbelt så lønnsomt som innføring av sensor i nettstasjon C og F.

7.1.3 Følsomhetsanalyse

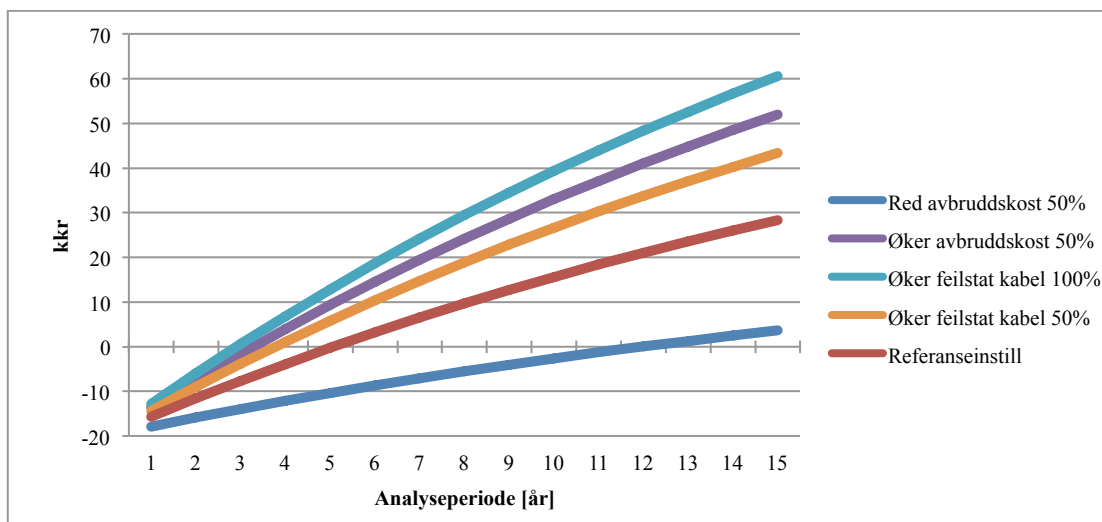
Det er gjort forutsetninger som kan vise seg å stemme dårlig overens med virkeligheten. Det er interessant å se på endring av KILE-kostnaden, da det er gjort forenkling av KILE-ordningen tilpasset Levsik. I tillegg kan feilstatistikken på kabler øke i fremtiden på grunn av aldring.



Figur 18 Akkumulert lønnsomhet ved ulike oppstartstider seksjonering. Sensor i nettstasjon C og F i kabelnett 1.

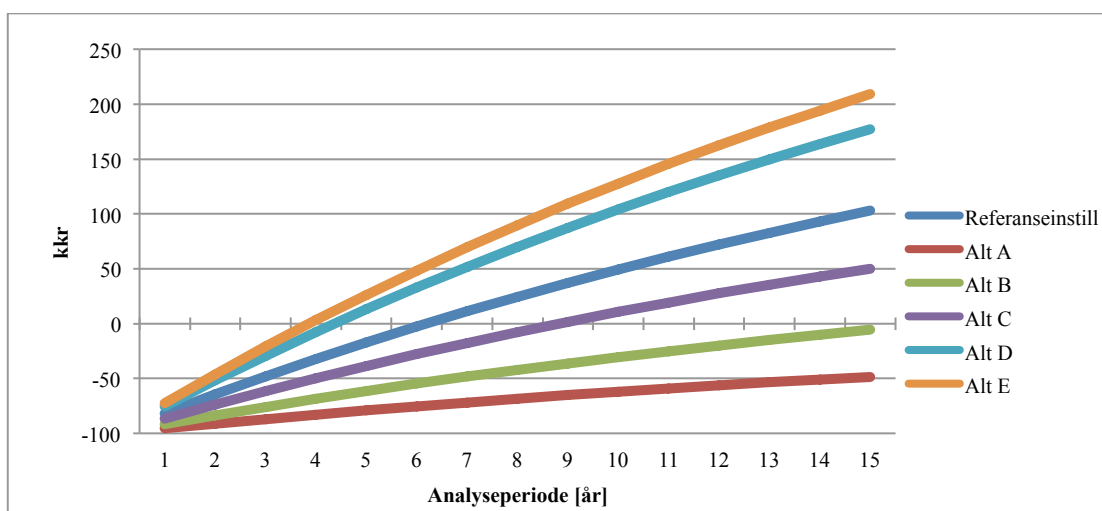
For innføring av to sensorer, i nettstasjon C og F, illustreres det i Figur 18 at redusert ankomsttid ned i 10-20 minutter (alt. A og B) ikke gir den beste lønnsomheten. Nettet

er typisk i bynære områder med relativt liten utstrekning slik at oppstartstid for seksjonering er forventet å være lavere enn referanseinnstillingen. Det faktum at dette demper lønnsomheten er ikke optimalt for denne typen nett. Referanseforutsetningene gir for øvrig den beste lønnsomheten, men sannsynligheten for at forutsetningene i referansealternativet ikke stemmer med virkeligheten må inkluderes i beslutningsgrunnlaget.



Figur 19 Akkumulert lønnsomhet ved ulike framtidsscenarioer. Sensor i nettstasjon C og F i kabelnett 1.

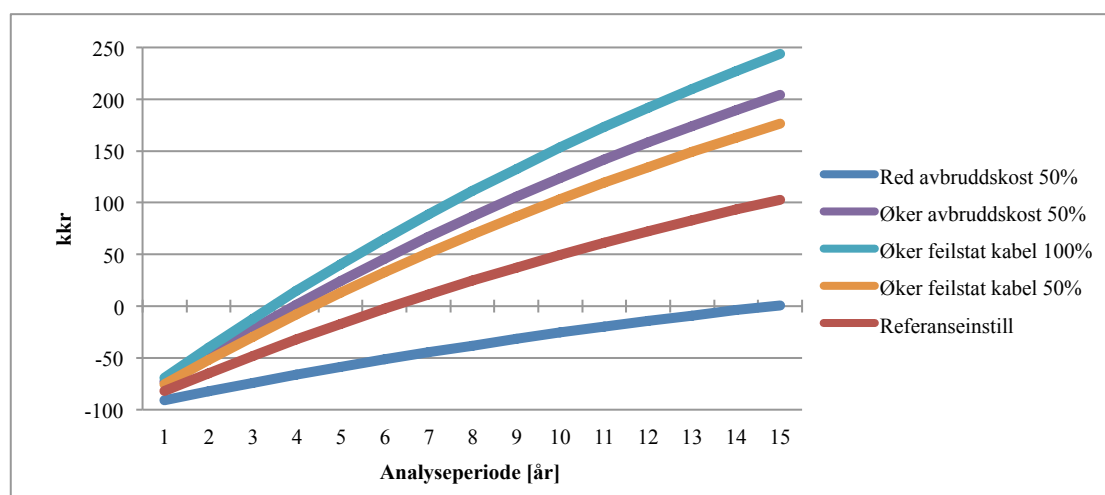
En ser av Figur 19 at økt feilhyppighet gjør tiltaket med to sensorer mer lønnsomt. Dette forklares med at flere feil øker årlig avbruddstid og dermed KILE-kostnadene. Denne kostnaden øker naturligvis også når avbruddssatsen økes. Når KILE-kostnaden øker er potensialet for å redusere den større. Lønnsomheten, som beregnes etter Likning 17, øker med KILE-besparelsen. Tiltaket viser seg å være følsomt for en nedjustering av avbruddssatsene, og er så vidt lønnsomt etter 15 år med en slik reduksjon.



Figur 20 Akkumulert lønnsomhet ved ulike oppstartstider for seksjonering. Effektbryter ut av nettstasjon E i kabelnett 1.

For innføring av effektbrytere viser Figur 20 et annerledes resultat for utviklingen av lønnsomheten, enn ved innføring av sensor. Grafen viser en gradvis økning i lønnsomhet med økt tidsbruk. For alternativene A og B, som er henholdsvis 10 og 20 minutter, er tiltaket faktisk ulønnsomt de neste 15 årene.

Det er ikke overraskende at innføring av effektbryter er mer følsomt for endringer av forutsetningene enn innføring av sensor. Effektbryteren har en større minimal KILE-besparelse for å oppnå lønnsomhet, omtalt kapittel 6.3. Årlige avbruddskostnader uten tiltak har for lite potensial for KILE-besparelse til at effektbryteren klarer å dekke investeringskostnaden ved de laveste oppstartstidene.



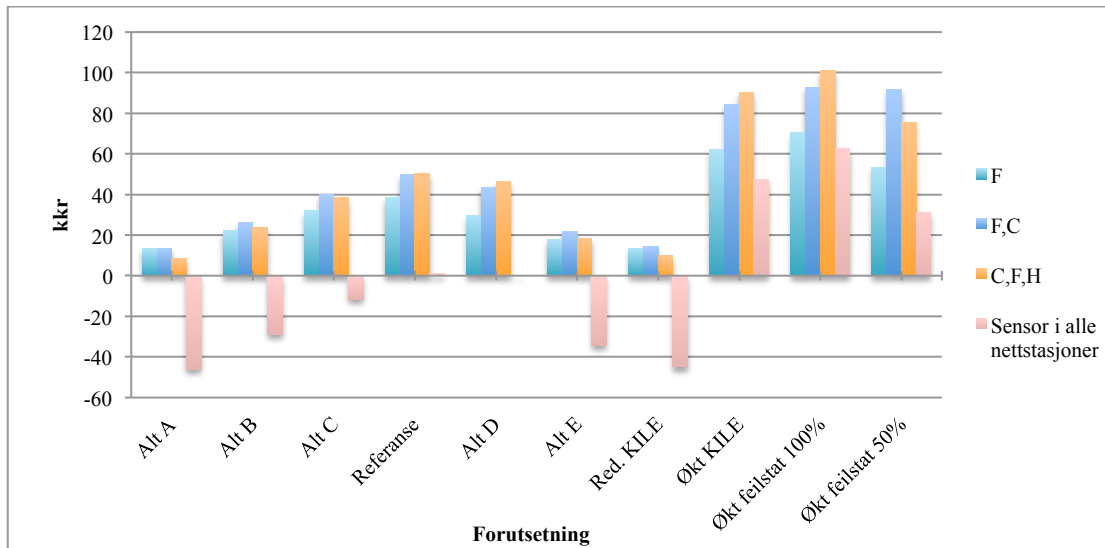
Figur 21 Akkumulert lønnsomhet ved ulike framtidsscenarioer. Effektbryter ut av nettstasjon E i kabelnett 1.

Figur 21 illustrerer at lønnsomheten øker til det dobbelte dersom avbruddssatsene eller feilstatistikken øker som gitt i grafen. Lavere avbruddssatser medfører at tiltaket ikke lenger er lønnsomt, da KILE-besparelsen ikke er stor nok for å dekke investeringskostnaden.

Det er utført følsomhetsanalyse med varierende antall og plassering av sensorer og effektbrytere. Ikke alle beskrives i detalj, men tiltak med best lønnsomhet eller pålitelighetsindekser presenteres. I tillegg til å variere plasseringen av SmartGrid komponentene, er inngangsdata som feilstatistikk, avbruddssatser og oppstartstid for seksjonering variert i pålitelighetsanalysen. Utviklingen av årlig avbruddskostnad er vist i Figur 54-Figur 56 i vedlegg E.

For sensor i sone 1 sammenlignes fire tiltak:

- én sensor i nettstasjon F
- to sensorer i nettstasjonene F og C
- tre sensorer i nettstasjonene C, F og H
- sensor i alle 9 nettstasjoner i sone 1



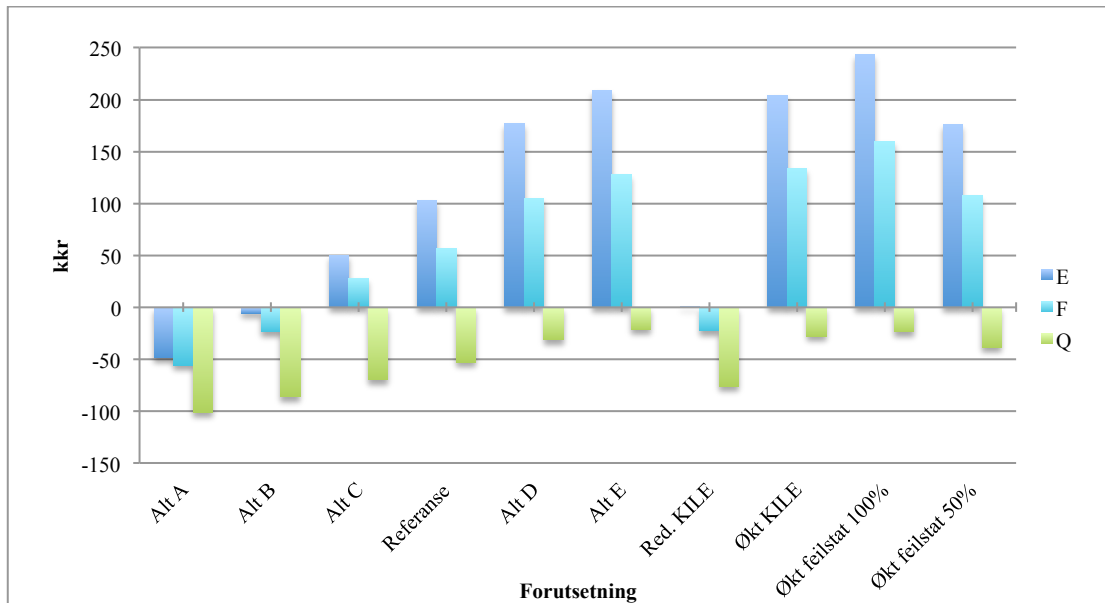
Figur 22 Lønnsomhet med innføring av sensor i kabelnett 1 sone 1 ved ulike forutsetninger.

Figur 22 viser at innføring av to eller tre sensorer er omtrent like lønnsomt når forutsetningene varierer. For tiltaket med sensor i alle nettstasjoner ser man at lønnsomheten stiger betraktelig med økt KILE-sats og økt feilhyppighet. Alternativene A-E omhandler oppstartstid seksjonering og er beskrevet i Tabell 16. Som det også vises i figuren er lønnsomheten sensitiv for endring av oppstartstid seksjonering, og sensorer i alle nettstasjoner et fort ulønnsomt tiltak dersom denne tiden fraviker fra referanseinnstillingen. Som nevnt tidligere er det ikke uventet om oppstartstid seksjonering er lavere på grunn av korte avstander mellom nettstasjoner og geografisk beliggenhet i bynære strøk. En annen ting som er verdt å merke seg er lønnsomheten ved innføring av én sensor i nettstasjon F. Dette tiltaket gir med oppstartstid for seksjonering på 10-20 minutter, en lønnsomhet svært lik innføring av to og tre sensorer. Med nytten i å holde antallet sensorer nede, kan innføring av kun én sensor være et høyst aktuelt tiltak i denne typen nett.

For effektbryter vurderes tre tiltak:

- effektbryter i E
- effektbryter i F
- effektbryter i Q

Det vises i Figur 23 at effektbryter i E vil være mest lønnsomt ved samtlige forutsetninger tatt med i denne analysen. Tiltaket med effektbryter viser en litt annen trend enn innføring av sensor. Lønnsomheten stiger med økende oppstartstid for seksjonering, i motsetning for innføring av sensor hvor lønnsomheten er best med referanseinnstillinger. Effektbryter ut av nettstasjon Q i sone 2 er aldri et lønnsomt tiltak.



Figur 23 Lønnsomhet med innføring av effektbryter i kabelnett 1 ved ulike forutsetninger.

7.1.4 Oppsummering

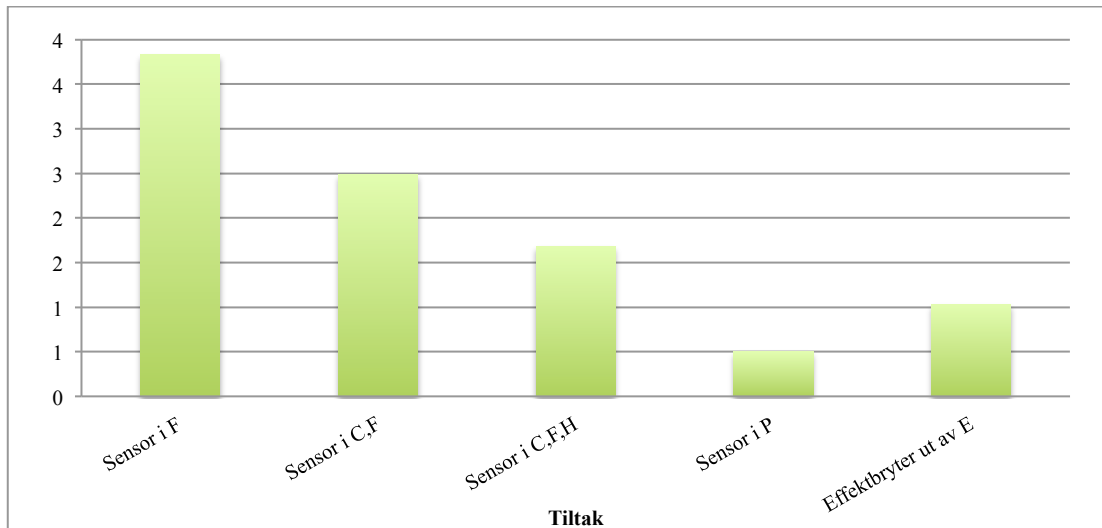
Det anses som tilstrekkelig med maksimalt tre sensorer, da ytterligere flere sensorer ikke bedrer lønnsomheten. Det kan for øvrig forventes lavere oppstartstid for seksjonering på grunn av beliggenhet og utstrekning. Følsomhetsanalysen i Figur 22 illustrerer at lønnsomheten ved redusert oppstartstid for seksjonering til 10 minutter er best om det investeres i én-to sensorer.

Investering i tre sensorer, med plassering i nettstasjon C, F og H, gir best lønnsomhet av tiltakene med sensor ved referanseinnstilling og forutsetninger i Tabell 17.

Lønnsomheten er her 50 600 kr. SAIDI reduseres best med sensorer i alle nettstasjoner i sone 2, hvor reduksjonen er 16,4 %.

Det er ikke vurdert flere enn ytterligere én effektbryter av hensyn til selektivitet, selv om resultatene viser en bedre lønnsomhet enn ved investering i sensor. Den beste lønnsomheten oppnås med effektbryter i nettstasjon E med 103 000 kr. SAIDI og SAIFI reduseres mest med effektbryter i nettstasjon Q med henholdsvis 50,9 % og 31,2 %.

Ut fra Likning 14 er KILE-besparselsen i forhold til investeringskostnaden beregnet og presentert i Figur 24. Resultat fra nyttekostnadsbrøk viser at lønnsomheten pr. investeringskrone er større jo færre komponenter som innføres. Dette stemmer med betraktningen om at den første sensoren gir størst reduksjon av årlige KILE-kostnader gjort i kapittel 3.4.2. I forhold til investeringskostnaden er ikke nytten av effektbryter like stor som for sensorer. Nyttekostnadsbrøken er over tre ganger så stor for sensor i F som for effektbryter i E.



Figur 24 Nyttekostnadsbrøk for aktuelle tiltak i kabelnett 1.

7.2 Kabelnett 2

Kabelnettet er radielt driftet og består av totalt 24 nettstasjoner.

Nettet er representativt for mer landlige strøk, da kabellengdene er betydelig lenger enn kabelnett 1.

Enlinjeskjema av nettet med kabel- og linjelengder finnes i vedlegg I.

7.2.1 Beskrivelse av nettet

Nettet er et radielt driftet 22 kV distribusjonsnett. Det består av avgreininger med varierende lengde og forbruk. Nettet består av 97,4 % kabel og 2,6 % kraftledning målt i antall kilometer, og det defineres som et kabelnett etter definisjon i Tabell 29. Samtlige nettstasjoner inneholder brytere av typen SF6-skillebryter. Det eksisterer fem åpne brytere med mulighet for ekstern tilkobling av reserve. Disse er plassert mellom effektbryter og nettstasjon A, utenfor nettstasjon F samt i nettstasjonene G, N og U. I tillegg er bryter i nettstasjon P og X koblet ut, slik at det her er mulig å gjøre omkoblinger for å opprettholde forsyning til sluttbrukere utenfor feilbefengt område. Alle nettstasjoner er utstyrt med fordelingstransformator og manuelt avlesbare kortslutningsindikatorer.

Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe og KILE-satser til beregninger i NetBas presenteres i henholdsvis Tabell 37 og Tabell 9. Nettet er nest lengst i antall kilometer og har nest flest nettstasjoner av de tre nettene. Det består av flest kunder, som til sammen har det nest høyeste forbruket.

Årlige avbruddskostnader og pålitelighetsindekser uten tiltak presenteres i Tabell 21.

Tabell 21 Resultat for kabelnett 2 uten tiltak.

| | |
|--|--------|
| Feillokaliseringstid [timer/år] | 0,643 |
| Opprinnelig årlig ILE [kWh/år] | 3395,2 |
| Opprinnelig årlig KILE[kkr/år] | 157,6 |
| SAIFI uten tiltak | 0,599 |
| SAIDI uten tiltak | 0,621 |

7.2.2 Tiltak

Denne typen kabelnett vil ha større nytte av tiltak for å redusere KILE-kostnaden sammenlignet med kabelnettet i kapittel 7.1. Årlig forbruk er omtrent like stort, men kabelnett 2 nettet har en forventet årlig feillokaliseringstid og KILE-kostnad som overstiger det noe enklere kabelnett 1. Dessuten har kabelnett 2 flere muligheter for omkoblinger, tilkobling av reserve og er lenger i utstrekning. Informasjon som bidrar til at disse koblingene kan skje raskere, har stor nytteverdi for KILE-besparelsen. Lønnsomhetsberegninger hentet fra Kabelnett 2.xlsx er presentert ved grafer i vedlegg F.

7.2.2.1 Innføring av sensor

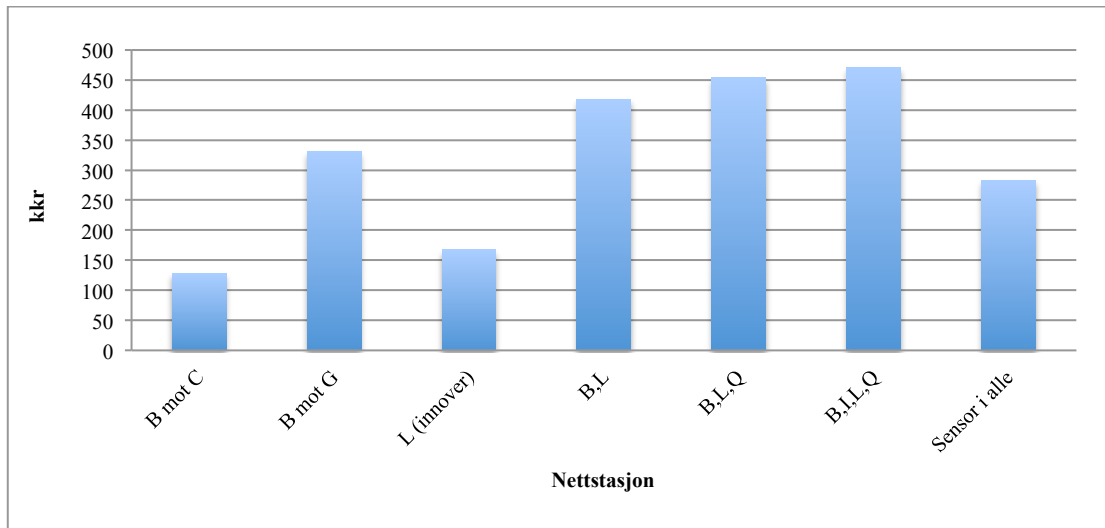
Innføring av sensor reduserer feillokaliseringstid, som videre resulterer i reduserte årlige KILE-kostnader og SAIDI. Da samtlige nettstasjoner inneholder kortslutningsindikatorer fra før, vil ikke SAIFI reduseres ytterligere.

Sensorplassering vurderes ved avgreininger. Dette gjelder ved nettstasjon B, L, O, Q og R. Mulighet for innkobling av reserve er ved nettstasjonene A, F, G, N og U, i tillegg til omkoblingsmuligheter ved nettstasjonene P og X. Sensorplassering vurderes for å kartlegge om innkobling av reserveforsyning kan skje etter metodikk beskrevet i kapittel 3.1.1.

Den midterste nettstasjonen er L, med 11 nettstasjoner innover mot effektbryter og 12 nettstasjoner utover. Ved nettstasjon P deler nettet seg i omtrent to like store deler med tanke på totalt årlig forbruk.

Det er gjort analyser ved innføring av én stk. sensor til sensor i samtlige nettstasjoner. Resultatet presenteres for flere tiltak med lønnsomhet og reduksjon av SAIDI i vedlegg F. Figur 25-Figur 26 viser et utvalg av tiltakene, basert på optimal plassering med varierende antall sensorer

Som illustrert i Figur 25 er det mest lønnsomt å innføre sensor i nettstasjon B både når det vurderes én og flere sensorer. Denne nettstasjonen har tre brytere, én til hver avgreining, og dermed tre mulige sensorplasseringer. Det konkluderes med at den mest lønnsomme plasseringen er ved bryter mot avgreining til nettstasjon G. Denne avgreiningen er størst med hensyn til avstander, antall nettstasjoner og årlig forbruk.

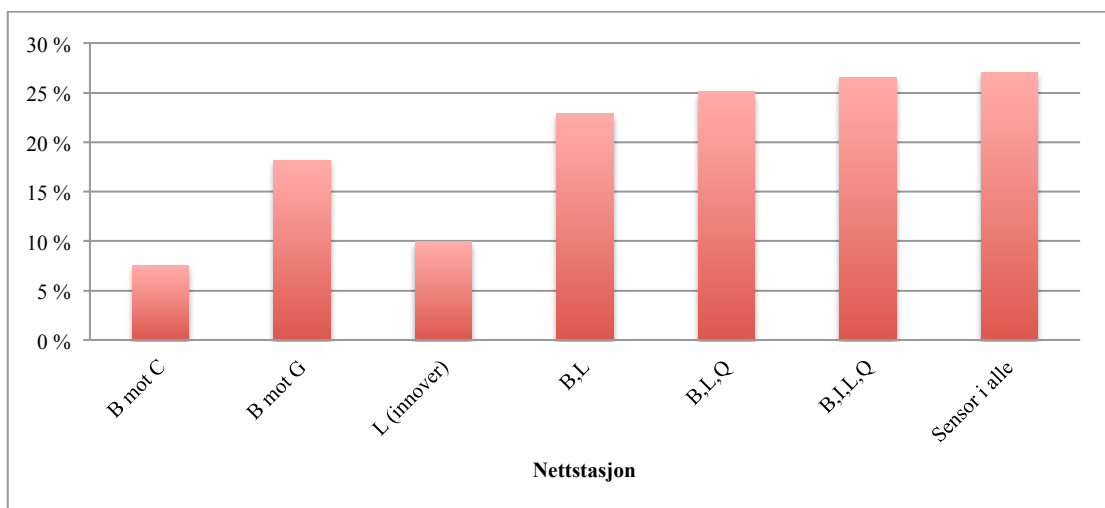


Figur 25 Lønnsomheten ved innføring av sensor i kabelnett 2.

Sensor plassert i nettstasjon L ved innføring av kun én sensor gir en relativt god lønnsomhet sammenlignet med plassering i andre nettstasjoner i nærområdet. Nettstasjonen har tre avgreininger med brytere og er den midterste av antall nettstasjonen. Nettstasjon B og L er vurdert til optimal plassering ved innføring av to sensorer.

Når det skal investeres i ytterlig én sensor, gir plassering i nettstasjon Q den beste lønnsomheten. Nettstasjonen har tre avgreininger med brytere. Med denne kombinasjonen er sensorene jevnt plassert avstandsmessig i nettet. Driftscentralen får avgrenset det feilbefengt området til mellom effektbryter og nettstasjon F, mellom nettstasjonene B og L, mellom nettstasjonene L og Q eller utenfor nettstasjon Q.

Lønnsomheten er ikke mye bedre ved analyse av fire sensorer mot tre, men best lønnsomhet totalt oppnås med fire sensorer plassert i nettstasjonene B, I, L og Q. Når flere sensorer innføres synker lønnsomheten, da KILE-besparelsen av sensor nummer fem ikke dekker den ytterlige investeringskostnaden.



Figur 26 Reduksjon av SAIDI ved innføring av sensor i kabelnett 2.

Av Figur 26 kan det konkluderes med optimal plassering av sensor når reduksjon av SAIDI vurderes. Sensorplassering i nettstasjon B skiller seg ut med best reduksjonspotensial, og reduksjon av SAIDI bedres med antall sensorer det investeres i. Best ut kommer sensorer i alle nettstasjoner, men det er lite som skiller dette tiltaket fra innføring av kun fire sensorer.

Hovedresultatene ved innføring av fire sensorer presenteres i Tabell 22.

Tabell 22 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjonene B, I, L og Q i kabelnett 2.

| | |
|--|--------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,478 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,165 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 2533,3 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 861,9 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 110 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 47,6 |
| Lønnsomhet[kkr] | 471,2 |
| Reduksjon SAIDI | 26,6 % |

Økningen av lønnsomhet er avtagende for hver sensor det investeres i. Når det vurderes å gå fra tre til fire sensorer øker lønnsomheten med kun 17 900 kr, kontra 330 400 kr ved innføring av den første sensoren i B, 87 700 kr ved innføring av sensor nr. to i L og 35 100 kr ved innføring av sensor nr. tre i Q.

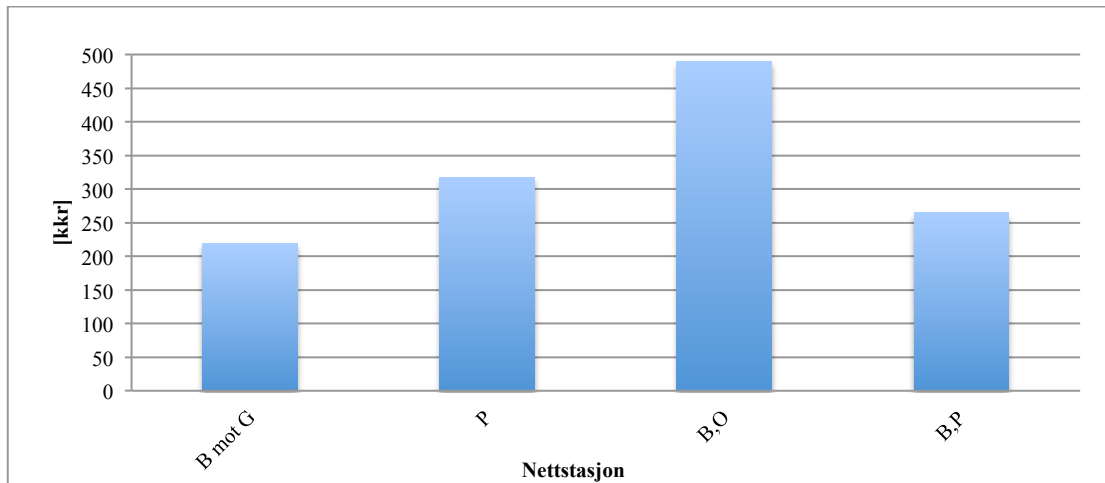
Årlig KILE-kostnad er redusert med 47 600 kr/år ved innføring av fire sensorer. Netto nåverdi av KILE-besparelsen etter 15 år er 511 200 kr.

7.2.2.2 Innføring av effektbryter

Dette nettet er lengre og har flere avgreininger enn kabelnett 1. Det vurderes derfor å innføre inntil to effektbrytere.

En effektbryter inn mot nettstasjon L deler nettet opp i to deler med omtrent like mange nettstasjoner. Effektbryter i nettstasjon P deler opp nettet i to like store deler med tanke på årlig forbruk og antall kunder. Når det skal vurderes innføring av ytterligere to effektbrytere, legges det fokus på å plasseres disse i en avstand seg i mellom som gir en inndeling av nettet i tre relativt like store deler, enten i utstrekning eller i forbruk.

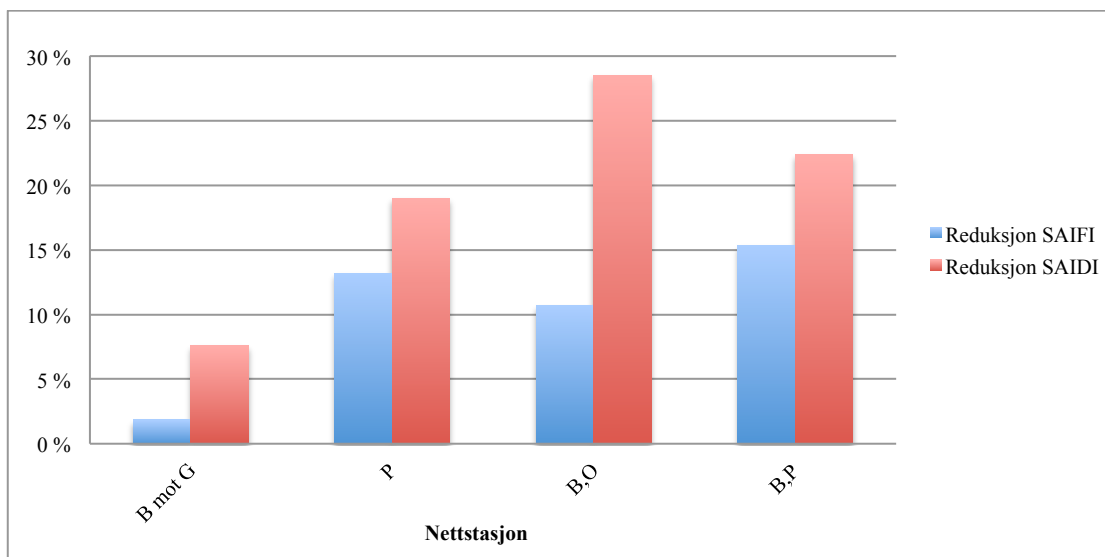
Resultatene av plasseringene med størst nytte, i form av lønnsomhet og reduksjon av pålitelighetsindekser, presenteres i Figur 27 og Figur 28. Slutninger trekkes fra mer omfattende grafer over lønnsomhet og reduksjon av pålitelighetsindekser som presenteres i vedlegg F.



Figur 27 Lønnsomheten ved innføring av effektbryter i kabelnett 2.

Mest optimal plassering av én effektbryter er utover fra nettstasjon P mot nettstasjon Q. Dette deler nettet i to deler med omtrent like stort årlig forbruk.

Når det vurderes to effektbrytere er plassering før nettstasjon O og ved B på avgreining mot nettstasjon G mest optimalt. Nettet har da en inndeling med seks nettstasjoner innenfor effektbryteren i B, åtte nettstasjoner mellom effektbryterne i nettstasjon B og O samt 10 nettstasjoner utenfor effektbryter i O.



Figur 28 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i kabelnett 2.

Figur 28 viser at reduksjon av SAIDI er annerledes enn ved innføring av sensor. SAIDI og SAIFI reduseres mest ved plassering av effektbryter lenger ute i nettet, og best resultat med én effektbryter er med plassering i nettstasjonen P, slik som ved lønnsomhetsvurderingen. Reduksjon av SAIFI er også best med plassering i denne nettstasjonen. Ved innføring av flere effektbrytere er SAIDI redusert mest ved innføring i nettstasjon B og O, mens SAIFI reduseres mest med effektbryter i nettstasjon B og P.

Kombinasjonen av best lønnsomhet og reduksjon av SAIDI med to effektbrytere, i nettstasjon B og O er grunnlaget for at dette velges som optimal plassering. Resultatene er presentert i Tabell 23.

Tabell 23 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon B og O i kabelnett 2.

| | |
|--|--------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,396 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,247 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 2142,4 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 1252,8 |
| Årlig KILE med tiltak [kk/år] | 93,3 |
| Årlig KILE besparelse[kk/år] | 64,3 |
| Lønnsomhet[kkr] | 490,6 |
| Reduksjon SAIFI | 10,7 % |
| Reduksjon SAIDI | 28,5 % |

Sammenlignet med lønnsomhet av én effektbryter i nettstasjon B, på 208 200, øker lønnsomheten med 282 400 kr når ytterligere én effektbrytere innføres i nettstasjon O. Lønnsomheten øker mest ved innføring av effektbryter nummer to. Netto nåverdi av KILE-besparelsen på 64 300 kr/år er 690 600 kr.

7.2.3 Følsomhetsanalyse

Nettet har lengre utstrekning og flere avgreninger enn kabelnett 1. Tidsbruken for oppstartstid seksjonering kan derfor variere noe mer, avhengig av geografisk beliggenhet og lokalitet til potensielle feilrettere.

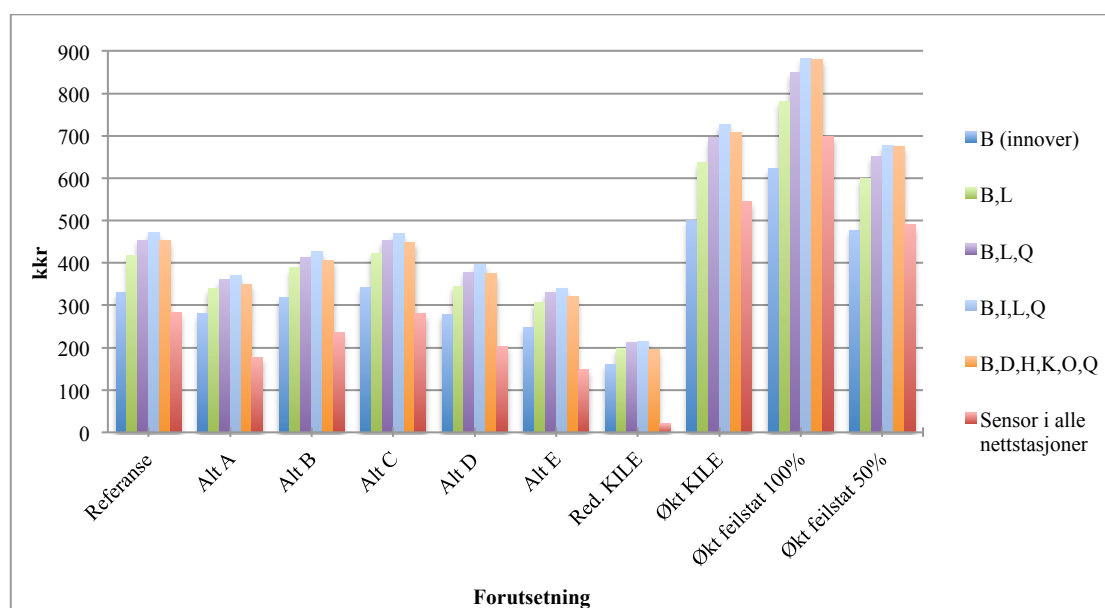
Figur 73 og Figur 74 i vedlegg F viser akkumulert lønnsomhet for sensor i nettstasjonene B, I, L og Q i analyseperioden ved ulike forutsetninger, slik som for kabelnett 1. Det illustreres her at lønnsomheten er best ved å anta oppstartstid på 20-40 minutter. Nettet har større forventede årlige avbruddskostnader enn kabelnett 1 og dermed et større potensial for KILE-besparelse. Følsomheten for at tiltaket blir ulønnsomt ved endring av oppstartstid er ikke like stor. Økt feilhyppighet og KILE-satser gjør tiltaket mer lønnsomt. Tiltaket er mest følsomt for en halvering av avbruddssatsene.

Figur 80 og Figur 81 i vedlegg F viser akkumulert lønnsomhet for effektbryter i nettstasjonene B og O. Lønnsomheten utvikler seg annerledes ved å endre på oppstartstiden, enn ved sensorinnføring. Lønnsomheten øker med denne tidsbruken. Tiltakets lønnsomhet er følsomt for reduksjon av oppstartstid for seksjonering, men aldri slik at tiltaket blir ulønnsomt. Som i tidligere resultater ved innføring av sensor, gir økte avbruddssatser og forventet feilhyppighet bedre lønnsomhet. Følsomheten ved å anta reduserte avbruddssatser er noe større enn ved innføring av sensor.

Tiltakene med best lønnsomhet eller pålitelighetsindekser vurderes nærmere. I tillegg til å variere plasseringen av SmartGrid-komponentene, er inngangsdata som feilstatistikk, avbruddssatser og oppstartstid for seksjonering variert som en del av følsomhetsanalysen. Utviklingen av årlig avbruddskostnad er vist i Figur 75 og Figur 82 i vedlegg F.

For sensor analyseres fem tiltak:

- én sensor i nettstasjon B på avgang mot nettstasjonen G
- to sensorer i nettstasjonene B og L
- tre sensorer i nettstasjonene B, L og Q
- fire sensorer i nettstasjonene B, I, L og Q
- seks sensorer i nettstasjonene B, D, H, K, O og Q

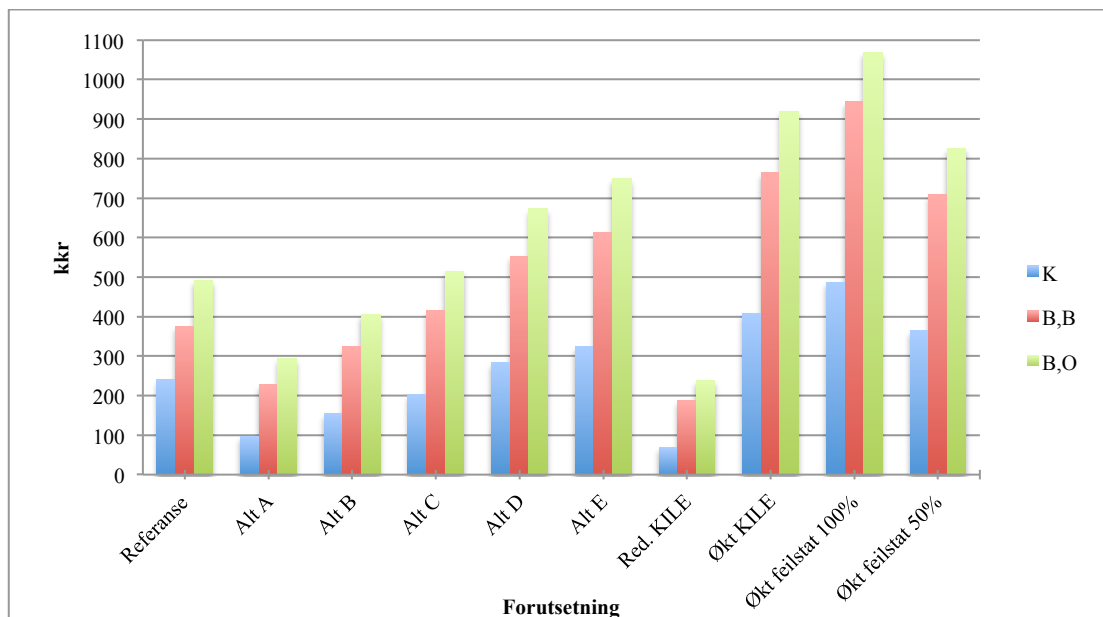


Figur 29 Lønnsomhet med innføring av sensor i kabelnett 2 ved ulike forutsetninger.

Figur 29 viser at innføring av tre til seks sensorer er omtrent like lønnsomt ved alle forutsetningene. Antallet sensorer ønskes å holdes nede og innføring av kun to-tre sensorer er et høyst aktuelt tiltak. For tiltaket med sensor i alle nettstasjoner ser man at lønnsomheten stiger med økt KILE-sats og økt feilhyppighet, mens med reduserte KILE-satser er tiltaket nærmere å bli ulønnsomt. Alternativene A-E omhandler oppstartstid seksjonering og er beskrevet i Tabell 16.

For effektbryter vurderes tre tiltak:

- effektbryter i K
- effektbryter i begge avgangene i B
- effektbryter i B og O



Figur 30 Lønnsomhet med innføring av effektbryter i kabelnett 2 ved ulike forutsetninger.

I Figur 30 vises det at effektbryter i nettstasjon B og O vil være mest lønnsomt ved samtlige endringer av forutsetninger tatt med i denne betraktningen. Tiltakenes lønnsomhet er sensitive for en reduksjon av KILE-satser, hvor lønnsomheten halveres sammenlignet med referanseinnstillingen. Tiltaket med effektbrytere viser en litt annen trend enn innføring av sensor, da lønnsomheten øker med oppstartstid seksjonering.

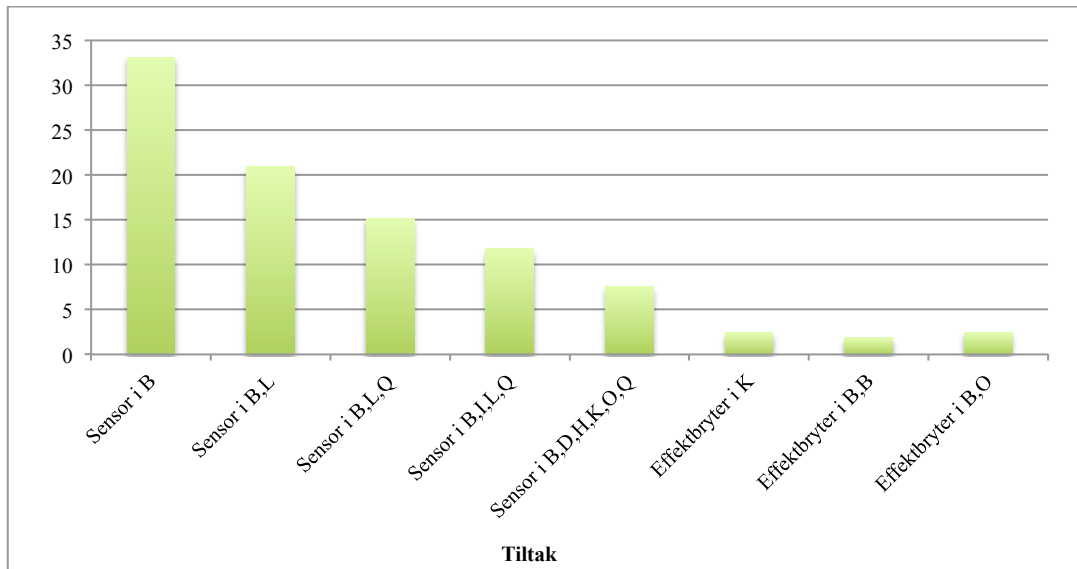
7.2.4 Oppsummering

Det anses som tilstrekkelig med fire sensorer, da ytterligere flere sensorer ikke bedrer lønnsomheten illustrert i Figur 25. Ved å studere følsomhetsanalysen, Figur 29, ser en for øvrig at lønnsomheten ved samtlige oppstartstider for seksjonering er nesten like god om det investeres i kun tre sensorer.

Innføring av sensorer gir den beste lønnsomheten med fire sensorer, plassert i nettstasjon B, I, L og Q. Lønnsomheten er her 469 100 kr. SAIDI reduseres best med sensorer i alle nettstasjoner, hvor reduksjonen er 27,1 %.

Det er ikke vurdert flere enn ytterligere to effektbrytere av hensyn til selektivitet. En høyere forventet oppstartstid for seksjonering er her bedre for lønnsomheten, vist i Figur 30. Den beste lønnsomheten og reduksjon av SAIDI oppnås med effektbrytere i nettstasjon B og O, med henholdsvis 514 300 kr og 28,5 %. SAIFI reduseres best med effektbryter på begge avgangene ut av nettstasjon B, med 21,4 %.

Ut fra nyttekostnadsbrøken, Likning 14, er KILE-besparelsen i forhold til investeringskostnaden beregnet og presentert i Figur 31.



Figur 31 Nyttekostnadsbrøk for aktuelle tiltak i kabelnett 2.

I forhold til investeringskostnaden er ikke nytten av effektbryter like stor som for sensorer. Nyttekostnadsbrøken er nesten femten ganger så stor for sensor i B som for effektbryter i K.

7.3 Blandingsnett

Nettet er radielt driftet og består av totalt 28 nettstasjoner. Med lang utstrekning av luftledning, er nettet representativt for Hafslunds distribusjonsnett i grisgrendte strøk.

Enlinjeskjema med kabel- og linjelengder finnes i vedlegg J.

7.3.1 Beskrivelse av nettet

Nettet er et 22 kV distribusjonsnett og det inneholder avgreininger med varierende størrelser. Nettet består av 82 % kraftledning og 18 % kabel målt i antall kilometer, og defineres som et blandingsnett etter definisjon i Tabell 29. Nettstasjonene A, B, G, K, P, S, X, Y og Æ inneholder manuelle brytere. Nettstasjon S har innkoplingsmuligheter for reserve. Reserveforsyning er også mulig å kople til utenfor nettstasjonene M og Æ. Brytere er ordinære skillebrytere eller lastskillebrytere, men disse behandles likt. Alle nettstasjoner er utstyrt med fordelingstransformator og manuelt avlesbare kortslutningsindikatorer.

Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe og KILE-satser benyttet i LEVSIK presenteres i henholdsvis Tabell 38 og Tabell 10. Årlig forbruk er minst av nettene i denne analysen. Årlige avbruddskostnader og pålitelighetsindekser uten tiltak er som i Tabell 24.

Tabell 24 Resultat for blandingsnettet uten tiltak.

| | |
|--|--------|
| Gjennomsnittlig feillokaliseringstid [timer/år] | 2,428 |
| Opprinnelig årlig ILE [kWh/år] | 2318,6 |
| Opprinnelig årlig KILE[kkr/år] | 70,1 |
| SAIFI uten tiltak | 1,828 |
| SAIDI uten tiltak | 2,363 |

7.3.2 Tiltak

Denne typen blandingsnett har, på grunn av lang utstrekning, stor nytte av å innføre SmartGrid-komponenter som kan redusere feilbefengt område. I Tabell 24 vises det at feillokaliseringstiden er betydelig større enn for kabelnettene i kapittel 7.1.1 og 7.2.1.

Lenger avstand mellom nettstasjoner og færre kunder enn i de foregående nettene, kan argumentere for at dette nettet er mer typisk for landlige områder. Dette medfører en økt forventet oppstartstid for seksjonering. Nettet har forøvrig et mindre årlig forbruk, Tabell 38, og det er interessant å sammenligne nytten med resultatene til kabelnettene. Totalt har nettet årlige KILE-kostnader noe høyere enn, men på nivå med, kabelnett 1.

Nettet inneholder en større utstrekning av kraftledning, som har høyere feilhyppighet enn kabel.

Resultater for pålitelighetsberegningene hentet fra Blandingsnett.xlsx, og presenteres med grafer i vedlegg J

7.3.2.1 Innføring av sensor

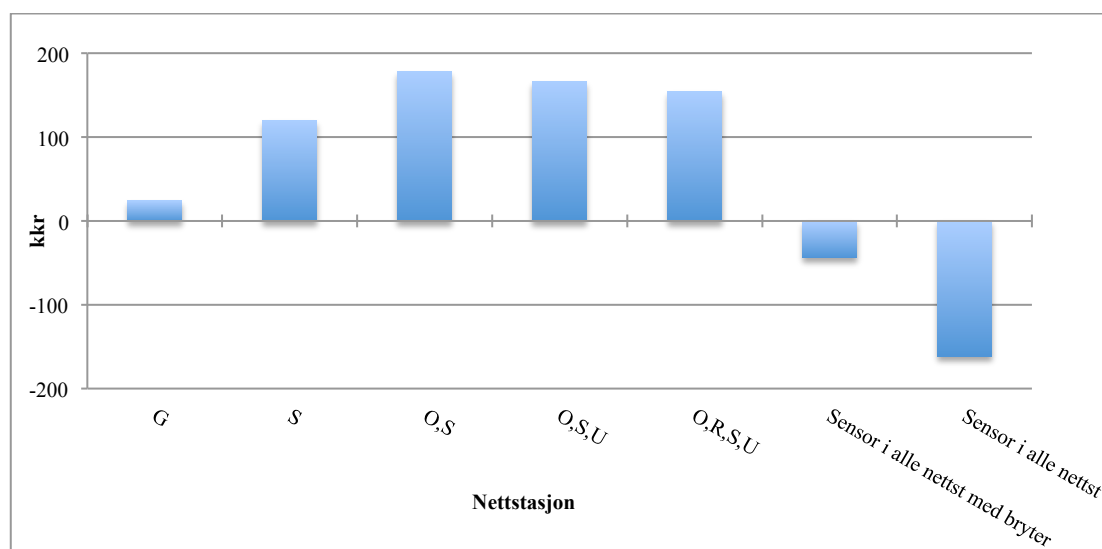
Nettstasjoner med brytere prioriteres ved innføring av sensorer på bakgrunn av betraktninger i kapittel 3.1.1. Da samtlige nettstasjoner inneholder kortslutningsindikatorer fra før, vil ikke SAIFI reduseres ytterligere.

I nettet er det forskjell på hvor halvparten av årlig forbruk er dersom en ser på kundegruppen Husholdning/Jordbruk og Industri hver for seg. Nettstasjon U deler forbruket til Husholdning/Jordbruk i to like store deler, tilsvarende gjelder nettstasjon H for Industri. Totalt dominerer kundegruppen Husholdning/Jordbruk i forbruk, mens Industri har den høyeste avbruddssatsen.

Den midterste nettstasjon er O, med 14 nettstasjoner innover mot effektbryter og 13 nettstasjoner utover. I forhold til feilrettingsprosedyren i Levsik, kapittel 5.1.1, er dette nettstasjonen som først oppsøkes og en god plassering av sensor nummer én. Tilknytningsmuligheter av reserve finnes ved nettstasjonene M, S og Æ.

Nettet har ved flere nettstasjoner med avgreninger av varierende størrelse. Ved avgreninger med stort forbruk og lange avstander vil det være stor nytte av sensor som kan påvise hvilken avgreining feilen befinner seg på.

Det er også utført analyser med sensor på de fleste nettstasjoner, både med og uten brytere. Det er undersøkt om det er noen effekt i å innføre sensor på nettstasjoner uten koblingsmuligheter. Lønnsomheten og reduksjon av SAIDI er presentert i Figur 32 og Figur 33. Slutninger trekkes fra mer omfattende grafer over lønnsomhet og reduksjon av SAIDI som presenteres i vedlegg G.

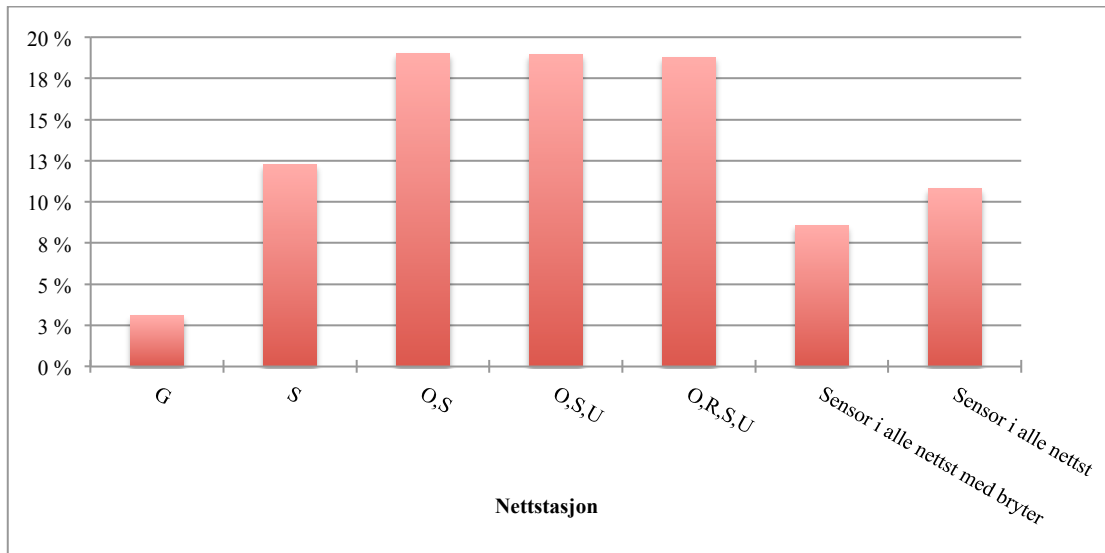


Figur 32 Lønnsomheten ved innføring av sensor i blandingsnett.

Best lønnsomhet ved innføring av én sensor oppnås langt ute i nettet, i nettstasjon S. Denne nettstasjonen har både brytermulighet for å dele opp nettet og mulighet for å koble inn reserveforsyning. Av nettstasjonene nærmest effektbryteren, er det kun plassering av sensor i nettstasjon G som gir positiv lønnsomhet. Dette er på en stor avgreining, både i forbruk og utstrekning, og med bryter i nettstasjon G kan avgreiningen isoleres. I tillegg er det mulighet for reserveinnkobling på avgreining ved nettstasjon M.

Ved innføring av sensor nummer to, ga flere sensorkombinasjoner relativt lik lønnsomhet. Kombinasjoner som innebærer sensor i nettstasjon S skiller seg ut som de beste løsningene. Størst lønnsomhet oppnås med sensor i nettstasjon O og S. Dette er to nettstasjoner som er relativt tett plassert, men begge har brytere for koblingsmuligheter

Det er ingen økning i lønnsomhet ved å gå fra to til tre eller fire sensorer. Best lønnsomhet med et større antall sensorer oppnås med kombinasjoner som innebærer nettstasjon O og S.



Figur 33 Reduksjon av SAIDI ved innføring sensor i blandingsnettet.

Med hensyn til reduksjon av SAIDI er det, som vist i Figur 33, lite å hente ved å investere i mer enn to sensorer. Det kan tyde på at potensialet for å redusere feillokaliseringstiden her har nådd sitt maksimale. Ulikt resultatene fra de andre nettene, viser ikke reduksjon av SAIDI seg å være best ved innføring av sensor i alle nettstasjoner.

Hovedresultatene av å innføre to sensorer, i nettstasjon O og S, presenteres i Tabell 25.

Tabell 25 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon O og S i blandingsnettet.

| | |
|--|--------|
| Gjennomsnittlig feillokaliseringstid [timer/år] | 1,98 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,448 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 1879,1 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 439,5 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 51,6 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 18,5 |
| Lønnsomhet[kkr] | 178,7 |
| Reduksjon SAIDI | 19,0 % |

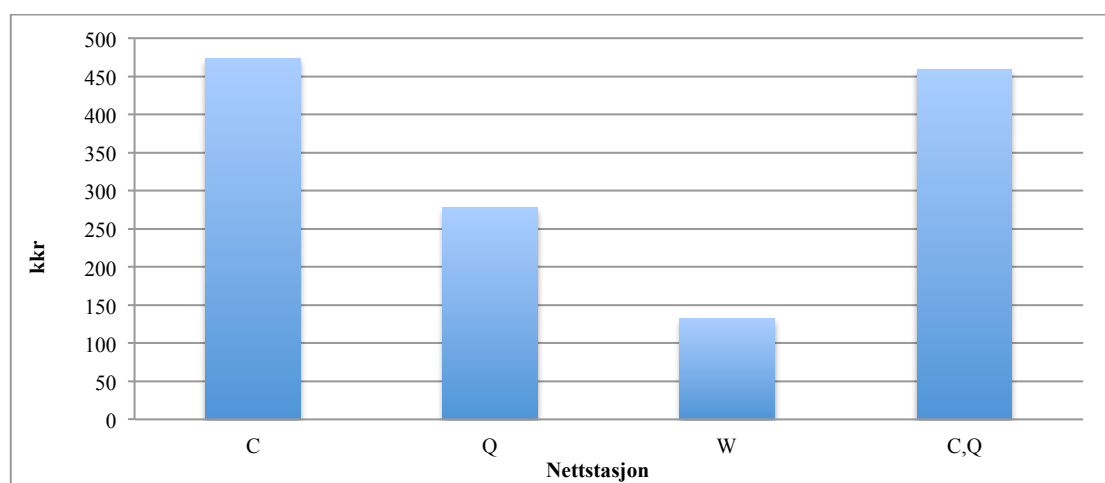
Økningen av lønnsomhet ved innføring av sensor nummer to er på 58 800 kr, og lavere enn ved innføring av sensor nummer én som er på 119 900 kr. Årlige KILE-kostnader er redusert med 18 500 kr. Netto nåverdi av denne besparelsen er 198 700 kr etter 15 år.

7.3.2.2 Innføring av effektbrytere

Dette nettet har flere avgreininger, men totalt årlig forbruk er betydelig mindre enn i de to foregående kabelnettene. Nyten av å innføre effektbrytere i dette blandingsnettet er undersøkt. Det er sett på årlig forbruk pr. nettstasjon og antall kunder, at dette er størst lengst ute i nettet. Dette kan virke positivt i forhold til nyten

av effektbrytere lengere ute, slik at årlig forbruk fordeler seg omtrent likt i de to avgangene nettet deles opp i. En lik inndeling i forbruk oppnås med effektbryter i nettstasjon U. I forhold til antall nettstasjoner er nettstasjon O definert som midten. På grunn av lengden til nettet og avgreiningene vurderes inntil to effektbrytere.

Det er utført analyse med plassering av én-to effektbrytere ved flere av nettstasjonene. Et utvalg av de mest interessante resultatene presenteres med lønnsomhet og reduksjon av pålitelighetsindekser i Figur 34 og Figur 35. Det er gjort pålitelighetsanalyser ved flere plasseringer av effektbrytere. Lønnsomhet og reduksjon av pålitelighetsindekser for dette er presenter vedlegg G og er bakgrunn for de slutninger som trekkes.



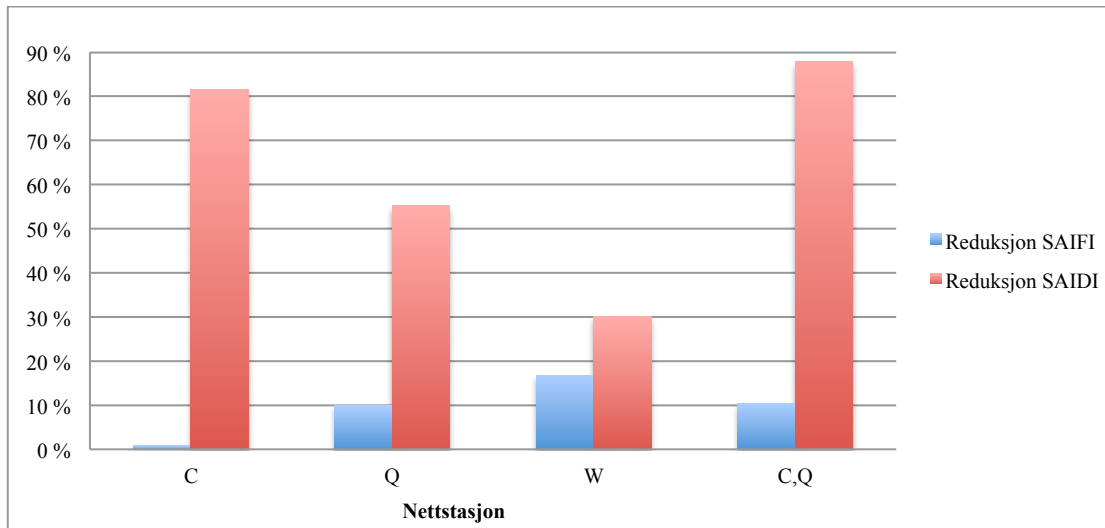
Figur 34 Lønnsomhet ved innføring av effektbryter i blandingsnettet.

Det er overraskende at det er nettstasjonene nærmest den opprinnelige effektbryteren som er mest optimal plassering av én ekstra effektbryter med tanke på lønnsomhet. Spesielt siden store deler av forbruket er lenger ute i nettet. Dette samsvarer heller ikke med resultatene av effektbrytere på kabelnettene. En forklaring kan være at kundegruppen Industri har store deler av sitt forbruk ved de første nettstasjonene. Denne kundegruppen, med høyest KILE-sats, har stor betydning for den årlige avbruddskostnaden.

Ut fra en praktisk vurdering vil plassering av effektbryter lengre ute vil være et bedre tiltak. Plassering i nettstasjon Q har best lønnsomhet av tiltakene lengst ute på nettet.

Når innføring av to effektbrytere vurderes viser flere av plasseringskombinasjonene omtrent lik lønnsomhet. Nettstasjon C viser seg å fortsatt være et godt alternativ, og er fellesnevneren i tiltakene som gir best lønnsomhet.

Kombinasjonene C og Q gir best lønnsomhet med to effektbrytere, men én effektbryter i nettstasjon C gir best lønnsomhet totalt.



Figur 35 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i blandingsnettet.

Som i lønnsomhetsanalysen, viser reduksjon av SAIDI å ha best potensial ved plassering i nettstasjonene nærmest den opprinnelige effektbryteren. SAIFI reduseres derimot best med en effektbryter ved nettstasjon W, og reduksjonen er generelt god for flere nettstasjoner lenger ute i nettet.

Lønnsomheten er størst med én effektbryter i nettstasjon C, men med effektbryter i nettstasjon C og Q oppnås bedre reduksjon av både SAIDI og SAIFI. Dette er pålitelighetsindekser som gir en målbar størrelse på nytten tiltaket har på omdømmet.

Etter en samlet vurdering av lønnsomhet og pålitelighetsindekser, er effektbrytere i nettstasjon C og Q det beste tiltaket. Resultater fra analysen presenteres i Tabell 26.

Tabell 26 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon C og Q i blandingsnettet.

| | |
|--|--------|
| Gjennomsnittlig feillokaliseringstid [timer/år] | 0,368 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 2,06 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 296,3 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 2022,3 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 8,7 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 61,4 |
| Lønnsomhet[kkr] | 459,4 |
| Reduksjon SAIFI | 10,4 % |
| Reduksjon SAIDI | 87,9 % |

Lønnsomheten er 473 000 kr med effektbryter i nettstasjon C. Lønnsomheten reduseres noe med innføring av effektbryter nummer to, til 459 000 kr. Netto nåverdi av årlig KILE-besparelse på 61 400 kr er 659 400 etter 15 år.

7.3.3 Følsomhetsanalyse

For å analysere de ulike resultatenes følsomhet for endring av pålitelighetsdata, er det gjort pålitelighetsberegninger etter å ha variert tidsbruken for oppstart seksjonering, feilhyppighet og avbruddssatsene. Dette nettet er som nevnt et typisk nett i grisgrendte strøk, og det kan forventes en økning av oppstartstid for seksjonering sammenlignet med de tidligere kabelnettene.

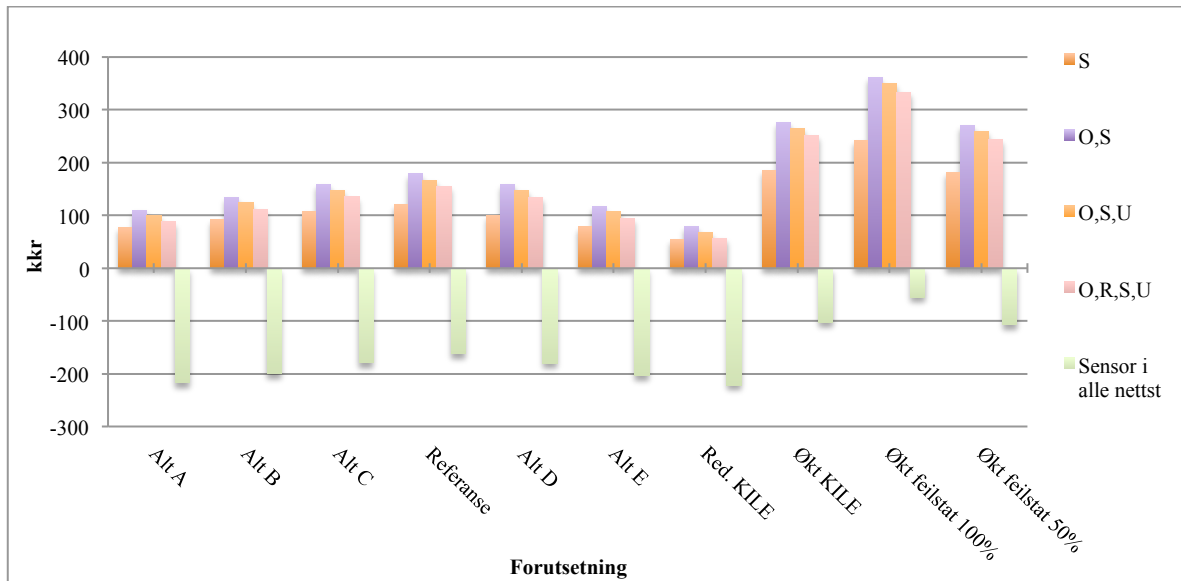
Akkumulert lønnsomhet i analyseperioden med sensor i nettstasjonene O og S er presentert i Figur 92 og Figur 93 i vedlegg G ved ulike forutsetninger. Her vises det at tidsbruk som i referanseinnstillingen gir best lønnsomhet. Øker tiden det tar før feilretterne ankommer første nettstasjon til nærmere 1 time, reduseres lønnsomheten mest. Dette kan vise seg å være et ugunstig resultat for denne typen nett. Da nettet er typisk for grisgrendte strøk og har lang utstrekning. Det er ikke uventet om tidsbruken er høy. Resultatene viser at tiltaket er mer følsomt for halvering av avbruddssatsene enn endring av oppstartstid seksjonering.

Akkumulert lønnsomhet i analyseperioden med effektbrytere i nettstasjonene C og Q er presentert i Figur 99 og Figur 100 i vedlegg G. Som resultatene for innføring av effektbryter i de andre nettene, øker lønnsomheten av tiltaket med økende oppstartstid for seksjonering. Denne typen nett har god nytte av å innføre effektbryter, tatt i betraktning at oppstartstid ofte kan overstige referanseinnstillingen. Lønnsomheten er minst ved reduksjon av oppstartstid, men tiltaket er aldri ulønnsomt. Lønnsomheten er mest følsom for en halvering av avbruddssatsen.

Det er utført pålitelighetsanalyser med ulike sensor- og effektbryterplasseringer og varierende antall komponenter. De med best lønnsomhet og pålitelighetsindekser sammenlignes ved ulike forutsetninger. Inngangsdata som feilhyppighet, avbruddssatser og oppstartstid for seksjonering varierer som en del av følsomhetsanalysen. Utviklingen av årlig avbruddskostnad er i Figur 94 og Figur 101 i vedlegg G.

For sensor vurderes fem tiltak:

- én sensor i nettstasjon S
- to sensorer i nettstasjonene O og S
- tre sensorer i nettstasjonene O, S og U
- fire sensorer i nettstasjonene O, R, S og U
- sensor i alle nettstasjoner



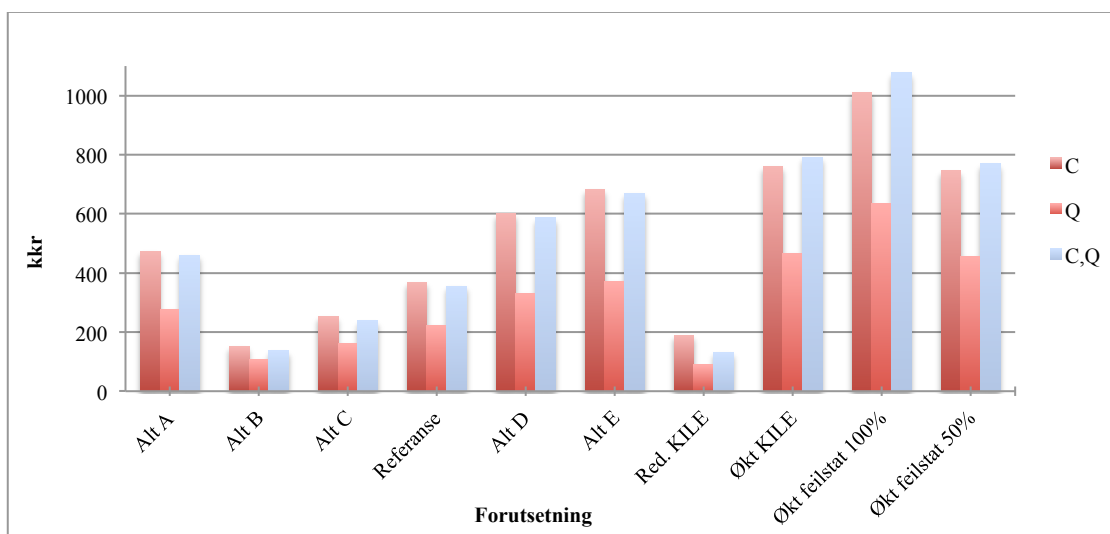
Figur 36 Lønnsomhet med innføring av sensor i blandingsnettet ved ulike forutsetninger.

Figur 36 viser at tiltakene, med unntak av sensor i alle nettstasjoner, tåler en endring av forutsetningene uten å miste lønnsomheten. Innføring av to sensorer er hele tiden mest lønnsomt, og det er ingen positiv effekt av å innføre flere sensorer enn dette med tanke på lønnsomheten. Dette passer godt med ønsket om å ikke øke antall sensorer på nettet for mye. Alternativene A-E omhandler oppstartstid seksjonering og er beskrevet i Tabell 16.

Lønnsomheten for sensorinnføring i dette blandingsnettet ligger mellom resultatene for kabelnett 1 og 2.

For effektbryter vurderes tre tiltak:

- effektbryter før C
- effektbryter før Q
- effektbryter C og Q



Figur 37 Lønnsomhet med innføring av effektbryter i blandingsnettet ved ulike forutsetninger.

Figur 37 viser at samtlige av tiltakene med effektbryter tåler en endring av forutsetningene uten å miste lønnsomheten, mest følsomt er resultatet når det forutsettes en reduksjon av de antatte avbruddssatsene og en oppstartstid for seksjonering på 20 minutter.

Innføring av to effektbrytere er ved store deler av de undersøkte forutsetningene mest lønnsomt, men effektbryter i C ligger tett opp mot samme potensial. Hvorfor lønnsomheten av en effektbryter i nettstasjon C er så god er vanskelig å forklare, siden denne nye effektbryteren blir liggende svært nær den originale effektbryteren.

7.3.4 Oppsummering

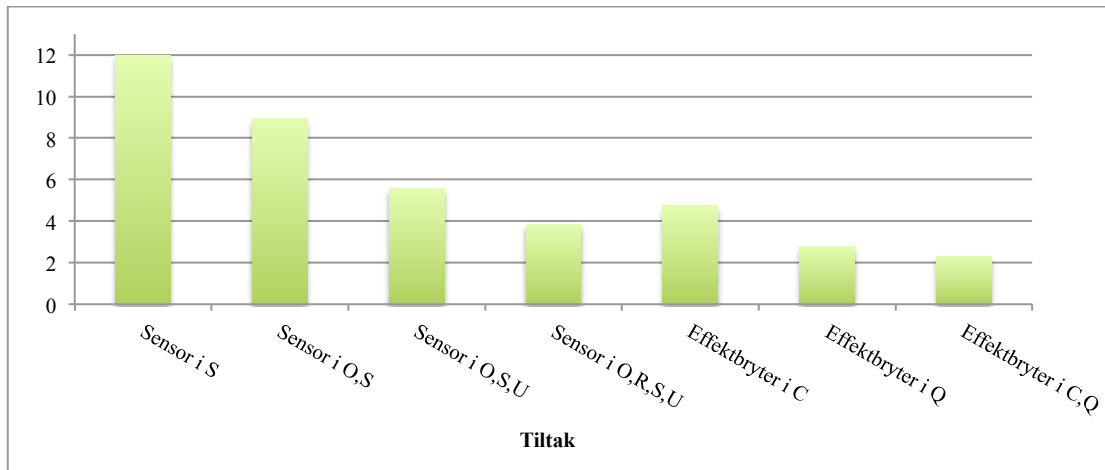
Det anses som tilstrekkelig med to sensorer, da en tredje sensor ikke bedrer lønnsomheten illustrert i Figur 32. Da ikke alle nettstasjoner har brytere, reduseres effekten av å innføre sensorer på nettstasjoner dersom det ikke finnes nærliggende brytermuligheter. Et eksempel på dette er sensor i nettstasjon C som er et ulønnsomt tiltak illustrert i Figur 83 i vedlegg G.

Det kan forventes høyere oppstartstid seksjonering, på grunn av utstrekning og beliggenhet. Det er ugunstig at lønnsomheten for innføring av sensor er dårligere når det forutsettes høyere oppstartstid seksjonering enn i referansealternativet som vist i Figur 36.

Investering i sensorer gir den beste lønnsomheten og reduksjon av SAIDI med to sensorer plassert i nettstasjon O og S. Lønnsomheten er her 178 700 kr og SAIDI reduseres med 19 %

Det er ikke vurdert flere enn ytterligere to effektbrytere av hensyn til selektivitet. En høyere forventet oppstartstid for seksjonering er her bedre for lønnsomheten som vist i Figur 37. Den beste lønnsomheten oppnås med effektbryter i nettstasjon C med 459 000 kr. SAIFI reduseres best med effektbryter i nettstasjon W med 18,8 %, og SAIDI reduseres mest med effektbrytere i nettstasjon C og Q med 87,9 %.

Ut fra Likning 14 er KILE-besparelsen i forhold til investeringskostnaden beregnet og presentert i Figur 38. I forhold til investeringskostnaden er ikke nytten av effektbryter like stor som for sensorer. Nyttekostnadsbrøken er dobbelt så stor for sensor i S som for effektbryter i C



Figur 38 Nyttekostnadsbrøk for aktuelle tiltak i blandingsnettet.

8 Forenklet metodikk

Etter pålitelighetsanalyse av fiktive distribusjonsnett i Levsik, er det forsøkt å utvikle standardiserte regler som også kan gjelde på tilsvarende avganger. Målet er en forenklet metodikk som Hafslund Nett kan benytte til å fastlegge antall og plassering av sensorer og brytere i ulike typer nett, basert på den gjennomførte pålitelighets- og lønnsomhetsanalysen. På grunn av begrensning i programvaren er det kun gjort analyse ved innføring av sensorer og effektbrytere. Fjernstyrte brytere kan kun drøftes ut fra teoretiske vurderinger.

Slutninger som trekkes forutsetter referanseinnstilling i Tabell 16 og øvrige forutsetninger i Tabell 17. Det må gjøres en vurdering for hvert enkelt nett om det forventes at virkeligheten fraviker betydelig fra dette, og gjøre eventuelle justeringer ved å undersøke følsomhetsanalysene i kapitlene 7.1.3, 7.2.3 og 1.1.1.

8.1 Hovedfunn som gir grunnlag for standardiserte regler

De tre ulike nettene omtales individuelt med tanke på plassering av og antall SmartGrid-komponenter.

Lønnsomhetspotensialet er best når KILE-kostnaden og/eller feillokaliseringstiden er størst, slik at potensialet for å redusere disse er størst. Forventet årlig avbruddskostnad er en avgjørende faktor for å finne optimalt antall sensorer.

Den midterste av antall nettstasjoner er et godt utgangspunkt for plassering av første sensor. Årsaken er at dette er nettstasjonen som oppsøkes først med feilrettingsprosedyrer i Levsik, beskrevet i kapittel 5.1.1. Ved å eventuelt justere noe etter å ha studert fordeling av forbruk på nettet, velges dette som optimal plassering for å redusere seksjoneringstiden mest mulig. Ikke levert energi har betydning for avbruddskostnadene beregnet i Levsik, Likning 13, og områder med høyt forbruk har bedre nytte av å oppnå redusert utetid. Dette gjelder spesielt områder som har stort forbruk fra de kostbare kundegruppene, som i denne analysen er Industri. Slike betraktninger har også innvirkning på optimal plassering.

I områder med lav kundetetthet rammer et avbrudd færre kunder og avbruddskostnadene er ikke like store. Dette kan medføre at sensorer som reduserer utetiden for de aktuelle rapporteringspunkt ikke blir prioritert. Reduksjon av SAIDI er en god måte å inkludere nytte som ikke kan måles i lønnsomhet, men som likevel burde være en del av beslutningsgrunnlaget. Den største SAIDI-reduksjonen er et godt investeringsgrunnlag, men det bør kombineres med lønnsomhetsvurderinger. Dette gjør at for eksempel sensorer i alle nettstasjoner ikke er aktuelt, da høye investeringskostnader veier tyngre enn innsparte avbruddskostnader og redusert SAIDI.

Sensor i alle nettstasjoner er for øvrig ikke nødvendigvis det mest optimale med tanke på å redusere SAIDI. Dette vises i resultatene fra blandingsnettet, hvor reduksjon av SAIDI er bedre ved innføring av kun to sensorer fremfor å øke antall sensorer.

Dersom nettene inneholder avgreininger, kan feilrettingen foregå over store avstander og feillokaliseringstiden er høy sammenlignet med enklere radialer. Når nettet deles opp av sensorer, er det stor nytte i å raskt avklare avgreining med feil. I noen tilfeller kan den friske avgreiningen gjenopprette forsyning fra reserve.

Rask avklaring av om reserveforsyning kan kobles til, reduserer utetiden og dermed avbruddskostnader for aktuelle rapporteringspunkt. Tilsvarende gjelder ved omkoblingsmuligheter.

Dersom virkeligheten fraviker fra referansealternativet, bør beslutningsgrunnlaget ta hensyn til dette. Ved høy forventet oppstartstid for seksjonering, kan lønnsomheten av å investere i flere sensorer være bedre. Likeså kan en lav forventet oppstartstid for seksjonering gjøre tiltakene mindre lønnsomme, og antallet sensorer det investeres i bør reduseres. Dersom forventet avbruddskostnad er større enn antatt i analysen, som følge av at feilhyppighet eller avbruddssatser er høyere i virkeligheten, viser følsomhetsanalysene hvordan lønnsomheten av tiltakene er bedre enn resultatene fra analysen viser.

8.1.1 Plassering av sensor

I kabelnett 1 oppnås den største nytten ved å plasseres sensor slik at nettet ”deles” i like store deler med tanke på antall nettstasjoner og forbruk. Sone 1 viser klart best lønnsomhet ved innføring av sensor, dette skyldes at årlig forventet avbruddskostnad er høyere sammenlignet med sone 2. Sone 2 har for øvrig noe høyere forventet årlig feillokaliseringstid, og viser seg å ha best potensial for å redusere SAIDI.

Lønnsomheten og reduksjon av SAIDI ved innføring av sensor er best i kabelnett 2. Denne typen nett bør prioriteres når det skal investeres i sensorer på nettet. Dette kommer av at forventet årlig avbruddskostnad og feillokaliseringstid er høyere i kabelnett 2, og potensialet for å redusere disse faktorene er større. Inntil 4 sensorer er lønnsomt.

Resultatene av pålitelighetsanalysen viser at sensorer for å avklare hvilke avgreininger som er feilbefengte, gir både best lønnsomhet og reduksjon av SAIDI på kabelnett 2. Dettet er en faktor som bør prioriteres fremfor å plassere sensorer på midterste nettstasjon med tanke på antall nettstasjoner. Innføring av sensor nummer 2-4 gir fremdeles verdifull informasjon om lokaliteten til feil, som reduserer feillokaliseringstiden tilstrekkelig for å øke lønnsomheten.

Blandingsnettet har den høyeste forventede årlige feillokaliseringstiden, men det faktum at flere nettstasjoner mangler brytere medfører at KILE-besparelse av et stort

antall sensorer ikke er tilstrekkelig til å øke lønnsomheten. Sensorer medfører redusert feillokaliseringstid som følge av bedre informasjon, men store deler av nettet må likevel ligge ute lenge på grunn av få brytermuligheter for å gjøre koblinger. Nyten viser seg å være best, dersom det eksisterer nærliggende brytere og om reserve kan gjenopprette forsyning til deler av nettet.

8.1.2 Plassering av effektbryter

For kabelnett 1 er det mest optimalt med plassering av effektbryter ved midterste nettstasjon med tanke på antall nettstasjoner. Med denne plasseringen kan rapporteringspunkt utenfor den nye effektbryter raskt kobles til reserve. Rapporteringspunkt innenfor ny effektbryter unngår avbrudd når denne løser ut.

Den mest optimale plasseringen av én effektbryter i kabelnett 2 vil være omtrent på midterste nettstasjon med tanke på antall nettstasjoner, mens effektbryter nr. to bør plasseres for å avklare hvilken avgreining ut av nettstasjon B som er feilbefengt. Sammenlignet med de andre nettene viser dette kabelnettet den største lønnsomheten og reduksjon av SAIFI ved innføring av effektbryter.

Resultatene viser at effektbryter på de tidligste nettstasjonene i blandingsnettet gir den beste lønnsomheten. Effektbryter nummer 2 bør plasseres omtrent på midterste nettstasjon med tanke på antall nettstasjoner, men innenfor reserven i nettstasjon S. Da vil eventuelt en feil innenfor effektbryter nummer 2 gjøre at reserveforsyningen her kan kobles inn og gjenopprette forsyningen til rapporteringspunkt utover.

8.2 Forenklet metodikk for plassering av sensorer og effektbrytere

Som beslutningsgrunnlag for antall og plassering av sensor og effektbryter på nettet, bør det først etableres informasjon om topologi og drift av nettet. Kapitlene 8.2.1-8.2.3. beskriver ”reglene” det konkluderes med etter pålitelighetsanalysene. Da det er usikkerhet rundt denne metodikken, er det mer hensiktsmessig og omtale dette som retningslinjer.

Det må først vurderes om nettet har potensial for KILE-besparelse for å dekke investeringskostnaden. Dette er avgjørende for antall sensorer det skal investeres i, og utregning i kapittel 6.3 viser hvor stor denne besparelsen må være. Dersom flere nett vurderes bør følgelig nettene med største forventede årlige avbruddskostnader, dermed størst potensial for KILE- besparelse, prioriteres. KILE-kostnaden er avhengig av avbruddstiden, Likning 2, og potensialet for å redusere feillokaliseringstiden bør også vektlegges. Denne bestemmes blant annet av nettets utstrekning, avgreininger, brytermuligheter, reserver og eksisterende kortslutningsindikatorer.

Dersom det er valgt å investere i sensorer på et nett på bakgrunn av at årlig avbruddskostnader er av en slik størrelse at det er grunn for å tro at tiltaket er lønnsomt, gjøres vurdering av antall og plassering av sensor. Dette gjøres på

bakgrunn av informasjon om nettets topologi og drift, og varierer for de ulike typer nett.

Betraktninger som bidrar til å definere optimal plassering:

- hvilken nettstasjon er den midterste med tanke på antall nettstasjoner?
- hvor er hovedtyngden av forbruk, og hvordan er kundesammensetningen?
- hvilke brytermuligheter eksisterer
- hvor er avgreininger fra hovedradial, og hvordan er størrelse på forbruk og avstander mellom nettstasjoner her?
- hvor er reserveforbindelser/omkoblingsmuligheter lokalisert?
- hvor godt stemmer forutsetninger for analysen tatt i betraktning med virkeligheten?

Andre opplysninger som kan ha en betydning for antall og plassering av komponentene er fordelingen av antall sluttbrukere tilknyttet nettstasjonene, hvilke kundegrupper som dominerer forbruket og om dette er en kundegruppe med høye avbruddssatser. Det er vanskelig å trekke noen konklusjoner for nettene i denne analysen angående dette, men undersøkelser kan gjøres ved videre analyser av flere nett hvor det fokuseres på disse betraktningene.

8.2.1 Kabelnett uten avgreininger og med reserveforbindelse i enden av radial

Som beslutningsgrunnlag for antall og plassering av sensor og effektbryter på nettet, bør det etableres følgende informasjon om denne typen nett:

- har nettet potensial for KILE-besparelse for å dekke investeringskostnaden?
- hvilken utstrekning har nettet?
- hvilken nettstasjon er midterste med tanke på antall nettstasjoner?
- hvor er hovedtyngden av forbruk?
- hvor er reserveforbindelser lokalisert?
- hvor godt stemmer forutsetninger for analysen tatt i betraktning med virkeligheten?

Punktene beskriver, i anbefalt prioritert rekkefølge, hvilke faktorer som er avgjørende for antallet og plassering av sensorer og effektbrytere som skal innføres. Eventuelle plasseringer i denne typen nett beskrives videre.

En sammenligning av forventet størrelse på forventet KILE-kostnad uten tiltak for de to sonene, Tabell 18, viser at denne bør være på størrelse som i sone 1 for at tiltak skal være lønnsomme.

Da nettet er en enkel radial uten avgreininger, er det mest lønnsomt å plassere den første sensoren i nærheten av den midterste nettstasjon i forhold til antall nettstasjoner. Eventuelt kan plasseringen justeres dersom områder på nettet har et stort forbruk, slik at sensoren gir nettet en inndeling med omtrent like stort forbruk

Med bare én reserveforbindelse på enden av avgangen, er dette et godt alternativ for sensorplassering. Gjenoppretting av omtrent halve nettet/forbruket er dermed mulig dersom feilen befinner seg innenfor sensoren.

Av den grunn at nett av denne typen er vanlig i bynære strøk, er det grunn for å tro at oppstartstid for seksjonering er lavere enn i referansealternativet. Antall sensorer bør være lavere enn om nettet var lokalisert i grisgrendte strøk. For nett med årlig forventet avbruddskostnad og av størrelsesorden som kabelnett 1, er det tilstrekkelig med 1-2 sensorer når oppstartstid seksjonering antas å være 10-20 minutter. I nett der det forventes en høyere feillokaliseringstid kan en øke antall sensorer. Det er for øvrig viktig å merke seg at lønnsomheten ved innføring av 3 kontra 2 sensorer, øker med bare 740 kr over analyseperioden på 15 år. Flere sensorer enn dette bedrer ikke lønnsomheten ytterligere, kun reduksjon av SAIDI.

Dersom det vurderes å innføre mer enn én sensor, bør også disse plasseres slik at sensorene ”deler” avgangen i omtrent like store deler med tanke på forbruk og/eller antall nettstasjoner.

Når det gjelder innføring av effektbrytere, er det hensiktsmessig å plassere denne midt på nettet med tanke på antall nettstasjoner, og eventuelt justere noe dersom deler av radialen dominerer i forbruk. Som med sensorinnføring er det hensiktsmessig å ha en inndeling av nettet med like store deler i forhold til forbruk. Da nettet er enkelt bygd opp av to avganger, vurderes det kun én ekstra effektbryter pr. avgang. Lønnsomheten ved innføring av effektbryter er veldig følsom for en reduksjon av oppstartstid for seksjonering. Dersom det forventes at denne er under 30 minutter bør tiltak med effektbryter forkastes.

Kabelnett 1 viste seg å ha for dårlig KILE-besparelse i sone 2 for å dekke investeringskostnaden av en effektbryter. En sammenligning av sonene indikerer hvilken størrelse et nett bør ha, i KILE-kostnader og feillokaliseringstid, for at denne typen tiltak bør gjennomføres.

8.2.2 Kabelnett med avgreininger, reserveforbindelse og omkoblingsmuligheter

Som beslutningsgrunnlag for antall og plassering av sensor på nettet, bør det først etableres følgende informasjon:

- har nettet potensial for KILE-besparelse for å dekke investeringskostnaden?
- hvor utstrakt er nettet?
- hvor er avgreininger fra hovedradial, og hvordan er størrelse på forbruk og avstander mellom nettstasjoner her?
- hvilken nettstasjon er midterste med tanke på antall nettstasjoner?
- hvor er reserveforbindelser lokalisert?
- hvor godt stemmer forutsetninger for analysen tatt i betraktning med virkeligheten?

Dette er anbefalt prioritert rekkefølge over hvilke faktorer som er avgjørende for antall og plassering av sensor og effektbrytere. Hensiktsmessig plassering i denne typen nett beskrives videre.

For nett med størrelsesorden for årlig forventet KILE-kostnad og feillokaliseringstid som kabelnett 2, er det lønnsomt med inntil 4 sensorer. For denne typen nett er ikke fordelingen av forbruk en like avgjørende faktor for optimal plassering av sensorene, det er større nytte i å avklare riktig avgreining med feil.

Den første sensoren bør plasseres i nettstasjon med flere avgreininger, på avgreining med bryter som er størst i utstrekning og forbruk. Dette vises ved å se på nytteverdien av å plassere sensor på avgreining fra nettstasjon B mot nettstasjon G, Figur 25 og Figur 26. Dessuten har reserveforsyning på avgreininger stor nytte, dersom det tidlig kan avklares om de kan kobles til og gjenopprette forsyningen for rapporteringspunkt utover. Hvor vidt det eksisterer reserveforbindelser er derfor et av beslutningsgrunnlagene for hvilken av avgreiningene sensoren skal plasseres på.

De to neste sensorene plasseres også i nettstasjoner med flere avgreininger med brytere og bakenforliggende reserveforsyning.

Med inntil to effektbrytere velges det å plasseres disse ved henholdsvis nettstasjon som betraktes som midten definert i kapittel 5.1.1 og ut av nettstasjon med størst avgreining i forhold til avstander og forbruk. Dette betyr for kabelnettet effektbryter i nettstasjon L og på avgreining ut av nettstasjon B mot G. Med effektbrytere her deles nettet inn i tre deler med ulikt antall nettstasjoner, henholdsvis 6, 8 og 10 stk.

8.2.3 Blandingsnett uten brytere i alle nettstasjoner, men med flere avgreininger og reserveforbindelser

Som beslutningsgrunnlag for antall og plassering av sensor på nettet, bør det først etableres følgende informasjon:

- har nettet potensial for KILE-besparelse for å dekke investeringskostnaden?
- hvor utstrakt er nettet?
- hvilke brytermuligheter eksisterer
- hvor er reserveforbindelser/omkoblingsmuligheter lokalisert?
- hvilken nettstasjon er midterste med tanke på antall nettstasjoner?
- hvor er avgreininger fra hovedradial, og hvordan er størrelse på forbruk og avstander mellom nettstasjoner her?
- hvor godt stemmer forutsetninger for analysen tatt i betraktning med virkeligheten?

Punktene er anbefalt prioritert rekkefølge over hvilke faktorer som er avgjørende for antallet og plassering av sensorer og effektbrytere. Plasseringen av komponentene i denne typen nett betraktes videre.

For nett i størrelsesorden som blandingsnett er det tilstrekkelig med inntil to sensorer. Analysen viser størst nytte ved å plassere sensorer langt ute i nettet. Dette skyldes en kombinasjon av brytermuligheter og reserveforsyning lokalisert her.

Plassering av sensorer har best nytte med brytere i nærheten, slik at koblinger kan gjøres og eventuelt gjenopprette deler av forsyningen. Plassering av reserve er også en avgjørende faktor for optimal sensorplassering, da deler av forsyningen kan gjenopprettes raskere dersom sensoren bidrar til å lokalisere feilbefengt område.

Forbruket har en innvirkning på resultatet. Ved innføring av mer enn én sensor har brytermuligheter og forbruk større betydning for lønnsomheten enn å forsøke å oppnå en ”inndeling” av nettet i deler med omtrent like mange nettstasjoner. I dette nettet er optimal plassering av to sensorer omtrent midt på nettet i utstrekning, ved nettstasjoner relativt nær hverandre.

Sensorplassering ved den største avgreiningen, mot nettstasjon G, gir ikke like god lønnsomhet som ved plassering lenger ute i nettet. Det er likevel tydelig at lønnsomheten og reduksjon av SAIDI er bedre ved plassering på avgreiningen enn ved innenforliggende nettstasjoner i nærheter. Med dette styrkes antakelsen om at nytten er stor i å avklare feilbefengte avgreininger.

Når det gjelder innføring av effektbrytere er det vanskeligere å trekke noen god slutning for standardisert regel basert på resultatene. Det har vist seg at de tidligste nettstasjonene har best lønnsomhet ved plassering av effektbryter. Det vurderes derfor som optimalt med én effektbryter på en av de første nettstasjonene kombinert med en ytterligere én på midten, etter definisjon i kapittel 5.1.1. Kun én effektbryter gir best lønnsomhet, men reduksjon av pålitelighetsindekser er svært dårlig. Det konkluderes derfor med at to effektbrytere er mest optimalt, da lønnsomheten er nesten like god og reduksjon av pålitelighetsindekser betydelig bedre.

9 Diskusjon og oppsummering

Oppgaven baseres på forutsetninger som er tilpasset programvaren og forenklinger gjort underveis. Påliteligheten til resultater og ”reglene” det er kommet frem til diskuteres og resultatene oppsummeres.

9.1 Resultater

Påliteligheten til resultatene for pålitelighetsanalysen har sin begrensning i inngangsdata i Levsik. Det er blant annet måtte gjøres forenklinger i forhold til KILE-ordningen. NetBas-versjonen er fra 2005, og med den nye KILE-ordningen som tredde i kraft i 2009, er det klart at beregningsmetodikken i Levsik vil fravik fra prinsippene i dagens ordning. Det er forsøkt å tilnærme inngangsverdiene til å stemme best mulig, men det er likevel en stor usikkerhet i resultatene. Det optimale er en metode som behandler KILE-kostnaden slik den beregnes etter retningslinjer fra FASIT i dag, omtalt i kapittel 2.1.2. Det er forsøkt å belyse noe av usikkerheten med følsomhetsanalyse der avbruddssatsene, definert i Tabell 8-Tabell 10, er variert. Det utføres pålitelighetsanalyse der disse avbruddssatsene er økt og redusert med 50 %.

En annen problemstilling som har skapt usikkerhet rundt resultatene fra Levsik, er NetBas-versjonen benyttet i oppgaven. Det oppsto tidlig utfordringer med å få programmet til å fungere som ønsket. Powel har ikke grunnlag for å informere om påliteligheten til denne engelske versjonen av NetBas Levsik, da det i hovedsak er den norske versjonen som benyttes av nettselskaper per i dag. Hovedproblemet er at det kan inneholde feil som følge av oversettelse av programkode fra norsk til engelsk. Problemer ble oppdaget underveis i pålitelighetsanalysene, og det ble forsøkt løst ved å opprette en gjestebryter hos Powel slik at deres nye, og godt testet versjon, kunne benyttes. Her oppsto det imidlertid vanskeligheter da samtlige av serverne til Powel er knyttet til kundedatabaser som inneholder sensitiv informasjon, og av hensyn til en streng datasikkerhet lot det seg ikke gjøre å låne deres lisens. Etter flere forsøk på en løsning ble det konkludert med at NTNUs eldre engelske versjon måtte benyttes, og ta hensyn til de begrensinger som følger av denne.

Det er spesielt uheldig med begrensningen for å analysere bruk av fjernstyrte brytere. Analyse av innføring av fjernstyrte brytere på utvalgte nettstasjoner er en fungerende funksjon i nyere og norske versjoner av NetBas Levsik. Powel var ikke klar over denne begrensningen i engelske Levsik, og etter flere forsøk på å få funksjonene til å fungere, ble det konkludert med at den er en mangel i Levsik-versjonen benyttet her.

For å avklare eventuelle feil og undersøke om pålitelighetsanalysen gir fornuftige resultater, er det utført manuelle beregninger i Excel for sammenligning. Det er utført analyse av en enkelt avgang bestående av fem nettstasjoner og beregnet avbruddskostnader og pålitelighetsindekser. Beregningsmetoden er forøkt å etterligne metodikken i Levsik i størst mulig grad, og baseres på RELRAD-modellen omtalt i

4.2. Resultatene er sammenlignet med pålitelighetsanalyse i Levsik for tilsvarende nett, og en sammenligning av resultatene er presentert i kapittel 5.4. Det ble i hovedtrekk funnet at KILE-kostnadene stemte godt overens med de to metodene, men pålitelighetsindeksene ga mer sprikende resultater. Avgangene som ble testet er basert på de fem første nettstasjonene i kabelnett 1, og enlinjeskjema i vedlegg H illustrerer dette ved nettstasjonene A-E.

Undersøkelsen av påliteligheten til resultatene i Levsik belyste også en annen feil. Det ble oppdaget at SAIDI og SAIFI er byttet om, da SAIDI ikke ble redusert som forventet ved innføring av sensor. Isteden ble SAIFI redusert, som er forventet å være den samme etter innføring av sensor når det allerede eksisterer kortslutningsindikatorer på aktuelle nettstasjoner. Dette omtales sammen med begrensingene i Levsik i kapittel 5.2. Feilen er bevist ved manuelle utregninger etter Likning 4 og Likning 5, basert på resultater fra Levsik for avbruddsfrekvens og – varighet pr. rapporteringspunkt. Utregninger er gjort i arket ”Manuell pålitelighetsberegning” i Diverse utregninger.xlsx.

Når det oppdages slike feil, er det vanskelig å avgjøre påliteligheten til programmet. Det er en stor oppgave å manuelt skulle undersøke samtlige funksjoner, og dette er en mer omfattende oppgave enn hva denne masteroppgaven skal belyse. Den forenklete metodikken det er kommet frem til tar utgangspunkt i at resultatene er pålitelige, og eventuelle feil i programmet er en feilkilde utenfor forfatterens kontrollområde.

En forenkling som er gjort er at feilhyppigheten ved innføring av sensor i Levsik er neglisjert og gir ikke bidrag til feilstatistikken. Dette bør ikke gi store feil i konklusjon av optimal plassering og antall sensorer. Tilfeller når reduksjon av feilrettingstid ikke klarer å overgå bidraget til avbruddshyppigheten fra sensoren, antas å gjelde tiltak med en så minimal reduksjon av feilrettingstid at det uansett ikke tas med i videre lønnsomhetsbetraktninger.

Det er ikke inkludert variasjoner over året i feilstatistikk eller reparasjonstid. I virkeligheten vil feilhyppigheten variere over året, der utløsende faktorer kan være klima. Ekstremvær som storm vil eksempelvis øke feilhyppigheten på kraftlinjer som følge av trær som blåser over linjene. Reparasjonstider øker under vanskelige forhold. Dette kan være i vintersesongen hvor det er tidkrevende å grave ned til kabler som følge av tele i bakken.

Reparasjonskostnaden er neglisjert på bakgrunn av beregninger gjort i kapittel 5.1. Denne kostnaden viste seg å utgjøre kun 0,4 % av totale avbruddskostnader for den opprinnelige driftssituasjonen for sone 1 i kabelnett 1, og den antas å utgjøre en liten del for også de andre nettene.

Nytten er beregnet ved innføring av sensorer, inntil lønnsomheten med ytterligere sensorer ikke bedres. Resultatene er presentert i Tabell 27, med reduserte årlige KILE-kostnader, lønnsomhet og reduksjon av SAIDI.

Tabell 27 Oppsummering av resultater ved innføring av sensor.

| Nett | Tiltak | Δ årlig KILE-kostnad [kr] | Lønnsomhet [kr] | Δ SAIDI [%] |
|----------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------|-------------|
| Kabelnett 1 | Sensor i F | 4 500 | 38 300 | 6,7 |
| | Sensor i F og C | 6 500 | 49 800 | 10,0 |
| | Sensor i F, C og H | 7 500 | 50 500 | 9,2 |
| Kabelnett 2 | Sensor i B | 31 800 | 331 500 | 18,2 |
| | Sensor i B og L | 40 800 | 418 200 | 22,9 |
| | Sensor i B, L og Q | 45 000 | 453 300 | 25,1 |
| | Sensor i B, I, L og Q | 47 600 | 471 200 | 26,6 |
| Blandingsnett | Sensor i S | 12 100 | 119 900 | 12,3 |
| | Sensor i O og S | 18 500 | 178 700 | 19,0 |

De tre nettene har et lønnsomhetspotensial som er avhengig av nåværende KILE-kostnader og feillokaliseringstid. Kabelnett 2 har høyeste avbruddskostnader før tiltak. Tabell 27 viser hvordan denne avgangen har størst nytte, både i form av lønnsomhet og reduksjon av SAIDI, ved innføring av sensor. Kombinasjonen av størrelsen på forbruk, avstander på nettet, brytermuligheter og eksisterende KILE-kostnader er avgjørende faktorer for antall sensorer det kan investeres i.

Blandingsnettet har størst utstrekning, men da et stort antall nettstasjoner ikke har brytermuligheter begrenser antall sensorer seg. Kabelnett 1 er lite i utstrekning og en ser liten forbedring av lønnsomheten ved å innføre tre sensorer fremfor kun én eller to. Nettet som består av to avganger, vurderes som to separate nett i analysen.

Pålitelighetsanalysen viser hvordan nett av størrelsesorden som sone 2 ikke har spesielt god lønnsomhet. Det bør likevel merkes, som vist i kapittel 7.1.2.1, at sone 2 har et større potensial for å redusere pålitelighetsindeksene enn sone 1.

Det er begrenset til å innføre ytterlige to effektbrytere på de to største nettene. På kabelnett 1 analyseres kun innføring av én effektbryter. Resultatene er presentert i Tabell 28, med reduserte årlige KILE-kostnader, reduksjon av SAIDI og SAIFI samt lønnsomhet.

Tabell 28 Oppsummering av resultater ved innføring av effektbryter.

| Nett | Tiltak | Δ årlig KILE-kostnad [kr] | Lønnsomhet [kr] | Δ SAIDI [%] | Δ SAIFI [%] |
|----------------------|-----------------------|---------------------------|-----------------|-------------|-------------|
| Kabelnett 1 | Effektbryter i E | 18 900 | 103 000 | 8,3 | 7,6 |
| Kabelnett 2 | Effektbryter i P | 38 900 | 317 800 | 19,0 | 13,2 |
| | Effektbryter i B og O | 64 300 | 490 600 | 28,5 | 10,7 |
| Blandingsnett | Effektbryter i C | 53 400 | 473 000 | 81,6 | 0,9 |
| | Effektbryter i C og Q | 61 400 | 459 000 | 87,9 | 10,4 |

Effektbrytere er ikke avhengig av eksisterende brytermuligheter for å fungere optimalt. Dette illustreres i Tabell 28 hvor lønnsomheten og reduksjon av SAIDI ved innføring av effektbrytere i blandingsnett er på nivå med og bedre enn resultatene til kabelnett 2, i motsetning til ved innføring av sensorer. Reduksjon av SAIDI er svært høy for blandingsnett sammenlignet med de andre nettene.

Resultater i kapittel 7 viser at lønnsomheten og reduksjon av KILE-kostnader er størst ved innføring av den første sensoren. Dette kan også ses av Tabell 27, ved for eksempel å studere innføring av sensor i kabelnett 1. Δ årlig KILE-kostnad ved innføring av sensor i F er på 4 500 kr, og sensor i F og C reduserer KILE-kostnaden 6 500 kr. Dette betyr at Δ årlig KILE-kostnad ved innføring av sensor i C med eksisterende sensor i F er $6\,500\text{ kr} - 4\,500\text{ kr} = 2\,000\text{ kr}$, og under halvparten av besparelsen ved innføring av den første sensoren i F på 4 500 kr. Tilsvarende konklusjon kan trekkes ved de andre tiltakene presentert i Tabell 27.

Når det gjelder innføring av fjernstyrte brytere, er ikke dette omtalt i pålitelighetsanalysen. Det er svært interessant å vurdere sensorer i kombinasjon med slik fjernstyring, da store deler av feillokaliseringen kan gjøres fra driftssentralen, og feilsøkeområdet reduseres i stor grad for feilrettingsmannskapet. Dette vil medføre en lavere forventet feillokaliseringstid, som er en faktor i KILE-kostnaden etter Likning 3.

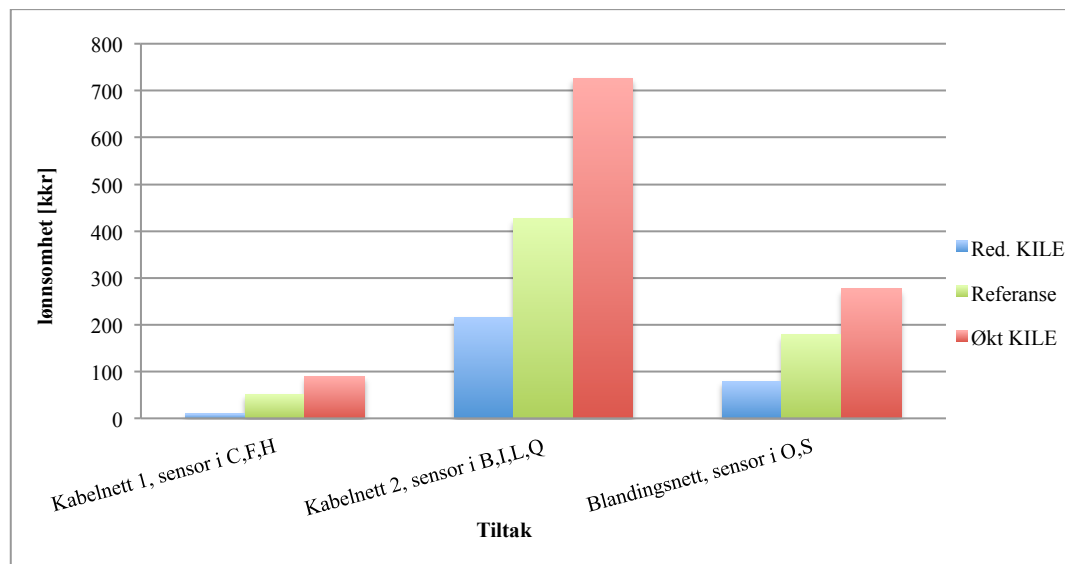
Fjernstyrt innkobling av reserveforsyning er et annet tiltak som en har stor nytte av å analysere. Da feilrettingsmannskapet i flere tilfeller må reise langt for å koble til reserven manuelt, blir det i flere tilfeller nedprioritert fremfor å seksjonere seg frem til feilen. Dette gjelder spesielt hendelser hvor gevinsten av å koble reserveforsyning til aktuelle rapporteringpunkt ikke overgår nytten av å raskere seksjonere seg frem til feilen og gjenopprette forsyning til hele nettet. Spesielt interessant er dette for nett av typer som kabelnett 2 og blandingsnett, hvor avstandene er store og det eksisterer flere innkoblingsmuligheter av reserve.

9.2 Følsomhetsanalyse

Det er utført en følsomhetsanalyse for å vurdere hvordan resultatene påvirkes av endrede forutsetninger for pålitelighetsanalysen i Tabell 16 og Tabell 17.

Et eksempel er KILE-ordningen beskrevet i kapittel 2.1.2, som skal beregnes med KILE-funksjoner. På grunn av måten Levsik beregner avbruddskostnader er det gjort forenklinger av KILE-ordningen med forøk i å etterligne den best mulig, dette omhandles i kapittel 5.3.1.2. Høye KILE-kostnader medfører et stort besparelspotensiale som gjør tiltak oftere lønnsomme. Dette følger av at innsparte KILE-kostnader er en del av lønnsomhetsberegningen etter Likning 17. Dersom avbruddssatsene overestimeres, er det fare for at tiltak vurderes som mer lønnsomme enn hva som faktisk er tilfelle. Motsatt kan tilfeller hvor avbruddssatsene antas for

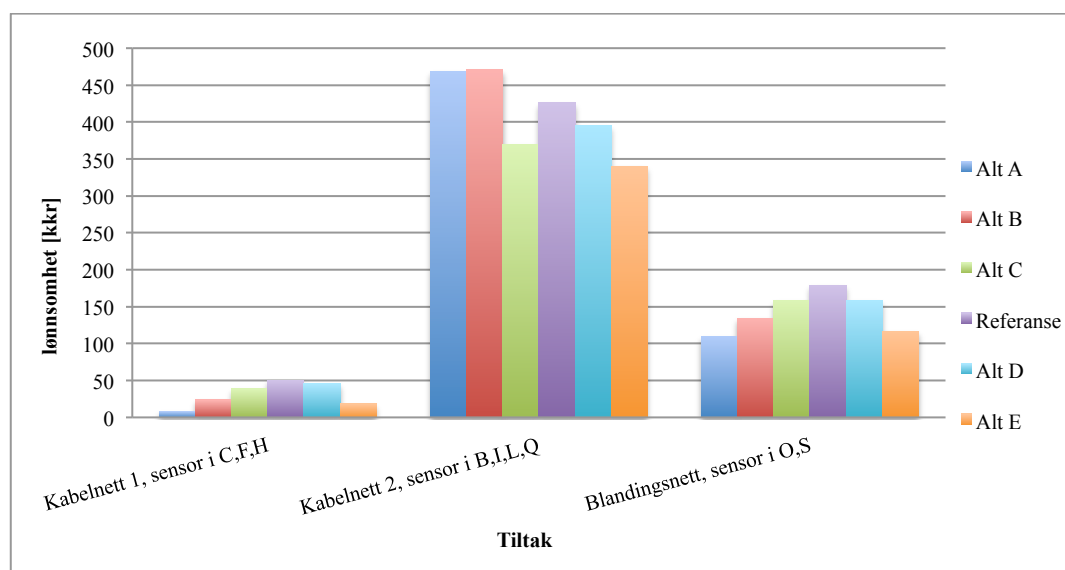
lave, føre til at tiltak beregnes som ulønnsomme og forkastes. Dette illustreres i Figur 39, hvor de mest lønnsomme tiltakene pr. nett er presentert. Redusert KILE betyr at avbruddssatsene i Tabell 8-Tabell 10 er redusert med 50 %, og økt KILE betyr en økning av avbruddssatsene på 50 %.



Figur 39 Lønnsomhet med varierende avbruddssatsene for tiltak i de tre nettene.

Det kan i fremtiden oppstå endringer av KILE-ordningen, sist skjedde dette i 2009. Dette vil ha betydning for lønnsomhetsanalyser og er en annen medvirkende faktor for at følsomheten for endring av avbruddssatser undersøkes.

Forventet oppstartstider for seksjonering er varierende for de ulike nettene. Avstander og geografisk beliggenhet spiller en stor rolle. Det er derfor etter anmodning fra Hafslund, utført analyser der denne tidsbruken varierer som i Tabell 16.

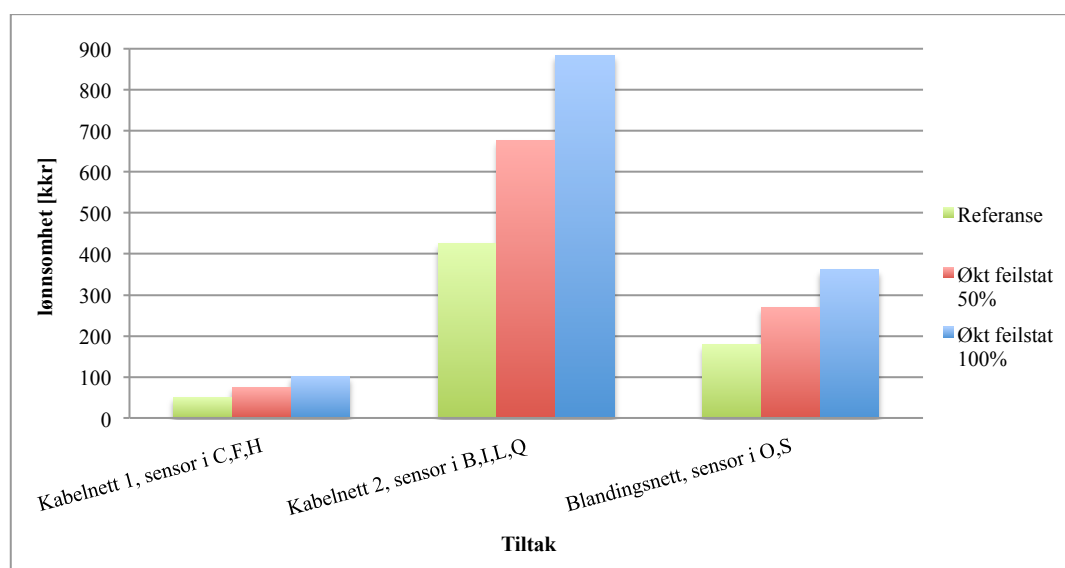


Figur 40 Lønnsomhet med varierende oppstartstid seksjonering for tiltak i de tre nettene.

Figur 40 illustrerer utvikling av lønnsomhet for ulike tiltak i de tre nettene. Lønnsomheten viser seg å være best ved å anta tidsbruk som i referanseinnstillingen for kabelnett 1 og blandingsnettet. Kabelnett 2 skiller seg for øvrig ut, med best lønnsomhet ved å anta en oppstartstid på 10-20 minutter.

Feilhyppigheten baseres på feilstatistikk for Hafslund sine nett de siste 6 årene. Da det forventes en endring på denne statistikken som følge av aldring av kraftlinjer og – kabler de neste årene, er feilfrekvensen økt med 50 og 100 % som en del av følsomhetsanalysen. Dessuten er feilfrekvensen en faktor som i stor grad vil variere lokalt for de ulike nettene.

Dersom det hadde vært mulig å hente opp eksisterende nett fra Hafslund sin database, og over flere år registrere feilhyppighet for det enkelte nett, blir resultatene mer korrekte. Feilhyppigheten vil da være basert på lokale forhold og spesifikk for hver enkelt komponent. Hvordan lønnsomheten bedres ved å øke forventet feilhyppighet fra forutsetningen, er vist i Figur 41.



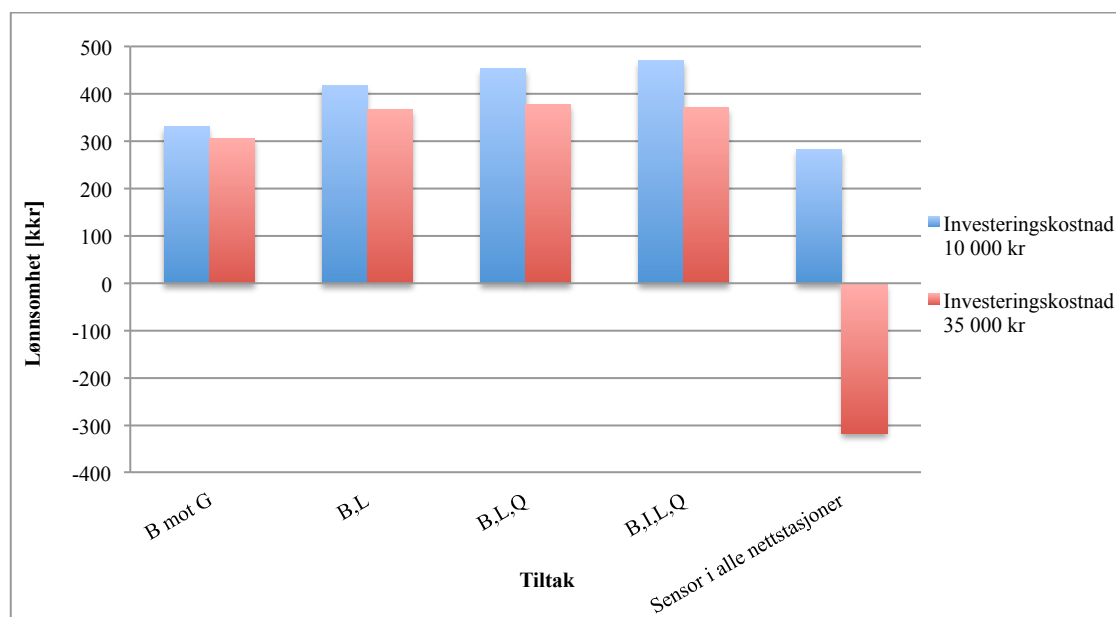
Figur 41 Lønnsomhet med varierende feilhyppighet for tiltak i de tre nettene.

Det er tydelig, ut fra Figur 39-Figur 41, at lønnsomheten er mer følsom for variasjon i avbruddssatser og feilhyppighet enn oppstartstid seksjonering slik det er analysert i denne oppgaven.

Ettermelding av skade, slik at eventuelle kostnader faktureres en tredjepart, er utelatt fra oppgaven på grunn av begrensning i statistikkgrunnlag over hvordan dette arter seg. Dette bidrar til en overdimensjonering av KILE-kostnadene nettselskapet belastes med, og lønnsomheten kan med dette være misvisende høye. En praktisk vurdering av aktuelle nett må gjøres. Hvilken type nett utsettes oftest for feil på grunn av skadevolder? Hvor stor del av kostnadene kan dette antas å utgjøre? En vet for eksempel av erfaring at gravearbeid er en svært vanlig årsak til feil på kabler i store byer. Avbruddskostnader skal her dekkes av tredjepart dersom graveentreprenør ikke

har gjort sin del av jobben med å forhøre seg om hva som befinner seg av kabler i området.

Investeringskostnadene er basert på erfaringstall fra Hafslund. For å belyse denne usikkerheten, beregnes lønnsomheten med en økning av investeringskostnaden for sensor. Tiltak reduserer da lønnsomheten tilsvarende økningen i investeringskostnad. Samtidig kan opprinnelig ulønnsomme tiltak oppnå betydelig bedre lønnsomhet dersom det er mulig å redusere investeringskostnaden.



Figur 42 Lønnsomhet ved sensorinnføring i kabelnett 2 med varierende investeringskostnad.

Figur 42 illustrerer tilfeller med økte investeringskostnader ved sensorinnføring i kabelnett 2. Opprinnelig er det forventet en investeringskostnad på 10 000 kr, som lønnsomhetsberegningene i analysen baseres på. En investeringskostnad på 35 000 kr er en økning på 25 000 kr. For hver sensor som innføres, reduseres lønnsomheten med denne differansen. Dette betyr at jo flere sensorer som vurderes, jo mer følsom er lønnsomheten for en endring av investeringskostnader. En fremstilling for lønnsomhet ved økt investeringskostnad av flere av tiltakene er presenter i resultatene i vedlegg E-G for samtlige nett.

9.3 Potensial for å redusere pålitelighetsindekser og avbruddskostnader

Det er beregnet kostnadsbesparelse og reduksjon av pålitelighetsindeksene SAIDI og SAIFI i aktuelle nett. Disse er representative for Hafslund sine nett med tanke på topologi, utstrekning og kundesammensetning. I oppgaven er det beregnet optimalt antall og plassering av SmartGrid-komponenter, slik at Hafslund kan få en indikasjon på sitt potensial for å redusere kostnader og bedre sitt omdømme. Dette skjer ved å benytte resultater fra analysen som retningslinjer for hvordan optimal innføring av sensorer og brytere bør utføres på liknende nett.

Når det gjelder innføring av sensorer, viste kabelnett 2 å ha det beste potensialet for KILE-besparelse. Dette forklares med at nettet har høyest forventet KILE-kostnad uten tiltak. Blandingsnettet har høyest forventet feillokaliseringstid, og potensialet for å redusere denne tiden gjør at tiltak på slike type nett også har stor nytte.

For å beregne den totale lønnsomheten ved sensorinnføring kan antall avganger, som vurderes som aktuelle av Hafslund, multipliseres opp med lønnsomheten til nett av tilsvarende type i denne oppgaven. Her er feilmarginen stor, og det poengteres at resultatene baseres på forenklinger og begrensinger i analysen.

9.4 Metodikk

Når det gjelder metodikken i kapittel 8.2, er dette en svært forenklet fremgangsmåte. Det er vanskelig å trekke gode slutninger basert på de tre nettene som er vurdert i denne oppgaven. For å kvalitetssikre metodikken, burde den vært utprøvd for flere tilsvarende nett og vurdert om de standardiserte reglene gir gode estimater på optimalt antall komponenter som innføres og deres plassering. I denne oppgaven er det konkludert med ulikt beslutningsgrunnlag for plassering av sensor og effektbrytere i hvert av de tre nettene.

Kvaliteten på metodikken kunne vært bedre dersom det var gjort analyse av et større antall avganger. Dette ville vært lettere å utføre dersom det var benyttet reelle avganger med etablert feilstatistikk og om nettdataen raskt kunne konverteres og leses inn av beregningsverktøyet NetBas. Da dette ikke er mulig fra Hafslund sine databaser enda, ble det valgt å manuelt opprette nettene og definere en feilhyppighet basert på et gjennomsnitt av årsstatistikker for Hafslund. Dette er mer tidkrevende og analysen er ikke så kvantitativ som ville vært ideelt.

10 Konklusjoner og videre arbeid

Det er i denne oppgaven utført pålitelighetsanalyser på utvalgte nett etter innføring av sensorer og effektbrytere. Resultatene gir en indikasjon på hvor mange komponenter det er nyttig å innføre pr. nett, og plasseringen av disse. Det er brukt mye tid på å sette seg inn i programmet og fange opp begrensinger som berører oppgaven.

Pålitelighetsanalysen er utført på tre fiktive nett basert på reelle avganger i Hafslund sine nett. Disse skal være representative for Hafslund Nett, slik at ”reglene” for optimal innføring av sensorer og effektbrytere kan benyttes på flere av deres avganger.

Hovedfunnene for optimal plassering og antall SmartGrid-komponenter som bør innføres oppsummeres som følger:

- årlig forventet KILE-kostnad og årlig forventet feillokaliseringstid er avgjørende for antall sensorer som er lønnsomt
- årlig forventet feillokaliseringstid er avgjørende for antall sensorer som reduserer pålitelighetsindeksene SAIDI og SAIFI best.
- inntil 3 sensorer er lønnsomt for kabelnett 1
 - sensor(ene) bør gi nettet en inndeling i like mange nettstasjoner eller like stort forbruk
 - jo høyere forventet oppstartstid for seksjonering, jo flere sensorer er lønnsomt
- inntil 4 sensorer er lønnsomt for kabelnett 2
 - sensorer bør avgjøre feilbefengt avgreining og informere om reserveforsyninger kan kobles inn
- inntil 2 sensorer er lønnsomt for blandingsnettet
 - sensorer bør plasseres nær brytere og gi grunnlag for å avklare om reserveforsyning kan kobles inn
- effektbrytere plasseres, med unntak av på blandingsnettet, som de første sensorene

Resultatene viser at nettselskapet har en stor nytte av å innføre sensorer på utvalgte avganger. Og det er grunn for å tro at det er store kostnadsbesparelser å hente ved å innføre så lite som 1-4 sensorer pr. avgang. Dersom investeringskostnaden er en begrensende faktor, viser nyttkostnadsbrøken at sensor er det mest lønnsomme pr. investeringskrone. Denne er illustrert med Figur 24, Figur 31 og Figur 38. Brøken viser også at det er sensor nummer 1 som gir størst lønnsomhet.

Lønnsomheten er vist å være best i kabelnett 2. Dette er et kabelnett med flere avgreininger av varierende størrelse, reserveforsyninger og omkoblingsmuligheter.

Det enklere kabelnett 1 har lavere forventet årlig KILE-kostnad, og i denne typen nett er lønnsomheten av sensorinnføring betydelig lavere. På blandingsnettet begrenses lønnsomheten ved sensorinnføring av færre brytermuligheter enn de to kabelnettene.

Pålitelighetsanalysene er utført i NetBas-modulen Levsik. Videre nytte- og lønnsomhetsberegninger er utført i Excel. Netbas Levsik 8.1 engelsk versjon er begrenset til å gjøre pålitelighetsanalyse med sensorer og effektbrytere. Dette medfører at pålitelighetsanalyse med kombinasjonen sensor + fjernstyrt bryter ikke har latt seg gjennomføre. Levsik baserer sine beregninger på RELRAD-metoden, omtalt i kapittel 4.2. Det er opprettet regneark i Excel for hvert av de tre nettene, og beregnet reduksjon av pålitelighetsindekser og lønnsomhet etter nåverdimetoden i Likning 17.

Pålitelighetsberegningene i Levsik er kvalitetssikret ved en sammenligning med manuelle beregninger i Excel. Pålitelighetsberegningene i Excel er forsøkt tilnærmet metodikken i Levsik. Sammenligningen oppsummeres i kapittel 5.4, og er utført for å få en innføring i beregningsmetodikken til Levsik. Det viste seg også å være nyttig for å avsløre feil i programmet. Resultatene til pålitelighetsindeksene SAIDI og SAIFI er byttet om, og dette er bevist med Likning 4 og Likning 5 i regnearket "SAIDI og SAIFI-test" i Diverse utregninger.xlsx.

I Levsik oppsto situasjoner som krevde forenklinger og det er definert forutsetninger for pålitelighetsanalysen. Dette gjelder blant annet definisjonen av avbruddssatser. Det er gjort en forenkling med kun to kundegrupper, og tilhørende avbruddssatser pr. kundegruppe for 1 time, 2 timer, 4 timer, 8 timer og kortvarige avbrudd er definert. Avbruddssatsene er ulike for hver av de tre nettene og oppsummeres i Tabell 8-Tabell 10. Ved å benytte et beregningsverktøy som bedre etterligner dagens beregningsmetodikk av KILE-kostnaden, beskrevet i kapittel 2.1.2, blir resultatene mer pålitelige.

Feilhyppigheten er basert på feilstatistikken for Hafslund sine nett de siste 6 årene. En bedre tilnærming for fremtidige pålitelighetsanalyser er om Hafslund oppretter databaser med historiske data vedrørende feilhyppighet for alle nett og tilhørende komponenter, som lar seg konvertere til et lesbart format for NetBas. Da vil påliteligheten på reelle avganger med en spesifikk feilstatistikk pr. avgang eller komponent la seg beregne, og beslutningsgrunnlaget for plassering av sensor og andre SmartGrid-komponenter blir mer presist.

Når det gjelder feilrettingsprosedyrer er det antatt at disse er som i Levsik, definert i kapittel 5.1.1. Dette er en god tilnærming på feilrettingsprosedyrene hos Hafslund, som omtales i kapittel 3.4.2. I kompliserte nett med flere avgreninger, reserveforsynings- og omkoblingsmuligheter, er det for øvrig vanskeligere å følge slike fastslåtte regler. Her vil feilrettingsmannskapet og driftssentralen gjøre praktiske vurderinger underveis, og feilrettingsprosedyrene avviker fra prosedyrene i Levsik.

Som en følge av dette vil feillokaliseringstiden, og dermed KILE-kostnaden, fra en pålitelighetsanalyse avvike fra virkeligheten.

Tidsbruken for de ulike delene av feillokaliseringen er satt i Tabell 12 og baseres på default-verdier i Levsik og samtale med Hafslund. Oppstartstid seksjonering dominerer, med antatt tidsbruk på 38 minutter. Det avhenger av nettets geografiske beliggenhet og hvor aktuelle feilrettere befinner seg, om dette er en god tilnærming. I følge Hafslund er dette en del av feillokaliseringstiden som er vanskelig å fastsette, da den varierer veldig. Det bør etableres et godt datagrunnlag for tidsbruken til de ulike delene av feillokaliseringen, der det bør skilles mellom ulike typer nett og geografisk beliggenhet, slik at dette kan benyttes i en mer presis pålitelighetsanalyse.

Noe av usikkerheten rundt forutsetningene og forenklingene oppgaven baseres på, er fanget opp ved å studere resultatene med varierende feilhyppighet, avbruddssatser og tidsbruk til feillokalisering. En slik følsomhetsanalyse er nyttig å studere når det er forventet at virkeligheten fraviker fra forutsetningene for pålitelighetsanalysen.

Metodikken det er konkludert med i denne oppgaven forutsetter nett av typer som kabelnett 1, kabelnett 2 eller blandingsnettet for optimal nytte av SmartGrid-komponentene. Dersom det i fremtiden er mulig å konvertere Hafslunds database med informasjon om nettopologi og feilhyppighet til NetBas, er det mindre tidkrevende å utføre pålitelighetsanalyser. Det kan være aktuelt å utføre analyser på et større antall avganger hvor sensorer og andre SmartGrid-komponenter vurderes. Det forutsetter at feilhyppigheten og tidsbruken for de ulike delene av feilrettingen registreres. I tillegg bør det opprettes et statistikkgrunnlag over hvor stor del av KILE-kostnadene som dekkes av tredjepart, slik at KILE-kostnad for tiltak ikke overdimensjoneres.

Det bør benyttes den nyeste versjonen av NetBas. I tillegg bør det klarlegges om norske versjoner er bedre kvalitetssikret av Powel og et bedre alternativ enn den engelske. Powel informerer blant annet om at innføring av fjernstyring på utvalgte brytere er en realitet i deres nyere og norske versjoner av Levsik.

Pålitelighetsberegninger med fjernstyring av brytere i kombinasjon med sensorer er et interessant tiltak, hvor lønnsomhet og reduksjon av feillokaliseringstid bør undersøkes i fremtidige analyser. Nyten av fjernstyrt innkobling av reserveforsyning er også interessant for videre betraktninger.

Problemer med den eldre engelske versjonen som er belyst i denne oppgaven er noe Powel har vist interesse for hjelpe til med. Det er nevnt mulighet for å opprette en gjesteserver som studenter ved NTNU kan benytte i fremtidige masteroppgaver og lignende. Om dette gjennomføres vil det hele tiden være mulig å benytte de nyeste versjonene av programvaren, og pålitelighetsanalyser lar seg lettere gjennomføre og blir av bedre kvalitet.

11 Referanser

Fagertun, J.A. (2001) *Dokumentasjon av funksjonalitet i NetBas Levsik*.

Mottatt per mail fra Morten Husom

FASIT (2011) *KILE-ordningen*. <http://fasit.no/kile-ordningen/category234.html>

(07.09.2012)

Finansdepartementet (2005) *Samfunnsøkonomiske analyser- 5 Kalkulasjonsrenten*.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2012/nou-2012-16/6.html?id=700876>

(10.10.2012)

Hafslund Driftssentral AS (2011) Møte på Driftssentralen høst 2011

Hafslund Driftssentral AS (2012) *Årsrapport, Feil- og avbruddsstatistikk for 2011*.

Upublisert rapport mottatt per mail fra Kjell Anders Tutvedt.

Hafslund Nett (2013) *Hafslund Nett-fakta*.

http://hafslundnett.no/omoss/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=330 (14.01.2013)

IEC (2010) *IEC Smart Grid Standardization Roadmap*.

http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf (14.01.2013)

Innsatsgruppe Energisystemer (2010) *Overordnet rapport*.

Levsik (2005) *Hjelp-vindu i Levsik-modul*

Lovdata (2002) Kapittel 4 *Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften)*

<http://www.lovdata.no/for/sf/oe/te-19901207-0959-004.html> (02.10.2012)

Lovdata (2004) *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*.

<http://www.lovdata.no/for/sf/oe/xe-20041130-1557.html> (02.10.2012)

Lovdata (2009) Kapittel 9 *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier*.

<http://www.lovdata.no/for/sf/oe/te-19990311-0302-013.html> (02.10.2012)

Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE (2003) *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter- Håndbok*.

<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202003/Håndbok%202003/Trykkefil%20håndbok%201-03.pdf> (28.10.2012)

- Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE (2010) *AMS-Avanserte måle- og styringssystem*. <http://nve.no/ams>. (07.09.2012)
- Powel (2012) *Mailutveksling ved Morten Husom, Reidar Ognedal og John Otto Håpnes*
- Referansegruppe feil og avbrudd (2001) *Definisjoner- knyttet til feil og avbrudd, versjon 2*.
<http://fasit.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/fasit.no/Definisjoner/definisjoner.pdf>
(26.09.2012)
- Sand, Kjell (2011). *Smart Grid- Hva er det og hvorfor blir dette viktig*.
[http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/KALENDER/Foredrag%202011/Smart Grid/Temadag-EnergiNorge_2011_02-03.pdf](http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/KALENDER/Foredrag%202011/Smart%20Grid/Temadag-EnergiNorge_2011_02-03.pdf) (07.09.2012)
- SINTEF Energi AS (Udatert) *KILE-Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi*. <http://www.sintef.no/Projectweb/KILE/> (01.10.2012)
- Sintef Energi AS (2003) *Planleggingsbok for kraftnettet- Nettutforming og nettdata*.
- Sintef Energi AS (2010a) *Planleggingsbok i kraftnettet- Avbruddskostnader*.
- Sintef Energi AS (2010b) *Planleggingsbok for kraftnettet- Grunnleggende økonomisk teori*.
- Sintef Energi AS (2010c) *Planleggingsbok for kraftnettet- Leveringspålitelighet*.
- Sintef Energi AS (2010d) *Planleggingsbok for kraftnettet- Økonomiske tabeller*.
- Statnett (2012) *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan*.
http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/Statnett_SMUP_24.05_ink_Low.pdf (07.01.2013)
- Tutvedt, K. A. (2011) *Nytteverdi og potensialer for Smart Grid teknologi*. Masteroppgave. Institutt for elkraftteknikk. Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet
- Tutvedt, K. A. (2012) Hafslund Driftssentral. Epostutveksling og møte.
- Vadlamudi, V.V. (2011) *Power System Reliability- part 1 and 2*. Forelesningsfoil i ELK10 Power Quality. Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet.

Vedlegg A: Definisjoner

Tabell 29 Definisjon av uttrykk i masteroppgaven (Referansegruppe feil og avbrudd, 2001)

| Begrep | Definisjon | Kommentar |
|----------------------|--|--|
| Feil | Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon. | |
| Forbigående feil | Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig | Gjelder feil som ikke medfører andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av signal eller resetting av datamaskin. Inkluderer feil som fører til langvarige avbrudd og når det utføres inspeksjon eller befaring uten at feil blir funnet. |
| Varige feil | Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig. | En varig feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Kvittering av signal eller resetting av datamaskin regnes ikke som vedlikehold. |
| Feilfrekvens | Antall feil over en gitt periode | Forstås ofte som feil pr. år. |
| Avbrudd | Tilstand karakterisert ved uteblitt eller redusert levering av elektrisk energi til én eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen er under 1 % av kontraktmessig avtalt spenning. | Avbrudd er utelukkende knyttet til sluttbrukere. Fasebrudd der sluttbruker har halv spenning, skal etter definisjonen ikke registreres som avbrudd. |
| Avbruddsvarighet | Tid fra avbrudd inntreer til sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktmessig avtalt spenning. | Sluttbruker har full energileveranse. Avbruddet inntreer ved første utløsning/utkobling. Ved manglende registrering av utløsning/utkobling, inntreer avbruddet når nettselskapet får første melding om registrert avbrudd. |
| Langvarige avbrudd | Avbruddsvarighet > 3min | |
| Kortvarige avbrudd | Avbruddsvarighet < 3 min | |
| Varslet avbrudd | Avbrudd som skyldes planlagt utkobling der berørte sluttbrukere er informert på forhånd. | Inkluderer også avbrudd som går utover varslet tid. |
| Ikke varslet avbrudd | Avbrudd som skyldes driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling der berørte sluttbrukere ikke er informert på forhånd. | |

| | | |
|-------------------------|---|--|
| Anleggsdel | Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et anlegg. | |
| Sluttbruker | Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre. | |
| Leveringspunkt | Punkt i nettet der elektrisk energi utveksles. | Kan ytterligere klassifiseres i matepunkt, utvekslingspunkt og koplingspunkt. |
| Rapporteringspunkt | Leveringspunkt med krav om rapportering av avbrudd til NVE. | Rapporteringspunkt er lavspenningssiden av fordelingstransformatorer, samt høyspenningspunkt med levering til sluttbruker. |
| ILE, ikke levert energi | Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet. | Baseres på forventet lastkurve i det tidsrommet svikt i leveringen varer (her: avbrudd) |
| Radialnett | Omfatter avgreininger ut fra en eller flere hovedradialer, uten mulighet for alternativ innmating. (planboka-nettutforming og nettdata) | Reserve utelukkes ofte på grunn av topografien. Vanlig i grisgrendte strøk uten kunder med spesielt behov for høy pålitelighet. (planboka-nettutforming og nettdata) |
| Maskenett | Betegnelse på ringnett med reserveforbindelser eller tverrforbindelser. Har flere muligheter koblingsmessig. Drives nesten alltid radielt. (planboka-nettutforming og nettdata) | Mest utbredte kabelstrukturen i Norge, er ofte et resultat av en gradvis utbygging hvor nye nettstasjoner og kabelforbindelser kommer til uten at nettet rekonstrueres. (planboka-nettutforming og nettdata) |
| Kabelnett | Nett som inneholder mer enn 90 % kabel (målt i antall km). | Med nett menes her anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter. |
| Luftnett | Nett som inneholder mer enn 90 % kraftledning (målt i antall km). | |
| Blandet nett | Nett som inneholder mindre enn 90 % kraftledning og kabel (målt i antall km). | |
| Seksjonerings-tid | Tid fra første feilmelding til enhet med feil er isolert mellom bryterne som ligger nærmest feilstedet. | Etter at seksjoneringstida er over er minst mulig av nettet utkoblet. Kalles også koplings-tid. |
| Grov-seksjonering | Tid fra første feilmelding til minst 50 % av utkoblet belastning (i kW) igjen har spenning over 90 % av kontraktsmessig avtalt spenning. | Brukes i forbindelse med avbrudd pga. driftsforstyrrelse. Det betyr i praksis at halvparten av utkoblet last til sluttbrukere igjen har full energileveranse. |

| | | |
|-------------------------|--|---|
| Finseksjonering | Tid fra grovseksjonering er avsluttet til enhet med feil er isolert mellom de bryterne som ligger nærmest feilstedet. | Brukes i forbindelse med avbrudd pga. |
| Varslingstid | Tid fra første bryterfall eller sikringsbrudd til feilmelding mottas. | |
| Utrykningstid | Tid fra første feilmelding til personell er klar til å starte gjenoppretting av drift. | Brukes i forbindelse med driftsforstyrrelse. |
| Reparasjonstid | Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar. | Gjelder bare for varige feil. Reparasjonstiden inkluderer ikke administrativ utsettelse (frivillig venting). Nødvendige forberedelser for å kunne foreta reparasjon inkluderes også i reparasjonstiden, for eksempel henting eller bestilling av utstyr, venting på utstyr, transport. |
| Total avbrudds-varighet | Tid fra første sluttbruker mister forsyning innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkopling til siste sluttbruker igjen har spenning over 90% av kontraktmessig avtalt spenning. | |
| Utetid | Tid fra første sluttbruker mister forsyning innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkopling til reparasjon avsluttes. | |
| Leveringskvalitet | Kvalitet på levering av elektrisk energi i henhold til gitte kriterier. | Leveringskvalitet er et samlebegrep som omfatter leveringspålitelighet og spenningskvalitet, samt ikke tekniske elementer som service, informasjon m.m. |
| Leveringspålitelighet | Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. | Leveringspålitelighet beskriver tilgjengeligheten av elektrisk energi og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd (varslet og ikke varslet). Leveringspålitelighet må ikke forveksles med begrepet leveringssikkerhet, som er knyttet til tilgang på energi fra produksjonssystemet. |

Vedlegg B: Kostnadsfunksjoner

Tabell 30 Spesifikke kostnadsfunksjoner på referansetidspunkt, kostnadsnivå 2006 (Sintef Energi AS, 2010a)

| Kundegruppe | $k_{P,ref}$ (r =avbruddsvarighet i timer) | Enhet |
|--|---|-------|
| | <i>Alle varigheter</i> | |
| Jordbruk | $10,6 \cdot r + 4$ | kr/kW |
| Husholdning | $8,8 \cdot r + 1$ | kr/kW |
| | <i>0-4 timer</i> <i>> 4 timer</i> | |
| Industri | $55,6 \cdot r + 17$ $18,4 \cdot r + 166$ | kr/kW |
| Handel og tjenester | $97,5 \cdot r + 20$ $33,1 \cdot r + 280$ | kr/kW |
| Offentlig virksomhet | $14,6 \cdot r + 1$ $4,1 \cdot r + 44$ | kr/kW |
| Treforedling og kraftintensiv industri | $7,7 \cdot r + 6$ $3,1 \cdot r + 23$ | kr/kW |

Tabell 31 Referansetidspunkt for kostnadsfunksjonene (Sintef Energi AS, 2010a)

| | |
|--|----------------------------|
| Jordbruk | Torsdag i januar kl. 06.00 |
| Husholdning | Hverdag i januar kl. 16.00 |
| Industri | Torsdag i januar kl. 10.00 |
| Handel og tjeneste | Torsdag i januar kl. 10.00 |
| Offentlig virksomhet | Hverdag i januar kl. 10.00 |
| Treforedling og kraftintensiv industri | Torsdag i januar kl. 10.00 |

Vedlegg C: Korreksjonsfaktor

Tabell 32 Korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden pr. måned (Sintef Energi AS, 2010a)

| Måned | Jord- bruk | Hus- holdning | Industri | Handel og tjeneste | Offentlig virksom- het | Treforedling og kraftintensiv industri |
|-------------------|---------------|------------------|----------|-----------------------|------------------------------|--|
| Januar | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Februar | 1,1 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Mars | 1,1 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| April | 1,1 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,9 | 1,0 |
| Mai | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 0,8 | 1,0 |
| Juni | 0,9 | 0,8 | 1,0 | 0,9 | 0,7 | 0,9 |
| Juli | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,6 | 0,9 |
| August | 0,9 | 0,8 | 1,0 | 1,0 | 0,8 | 0,9 |
| September | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,9 | 0,9 |
| Oktober | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| November | 1,1 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 1,0 |
| Desember | 1,1 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Gjennom- snitt | 1,01 | 0,93 | 0,99 | 0,99 | 0,98 | 0,97 |

Tabell 33 Korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden pr dag (Sintef Energi AS, 2010a)

| Dag | Jord- bruk | Hus- holdning | Industri | Handel og tjeneste | Offentlig virksom- het | Treforedling og kraftintensiv industri |
|-----------------------|---------------|------------------|----------|-----------------------|------------------------------|--|
| Mandag | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Tirsdag | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Onsdag | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Torsdag | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Fredag | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Lørdag | 1,1 | 1,1 | 0,6 | 0,8 | 0,5 | 0,9 |
| Søndag-/ helligdag | 1,1 | 1,1 | 0,6 | 0,7 | 0,4 | 0,9 |
| Gjennom- snitt | 1,03 | 1,03 | 0,89 | 0,93 | 0,84 | 0,97 |

Tabell 34 Korreksjonsfaktor for avbruddskostnaden pr. time (Sintef Energi AS, 2010a)

| Måned | Jordbruk | Husholdning | Industri | Handel og tjeneste | Offentlig virksomhet | Treforedling og kraftintensiv industri |
|---------------------|----------|-------------|----------|--------------------|----------------------|--|
| 0000-0600 | 0,8 | 0,9 | 0,7 | 0,5 | 0,4 | 1,0 |
| 0600-0800 | 1,0 | 1,0 | 0,9 | 0,7 | 0,6 | 1,0 |
| 0800-1200 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 1200-1600 | 0,7 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 1600-2000 | 1,0 | 1,1 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 1,0 |
| 2000-2400 | 0,8 | 1,1 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 1,0 |
| Gjennomsnitt | 0,85 | 1,01 | 0,85 | 0,75 | 0,68 | 1,0 |

Tabell 35 Korreksjonsfaktor ved varslede avbrudd (Sintef Energi AS, 2010a)

| Kundegruppe | Korreksjonsfaktor: |
|--|--------------------|
| Jordbruk | 0,8 |
| Husholdning | 0,9 |
| Industri | 0,8 |
| Handel og tjeneste | 0,7 |
| Offentlig virksomhet | 0,7 |
| Treforedling og kraftintensiv industri | 0,9 |

Vedlegg D: Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe og antall kunder pr. nettstasjon

Tabell 36 Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe pr. nettstasjon, Kabelnett 1 [kWh/år]

| Nett- stasjon | Jord- bruk | Hus- holdning | Industri | Handel og tjenester | Offentlig virksomhet | Treforedling og kraftintensiv industri |
|--|---------------|------------------|---------------|------------------------|-------------------------|--|
| A | 0 | 14913 | 0 | 1780232 | 0 | 0 |
| B | 0 | 0 | 0 | 1909904 | 0 | 0 |
| C | 0 | 196950 | 176891 | 2636815 | 11843 | 0 |
| D | 0 | 0 | 0 | 2222686 | 0 | 0 |
| E1 | 0 | 0 | 0 | 699191 | 0 | 0 |
| E2 | 0 | 0 | 0 | 7877326 | 0 | 0 |
| F | 0 | 603530 | 0 | 233034 | 0 | 0 |
| G | 0 | 124797 | 0 | 591050 | 0 | 0 |
| H | 0 | 1959081 | 0 | 38095 | 0 | 0 |
| I | 0 | 1436069 | 0 | 15561 | 0 | 0 |
| <i>totalt</i> | <i>0</i> | <i>4335340</i> | <i>176891</i> | <i>18003894</i> | <i>11843</i> | <i>0</i> |
| Totalt årlig forbruk i sone 1: 22 528 MWh | | | | | | |
| J | 0 | 569552 | 0 | 0 | 129808 | 0 |
| K | 0 | 747599 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| L | 0 | 697980 | 0 | 0 | 215318 | 0 |
| M | 0 | 384518 | 0 | 0 | 245380 | 0 |
| N | 0 | 1119072 | 0 | 92864 | 0 | 0 |
| O | 0 | 735124 | 0 | 122408 | 0 | 0 |
| P | 0 | 337496 | 0 | 350389 | 0 | 0 |
| Q | 0 | 377383 | 0 | 0 | 1557486 | 0 |
| R | 0 | 2401070 | 0 | 488370 | 0 | 0 |
| S1 | 0 | 135632 | 0 | 3810399 | 19000 | 0 |
| S2 | 0 | 304096 | 0 | 258155 | 0 | 0 |
| T | 0 | 271760 | 0 | 100983 | 0 | 0 |
| <i>totalt</i> | <i>0</i> | <i>8081282</i> | <i>0</i> | <i>5223568</i> | <i>2166993</i> | <i>0</i> |
| Totalt årlig forbruk i sone 2: 15 472 MWh | | | | | | |
| Totalt årlig forbruk sone i 1+2: 38 000 MWh | | | | | | |

Tabell 37 Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe pr. nettstasjon, Kabelnett 2 [kWh/år]

| Nett- stasjon | Jord- bruk | Hus- holdning | Industri | Handel og tjeneste | Offentlig virksomhet | Treforedling og kraftintensiv industri |
|--|---------------|------------------|----------------|-----------------------|-------------------------|--|
| A | 0 | 0 | 0 | 20000 | 700000 | 0 |
| B | 0 | 0 | 0 | 0 | 300000 | 0 |
| C | 0 | 0 | 0 | 1000000 | 1100000 | 0 |
| D | 0 | 0 | 500000 | 150000 | 600000 | 0 |
| E | 0 | 0 | 0 | 600000 | 0 | 0 |
| F | 0 | 0 | 700000 | 0 | 0 | 0 |
| G | 0 | 200000 | 50000 | 0 | 2000 | 0 |
| H | 0 | 1000000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| I | 0 | 250000 | 250000 | 250000 | 0 | 0 |
| J | 0 | 0 | 0 | 1300000 | 0 | 0 |
| K | 0 | 1000000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| L | 0 | 2000000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| M | 0 | 1500000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N | 0 | 900000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| O | 0 | 1200000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P | 0 | 1000000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Q | 0 | 2400000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| R | 0 | 0 | 0 | 0 | 2700000 | 0 |
| S | 0 | 0 | 700000 | 2900000 | 0 | 0 |
| T | 0 | 0 | 400000 | 800000 | 0 | 0 |
| U | 0 | 2300000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| V | 0 | 1000000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| W | 0 | 4000000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| X | 0 | 1200000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>Totalt</i> | <i>0</i> | <i>19950000</i> | <i>2600000</i> | <i>7020000</i> | <i>5402000</i> | <i>0</i> |
| <i>Årlig forbruk totalt 34 972 MWh</i> | | | | | | |

Tabell 38 Årlig forbruk pr. sluttbrukergruppe pr. nettstasjon, Blandingsnett [kWh/år]

| Nett- stasjon | Jord- bruk | Hus- holdning | Industri | Handel og tjenester | Offentlig virksomhet | Treforedling og kraftintensiv industri |
|---------------------------------------|---------------|------------------|---------------|------------------------|-------------------------|--|
| A | 0 | 0 | 60000 | 0 | 250000 | 0 |
| B | 0 | 0 | 80000 | 0 | 0 | 0 |
| C | 5000 | 45000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| D | 25000 | 20000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E | 0 | 60000 | 30000 | 0 | 0 | 0 |
| F | 0 | 60000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| G | 0 | 250000 | 40000 | 0 | 0 | 0 |
| H | 0 | 125000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| I | 0 | 0 | 100000 | 0 | 0 | 0 |
| J | 0 | 170000 | 40000 | 0 | 0 | 0 |
| K | 100000 | 250000 | 0 | 0 | 150000 | 0 |
| L | 10000 | 80000 | 0 | 80000 | 0 | 0 |
| M | 30000 | 250000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N | 0 | 330000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| O | 150000 | 15000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P | 60000 | 200000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Q | 0 | 200000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| R | 0 | 500000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| S | 0 | 100000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| T | 0 | 200000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U | 0 | 80000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| V | 0 | 1300000 | 100000 | 0 | 100000 | 0 |
| W | 0 | 200000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| X | 0 | 500000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Y | 0 | 100000 | 0 | 30000 | 0 | 0 |
| Z | 0 | 500000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Æ | 0 | 600000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ø | 80000 | 1000000 | 0 | 0 | 60000 | 0 |
| <i>Totalt</i> | <i>460000</i> | <i>7135000</i> | <i>450000</i> | <i>110000</i> | <i>425000</i> | <i>0</i> |
| Årlig forbruk totalt 8 580 MWh | | | | | | |

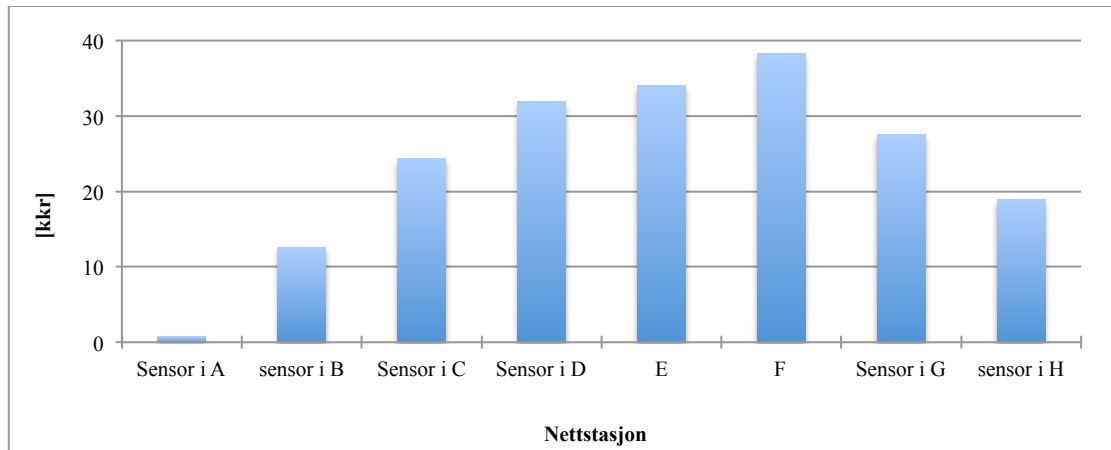
Tabell 39 Antall kunder pr. nettstasjon.

| Antall kunder | | | |
|---------------|-------------|-------------|---------------|
| Nettstasjon | Kabelnett 1 | Kabelnett 2 | Blandingsnett |
| A | 5 | 2 | 4 |
| B | 1 | 3 | 1 |
| C | 36 | 2 | 4 |
| D | 1 | 10 | 2 |
| E | 1/9 | 1 | 3 |
| F | 27 | 13 | 3 |
| G | 54 | 11 | 10 |
| H | 176 | 45 | 8 |
| I | 50 | 21 | 3 |
| J | 21 | 2 | 9 |
| K | 5 | 41 | 17 |
| L | 6 | 83 | 8 |
| M | 20 | 54 | 11 |
| N | 67 | 43 | 12 |
| O | 67 | 92 | 3 |
| P | 14 | 80 | 10 |
| Q | 14 | 130 | 8 |
| R | 135 | 1 | 24 |
| S | 42/7 | 6 | 5 |
| T | 8 | 5 | 12 |
| U | | 90 | 80 |
| V | | 40 | 90 |
| W | | 150 | 12 |
| X | | 45 | 30 |
| Y | | | 6 |
| Z | | | 25 |
| Æ | | | 40 |
| Ø | | | 60 |
| <i>Totalt</i> | <i>766</i> | <i>970</i> | <i>500</i> |

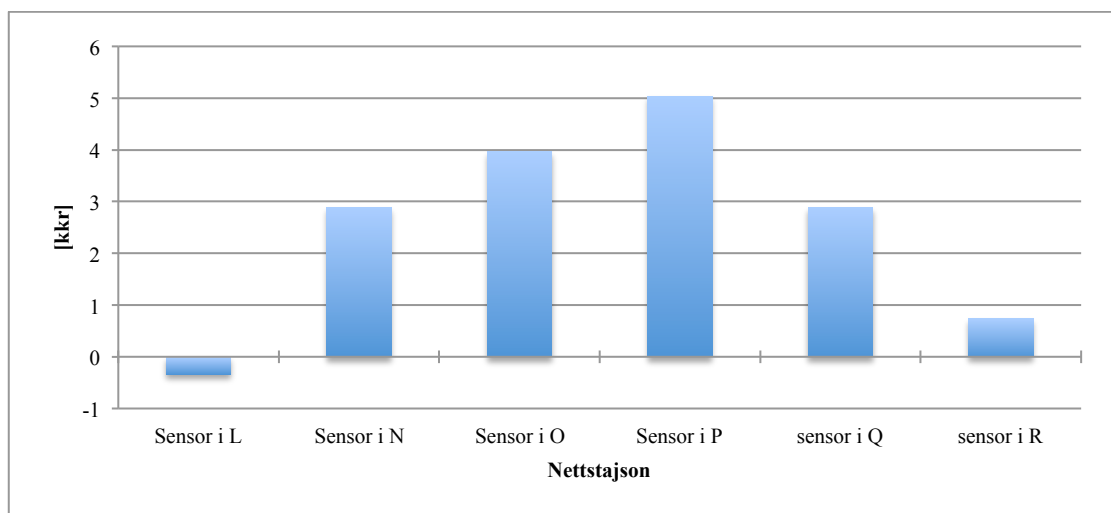
Vedlegg E: Resultater Kabelnett 1

Innføring av sensor

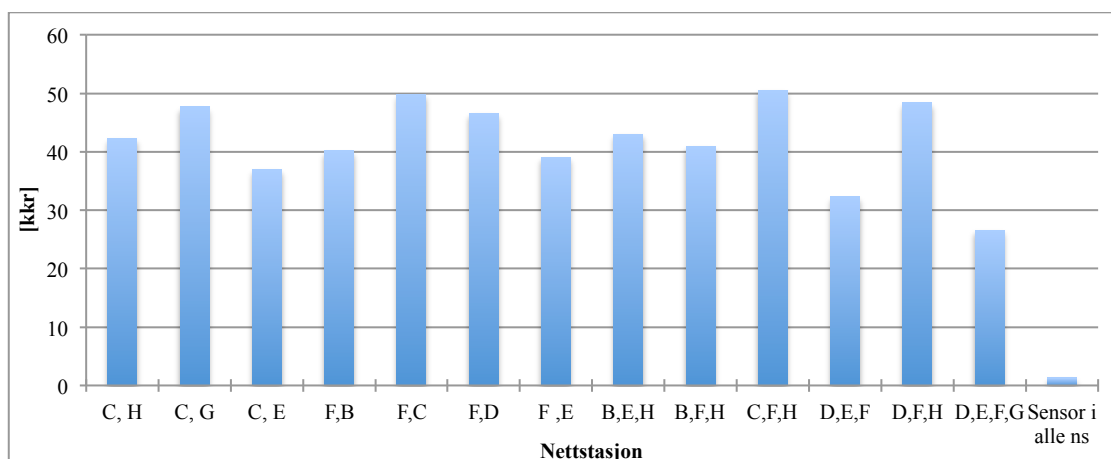
Lønnsomhet



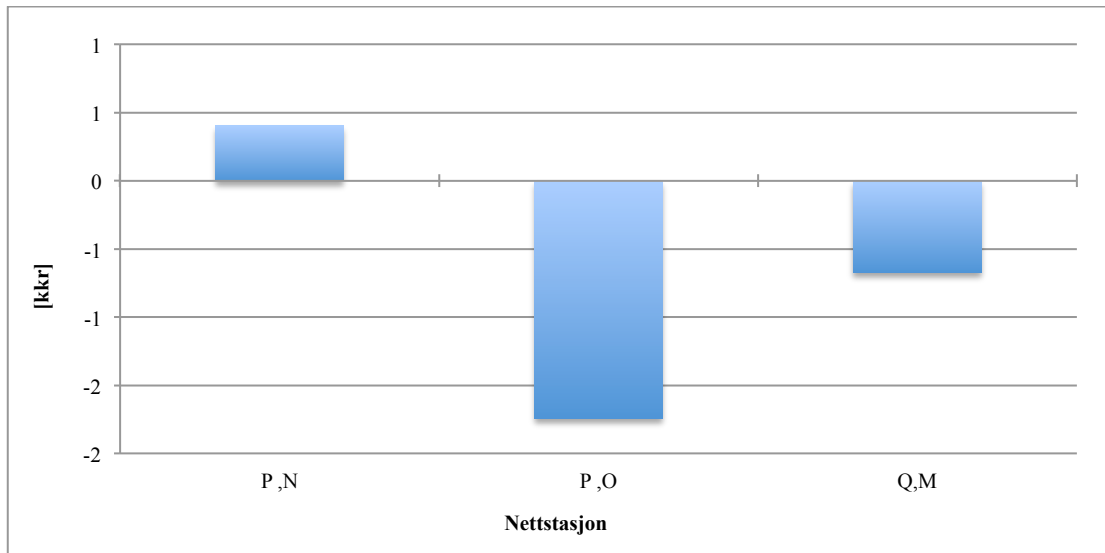
Figur 43 Lønnsomheten ved innføring av én sensor i sone 1 kabelnett 1.



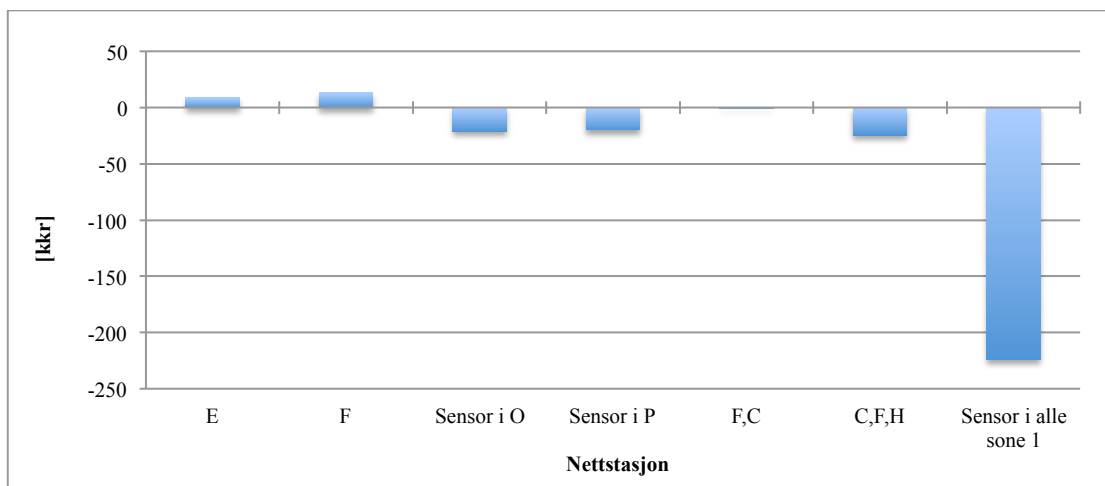
Figur 44 Lønnsomhet ved en stk. sensor i sone 2 kabelnett 1



Figur 45 Lønnsomheten ved innføring av flere sensorer i sone 1 kabelnett 1.

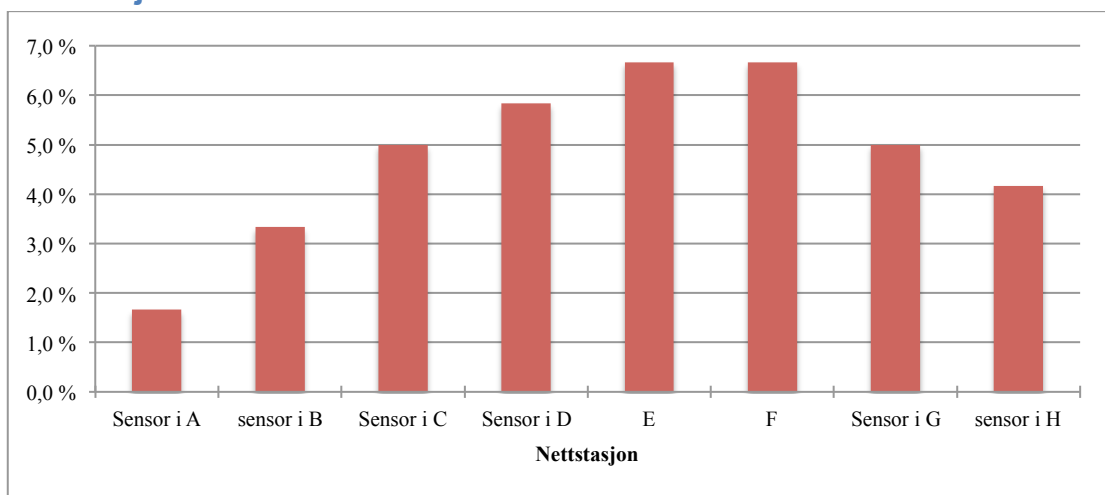


Figur 46 Lønnsomheten ved innføring av flere sensorer i sone 2 kabelnett 1.

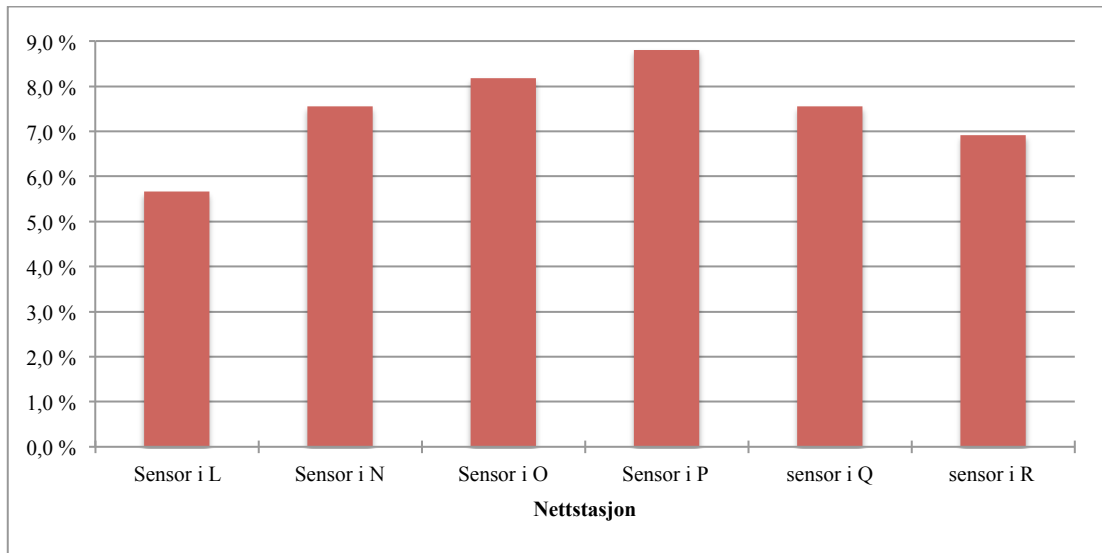


Figur 47 Lønnsomheten ved innføring av sensorer i kabelnett 1 med økt investeringskostnad.

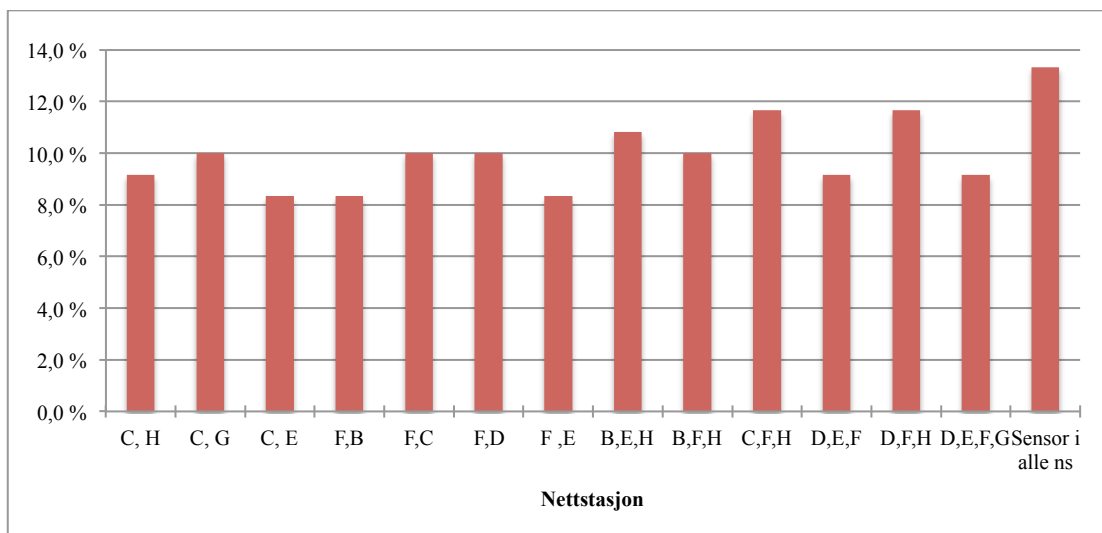
Reduksjon SAIDI



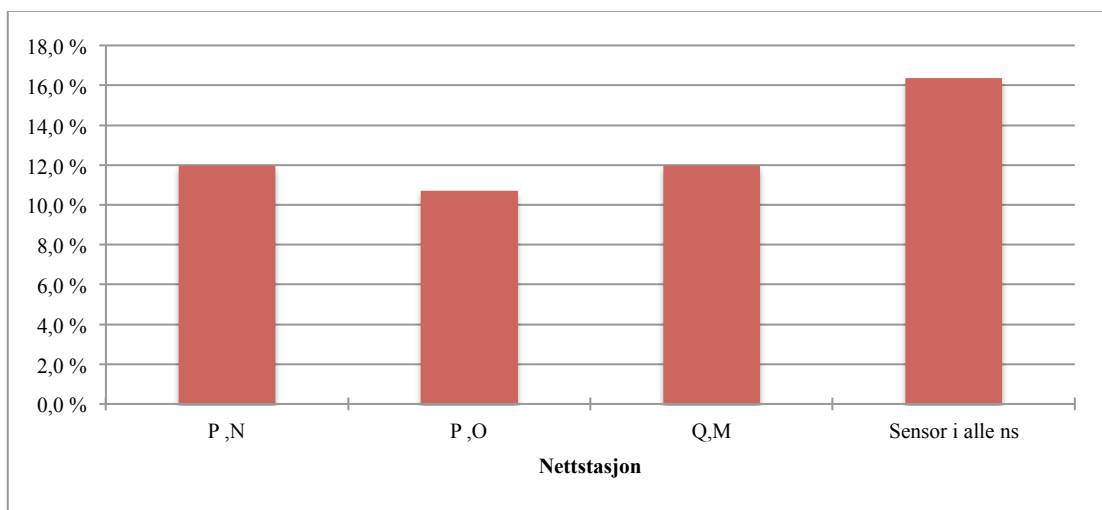
Figur 48 Reduksjon av SAIDI ved innføring av en stk. sensor i sone 1 kabelnett 1



Figur 49 Reduksjon av SAIDI ved innføring av en stk. sensor i sone 2 kabelnett 1.



Figur 50 Reduksjon av SAIDI ved innføring av flere sensorer i sone 1 kabelnett 1.



Figur 51 Reduksjon av SAIDI ved innføring av flere sensorer i sone 2 kabelnett 1.

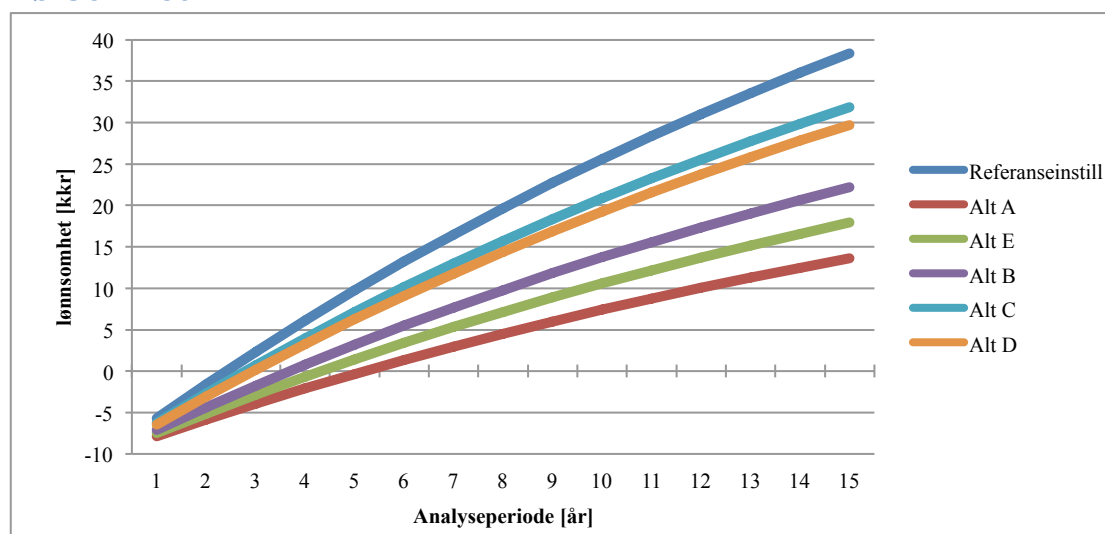
Resultater

Sensor i F

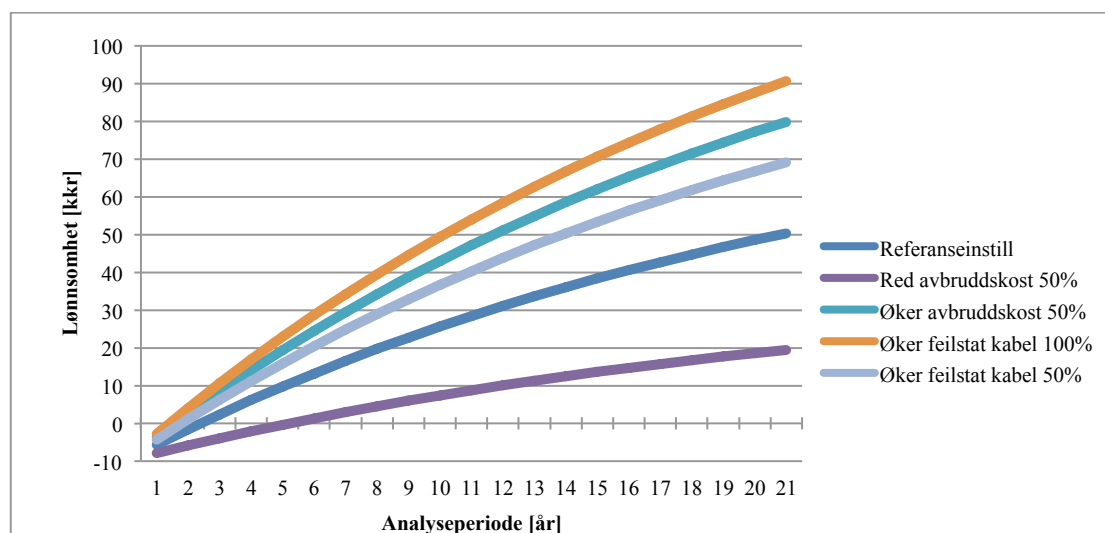
| | |
|---|-------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,113 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,008 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 288,5 |
| Årlig ILE-besparelse [kWh/år] | 19,5 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 35,8 |
| Årlig KILE-besparelse[kkr/år] | 4,5 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 38,3 |
| Reduksjon SAIDI | 6,7 % |

Tabell 40 Resultat for sone 1 kabelnett 1 etter innføring av sensor i nettstasjon F ved referanseinnstilling.

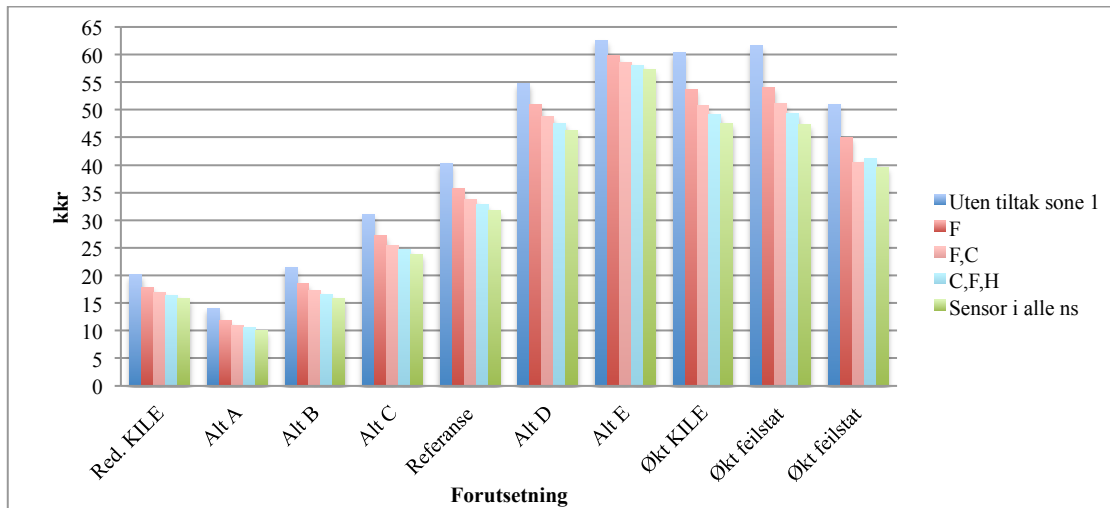
Følsomhet



Figur 52 Akkumulert lønsomhet med sensor i nettstasjon F i kabelnett 1 ved ulike oppstartstider for seksjonering.



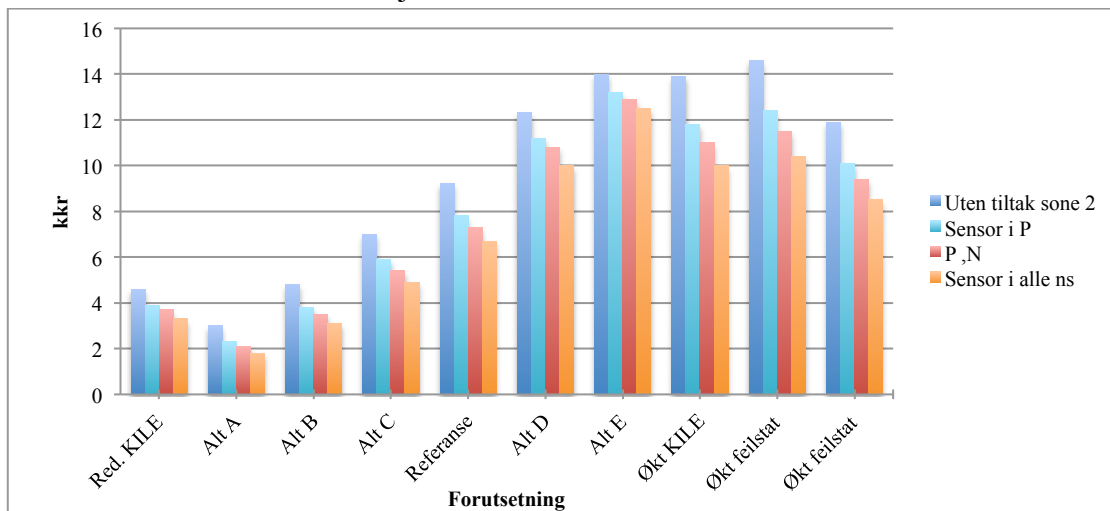
Figur 53 Akkumulert lønsomhet med sensor i nettstasjon F i kabelnett 1 ved ulike framtidsscenarioer.



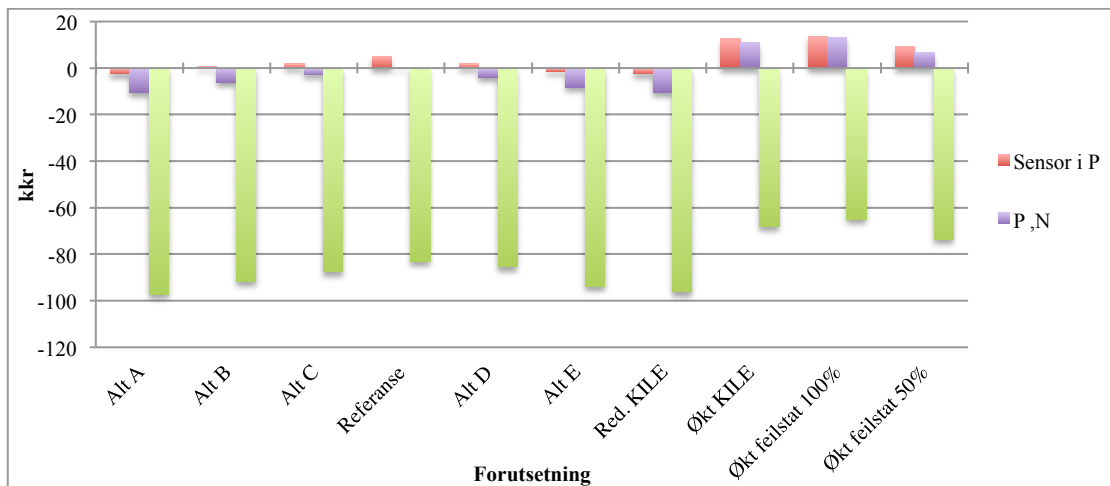
Figur 54 Årlig KILE-kostnad i sone 1 kabelnett 1 ved innføring av sensor ved ulike forutsetninger.

For sensor i sone 2 vurderes tre tiltak:

- én sensor i nettstasjon P
- to sensorer i nettstasjonene P og N
- sensor i alle 11 nettstasjonene



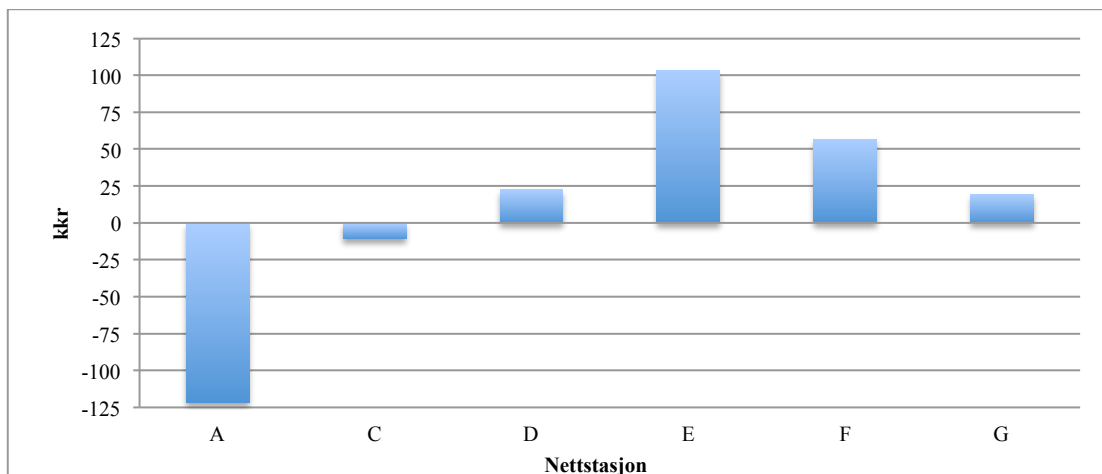
Figur 55 Årlig KILE-kostnad i sone 2 kabelnett 1 ved innføring av sensor for ulike forutsetninger.



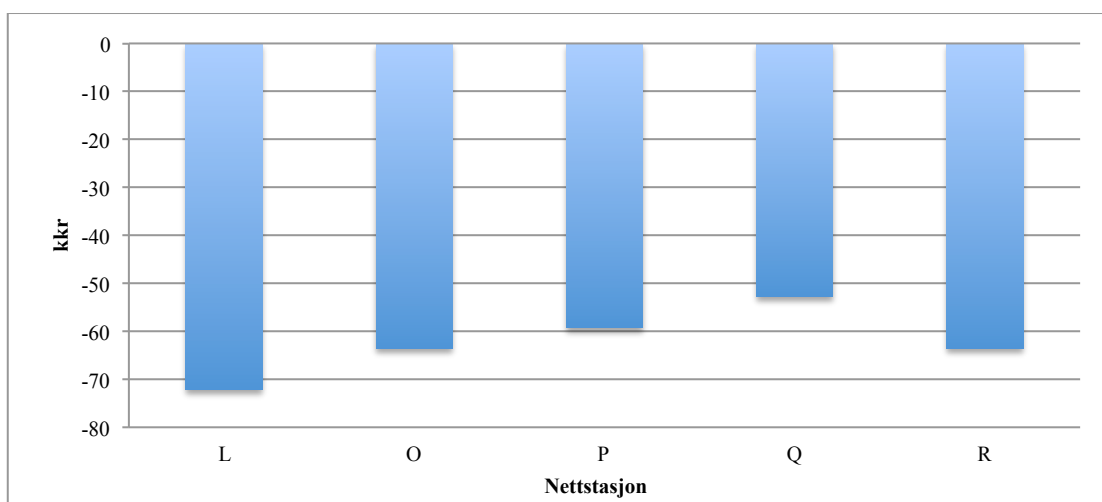
Figur 56 Lønnsomhet med innføring av sensor i sone 2 kabelnett 1 ved ulike forutsetninger.

Innføring av effektbryter

Lønnsomhet

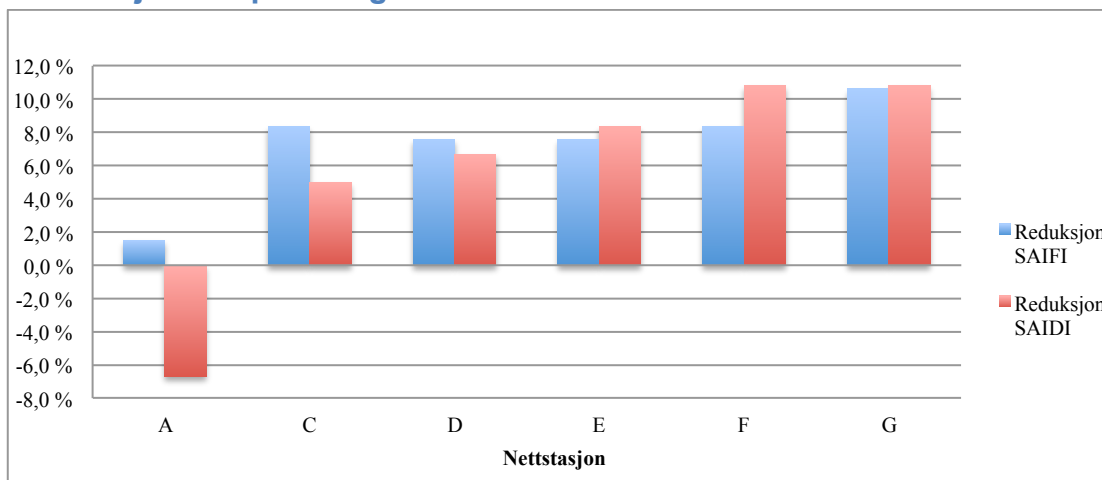


Figur 57 Lønnsomheten ved innføring av effektbryter i sone 1 kabelnett 1.

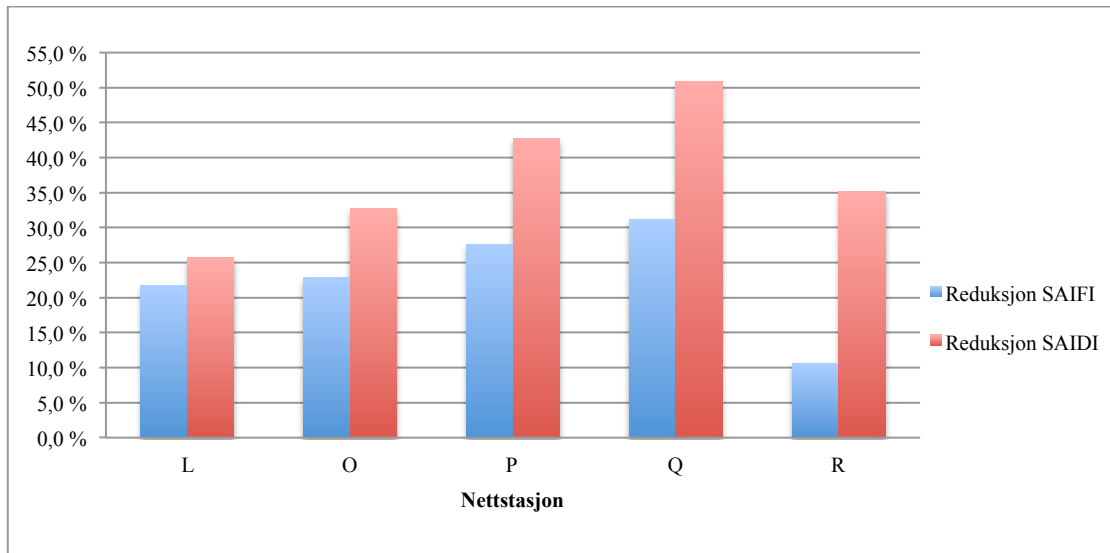


Figur 58 Investeringskostnaden ved innføring av effektbryter i sone 2 kabelnett 1.

Reduksjon av pålitelighetsindekser

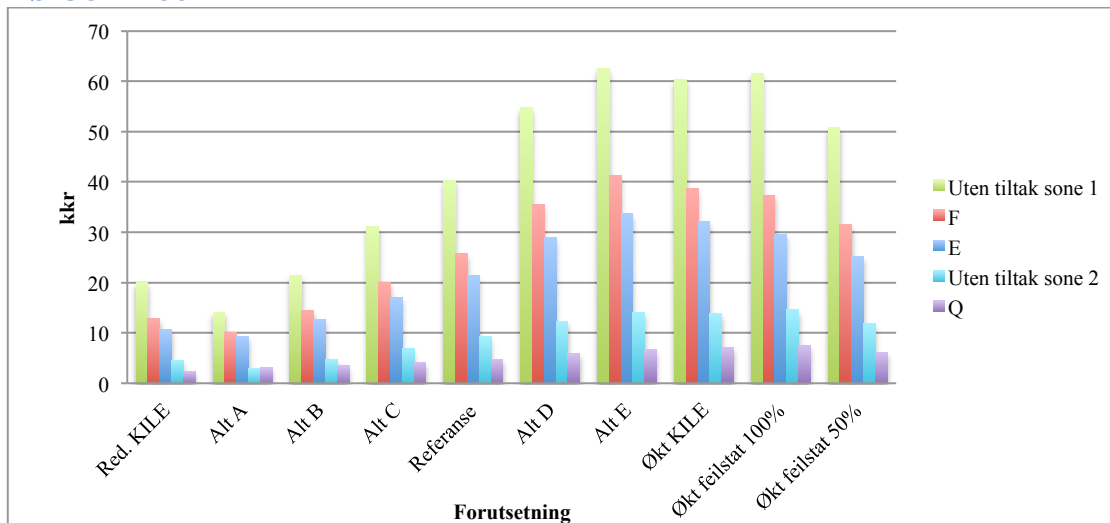


Figur 59 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i sone 1 kabelnett 1.



Figur 60 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av effektbryter i sone 2 kabelnett 1.

Følsomhet

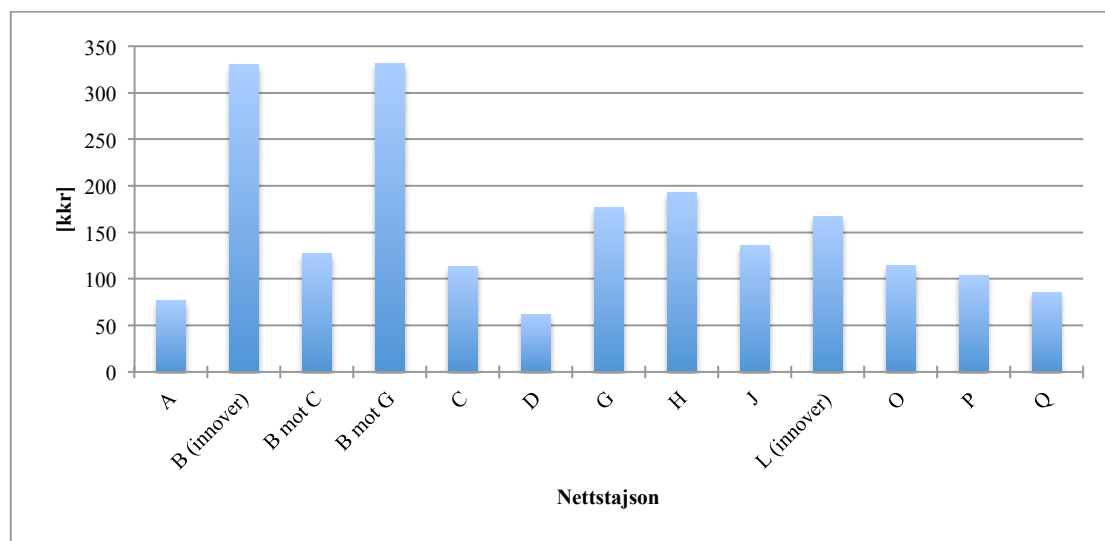


Figur 61 Årlig KILE-kostnad i kabelnett 1 med effektbryter ved ulike forutsetninger.

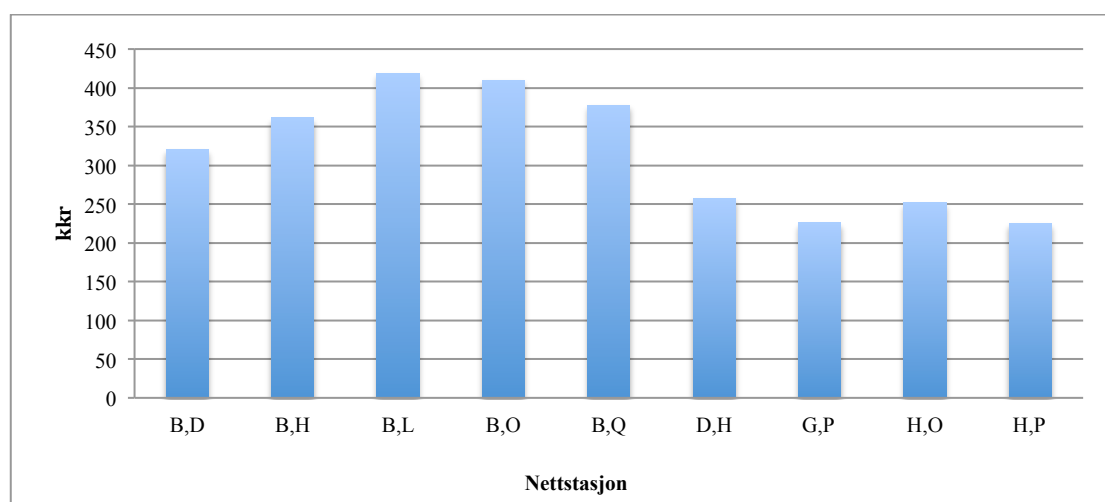
Vedlegg F: Resultater Kabelnett 2

Innføring av sensor

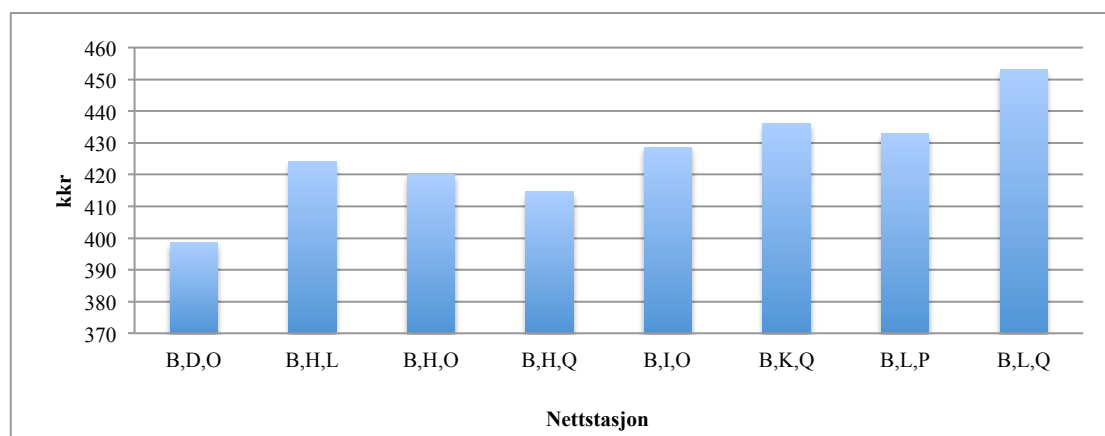
Lønnsomhet



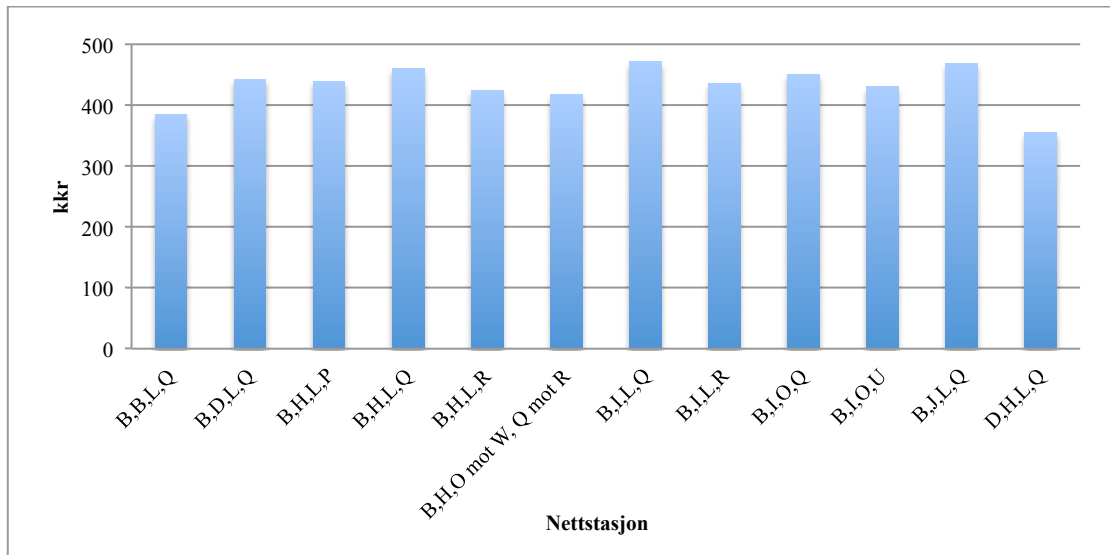
Figur 62 Lønnsomheten ved innføring av en stk. sensor i kabelnett 2.



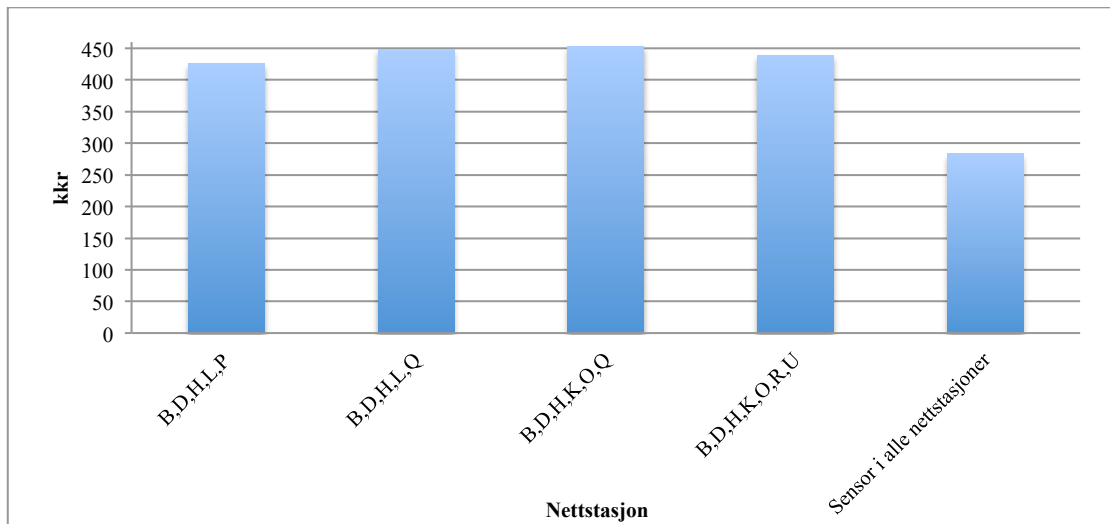
Figur 63 Lønnsomheten ved innføring av to stk. sensor i kabelnett 2.



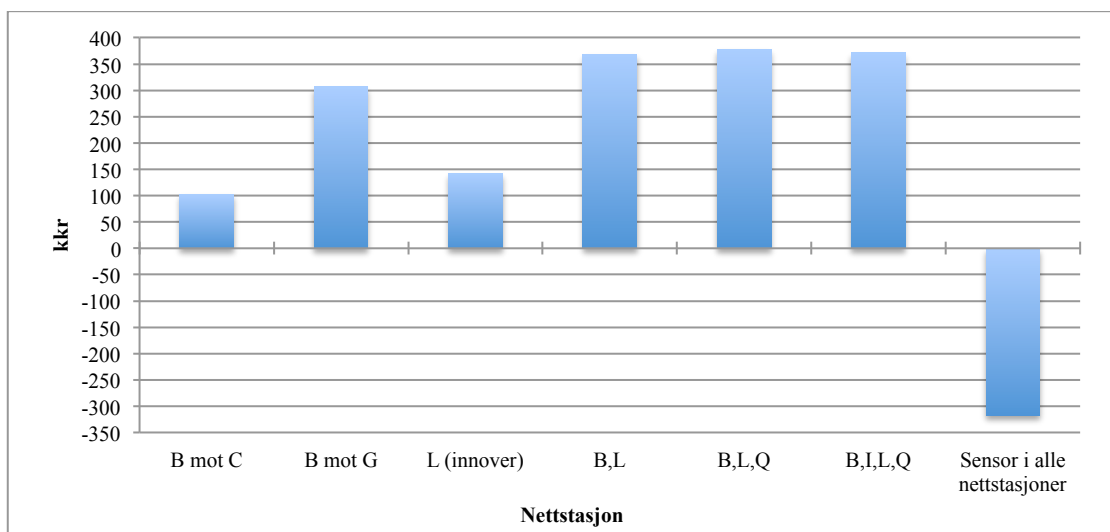
Figur 64 Lønnsomheten ved innføring av tre stk. sensor i kabelnett 2.



Figur 65 Lønnsomheten ved innføring av fire stk. sensor i kabelnett 2.

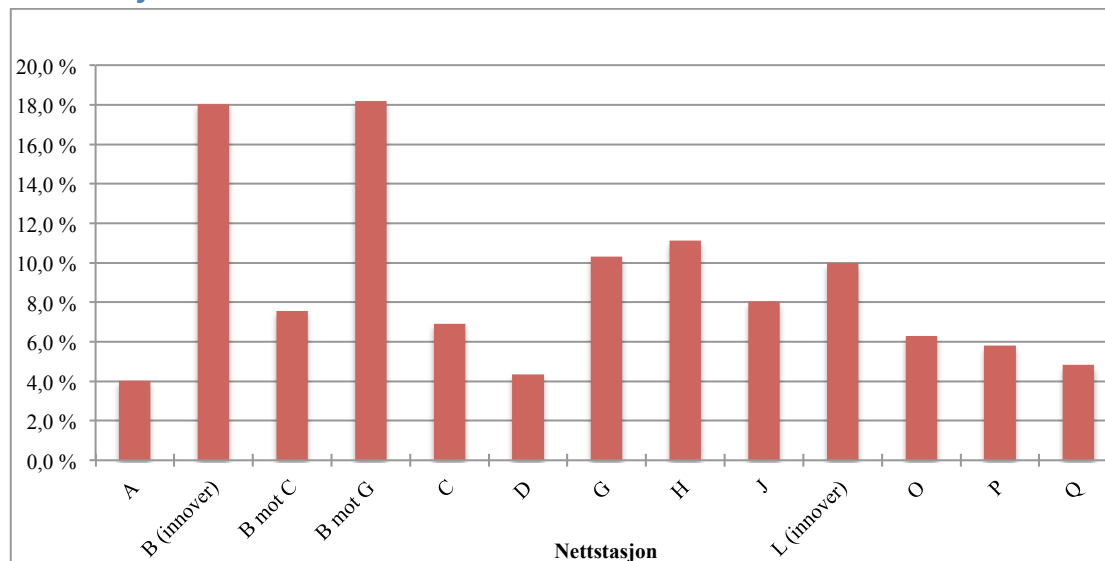


Figur 66 Lønnsomheten ved innføring av flere sensorer i kabelnett 2.

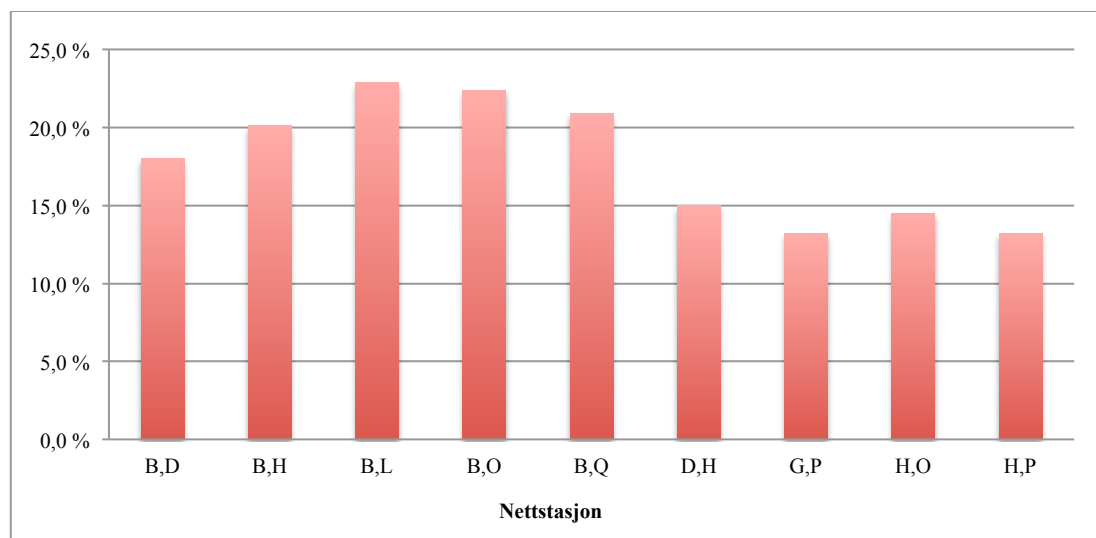


Figur 67 Lønnsomhet ved innføring av sensor med økt investeringskostnad i kabelnett 2.

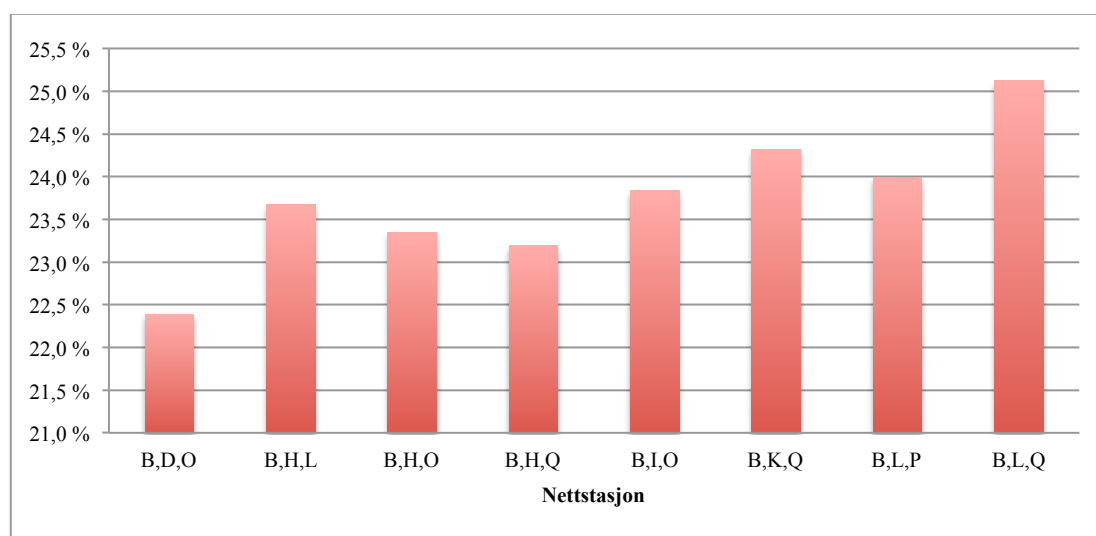
Reduksjon SAIDI



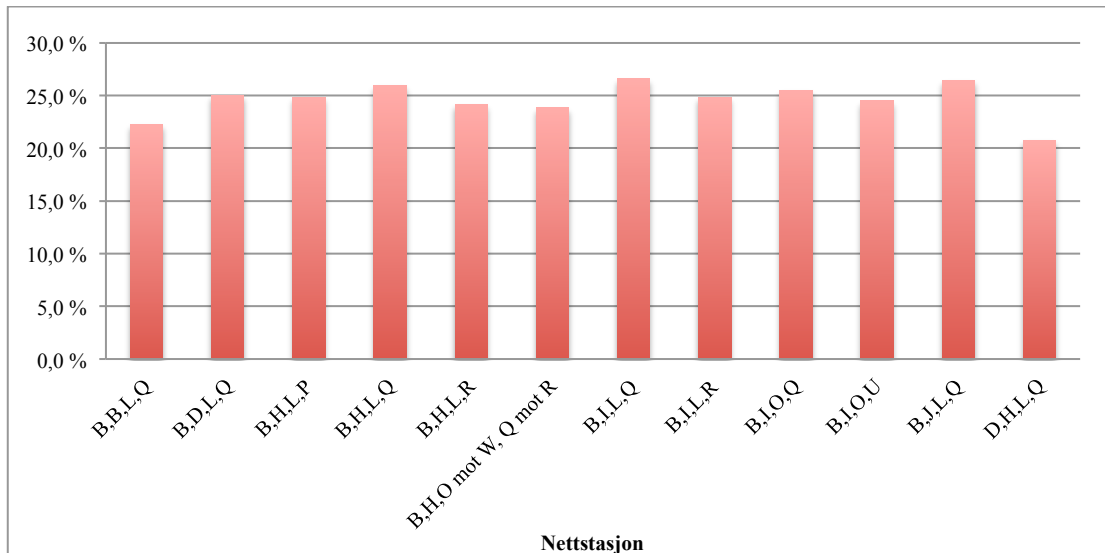
Figur 68 Reduksjon av SAIDI ved innføring av en stk. sensor i kabelnett 2.



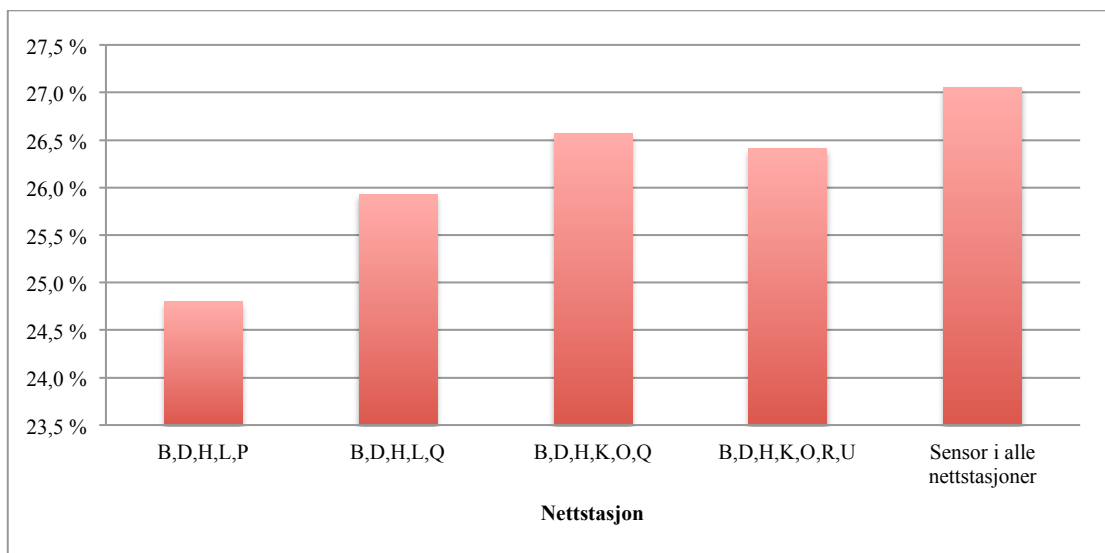
Figur 69 Reduksjon av SAIDI ved innføring av to stk. sensor i kabelnett 2.



Figur 70 Reduksjon av SAIDI ved innføring av tre stk. sensor i kabelnett 2.



Figur 71 Reduksjon av SAIDI ved innføring av fire stk. sensor i kabelnett 2.



Figur 72 Reduksjon av SAIDI ved innføring av flere sensorer i kabelnett 2.

Hovedresultater

Sensor i B

| | |
|---|--------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,53 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,113 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 2805,8 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 589,4 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 125,8 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 31,8 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 331,5 |
| Reduksjon SAIDI | 18,2 % |

Tabell 41 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon B på avgang ut mot nettstasjon G i kabelnett 2

Sensor i B og L

| | |
|---|--------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,501 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,142 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 2653,2 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 742 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 116,8 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 40,8 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 418,2 |
| Reduksjon SAIDI | 22,9 % |

Tabell 42 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjonene B og L i kabelnett 2

Sensor i B, L og Q

| | |
|---|--------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,487 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,156 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 2578,7 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 816,5 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 112,6 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 45 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 453,3 |
| Reduksjon SAIFI | 0,0 % |
| Reduksjon SAIDI | 25,1 % |

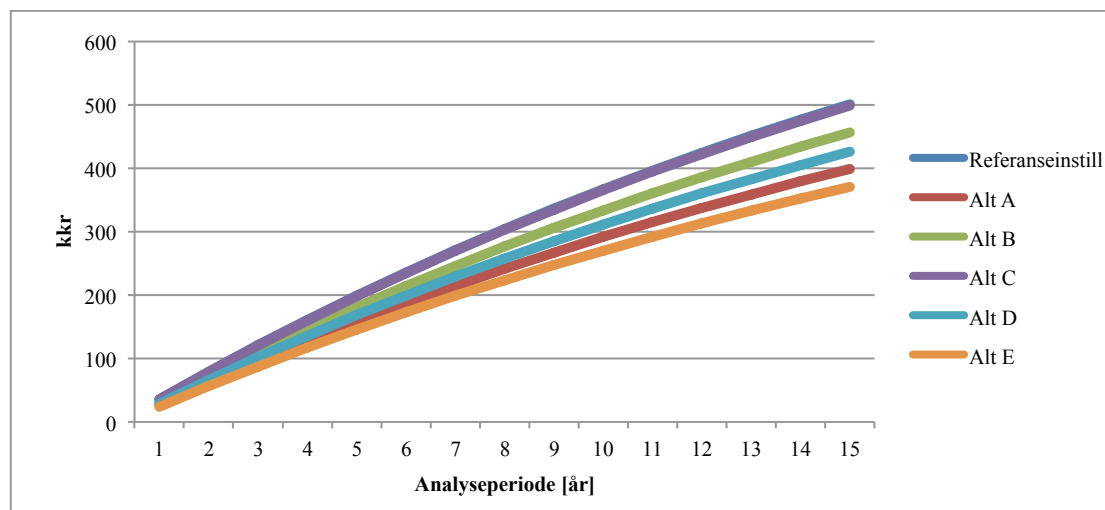
Tabell 43 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjonene B, L og Q i kabelnett 2

Sensor i B, D, H, K, O og Q

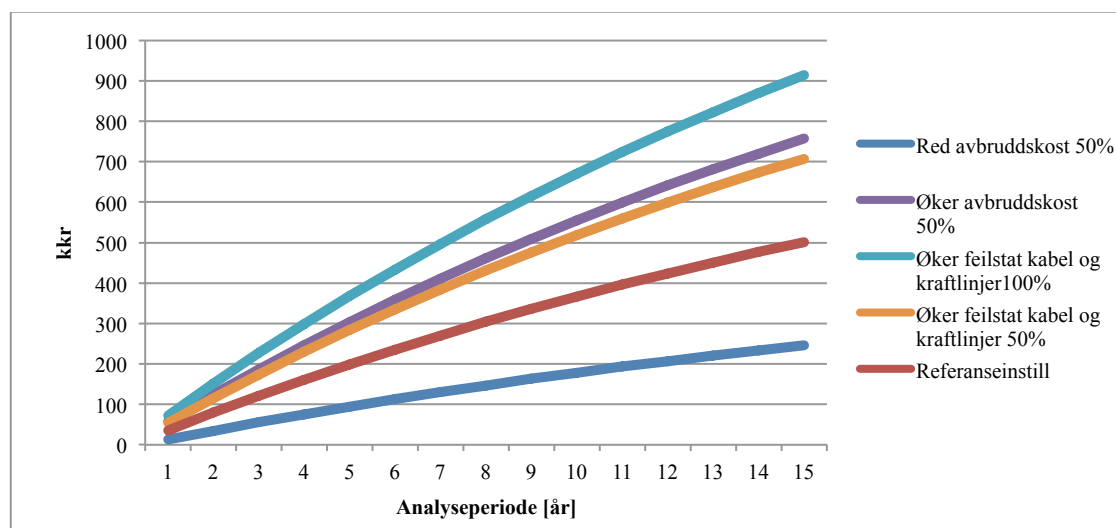
| | |
|---|--------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,477 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,166 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 2529,2 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 866 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 109,8 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 47,8 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 453,4 |
| Reduksjon SAIFI | 0,0 % |
| Reduksjon SAIDI | 26,6 % |

Tabell 44 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjonene B, D, H, K, O og Q i kabelnett 2.

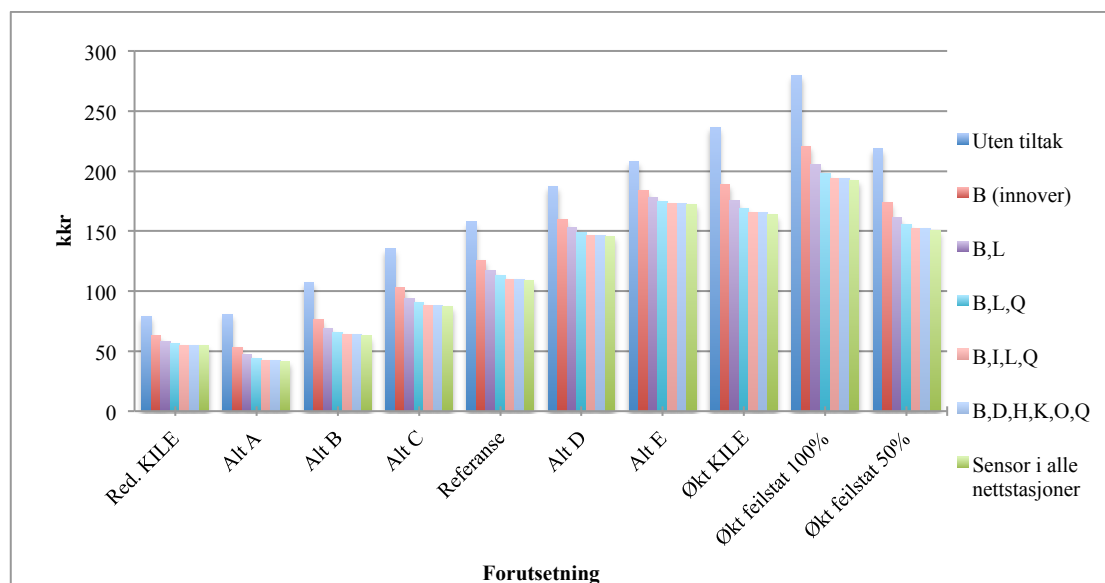
Følsomhet



Figur 73 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon B, I, L og Q i kabelnett 2 ved ulike oppstartstider for seksjonering.



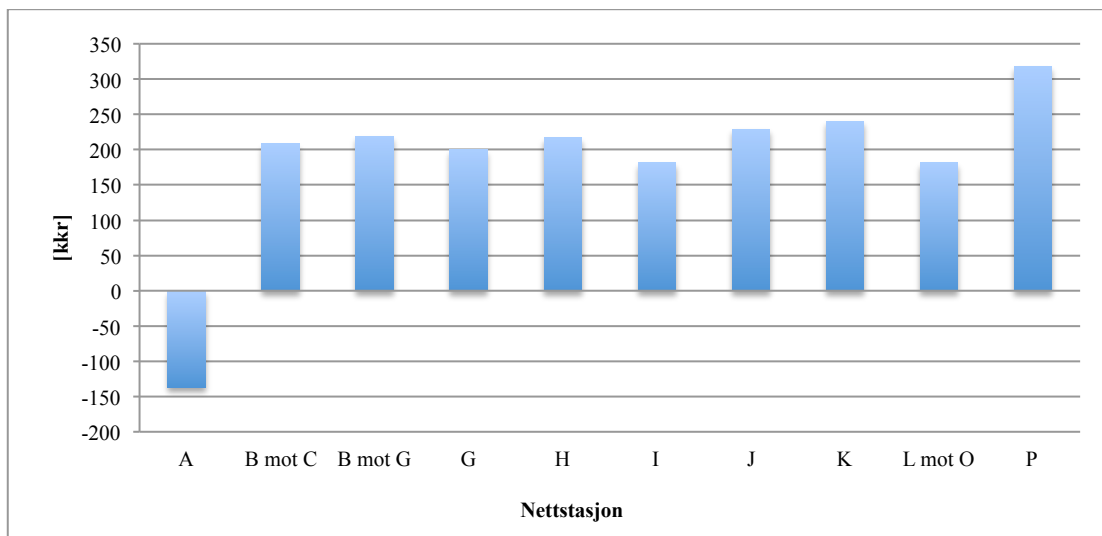
Figur 74 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon B, I, L og Q i kabelnett 2 ved ulike framtidsscenarioer.



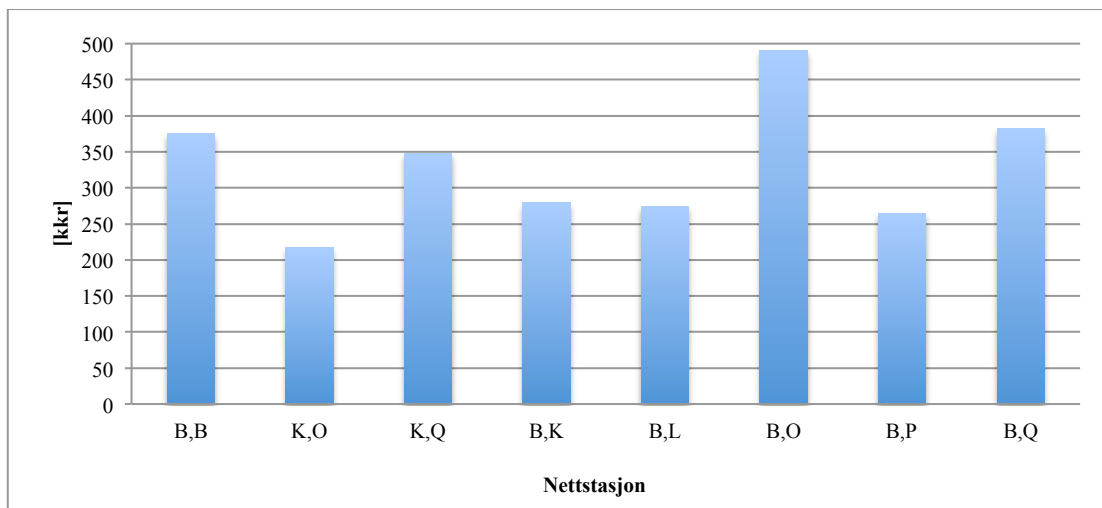
Figur 75 Årlig KILE-kostnad ved innføring av sensor i kabelnett 2 ved ulike forutsetninger.

Innføring av effektbryter

Lønnsomhet

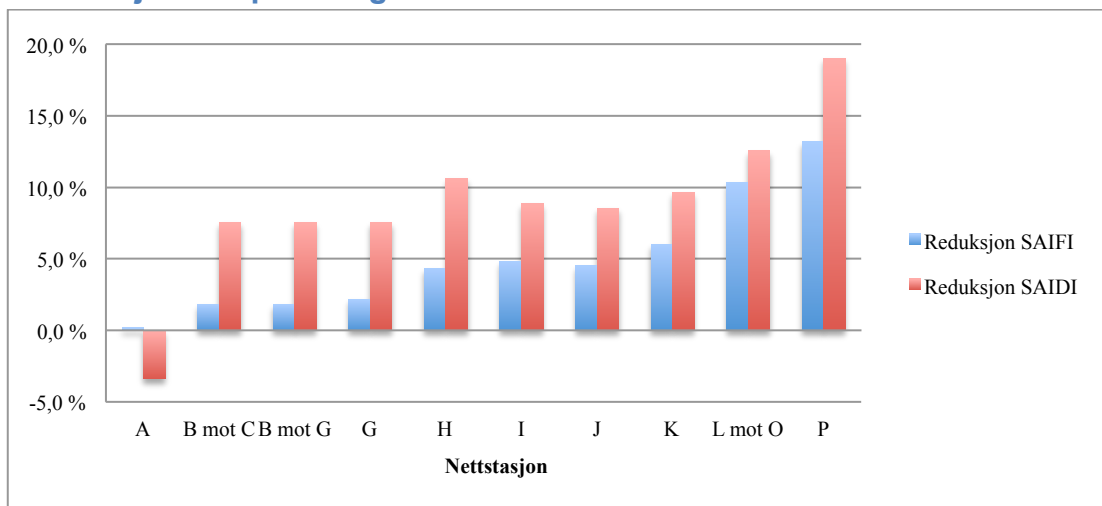


Figur 76 Lønnsomheten ved innføring av én effektbryter i kabelnett 2.

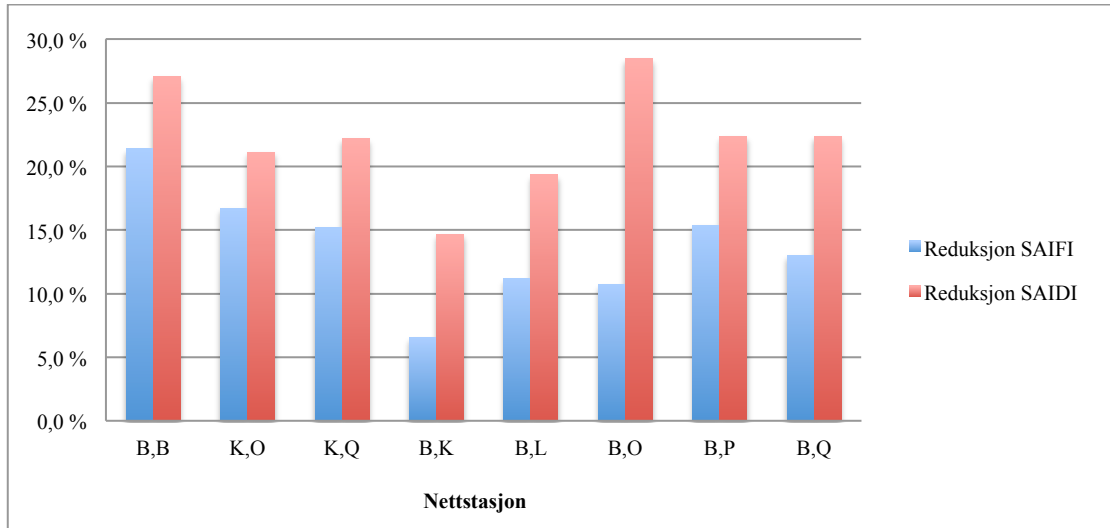


Figur 77 Lønnsomheten ved innføring av to effektbrytere i kabelnett 2.

Reduksjon av pålitelighetsindekser



Figur 78 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av én effektbryter i kabelnett 2.



Figur 79 Reduksjon av pålitelighetsindekser ved innføring av to effektbrytere i kabelnett 2.

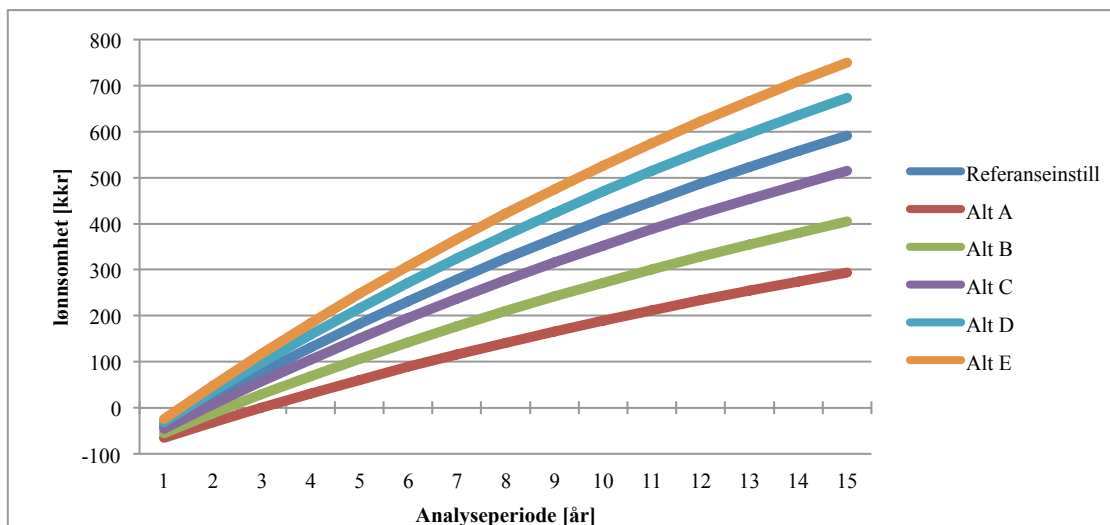
Hovedresultater

Effektbryter etter P

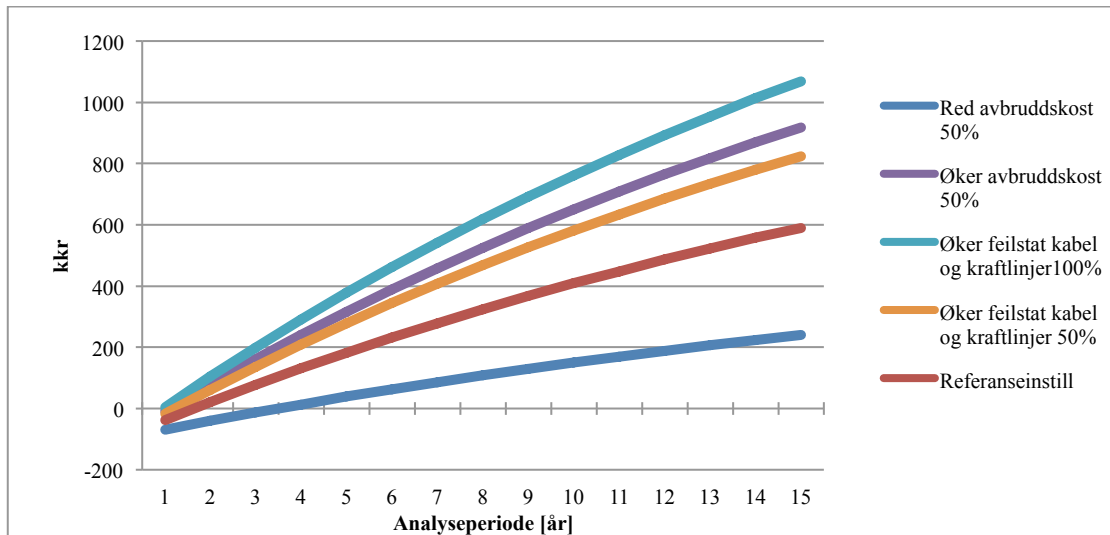
| | |
|---|--------|
| Feillokaliseringstid[timer/år] | 0,496 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,147 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 2600 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 795,2 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 118,7 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 38,9 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 317,8 |
| Reduksjon SAIFI | 13,2 % |
| Reduksjon SAIDI | 19,0 % |

Tabell 45 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon P i kabelnett 2

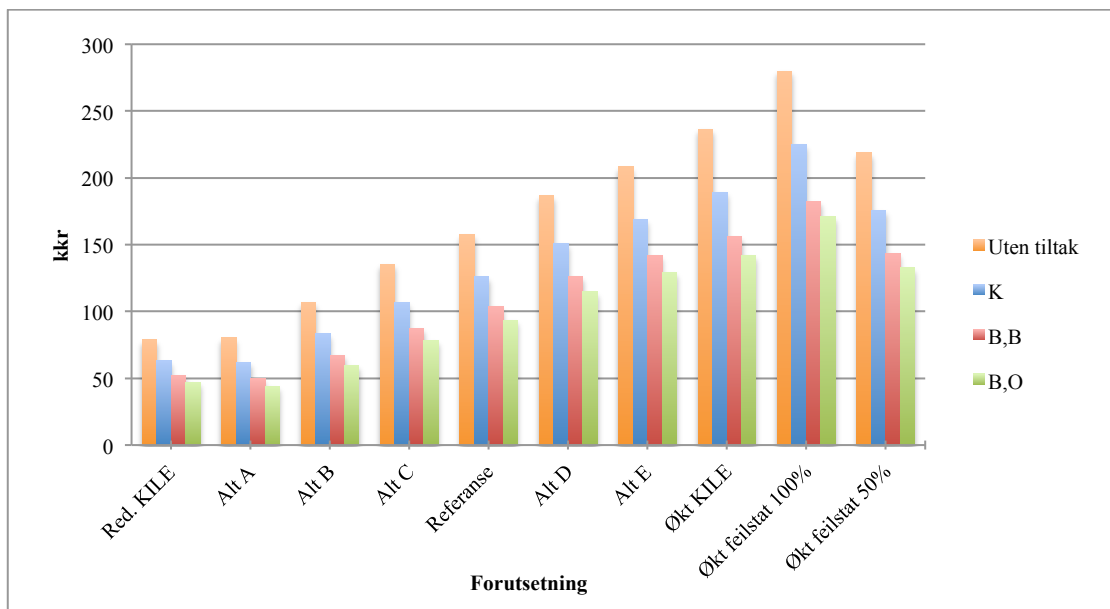
Følsomhet



Figur 80 Akkumulert lønsomhet med effektbryter i nettstasjon B og O i kabelnett 2 ved ulike oppstartstider for seksjonering.



Figur 81 Akkumulert lønnsomhet med effektbryter i nettstasjon B og O i kabelnett 2 ved ulike framtidsscenarier.

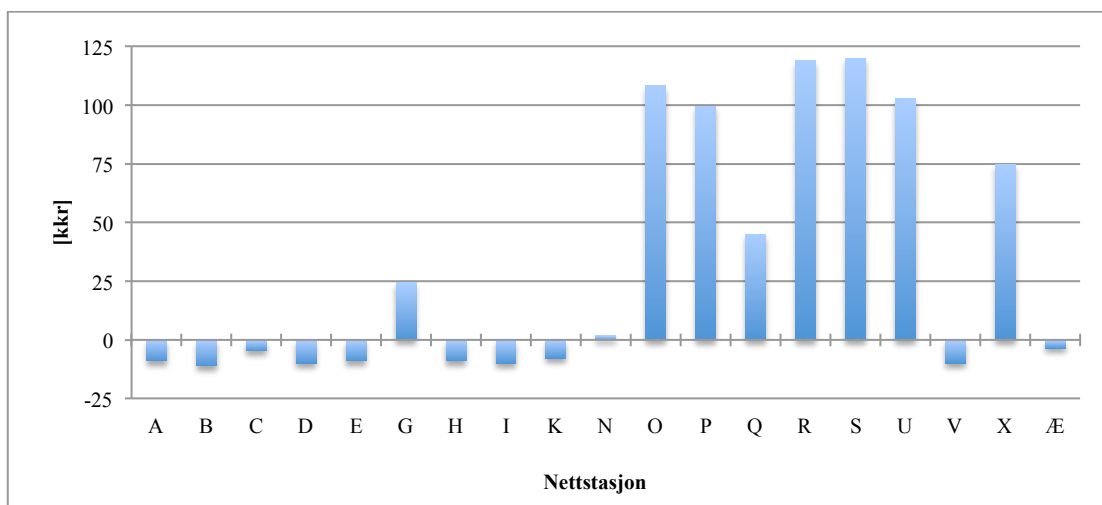


Figur 82 Årlig KILE-kostnad med effektbryter i kabelnett 2 ved ulike forutsetninger.

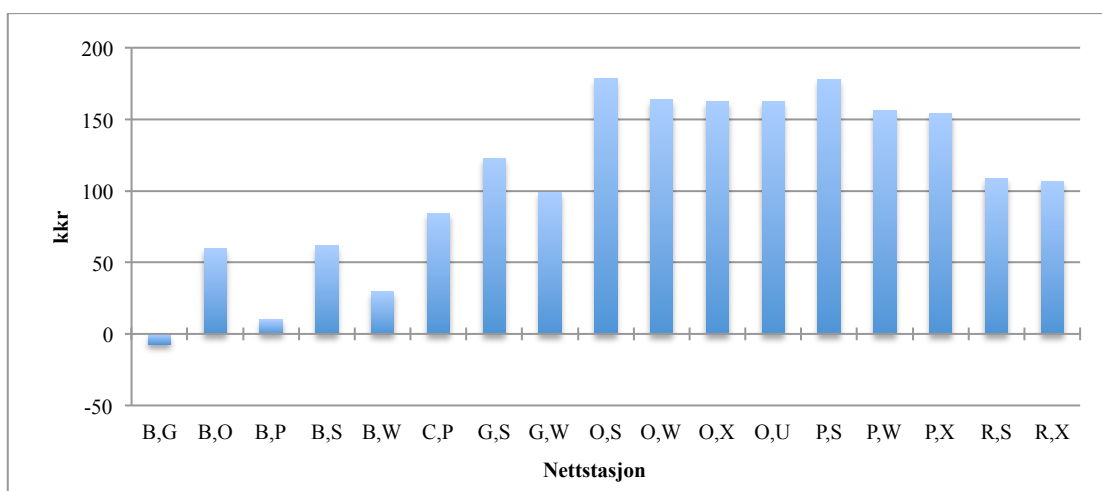
Vedlegg G: Resultater Blandingsnett

Innføring av sensor

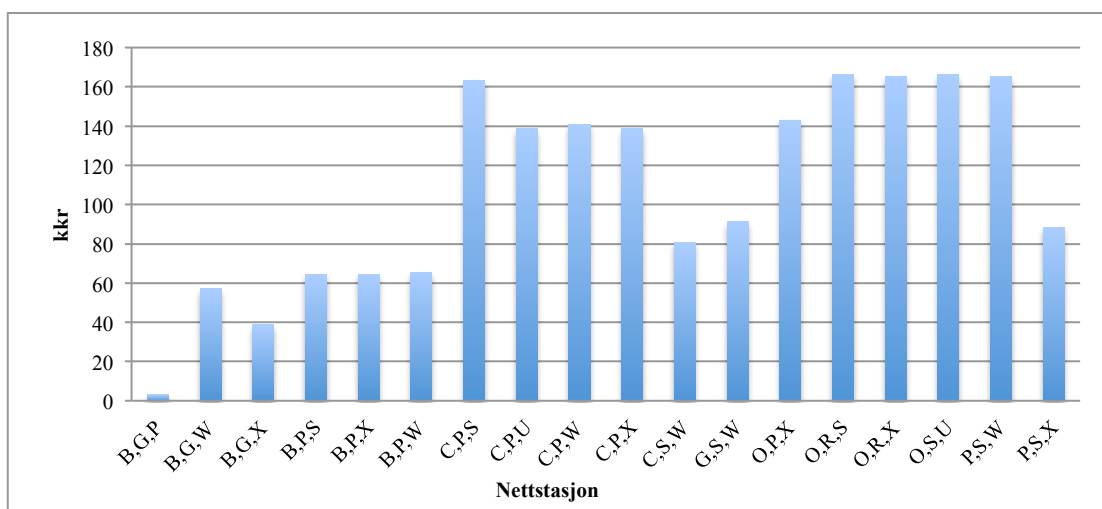
Lønnsomhet



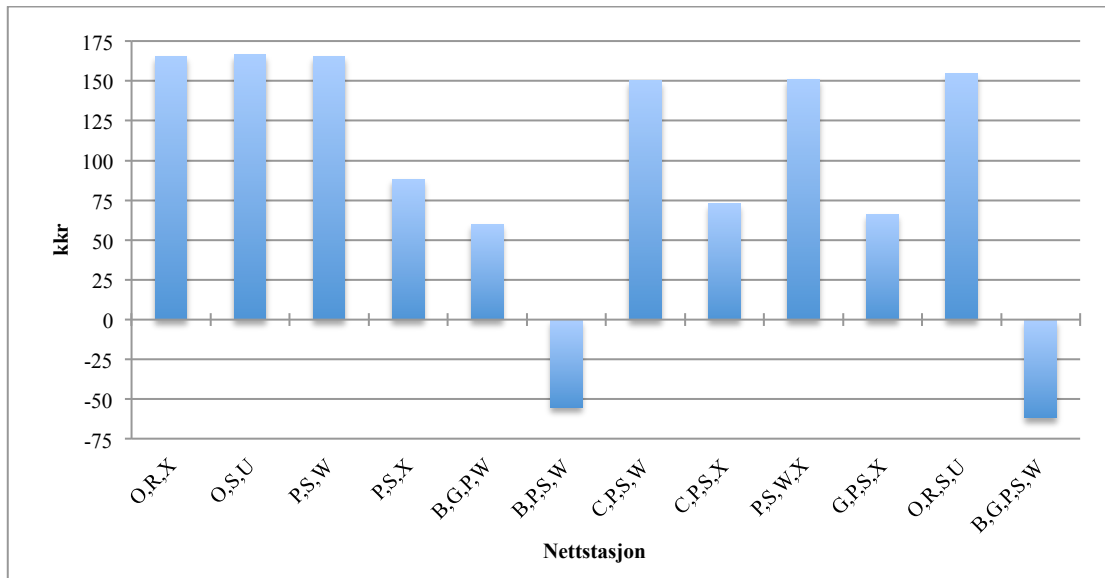
Figur 83 Lønnsomheten ved innføring av én sensor i Blandingsnettet.



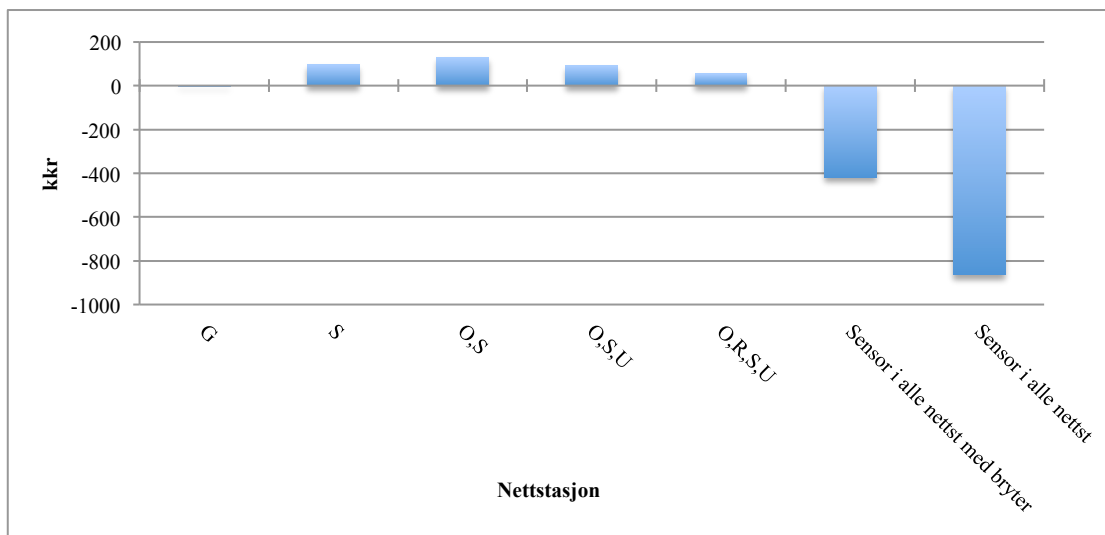
Figur 84 Lønnsomhet ved innføring av to sensorer i Blandingsnettet.



Figur 85 Lønnsomhet ved innføring av tre sensorer i Blandingsnettet.

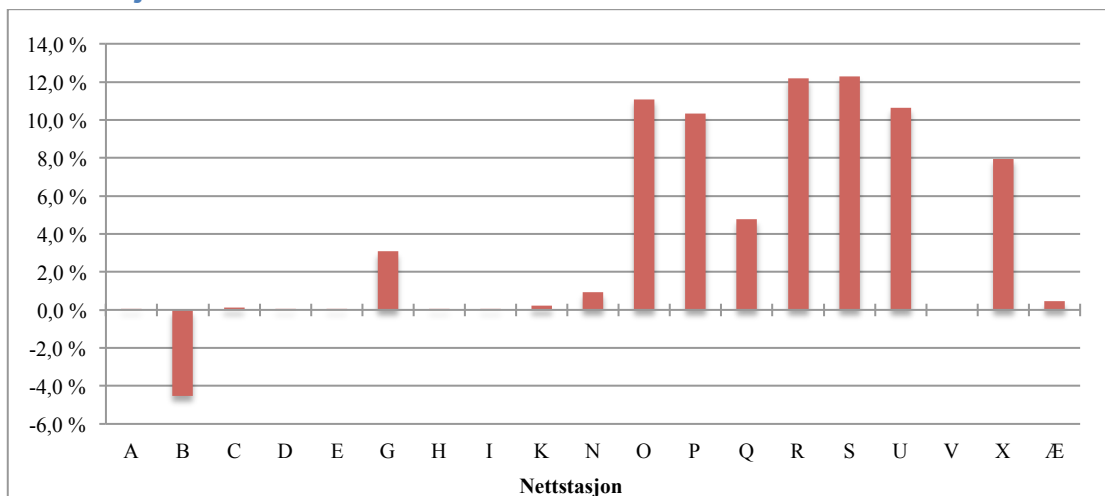


Figur 86 Lønnsomhet ved innføring av flere sensorer i Blandingsnettet.

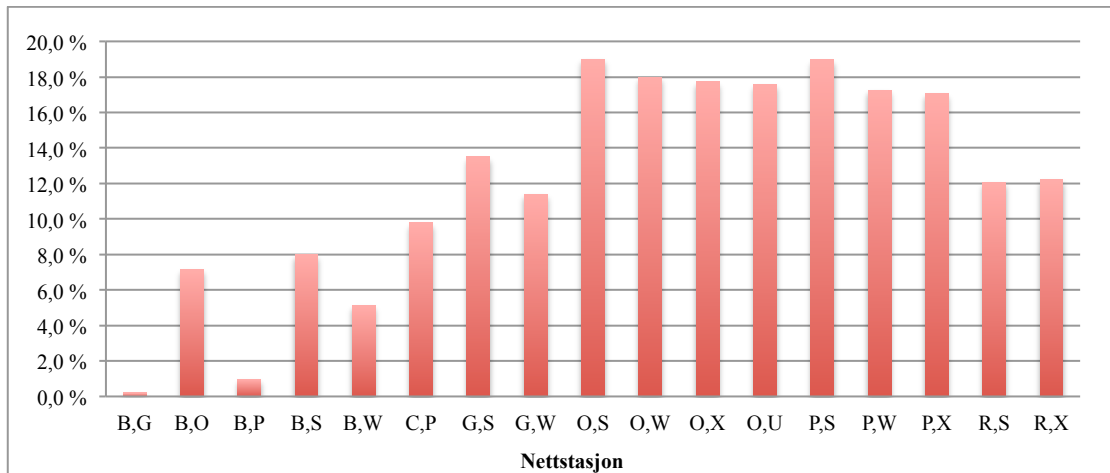


Figur 87 Lønnsomheten ved innføring av sensor i Blandingsnettet med økt investeringskostnad.

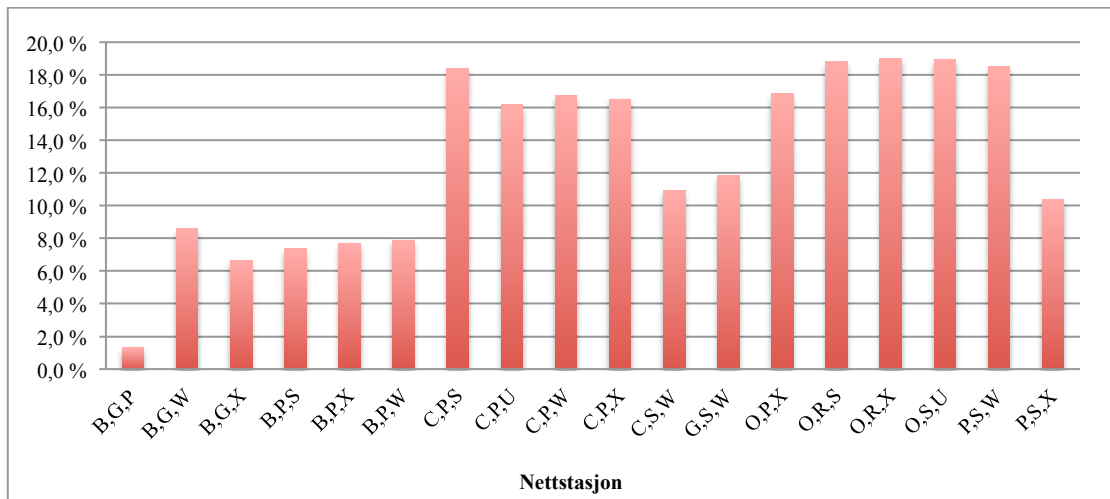
Reduksjon SAIDI



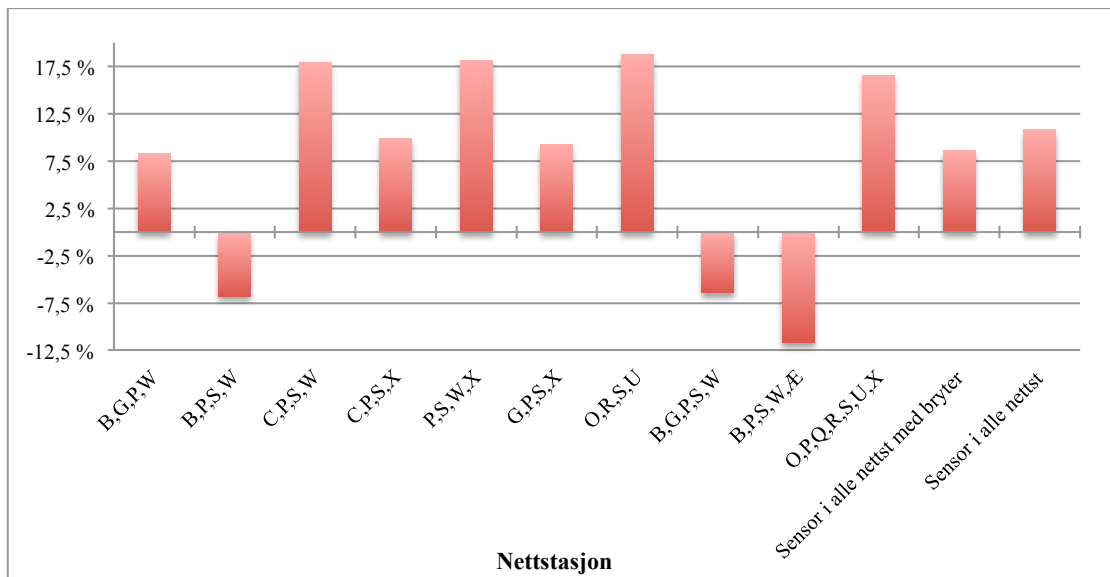
Figur 88 Reduksjon av SAIDI ved innføring én sensor i Blandingsnettet.



Figur 89 Reduksjon av SAIDI ved innføring av to sensorer i Blandingsnettet.



Figur 90 Reduksjon av SAIDI ved innføring av tre sensorer i Blandingsnettet.



Figur 91 Reduksjon av SAIDI ved innføring av flere sensorer i Blandingsnettet.

Hovedresultater

Sensor i S

| | |
|---|--------|
| Gjennomsnittlig feillokaliseringstid [timer/år] | 2,138 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,29 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 2034,5 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 284,1 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 58 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 12,1 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 119,9 |
| Reduksjon SAIDI | 12,3 % |

Tabell 46 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon S i Blandingsnettet.

Sensor i O, S og U

| | |
|---|--------|
| Gjennomsnittlig feillokaliseringstid [timer/år] | 1,985 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,443 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 1882,1 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 436,5 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 51,8 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 18,3 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 166,5 |
| Reduksjon SAIDI | 19,0 % |

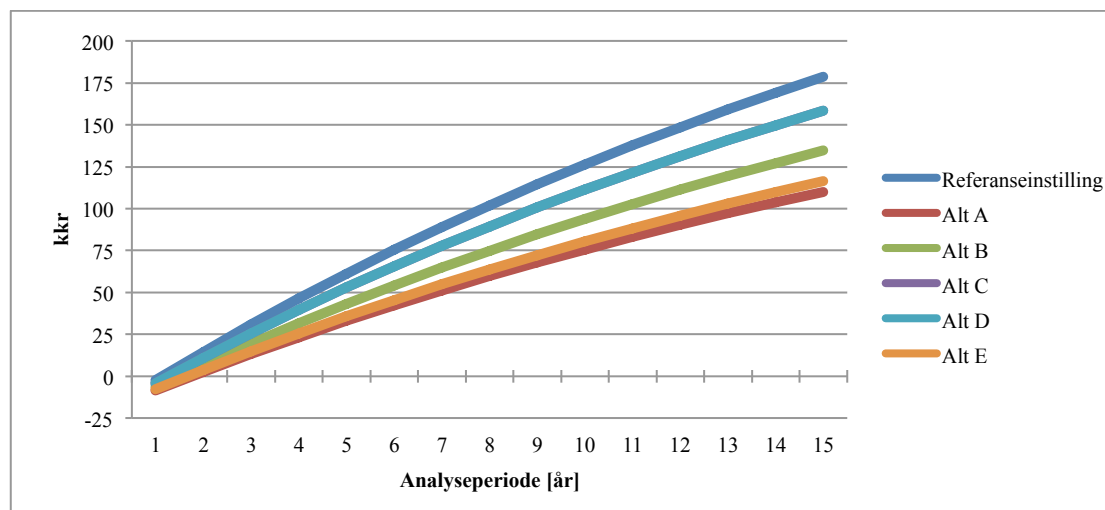
Tabell 47 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon O , S og U i Blandingsnettet.

Sensor i O, R, S og U

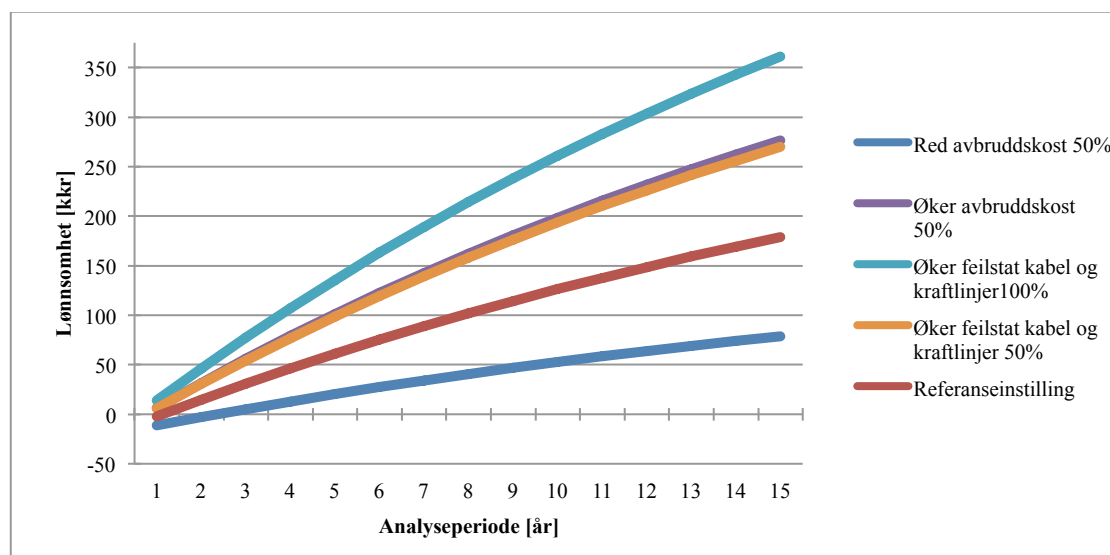
| | |
|---|--------|
| Gjennomsnittlig feillokaliseringstid [timer/år] | 1,988 |
| Redusert feillokaliseringstid[timer/år] | 0,44 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 1885,5 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 433,1 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 52 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 18,1 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 154,4 |
| Reduksjon SAIDI | 18,8 % |

Tabell 48 Resultat etter innføring av sensor i nettstasjon O, R, S og U i Blandingsnettet.

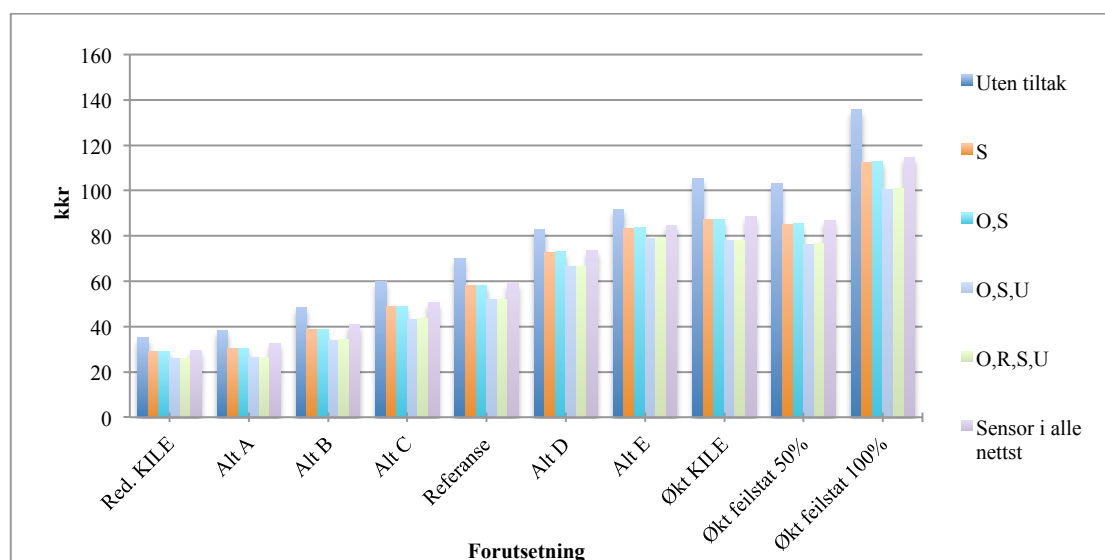
Følsomhet



Figur 92 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon O og S i Blandingsnettet ved ulike oppstartstider for seksjonering.



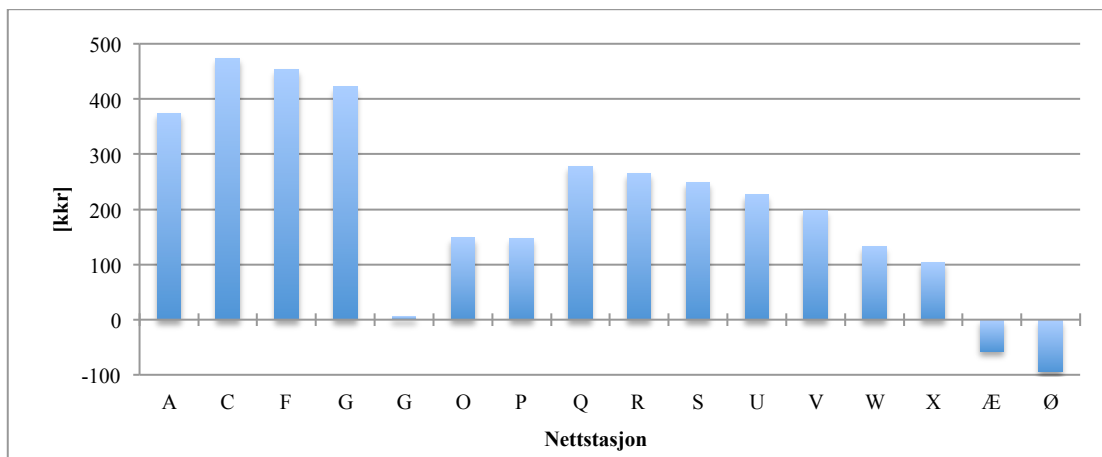
Figur 93 Akkumulert lønnsomhet med sensor i nettstasjon O og S i Blandingsnettet ved ulike framtidutsikter.



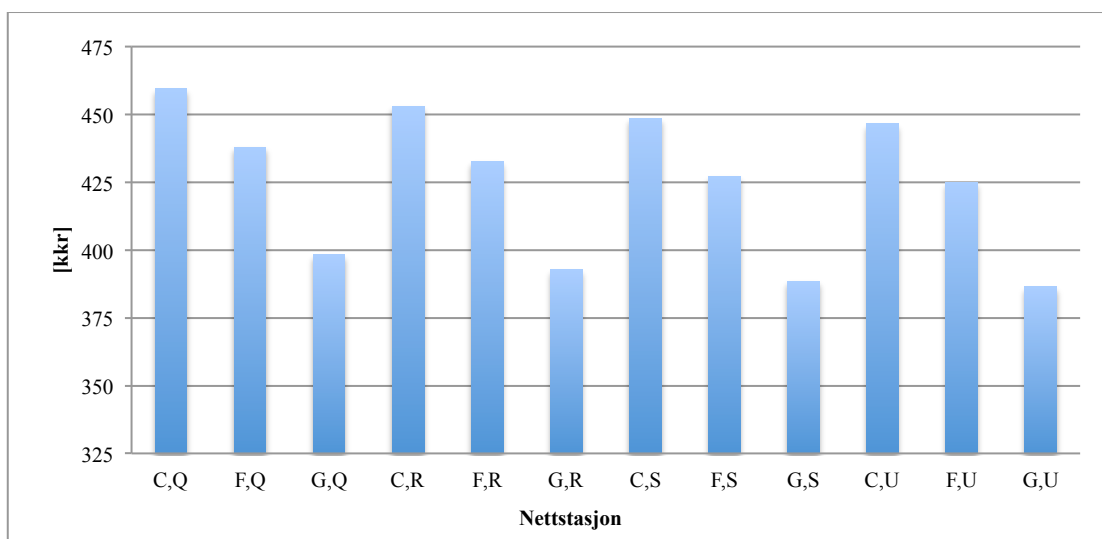
Figur 94 Årlig KILE-kostnad med innføring av sensor i Blandingsnettet ved ulike forutsetninger.

Innføring av effektbryter

Lønnsomhet

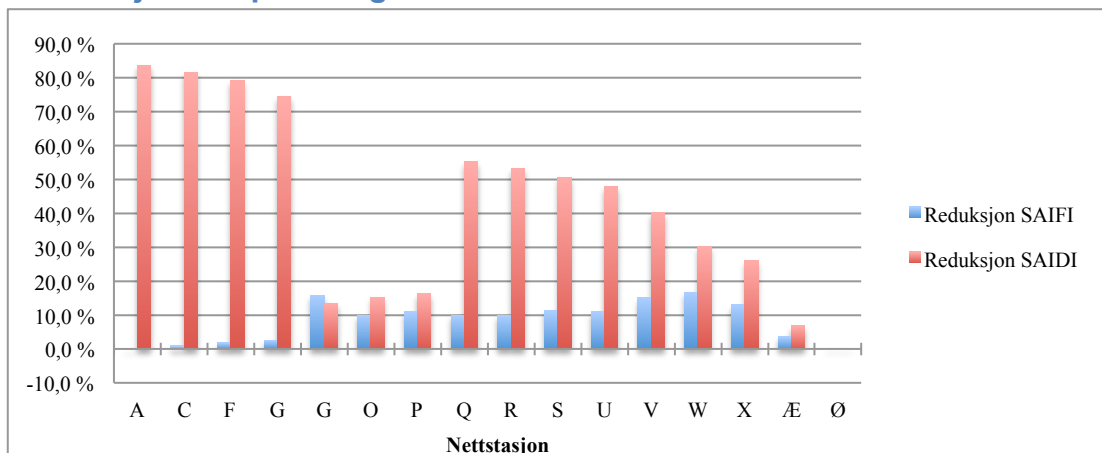


Figur 95 Lønnsomhet ved innføring av én effektbryter i Blandingsnett.

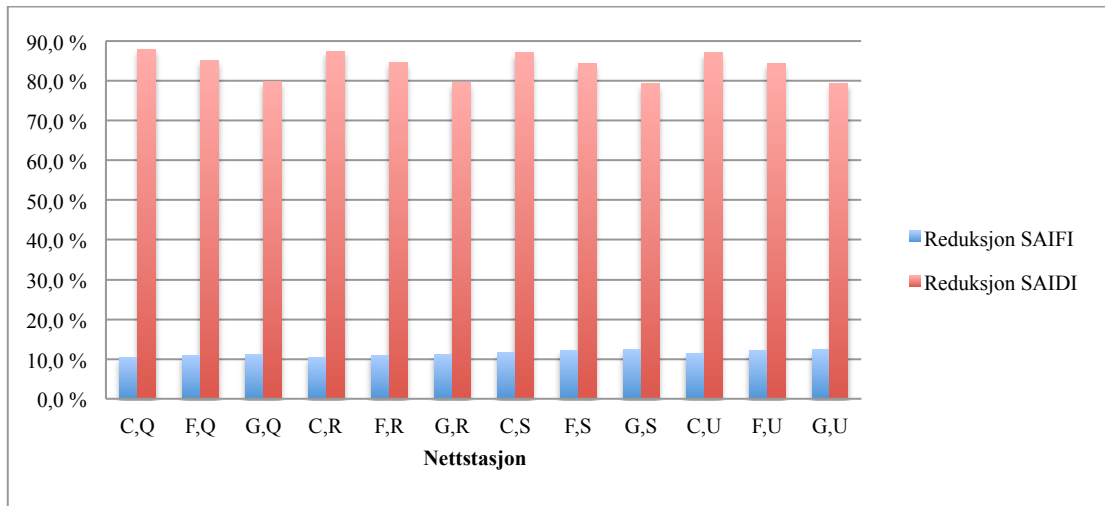


Figur 96 Lønnsomhet ved innføring av to effektbrytere i Blandingsnett.

Reduksjon av pålitelighetsindekser



Figur 97 Reduksjon av SAIDI ved innføring av én effektbryter i Blandingsnett.



Figur 98 Reduksjon av SAIDI ved innføring av to effektbrytere i Blandingsnettet.

Resultater

Effektbryter før nettstasjon C

| | |
|--|--------|
| Gjennomsnittlig feillokaliseringsstid [timer/år] | 0,733 |
| Redusert feillokaliseringsstid[timer/år] | 1,695 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 493,7 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 1824,9 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 16,7 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 53,4 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 473,5 |
| Reduksjon SAIFI | 0,9 % |
| Reduksjon SAIDI | 81,6 % |

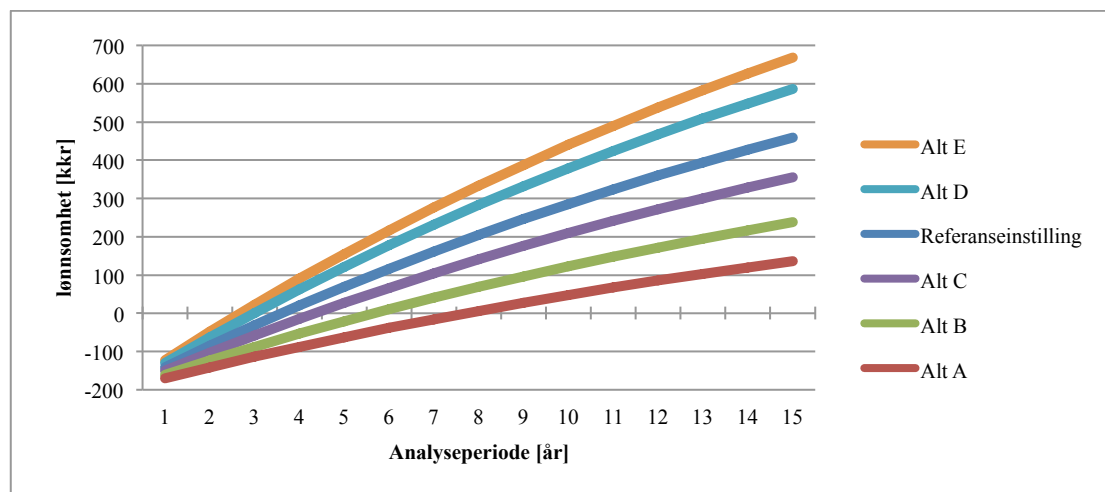
Tabell 49 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon C i Blandingsnettet.

Effektbryter før Q

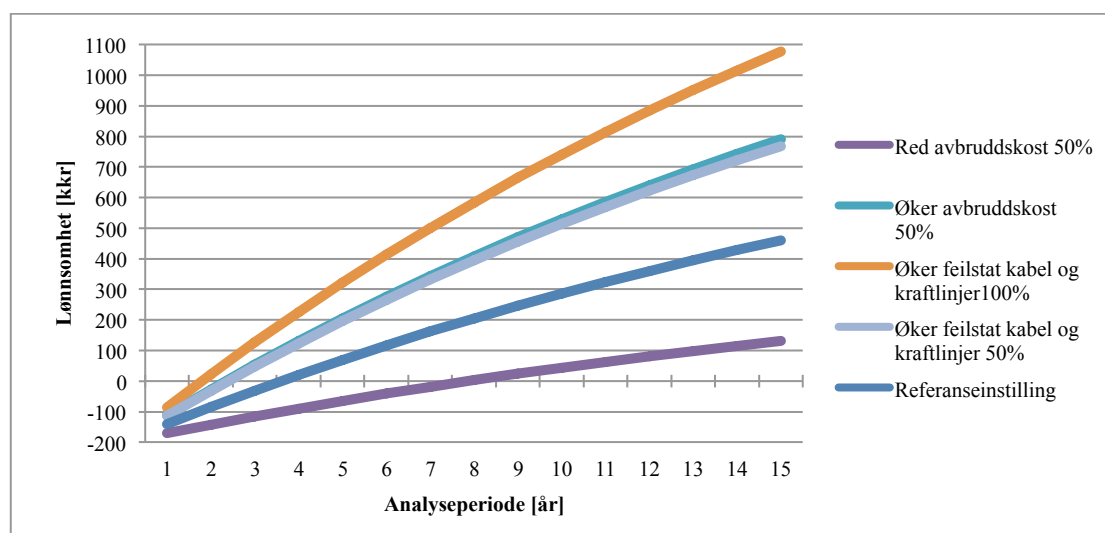
| | |
|--|--------|
| Gjennomsnittlig feillokaliseringsstid [timer/år] | 1,379 |
| Redusert feillokaliseringsstid[timer/år] | 1,049 |
| Årlig ILE med tiltak [kWh] | 1129,5 |
| Årlig ILE besparelse [kWh/år] | 1189,1 |
| Årlig KILE med tiltak [kkr/år] | 34,9 |
| Årlig KILE besparelse[kkr/år] | 35,2 |
| Netto nåverdi, NNV[kkr] | 278,0 |
| Reduksjon SAIFI | 10,0 % |
| Reduksjon SAIDI | 55,2 % |

Tabell 50 Resultat etter innføring av effektbryter i nettstasjon Q i Blandingsnettet.

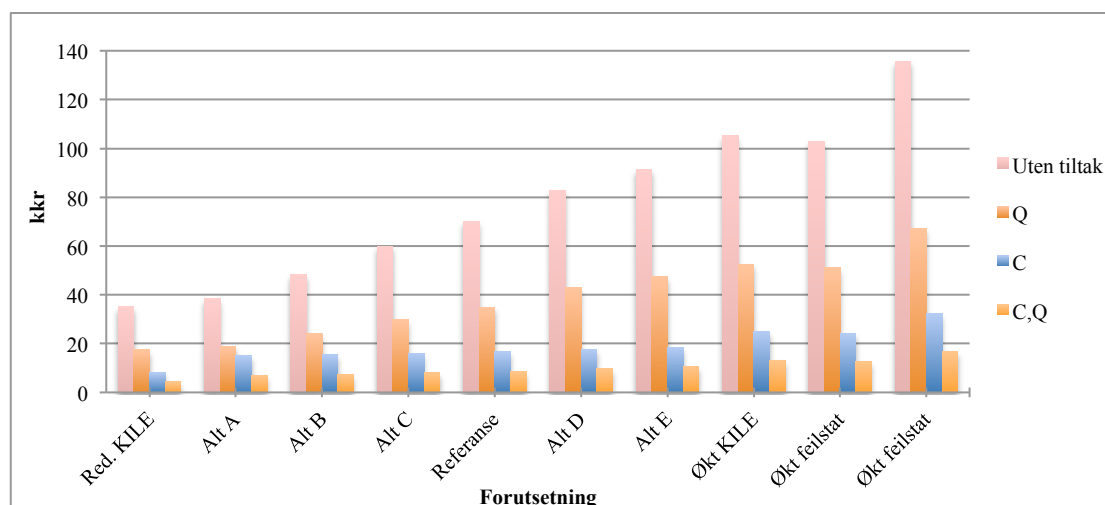
Følsomhet



Figur 99 Akkumulert lønnsomhet med effektbryter i netstasjon C og Q i Blandingsnett ved ulike oppstartstider for seksjonering.

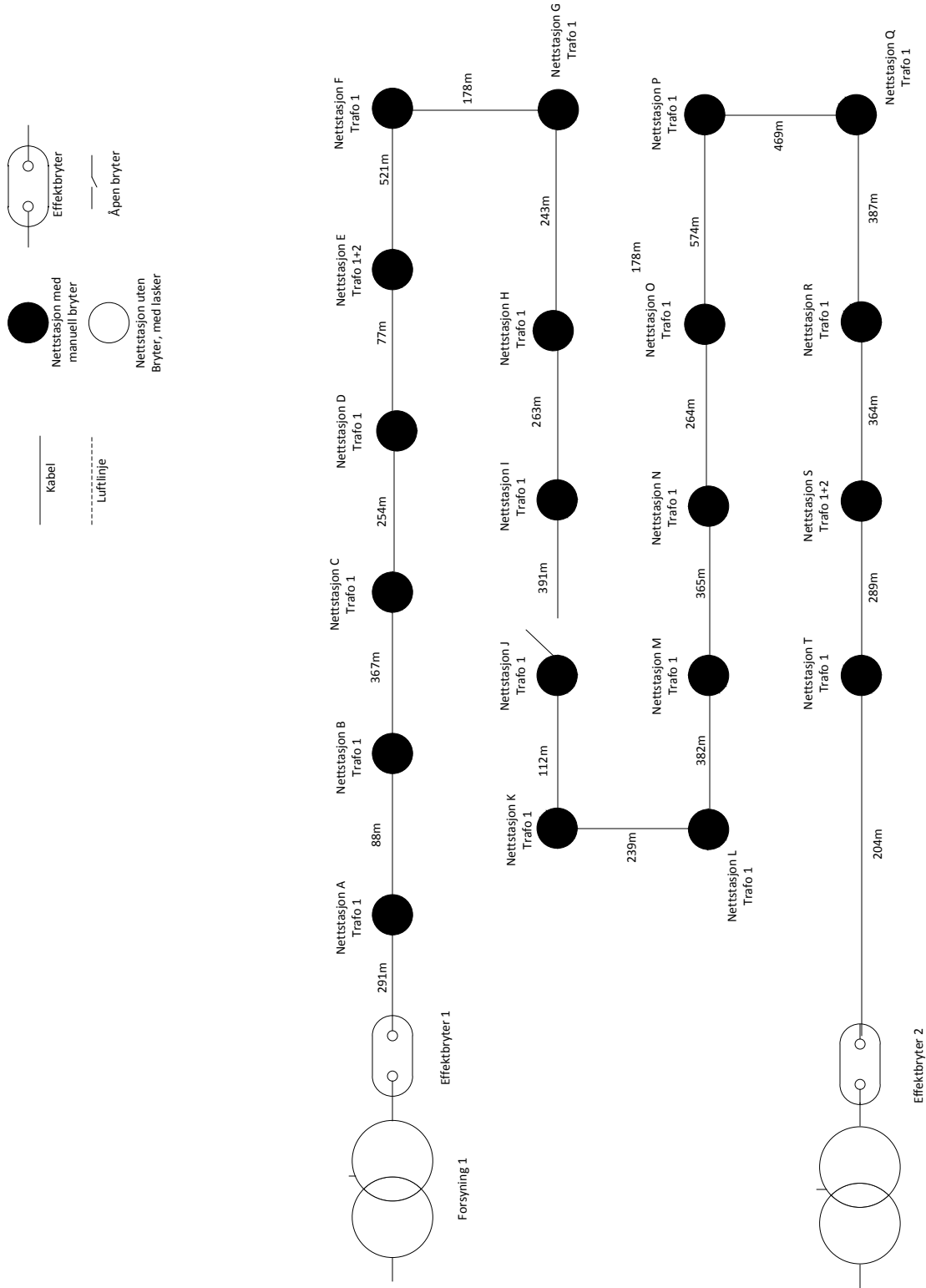


Figur 100 Akkumulert lønnsomhet med effektbryter i netstasjon C og Q i Blandingsnett ved ulike framtidutsikter.

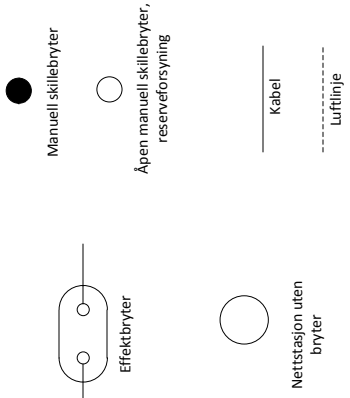
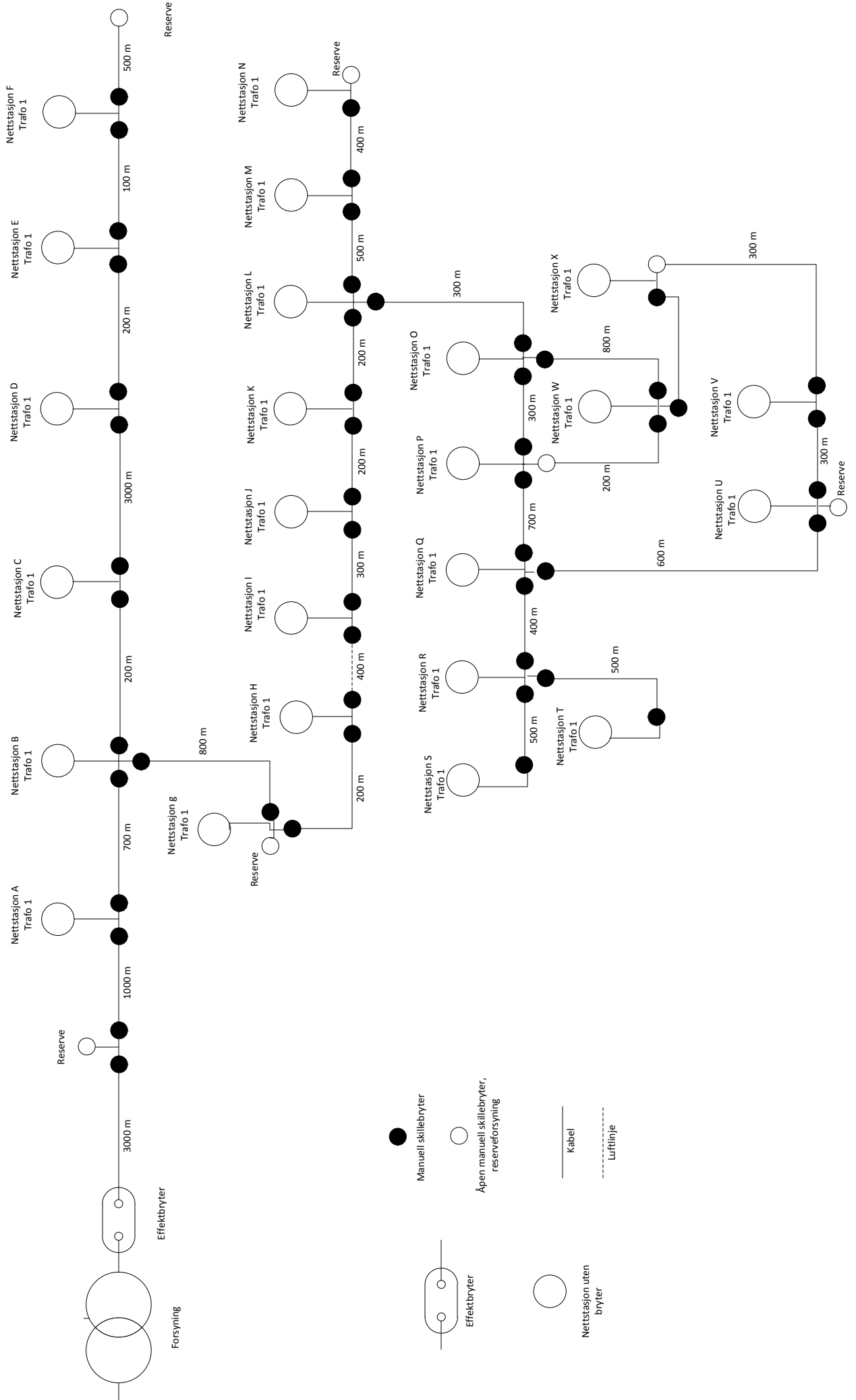


Figur 101 Årlige KILE-kostnad med innføring av effektbryter i Blandingsnett ved ulike forutsetninger.

Vedlegg H: Kabelnett 1



Vedlegg I: Kabelnett 2



Vedlegg J: Enlinjeskjema Blandingsnett

