

Tiltak for håndtering av spenningsavvik: Kan fleksibilitet løse problemet?

I samarbeid med Agder Energi Nett



JOACHIM MEHL VÅGE

HENNING STEA

For mastergrad innen
Industriell økonomi og teknologiledelse

VEILEDER
Trond Bjørnenak

Universitetet i Agder, 2021
Fakultet for teknologi og realfag
Handelshøyskolen

Master

Masteroppgave våren 2021
Fagkode: IND590

Tilgjengelighet: Åpen

Forord

Denne masteroppgaven utgjør siste ledd i et femårig masterstudium ved Universitetet i Agder. Utredningen er fullført gjennom 5 intensive måneder våren 2021, av to studenter på studiet Industriell Økonomi og Teknologiledelse (IndØk). Arbeidet med masteroppgaven har vært en lang og til tider uoversiktlig prosess som på grunn av omstendighetene rundt COVID19 har bydd på større utfordringer. Gjennom hardt arbeid og god hjelp har vi til tross for dette omsider kommet i mål.

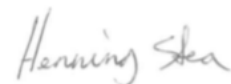
Oppgaven har også vært givende og svært lærerik på forskjellige måter. Som studenter har vi lært hverandre å kjenne, der drøfting og refleksjon oss imellom rundt analyser og tolkning av teori og innhentet data har bidratt til økt kvalitet på arbeidet. Vi har også dannet nettverk og fått en unik innsikt i et nettselskaps virke. Sist, men ikke minst har vi gjennom arbeidet også løftet vår kompetanse på et område som vil være gull verdt videre i arbeidslivet. Vi har erfart at fleksibilitet er et omfattende konsept som kan utforskes og anvendes på ulike måter. I denne utredningen har vi forsøkt å kartlegge fleksibilitet knyttet til spenningskvalitet. Vi håper at denne utredningen kan bidra til diskusjon og videreutvikling av konseptet og at resultatene kan benyttes i videre forskning.

Til slutt vil vi benytte muligheten til å takke alle våre samarbeidspartnere og tålmodige samboere. Deres bidrag har vært svært avgjørende for utredningens funn og for kvaliteten på oppgaven. Først ønsker vi å takke vår veileder Trond Bjørnenak for god og konstruktiv tilbakemelding og regelmessige tilstedeværelse gjennom teams møter. Videre ønsker vi å takke Per Oddvar Osland ved Agder Energi Nett for muligheten til å skrive oppgave for Agder Energi Nett og for et fint samarbeid gjennom hele våren. Vi ønsker også takke øvrige fagpersoner i nettselskapet som har bidratt på ulike plan i denne utredningen.

Grimstad, 14. Mai 2021



Joachim Mehl Våge



Henning Stea

Sammendrag

Økt effektuttak, elektrifisering og mer uregulerbar energiproduksjon fører til utfordringer med dårlig spenningskvalitet i kraftnettet. Når flere bruker mer strøm samtidig, kan dette gå utover spenningskvaliteten hos kunden. Dersom en kunde klager på dårlig spenningskvalitet og problemet skyldes spenningsavvik i nettselskapets anlegg, er nettselskapet pliktig etter loven å utbedre dette. Vanligvis blir dette utbedret ved å bygge nett dersom ingen andre virkemidler er gode nok. Dette er kostbare investeringer for et nettselskap, som også vil gjenspeile seg ved en høyere nettleie hos kunden. I denne sammenheng er det interessant å se om forbrukerfleksibilitet kan bidra til å løse problemet med spenningsavvik på en samfunnsøkonomisk måte.

Denne utredningen undersøker trinning av transformator, kaste om på faser, bygge nett og bruk av fleksibilitet som virkemidler for håndtering av spenningsavvik i det lavspente distribusjonsnettet. Utredningen legger spesielt vekt på fleksibilitet, da dette løftes frem som en mulig løsning på fremtidige utfordringer i kraftnettet. Her undersøkes effektiviteten av fleksibilitet og dets økonomiske forutsetninger sammenlignet med dagens virkemidler. Dermed presenteres følgende problemstilling;

«Hva er de økonomiske og tekniske konsekvensene ved å benytte fleksibilitet sammenlignet med å trinne fordelingstransformator, bygge nett og å kaste om på faser som virkemidler mot spenningsavvik?»

Som et ledd i denne problemstillingen vil det være interessant å undersøke i hvor stor grad spenningsavvik er et problem i lavspent distribusjonsnett. Dermed undersøkte utredningen også hvor stort behovet er for å håndtere spenningsavvik i det lavspente distribusjonsnettet til Agder Energi Nett. Det viste seg at dette er et problem som er vanskelig å tallfeste. Funnene våre indikerer at antall spenningsavvik varierer i stor grad med klima og at problemet har et potensiale for å øke de neste årene. Dette er på grunn av en forventet økning i forbruk som et resultat av elektrifiseringen i samfunnet, samt ny teknologi som gir kunden større oversikt over eget anlegg.

For å besvare problemstillingen er det gjennomført kvantitative studier hos Agder Energi Nett, der data ble samlet inn gjennom bedriftens nettsystemer. For å styrke reliabiliteten og den indre

validiteten i utredningen er det gjennomført ukentlige møter med Agder Energi Nett, samt presentasjoner av funn for flere ansatte i nettselskapet. Problemstillingen ble besvart gjennom en casestudie der et antall på fire caser ble strategisk utvalgt.

Utredningens funn indikerer at forbrukerfleksibilitet kan være et effektivt virkemiddel for å heve spenningskvaliteten, men dette krever at visse tekniske forutsetningene er oppfylt i kretsen. Dette betyr også at fleksibilitet i flere tilfeller ikke kan løse problemet. Da spenning er en svært lokal vare, har fleksibilitet størst effekt dersom kundene med spenningsavvik selv reduserer sitt forbruk. På grunn av problemets kompleksitet og trafokretsers unike sammensetning, er det nødvendig å gå i dybden i hver case (trafokrets) for å finne det beste virkemidlet. Dermed er det utfordrende å si noe om generalisering og den totale verdien av å kjøpe fleksibilitet for å løse problematikken rundt spenningsavvik. Utredningens funn indikerer likevel at det i dag er gode betingelser for bygging av nett og det må foreligge en betydelig investeringskostnad for at fleksibilitet kan ansees som et reelt virkemiddel. I tillegg kan fleksibilitet medføre en realopsjonsverdi i tilfeller der fleksibilitet kan utsette investeringen.

Innholdsfortegnelse

Forord	II
Sammendrag	III
Figurliste	VIII
Tabbeliste.....	X
Formelliste	XII
Definisjoner	XIII
Kraftenheter	XIV
1. Innledning og rammesetting	1
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Problemstilling	3
1.3 Relevans.....	4
1.4 Avgrensninger.....	5
1.5 Utredningens oppbygging.....	7
2. Bransje og case	8
2.1 Det norske kraftnettet.....	8
2.2 Case.....	11
2.3 Nettselskapets rolle	12
2.4 AMS-målere.....	14
2.5 Nettinformasjonssystem.....	15
2.5.1 Powel NetBas	15
2.5.2 Powel ADMS	16
2.6 REN	17
2.7 Agder Energi Nett – Casebedrift	17
3. Konseptuelt rammeverk.....	19
3.1 Spenningskvalitet.....	19

3.2	Transformatorer	25
3.3	Forbrukerfleksibilitet	28
3.3.1	Aggregator-rollen.....	30
3.3.2	Hva er fleksibilitet, og hvordan kan det realiseres?	31
3.3.3	Hvilke utfordringer er knyttet til bruk av fleksibilitet som et virkemiddel?	32
3.4	Prosjektlønnsomhet.....	33
3.4.1	Prosjektanalyse.....	33
3.5	Kapitalkostnadsteori	34
3.5.1	Avskrivninger.....	35
3.5.2	Kalkulatorisk rente.....	35
3.5.3	Beregning av realannuitet	36
3.6	Håndtering av risiko.....	37
3.7	Realopsjon	37
4.	Metode.....	39
4.1	Utdyping av problemstilling	39
4.2	Studieobjekt	40
4.3	Forskningsdesign	41
4.3.1	Intensivt- og ekstensivt design.....	41
4.3.2	Forskningshensikt	42
4.3.3	Forskningsstilnærming	42
4.3.4	Tidsperspektivet.....	43
4.3.5	Hoveddesign.....	44
4.4	Metode for datainnsamling og databehandling.....	44
4.4.1	Kvantitativ og kvalitativ metode.....	44
4.4.2	Primær- og sekundærdata.....	45
4.4.3	Databehandling	45
4.5	Vurdering av empiri.....	46
4.5.1	Reliabilitet.....	46
4.5.2	Validitet.....	47
4.6	Kildekritikk.....	50
5.	Problemets størrelse og dagens virkemidler.....	51
5.1	Problemets størrelse.....	51
5.2	Dagens virkemidler for håndtering av spenningsavvik	56

5.2.1 Trinning av fordelingstransformatorer	58
5.2.2 Kaste om på faser	60
5.2.3 Forsterke eller bygge nytt nett	61
6. Analyse	63
6.1 Case 1	64
6.2 Case 2	83
6.3 Case 3	91
6.4 Case 4	98
7. Diskusjon	107
7.1 Diskusjon av problemets størrelse	107
7.2 Diskusjon av case og økonomi	109
7.3 Diskusjon av data	112
8. Konklusjon	114
8.1 Problemets størrelse	115
8.2 Virkemidlenes konsekvens	115
8.3 Avsluttende kommentarer	118
8.4 Utredningens begrensninger og forslag til videre studier	119
9. Referanser	121
Vedlegg	129

Figurliste

Figur 1: Forbruk og produksjon i det norske kraftnettet fredag 12. Februar 2021 (Statnett SF, 2021a).....	1
Figur 2: Det norske kraftnettets struktur (Sand & Heegaard, 2015).	9
Figur 3: Illustrasjon av lavspentnettet (Agder Energi Nett, 2021b).	11
Figur 4: Organisasjonskart, Agder Energi Nett (Agder energi Nett, 2020c).	18
Figur 5: Sinusformet 50Hz vekselspanning med 230V effektivverdi (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).....	20
Figur 6: Spenningskvalitet og dets fenomen	21
Figur 7: Målt spenningsvariasjon hos en sluttbruker i lavspentnettet (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).....	22
Figur 8: Stor spenningsvariasjon som følge av distribuert produksjon (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).....	24
Figur 9: Transformatorens oppbygning (Chapman, 2012).....	25
Figur 10: Figuren illustrerer en nettstasjons plassering i bindeleddet mellom høyspent- og lavspent distribusjonsnett (Agder Energi Nett, 2021b).	27
Figur 11: Verdikjeden for fleksibilitetshandel med Tibber som aggregator (Statnett, 2021).	31
Figur 12: Redusering av topplasten ved tre ulike tiltak på forbrukssiden. (Statnett, 2018)	31
Figur 13: Kriterier for en god problemstilling (Busch, 2019, s. 32)	39
Figur 14: Registrerte spenningshendelser i ADMS systemet.....	51
Figur 15: Grafisk fremstilling av registrerte underspenninger hos AEN i januar, februar og mars 2020 og 2021	52
Figur 16: Grafisk fremstilling av registrerte overspenninger hos AEN i Januar, Februar og mars 2020 og 2021	53
Figur 17: Antall spenningsklager i AEN i første kvartal (Q1) i perioden 2017-2021.....	54
Figur 18: Antall spenningsklager i AEN fremstilt per. måned i Q1 i perioden 2017-2021	54
Figur 19: Filtrering av trafokretser i det lavspent distribusjonsnett hos AEN	55
Figur 20: Flytskjema for teknisk avklaring ifm. spenningsklager.....	57
Figur 21: Utklipp fra ADMS systemet av trafokrets case 1	64
Figur 22: Belastningen på trafostasjonen i perioden 1. januar 2020 - 15.mars 2021	65
Figur 23: Case 1, sluttbruker med underspenning og det tilhørende spenningshendelseslogg	66

Figur 24: Spenningskarakteristikk ut fra trafostasjon i perioden 1. januar -1. mars 2021, samt sommerhalvåret 2020	67
Figur 25: Case 1, spenningsverdier på transformator.....	68
Figur 26: Case 1, utklipp fra NetBas av trafokrets.....	68
Figur 27: Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 7.....	69
Figur 28: Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 6.....	69
Figur 29: Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 5.....	70
Figur 30: Oversikt over kundene på radialen der spenningsutfordringene befinner seg, samt en markering av områder der ulike endringer i nettet er prosjektert.....	71
Figur 31: Oversiktsbilde over kundene på radialen med tilhørende gjennomsnittsspenning fra kl. 08-09 den 12. Februar 2021	75
Figur 32: Forbruk og spenningsverdier for kunde 7 gjennom dagen den 12. Februar	77
Figur 33: Case 2, utklipp trafokrets.....	83
Figur 34: Case 2, Spenningsverdier på transformator	84
Figur 35: Case 2, spenningskarakteristikk på trafo i testperioden	84
Figur 36: Trafokrets med markert område for oppgradering av ex kabel	85
Figur 37: Fokusområdet for fleksibilitet for case	87
Figur 38: Utklipp fra ADMS systemet av trafokrets for case 3	91
Figur 39: Nummerert oversikt over sluttbrukerne på tamp av radial for case 3	92
Figur 40: Spenningsverdier på transformator, case 3.....	92
Figur 41: Spenningskarateristikk for henholdsvis kunde 5, 6 og 6b for datoen 12.02.21.....	94
Figur 42: Trafokrets hentet fra ADMS systemet.....	99
Figur 43: Spenningsverdier på transformator det siste året.....	99
Figur 44: Spenningsverdier på transformator i perioden januar-april 2021.....	100
Figur 45: Spenningsverdier i kretsen før trinning	100
Figur 46: Spenningsverdier i kretsen ved å trinne ett hakk.....	101
Figur 47: Spenningsverdier i trafokretsen ved to hakk trinning.....	102
Figur 48: Sluttbrukere som opplever underspenninger og naboer med tilgjengelig fleksibilitet er nummerert i trafokretsen	103

Tabbeliste

Tabell 1: Tekniske funn.....	63
Tabell 2: Utdyping av anleggsløsning ved forskjellige punkter i kartet	71
Tabell 3: Simulerte endringer i spennings- og kortslutningsverdier for de kundene tilkoblet radialen med spenningsutfordringer	72
Tabell 4: Kostnader ved ny anleggsløsning	73
Tabell 5: Gjennomsnittlig forbruk og spenning fra kl. 08-09 den 12. Februar 2021 hos kundene på radialen	74
Tabell 6: Ulike scenarioer der kunde 1 har redusert forbruk	76
Tabell 7: Oversikt over de ulike scenarioene for simulering av fleksibilitet i Case 1	77
Tabell 8: Gjennomsnittsverdier for perioden kl. 08-09, 12.02.21 – Scenario 1	78
Tabell 9: Gjennomsnittsverdier i perioden klokken 08-09, 12.02.21 – Scenario 2.....	78
Tabell 10: Gjennomsnittsverdier i perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 3	78
Tabell 11: Gjennomsnittsverdier i perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 4	79
Tabell 12: Gjennomsnittsverdier i perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 5	79
Tabell 13: Utregning av real annuitet i Excel.....	81
Tabell 14: Beregnet realannuitet ved ulik realrente og levetid 1. år	82
Tabell 15: Endring i spenning og kortslutningsytelse hos nærliggende kunder etter oppgradering av kabelstrekk.....	85
Tabell 16: Kostnad for oppgradering av kabelverrsnitt	86
Tabell 17: effektuttak hos kundene i forkusområdet i perioden 08-09, den 12. Februar 2021	87
Tabell 18: Oversikt over de ulike scenarioene for simulering av fleksibilitet i case 2	88
Tabell 19: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 1	88
Tabell 20: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 2.....	88
Tabell 21: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 3	89
Tabell 22: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 4.....	89
Tabell 23: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 5	89
Tabell 24: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 6.....	90
Tabell 25: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 7	90
Tabell 26:Gjennomsnittsverdier av spenning hos sluttbruker 1-7 før og etter trinning av trafostasjon.	93

Tabell 27: Fasefordeling hos sluttbrukere	95
Tabell 28: Lastflytberegninger ved oppgradering av kabel.....	95
Tabell 29: Forbruk i kretsen, case 3	96
Tabell 30: Oversikt over de ulike scenarioene for simulering av fleksibilitet i case 3	97
Tabell 31: Scenario 1, Case 3	97
Tabell 32: Scenario 2, Case 3	97
Tabell 33: Scenario 3, Case 3	98
Tabell 34: Flexibilitetsscenario 1, case 4.....	104
Tabell 35: Flexibilitetsscenario 2, case 4.....	104
Tabell 36: Flexibilitetsscenario 3, case 4.....	105
Tabell 37: Flexibilitetsscenario 4, case 4.....	105
Tabell 38: Flexibilitetsscenario 5, case 4.....	106
Tabell 39: Resultater fra case	109

Formelliste

Formel 1: Aktivt effekttap i kraftnettet	8
Formel 2: Transformatorens spenning- og viklingsforhold	26
Formel 3: Kapitalkostnad	34
Formel 4: Kalkulatorisk rentekostnad	36
Formel 5: Beregning av real annuitet	36

Definisjoner

Definisjoner er hentet fra forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL) (Leveringskvalitetsforskriften, 2004, §1-4).

<i>Avbrudd:</i>	Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningene er under 5% av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (>3min) og kortvarige avbrudd (<3min).
<i>Elektrisk lavspenningsanlegg</i>	Anlegg med høyeste nominell spenning til og med 1000V vekselspenning eller 1500V likespenning.
<i>Driftsforstyrrelse</i>	Automatisk, påtvungen eller utilsiktet utkobling.
<i>Leveringskvalitet</i>	Kvalitet på levering av elektrisitet i henhold til gitte kriterier.
<i>Leveringspålitelighet</i>	Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er dermed direkte knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen.
<i>Nettkunde</i>	Den som driver eller eier anlegg eller utstyr for bruk eller produksjon av elektrisitet som er tilknyttet et nettselskaps anlegg. Nettselskap tilknyttet annet nettselskap regnes også som nettkunde.
<i>Nettselskap</i>	Omsetningskonsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettjenester.
<i>Nettjenester</i>	Nettjenester innebærer en eller flere av følgende tjenester; a) Overføring av kraft, herunder drift, vedlikehold og investeringer i nettanlegg, b) Tariffer, c) Måling, avregning og kundehåndtering, d) Tilsyn og sikkerhet, e) Driftskoordinering, f) Pålagte beredskapstiltak, g) Pålagt kraftsystemutredning eller lokal energiutredning.
<i>Nominell spenning</i>	Spenningen som et system er betegnet eller identifisert ved, og som visse driftskarakteristikker er referert til.
<i>Sluttbruker</i>	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger den videre.
<i>Spenningskvalitet</i>	Kvalitet på spenning i henhold til gitte kriterier.
<i>Tilknytningspunkt</i>	Punkt i overføringsnettet der det foregår innmating eller uttak av kraft, eller utveksling mellom nettselskap.
<i>Flaskehals</i>	Fenomen i kraftnettet som oppstår når overføringsnettet ikke er i stand til å overføre nok energi.

Kraftenheter

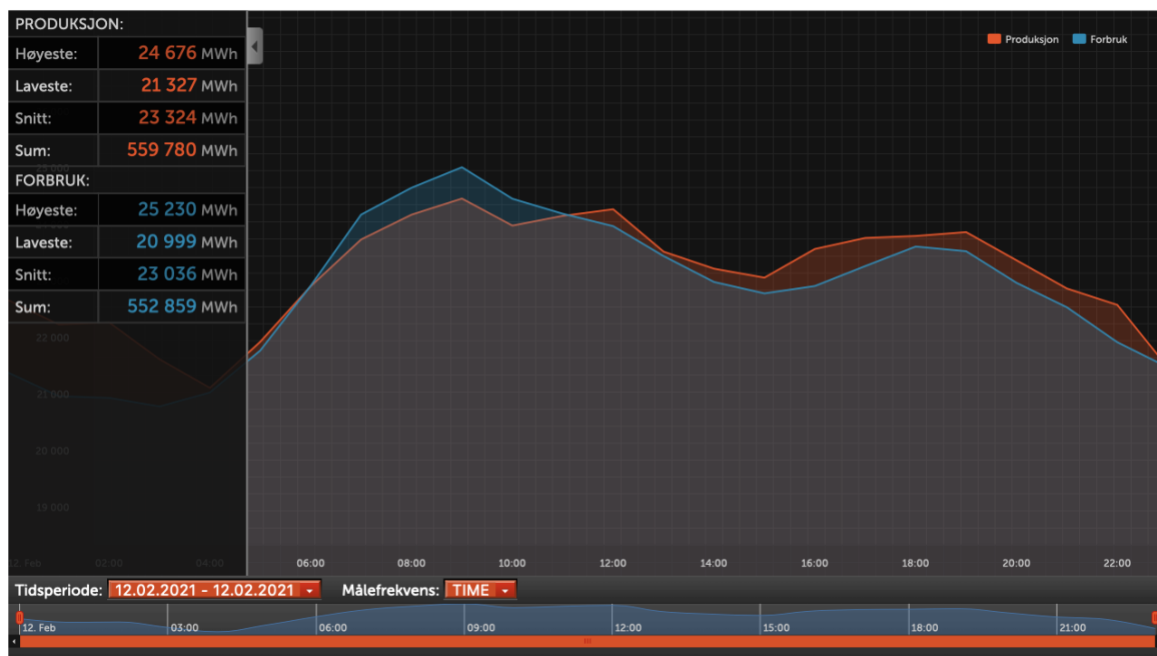
V	=	Volt (Spennning)
A	=	Ampere (strøm)
W	=	Watt (effekt)
kV	=	Kilovolt (1 000 Volt)
kW	=	Kilowatt (1 000 Watt)
kWh	=	Kilowatttime (Energi)
MW	=	Megawatt (1 000 kW)
MWh	=	Megawatttime (1 000 kWh)
GW	=	Gigawatt (1 mill. kW)
GWh	=	Gigawatttime (1 mill. kWh)
TW	=	Terawatt (1 mrd. kW)
TWh	=	Terawatttime (1 mrd. kWh)

1. Innledning og rammesetting

Dagens samfunn blir i større grad mer avhengig av stabil elektrisitetsforsyning ettersom ny teknologi, fornybar energi, digitalisering og elektrifisering blir viktige faktorer i en bærekraftig verden. Flere elektriske apparater i hjemmet, el-kjøretøy og elektrifisering av ulike sektorer er noen indikatorer på dette. Ifølge elbilforeningen var det om lag 66 000 flere el-biler på norske veier i 2019 enn i 2018 (Norsk Elbilforening, 2020). Vinteren 2021 ble også rekorden for høyeste målte strømforbruk i Norge slått flere ganger grunnet kaldt vær og elektrifisering (Bach & Hovland, 2021). I dette kapittelet vil vi gå mer innpå bakgrunn for denne utredningen. Deretter vil vi se på utredningens problemstilling, dets relevans og avgrensninger.

1.1 Bakgrunn

Bakgrunnen for denne utredningen er at økt strøm- og effektforbruk fører til større utfordringer for Agder Energi Nett, heretter omtalt AEN, på området spenningskvalitet i det lavspente distribusjonsnettet. AEN ønsker derfor å kartlegge behovet for håndtering av spenningsavvik¹ samt om fleksibilitet kan være et effektivt virkemiddel for å motvirke dårlig spenningskvalitet sammenlignet med dagens praksis.



Figur 1: Forbruk og produksjon i det norske kraftnettet fredag 12. Februar 2021 (Statnett SF, 2021a)

¹ Med spenningsavvik menes en spenningsverdi som er utenfor intervallet gitt i FOL §3-3 (207V-253V).

Strømforbruket har aldri før vært høyere. Gjennom Norges klima- og energipolitikk legges det til rette for etablering av mer kraftkrevende industri og mer bruk av fornybare energiresurser til å elektrifisere nye samfunnsområder som eksempelvis transport- og petroleumssektoren. Av den grunn vil ifølge Statnett og Norges vassdrag og energidirektorat (NVE), utviklingen av både strøm- og effektforbruket fortsette å øke i tiden fremover (Lund, 2021; Statnett SF, 2021b). I 2021 havnet alle de fem første ukene på topp ti listen over høyeste målte strømforbruk i Norge. Med det er januar den måneden med høyest registrert strømforbruk noensinne (Lund, 2021). Også effektforbruket, det vil si hvor mye strøm som forbrukes på en gang, har nådd nye høyder. Figur 1 viser balansen mellom produksjon (markert med oransje) og forbruk (markert med blått) av elektrisk energi fredag 12. februar 2021. Mellom kl.09.00 – 10.00 er en bemerkelsesverdig time i kraftbransjen, en time som markerte det høyeste strømforbruket registrert i Norge noen gang, en rekord som ble slått for tredje gang siden nyttår. Statnett registrerte et forbruk på 25 230 megawattimer (MWh), noe som tilsvarer mer enn 24 millioner panelovner (Statnett SF, 2021b; Statnett SF, 2021c).

I etterkant av hendelsen kom konserndirektør i Statnett Gunnar Løvås med følgende uttalelse i forbindelse med hendelsen;

«Dette er åpenbart et resultat av det kalde været i store deler av landet og at strømforbruket har økt de siste årene som følge av elektrifisering av transportsektoren og industrien»

(Statnett SF, 2021c)

I tillegg til kaldt vær som tradisjonelt sett har vært årsaken til høyt strømforbruk påpekes det en økende grad av elektrifisering som en sentral årsak. Å elektrifisere er et sentralt tiltak for å oppnå klimaforpliktelsene. Norge leder an med høy grad av elektrifisering i verdens omstilling til et fornybart energisystem. Fra 2018 til 2019 var det en nedgang i utslipp av klimagasser på 3,4 % (Energi Norge, 2020). Via Paris avtalen har Norge forpliktet seg til å kutte 50 % av klimagassutslippet innen 2030 og 80 % innen 2050, i forhold til 1990-nivået. I 2020 økte vi også ambisjonene fra 50 %, til 55 % kutt i klimagassutslippet (Klima- og miljødepartementet, 2020).

Ifølge rapporten «Drift og utvikling av kraftnettet- utforming av DSO rollen» av Energi Norge (2018) påpekes det at kraftnettet står ovenfor et økende kundebehov, hvor vi får mer distribuert

produksjon og vi får stadig mer effektkrevende utstyr (Energi Norge, 2018). Dermed står nettselskap ovenfor store nettutfordringer som ikke alene kan løses med utbygging av nytt nett, da dette blir for dyrt. Denne problematikken ble også belyst i en kronikk i Aftenposten av vassdrag- og energidirektør Kjetil Lund der det påpekes at strømmettet må utnyttes bedre for å imøtekomme de problemstillingene en elektrifisering bærer med seg. Problematikken knyttet til kraftutbygging er en av disse, der en kraftutbygging i enkelte områder må gjennomføres for å tilrettelegge for mer kraftkrevende industri, noe som også vil motvirke økte kraftpriser, men som samtidig også vil medføre store naturinngrep (Lund, 2021).

Elektrifiseringen skaper også store utfordringer for Agder Energi Nett. I en nyhetssak publisert på nettselskapets egen hjemmeside² forteller administrerende direktør Jan Erik Eldor at økt elektrifisering kan resultere i mer enn en dobling av effektbehovet sammenlignet med dagens nivå på ca. 1300MW. Gjennom tett dialog med kommunene i Agder har Agder Energi Nett i samarbeid med Statnett gjennomført en kartlegging av fremtidig effektbehov i Agder. Her kommer det frem at det må skje handlinger raskt dersom det ikke skal oppstå flaskehals³ i kraftnettet. I ytterste konsekvens vil det ikke være nok kapasitet i nettet og elektrifiseringen vil stoppe opp (Agder Energi Nett, 2021a). I tillegg til flaskehals opplever Agder Energi Nett at utvikling i forbruksmønstre og forbrukerutstyr medfører stor variasjon i effektpådrag hos den enkelte sluttkunde. Dette gir økt belastning på strømmettet og som en resulterende effekt vil spenningskvaliteten oftere komme utenfor akseptable grenser. Foruten økt effektpådrag kan også store spenningsavvik komme av en feiljustert fordelingstransformator eller dersom fordelingen av last på kraftnettets tre faser er ujevn. Det eksisterer i dag flere forskjellige virkemidler som kan benyttes for å motvirke spenningsavvik i distribusjonsnettet, hvor noen er mer brukt og velprøvd enn andre. Spesielt er virkemiddelet fleksibilitet løftet frem i bransjen som en mulig løsning på problemet, et konsept denne utredningen vil dykke dypere inn i.

1.2 Problemstilling

Over beskrives en kraftsituasjon preget av økt effektuttak som resulterer i større utfordringer for nettselskapene, deriblant på området spenningskvalitet. Ettersom spenningskvaliteten oftere kommer utenfor akseptable grenser, ønsker Agder Energi Nett å finne ut av hvor stort problemet

² Aenett.no, Agder Energi Nett hjemmeside

³ Flaskehals oppstår når kraftnettet ikke har tilstrekkelig kapasitet til å overføre nok elektrisk kraft.

med spenningsavvik er i det lavspente distribusjonsnettet og om fleksibilitet kan være et godt virkemiddel sammenlignet med dagens praksis for håndtering av spenningsavvik. Med dette i fokus har utredningen utarbeidet følgende problemstilling;

Hva er de økonomiske og tekniske konsekvensene ved å benytte fleksibilitet sammenlignet med å trinne fordelingstransformator, bygge nett og å kaste om på faser som virkemidler mot spenningsavvik?

For å besvare problemstillingen vil utredningen hente inn data fra AEN sine systemer for å kartlegge problemets størrelse, for videre å kunne vurdere behovet for håndtering av spenningsavvik. Videre vil også utredningen foreta tekniske simuleringer og økonomiske beregninger på case i AEN. Problemstillingen vil bli ytterligere beskrevet i kapittel 4.1 *Utdyping av problemstilling*.

1.3 Relevans

Tidligere har vi beskrevet et kraftnett preget av økt elektrifisering, høyere effektuttak og mer lokal produksjon, noe som skaper store spenningsvariasjoner i distribusjonsnettet. I tilfeller der spenningsvariasjonen kommer utenfor forskriftskrav (spenningsavvik) er nettselskapet pliktig til å utbedre dette. Tradisjonelt sett er dette løst ved en forsterkning i nettet i form av nettutbygging eller reinvestering, noe som er svært kostbart. For å innfri forskriftens lovbestemmelse om en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av nettet er det derfor relevant å se på andre rimeligere virkemidler for håndtering av spenningsavvik i distribusjonsnettet. Denne oppgaven vil ta for seg enkelte av disse virkemidlene noe som gjør oppgaven aktuell.

I samarbeid med AEN er virkemidlene trinning av fordelingstransformator, kaste om på faser og fleksibilitet av spesielt interesse. Gitt de store tekniske og økonomiske utfordringene ser vi problemstillingen som relevant både for AEN og samfunnet, da mulige resultater medvirker til en mer samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av kraftnettet med reduserte kostnader og som samtidig øker leveringskvaliteten slik at spenningskvaliteten er i henhold til forskrift.

RME er også ute med et høringsdokument for endring i nettleiestrukturen i lavspente distribusjonsnett. Her ønskes det en endring til en nettleiestruktur som i større grad skal gjenspeile

kostnadene i kraftnettet. Endring i nettleiестrukturen er et annet virkemiddel som også kan medvirke til reduksjon i spenningsvariasjonen. Dette er ikke noe utredningen vil gå dypere inn på, men som bekrefter temaets relevans (RME, 2020).

Det foreligger på nåværende tidspunkt ingen tidligere forskning på temaet, der virkemidlene gitt i problemstillingen benyttes for å redusere spenningsavvik i distribusjonsnettet. Å gå i dybden på enkeltcase hos nettselskapet kan gi et viktig bidrag til diskusjonen rundt fleksibilitet som et virkemiddel og økt kunnskap om temaet. Dette kan bidra til å gi nettselskapene et bedre beslutningsgrunnlag for sine valg angående utvikling av kraftnettet.

1.4 Avgrensninger

Denne utredningen er avgrenset til det lavspente distribusjonsnettet. Det vil si at utredningen ser på utfordringer med spenningskvaliteten fra nettstasjonen og ut til sluttkunden. Det avgrenses også til kun å se på områder med forbrukergrupper utenom kraftkrevende industri. I FOL er utredningen avgrenset til å se på spenningsavvik fra leveringskvalitetsforskriftens paragraf §3-3 om langsomme variasjoner i spennings effektverdi. Det vil si at utredningen undersøker tilfeller der spenningsverdiene er utenfor intervallet fra 207V – 253V. Undersøkelser av problemets størrelse er avgrenset til perioden det foreligger tilstrekkelig data, det vil si fra 01.01.17 – 01.04.21. Angående undersøkelse av case er perioden avgrenset til å gjelde 01.01.21 – 01.03.21. Det er størst relevans i vintermånedene grunnet stor hyppighet av spenningsavvik. Perioden er begrenset til 01.03.21 for å ha tilstrekkelig tid til å analysere og validere utredningens funn.

De økonomiske beregningene vil ikke inkludere inntektsrammemodellen og omfordelingsnøkkelen. Den benyttes hos nettselskap for å jevne ut urettferdige forhold ved investeringer i nettet. Da fleksibilitet i denne modellen regnes som en driftskostnad, ville den påvirket resultatet i den retningen at fleksibilitet kommer dårligere ut enn de andre tiltakene. Dermed ville validiteten i resultatet ikke vært ivarettatt. De økonomiske beregningene vil kun undersøke verdien av å utsette investering knyttet til virkemidlene. Denne verdien vil bli sett på som den øvrige betalingsvilligheten for eksplisitt forbrukerfleksibilitet fra nettselskapets perspektiv.

Utredningen undersøker kun virkemiddelene som er presentert i problemstillingen. Det betyr at andre virkemidler, eksempelvis batterier, ikke inkluderes. Batterier i nettet er et annet spennende virkemiddel for håndtering av spenningsavvik som blir nevnt, men ikke undersøkt i denne utredningen. Dette er et etablert tema som det foregår egne piloter på i dag. Virkemiddelet fleksibilitet som er presentert i problemstillingen er derimot mindre undersøkt. Spenningsavvik som skyldes andre driftsrelaterte feilsituasjoner i nettet som eksempelvis klemmefeil, fasebrudd osv. vil heller ikke bli undersøkt i denne utredningen.

1.5 Utredningens oppbygging

Under gis en visuell fremstilling av utredningens oppbygging. Her presenteres en kort beskrivelse av de delene som introduseres i de ulike kapitlene.

Kapittel 1 Innledning og rammesetting	<ul style="list-style-type: none"> • Beskriver kort hovedtema, bakgrunn, problemstilling relevans og avgrensninger.
Kapittel 2 Bransje og case	<ul style="list-style-type: none"> • Gir en innføring i det norske kraftnettet, casen, nettselskapets rolle, AMS-målere og casebedriften med dets nettinformasjonssystemer.
Kapittel 3 Konseptuelt rammeverk	<ul style="list-style-type: none"> • Gir en innføring i det teoretiske grunnlaget for utredningen.
Kapittel 4 Metode	<ul style="list-style-type: none"> • Utredningens metodiske tilnærming gjøres rede for, samt en diskusjon av utredningens validitet og reliabilitet.
Kapittel 5 Problemets størrelse og dagens virkemidler	<ul style="list-style-type: none"> • Redegjør for hvor stort problemet med spenningsavvik er og hvilke virkemidler som benyttes i dag.
Kapittel 6 Analyse	<ul style="list-style-type: none"> • Utredningens funn. Innebærer tekniske- og økonomisk analyser av hver case.
Kapittel 7 Diskusjon	<ul style="list-style-type: none"> • Utredningens funn diskuteres.
Kapittel 8 Konklusjon	<ul style="list-style-type: none"> • Konkluderende avslutning med utredningens begrensninger og forslag til videre studier.

2. Bransje og case

I dette kapittelet gis det en innføring i utredningens tilhørighet til kraftbransjen og en utdypende forklaring av caset. Innledningsvis gis det en beskrivelse av kraftnettets oppbygning og virkemåte hvor det presiseres i hvilken del av kraftsystemet denne utredningen vil konsentrere seg om. Videre gis det en innføring i sikker elektrisitetsforsyning, nettselskapets rolle, AMS-målere, nettinformasjonsystemer og casebedriften Agder Energi Nett.

2.1 Det norske kraftnettet

Det norske kraftnettet er et stort og komplekst system som strekker seg utover Norges landegrense som en del av det nordiske kraftnettet. Kraftnettets funksjon er å transportere elektrisk energi fra produksjon til sluttbruker i de tider og mengder som sluttbrukeren ønsker. For å sikre akseptabel leveringskvalitet må kraftnettet dimensjoneres med tilstrekkelig kapasitet for å kunne håndtere toppene i kraftforbruket og kraftproduksjon. I tillegg må det kunne håndtere variasjon i forbruk og produksjon, samt import og eksport av kraft over store avstander og over lengre tid (Olje- og energidepartementet, 2019; Olje- og energidepartementet, 2012).

Nesten all kraftproduksjon i Norge kommer fra vannkraft, som på grunn av ressursenes beliggenhet ofte er lokalisert langt fra bebyggelse. Dette fører med seg et kraftnett med stor utstrekning. Fra de store vannmagasinene i Sørvest-Norge og Nord-Norge overføres den elektriske energien til andre deler av landet og til våre naboland (Olje- og energidepartementet, 2019). På grunn av denne store avstanden mellom produksjon og forbruk er kraftnettet delt inn i ulike spenningsnivåer for å redusere tapet i nettet. Tap i nettet oppstår ettersom det krever energi å transportere den elektriske energien i kraftledninger. Av den grunn vil tapet øke med avstanden. Tap i kraftnettet skjer også ved transformatorstasjoner der spenningen transformeres opp eller ned. Det samlede tapet i kraftnettet ligger på om lag 10% hvorav rundt halvparten oppstår i det lokale distribusjonsnettet. Tapet består både av et reelt ohmsk tap og et reaktivt tap som på grunn av fysiske lover ytres som spenningsfall (Rosvold, 2019a; Olje- og energidepartementet, 2012). Tapet i nettet er uttrykt som;

$$\Delta P_{tap} = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \cdot R \left(\frac{S}{U}\right)^2 = \frac{3 \cdot R}{U^2} (P^2 + Q^2)$$

Formel 1: Aktivt effekttap i kraftnettet

R = Elektrisk motstand [Ω]

P = Aktiv effekt [W]

I = Strøm [A]

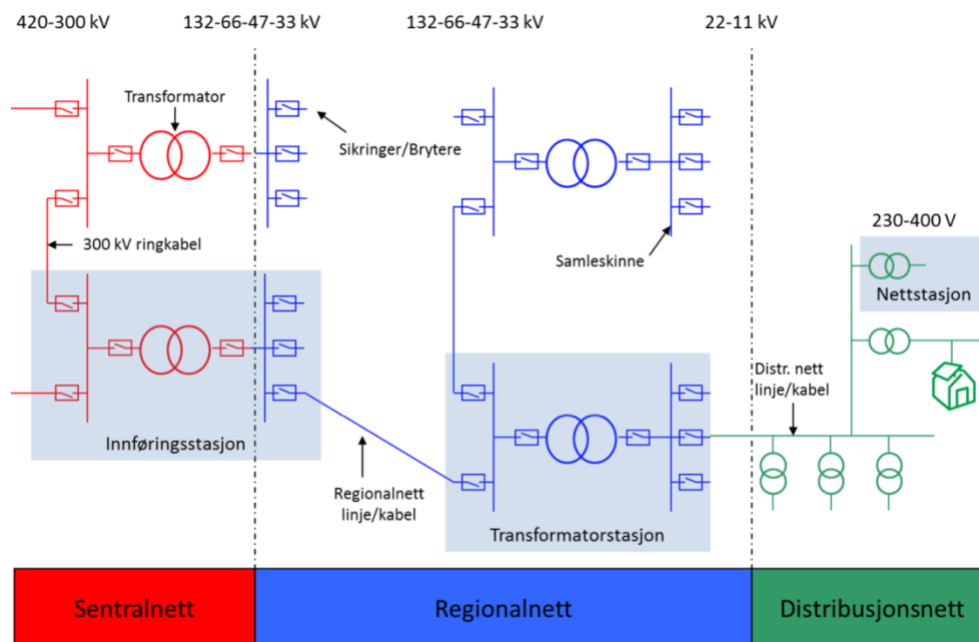
Q = Reaktiv effekt [VAr]

U = Spenning [V]

S = Tilsynelatende effekt [VA]

Formel 1 viser tapet i nettet, som består av den elektriske motstanden (R) og strømmen (I). Som formelen viser, vil tapet i nettet øke i takt med økt energibruk der en dobling av strømmen vil føre til en firedobling av tapet. Tapet og spenningsfallet i nettet vil derfor være størst i vintermånedene når energiforbruket er størst. På grunn av fysiske lover kan også tapet uttrykkes som omvendt proporsjonale med kvadratet av spenningen. Det vil si at desto høyere spenning er, desto mindre blir tapet i nettet (Olje- og energidepartementet, 2012).

De ulike spenningsnivåene i kraftnettet i Norge er henholdsvis transmisjonsnettet (sentralnettet), regionalnettet og distribusjonsnettet. Både regional- og distribusjonsnettet blir sett på som distribusjonsnett i henhold til Eu regelverket (Olje- og energidepartementet, 2019). En struktur av det norske kraftnettet er vist i figur 2 under (Sand & Heegaard, 2015).



Figur 2: Det norske kraftnettets struktur (Sand & Heegaard, 2015).

Transmisjonsnettet, tidligere også kaldt sentralnettet innehar det høyeste spenningsnivået i Norge med en spenning fra 132kV og opp til 420kV. Nettet er dominert av 300kV og 420kV, men også

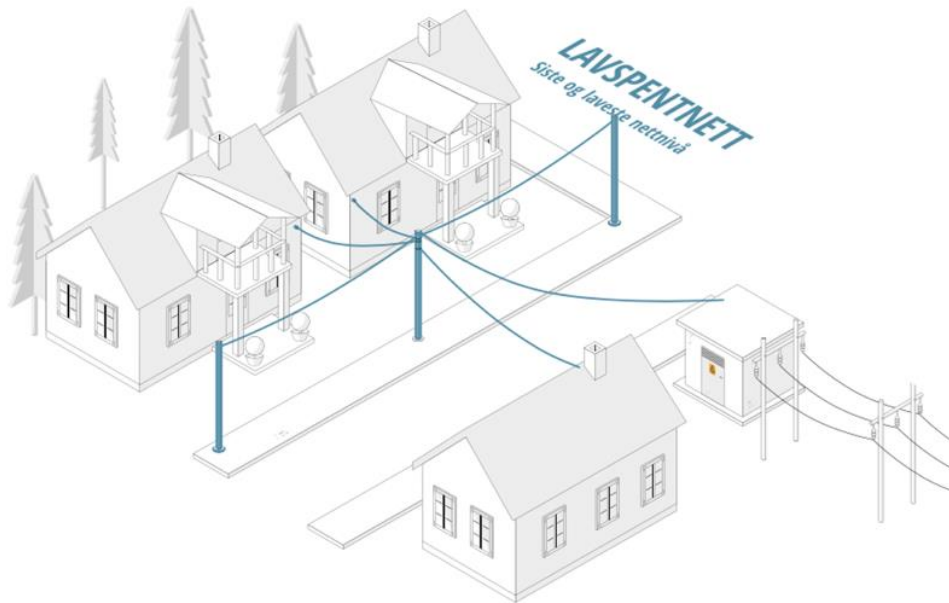
noe 220kV og 132kV enkelte steder i landet. Alle kraftlinjer med en spenning fra 200kV og høyere er å anse som transmisjonsnett. Transmisjonsnettene er selve hovednettet (motorveiene) for overføring av elektrisk energi som kobler kraftprodusenter med sluttbrukere. Også den landbaserte delen av alle utenlands kabler og luftnett er en del av Transmisjonsnettene som kobler Norge til våre naboland. Transmisjonsnettene består av ca. 11 000km masket nett, som betyr at strømmen kan gå flere veier til et punkt i nettet. Statnett SF er operatør og største eier av transmisjonsnettene med i overkant av 95% eierandel. Statnett SF er i tillegg utpekt som systemansvarlig i det Norske kraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2019; Rosvold, 2019b; Riibe, Nielsen, & NVE, 2010).

Fra transmisjonsnettene transformeres spenningen ned til regionalnettet via innføringsstasjoner⁴. Regionalnettet er bindeleddet mellom transmisjonsnettene og distribusjonsnettene, og innehar et spenningsnivå fra 33kV til 132 kV med en utstrekning på ca. 19 000km (Olje- og energidepartementet, 2019).

Distribusjonsnettene er det lokale nettet som forsyner sluttbrukeren. Fra regionalnettet transformeres spenningen ned via transformatorstasjoner til distribusjonsnettets spenningsnivå på 22kV, 11kV eller lavere spenningsnivå. Distribusjonsnettene deles inn i henholdsvis høyspent distribusjonsnett og lavspent distribusjonsnett (lavspenningsnett) hvor skillet går ved 1000V vekselspenning. Det høyspente distribusjonsnettene har et spenningsnivå fra 1kV til 22kV med en utstrekning på ca. 100 000km. Via transformatorbokser, også kaldt nettstasjoner, transformeres spenningen ned fra høyspent distribusjonsnett og ned til lavspent 400V TN eller 230V IT eller TT nett (NVE, 2015a; Olje- og energidepartementet, 2019; Energifakta Norge, 2019).

Denne utredningen skal som tidligere nevnt ta for seg tiltak for håndtering av spenningsavvik i det lavspente distribusjonsnettene, som dermed ser på tiltak fra nettstasjon og frem til sluttbruker. Det lavspente distribusjonsnettene er illustrert i figur 3 (Agder Energi Nett, 2021b).

⁴ Innføringsstasjoner er større transformatorstasjoner i transmisjonsnettene som transformerer ned spenningen fra transmisjonsnettetsnivå til regionalnettetsnivå (Rosvold, 2019b).



Figur 3: Illustrasjon av lavspentnettet (Agder Energi Nett, 2021b).

2.2 Case

Dagens kraftnett utvikler seg i retning av et stadig mer komplekst system. Det står nå midt i en overgang fra det tradisjonelt sentraliserte enveis systemet, fra produksjon til kunden, mot et desentralisert og komplekst system der sluttkunden også kan produsere elektrisitet. Med mer fornybar energi i nettet, også fra forbruker siden, blir det mer fokus på å sikre leveransen av elektrisitet. Sikker elektrisitetsforsyning kan delers inn i fire hoveddeler (Sperstad, Degefa, & Kjølle, 2020);

- | | |
|---------------------------|--------------------------|
| 1. Energi tilgjengelighet | 3. Leveringspålitelighet |
| 2. Strømkapasitet | 4. Strøm kvalitet |

Energitilgjengelighet omhandler kraftsystemets evne til å levere etterspurt kraft. Energimangel eller underskudd i energisikkerhet preges av redusert elektrisitetsproduksjon på grunn av mangel på primærenergiressurser som blant annet vann, vind og gass. Strømkapasitet omhandler kraftnettets evne til å levere strøm til momentan etterspørsel. Kapasitetsmangel eller underskudd i

kapasitet preges av mangel på tilgjengelig generering- og/eller overføringskapasitet. Leveringspålitelighet handler om kraftsystemets evne til å levere strøm til sluttkunden. Denne er relatert til frekvensen og varigheten av avbrudd i strømforsyningen på grunn av feil i kraftsystemet. Til slutt har man strømkvalitet, som omhandler kvaliteten av den leverte spenningen i forbindelse med underlagte kriterier. Strømkvalitet kan videre bli klassifisert inn i spenningskvalitet, spenningsstørrelsen og spenningens bølgeform (Sperstad et al., 2020). Dette avviker noe fra definisjonen fra SINTEF Energi & Energi Norge (2021). Denne definisjonen vil bli presentert i kapittel 3.1 *Spenningskvalitet*.

Fleksible resurser i distribusjonssystemet som batterier, el-kjøretøy og forbrukerfleksibilitet blir viktige i fremtiden grunnet ny uregulerbare fornybar energi som kobles til nettet. Fordeler med disse ressursene er at de ofte inkluderer en forbedring av aspektene kraftsystem pålitelighet, sikkerhet, stabilitet og strøm kvalitet. Disse fordelene blir riktignok ofte bare nevnt i litteraturen og dermed ikke undersøkt gjennom kvantitative analyser (Sperstad et al., 2020). Som forklart over er det flere aspekter knyttet til sikker elektrisitetsforsyning, der fleksibilitet kan spille en rolle. Spenningsavvik er et uønsket fenomen som kan føre til svekket strømkvalitet og derav svekke sikker elektrisitetsforsyning. Denne utredningen fokuserer som tidligere nevnt på fleksibilitet i det lavspente distribusjonsnettet og avgrenses til spenningskvalitet under sikker elektrisitetsforsyning.

2.3 Nettselskapets rolle

Nettselskap har leveringsplikt innenfor Forskriften om leveringskvalitet i kraftsystemet. Dersom en kunde har store spenningsavvik er nettselskapene pliktig til å utbedre situasjonen dersom kunden leverer inn en klage. Dette gjøres normalt sett ved å bygge mer nett, noe som er relativt dyrt. Dermed er det ønskelig å se på andre tiltak for håndtering av spenningsavvik i lavspenningsnettet.

Grensene for akseptabel spenningskvalitet er i dag fastsatt og regulert gjennom forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, også kalt leveringskvalitet forskriften (§9-1), eller FOL ble fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat, videre kalt NVE, i 2004. Denne har hjemmel i forskrift 7 nr.959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m., også kaldt energiloven (§10-6) (Leveringskvalitetforskriften, 2004, §9-1).

Formålet med leveringskvalitetsforskriften er;

«Forskriften skal bidra til sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt»

(Leveringskvalitetsforskriften, 2004, §1-1)

Forskrift om leveringskvalitet er gjeldene for alle som enten helt eller delvis eier, drifter eller bruker elektriske anlegg eller elektrisk utstyr som er tilknyttet det norske kraftnettet med enkelte unntak, samt den som i henholdt til energiloven er utpekt som systemansvarlig. I praksis er dermed forskriften gjeldene for både nettselskap herunder Agder Energi Nett, virksomheter og sluttbrukere. I tillegg er forskriften gjeldene for Statnett SF som innehar systemansvaret og som eier, drifter og bygger ut det sentrale kraftnettet i Norge. Forskriften er ikke gjeldene for jernbaneanlegg med frekvens på $16 \frac{2}{3}$ Hz, likespenningsanlegg eller på norsk sjøterritorium (Leveringskvalitetsforskriften, 2004, §9-1).

I §3-3 fastsettes grensene for langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi, hvor grensen er satt til et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning. I et lavspent fordelingsnett med nominell spenning 230V er dermed nedre og øvre grense for akseptabel spenningskvalitet henholdsvis 207V og 253V. Nettselskap er ansvarlig for å opprettholde en tilfredsstillende spenningskvalitet iht. Forskrift om leveringskvalitet, altså levere en spenning med variasjon mindre en $\pm 10\%$ av nominell spenning (Leveringskvalitetsforskriften, 2004, §9-1).

Under ansvaret for å levere kraft til kundene stilles det som sagt krav til leveringskvalitet (Leveringskvalitetsforskriften, 2004, §3). Denne består blant annet av leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Dermed skal nettselskapene sikre at man har sikker tilgang til elektrisk energi, samt at denne energien er av god nok kvalitet til å bli anvendt. Dette sikres gjennom å bygge, drifte og vedlikeholde nettet slik at det til enhver tid dekker kapasitetsbehovet. Dette er dyre investeringer for de som skal bygge, men også for kundene som skal betale nettleien (Agder Energi, 2019).

Ettersom nettselskapene har monopol i sitt konsesjonsområde (Hofstad, 2019), blir inntektene fra nettleien regulert av myndighetene med årlige inntektsrammer. NVE sjekker at inntektene fra

nettleien ikke overskrider det nettselskapene har lov til å ta seg betalt av sine kunder. Nettleien består av et energiledd, fastledd og effektledd. Energileddet reflekterer kostnadene ved kundens bruk av nettet. Ved overføring av strøm utvikles varme, altså tap av energi. Energileddet skal reflektere disse tapskostnadene ved overføring av strøm. Leddet skal avspeile de marginale tapskostnadene slik at nettselskapene effektivt kan utnytte og utvikle nettet. For å dekke de faste kostnadene i nettet, samt sørge for en rimelig avkastning på investeringene i nettet har man også tariffledd i nettleien. Disse deles opp i fastledd og effektledd. Et fastledd er en definert sum per år som skal dekke kundespesifikke kostnader og en andel av de øvrige faste kostnadene i nettet. Effektleddet er beregnet fra kundens effektuttak i en bestemt periode. Nettselskap trenger ikke å benytte et effektledd. Dersom de benytter et effektledd så er det for kunder som er effektavregnet, som i hovedsak gjelder næringskunder, men benyttes også i distribusjonsnettet for husholdninger der timemåling er installert for alle (NVE, 2015b).

Dersom en kunde henvender seg til nettselskapet ved misnøye med spenningskvaliteten, skal de kunne få informasjon om relevant regulering av leveringskvaliteten. Dette er fastsatt i leveringskvalitetsforskriften §2-5. I denne paragrafen slås det fast at nettselskapet skal så fort som mulig, og senest én måned etter forespørsel fra kunde, informere om en foreløpig vurdering av kundens spenningskvalitet og eventuell fremdriftsplan for å løse problemet. Basert på faktiske målinger fra gitte punkt i nettet, skal nettselskapet på skriftlig forespørsel fra kunden informere om nivå av langsomme spenningsvariasjoner, flimmerintensitet, grad av spenningsusymmetri og overharmoniske spenninger. Videre skal nettselskapet så fort som mulig og senest innen fire måneder informere kunden om hvem som er utbedringsansvarlig. Dersom spenningskvaliteten varierer med mer enn 10 % over eller under det avtalte spenningsnivået, kan kunden be om at dette skal utbedres. Dersom nettselskapets anlegg er skyld i at bestemmelsene i forskriften ikke overholdes, skal de utbedre forholdet uten ugrunnet opphold (Leveringskvalitetsforskriften, 2004, §2-1).

2.4 AMS-målere

I 2011 ble det vedtatt at alle strømkunder skulle få installert smarte målere (AMS målere). Fristen for denne installasjonen ble satt til 1. Januar 2019. Da fristen gikk ut hadde 97% av alle målepunktene fått installert AMS-måler og det er ventet at tallet vil gradvis nærme seg 100% innen

2021 (Venjum, 2019). Det er nettselskapene som har vært ansvarlige for å installere og finansiere disse. Kostandene for målerne dekkes av alle nettkunder i form av økt nettleie (NVE, 2015).

AMS målerne gir forbrukeren mulighet til å få oversikt over eget strømforbruk. Dette får man igjennom en utgang på måleren kalt HAN-porten (Hoe Area Network). Ved forespørsel til nettselskapet får man som kunde tilgang til denne og kan da hente ut detaljert informasjon om sitt eget effektuttak, strømforbruk den siste timen, spenningsnivå og eventuell overskuddskraft som mates inn i nettet fra egen produksjon (f.eks. solceller) for plusskunder. Denne dataen vil bli oppdatert hvert 10. sekund og er kun tilgjengelig for kunden, med mindre kunden har avtalt noe annet med andre aktører. For strømkundene kan denne informasjonen brukes til å tilpasse strømforbruket, noe som kan føre til lavere nettleie (NVE, 2015c).

AMS målere er nødvendige for at nettet skal bli mer moderne. AMS målerne har mange funksjonaliteter der de blant annet kan registrere strømforbruket time for time, automatisk avlesning og korrekt avregning. I tillegg gjør AMS måleren det enklere å bytte kraftleverandør. For nettselskapene muliggjør AMS målerne å hente ut større mengde informasjon om det som skjer nært kunden i strømmettet. Dette bidrar til å drifte nettet mer effektivt, noe som over tid kan føre til lavere nettleie. Nettselskapene kan med denne informasjonen raskere lokalisere og opprette feil, oppnå færre spenningsavvik, jordfeil og strømvavbrudd i overføringsnettet (NVE, 2015c). Dermed utgjør datagrunnlag fra disse smartmålerne en viktig del av denne utredningen.

2.5 Nettinformasjonssystem

For å besvare problemstillingen tar oppgaven i bruk AEN sine nettinformasjonssystemer (NIS) for informasjonsinnhenting, samt simulering. Oppgaven benytter NIS systemene Powel NetBas og Powel ADMS.

2.5.1 Powel NetBas

Powel ASA sitt NIS-system NetBas har vært en markedsleder innen nettforvaltning i over 30 år og har i mange år vært brukt av AEN, NVE og flere andre norske nettselskap. Systemet gir en visuell fremvisning av kraftnettet med tilhørende komponenter og benyttes av nettselskap over hele Norden for dokumentasjon av kabelnett. I databasen finnes eksempelvis informasjon om hvem som er konsesjonær, tidspunkt for idriftsettelse og tekniske data på kraftlinjer og kabler,

transformatorer, generatorer, bryteranlegg osv. Ettersom denne type informasjon anses som kraftsensitiv data er alle utklipp fra simuleringer sladdet for sensitiv informasjon som stedsnavn, anleggsnummer osv.

NetBas er et GIS basert nettinformasjonssystem, noe som betyr at innholdet er geografisk befestet. Systemet brukes som et verktøy for planlegging, drift, utbygging og vedlikehold av kraftnettet. NetBas inneholder gode simulerings- og analyseverktøy og kan fremvise resultater oversiktlig og visuelt gjennom kart, grafer og linjediagram. Av NetBas sine mange funksjonaliteter vil denne utredningen primært benytte lastflyanalyser og prosjektering av anleggsløsninger. En lastflyanalyse er en simulering der feilsituasjonen kan gjenskapes og spenningsavviket synliggjøres. I analysen kan spenningsnivået på transformatoren reguleres, komponenter kan skiftes ut og forbruket til sluttbrukerne i kretsen kan forandres. På den måten kan en slik analyse benyttes for å undersøke hva som skjer med spenningsnivået hos sluttbrukeren dersom man trinner transformatoren, reduserer lasten i kretsen eller bygger en ny anleggsløsning (NVE 2020, Powel ASA 2020a). Denne utredningen vil ved bruk av dette verktøyet derfor kunne besvare problemstillingen ved å analysere case i AEN som innehar spenningsavvik.

2.5.2 Powel ADMS

NIS systemet ADMS, et akronym for «Advanced Distribution Management System», er en programvareløsning for den operative driften av kraftnettet. I forbindelse med nettoperasjoner er programvaren et godt hjelpemiddel for driftsoperatørene. Programvaren gjør varsling av berørte sluttkunder enklere ved planlagte koblinger og driftsforstyrrelser. Verktøyene muliggjør også raskere planlegging, koordinering og implementering av nettarbeid i kart, samt mer effektiv feilhåndtering og forbedret informasjonsflyt. Dette resulterer i kostnadsbesparelser og mer effektiv feilretting.

ADMS systemet monitorerer kraftnettet 24/7 året rundt og byr på en visuell fremvisning av kraftnettet med flere ulike applikasjoner, som eksempelvis visuell fremvisning av områder i kartet med driftsforstyrrelser eller koblingsarbeid. Systemet viser også andre type hendelser i nettet som over- og underspenninger eller områder med fasebrudd. Systemet viser kraftnettet på regionalt nivå, høyspent distribusjonsnivå og lavspenning fordelingsnett. Systemet henter inn informasjon fra andre NIS-systemer som NetBas, OpenNIS og GeoNIS i tillegg til data fra sluttbrukernes AMS

måler. Ved oppkobling mot sluttkunders AMS måler kan systemet blant annet vise sluttbrukerens strøm- og spenningsverdier og effektuttak. Denne type informasjon vil i denne oppgaven bli brukt for analyse av virkemidlenes effektivitet mot spenningsavvik i lavspenningsnett (Powel, 2020b).

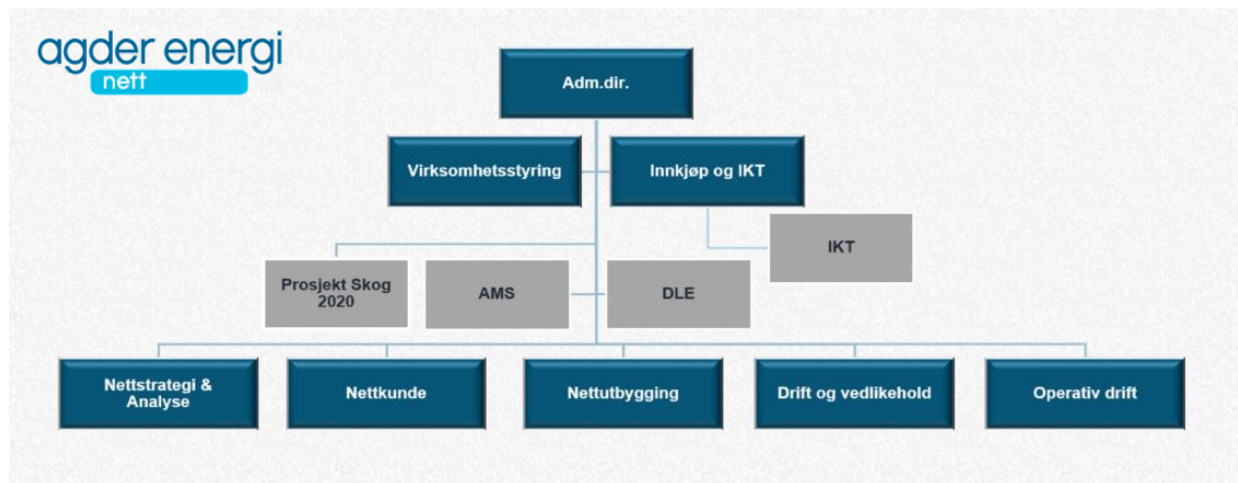
2.6 REN

I denne utredningen benyttes bransjeveilederen Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet, forkortet REN. REN er et norsk selskap som arbeider med standardisering av materiell og arbeidsmetoder i norske nettselskap innenfor områdene prosjektering, montasje, drift og vedlikehold. Gjennom tett samarbeid med bransjen har selskapet utviklet REN-blader hvor kunnskap og retningslinjer blir formidlet. I denne utredningen er slike REN-blader benyttet for innhenting av informasjon. I tillegg benyttes REN KALKYLE, et kalkyleverktøy for beregning av kostnader. I kapittel 6. *Analyse*, vil dette kalkyleverktøyet anvendes for å beregne kostnader ved ulike anleggsløsninger (REN, 2021).

2.7 Agder Energi Nett – Casebedrift

Denne masteroppgaven blir skrevet i samarbeid med nettselskapet Agder Energi Nett. AEN er Norges fjerde største nettselskap med konsesjonsområdet i Agder hvor de overfører energi til 207 300 nettkunder, spredt over et forsyningsområde på 25 kommuner og 16 493 km². Selskapet både eier og har driftsansvaret for regional- og distribusjonsnettet i Agder som til sammen har en lengde på 22 100 km, bestående av både linjer og kabler. I tillegg til linjer og kabler består kraftnettet til AEN av totalt 8 330 nettstasjoner og 79 større transformator- og koblingsstasjoner. AEN har hovedkontor på Stoa i Arendal og består av ca. 170 ansatte (Agder Energi Nett, 2020c). Selskapet er et naturlig monopol ettersom det er lite samfunnsmessig økonomisk å bygge flere kraftnett i samme området. Dette gjør at selskapet er regulert gjennom reguleringsmyndigheten (RME) i NVE. RME regulerer både pris og leveringskvalitet på den overførte kraften, og har som funksjon å sikre en samfunnsmessig rasjonell måte å utnytte samt bygge ut kraftnettet på (Reguleringsmyndigheten (RME), 2015).

Av figur 4 ser vi nettselskapets organisasjonskart (Agder energi Nett, 2020c). Denne oppgaven er fremmet i seksjon Nettstrategi & Analyse, med støtte fra ressurspersoner i seksjon Nettutbygging, Drift & Vedlikehold samt Operativ drift. Oppgaven blir også sett på som AEN sitt bidrag i forskningsprosjektet Norflex som Agder Energi er en del av, hvor hensikten er å utforske virkemiddelet fleksibilitet i kraftnettet.



Figur 4: Organisasjonskart, Agder Energi Nett (Agder energi Nett, 2020c).

AEN er et selskap i Agder Energi konsernet, et energikonsern som foredler og forvalter fornybar energi. Deres virksomhet består i hovedsak av kraftproduksjon, energi distribuering og salg av fornybar energi. Agder Energi holder til på Sørlandet med hovedkontor i Kristiansand og består av 1020 ansatte, fordelt på operative-, merkantile-, tekniske- og ledelses baserte jobber. De er eid av alle 25 kommunene i Agder, samt Statkraft som største aksjonær med 45,525% eierandel. Konsernet er organisert i fem resultatområder som skal gjenspeile konsernets kjernevirksomhet og verdiskaping, nemlig Fornyelse, Produksjon, Distribusjon, Kraftforvaltning, Kunde og Forskning og utvikling (Agder Energi, 2020).

Agder Energi er Norges fjerde største kraftprodusent med en gjennomsnittlig kraftproduksjon på 8,1TWh, noe som tilsvarer ca. 5% av Norges totale energibehov. All kraft produsert av Agder Energi er 100% fornybar, hvor nesten all kraft kommer fra konsernets 49 hel- og deleide vannkraftverk, resterende kommer fra fjernvarme. Kraftverkene er lokalisert i både Vest- og Aust-Agder samt deler av Sørvest-Telemark, med tilknytning til de store vassdragene i fylkene (Agder energi, 2020; Agder Energi Vannkraft, 2020).

3. Konseptuelt rammeverk

I dette kapitlet beskriver utredningen det konseptuelle rammeverket som ligger til grunn for videre analyser. Innledningsvis gis det en beskrivelse av utredningens fokusområde, spenningskvalitet. Videre forklares gis det en innføring i transformatorer og fleksibilitet. Siste del av kapitlet omhandler det økonomiske aspekt med en innføring i kapitalkostnadsteori og prosjektanalyse. Disse økonomiske aspektene er relevante i denne sammenhengen da utredningen vil undersøke lønnsomheten av investeringer gjort av et nettselskap. Ettersom prisen på fleksibilitet ikke er kjent, benyttes kapitalkostnaden til en investering som et bilde på hvor mye man kan bruke på fleksibilitet for at det skal være lønnsomt.

3.1 Spenningskvalitet

Spenningskvalitet handler om den elektriske energien sin anvendelighet. Spenning må altså være innenfor en viss kvalitet for at den skal kunne brukes, da dårlig kvalitet på spenningen kan føre til konsekvenser som flimring/blinkning i lys, eller at elektriske apparater ikke fungerer, ødelegges eller tar fyr (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016).

Elektrisk spenning måles i Volt [V] hvor spenningsnivået er fastsatt av nettselskapet mens strøm måles i ampere [A] og påvirkes av sluttbrukerens effektpådrag. Spenning og strøm er de to egenskapene ved elektrisiteten. Elektrisitet er en energibærer som nyttiggjøres ved at den omdannes til andre energiformer, eksempelvis lys, eller varme hos en sluttbruker. Mer generelt kan elektrisitet anvendes til både elektromagnetiske, akustiske, elektroniske og visuelle formål. Som utredningen videre vil forklare er kvaliteten på den elektriske energien avgjørende for hvor anvendelig og brukbar den elektriske energien er (Trengeid, Brekke & Parelius, 2004).

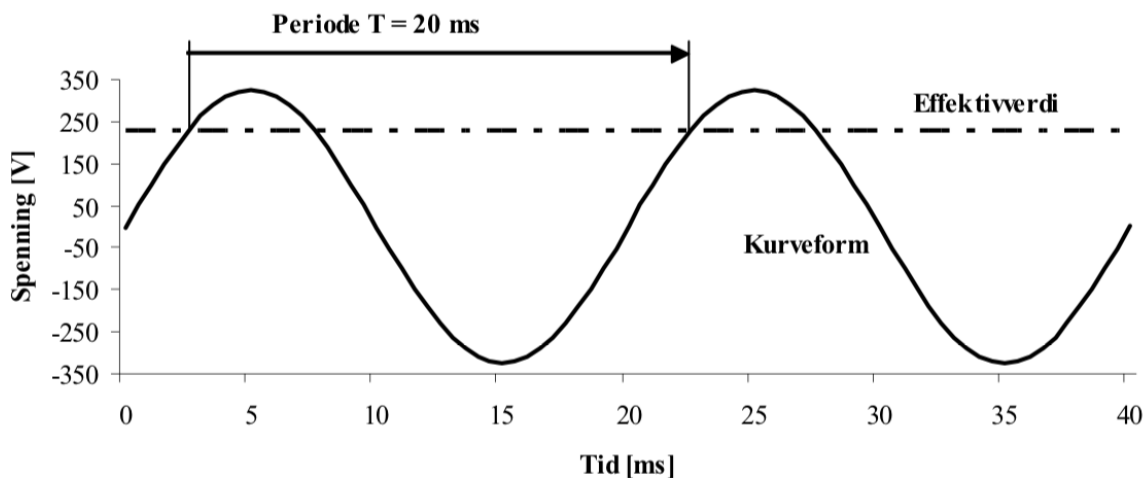
Spenningskvalitet er en del av begrepet leveringskvalitet som i tillegg til spenningskvalitet består av leveringspålitelighet som handler om hvor ofte man har tilgang på elektrisk energi og nettselskapenes behandling og informasjonsdeling til sine kunder. Med begrepet spenningskvalitet fokuseres det altså på den tekniske delen av leveringskvalitetsbegrepet som handler om kvaliteten på den elektriske energien, nærmere bestemt anvendeligheten av spenningen i stikkontakten (SINTEF, 2021; Aabakken, Nordeng, & Eggum, 2018). Begrepet spenningskvalitet er definert i *Håndbok spenningskvalitet* av SINTEF Energi og Energi Norge som;

«Spenningskvaliteten er en beskrivelse av leveringskvaliteten når det ikke er avbrudd»
(SINTEF Energi & Energi Norge, 2021, s.2)

Avbrudd er i FOL definert som;

«En tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere⁵
hvor alle forsyningsspenningene⁶ er under 5% av avtalt spenningsnivå.»
(Leveringskvalitetforskriften, 2004, §9-1).

Spenningskvalitet handler om kvaliteten på spenningen og dermed også kvaliteten på den totale elektriske energien (Leveringskvalitetforskriften, 2004, §9-1). En enkel inndeling av begreper spenningskvalitet er i *Håndbok spenningskvalitet* av SINTEF Energi og Energi Norge inndelt i tre underbegreper, nemlig Spenningens frekvens, effektivverdi og kurveform (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021). Dette er illustrert i figur 5, som viser to perioder av en ren sinusformet 50Hz vekselspenning med effektivverdi på 230V.



Figur 5: Sinusformet 50Hz vekselspenning med 230V effektivverdi (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).

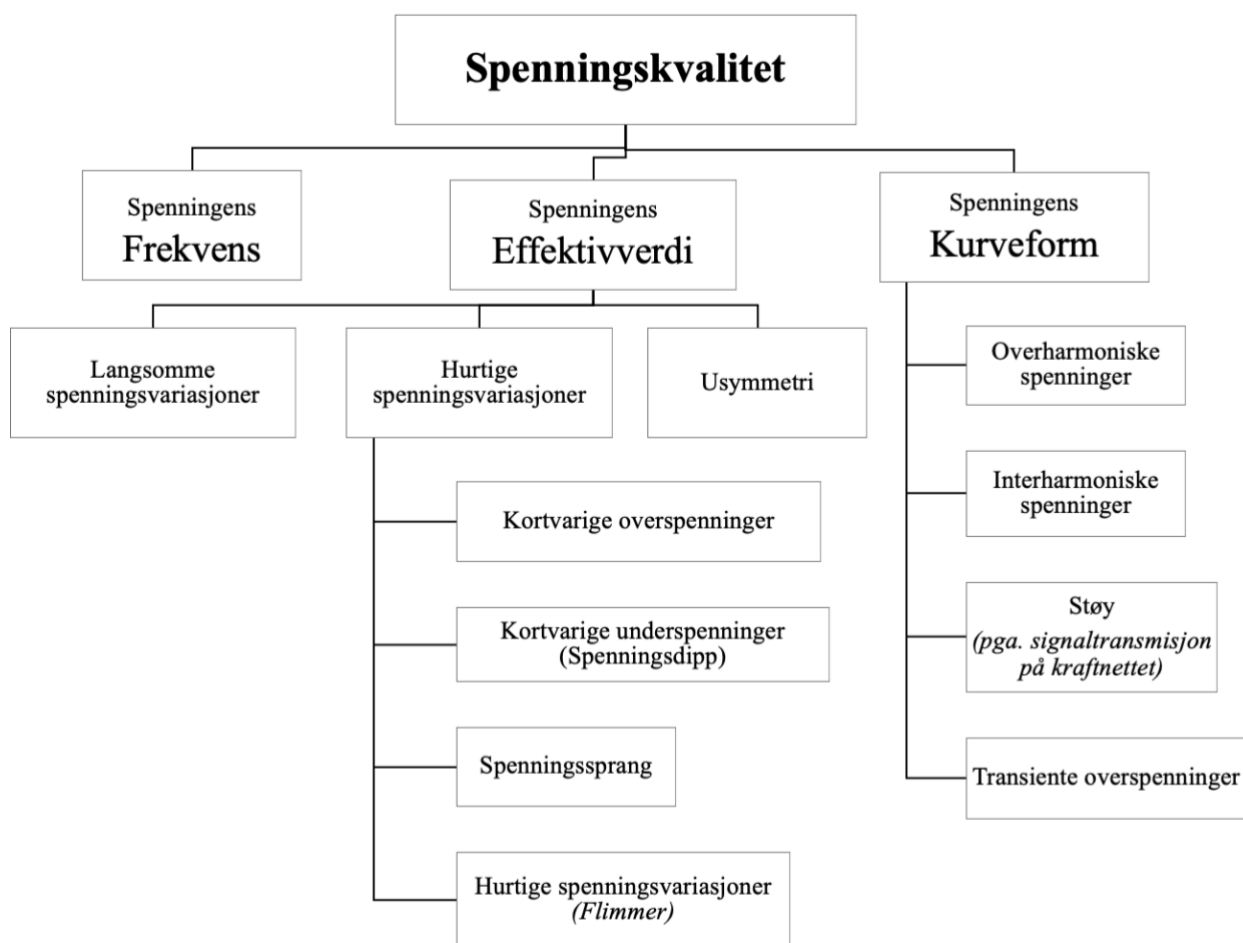
Elektriske apparater fungerer optimalt ved høy spenningskvalitet som kjennetegnes ved en ideell sinusformet kurveform, uforanderlig amplitudeverdi og konstant frekvens. Redusert spenningskvalitet som dermed kjennetegnes ved avvik fra rene sinusfunksjoner og variasjon i amplitudeverdi og frekvens kan medføre forkortet levetid på elektriske apparater, feilfunksjoner og utkoblinger. I tillegg kan det resultere i begrenset lysstyrke, blinking i lys eller i verstefall havari

⁵ En sluttbruker er en kjøper av elektrisk energi som ikke selger den videre.

⁶ Med forsyningsspennning menes den spenningen som benyttes for å forsyne et elektrisk anlegg/utstyr.

på elektriske apparater. For å opprettholde en sikker og stabil elektrisitetsforsyning der elektriske apparater og utstyr ikke ødelegges, men fungerer som tiltenkt uten å forårsake forstyrrelser med hverandre må derfor spenningskvaliteten være på et akseptabelt nivå (må ha en viss kvalitet). Av den grunn er spenningskvaliteten regulert av NVE og kraftnettet bygd for å tilfredsstille krav til spenningskvalitet gitt i FOL (SINTEF, 2021).

Det foreligger ulike fenomen som skaper forstyrrelser som medvirker til redusert leverings- og spenningskvalitet. Hver av disse fenomenene er beskrevet i FOL med gitte krav og bestemmelser. Basert på *Håndbok spenningskvalitet* har utredningen etablert et kart over begrepet spenningskvalitet med dets underbegreper og de øvrige fenomeners plassering blant disse. Dette er illustrert i figur 6 (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).



Figur 6: Spenningskvalitet og dets fenomen

Denne utredningen fokuserer som tidligere nevnt på fenomenet langsomme spenningsvariasjoner, et fenomen av spennings effektivverdi innenfor Spenningskvalitet (Se figur 6). Med langsomme spenningsvariasjoner menes helt enkelt en økning eller en reduksjon av spenningen fra dets nominelle⁷/stasjonære verdi (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021). Langsomme spenningsvariasjoner er som tidligere nevnt fastsatt i FOL §3-3, der;

«Nettselskap skal sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi, er innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som et gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt⁸ i lavspenningsnett»

Ved installasjon av måleinstrumenter (Eks. AMS måler) kan spenningsvariasjonen måles som vist i figur 7, som gir nettselskap eksakte verdier på sluttbrukerens spenning. Dette er et godt verktøy for nettselskap i arbeidet med å sikre en optimal spenning som innfrir bestemmelsene i FOL (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).



Figur 7: Målt spenningsvariasjon hos en sluttbruker i lavspenningsnett (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).

⁷ Nominell spenning er i FOL definert som spenningen et system er betegnet eller identifisert ved, og som visse driftskarakteristikker er referert til.

⁸ Tilknytningspunkt er i FOL definert som et punkt i kraftnettet der det foregår innmating eller uttak av kraft, eller utveksling mellom nettselskap.

Til forskjell fra figur 5 som viser spenningens kurveform viser figur 7 variasjonen i spenningens effektivverdi hos en sluttbruker i lavspenningsnett. Den grønne linja markerer den nominelle spenningen (ideal spenningen) på 230V. Den blå og den røde linjen markerer henholdsvis FOL sin definerte nedre og øvre grenseverdi for spenningens effektivverdi som er $\pm 10\%$ av nominell spenning, tilsvarende 207V og 253V (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).

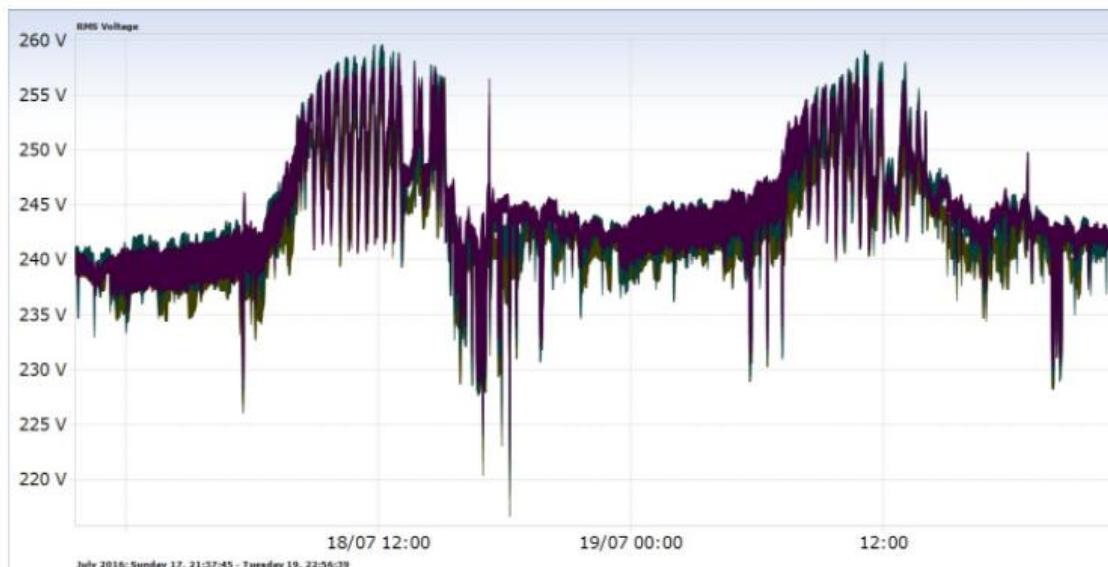
I motsetning til frekvensen som er en felles parameter for hele det nordiske kraftnettet med en nettfrekvens på 50Hz er spenning en lokal vare som påvirkes i mye større grad av lokale forhold (Energi Norge, 2018). I tilfeller der en sluttbruker trekker aktiv strøm med en perfekt sinusformet kurveform, konstant amplitudeverdi og konstant frekvens vil ikke spenningskvaliteten senkes betraktelig hos sluttbrukeren selv eller i overliggende nett, foruten spenningsfallet som kommer av belastningen i nettet. Hvis sluttbrukeren derimot trekker en spenning med redusert kvalitet kan dette som tidligere nevnt få utslag i form av redusert spenningskvalitet hos tilknyttede nettanlegg som i verstefall kan medføre havari av tilknyttede elektriske apparater (Trengeid, Brekke & Parelius, 2004).

I hvor stor grad spenningskvaliteten påvirkes som følge av lav kvalitet på overført elektrisk energi i distribusjonsnettet henger tett sammen med stivheten i nettet. Stivheten i nettet måles utfra nettets kortslutningsytelse som enkelt forklart henger sammen med hvor godt dimensjonert nettet er. Et stivt nett har høy kortslutningsytelse, mens svake nett har lav kortslutningsytelse. I godt dimensjonerte stive nett er det lav impedans⁹ (elektrisk motstand) som reduserer tapet og spenningsvariasjonen i nettet og dermed bedrer spenningskvaliteten, mens i svake nett med lav kortslutningsytelse er det høy impedans (mer tap i nettet). Svake nett påvirkes derfor i større grad ved lastendringer eller endring i kraftproduksjon og opplever større spenningsfall og tap. Det er i all hovedsak dimensjoneringen av linjer og kabler i kraftnettet, kapasiteten på transformatoren samt generator- og motorytelsen i drift som bestemmer kortslutningsytelsen (Trengeid, Brekke & Parelius, 2004; NVE, 2021a; Rosvold, 2019c).

Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi skyldes i all hovedsak belastningen i distribusjonsnettet. Store avvik fra spenningens nominelle verdi kan også skyldes svake forsyningsnett, skjevlast eller feiltrinnet transformatorer. Ved store endringer i aktiv effektflyt blir

⁹ Impedans i kraftnettet er elektrisk motstand fra blant annet linjer, kabler transformatorer, generatorer osv.

utslagene med spenningsvariasjoner problematiske, hvor både aktiv og reaktiv effekt vil påvirke spenningen. Store endringer i aktiv effektflyt skjer gjerne ved store lastutfall eller ved andre driftsforstyrrelser/planlagte koblinger i nettet som fører til utkobling, omkobling og gjeninnkobling av linjer. Problemer med spenningskvaliteten er også utbredt i spredt bebygde områder med lange radialer og mye luftnett. Slike tilfeller er gjerne preget av svake nett som forårsaker store spenningsfall (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021; Energi Norge, 2018). Også lokal distribuert produksjon påvirker spenningsvariasjonen i stor grad. Dette er illustrert i figur 8.



Figur 8: Stor spenningsvariasjon som følge av distribuert produksjon (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).

Overføringsnettet er i mange tilfeller ikke dimensjonert for økt distribuert produksjon, og dermed kan en spenningsstigning føre til en overspenning. I tilfeller der overspenningen overskrider bestemmelsene i FOL skaper dette store utfordringer for nettselskapet (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).

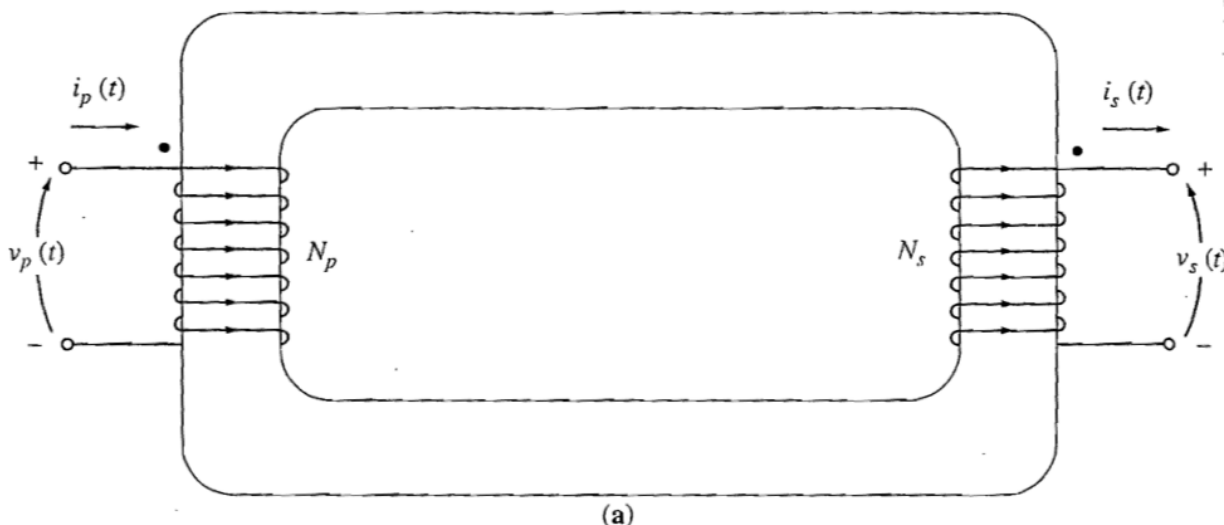
Nettselskap blir spesielt utfordret i perioder med mye kaldt vær hvor effektpådraget hos den enkelte sluttkunde er på det høyeste, dette forårsaker mange tilfeller av brudd på FOL. Når det forventes en økt elektrifisering med stadig mer kraftkrevende industri i kombinasjon med svake forsyningsnett og mer distribuert produksjon vil dette skape store utfordringer for opprettholdelse av akseptabel spenningskvalitet. Ifølge SINTEF Energi & Energi Norge (2021) har langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi likevel tradisjonelt sett ikke vært et stort problem i Norge, men ettersom utviklingen av effektforbruket hos sluttbrukere i distribusjonsnettet øker raskere enn

energiforbruket vil dette bli et stigende problem. Økt effektuttak og svake forsyningsnett er i denne sammenheng ofte årsaken til problemet (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021). Det finnes flere ulike virkemidler for håndtering av spenningsvariasjon i distribusjonsnettet. Disse tiltakene vil bli presentert i kapittel 5. *Problemets størrelse og dagens virkemidler.*

3.2 Transformatorer

Ettersom utredningen skal undersøke virkemiddelet trinning av fordelingstransformator er det nødvendig med en innføring i teori om transformatorer. Som utredningen tidligere har beskrevet krever overføring av elektrisk energi høy spenning for å redusere tapene i nettet. Spenningen må likevel være håndterbar for sluttbrukeren, noe som danner grunnlaget for at kraftsystemet er delt inn i ulike spenningsnivåer. For å kunne heve eller senke den elektriske vekselspenningen fra et spenningsnivå til et annet brukes en transformator.

En transformator, ofte forkortet til trafo, er et apparat bestående av to viklinger av elektrisk ledende materiale (vanligvis kobbertråd) rundt en felles kjerne av magnetisk materiale (vanligvis laminert jernblikk) (Riibe, Nielsen, & NVE, 2010; Saugstad, 2019). En enkel skisse av en transformators oppbygning er skissert i figur 9 (Chapman, 2012).



Figur 9: Transformatorens oppbygning (Chapman, 2012).

Figur 9 viser en transformators oppbygning. Den består av en primærside (venstre side i skissen) og en sekundærside (høyere side i skissen). Måten en transformator omgjør spenningen fra et nivå til et annet er ved bruk av elektromagnetisk induksjon. Dette fungerer på den måten at når det føres

en varierende elektrisk strøm ($i_p(t)$) i viklingene på primærsiden bygges det opp et varierende magnetfelt i kjernen. Det varierende magnetfeltet i kjernen fører videre til at det induseres en spenning ($V_s(t)$) i sekundærviklingen (Riibe, Nielsen, & NVE, 2010). Hvor høy/lav spenningen blir på sekundærsiden avhenger av viklingsforholdet (Chapman, 2012). Sammenhengen kan ses av formel 2.

$$\frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p} \rightarrow V_s = V_p \frac{N_s}{N_p}$$

Formel 2: Transformatorens spenning- og viklingsforhold

V_s = Spenning på sekundærside
 V_p = Spenning på primærside

N_s = Antall viklinger på sekundærsiden
 N_p = Antall viklinger på primærsiden

Som formelen viser, er forholdet mellom spenningen på primær- og sekundærsiden proporsjonal med viklingsforholdet. Spenningen på sekundærsiden kan derfor justeres ved å endre på viklinkstallet (Chapman, 2012), dette blir ofte kalt å trinne en transformator.

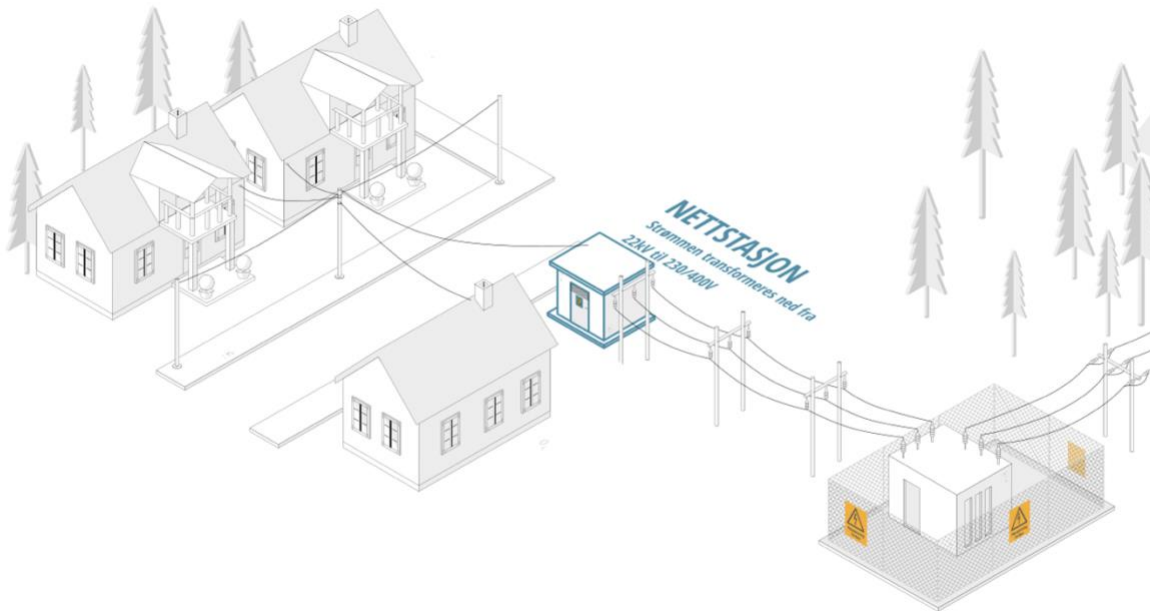
Transformatorer benyttes i bindeleddet mellom alle spenningsnivåer i kraftnettet. Fra kraftstasjoner benyttes transformatorer til å transformeres generatorspenningen opp for overføring av kraft over store avstander. Transformatorer benyttes videre for å transformere ned spenningen til lavere spenningsnivå eller til sluttbrukere. Når en transformator er plassert sammen med et koblingsanlegg kalles det for en transformatorstasjon. Et koblingsanlegg består videre av et apparatanlegg¹⁰ og et kontrollanlegg¹¹ (Riibe, Nielsen, & NVE, 2010).

Større transformatorer plasseres ofte i en stålkasse fylt med transformatorolje, mens mindre transformatorer er selvkjølte og plasseres som oftest luftisolert. Grunnen til at større transformatorer plasseres i olje skyldes at oljen har betraktelig bedre isolasjonsevne en luft, samt at oljen også fungerer godt som et kjølemedium hvor den leder bort varmen som utvikles på grunn av effekttap i kjernen og viklingene (Riibe, Nielsen, & NVE, 2010; Saugstad, 2019).

¹⁰ Apparatanlegg består av skinneforbindelser, effektbrytere, skillebrytere, strøm- og spenningstransformatorer og avledere. Dette er apparater som distribuerer, bryter og måler den elektriske energien gjennom anlegget.

¹¹ Kontrollanlegg innebærer utstyr for avlesing av strøm, spenning og effekt i tillegg til kontroll- og reguleringsutstyr samt vern systemer.

Denne utredningen er fokusert på lavspenningsnettet som utgjør det laveste spenningsnivået. Fra høyspent distribusjonsnett (22kV) transformeres spenningen ned til lavspent 400V eller 230V gjennom en nettstasjon. Dette er illustrert i figur 10 (Agder Energi Nett, 2021b).



Figur 10: Figuren illustrerer en nettstasjons plassering i bindeleddet mellom høyspent- og lavspent distribusjonsnett (Agder Energi Nett, 2021b).

En nettstasjon er det siste leddet i overføringsnettet, som leder kraften inn til de enkelte sluttkundene. En nettstasjon omfatter på lik linje som en transformatorstasjon både en eller flere fordelingstransformatorer, brytere, vern og utstyr for måling, herunder blant annet AMS måleren. Nettstasjonen kan enten være innvendig eller utvendig betjent, og kan være plassert både på bakken eller oppe i et mastearrangement (Rosvold, 2019d).

På grunn av motstand i kabler vil det forekomme spenningsfall fra trafo og ut til kundene. Jo større avstand, desto større spenningsfall. Forholdet mellom strøm og spenning er også slik at dersom effektpådraget øker, vil spenningen minke. Dermed vil spenningsnivået i trafokretser i distribusjonsnettet i stor grad påvirkes av avstanden mellom trafo og sluttkunde, og effektdraget i kretsen. I vintermånedene bruker vi mer effekt til oppvarming og effektpådraget i kretsen øker. Dermed kan spenningen hos kunder langt unna trafo synke til et nivå under kravene til FOL. Ved å øke utgangsspenningen på trafoen gjennom å justere viklingsforholdet (trinne), kan man øke spenningsnivået hos kundene i kretsen, og dermed forbedre spenningskvaliteten. Her er det derimot en risiko for at spenningsnivået kan overskride den øvre grensen i FOL dersom effektdraget i kretsen minker betraktelig, typisk i sommermånedene. Dermed kan det ved noen tilfeller være

nødvendig å justere vinklingsnivået to ganger i året, opp om vinteren og ned om sommeren. Dette forklares ytterligere i kapittel 5.2.1 *Trinning av fordelingstransformatorer*.

3.3 Forbrukerfleksibilitet

Ettersom andelene uregulerbar kraftproduksjon slik som vind og solenergi øker, blir forbrukerfleksibilitet et virkemiddel for effektiv bruk av det fremtidige kraftnettet (Energi Norge, 2021). Fleksibilitet kan komme fra flere sider; fra et samspill mellom varme- og kraftsektoren, forbrukssiden, produksjonssiden og med energilagring. En samlet oversikt over flere studier som kartlegger potensialet for forbrukerfleksibilitet i Norge konkluderer med at det er mulig å oppnå en lastreduksjon på mellom 2000-5900 MW i topplaster¹², noe som tilsvarer 8-24 prosent av makslasten i det norske kraftnettet. Makslasten i Norge utgjør det høyeste registrerte forbruksnivået i kraftnettet og ble som vist i kapittel 1.1 *Bakgrunn* målt til 25 230 MWh den 12 februar 2021. (Horne, Roos, Magnussen, Buvik, & Langseth, 2020).

I NVEs rapport «Status og prognoser for kraftsystemet 2018» kom det frem at elektrisitetsbruken i alminnelig forsyning økte med 8 TWh fra 2007-2017. De forventede investeringene i nettet i perioden 2018-2027 er på totalt 135 milliarder kroner. De største årsakene til nettinvesteringer er forbruksøkning og utilfredsstillende teknisk tilstand. Dette utgjør til sammen omkring halvparten av alle planlagte investeringer på alle nettnivå (Ødegården & Bhandari, 2018). Norske husholdninger og yrkesbygg brukte omkring 62 TWh strøm i 2018, hvorav rundt 57 prosent gikk til oppvarming av rom og tappevann. I norske bygninger er det største potensialet for fleksibilitet knyttet til ventilasjonsanlegg og apparater med termisk lagringskapasitet. Dette kan være apparater som varmepumper, kjøle og fryseapparater, el-kjeler, varmtvannsberedere, panelovner og gulvvarme. Ved utkobling av disse i korte perioder vil det ikke gå ut over komforten eller være merkbart for dem som er i bygget (Horne et al., 2020).

Elektrifiseringen av bilparken i Norge går raskt og fører til et økt strømforbruk og samtidig en økt belastning på nettet. I 2030 forventes det at strømforbruk til lading av personbiler kan utgjøre mellom 3 og 4 TWh. Elbiler representerer en fleksibel last da bilen ikke er i bruk når den lades. Så lenge bilen er tilstrekkelig ladet når den skal brukes igjen, vil det ha lite å si for bileier om ladingen styres. Dagens adferd for lading er dominert av ettermiddagslading uavhengig om hvor mye

¹² Tidspunkt på dagen med høyt forbruk

batterikapasitet som er brukt opp (NVE, 2019). Flere av dagens elbiler er utstyrt med programvare som legger til rette for styring. Dermed kan bilens lading kobles ut i perioder av døgnet der forbruket er høyest. Dette foregår allerede i dag, der smart lading styrer ladingen utenom forbrukstoppene i nettet, og heller lader på nattetid da strømprisen er lavest. Dette gir en økt utnyttelse av kraftnettet og øker blant annet spenningskvaliteten i nettet (Horne et al., 2020). NVE (2019), gjennomførte en undersøkelse angående økonomiske gevinster i distribusjonsnettet ved koordinert lading av elbiler frem mot 2040, analysert i 2019-kroner. Her undersøkes tre scenarier av lading; ladning på nattetid, lading ved behov på ettermiddagen og lading på ettermiddagen uavhengig av behov. Ved å flytte all lading til natten der det er ledig kapasitet finner de ingen ekstra investeringskostnader i nettet. Ved lading på ettermiddagen ved behov er merkostnadene estimert til 4,4 milliarder kroner. For lading på ettermiddagen uavhengig av behov er merkostnadene for distribusjonsnettet anslått til å være 11 milliarder kroner. Det ligger altså et stort potensial for gevinst ved bruk av fleksibilitet for elbillading.

I et scenario der man i 2030 har 1,5 millioner elbiler på norske veier, vil strømforbruket øke med 4 TWh. Nettet er rustet for en stor overgang til elbiler da belastningen fra en elbil er relativt lav. Likevel kan det skape utfordringer for kabler i distribusjonsnettet og for transformatorstasjoner dersom mange skal lade samtidig i ett område. Eksempelvis er Hytteområder, der det er lav kapasitet i nettet, spesielt utsatte områder. Her kan også spenningskvaliteten bli dårlig dersom flere lader elbilen samtidig. Det kan også bli problemer med usymmetrisk spenning som følge av høy ladeeffekt på en fase (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016). NVE sine beregninger viser at den samlede batterikapasiteten for elbiler i Norge kan bli opp mot 100 GWh i 2030. Dermed er potensialet for fleksibilitet fra elbillading stort. Dette potensialet kan bidra til å redusere forbrukstoppene på vinterstid, avhengig av antall tilkoblede elbiler. Potensialet har en mulighet til å øke ytterligere dersom det i fremtiden blir muligheter for å forsyne kraftnettet med strøm fra elbilene (Horne et al., 2020).

I dag brukes fleksibilitet fra kraftintensiv industri som en reserve for Statnett, som de kan bruke i situasjoner der det oppstår ubalanse i transmisjonsnettet. Nettselskap kan også benytte fleksibilitet fra større og mindre aktører i industrien, og koble ut last ved behov. Denne fleksibiliteten er i dag knyttet til tariffer for fleksibelt forbruk. Flere nettselskap i Norge gjennomfører i dag flere piloter knyttet til fleksibilitet, og dets muligheter til å utsette investeringer i nettet (Horne et al., 2020).

Blant annet er Agder Energi involvert i Norflex prosjektet sammen med flere andre aktører. Her testes ulike teknologiske løsninger for et mer fleksibelt strømforbruk hos kundene med formål om å jevne ut toppene i forbruket. Kundene får betalt for å være fleksible mot å frigjøre kapasitet i eget anlegg. Denne kapasiteten samles opp av selskaper (Aggregatorer) som videre selger denne fleksibiliteten i et fleksibilitetsmarked. I det samme markedet kan AEN kjøpe denne fleksibiliteten for å lette belastningen på nettet, og derav redusere behovet for nettførsterkning (Agder Energi, 2019).

Det er flere drivkrefter som drar i retningen for å bruke fleksibilitet. Dersom elbil-ladingen ikke kan kontrolleres, vil dette sannsynligvis føre til lasttopper når eierne kommer hjem fra jobb. En annen motivasjon er det samfunnsøkonomiske aspektet, nettopp fordi at når forbrukeren kan flytte lasten og redusere forbrukstoppene, fører det til at nettselskapet ikke behøver å utbedre nettkapasiteten. Seri, Lissa & Keane (2018) forklarer disse og flere andre drivere for forbrukerfleksibilitet. De nevner blant annet klimapolitikk som en klar drivkraft. Ettersom økonomien i verden i større grad utvikler seg til å omhandle reduisering av drivhusgasser, kreves det teknologi og markedsløsninger som bidrar til denne endringen. Samtidig vil fornybar energi politikk også spille en stor rolle. Det blir i økende grad bygget mer uregulerbar fornybare energi ressurser (vid og sol) som skal kobles på nettet de kommende årene. Dermed må nettselskap finne kostnadseffektive måter å fase disse inn i markedet uten å redusere leveringspåliteligheten. For denne problemstillingen er fleksibilitet sett på som en mulig løsning.

3.3.1 Aggregator-rollen

En aggregator har en avtale med forbrukeren som gjør at de kan styre/deaktivere last hos forbruker mot en økonomisk godtgjørelse (Jenssen, Fiksen, Tennbakk, & Wikum, 2017). Denne aggregatoren kan være en kraftleverandør eller en uavhengig tredjeparts aktør. Aggregatoren kan samle opp tilgjengelig fleksibilitet i et område og selge dette i et lokalt fleksibilitetsmarked der både DSO¹³ (Distribution System Operator) og TSO¹⁴ (Transmission System Operator) kan handle fleksibilitet. For eksempel er Tibber en aktør på markedet som fungerer som en aggregator. Tibber er en strømleverandør som også tilbyr produkter innen automasjon og IoT (Internet of Things)

¹³ DSO (Distribution System Operator) er en operatør av distribusjonssystem. Lokale nettselskap som eier og drifter et distribusjonsnett omtales ofte som en DSO. AEN kan dermed omtales som en DSO (Energi Norge, 2018).

¹⁴ TSO (Transmission System Operator) er en operatør av transmisjonssystem. Statnett er Norges TSO (Energi Norge, 2018).

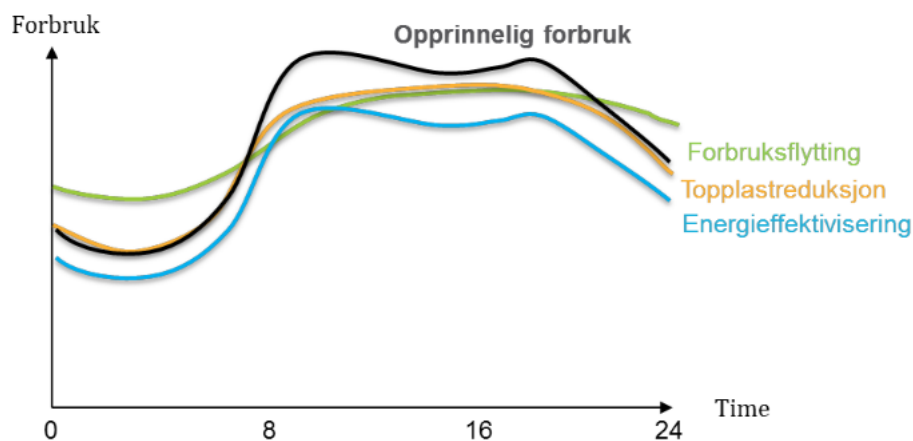
service hos slutt kunder. Her kan de sette opp alt fra å styre elbillading til tidspunkter med lave strømpriser, til å lage en fast oppvarmingsrutine i huset for å øke energieffektiviteten. Verdikjeden for fleksibilitetshandel med Tibber er vist i figur 11 under. Her vil AEN i dette tilfellet være DSO rollen. Her kan DSO kjøpe fleksibilitet fra aggregatoren Tibber, som deretter leverer denne fleksibiliteten. Tibber har sine egne strøm avtaler med sluttbrukeren, der sluttbruker kan velge å aktivere smart ladning for elbilen sin, noe som gir kunden 20% avslag på kostanden for denne ladningen (Statnett, 2021).



Figur 11: Verdikjeden for fleksibilitetshandel med Tibber som aggregator (Statnett, 2021).

3.3.2 Hva er fleksibilitet, og hvordan kan det realiseres?

Fleksibilitet hos større industrikunder har en påvirkning på frekvens og flaskehals i transmisjonsnettet. Med små forbrukere, slik som vanlige husstander, kan fleksibilitet være med å påvirke spenning og flaskehals i distribusjonsnettet. Fleksibiliteten kan avlaste nettet ved å redusere topplaster i kritiske tidspunkt vist i figur 12 under, noe som bedrer systemdriften (Statnett, 2018).



Figur 12: Redusering av topplasten ved tre ulike tiltak på forbrukssiden. (Statnett, 2018)

Man skiller mellom to typer forbrukerfleksibilitet for husholdninger, nemlig implisitt og eksplisitt. Implisitt fleksibilitet handler om at forbrukeren selv responderer på endringer i strømprisen, eller ved markedssignaler. Ved eksplisitt forbrukerfleksibilitet deltar de aktivt i spot-og/eller balansemarkedene via sin tredjeparts aktør (aggregatoren). Denne intensivbaserte ordningen er den som muliggjør kjøp og salg av forbrukerens fleksibilitet (Statnett, 2018). I praksis vil en slik ordning muliggjøre at nettselskapet kan kjøpe fleksibilitet fra kunden via en aggregator for å heve spenningskvaliteten. I denne utredningen vil en slik fleksibilitetsordning undersøkes ved å simulere ulike scenarioer for lastreduksjon i trafokretser. Det vil fungere på en slik måte at vi simulerer en reduksjon av forbruket hos én eller flere kunder i kretsen for å oppnå bedre spenningskvalitet. Begge former for fleksibilitet er imidlertid nødvendig for å imøtekomme de forskjellige forbrukerpreferansene og for å få nytte av hele spekteret av forbruker- og systemfordelene som kommer av forbrukerfleksibilitet (SEDC, 2017).

For å utnytte fordelene med AMS målere må prisinformasjonen og styringsmulighetene bli brukt. Et smartere strømforbruk blir mulig ettersom husene blir smartere. For at forbrukerfleksibilitet skal bli enklere og bruken øke, er det en forutsetning at mest mulig skjer automatisk. Apper, monitører og nettsider er teknologi som kan synliggjøre priser og effektbruk og samtidig bidra til å styre forbruket smartere. Da kan forbruker styre selv, eller velge å gi aggregator noe kontroll (Statnett, 2018).

3.3.3 Hvilke utfordringer er knyttet til bruk av fleksibilitet som et virkemiddel?

Det finnes en del utfordringer for å ta i bruk forbrukerfleksibilitet i dag. De mest sentrale befinner seg innenfor områder som omhandler kompleksiteten i markedet for fleksibilitet, forståelse av fleksibilitet og villighet til å endre forbruk hos kunden, samt tekniske utfordringer. Good, Ellis & Mancarella (2017) har identifisert hovedutfordringene for fleksibilitetsprogrammer, klassifisert dem og foreslått mulige løsninger til de ulike problemene.

De største utfordringene ligger under økonomiske, sosiale og teknologiske temaer. Under økonomi finner man utfordringene i markedet, som ufullstendig informasjon og skjulte kostnader. Her må man blant annet utvikle et skreddersydd fleksibilitetsmarked som knytter sammen kjøper og selger, og øker tilgjengeligheten av informasjon. Samtidig som man må subsidiere driftskostnader knyttet til fleksibilitetsmarkedet. Sosiale utfordringer omhandler organisatoriske og atferdsmessige

barrierer. Organisatoriske barrierer handler om maktfordeling og kultur, og må løses ved å øke forståelsen av verdien til fleksibilitet hos beslutningstakerne, og en generell opplæring i fleksibilitet og dets fordeler. De atferdsmessige barrierene omhandler blant annet troverdighet, tillit og hvilke former for informasjon man gir. Dette kan løses med et nøye gjennomtenkt design av brukergrensesnitt, anonymisering av data, høy sikkerhet i datasystemer og bruk av tredjeparter som aggregatorer. Teknologiske barrierer omhandler måling, databehandling, kommunikasjon, standardisering av teknologi og ansattes teknologiske evner. For å løse disse barrierene foreslås det blant annet å installere måleenheter med nødvendig oppløsning, noe AEN har gjort gjennom AMS-måler prosjektet (Good, Ellis & Mancarella, 2017).

3.4 Prosjektlønnsomhet

Utredningen anvender projektlønnsomhet gjennom lønnsomhetsanalyser i investeringsprosjekter. Utredningen benytter lønnsomhetsanalyser innenfor området projektlønnsomhet med en tilnærming ihht. Bjørnenak (2019). Dette innebærer en målrettet tilnærming hvor hensikten er å synliggjøre underliggende momenter for å gi et best mulig tallmessig beslutningsgrunnlag for de strategiske investeringene.

3.4.1 Prosjektanalyse

En prosjektanalyse bør ta hensyn til tid-, inflasjon-, og risikokostnaden, og den vanligste måten man gjør dette på er gjennom kapitalkostnaden. Et finans- eller investeringsprosjekt kjennetegnes blant annet av at de økonomiske konsekvensene fordeler seg over flere perioder som en kontantstrøm. Siden kontantstrømmen går over flere perioder kan man ikke si at prosjektets verdi er lik summen av kontantstrømselementene. Da måtte man ha forutsatt at et beløp du mottar i dag er like mye verdt som et beløp du mottar senere, noe som er urealistisk. Tidskostnaden gjør at pengene man har i dag er mer verdt nå, enn i fremtiden. Inflasjonskostnaden oppstår grunnet prisstigningen i markedet, noe som gjør at kjøpekraften er lavere jo senere man mottar beløpet. Risikokostnaden innebærer at en fremtidig kontantstrøm ikke kan med sikkerhet forutsies på verdsettelsestidspunktet. I kapitalkostnaden kan man ta hensyn til dette ved å diskontere beløpene man har i en kontantstrøm og da beregne verdien av hele kontantstrømmen (Bøhren & Gjærum, 2020).

Å analysere lønnsomheten i et prosjekt handler om mer enn bare tekniske utregninger av nåverdier. Man må også definere hva som faktisk er beslutningsalternativene, slik at man renger riktig på de riktige tingene. Deretter må man kommunisere funn og de usikkerhetsfaktorene som kan påvirke lønnsomheten i prosjektet. Dette kan deles opp i fasene, kreativ-, teknisk- og kommuniserende fase. Hvor man i den kreative fasen utforsker markedet, hvordan det påvirkes og hvilke alternativer man har. Deretter gjennomfører man nåverdiberegninger eller internrenteberegninger ved hjelp av budsjetterte kontantstrømmer, før man i siste fase presenterer usikkerheten, ulike scenarioer og følsomheten av resultatene (Bjørnenak, 2019).

Det kan ofte være nyttig å utføre en forenklet grovanalyse for prosjekter, da en prosjektanalyse kan bli uoversiktlig, stor og dyr. Fra denne grovanalysen kan man da vurdere om man vil gå videre med mer detaljerte analyser, eller om man skal forkaste prosjektet. En slik analyse vurderer lønnsomheten ut fra prosjektets reelle kontantstrøm til totalkapitalen før skatt. Ved å se vekk fra inflasjon, finansiering og skatt, antar man at dette ikke vil påvirke et prosjekts nåverdi. Grovanalysen forutsetter da at kontantstrømselementene er tilnærmet like i hver periode over hele levetiden (Bøhren & Gjærum, 2020).

3.5 Kapitalkostnadsteori

Når vi skal beregne de økonomiske konsekvensene ved tiltak for håndtering av spenningsavvik er det sentralt å se på kostnadsbildet. Hva er kostnaden ved de ulike virkemidlene? En betydelig komponent i kostnadsbildet er kapitalkostnaden, også kalt finanskostnaden. Kapitalkostnader består i alminnelighet av renter på investert kapital, beregnet på realkapitalens nedskrevne verdi og kapitalslit, bokføringsmessig uttrykt ved avskrivninger. Totale kapitalkostnader er gitt ved formel 3 (Bjørnenak, 2019);

$$\textit{Kapitalkostnad} = \textit{Avskrivning} + \textit{Kalkulatorisk rente}$$

Formel 3: Kapitalkostnad

Kapitalkostnaden består av to ulike kostnadsledd, avskrivninger og kalkulatorisk rente. Disse kostnadene vil bli ytterligere beskrevet i de neste delkapitlene.

3.5.1 Avskrivninger

På grunn av anleggsmidlenes begrensede økonomiske levetid foreligger det en kostnad. Denne kostnaden bokføres som avskrivninger. Gjennom avskrivninger fordeles investeringsutgiften over anleggsmidlenes økonomiske levetid på en fornuftig og systematisk måte. Hensikten med avskrivninger er også å synliggjøre verdifallet og behovet for reanskaffelse. Hvordan bedrifter velger å fordele kostnaden varierer ut ifra bedriftens overordnede mål og hva de ønsker å vise. En vanlig tilnærming er balanseorientering, som vektlegger verdiendringer over en periode, slik at balansen ved periodens start og slutt i større grad gjenspeiler eiendelenes faktiske verdi. En annen alternativ tilnærming er en resultatorientert tilnærming, som legger mer vekt på resultatet av alternative anvendelser av investeringen. Størrelsen på avskrivningen bestemmes fra kapitalgrunnlaget og avskrivningssatsen. Kapitalgrunnlaget vil si den kapitalen vi legger til grunn for beregningene, som enten kan være basert på en historisk anskaffelseskost eller en gjenanskaffelseskost. I denne utredningen vil kapitalgrunnlaget være basert på en gjenanskaffelseskost ettersom den økonomiske levetiden er lang. Et kapitalgrunnlag basert på gjenanskaffelseskost kan gi et mer riktig bilde på hva de faktiske kostnadene er ettersom eiendelen etter all sannsynlighet vil koste mer ved tidspunktet for gjenanskaffelse enn ved anskaffelse. Mer konkret vil en trafo om 30 år koste mer enn den gjør i dag. Alternativt metode er å benytte en historisk kost som baserer seg på hva det koster å anskaffe eiendelen i investeringsåret, noe som ved lang levetid kan gi et uriktig bilde.

Den andre komponenten ved avskrivninger er avskrivningssatsen som forteller hvor mye vi skal skrive av det enkelte år. Måten en bedrift velger å avskrive eiendelene på en systematisk måte kalles en avskrivningsprofil. Det vil si at avskrivningen følger en plan/algoritme som er enkel å kommunisere. Det finnes flere avskrivningsprofiler, herunder lineær-, kontanstrømtilpasset-, progressiv- og degressiv avskrivningsprofil. Denne utredningen vil anvende en lineær avskrivningsprofil som for øvrig er blant de vanligste i praksis. Ved en lineær avskrivningsprofil avskrives investeringen likt hvert år over levetiden (Bjørnenak, 2019).

3.5.2 Kalkulatorisk rente

Den andre komponenten som utgjør kapitalkostnaden, er den kalkulatoriske rentekostnaden. Dette er renten på den totale investerte kapitalen, beregnet utfra realkapitalens nedskrevne verdi. Den kalkulatoriske rentekostnaden består av;

$$\text{Kalkulatorisk rentekostnad} = \text{Kapitalbinding} * \text{Avkastningskrav}$$

Formel 4: Kalkulatorisk rentekostnad

Med kapitalbinding menes at den investerte eiendelen binder kapital, enten i form av varige driftsmidler eller arbeidskapital. Ettersom man ikke får renter på bundet kapital, utgjør dette en kostnad. Avkastningskravet også kald diskonteringsrate, uttrykker alternativkostnaden for den investerte kapitalen. På den måten reflekterer avkastningskravet risikoen som foreligger ved å investere i eiendelen i forhold til alternative investeringsmuligheter (Bjørnenak, 2019).

3.5.3 Beregning av realannuitet

I denne utredningen vil det anvendes real annuitet for å oversette en investering til en driftskostnad. Denne setter sammen avskrivning og renten i ett tall. Det benyttes en real annuitet med gjenanskaffelseskost siden vi ser på alternative investeringer. Med annuitet menes et likt beløp som betales jevnt, eksempelvis årlig. Realannuitet er å foretrekke ettersom investeringen det her er snakk om er elkraftteknisk infrastruktur som etter all sannsynlighet vil gjennomføres en gjenanskaffelse på når levetiden er nådd. I tillegg vil som nevnt utstyret ha en betydelig spesifikk prisstigning ettersom levetiden er lang. Med realannuitet vil man altså oppleve mindre fall i kapitalkostnaden over levetiden ettersom det inflasjonsjusteres årlig og rentekostnaden er basert på realrenten. Dette vil vi dog se vekk fra ettersom vi ikke vet denne spesifikke prisstigningen. Med mindre fall i kapitalkostnaden over levetiden vil det også resultere i mindre «Hopp» ved gjenanskaffelse (Bjørnenak, 2019). Formelen for å regne ut real annuitet (X) er gitt i formel 5 under og består av investeringskostnaden (NV) uttrykt som nåverdien, realrenten (r) og perioden (T);

Formel 5: Beregning av real annuitet

$$X = NV * \frac{r * (1 + r)^T}{(1 + r)^T - 1}$$

NV = Nåverdien (Investeringskostnaden)

r = Realrenten

T = Perioden

3.6 Håndtering av risiko

Det er ofte knyttet usikkerhet til et prosjekt, da det er vanskelig å forutsi den fremtidige kontantstrømmen. Ettersom man likevel må ta avgjørelsen om man skal gjennomføre prosjektet eller ikke på et tidlig tidspunkt, er det viktig at risikoen i prosjektet kommer tydelig frem i dagens beslutningsgrunnlag. For å inkludere risiko i prosjektanalysen kan man benytte flere metoder.

En metode for å undersøke effekten av risiko, er en følsomhetsanalyse. Dette er en av de vanligste metodene, tross sine teoretiske svakheter, da den er enkel å anvende i praksis. Her er formålet å undersøke hvor sensitivt prosjektet er ovenfor endringer i de forutsetningene analysen bygger på. Første steg i en følsomhetsanalyse er å undersøke hva som skjer med kontantstrømmen når man endrer på basisforutsetningene. Deretter vil man vise hvilke konsekvenser dette avviket har på prosjektets lønnsomhet gjennom effekten på nåverdien. Ved å gjøre dette for flere alternative verdier av prosjektdata kan man gjennomføre analysen. Her vil man få et spekter av potensielle nåverdier som kan være et bilde på prosjektets risiko. Jo større spredning i nåverdi, desto mer usikkert er prosjektet.

Scenarioanalyse er en type følsomhetsanalyse som er avansert og som tar hensyn til avhengighet mellom to eller flere basisforutsetninger. Et scenario innehar en bestemt kombinasjon av de faktorene som påvirker prosjektets kontantstrøm. Da undersøkes nettoeffekten av at flere variabler avviker fra forutsetningene. Her kan man også definere ulike kombinasjoner av variabler som er sannsynlig at vil forekomme i virkeligheten (Bøhren & Gjørnum, 2020). I denne utredningen blir dette gjennomført i den økonomiske analysen av casene for å vise den økonomiske konsekvensen ved flere scenarioer.

3.7 Realopsjon

En realopsjon er aktuell ved irreversible investeringsprosjekter slik som utbygging av kraftnett med lang levetid. Med en opsjon, altså en valgmulighet til å justere for eksempel tidspunkt for iverksettelse, produksjonskapasitet, oppstart eller lignende, kan lønnsomheten i prosjektet økes. Dette kan man kalle å sikre en realopsjon. For en irreversibel operasjon med usikkerhet kan det være en alternativkostnad knyttet til umiddelbar igangsetting. Denne kostanden er verdien av å utsette oppstarten. Muligheten til å få mer informasjon om prosjektet på et senere tidspunkt, kan gi

en opsjonsverdi. I tilfeller der man har uvitenhet eller usikkerhet, som for eksempel kan reduseres gjennom forskning og annen kunnskapsinnhenting, er det sterkere argumenter for å utsette beslutningen (Direktoratet for økonomistyring, 2018).

4. Metode

Dette kapitlet tar for seg utredningens metodiske valg. Innledningsvis gis det en utdyping av problemstillingen og studieobjektet. Videre presenteres utredningens forskningsdesign og metode for datainnsamling. Avslutningsvis vurderes empirien og dets validitet, reliabilitet og kildekritikk.

4.1 Utdyping av problemstilling

Som tidligere nevnt ønsker Agder Energi Nett å finne ut av hvor stort problemet med spenningsavvik er i det lavspente distribusjonsnettet, og om fleksibilitet kan være et godt virkemiddel sammenlignet med dagens praksis. På bakgrunn av dette ønske fra AEN introduserte utredningen følgende problemstilling;

«Hva er de økonomiske og tekniske konsekvensene ved å benytte fleksibilitet sammenlignet med å trinne fordelingstransformator, bygge nett og å kaste om på faser som virkemidler mot spenningsavvik?»

Problemstillingen ble formulert slik at den i størst mulig grad kan besvar AEN sitt ønske, samtidig som det oppfyller Busch (2019) sine seks kriterier til en god problemstilling. Busch (2019) påpeker viktigheten av en god problemstilling da denne har stor betydning for valg av teori, hvilke empiriske data som skal samles inn, hvilke forskningsmetode som skal benyttes og hvilke tema som skal analyseres. De seks kriteriene som legges til grunn for en god problemstilling er illustrert i figur 13.



Figur 13: Kriterier for en god problemstilling (Busch, 2019, s. 32)

Som Busch (2019) forklarer bør problemstillingen først og fremst la seg løse innenfor tilgjengelig ressurser. For å oppnå dette ble det i starten av utredningen fastsatt en ressurs- og ekspertgruppe i AEN som i tillegg til veileder har fungert som aktive ressurser inn i denne utredningen. I tillegg har forfattere av denne utredningen fått nødvendige tilganger til AEN sine systemer slik at innhenting av data og analysearbeid ble gjort på en effektiv måte. Utredningen er teoretisk forankret gjennom faget IND 513 – strategisk økonomistyring. Mer presist i teorien om prosjektlønnsomhet innen strategiske lønnsomhetsanalyser.

Fleksibilitet er et «Hett» tema i bransjen nå for tiden der flere nettselskap har pågående pilotprosjekter. Utredningen har derimot ikke klart å finne noe tidligere forskning som knytter fleksibilitet til håndtering av spenningskvalitet slik denne utredningen vil gjøre. Med dette i fokus, i tillegg til økt medieomtale rundt behovet for en smartere utnyttelse av kraftnettet (Lund, 2021), økt elektrifisering og større nettofordringer (Agder Energi Nett, 2021a), gjør problemstillingen aktuell med god forankring i praksis.

Som et ledd av utredningens problemstilling er det interessant å undersøke hvor stort problemet med spenningsavvik er i AEN sitt lavspente distribusjonsnett. Dette virker som en av flere motivasjonsfaktorer for utredningen og vil bli viet stor plass i oppgaven.

Agder Energi Nett står bak temaet for oppgaven, da håndtering av spenningsavvik er en relevant problemstilling for dem. I bransjen ellers er det også stor interesse knyttet rundt temaet, ettersom fleksibilitet ikke har blitt undersøkt for håndtering av spenningsavvik tidligere, eller sammenlignet med trinning av trafo og å kaste om på faser. Disse tiltakene kan, om mulig, redusere behovet for investeringer i nettet, og derav bidra til bedre samfunnsøkonomisk utnyttelse av nettet. Dermed blir målet med utredningen å undersøke om disse tiltakene er reelle alternativer til å håndtere spenningsavvik i det lavspente distribusjonsnettet.

4.2 Studieobjekt

Et studieobjekt er et objekt som er gjenstand for en undersøkelse. Studieobjektet i denne utredningen er det lavspente distribusjonsnettet til AEN. Det består av både lavspente kabler og linjer i tillegg til om lag 8 330 nettstasjoner. Nettet har stor geografisk utstrekning i Agder hvor det forsyner elektrisitet til 207 200 sluttbrukere (Agder Energi Nett, 2021c). Selv om Studieobjektet er

stort og kompleks er oppgaven konsentrert rundt fenomenet spenningskvalitet. I tillegg er utredningen avgrenset til å se på utvalgte case der spenningskvaliteten er utenfor FOL. Med case, menes trafokretser, det vil si en nettstasjon og dets tilhørende lavspenningsnett og sluttbrukere.

4.3 Forskningsdesign

Johannessen, Tuft og Christoffersen (2016) beskriver at forskningsdesignet er fremgangsmåten for å svare på problemstillingen. Forskningsdesign handler om hvordan en undersøkelse skal gjennomføres samt hva og hvem som undersøkes. Valg av forskningsdesign innebærer en rekke spørsmål i forhold til hvilke metoder som skal benyttes (Busch, 2019). Busch (2019) skiller mellom valg av ekstensivt eller intensivt design, kvalitativ eller kvantitativ metode, tidsperspektiv og hoveddesign.

Hva som skal undersøkes og hvordan undersøkelsen skal gjennomføres betegnes som forskningsdesign. Dette er «alt» som knytter seg til en undersøkelse, og opplegget for å gjennomføre en undersøkelse har mange kategorier, eksempelvis tverrsnitt-, longitudinelle- og caseundersøkelser. Forskningsdesign handler altså om hvordan man skal undersøke problemstillingen fra start til mål (Johannessen, et al., 2016). I de neste delkapitlene vil utredningens forskningsdesign beskrives.

4.3.1 Intensivt- og ekstensivt design

Ekstensivt og intensivt design skilles ved at ekstensivt design samler inn data fra mange ulike kilder gjennom eksempelvis spørreundersøkelser, mens intensivt design begrenser datainnsamlingen til et fåtall kilder og går heller i dybden på disse, eksempelvis gjennom intervjuer (Busch, 2019). Designene har ulike kvaliteter og sine positive og negative sider, og velges ofte basert på problemstillingens kompleksitet. Ved høy kompleksitet foretrekkes et intensivt design, mens for en begrenset problemstilling er et ekstensivt design foretrukket.

For å besvare spørsmålet angående problemets størrelse, benyttes et ekstensivt design. Grunnen til at det er ekstensivt er fordi det hentes inn data gjennom alle AMS-målerne som er installert hos sluttbrukerne til AEN. For å besvare problemstillingen som handler om tekniske- og økonomiske konsekvenser ved å benytte ulike virkemidler for å motvirke spenningsvariasjon benyttes et intensivt design. Det benyttes et intensivt design fordi problemstillingen best besvares ved å gå i

dybden og analysere data fra et fåtall kilder. I denne utredningen undersøkes case, altså trafokretser i AEN. Hver case er unik og krever mye bearbeiding noe som gjør at det ikke er mulig å gå igjennom alle relevante caser. Det er derfor foretatt et strategisk utvalg på fire caser som i best mulig grad kan besvare problemstillingen. Sett i et større perspektiv er utredningen også preget av et intensivt design i form av at fenomenet som undersøkes er undersøkt hos kun ett nettselskap, der empirien er hentet fra deres database.

4.3.2 Forskningshensikt

Formålet til en studie er å opparbeide ny kunnskap om temaet som undersøkes. Forskning kan ha flere forskjellige karakteristikk. Den kan være forklarende gjennom hypotesetesting, utforskende eller beskrivende. Forklarende forskning ønsker å undersøke om årsak-virkningsforholdet i hypotesen kan bekreftes. Utforskende forskning er når en forsker ønsker å undersøke områder innenfor et tema som ikke er undersøkt tidligere. En beskrivende forskning prøver å beskrive karakteristikk innenfor et tema (Sekaran, 2003).

Denne utredningen bærer preg av utforskende forskningshensikt. Dette fordi utredningen undersøker områder innenfor håndtering av spenningsavvik i lavspentnettet som tidligere ikke er gjort. Utredningen ser på bruk av fleksibilitet for håndtering av spenningsavvik, både tekniske- og økonomiske konsekvenser sammenlignet med dagens praksis. Dette er en undersøkelse som ikke er foretatt tidligere, hverken hos AEN eller hos andre nettselskap i Norge. På den måten ønsker utredningen å tilføye ny kunnskap på området, bidra til å tette kunnskapshull, og belyse deler av et tema som tidligere ikke er sett på.

4.3.3 Forskningstilnærming

Det skiller ofte mellom to ytterpunkter i forskningstilnærming, nemlig induktiv og deduktiv forskning. I en induktiv tilnærming samler forskerne inn empiri uten tidligere å ha sett på teori eller hypoteser på området. Etter en analyse av empirien forsøkes det å utvikle mer generelle teorier, og beveger seg dermed fra empiri til teori. Ved en deduktiv tilnærming tar forskerne utgangspunkt i eksisterende teori fra tidligere forskning. Fra denne teorien fremsettes noen hypoteser som deretter skal bekreftes eller avkreftes. Her beveger man seg fra teori til empiri. Det finnes også en tilnærming midt imellom disse ytterpunktene, hvor man hele tiden beveger seg mellom teori og empiri, kalt en abduktiv tilnærming. Her justeres det teoretiske utgangspunktet etter hvert som

empirien samles inn, og datainnsamlingen kan endre seg etter hvert som det utvikles nye teorier (Busch, 2013).

Denne utredningen benytter en forskningstilnærming med stor vekt på induksjon. Grunnen til dette er fordi det ikke foreligger tidligere forskning på området, og derfor tas det ikke utgangspunkt i eksisterende teori. Ved bruk av induktiv forskningstilnærming vil utredningen samle inn større mengder data omkring fenomenet. Etter en analyse av dataen forsøkes det å utvikle nye teorier innenfor området basert på empirien og utredningens funn. Forskingen går altså fra empiri til teori.

4.3.4 Tidsperspektivet

Tidsperspektivet handler om hvorvidt data skal samles inn på ett eller flere tidspunkt. Ved å studere problemet over tid er det lettere å se utviklingstrekk og kausalitet, men det krever også mer tid og ressurser. Alternativt kan man samle inn all data på et tidspunkt, noe som kalles en tverrsnittsundersøkelse (Busch, 2019).

I denne utredningen blir problemets størrelse undersøkt over ulike tidsperspektiv. Antall spenningsklager er hentet ut i perioden 01.01-01.04, i årene fra 2017 til 2021. På den måten kan utredningen kartlegge utviklingstrekk og årsak-virkningsforholdet innenfor dette fenomenet de siste 4 årene. Den andre parameteren som definerer problemets størrelse, er antall registrerte spenningshendelser. Denne type data er tid og ressurskrevende å hente ut fra AEN sine systemer, noe som gjør at utredningen kun har hentet ut data fra 2020 og 2021 i månedene januar, februar og mars. Denne type data blir hentet ut fra ADMS systemet til AEN.

Den delen av utredningen som inneholder caseundersøkelser ble gjennomført som en tverrsnittsundersøkelse. Det vil si at dataen er samlet inn på samme tidspunkt. I utredningen er det tatt utgangspunkt i 12.02.21, en dag med forbruksrekord i Norge, en dag med kaldt vær og høyt forbruk i distribusjonsnett til AEN. Ved å ta utgangspunkt i denne dagen vil man altså analysere basert på de hittil verste forholdene. Dette er gunstig for å illustrere potensialet for fleksibilitet.

4.3.5 Hoveddesign

Utredningen benytter casestudie som hoveddesign. Casestudie er særlig brukt innen samfunnsforskning og kjennetegnes ved at man har innhentet mye og detaljert informasjon fra et fåtall enheter/caser og fenomenet som undersøkes er sterkt knyttet til konteksten. Altså er det vanskelig å sette seg inn i og forstå fenomenet som undersøkes uten å kjenne til temaet og situasjonen fenomenet oppstår fra (Busch, 2019).

4.4 Metode for datainnsamling og databehandling

Metoden for datainnsamling og databehandling henger sammen med utredningens forskningsdesign og forskningshensikt og har som mål å innhente data som i best mulig grad svarer på problemstillingen og gir utredningen god validitet og reliabilitet.

4.4.1 Kvantitativ og kvalitativ metode

Dalland (2017) beskriver metoden som redskapet man benytter for å besvare problemstillingen, og den hjelper oss med å samle in data. Dette kan gjøres gjennom to ulike vitenskapelige tilnærminger; kvalitativ og kvantitativ metode. Helt enkelt kan man beskrive disse tilnærmingene der kvantitativ metode undersøker om noe skjer, mens kvalitativ metode avdekker hvorfor det skjer (Johannessen et. al., 2016). Kvantitativ metode innhenter derfor målbare data, mens kvalitativ metode fanger opp meninger og opplevelser som ikke kan måles eller tallfestes (Dalland, 2017). Historisk sett har disse paradigmene ofte blitt veid opp mot hverandre, og det er splittede meninger om hvilken tilnærming som er den beste. Tilnærmingene blir brukt på tvers av mange fagområder og har sine fordeler og ulemper (Malterud, 2017).

Utredningen benytter kvantitativ metode, da innhentet data er i form av tallverdier. Dataen som hentes inn er forbruksdata, spenningshendelser og spenningsklager som alle er hentet fra AEN sine systemer, herunder ADMS systemet og data fra AMS måleren til sluttbrukeren. For å besvare problemstillingen må det gjøres beregninger i simuleringsprogrammet NetBas, noe som krever kvantitative data i form av forbruksdata og verdier på transformatorens spenningsnivå.

For å besvare problemstillingen som handler om tekniske- og økonomiske konsekvenser ved å benytte ulike virkemidler for å håndtere spenningsavvik, undersøkes trafokretser i AEN. Dette er

en svært tid- og ressurskrevende jobb. Hver trafokrets er unik, som vil si at virkemidlene som undersøkes i denne utredningen vil ha ulik virkningsgrad avhengig av trafokretsen. Sagt med andre ord er det ikke mulig å gjøre en statistisk generalisering i denne utredningen. En filtrering vist i kapittel 5.1 *Problemetets størrelse* filtrerer aktuelle trafokretser ned fra AEN sine 8330 nettstasjoner til et utvalg på 278 aktuelle trafokretser. For å kunne generalisere funnene til å gjelde hele lavspentnettet til AEN må en stor del av de 278 trafokretsene undersøkes. Det foreligger hverken nok tid eller ressurser i denne utredningen til å gjennomføre dette. Av den grunn foretas det et strategisk utvalg. Målsetningen med et strategisk utvalg er at dataen som samles inn best mulig kan belyse problemstillingen (Malterud, 2018). Det gjøres derfor et strategisk utvalg på 4 caser (trafokretser). Hver av disse casene favoriserer hvert virkemiddel som skal undersøkes i denne utredningen. Det vil si ett case hvor trinning av transformator er å foretrekke, ett hvor det å kaste om på faser vil løse problemet, og to caser der fleksibilitet samt nett utbygging løser problemet. I de sistnevnte to casene er ett case preget av et svakt nett, og det andre preget av et sterkt nett.

4.4.2 Primær- og sekundærdata

Om dataen man bruker er innsamlet av andre eller deg selv avgjør hvorvidt det er primær- eller sekundærdata. Data som er innsamlet spesifikt for å svare på oppgavens problemstilling, for eksempel intervjuer kalles primærdata. Andre typer informasjon som kvantitative registerdata, eller kvalitative tekster som forskeren selv ikke har samlet inn, kalles sekundærdata (Jacobsen, 2015)

Data målt hos slutt kunder og trafostasjoner hos AEN sitt dataregister er sekundærdata, da disse er samlet inn av andre med et annet formål enn å gjennomføre denne utredelsen. Denne dataen er imidlertid ikke på noen måte bearbeidet før denne utredningen benyttet dem. Dermed vil disse dataene være i samme format som om vi skulle samlet den inn selv. Annen informasjon fra rapporter, bransje standarder, forskning og artikler som inkluderes i oppgaven er også sekundærdata.

4.4.3 Databehandling

For simuleringer i NetBas er det i denne utredningen lagt til grunn historiske forbruksdata målt hos de aktuelle sluttbrukerne i kretsen, samt strøm- og spenningsverdier hos de aktuelle nettstasjonene. Dataene hos AEN blir behandlet i Power BI fra Microsoft, et verktøy som gjør det mulig å visualisere, knytte sammen og filtrere den dataen som ligger i databasen. Dataen ble filtrert slik

som presentert i kapittel 5.1 *Problemets størrelse*, før resterende data ble gjennomgått i Excel. Her ble det gjennomført et strategisk utvalg på fire caser av de 278 trafokretsene. Dette er som tidligere nevnt gjort for å sikre en bestemt representasjon i utvalget, da alle virkemidlene i oppgaven skal representeres. Som tidligere nevnt er det ikke tatt med noe informasjon angående identifikasjon og geografisk plassering av de analyserte transformasjonskretsene da dette ikke er relevant for oppgaven. Dette er kraftsensitiv informasjon som ikke er offentlig tilgjengelig.

4.5 Vurdering av empiri

I dette delkapittelet vurderes utredningens empiriske funn. Dette innebærer en vurdering av utredningens reliabilitet og validitet.

4.5.1 Reliabilitet

Reliabilitet handler om hvor pålitelig dataene er. Dette innebærer videre nøyaktigheten av dataene, hvilke data som brukes, hvordan den er innhentet og hvordan den er analysert og tolket. Det finnes flere måter å teste reliabiliteten. Eksempelvis ved å foreta undersøkelsene flere ganger med et gitt tidsintervall mellom hver gang, dette kalles «*test-retest-reliabilitet*». En annen metode er dersom flere forskere undersøker samme fenomen, dette kalles «*interreliabilitet*» (Johannessen et. al., 2016).

I denne utredningen er som tidligere nevnt prosjekteringsprogrammet NetBas benyttet for simulering av lastflyt og spenningsverdier. For å sikre at innputt data og simuleringer er foretatt på en korrekt måte, er simuleringene foretatt flere ganger. I tillegg er fagpersoner i AEN benyttet for å kvalitetssikre arbeidet, noe som styrker utredningens reliabilitet og indre validitet. Det er gjennomført ukentlig møter med en varighet på 1 time med utredningens kontaktperson i AEN der utredningens funn, arbeidsmetoder, datagrunnlag og utfordringer er diskutert og analysert. Gjennom god dialog og konstruktiv kritikk er utredningen revidert på ukentlig basis for å øke kvaliteten på arbeidet. I tillegg til ukentlige møter har utredningens funn også blitt presentert gjennom flere digitale Microsoft Teams presentasjoner. Utredningen er presentert flere ganger for tekniske fagmiljøer i AEN, med representanter fra flere ulike avdelinger i nettselskapet. Dette har skapt gode konstruktive diskusjoner hvor flere synsvinkler omkring utredningens funn ble belyst. Utredningen er også presentert for en større strategisk gruppe med representanter fra ledelsen i AEN, Agder Energi Konsern og eksterne representanter fra selskapet NODES, en markeds plass

for kjøp og salg av fleksibilitet. Utredningens tekniske og økonomiske analyser har mottatt svært gode tilbakemeldinger som har skapt grobunn for ny innsikt på fagfeltet. Det ble konstatert at utredningens funn gir et betydelig bidrag til forskningen omkring fleksibilitets anvendelighet i kraftnettet.

I tillegg til å sikre påliteligheten og gyldigheten av data, har utredningens forfattere også deltatt på ulike møter og seminarer i forkant og underveis i utarbeidelsen av denne oppgaven for å styrke det tekniske kunnskapsnivået og for å orientere seg om øvrige piloter og teknologiske fremskritt i bransjen. Mer konkret har det blitt gjennomført møter med andre nettselskap, forskningsrådet CINELDI (Centre for Intelligent Electricity Distribution) og deltakelse på Smartgrid Konferansen i regi av Energi Norge. Dermed har tolking og analyse av data blitt foretatt med et større kunnskapsnivå og dypere innsikt i bransjen.

Ettersom oppgaven baseres på historiske forbruksdata fra AEN sitt dataregister vil nøyaktigheten av data avhenge av nøyaktigheten på AMS målerne i distribusjonsnettet og AEN sine systemer. Med dagens måleinstrumenter er presisjonen høy, og dermed konkluderes det med høy reliabilitet. Å teste reliabiliteten ved å gjennomføre simuleringer med noen ukers mellomrom har ingen hensikt da dataen fortsatt vil være den samme. Det ville derimot vært interessant om flere forskere hadde undersøkt fenomenet for å teste oppgavens interreliabilitet. Ettersom denne utredningen undersøker et tema som tidligere ikke er forsket på er imidlertid dette ikke mulig, men kan være aktuelt på et senere tidspunkt.

Dalland (2017) påpeker at ved å redegjøre fremgangsmåte for innhenting av data, samt hvilke feilkilder som kan ha påvirket resultatet vil dette gi leseren mulighet til å vurdere reliabiliteten. Det å formidle dette på en forståelig måte vil også øke den kommunikative validiteten (Kvåle, 1996). I denne utredningen er dette tatt i betraktning, der innhenting av data er beskrevet gjennomgående, med særlig utdyping i kapittel 4.4 *Metode for datainnsamling og databehandling*. For å begrense mulige feilkilder er som tidligere nevnt fagpersonell i AEN benyttet.

4.5.2 Validitet

Validitet vil si hvor gyldig, gode, troverdig og relevant dataen er for fenomenet som undersøkes (Johannessen et. al., 2016). I forskningslitteraturen skilles det mellom flere former for validitet.

For å kunne bestemme validiteten for denne utredningen er det plukket ut fire representative former for validitet.

Indre validitet dreier seg om i hvilken grad utredningen har fanget opp de rette årsakssammenhengene. Med dette menes det om undersøkelsen er utført på en måte som gir mulighet for å si at en påvist sammenheng mellom to variabler skyldes en mulig årsakssammenheng (Johannessen et. al., 2016). For å sikre dette er det som nevnt over gjennomført regelmessige møter og presentasjoner med et bredt spekter av fag- og ledelsepersoner både internt i organisasjonen og eksternt. Utredningens resultater har dermed blitt kvalitetssikret gjennom god dialog og konstruktiv kritikk. Utredningen har blitt ukentlig revidert etter påpekninger fra fagfolket, slik at de rette årsakssammenhengene og de rette inputtdataene er på plass.

Angående problemets størrelse trekker utredningen frem det kalde været og økt elektrifisering som mulige årsaker på økt effektuttak. Videre legges det økte effektuttaket til grunn for større problemer med spenningskvaliteten. Denne sammenhengen kan bekreftes ved å se på værdata og effektforbruket fra år til år. I tillegg har utredningen belyst nyhets saker hvor konserndirektør i AEN Jan Erik Eldor og Norges vassdrags- og energidirektør Kjetil Lund omtaler denne sammenhengen. Angående simuleringer på case i AEN er programmet NetBas benyttet. Dette er det programmet AEN til daglig bruker for prosjektering av kraftnett. Simuleringer i dette programmet gir gode og troverdige resultater. Riktignok skal det påpekes at spenningsverdier blir målt som et gjennomsnitt på alle tre fasene. Dette gjør at de faktiske spenningsverdiene kan variere noe fra de verdiene som simuleres fra NetBas.

Undersøkelsene i denne utredningen har noen grad av overføringsverdi, dermed moderat ytre validitet. Ytre validitet handler om i hvilken grad resultatet fra undersøkelser kan overføres i rom og tid. Som tidligere nevnt er undersøkelsene foretatt på en dag med forbruksrekord, en dag med de høyeste effektuttakene i trafokretsene. På den måten er resultatene beregnet basert på det hittil verste scenarioet. Dette gjør at dersom virkemidlene fungerer denne dagen, vil de også fungere resterende dager i året når forbruket er lavere. Dermed har resultatene overføringsverdi. Angående problemets størrelse har dette liten overføringsverdi. Resultatene er basert på historiske data fra AEN, det vil si at resultatene hverken er gjeldene for andre nettselskap, eller aktuelle på et senere

tidspunkt. I fremtiden vil forbruksmønstre, kraftnett infrastruktur og værforhold igjen påvirke problemets størrelse, og vil mest sannsynlig gi andre resultater enn i dag.

Statistisk validitet dreier seg om generalisering, om undersøkelsene kan generaliseres fra utvalg til populasjon (Johannessen et. al., 2016). Gjennom et omfattende analysearbeid er det i denne utredningen avdekket store generaliseringsutfordringer. Dette skyldes kraftnettets særegenhet og individualitet. Hver trafokrets er unik, noe som resulterer i at løsningen på et spenningsavvik vil være forskjellig fra trafokrets til trafokrets. Eksempelvis kan bruk av fleksibilitet fungere utmerket i et tilfelle, mens det i en annen trafokrets ikke vil fungere i det hele tatt. For å oppnå statistisk generaliserbarhet for AEN må en større andel av de 278 trafokretsene analyseres. Problemet med spenningskvalitet kan riktignok ikke direkte generaliseres over hele Norge eller til andre nettselskap da disse har andre nettkonfigurasjoner, andre forbruksmønstre og ytre forhold som påvirker graden av dårlig spenningskvalitet. Det skal derimot sies at et viktig funn i denne utredningen er nettopp dette, at resultatene er utfordrende å generalisere grunnet nettets individualitet og særegenhet.

I denne utredningen er problemet med dårlig spenningskvalitet undersøkt på et svært grundig nivå ved å gå i dybden på enkelt case. Dette er nødvendig for å besvare problemstillingen ettersom kraftnettet er komplekst og nettstrukturen er svært forskjellig fra trafokrets til trafokrets. Gjennom analysearbeid, simuleringer, møter og presentasjoner har de empiriske funnene blitt kvalitetssikret for å inneha høy grad av pålitelighet og troverdighet. Dette arbeidet er både tid og ressurskrevende, noe som resulterte i at utredningen kun har rukket å undersøke fire caser. Dermed har utredningens høye grad av pålitelighet, troverdighet og grundighet gått på bekostning av dets generaliserbarhet.

Begrepsvaliditet handler om hvorvidt det er samsvar mellom fenomenet som skal undersøkes og innsamlet data (Johannessen et. al., 2016). I denne utredningen benyttes som tidligere nevnt kvantitative tallbaserte data hentet fra ADMS systemet til AEN. Dette er data som er hentet ut fra lavspenningsnettet via avanserte måleinstrumenter. Det vil si at analysene og funnene i denne utredningen er basert på data som er direkte knyttet til fenomenet som undersøkes og med høy grad av presisjon. Derav inneholder utredningen høy grad av begrepsvaliditet.

4.6 Kildekritikk

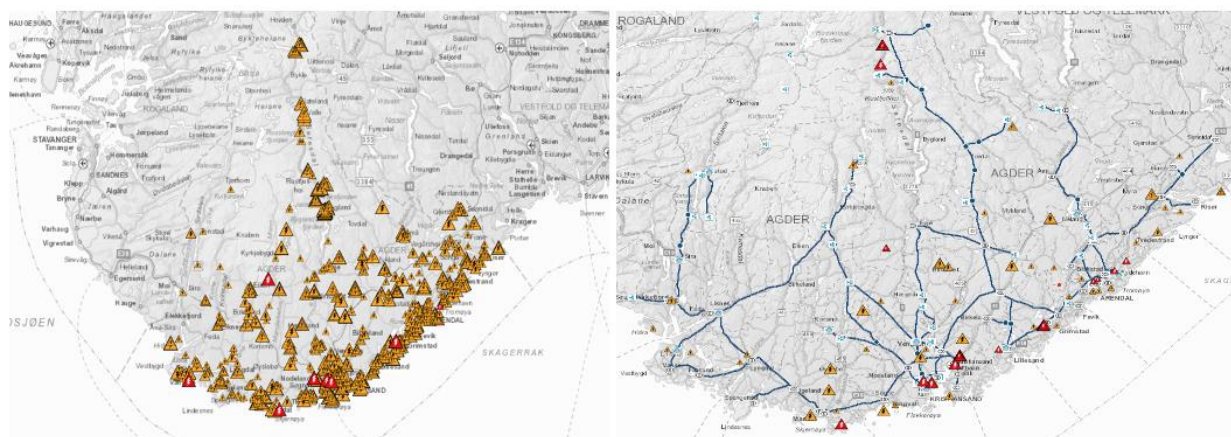
Majoriteten av kildene i denne utredningen er utgitt av anerkjente forlag eller tidsskrifter, noe som øker troverdigheten til kildene. Publikasjoner og studier som ikke er utgitt av et forlag eller i et tidsskrift, kalles grå litteratur (FHI, 2016). Denne utredningen har benyttet en del av denne typen litteratur, gjennom artikler og rapporter publisert av konsulent- og rådgivningselskaper og bransjeaktører, eksempelvis Statnett. Dette gjelder spesielt rundt tematikken forbrukerfleksibilitet i det nordiske markedet, og kraftnettets fremtidige utfordringer. Dette er undersøkelser som er helt nødvendig for oss å inkludere i oppgaven, og vi mener at troverdigheten til disse kildene er stor.

5. Problemets størrelse og dagens virkemidler

I dette kapittelet vil utredningen presentere spenningsproblematikkens størrelse og dagens virkemidler for håndtering av spenningsavvik i det lavspente distribusjonsnett. I delkapittel 5.1 *Problemets størrelse* presenteres, analyseres og diskuteres problemets størrelse. I delkapittel 5.2 *Dagens virkemidler for håndtering av spenningsavvik*, vil utredningen presentere virkemidlenes anvendelighet, begrensninger og kriterier. Disse virkemidlene vil senere i kapittel 6. *Analyse* anvendes på case i AEN.

5.1 Problemets størrelse

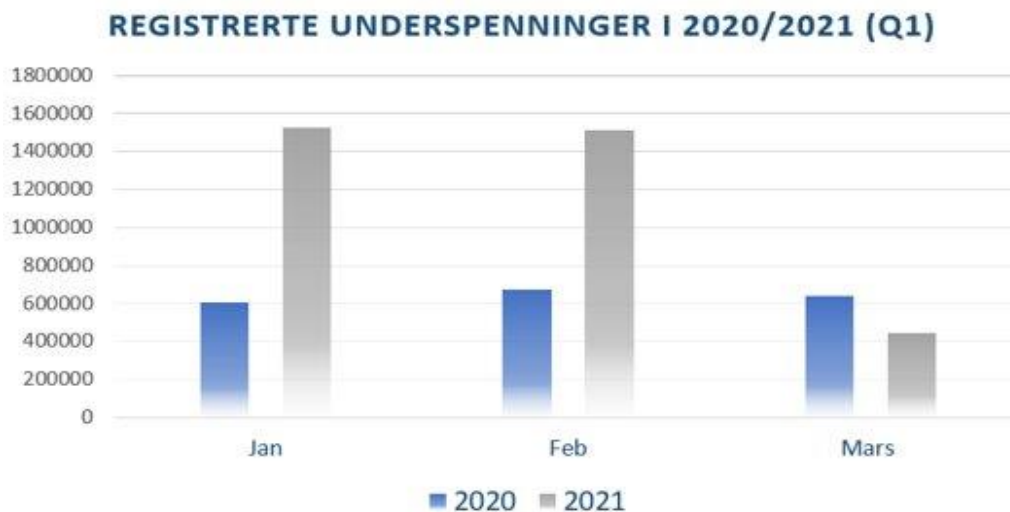
Kartleggingen av problemets størrelse er foretatt gjennom analyse av data fra selskapets systemer, herunder ADMS systemet og Power BI. Innsamlet data som er fremstilt i ADMS og Power BI kommer fra AMS måleren hos sluttbrukeren. Kartleggingen består av antall spenningshendelser og den geografiske utstrekningen av disse i distribusjonsnett. I tillegg ser vi på hvor mange spenningsklager som er sendt inn. Til slutt blir også problemets størrelse målt i antall trafokretser med spenningsavvik. Dette antallet er filtrert ned gjennom noen enkle kriterier, slik at det aktuelle antallet trafokretser med spenningsavvik innehar tilstrekkelig data for videre analyser. Det nedfiltrerte utvalget danner grunnlaget for utvalgte case som senere vil bli analysert i kapittel 6. *Analyse*. Av figur 14 ser vi to utklipp av ADMS systemet med registrerte spenningshendelser.



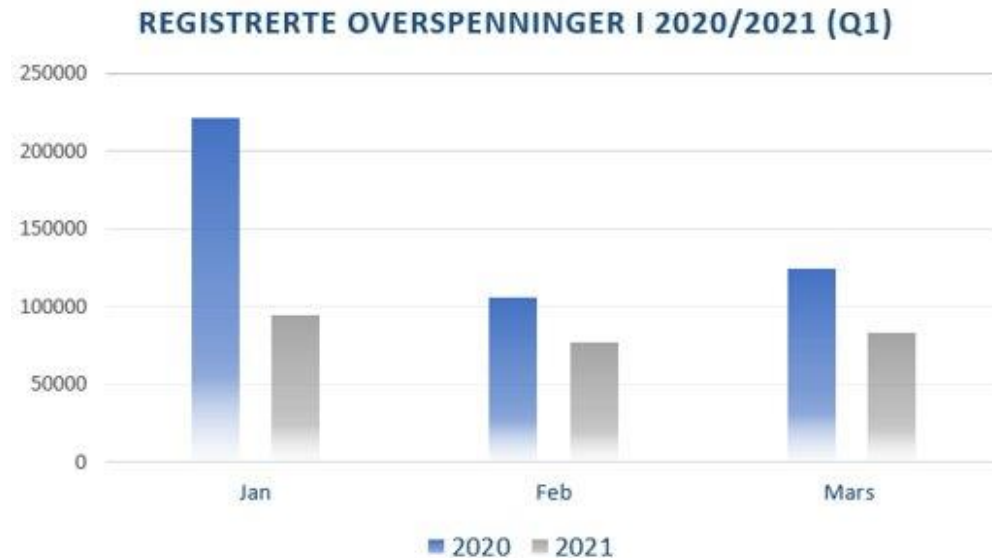
Figur 14: Registrerte spenningshendelser i ADMS systemet.

Utklippene i figur 14 er tatt med to ukers mellomrom. Utklippet til venstre er tatt 12.02.21 kl. 09.30, altså tidspunktet med det høyeste registrerte strømforbruket i Norge noensinne. Denne dagen er preget av mye kaldt vær. Bildet til høyre er tatt den 26.02.21 kl. 13.00, en dag med varmegrader i store deler av AEN sitt konsesjonsområde. I utklippene er områder med underspenning markert med oransje varseltrekanter, mens områder med overspenning er markert med røde varseltrekanter.

Som vist i figur 14 har antall spenningshendelser en klar sammenheng med været. Kaldere vær fører til økt forbruk som resulterer i økt spenningsfall. I praksis kan vi se dette i ADMS systemet i tilfeller der spenningen er så lav at det blir registrert en spenningshendelse. En annen sammenheng vi også har pekt på tidligere i denne utredningen er den økte elektrifiseringen i samfunnet generelt (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021). Tall fra AEN sin database viser at den kalde vinteren i år (2021), har ført til en stor økning registrerte underspenninger, samt en reduksjon av overspenninger sammenlignet med 2020. Figur 15 viser at både januar og februar har mer enn en fordobling av antall hendelser. Følgelig har andelen overspenninger i de samme periodene blitt redusert, noe som kan ses av figur 16.



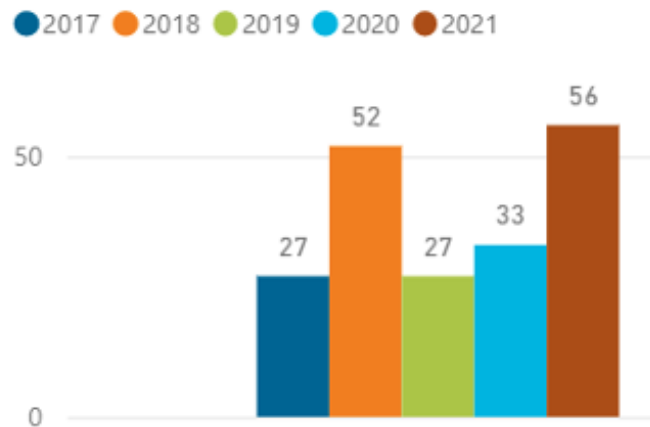
Figur 15: Grafisk fremstilling av registrerte underspenninger hos AEN i januar, februar og mars 2020 og 2021



Figur 16: Grafisk fremstilling av registrerte overspenninger hos AEN i Januar, Februar og mars 2020 og 2021

Når det kommer til hvordan spenningshendelsene registreres avviker dette noe fra FOL. For langsomme spenningsvariasjoner er grensene i FOL angitt som en endring på $\pm 10\%$ av nominell spenning ($U = U_n \pm 10\%$), målt som 1 minutts gjennomsnittsverdier (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021). Spenningshendelsene som er presentert i figur 15 og 16 er tatt ut fra ADMS systemet til AEN, som registrerer en spenningshendelse dersom spenningen har vært utenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som 10 minutts gjennomsnittsverdier. Dette samsvarer med normen for spenningskvalitet i Europa (EN 50160), som angir at spenningen skal måles som 10 minutters gjennomsnittsverdier av spenningens effektivverdi (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021). Ved bruk av 1 minutts intervall i stedet for 10 minutter ville man fått adskillig flere registrerte målinger. Selv om målingene ikke direkte gjenspeiler hvor ofte spenningskvaliteten er utenfor grensene i FOL, gir en slik måling et godt bilde på omfanget og utstrekning av spenningsproblematikken. Oppsummert ser vi altså at det eksisterer utfordringer med spenningskvaliteten i hele konsesjonsområdet og det forsterkes i perioder med høyt strømforbruk.

Flere spenningshendelser leder til flere spenningsklager. Figur 17 viser totalt antall innsendte spenningsklager i første kvartal fra 2017 til 2021. Av figur 17 ser vi at det i 2021 har kommet inn 56 spenningsklager. Dette er det høyeste antallet i første kvartal på flere år. Av de 56 innsendte spenningsklagene ble 28, altså 50 % av disse, sendt videre til avdeling egenregi for utbedring av nettet. Resterende 28 er under behandling eller ble løst med andre tiltak, blant annet ved trinning av trafo og å kaste om på faser. Det finnes ingen statistikk på antall klager som blir løst med hvert av disse virkemidlene.



Figur 17: Antall spenningsklager i AEN i første kvartal (Q1) i perioden 2017-2021

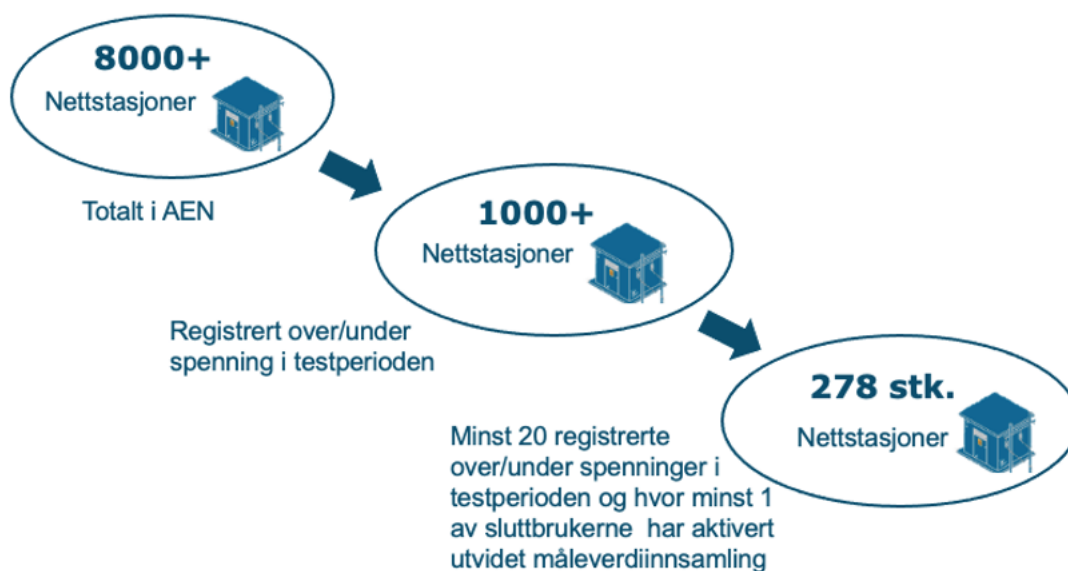
Av figur 17 ser man at antall spenningsklager varierer fra år til år. Man ser også den tydelige sammenhengen mellom kalde vintre og spenningsklager. Vinteren 2018 og vinteren 2021 har begge markert seg som spesielt kalde, og dette gjenspeiler antall spenningsklager som nesten har doblet seg sammenlignet med varmere vintre. Denne sammenhengen kan også studeres fra måned til måned som vist av figur 18, som konstaterer at det er i januar og februar de fleste klagenes har kommet inn, altså de to månedene med kaldest vær.



Figur 18: Antall spenningsklager i AEN fremstilt per. måned i Q1 i perioden 2017-2021

Det er mange spenningshendelser det ikke klages på. I samsvar med stadig nyere teknologi som gir sluttbrukeren mer kontroll og oversikt over sitt elektriske anlegg, har problemet et potensiale til å bli mye større enn det er i dag. Nettselskapet er som tidligere nevnt pliktige til å utbedre eventuelle spenningsavvik fra FOL og å behandle hver spenningsklage som at «kunden har rett til det motsatte er bevist», med de målinger og analyser som det medfølger (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021). Kombinert med økt lokal produksjon, er det sannsynlig at problemet, og da også kostnadene vil øke i tiden fremover.

Siste del av problemets størrelse omfatter antall trafokretser som opplever over- eller underspenning. For å ha tilstrekkelig datagrunnlag til å kunne vurdere de ulike virkemidlene for håndtering av spenningsavvik ble det totale antallet trafokretser filtrert ned ved hjelp av noen enkle kriterier presentert i figur 19;



Figur 19: Filtrering av trafokretser i det lavspente distribusjonsnett til AEN

Av figur 19 ser vi nedfiltreringen av antall trafokretser i det lavspente distribusjonsnettet til AEN. Vi tar utgangspunkt i alle trafokretser i distribusjonsnettet på 8330 stk. Av disse legges det til ulike kriterier. Første kriterium er at trafokretsen må inneholde en over- eller underspenning i testperioden fra januar til mars 2021. Denne filtreringen gir oss et nytt totalt utvalg på 1072 trafokretser. Neste

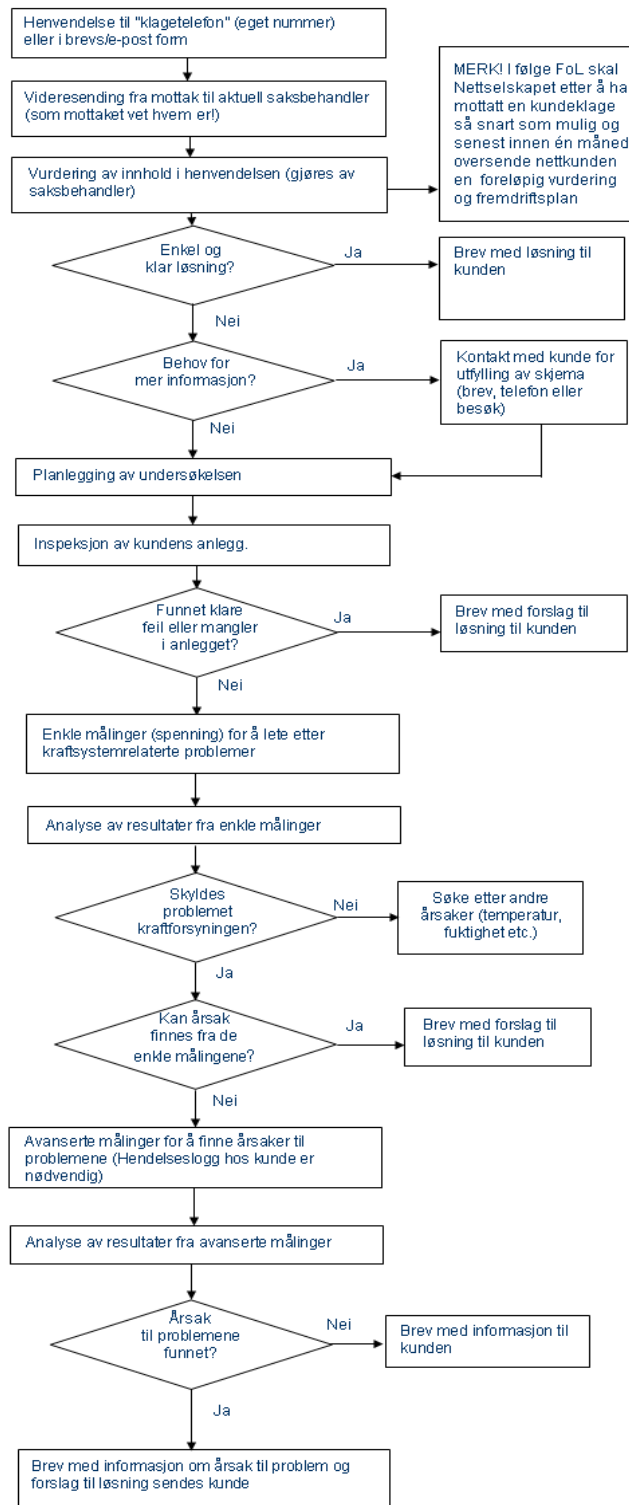
kriteria er at det må foreligge minst 20 registrerte spenningshendelser i testperioden og hvor minst en av sluttbrukerne i kretsen som opplever over/under spenning har aktivert utvidet måleverdiinnsamling. Ved å legge inn et minste antall spenningshendelser på 20 stk. vil spenningshendelser som er knyttet til driftsforstyrrelser, planlagte koblinger eller andre kortvarige forhold i nettet fjernes. Dette er ønskelig da utredningen ønsker å se på caser hvor det foreligger problemer med spenningskvaliteten over flere dager. Ved aktivering av utvidet måleverdiinnsamling kan vi lese av fem minuttets verdier for strøm og spenning hos sluttbrukeren, noe som er avgjørende for å kunne analysere virkemidlene i denne utredningen. Ved å legge til disse kriteriene står vi igjen med et antall på 278 aktuelle trafokretser. Av dette utvalget foretas et strategisk utvalg for å belyse virkemidlenes tekniske og økonomiske konsekvenser. De utvalgte casene vil bli presentert og analysert i kapittel 6. *Analyse*.

5.2 Dagens virkemidler for håndtering av spenningsavvik

Fra håndboken om spenningskvalitet (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021) er de vanligste tiltakene man kan sette inn for å redusere problemet med langsomme spenningsvariasjoner;

1. Forsterke nettet
2. Trinne nettstasjon
3. Kompensering
4. Spenningsbooster
5. Spenningsregulerende utstyr hos kunde
6. Batterier eller UPS (Uninterruptible Power Supply) hos kunde
7. Laststyring hos kunden.

I dag benytter AEN seg i hovedsak av virkemidlene; trinne transformator, kaste om på faser og å oppgradere/bygge nett for å forbedre spenningskvaliteten i de områder der det er meldt inn spenningsklager. De som opplever dårlig spenningskvalitet og ønsker å få dette utbedret melder inn en spenningsklage. Måten en spenningsklage sendes inn og behandles i nettselskapet er i samsvar med Sintef Energi og Energi Norge sitt tekniske flytskjema for teknisk avklaring. Dette flytskjemaet er presentert i figur 20 under (SINTEF Energi & Energi Norge, 2021).



Figur 20: Flytskjema for teknisk avklaring ifm. spenningsklager

Prosessen rundt en spenningsklage starter med at kunden selv melder inn en klage. Dette gjøres i de fleste tilfeller gjennom et digitalt klageskjema som fylles ut av kunden. Dette skjemaet finnes inne på kundens egen side kalt «Min side» inne på nettselskapets hjemmeside. Denne klagen blir så behandlet av en saksbehandler. I AEN er dette ansatte på avdeling Kvalitet og Tilstandskontroll. Etter en gjennomgang av klagen avgjør saksbehandler om det foreligger en enkel løsning på problemet, eller om det er nødvendig med ytterligere informasjonsinnhenting. I tilfeller med en klar løsning sendes forslag til løsning tilbake til kunden, mens i tilfeller med behov for ytterligere informasjonsinnhenting planlegges dette arbeidet. Det iverksettes ulike tiltak for å innhente nok informasjon og måledata til å ta en god beslutning. Dette inneholder data fra ADMS systemet og NetBas, og kan også bestå av inspeksjon av kundens anlegg. Årsaken til dårlig spenningskvalitet kan skyldes feil i AEN sitt lavspenningsnett eller i kundens eget anlegg. Dersom feilen ligger hos kunden har ikke AEN utbedringsplikt, men er en sak kunden selv må ta med elektriker. Dersom målinger viser at problemet ligger i AEN sitt område, altså utenfor kundens anlegg, er nettselskapet som tidligere nevnt ihht. FOL pliktet til å utbedre dette. I slike tilfeller vurderes det hvilket virkemiddel som er mest effektivt for å løse problemet. I AEN undersøkes først virkemiddele trinning av trafo og å kaste om på faser, da disse kan løse problemet raskt og kostnadseffektivt. Dersom problemet ikke kan løses med noen av disse virkemidlene blir spenningsklagen sendt videre til avdeling Egenregiprojekter. I avdeling egenregiprojekter blir spenningsklagen behandlet ved oppgradering eller utbygging av kraftnettet for å løse spenningsproblemet. Når det er funnet en passende løsning på problemet blir denne løsningen sendt tilbake til kunden, og klagesaken er ferdig behandlet.

5.2.1 Trinning av fordelingstransformatorer

Å trinne en fordelingstransformator kan være et effektivt virkemiddel i enkelte tilfeller. Tapet og spenningsfallet i nettet vil, som forklart i kapittel 2.1 *Det norske kraftnettet*, øke i samsvar med forbruk og avstand. Dermed kan det, spesielt i vintermånedene da forbruket er høyest, være stort spenningsfall fra nettstasjonen og ut til kundene. Dersom det viser seg at noen kunder i enden av en trafokrets har spenning utenfor FOL, kan trinning av trafo være et mulig virkemiddel.

Fra kapittel 3.2 *Transformatorer*, viste vi at man kan endre spenningsnivået på sekundærsiden ved å endre viklingsforholdet i transformatoren. Dette betyr i praksis at ved å øke viklingsforholdet gir dette en økning i utgangsspenningen fra trafo som videre kan resultere i at kunder i enden av en

krets som opplever lav spenning, kan få økt sitt spenningsnivå opp til et akseptabelt nivå ihht. FOL. De fleste trafoer har flere trinn de kan stilles inn på, som varierer utgangsspenningen. Generelt tilsvarer et trafotrinn 5-6 Volts endring i spenningsnivå (REN, 2020).

Det foreligger noen kriterier for at dette virkemiddelet skal kunne fungere. For det første må man sjekke at ikke transformatoren allerede er trinnet helt opp eller ned. Dette kan sjekkes i NetBas. I mange tilfeller stemmer ikke dette i realiteten, noe som fører til at man må reise ut til nettstasjonen og sjekke fysisk. I denne utredningen undersøkes det i NetBas, og dersom det ser greit ut¹⁵ der gjøres det en antakelse på at trinning er mulig. Det neste kriteriet for at dette virkemiddelet skal fungere er at avstanden mellom kunden som opplever spenningsavvik og nettstasjonen ikke er større en 700m-800m. Fra beregninger i NetBas og fra fagpersoner i AEN blir det konstatert at dersom avstanden oversiger dette vil spenningsfallet på linja bli for stort og trinning vil ikke gi merkbar effekt. Det siste kriteriet er at spenningsbåndet¹⁶ ikke må overskride bestemmelsene i FOL. Det vil si at trinningen ikke må forårsake at andre husholdninger på trafokretsen får en under- eller overspenning som følge av en trinning. Problemet oppstår som oftest i tilfeller med underspenning der det trinnes opp for å heve spenningen for sluttbrukerne på enden av kretsen. Dette kan resultere i at husholdninger som ligger nærme nettstasjonen opplever overspenning da spenningsfallet ut til disse kundene er vesentlig lavere en til kundene på tamp. Oppsummert vil trinning være et effektivt virkemiddel i tilfeller der en trinning gjør at alle sluttbrukere på trafokretsen får et spenningsnivå som er innenfor grensene i FOL.

Som en følge av at man trinner utgangsspenningen på trafostasjonen opp i løpet av vintermånedene, må man ofte trinne den ned igjen når været blir varmere og strømforbruket blir lavere. Da forbruket minker, vil følgelig spenningen ut fra trafo øke, og det kan da være en fare for at spenningsverdiene oversiger grensen til FOL (253V). Dermed kan det være at det blir nødvendig å stille trafoen i løpet av både høsten og våren. (Coster, 2010). Det vil imidlertid bli større variasjoner av spenningsverdi i løpet av både sesong og på daglig basis dersom andelen distribuert produksjon hos forbrukere øker. Dette kan da føre til at det blir nødvendig med hyppigere trinning, noe som vil gjøre dette til et mindre effektivt virkemiddel. I et slikt scenario kan man vurdere om teknologi for automatisk trinning kan gjøre det til et effektivt virkemiddel (Arnemo, 2014).

¹⁵ Trinning sjekkes på arkivkortet til transformatoren side 1 i NetBas, her skal det stå 0 i trinnkoblerstil. Da er trafo ikke trinnet.

¹⁶ Spenningsbåndet vil si differansen mellom høyeste å laveste spenningsverdi.

Kostandene for dette virkemidlet vil variere med hvor mange ganger det blir nødvendig å trinne transformatoren i løpet av et år. I samråd med fagpersoner i AEN er det estimert en total kostnad på trinning av trafo på 10 000kr per operasjon. Denne kostnaden innebærer planlegging, varsling, to operatører og stans av drift. Dersom man legger til grunn denne kostnaden og at man må medregne å trinne minst 2 ganger i året vil total kostnaden for dette virkemiddelet ligge på ca. 20 000kr i året. Dette prisanslaget er naturligvis følsomt da blant annet mer lokal produksjon og økt strømforbruk kan føre til at spenningsavvikene blir forsterket og antallet trinninger per år følgelig kan øke. Hvis derimot virkemiddelet resulterer i at samtlige sluttbrukere får en spenningskvalitet ihht. FOL er dette virkemiddelet å anse som et kostnadseffektivt virkemiddel.

5.2.2 Kaste om på faser

Å kaste om på faser kan i likhet med trinning av trafo være et effektivt virkemiddel ved enkelte tilfeller. Dette kan benyttes i tilfeller der dårlig spenningskvalitet skyldes ujevn lastfordeling på fasene. Med dette menes at en av de tre fasene ut til kunde har større lastpådrag enn de andre fasene. Dette kan oppstå dersom eksempelvis flere husholdninger på samme trafokrets har koblet stekeovn, elbilladere eller andre kraftkrevende apparater til samme fase. Problemet kan også skyldes stor skjevlast på enkelte kurser hos sluttbrukeren selv. Som tidligere nevnt vil et høyt forbruk resultere i et større spenningsfall. Av den grunn kan derfor stor skjevlast resultere i at en av fasene ikke har tilfredsstillende spenningskvalitet.

For å avgjøre om å kaste om på faser er et reelt alternativ ved tilfeller av dårlig spenningskvalitet må man innhente tilstrekkelig data. Fra ADMS systemet til AEN kan man som tidligere nevnt se strøm- og spenningskarakteristikken per fase i fem minutt intervaller. Dette gjelder for de sluttbrukerne som har aktivert «utvidet målerverdiinsamling» og på nettstasjonene. Hos de kundene som ikke har denne funksjonaliteten aktivert er ikke dette mulig, og kun enkle spenningshendelser blir registrert. Dette er ikke tilstrekkelig for å kunne vurdere virkemiddelet, og dermed vil det i mange tilfeller ikke være mulig å benytte dette virkemiddelet. Som tidligere nevnt er derfor et kriterium for videre analyser i denne utredningen at minst en av sluttbrukerne har aktivert denne funksjonaliteten. Ideelt sett burde alle sluttbrukere i kretsen hatt dette aktivert for å ha best mulig beslutningsgrunnlag, men det finnes derimot ikke en trafokrets hvor dette er tilfelle på nåværende tidspunkt.

Ved tilfeller med dårlig spenningskvalitet i en trafokrets kan man altså via ADMS systemet foreta analyser av strøm og spenning på transformator og hos sluttbrukerne med utvidet målerverdiinnsamling. Her kan man lese av verdier for strøm og spenning per fase i fem minutts oppløsning, som gir en indikasjon på om det er skjevlast hos kundene. Det er ikke samsvar med fasene hos sluttbrukerne og fasene på nettstasjonen eller mellom fasene hos husholdningene. Det vil si at L1, L2 og L3 kan være forskjellige fra hus til hus, og fra hus til nettstasjon. Eksempelvis kan en skjevlast med ekstra lastpådrag på fase L1 hos et hus være samme kabel som fase L2 hos et annet hus. Det samme gjelder på nettstasjon, der en eventuell skjevlast på en av fasene ikke kan direkte spores hos kundene. Dette gjør analysene komplisert og gjør dermed at vi kun kan indikere skjevlast i ADMS systemet, ikke konstatere noe. For å konstatere skjevlast kreves det at man reiser ut og foretar flere målinger blant flere hus i trafokretsen.

Dersom dette virkemiddelet kan løse problemet er det et enkelt og billig alternativ. Først kreves det en befaring, hvor man undersøker og måler lokalt. Da får man et bilde på hvor mye last som trekkes på hvilken fase hos flere kunder, samt hva dette skyldes. Dersom det viser seg at problemet kan løses ved å kaste om på fasene slik at lasten fordeles mer jevnt på alle fasene, gjennomføres dette ved at man kobler om fasene inn til kundene slik at de ikke lenger trekker tung last på samme fase. Dette er en enkel operasjon som ikke tar opp mye tid og ressurser. I samarbeid med AEN sine ansatte har vi estimert en kostnad på 10 000 kr for å benytte seg av dette virkemidlet.

5.2.3 Forsterke eller bygge nytt nett

I de tilfeller der de to foregående virkemidlene ikke løser problemet er det neste alternativet å bygge eller oppgradere kraftnettet. På dette tidspunktet er det gjort tilstrekkelig med undersøkelser og målinger som har avdekket hva problemet er, og konkludert med at nettet må forsterkes. Dermed kan avdeling egenregi med ansvar for oppgradering av eksisterende nett prosjektere en ny anleggsløsning som utbedrer spenningsproblematikken. En ny og forbedret anleggsløsning vil øke påliteligheten, kortslutningsytelsen og spenningen betraktelig, noe som gjør nettet mer rustet for en fremtidig forbruksvekst. Derfor kan dette virkemiddelet i mange tilfeller være en god løsning da det kan utbedre spenningsproblematikken i mange år fremover.

Dersom det foreligger veldig lave kortslutningsytelser i kretsen bør nettet oppgraderes, uavhengig om øvrige virkemidler kan anvendes, dette for å ivareta sikkerheten hos sluttbrukeren. Fra et

nettselskaps perspektiv er kortslutningsytelse et mål på sikkerhet og stivheten i nettet. Kortslutningsytelsen må være høy nok til at vernet kobler ut kretsen ved feilsituasjoner. I dag foreligger det ikke et minste krav til kortslutningsytelse, men for å ivareta sikkerheten bør kortslutningsstrømmen som en tommelfingerregel minst være 5 ganger så stor som hovedsikringen til kunden. En vanlig sikringsstørrelse i norske husholdninger ligger på om lag 63A. Det vil si at kortslutningsytelsen bør være minst 315A. Dette kravet måles som nevnt opp mot sikkerhet, ikke spenningskvalitet. Høy kortslutningsytelse vil ikke nødvendigvis gi høy spenningskvalitet og motsatt, men ved en forsterkning av nettet vil både kortslutningsytelsen og spenningskvaliteten bedres (Sweco Norge AS, 2015).

Nettoppgraderingene varierer i stor grad fra case til case, der noen tilfeller løses med oppgradering av kabeltversnittet, andre med en økning i transformatorens kapasitet eller en forflytning av nettstasjonens plassering til nærmere husholdningene for å redusere spenningsfallet. Som en følge av dette må det bygges ut mer høyspent distribusjonsnett. Dette gir en stor variasjon i kostandene, helt fra et par titalls tusen til flere millioner. Denne utredningen baserer kostnadene for å bygge nett på fagpersoner i AEN samt fra kalkyleverktøyet til bransjeveilederen REN. Dette gir tilstrekkelig gode estimater.

6. Analyse

I dette kapitlet vil utredningen presentere og analysere de tekniske og økonomiske funnene. Utredningen har gjennom en seleksjon presentert i kapittel 5.1 *Problemetets størrelse* sett på et utvalg på 278 trafokretser. Gjennom analyser i ADMS systemet har utredningen foretatt et strategisk utvalg på 4 caser som vil bli presentert i dette kapitlet. De utvalgte casene vil synliggjøre virkemidlenes tekniske og økonomiske konsekvenser.

Virkemidlene trinning av trafo, kaste om på faser, bygge nett eller å benytte eksplisitt forbrukerfleksibilitet undersøkes som virkemidler for å håndtere spenningsavvik i det lavspente distribusjonsnettet til AEN. Det blir også presentert økonomiske beregninger for hver case. Det er benyttet samme fremgangsmåte for alle fire casene. Av den grunn blir Case 1 gjennomgått i detalj, mens case 2-4 er mer kortfattet, hvor det henvises til vedlegg for mer detaljerte beskrivelser.

Den metodiske fremgangsmåten for presentasjon av tekniske funn bygger på AEN sine arbeidsprosedyrer ved behandling av spenningsklager. Dette innebærer å gå systematisk gjennom hver case og hvert virkemiddel. Det første virkemiddelet er å se om saken kan løses ved å trinne transformatoren. Videre undersøkes det om problemet kan løses ved å kaste om på faser. Kan det ikke løses med noen av disse virkemiddelene blir klagen behandlet ved å bygge nett. Til slutt undersøkes det om fleksibilitet kan være et effektivt virkemiddel.

Utredningens tekniske funn er gjengitt i tabell 1. Denne viser de fire casene som er analysert i denne utredningen og deres respektive tekniske løsning. I case 1 og 2 blir spenningsproblematikken løst ved å bygge nett eller å benytte fleksibilitet. I case 3 kan man bygge nett og kaste om på faser, mens i case 4 vil spenningsproblematikken løses ved å trinne transformatoren.

Tabell 1: Tekniske funn

Case/Mulige løsninger:	Trinne trafo	Kaste om på faser	Bygge nett	Fleksibilitet
Case 1			X	X
Case 2			X	X
Case 3		X	X	
Case 4	X			

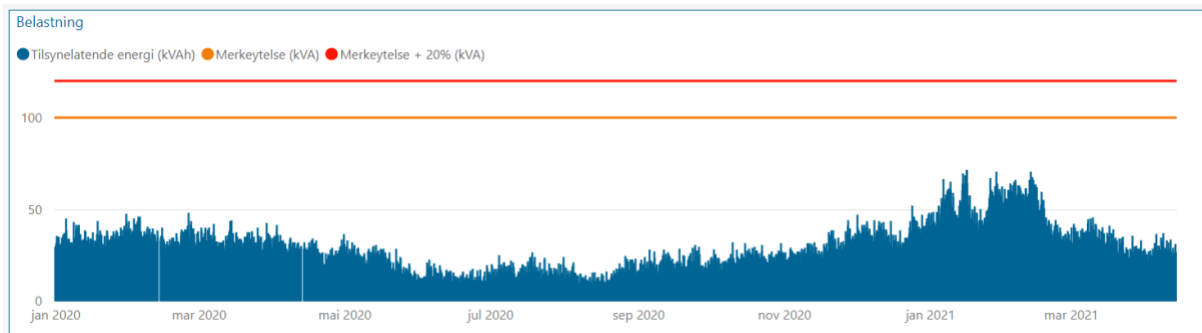
6.1 Case 1

Første skritt i analysen er å innhent trafo- og kundeverdier i kretsen for å vurdere hvilke tiltak som kan være mulig i dette tilfellet. Disse verdiene blir hentet ut fra ADMS systemet. Analysen tar utgangspunkt i morgentimen fra 08.00-09.00 den 12. Februar, en dag med høyt forbruk og flere registrerte spenningshendelser i kretsen. Dette er for øvrig som tidligere nevnt også samme dag som den hittil største registrerte forbruksrekorden i Norge. Temperaturen i området er -14 grader i denne timen, noe som har mye av skylden for det høye forbruket. Trafokretsen i Case 1 består av et TT-nettsystem med 12 sluttbrukere. Husholdningene blir forsynt fra en 100kVA fordelingstransformator fra 2002. Som vist av figur 21 opplever fire av tolv sluttbrukere underspenning i den aktuelle timen. I NetBas ser man at samtlige fire sluttbrukere som opplever underspenning er tilkoblet samme sikring i nettstasjonen. Husholdningene er lokalisert i enden av radialen, cirka 900m fra nettstasjonen. Av figur 21 ser vi husholdningene som opplever underspenning markert med oransje trekanter. Størrelsen på trekanten representerer hyppigheten, hvor små trekanter markerer færre spenningshendelser, og større trekanter følgelig utgjør flere hendelser. Oransje linjer markerer det lavspente distribusjonsnett (400V/230V), mens den mørkeblå linjen er det høyspente distribusjonsnett på 22kV.



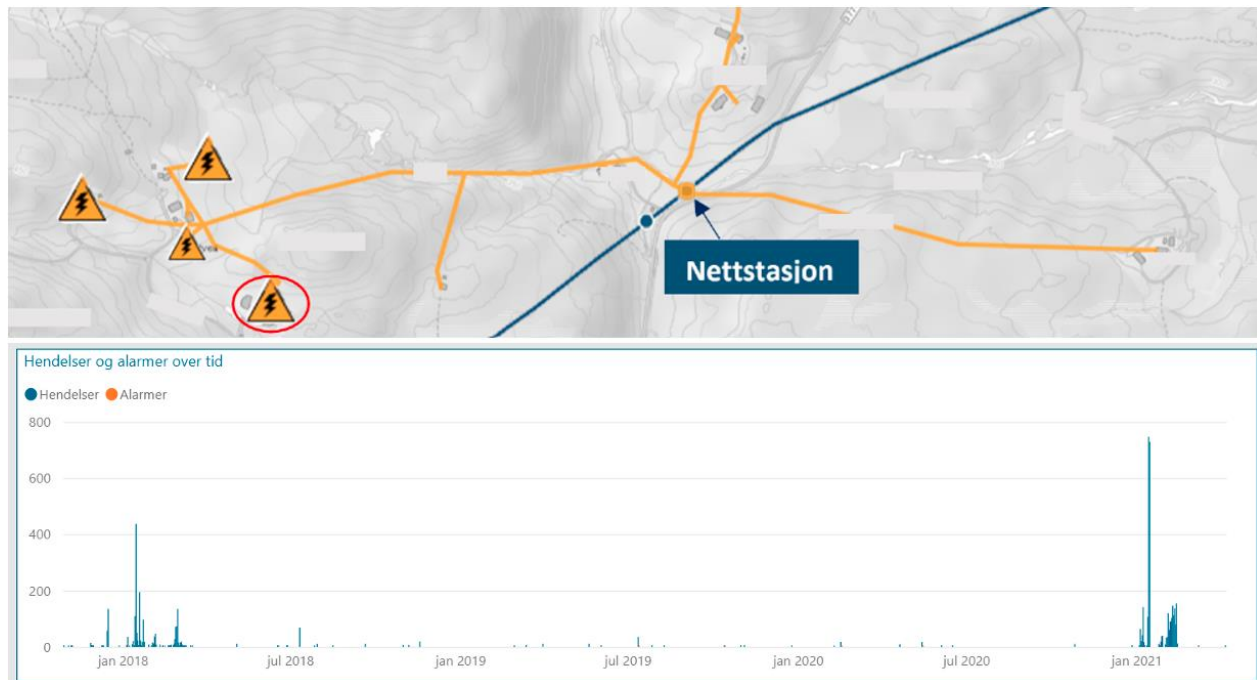
Figur 21: Utklipp fra ADMS systemet av trafokrets case 1

Figur 22 viser belastningen på transformatoren det siste året. Bilde viser at nettstasjonen har rikelig med kapasitet da den det siste året ikke har vært mer belastet enn omkrig 72 % på det meste i vintermånedene. Data fra ADMS systemet viser at dette er den høyeste registrerte belastningen på nettstasjonen noensinne, altså har ikke transformatoren operert i overlast noen gang. Figur 22 viser også tydelige variasjoner i forbruket fra høyt forbruk i de kalde vintermånedene til lavt forbruk i de varme sommermånedene. Ettersom spenningsproblemene er forsterket i 2021 sammenlignet med tidligere år skyldes trolig spenningsproblematikken økt effektuttak. I morgentimen 08.00-09.00 den 12. februar er effektpådraget i kretsen 67kVA, noe som tilsvarer at transformatoren er belastet 70,53%, altså blant de høyst belastede dagene i kretsen.



Figur 22: Belastningen på trafostasjonen i perioden 1. januar 2020 - 15.mars 2021

For å kartlegge omfanget og hyppigheten av spenningsproblematikken undersøkes spenningshendelsesloggen for sluttbrukeren i kretsen som opplever underspenning og som har aktivert utvidet målerverdiinnsamling. I figur 23 er denne sluttbrukeren markert med rød ring, lokalisert i enden av radialen.



Figur 23: Case 1, sluttbruker med underspenning og det tilhørende spenningshendelseslogg

Figur 23 viser spenningshendelsesloggen, en oversikt over historiske spenningshendelser hos kunden. Av denne loggen vises en klar indikasjon på at det i denne kretsen kun er spenningsproblemer i de kaldeste vintrene, når strømforbruket er høyt. Man ser mange hendelser vinteren 2018 og vinteren 2021, og veldig få hendelser ellers de siste tre årene. Ettersom spenningsproblematikken ikke er et varig problem, men et problem som oppstår i perioder med høyt forbruk er det interessant å undersøke om det å bruke fleksibilitet i høylastperiodene kan bedre spenningskvaliteten og dermed bidra til å utsette investeringer. I første omgang vil utredningen undersøke hva nettselskapet ville gjort med dagens virkemidler. Som tidligere nevnt starter dette med å undersøke om spenningsproblematikken kan løses ved å trinne fordelingstransformatoren i kretsen.

Kan trinning av fordelingstransformator løse problemet?

Fra figur 24 under ser man spenningskarakteristikken for fordelingstransformatoren det siste året. Av figuren ser man at spenningsverdiene i vintermånedene er helt oppe mot 250 V ved enkelte tidspunkt. Det vil si at transformatoren ikke kan trinnes ytterligere opp uten å overstige øvre grense fastsatt i FOL. Av den grunn kan det i denne casen konkluderes med at det ikke vil være mulig å benytte dette virkemiddelet for å løse spenningsproblematikken. En eventuelt trinning ville

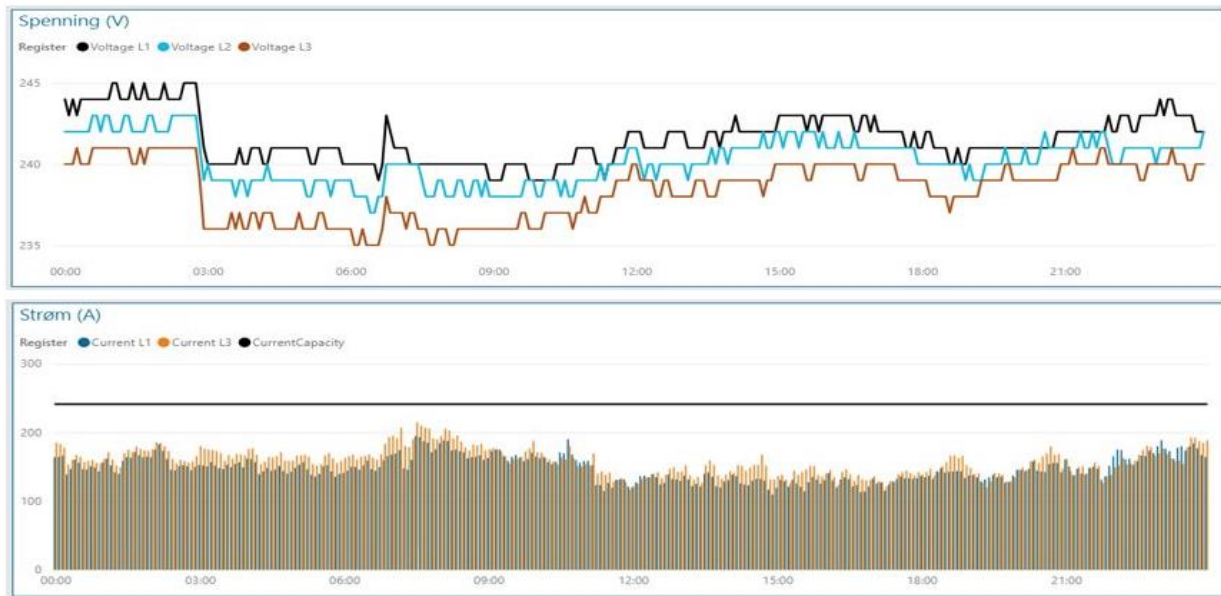
resultert i at spenningsverdiene for sluttbrukere nærme nettstasjonen ville overskredet grensene i FOL ettersom spenningsfallet til disse sluttbrukerne er vesentlig lavere enn for sluttbrukerne på enden av radialen.



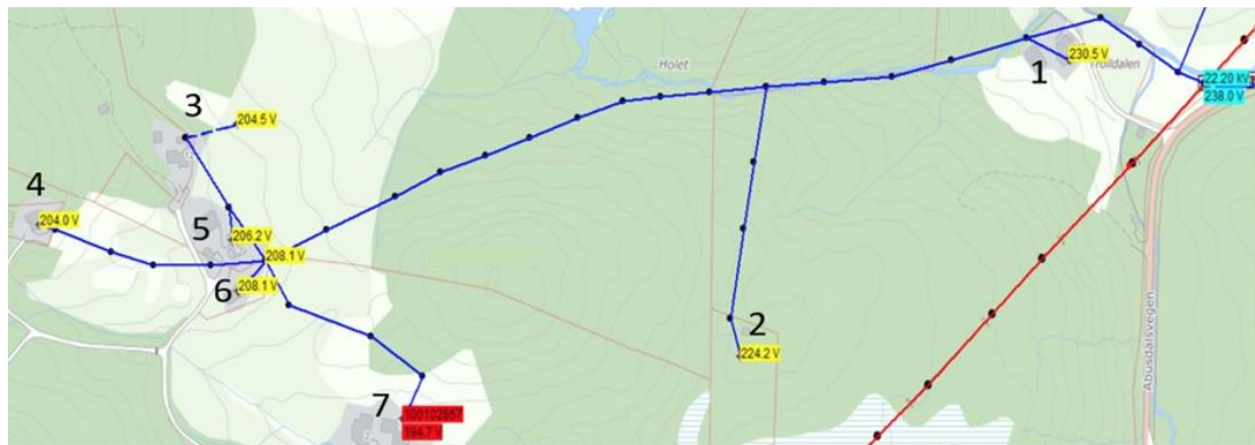
Figur 24: Spenningskarakteristikk ut fra trafostasjon i perioden 1. januar -1. mars 2021, samt sommerhalvåret 2020

Kan problemet løses ved å kaste om på faser?

Av figur 25 ser man strøm- og spenningsverdier på nettstasjonen den 12.02.21. Figuren viser at spenningsverdiene ligger på et høyt nivå, med liten grad av skjevlast. For å kunne vurdere virkemiddelet videre må også strøm- og spenningsverdier sjekkes hos sluttbrukerne.



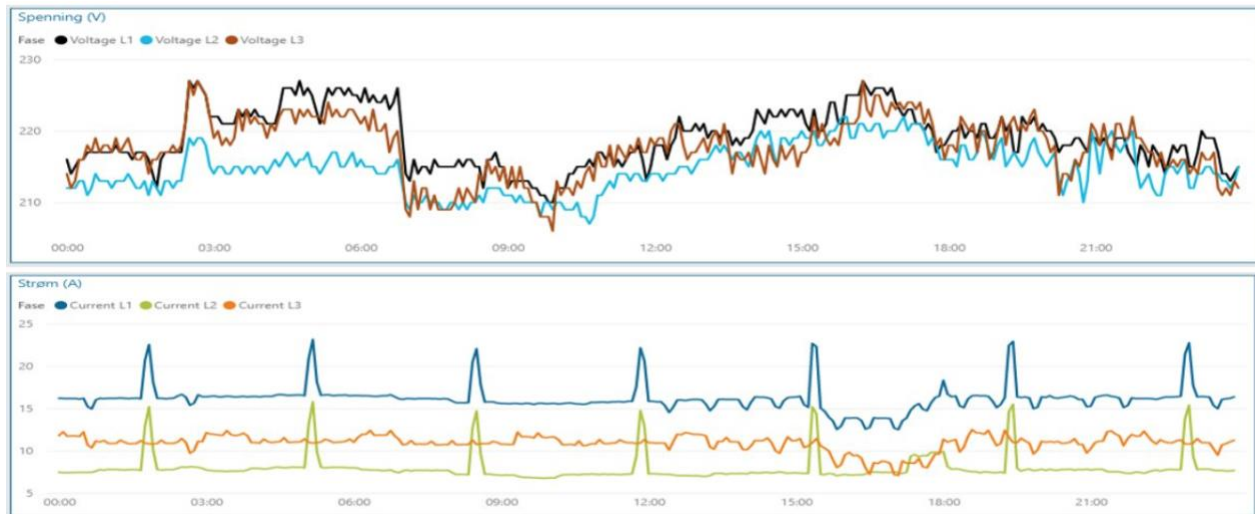
Figur 25: Case 1, spenningsverdier på transformator



Figur 26: Case 1, utklipp fra NetBas av trafokrets

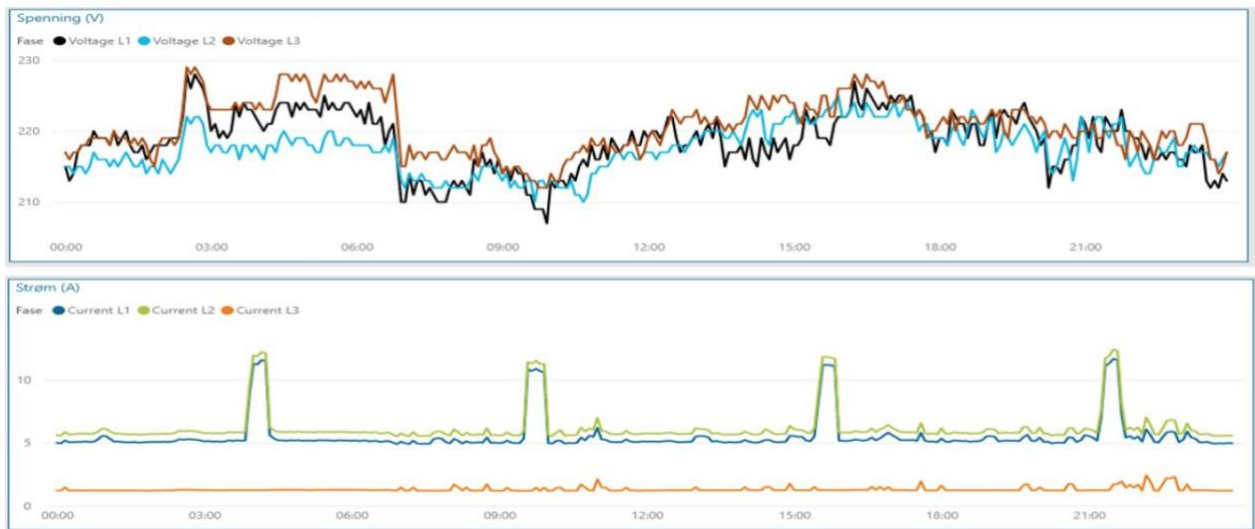
For å få oversikt over kundene på denne radialen er de nummerert fra 1-7 i figur 26 over. Når man skal undersøke om det er ujevn lastfordeling på fasene hos kundene kan man se på strøm- og spenningskarakteristikken til hver enkelt kunde. Fra figur 27-29 er denne karakteristikken for kunde 5, 6 og 7 presentert.

Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 7 viser:



Figur 27: Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 7

Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 6 viser:



Figur 28: Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 6

Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 5 viser:

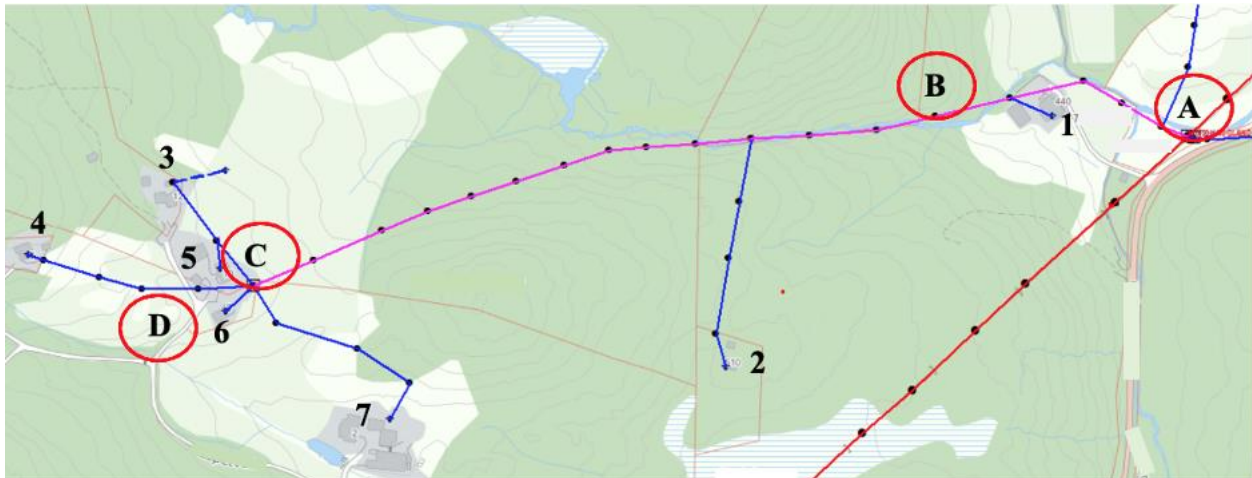


Figur 29: Strøm- og spenningskarakteristikk for kunde 5

Fra disse figurene ser man at det ikke er store forskjeller på spenningsnivået til hver fase. Dersom det var ujevn lastfordeling ville dette kommet tydelig frem i form av at en av fasene i denne karakteristikken befant seg på et mye lavere nivå enn de to andre. Ut ifra dette konkluderes det med at dette virkemiddelet ikke er aktuelt i denne casen, da det ikke vil løse spenningsutfordringene.

Hvordan kan problemet løses ved å bygge nett?

Ettersom de to foregående virkemidlene ikke var tilstrekkelig for å løse dette problemet, gjenstår det å løse problemet ved å bygge eller forsterke nettet. I samarbeid med fagpersonell i AEN har utredningen prosjektert en ny anleggsløsning i NetBas. Denne anleggsløsningen innebærer en oppgradering til en 1000 V anleggsløsning, en løsning som er mye brukt i nettselskapet. Denne oppgraderingen består av to nye 1000 V, 100kVA fordelingstransformatorer, nytt 1000V luftstrek, en oppgradering av kabelverrsnitt fra 25 mm² til 95mm², utskiftning av enkelte master og forsterkning med ekstra støttebarduner i knekkpunkter. Dette er en løsning som reduserer spenningsfallet på linja og samtidig øker kortslutningsytelsen. En forklaring av anleggsløsningen er presentert i tabell 2 med tilhørende geografisk plassering i figur 30 under:



Figur 30: Oversikt over kundene på radialen der spenningsutfordringene befinner seg, samt en markering av områder der ulike endringer i nettet er prosjektert.

Tabell 2: Utdyping av anleggsløsning ved forskjellige punkter i kartet

Punkt i kartet (Se figur 30)	Endring i Nettstruktur
A	Ved punkt A er det eksisterende mastarrangementet utvidet med ekstra stolper og barduner slik at en ny 100 kVA 1000 V fordelingstransformator kan etableres i mast i nærhet til eksisterende trafo. De to transformatorene kobles sammen via en 1x3x95mm ² kabel, på lavspentsiden. På den måten kan spenningen transformeres ned fra 22kV til 230V i eksisterende trafo, for så å transformere opp i ny 1000V trafo i punkt A.
B	Eksisterende 1x3x95mm ² benyttes til å overføre 1000V spenning mellom punkt A og C. I punkt A er eksisterende EX tilkoblet ny 1000V fordelingstransformator. Det monteres en tilsvarende ny trafo i punkt C. Spenningen blir da 1000V i strekket mellom punkt A og C, hvor den i punkt C igjen transformeres ned til 230V. Det monteres en ny 1x3x95mm ² fra eksisterende trafo i punkt A og ut til kunde 1 og 2. Master på strekket frem til kunde 2 må forsterkes med ekstra barduner og oppheng der dette er nødvendig på grunn av de ekstra strekkraftene i masten ettersom to kabler monteres i samme mast. I tillegg må det henges opp skilt som markerer at det går 1000V i strekket mellom punkt A-C.
C	Ny 100kVA fordelingstransformator montert i mastarrangement. Kunde 3,4,5,6 og 7 kobles til denne transformatoren. Det forsterkes også med nye stolper i strekket mellom punkt A og punkt C der hvor det er nødvendig.

D	For kunde 7, 4 og 3 oppgraderes det fra 1x3x25mm ² til 1x3x95mm ² for å heve kortslutningsytelse og spenning. Fra siste mast og inn til husveggen opprettholdes 1x3x25mm ² .
---	---

Stolpene langs denne radialen er fra 1969, så risikoen for at noen av stolpene må fornyes er stor. Vi prosjekterer dermed med at rundt halvparten av stolpene må erstattes, det vil si 15 stolper, samt at det må settes ned enkelte nye barduner i utsatte punkter der en økning i kabelverrsnittet vil skape større strekkrefter. Dette utgjør 5 nye barduner. Til slutt må det også henges opp 1000V skilt i eksisterende stolper på luftstrekket hvor det nå blir 1000V spenning.

For å avgjøre anleggsløsningens utbedring av spenningsutfordringene i kretsen simuleres løsningen i NetBas ved en lastflytanalyse. I analysen er det lagt inn forbruksdata fra samtlige sluttbrukere i kretsen og spenningsnivået på transformatoren den 12.02.21 i timen 08.00-09.00. Disse verdiene er hentet ut fra ADMS systemet i den oppgitte timen. Først foretas simuleringene med dagens anleggsløsning noe som gir samme lave spenningsverdier som analysert i ADMS systemet. Videre foretas det en ny simulering med den nye anleggsløsningen. Resultatet fra disse simuleringene er vist i tabell 3. Resultatene viser at den nye anleggsløsningen bidrar til å heve spenningskvaliteten godt innenfor FOL, for samtlige sluttbrukere i kretsen. Av tabell 3 ser man at samtlige kunder på tampen av radialen som hadde underspenning (markert i rødt), har fått hevet spenning til 230 V eller høyere. Samtidig så gir en ny og forbedret anleggsløsning en markant forbedring i kortslutningsytelsen for kunde 3-7. Kunde 2 sin kortslutningsytelse faller litt, men er fortsatt innenfor akseptable grenser.

Tabell 3: Simulerte endringer i spennings- og kortslutningsverdier for de kundene tilkoblet radialen med spenningsutfordringer

Kunde nummer	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]	Original Kortslutningsytelse [kA]	Ny kortslutningsytelse [kA]	Endring i Ampere [kA]
1	230.5	↓ 229,9	-0,6	0,593	0,593	0
2	224.5	↑ 238,0	+13,5	0,695	0,473	↓ - 0,222
3	204.5	↑ 231,6	+ 27,1	0,201	0,634	↑+0,433
4	204.0	↑ 230,7	+ 26,7	0,185	0,685	↑+0,500
5	206.2	↑ 232,5	+ 26,3	0,278	1,104	↑+0,826
6	208.1	↑ 233,1	+ 25,0	0,339	1,296	↑+0,957
7	194.7	↑ 230,0	+ 35,3	0,184	0,614	↑+0,430

Kostnadene for denne oppgraderingen er beregnet i samarbeid med fagpersoner i AEN og via REN prosjektkalkyle. Beregningene viser at denne anleggsløsningen kommer på ca. 450 000 kr. Kalkylen er vist i tabell 4 under.

Tabell 4: Kostnader ved ny anleggsløsning

1000V Anleggsløsning:	
- kostnad for 2stk 100kVA transformatorer,	
- kostnad mastearrangement og oppheng	
- Kostnad kabler (1x3x95mm ²)	
- Kostnad 1000V skilt	
- Kostnad frakt og montørarbeid	
- Kostnad prosjektering	
- Kostnad dokumentasjon	
Totalkostnad estimert av fagpersoner i AEN	+ 270 000 kr
Oppgradering av stolper og barduner:	
- kostnad stolpe	
- kostnad barduner	
- kostnad montørarbeid	
Totalkostnad estimert fra Ren kalkyle og fagpersoner i AEN ca. 10 000kr per stolpe	
10 000kr/stolpe * 15 stolper =	+ 150 000 kr
Oppgradering av kabelverrsnitt:	
- Kostnad kabler (1x3x95mm ²)	
- Kostnad frakt og montørarbeid	
Totalpris hentet fra Ren kalkyle ca. 45kr per meter	
45kr/m *667m =	+ 30 000 kr
Sum:	<u>450 000 kr</u>

Oppsummert ser vi at denne anleggsløsningen koster 450 000 kr og løser spenningsutfordringene i kretsen. Utredningen vil videre undersøke om fleksibilitet kan være et effektivt virkemiddel, som kan være med på å utsette denne investeringen. Verdien av å utsette investeringen vil bli diskutert i kapittel 7. *Diskusjon*.

Kan fleksibilitet løse problemet?

Dersom fleksibilitet kan anvendes som virkemiddel må det først undersøkes om det er tilgjengelig fleksibilitet i kretsen. Fra Statnett sin eFlex-pilot (Statnett, 2021) for forbrukerfleksibilitet regnet de med utnyttbar fleksibilitet fra elbil-ladere for å være 3-11 kW, og 0.5-2 kW for Mill ovner¹⁷. Fra Agder Energi sin egen Norflex pilot er det benyttet verdier fra 2-8 kW fleksibilitet i handel med privatkunder. Som forklart i det konseptuelle rammeverket fungerer virkemiddelet fleksibilitet på den måten at man simulerer en lastflytanalyse i NetBas med en lastreduksjon på en eller flere sluttbrukere i kretsen. I denne utredningen vil dette gjøres med en størrelse på 2-7kW, en størrelse som er i henhold til pågående pilotprosjekter.

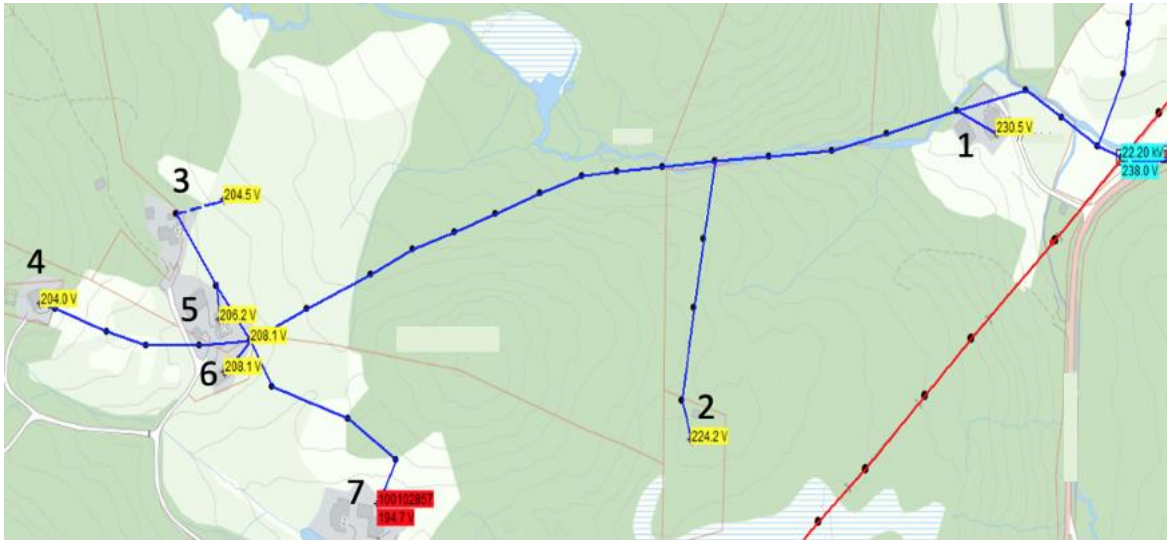
I case 1 er alle husholdninger som opplever underspenning tilkoblet samme radial, dette er vist i figur 31 under. Tabell 5 viser forbruket til denne radialen, bestående av syv husholdninger hvor kunde 3,4,5 og 7 opplever underspenning. Forbruket er hentet den 12.02.21. Denne dagen var det størst forbruk mellom 08.00-09.00 og følgelig da lavest spenningsverdier hos disse kundene.

Tabell 5: Gjennomsnittlig forbruk og spenning fra kl. 08.00-09.00 den 12. Februar 2021 hos kundene på radialen

Gjennomsnittsverdier klokken 08-09, 12.02.21

Kunde nummer	Forbruk [kW]	Spenning [V]
1	11.56	230.5
2	0	224.5
3	2.78	204.5
4	3.89	204.0
5	4.12	206.2
6	1.37	208.1
7	11.88	194.7

¹⁷ Mindre elektriske oppvarmingsovner.



Figur 31: Oversiktsbilde over kundene på radialen med tilhørende gjennomsnittsspennning fra kl. 08.00-09.00 den 12. Februar 2021

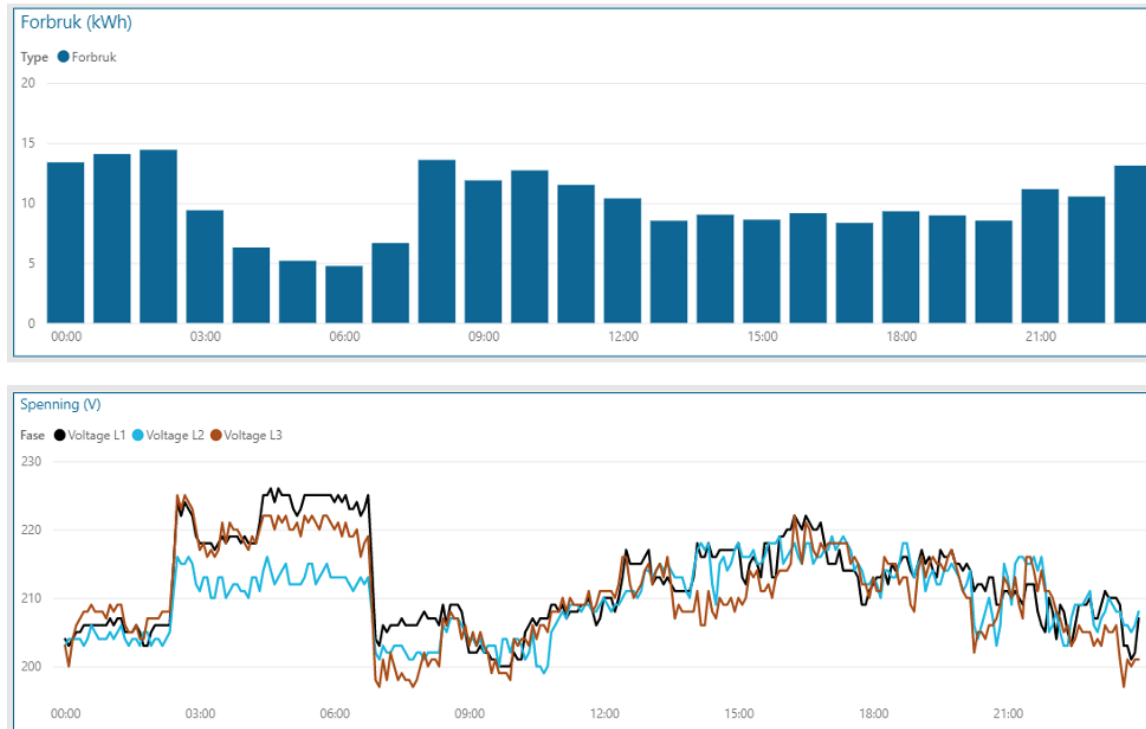
Av tabell 5 ser man at det i denne timen er stor variasjon mellom sluttbrukernes forbruk. Man ser at det er kunde 7 som har høyest gjennomsnittlig forbruk denne timen og lavest spenning. Kunde 1 har også et høyt forbruk, men befinner seg såpass nærme transformatoren at denne kunden ikke opplever underspenning på grunn av lavt spenningsfall. Ettersom spenning er en svært lokal variabel som påvirkes mer av en nabo i nærheten enn av en nabo lengre unna (NVE,2015), vil en reduksjon i spenningen hos kunde 1 gi liten merkbar effekt for kundene på enden av radialen. Dette er bevist gjennom lastflytanalyser i NetBas. Her er det lagt inn en lastreduksjon på henholdsvis 3kW, 5kW og 7kW for kunde 1. Forbruksdata for hele trafokretsen lagt inn i simuleringen. Resultatene fra denne analysen er presentert i tabell 6 under.

Tabell 6: Ulike scenarier der kunde 1 har redusert forbruk

	Kunde nummer	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i Volt [V]
Case 1 <i>Kunde 1 reduserer forbruk med 3 kW</i>	1	11.56	- 3 kW	8.56	230.5	↑232.3	+ 1.8
	2	0	-	0	224.5	↓224.2	- 0.3
	3	2.78	-	2.78	204.5	204.5	-
	4	3.89	-	3.89	204.0	204.0	-
	5	4.12	-	4.12	206.2	206.2	-
	6	1.37	-	1.37	208.1	208.1	-
	7	11.88	-	4.88	194.7	194.7	-
Case 2 <i>Kunde 1 reduserer forbruk med 5 kW</i>	1	11.56	- 5 kW	6.56	230.5	↑233.5	+ 3
	2	0	-	0	224.5	↓224.2	- 0.3
	3	2.78	-	2.78	204.5	204.5	-
	4	3.89	-	3.89	204.0	204.0	-
	5	4.12	-	4.12	206.2	206.2	-
	6	1.37	-	1.37	208.1	208.1	-
	7	11.88	-	11.88	194.7	194.7	-
Case 3 <i>Kunde 1 reduserer forbruk med 7 kW</i>	1	11.56	- 7 kW	4.56	230.5	↑234.7	+ 4.2
	2	0	-	0	224.5	↓224.2	- 0.3
	3	2.78	-	2.78	204.5	204.5	-
	4	3.89	-	3.89	204.0	204.0	-
	5	4.12	-	4.12	206.2	206.2	-
	6	1.37	-	1.37	208.1	208.1	-
	7	11.88	-	11.88	194.7	197.7	-

Som vist i tabell 6 gir en reduksjon hos kunde 1 ingen effekt på husholdningene i enden av radialen. For at fleksibilitet skal kunne fungere må dermed kundene som er lokalisert lenger ute på radialen redusere forbruket. I praksis vil det si kunde 3, 4, 5, 6 eller 7.

Av tabell 5 ser man at det er kunde 7 og delvis kunde 5 som har høyt nok forbruk til å kunne være med på en fleksibilitetsordning med henholdsvis 11,88kW og 4,12kW i forbruk. Kunde 7 skiller seg betraktelig ut med det høyeste forbruket. Ettersom denne kunden både har høyt forbruk, er lokalisert i enden av radialen og selv opplever underspenning undersøkes denne kunden spesielt. Figur 32 presenterer denne kundens forbruk den respektive datoen 12.02.21 og spenningsverdier per fase. Her ser man en klar sammenheng mellom økt forbruk på morgen/kveld og spenningsfall. Det er lavest spenning hos kunden når forbruket er høyt, og høyere spenningsverdier i periodene med lavt forbruk. Forbruket varierer fra 5kW til 15kW gjennom dagen.



Figur 32: Forbruk og spenningsverdier for kunde 7 gjennom dagen den 12. Februar

Det undersøkes flere ulike scenarier hvor kunde 7 og kunde 5 reduserer forbruket sitt. Kunde 7 har sannsynligvis betraktelig mer tilgjengelig fleksibilitet ettersom forbruket varierte med 10kW gjennom dagen. I scenarioene varieres reduksjonen hos denne kunden derfor fra 3kW til 7kW. For kunde 5 reduseres forbruket kun med 2 kW da denne kunden ikke hadde høyt forbruk i utgangspunktet. Oversikt over scenarioene er presentert i tabell 7 under. Videre presenteres resultatet fra lastflytsimulering av scenario 1-5 i tabell 8-12 under.

Tabell 7: Oversikt over de ulike scenarioene for simulering av fleksibilitet i Case 1

Scenario	Simuleringen inneholder forbruksdata for 12. februar, klokken 08-09 med følgende endring;
1	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
2	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 5 kW
3	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 7 kW
4	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 5 kW Kunde 5 reduserer sitt forbruk med 2 kW
5	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW Kunde 5 reduserer sitt forbruk med 2 kW

Tabell 8: Gjennomsnittsverdier for perioden kl. 08-09, 12.02.21 – Scenario 1

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	11.56	-	11.56	230.5	230.5	0
2	0	-	0	224.5	↑ 226.4	+2.1
3	2.78	-	2.78	204.5	↑ 209.3	+4.8
4	3.89	-	3.89	204.0	↑ 208.7	+4.7
5	4.12	-	4.12	206.2	↑ 210.9	+4.7
6	1.37	-	1.37	208.1	↑ 212.8	+4.7
7	11.88	- 3 KW	8.88	194.7	↑ 203.2	+8.5

Tabell 9: Gjennomsnittsverdier i perioden klokken 08-09, 12.02.21 – Scenario 2

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i Spenning [V]
1	11.56	-	11.56	230.5	230.5	0
2	0	-	0	224.5	↑ 227.7	+3.2
3	2.78	-	2.78	204.5	↑ 212.2	+7.7
4	3.89	-	3.89	204.0	↑ 211.7	+7.7
5	4.12	-	4.12	206.2	↑ 213.8	+7.6
6	1.37	-	1.37	208.1	↑ 215.6	+7.5
7	11.88	- 5 KW	6.88	194.7	↑ 208.4	+13.7

Tabell 10: Gjennomsnittsverdier i perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 3

Kunde nummer	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i Volt [V]
1	11.56	-	11.56	230.5	230.5	-
2	0	-	0	224.5	↑ 228.9	+4.4
3	2.78	-	2.78	204.5	↑ 214.9	+ 10.4
4	3.89	-	3.89	204.0	↑ 214.4	+ 10.4
5	4.12	-	4.12	206.2	↑ 216.5	+ 10.3
6	1.37	-	1.37	208.1	↑ 218.3	+ 10.2
7	11.88	- 7 kW	4.88	194.7	↑ 213.3	+ 18.6

Tabell 11: Gjennomsnittsverdier i perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 4

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i Spenning [V]
1	11.56	-	11.56	230.5	230.5	0
2	0	-	0	224.5	↑ 228.9	+4.4
3	2.78	-	2.78	204.5	↑ 215.4	+10.9
4	3.89	-	3.89	204.0	↑ 214.3	+10.3
5	4.12	-2 kW	2.12	206.2	↑ 216.9	+10.7
6	1.37	-	1.37	208.1	↑ 218.2	+10.1
7	11.88	- 5 kW	6.88	194.7	↑ 211.1	+16.4

Tabell 12: Gjennomsnittsverdier i perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 5

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i Spenning [V]
1	11.56	-	11.56	230.5	230.5	0
2	0	-	0	224.5	↑ 227.6	+3.1
3	2.78	-	2.78	204.5	↑ 212.5	+8.0
4	3.89	-	3.89	204.0	↑ 211.5	+7.5
5	4.12	-2 kW	2.12	206.2	↑ 214.1	+7.9
6	1.37	-	1.37	208.1	↑ 215.5	+7.4
7	11.88	- 3 kW	8.88	194.7	↑ 206.0	+11.3

Resultatene fra scenario 1, hvor kunde 7 reduserer forbruket med 3kW, er presentert i tabell 8. Denne viser at spenningsverdiene stiger til et nivå innenfor FOL for alle sluttbrukere i kretsen med unntak av kunde 7 selv. I Scenario 2 derimot, hvor kunde 7 reduserer sitt forbruk med 5 kW vil samtlige kunder ha spenningsverdier innenfor FOL som vist i tabell 9. Spenningsverdiene vil naturlig nok forbedres dersom kunde 7 reduserer sitt forbruk ytterligere, eller dersom andre naboer også reduserer sitt forbruk. De beste resultatene er målt i scenario 3 hvor kunde 7 reduserer forbruket med 7kW. Det viser seg at dette scenarioet gir bedre spenningsverdier enn scenario 4 hvor reduksjonen i kilowatt er likestor. Forskjellen er at i scenario 4 reduserer kunde 7, 5kW og kunde 5, 2kW. Resultatene fra lastflytanalysene viser at for scenario 2, 3 og 4 vil fleksibilitet utbedre spenningsproblematikken. I scenario 1 og 5 vil fleksibilitet hjelpe for alle sluttbrukere i kretsen bortsett fra kunde 7.

Hva blir den øvre betalingsvilligheten for bruk av fleksibilitet?

Da prisen på fleksibilitet ikke er kjent, uttrykkes fleksibilitet som en øvre betalingsvillighet. Den årlige øvre betalingsvilligheten for bruk av fleksibilitet tilsvarer realannuiteten av investeringsutgiften ved å forsterke nettet i dette caset. Ettersom inflasjonsraten ikke er kjent benyttes en realannuitet, som hverken tar hensyn til spesifikk inflasjon på komponentene eller generell inflasjon i markedet. En slik beregning er ikke triviell. Vi må derfor gjøre noen forenklete valg. For det første antar vi at betalingsvilligheten stiger med inflasjonene og regner derfor i faste 2021 kroner, det kalles å regne i reelle verdier. For det andre velger vi å regne den årlige kostnaden for en investering som en realannuitet, dvs. en årlig lik kostnad.

For å beregne en real annuitet benyttes en realrente, en økonomisk levetid på anleggsløsningen og en investeringskostnad. For å finne nettselskapets realrente benyttes NVE sin estimerte referanserente for de neste årene. Dette er en rente som reguleres slik at nettselskapet skal oppnå en avkastning tilsvarende referanserenten. Denne beregnes derfor ut fra nettselskapenes estimerte avkastning på egenkapital og gjeldskostnad. NVE har en oversikt over historisk referanserente og estimerer hva den vil være i årene som kommer. For 5 år siden, i 2016, var referanserenten på 6,32 %, mens for 2020 var den 5,15%. For 2021 er referanserenten estimert til å være 5,00 % noe som er historisk lavt. Den estimerte prognosen for gjennomsnittlig inflasjon i årene 2020-2023 er 2.20% (NVE, 2021b). Realrenten er regnet ut under;

$$\text{Realrente} = (\text{Nominell rente} - \text{Inflasjon}) / (1 + \text{inflasjon})$$

$$\text{Realrente} = (0,05 - 0,022) / (1 + 0,022) = 0,0274$$

I denne utredningen avrundes realrenten til 3%. For å regne ut real annuiteten må også levetiden på investeringen defineres. Anleggsløsningen består som tidligere nevnt hovedsakelig av komponentene transformator, kabler og stolper. Dette er komponenter med lang økonomisk levetid. I samarbeid med ansatte i AEN er den samlede gjennomsnittlige økonomiske levetiden til anleggsløsningen satt til 50 år. Enkelte komponenter har lengre og kortere økonomisk levetid, men av ansatte i AEN er 50 år sett på som det beste utgangspunktet for beregninger av realannuitet i denne utredningen. Anleggsløsningen har en investeringskostnad på 450 000 kr. Realannuiteten regnes ut ved annuitetsformelen som er presentert i formel 5 og forklart i kapittel 3.5.3 *Beregning*

av *realannuitet*. Utredningen har benyttet Excel som et verktøy for beregning av realannuitet da dette forenkler arbeidet, spesielt når man undersøker ulike realrenter og levetider. I Excel er formelen for realannuitet «AVDRAG» som gir samme verdier som annuitetsformelen. Resultatene ved utregning av realannuitet bestående av en investeringsutgift på 450 000 kr, en realrente på 3% og en økonomisk levetid på 50 år er gitt i tabell 13.

Tabell 13: Utregning av real annuitet i Excel

Investeringskostnad	450 000 kr
Realrente	3 %
Levetid	50 år
Real annuitet	kr 17 489,47 kr

Tabell 13 viser at realannuiteten beregnes til ca. 17 500kr. Av disse er 13 500kr renteffekten det første året. Årsaken til at tallet blir så lavt er at renten er lav og levetiden på investeringen er lang. Beregningene er tilsvarende som for et annuitetslån der andelen renter er høyere de første årene, mens andelen avskrivninger blir større mot slutten. Realannuiteten er den reelle kapitalkostnaden for denne investeringen. Ved å utsette investeringen i ett år vil man dermed spare 17 500kr. Med andre ord vil den øvre betalingsvilligheten for bruk av fleksibilitet være 17 500 kr per år (uten inflasjonsjustering). Dersom kostnaden ved bruk av fleksibilitet overskrider denne summen vil ikke dette virkemiddelet være like økonomisk gunstig som å bygge nett. Som forklart i kapittel 3.6 *Håndtering av risiko* kan det være gunstig å inkludere en scenarioanalyse da det er knyttet usikkerhet til basisforutsetningene, som i dette tilfellet er realrenten og levetiden. Ettersom disse kan variere har utredningen foretatt flere beregninger hvor både realrenten og levetiden er justert. På den måten kan kapitalkostnaden heller uttrykkes som et intervall. For en økonomisk levetid benyttes 40år, 45år, 50år og 55år. Dette skyldes at de ulike komponentene har ulik levetid. I tillegg opereres det her med svært lange levetider, noe som gjør at den økonomiske levetiden kan variere mer enn ved kortere levetid. Dette skyldes igjen den teknologiske utviklingen som frembringer nye løsninger. For realrenten benyttes 3%, 4% og 5%. Som tidligere nevnt er 3% realrente svært lavt, men på et nivå NVE har estimert for 2021. Øvre realrente på 5% er historisk sett blant det høyeste nivået NVE har satt, som går tilbake til 2007 (NVE, 2021b). I tillegg er AEN en regulert virksomhet, som derfor trolig ikke vil operer med en realrente høyere enn dette nivået. Ved en varierende realrente og levetid blir resultatene som presentert i tabell 14.

Tabell 14: Beregnet realannuitet ved ulike realrente og levetid 1. år

År 1	Realrente		
	3 %	4%	5 %
Levetid (år)			
40 år	19 468	22 736	26 226
45 år	18 353	21 718	25 318
50 år	17 489	20 948	24 650
55 år	16 807	20 354	24 150

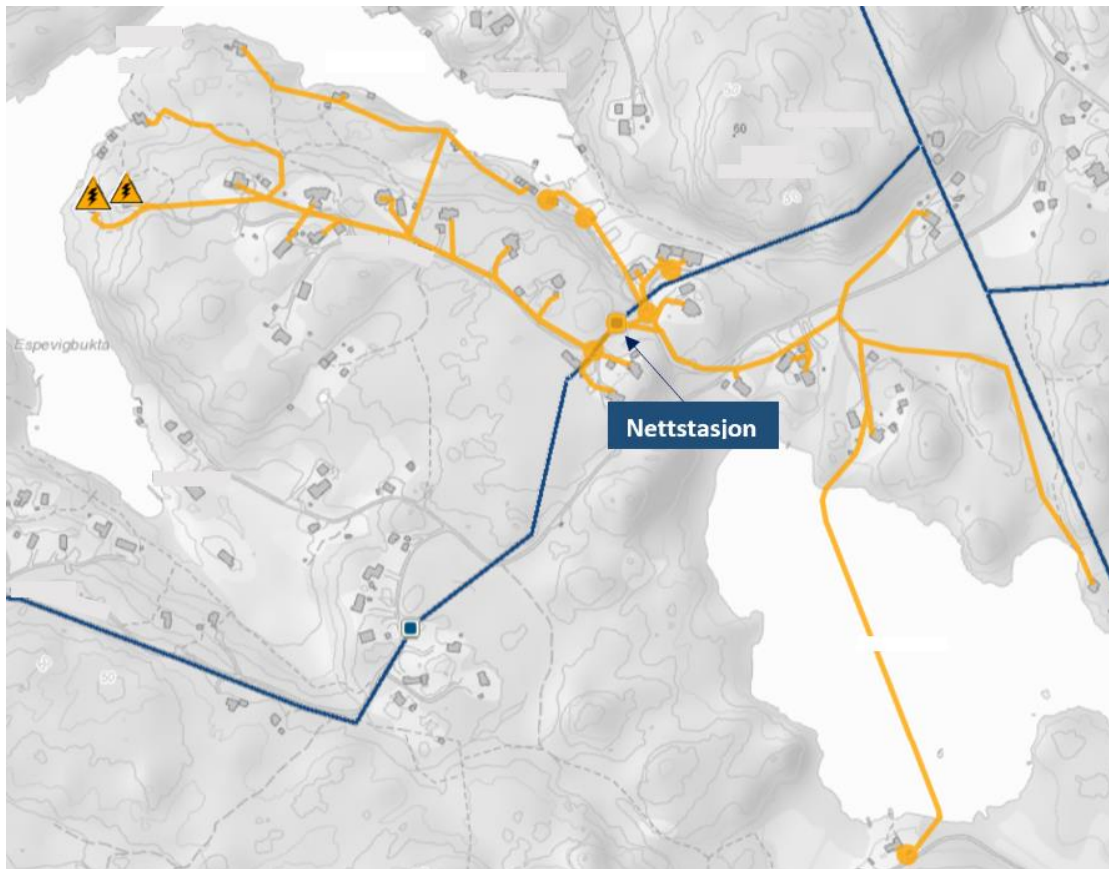
Av tabell 14 ser man den reelle kapitalkostnaden etter 1. år ved varierende realrente og levetid. Resultatene varierer fra i underkant av 17 000kr til i overkant av 26 000kr. Ved en realrente på 3% og en økonomisk levetid på 55år får vi nedre verdi på rundt 17 000kr, mens med en realrente på 5% og en økonomisk levetid på 40år er beløpet omtrentlig 26 000kr. Realrente og levetid spiller altså en vesentlig rolle for den totale realannuiteten.

Tidsperspektivet for kjøp av fleksibilitet for å utsette investeringer ifm. spenningsutfordringer er i samråd med ansatte i AEN anslått til maksimum 10 år. Etter 10 år vil nettet trenge en forsterkning, som ikke lenger kan utsettes ved bruk av fleksibilitet. Etersom vi ikke kan si noe om renteøkning eller prisstigning i årene fremover vil det beste estimatet for å regne på den totale besparelsen etter 10 år være å summere opp beløpet på 17 500kr over ti år. Dette beløper seg til en besparelse på 175 000kr. Igjen skal det understrekes at dette er et estimat som er finrensket for inflasjon og prisstigning samt at det benyttes faste priser (2021 kroner).

På grunn av en realopsjonsverdi ved å utsette investeringen vil realannuiteten som er beregnet i de ulike scenarioene være den minste verdien man kan spare ved å utsette investeringen. En realopsjonsverdi er verdien av at man kan fatte mer rasjonelle beslutninger lenger frem i tid. Dette er på grunn av at man da har mer kunnskap om problemet og måter å løse det på, samt nyere teknologi. Det undersøkes i dag blant annet om batterier som er utplassert i distribusjonsnettet kan fungere som en løsning for spenningskvalitet. Dette er en løsning som innebærer at hele, eller deler av investeringen kunne vært unngått. Etersom det er vanskelig å tallfeste verdien av en realopsjon er dette utelatt fra resultatene, men vil bli diskutert ytterligere i kapittel 7. *Diskusjon*.

6.2 Case 2

Dette caset består av en trafokrets med totalt 29 sluttbrukere i et område bestående av både hytter og fastboende. Det er et TT-nettsystem hvor sluttbrukere blir forsynt fra en 100kVA fordelingstransformator fra 1983. Figur 33 viser et utklipp av trafokretsen hentet fra ADMS systemet, der lavspennettet er markert i oransje, mens høyspennettet er markert i blått. For videre analyser tas det også her utgangspunkt i morgentimen fra 08.00-09.00 den 12.02.21. I denne timen opplever 2 av 29 sluttbrukere underspenning. I figur 33 er disse sluttbrukerne markert med en oransje trekant, lokalisert i enden av radialen, ca. 600m fra transformatoren. Av NetBas ser man at begge husholdninger som opplever underspenning er tilkoblet samme sikring i nettstasjonen.

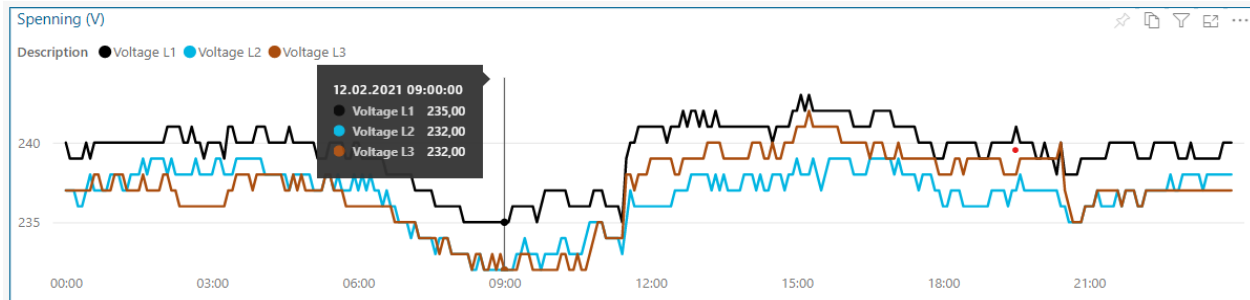


Figur 33: Case 2, utklipp trafokrets

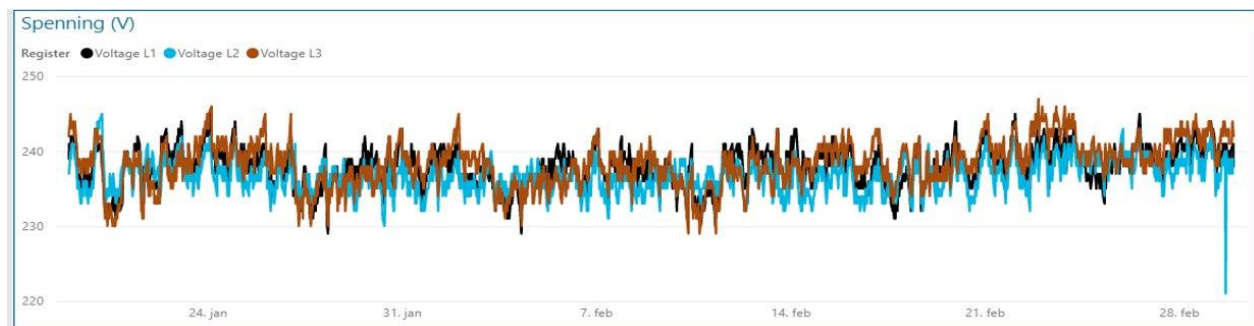
Videre analyse av case 2 er gjort på tilsvarende måte som for case 1. For fullstendig analyse henvises det derfor til vedlegg 1. Videre vil dette delkapittelet oppsummere utredningens funn i case 2.

Kan problemet løses ved trinning av fordelingstransformator?

Av data fra ADMS systemet ser man at transformatoren er overbelastet i vintermånedene når forbruket er høyt. Spenningsverdiene på trafo den 12. februar er vist i figur 34. Figuren viser at spenningen kl. 09.00 i gjennomsnitt på de tre fasene ligger på 233V.



Figur 34: Case 2, Spenningsverdier på transformator



Figur 35: Case 2, spenningskarakteristikk på trafo i testperioden

I figur 35 vises spenningskarakteristikken ut fra trafo i testperioden. Figuren viser at spenningen i perioden har vært på 246 på det høyeste i slutten av februar måned. Ved en eventuell trinning ett hakk ville spenningen blitt 252V. Disse spenningsverdiene er såpass høye at en eventuell trinning kunne forårsaket overspenning for husholdninger nærme nettstasjonen. Av den grunn vil ikke trinning av fordelingstransformator løse spenningsproblemene i denne casen. Det konkluderes dermed med at trinning ikke er en god løsning i dette caset.

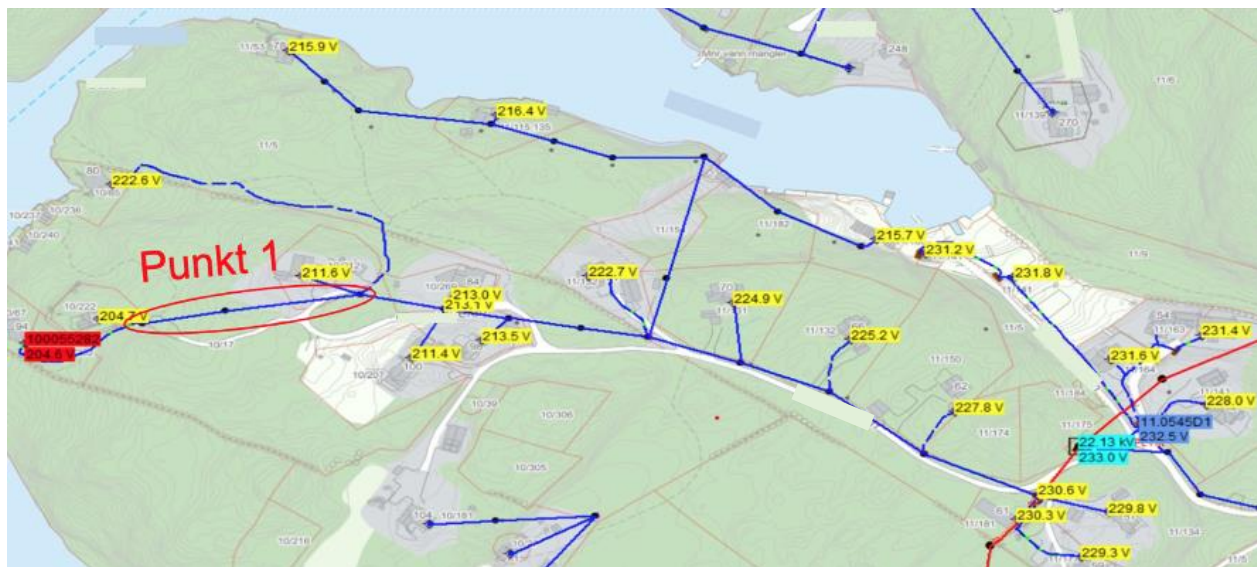
Kan problemet løses ved å kaste om på faser?

Analyse av forbruksdata, spenningshendelser og spenningsverdier hos sluttbrukere i kretsen antyder en liten skjevlast i kretsen, men innhentet data er ikke tilstrekkelig til å kunne konkludere.

Det trengs ytterligere målinger hos samtlige sluttbrukere i kretsen. Før slike målinger blir iverksatt undersøkes det om en oppgradering av anleggsløsning kan utbedre problemet.

Hvordan kan problemet løses ved å bygge nett?

Figur 36 viser et utklipp av trafokretsen fra NetBas. I punkt 1 i figuren er det i dag et kabelstrekk på 112 meter med en 1x3x25mm² kabel. I et forsøk på å øke spenningskvaliteten hos kunde 1 og 2 kan man øke kabelverrsnittet på disse kablene. I denne utredningen er det prosjektert i NetBas en anleggsløsning der man oppgraderer dette kabelstrekket fra dagens 1x3x25mm² til 1x3x95mm². Lastflytberegninger på denne oppgraderingen er presentert i tabell 15 under.



Figur 36: Trafokrets med markert område for oppgradering av ex kabel

Tabell 15: Endring i spenning og kortslutningsytelse hos nærliggende kunder etter oppgradering av kabelstrekk

Kunde nummer	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]	Original Kortslutningsytelse [kA]	Ny kortslutningsytelse [kA]	Endring i Ampere [kA]
1	204,6	↑ 209,6	+ 5,0	0,232	↑ 0,315	+ 0,083
2	204,7	↑ 209,7	+ 5,0	0,285	↑ 0,420	+ 0,135
3	211,6	↑ 211,8	+ 0,2	0,475	0,475	-
4	222,6	222,6	-	0,413	0,413	-
5	211,4	↑ 211,5	+ 0,1	0,506	0,506	-
6	213,0	↑ 213,2	+ 0,2	0,646	0,646	-
7	213,5	↑ 213,6	+ 0,1	0,610	0,610	-
8	222,7	222,7	-	0,545	0,545	-

Lastflytberegningene som er vist i tabell 15 viser at oppgraderingen vil heve spenningene hos kunde 1 og 2 opp til et nivå innenfor grensene i FOL. Oppgraderingen gir også bedre kortslutningsytelser i kretsen. Ved å benytte REN kalkyle for oppgradering av dette strekket blir totalkostnaden 18 163kr. Kalkylen er presentert i tabell 16 under.

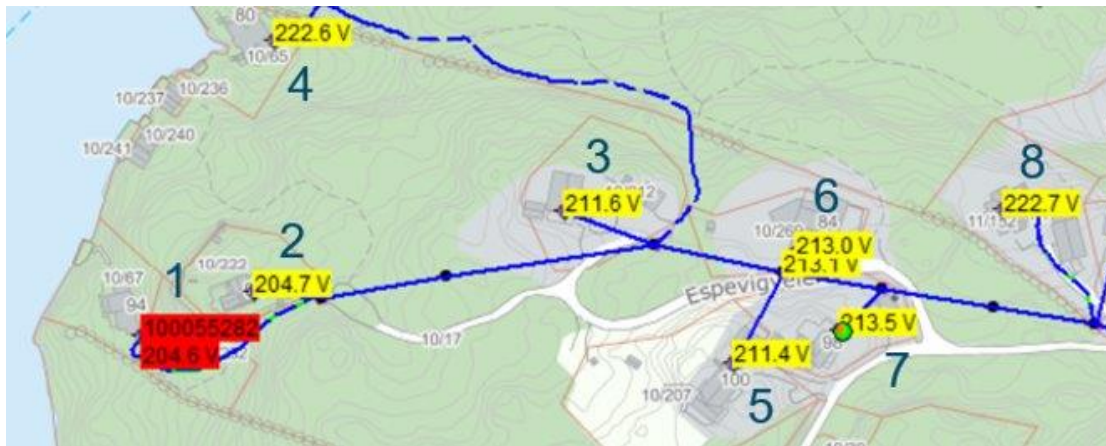
Tabell 16: Kostnad for oppgradering av kabelverrsnitt

	Pris per. time/stk./meter	Antall meter/timer/stk.	Totalpris
Nybygging av EX 3x95mm²			
Kostnad for frakt og montering av 1 kabeltrommel			
- Montør	705kr/t	2 timer	1 410kr
- Maskin for trekking og terrengtransport	613kr/t	3 timer	1839kr
Kostnad for trekking av kabel			
- Linjetrekkmaskin	317kr/t	1 time	317kr
- Montør	705kr/t	3 timer	2 115kr
Kostnad for dokumentasjon			
- Registrering av nettdata	1 058kr/stk.	1 stk.	1 058kr
Kostnad prosjektering			
- Dimensjonering av lavspenningslinje og vern	1 686kr/stk.	1 stk.	1 686kr
Kostnad kabel			
- EX 3x95mm ²	45kr/m	112m	5005
Demontering av eksisterende LS linje			
Kostnad Oppsett av vinsj og trommel for inntrekking			
- Maskin for terrengtransport	613kr/t	2 timer	1 226kr
- Montør	705kr/t	2 timer	1 410kr
Kostnad demontering av EX-ledning			
- Frakobling og nedtaking av ledning i endepunkter	705kr/stk.	2 stk.	1410kr

- EX. Innspoling av ledning	6 132kr/km	0,112km	687kr
SUM:			<u>18 163kr</u>

Kan problemet løses med fleksibilitet?

Fra Case 1, ble det klart at fokusområdet for fleksibilitet må være i nærheten av problemet. Dermed må man fokusere fleksibiliteten i området som er vist i figur 37 under. I tabell 17 under er effektuttaket til hver av disse kundene presentert. Her ser man at det er stor variasjon i forbruket hos disse kundene noe som gir mulighet for mange ulike scenarioer for endret forbruk. Scenarioene er beskrevet i tabell 18 under, og resultatene fra lastflytberegningene fra hvert scenario er presentert i tabell 19-25.



Figur 37: Fokusområdet for fleksibilitet for case

Tabell 17: effektuttak hos kundene i fokusområdet i perioden 08-09, den 12. Februar 2021

Sluttbrukere	Effektuttak [kW]	Tilkoblet sikring	Opplever over- eller underspenning
1	2.28	1	JA
2	7.42	1	JA
3	2.90	1	-
4	3.87	1	-
5	8.15	1	-
6	3.21	1	-
7	7.66	1	-
8	6.72	1	-

Tabell 18: Oversikt over de ulike scenarioene for simulering av fleksibilitet i case 2

Scenario	Simuleringen inneholder forbruksdata for 12. februar, klokken 08-09 med følgende endring;
1	Kunde 2 reduserer sitt forbruk med 3 kW
2	Kunde 2 og 5 reduserer sitt forbruk med 3 kW
3	Kunde 2 og 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
4	Kunde 2, 5 og 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
5	Kunde 2 reduserer sitt forbruk med 2 kW
6	Kunde 5 og 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
7	Kunde 5, 7 og 8 reduserer sitt forbruk med 3 kW

Tabell 19: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 1

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 208,9	+ 4,3
2	7.42	-3kW	4.42	204,7	↑ 209,4	+ 5,3
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 213,8	+ 2,2
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,7	+ 0,1
5	8.15	-	8.15	211,4	↑ 213,4	+ 2,0
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 214,9	+ 1,9
7	7.66	-	7.66	213,5	↑ 215,3	+ 1,8
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 222,8	+ 0,1

Tabell 20: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 2

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 210,8	+ 6,2
2	7.42	-3kW	4.42	204,7	↑ 211,3	+ 6,6
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 215,6	+ 4,0
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,8	+ 0,2
5	8.15	-3kW	5.15	211,4	↑ 215,8	+ 4,4
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 216,8	+ 3,8
7	7.66	-	7.66	213,5	↑ 216,9	+ 3,4
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 222,9	+ 0,2

Tabell 21: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 3

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 210,6	+ 6,0
2	7.42	-3kW	4.42	204,7	↑ 211,1	+ 6,4
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 215,4	+ 3,8
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,8	+ 0,2
5	8.15	-	8.15	211,4	↑ 215,0	+ 3,6
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 216,0	+ 3,0
7	7.66	- 3kW	4.66	213,5	↑ 217,2	+ 3,7
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 222,9	+ 0,2

Tabell 22: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 4

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 212,4	+ 7,8
2	7.42	-3kW	4.42	204,7	↑ 212,9	+ 8,2
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 217,2	+ 5,6
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,9	+ 0,3
5	8.15	-3kW	5.15	211,4	↑ 217,4	+ 6,0
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 218,4	+ 5,4
7	7.66	- 3kW	4.66	213,5	↑ 218,9	+ 5,4
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 223,0	+ 0,3

Tabell 23: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 5

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 207,5	+ 2,9
2	7.42	-2kW	5.42	204,7	↑ 207,9	+ 3,2
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 213,1	+ 1,5
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,7	+ 0,1
5	8.15	-	8.15	211,4	↑ 212,7	+ 1,3
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 214,3	+ 1,3
7	7.66	-	7.66	213,5	↑ 214,7	+ 1,2
8	6.72	-	6.72	222,7	222,7	-

Tabell 24: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 6

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 208,3	+ 3,7
2	7.42	-	7.42	204,7	↑ 208,4	+ 3,7
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 215,1	+ 3,5
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,8	+ 0,2
5	8.15	-3kW	5.15	211,4	↑ 215,5	+ 4,1
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 216,5	+ 3,5
7	7.66	- 3kW	4.66	213,5	↑ 217,2	+ 3,7
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 222,9	+ 0,2

Tabell 25: Gjennomsnittsverdier For perioden klokken 08-09, 12.02.21 – scenario 7

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 208,4	+ 3,8
2	7.42	-	7.42	204,7	↑ 208,5	+ 3,8
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 215,2	+ 3,6
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 224,0	+ 1,4
5	8.15	-3kW	5.15	211,4	↑ 215,6	+ 4,2
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 216,6	+ 3,6
7	7.66	- 3kW	4.66	213,5	↑ 217,3	+ 3,8
8	6.72	-3kW	3.72	222,7	↑ 225,0	+ 2,3

Som vist i tabell 19-25 gir alle scenarioene for fleksibilitet i denne casen spenningsverdier innenfor grensene til FOL. De beste resultatene er å finne i tabell 22, scenario 4. I dette scenarioet reduserer kunde 2, 5 og 7 forbruket sitt med 3kW, noe som gir den største endringen i spenning sammenlignet med de andre scenarioene.

For å se hvilken økonomisk konsekvens fleksibilitet har i dette caset, vil fleksibilitet som tidligere nevnt bli uttrykt ved en øvre betalingsvillighet lik realannuiteten av kabelforsterkningen. Realannuiteten blir som nevnt i case 1 regnet ut ved bruk av «»AVDRAG» i Excel. Det benyttes 3% realrente og en økonomisk levetid på lavspenningkabler på 55år. Med en investeringskostnad på 18 163 kr blir realannuiteten dermed 678 kr. Dette er den reelle kapitalkostnaden etter 1 år for denne investeringen. Ytterligere beregninger er ikke hensiktsmessig med en så lav sum. Betydningen av en varierende renteverdi og levetid er derfor utelatt.

6.3 Case 3

Case 3 består av en trafokrets med 33 sluttbrukere og et TT-nettsystem, vist i figur 38. Sluttbrukere som har dårlig spenningskvalitet, befinner seg omkring 350 meter fra trafo i enden av en og samme radial. Nettstasjonen består av en transformator med merkeytelse 200 kVA fra 1986. Analysen er foretatt i kveldstimen fra 20.00-21.00 den 12.02.21 da forbruket i kretsen er på sitt høyeste.



Figur 38: Utklipp fra ADMS systemet av trafokrets for case 3

Videre analyse av case 3 er gjort på tilsvarende måte som for case 1. For fullstendig analyse henvises det derfor til vedlegg 2. Videre vil dette delkapittelet oppsummere utredningens funn i case 3.

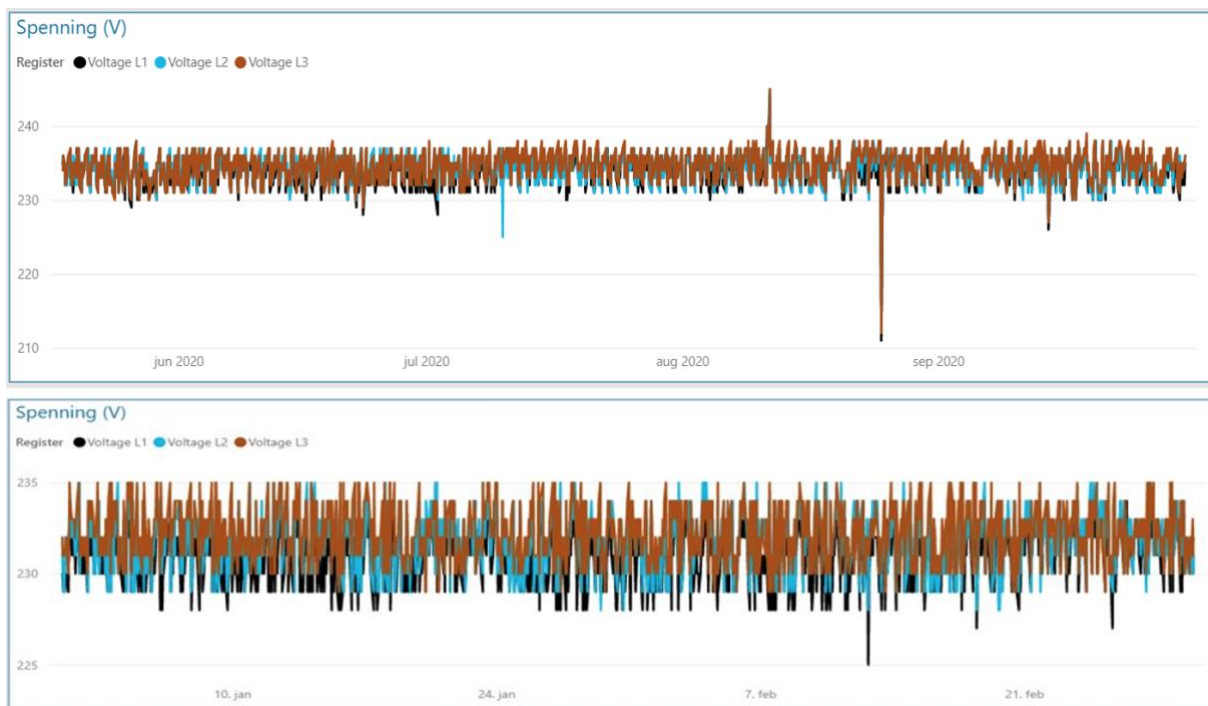
I figur 39 viser trafokretsen hvor sluttbrukerne på tåp av radialen er nummerert for å identifisere dem. For å kartlegge hyppigheten og størrelsen av problemet undersøkes hendelsesloggen for sluttbrukerne i kretsen som opplever underspenning. Historiske spenningshendelser for kunde 5, 6 og 7 (se figur d i vedlegg 2) viser at problemet er størst for kunde 6 og 7, samt en markant økning av hendelser denne vinteren kontra foregående vintre. Dette tyder på at spenningsproblematikken kommer av økt belastning i kretsen.



Figur 39: Nummerert oversikt over sluttbrukerne på tamp av radial for case 3

Kan trinning av fordelingstransformator løse problemet?

Figur 40 viser spenningskarakteristikken for transformatoren i testperioden og for sommerhalvåret 2020. For sommerhalvåret 2020 viser figuren spenningskarakteristikken fra juni til september. Grunnen til at perioden ikke starter i mai er på grunn av avbrudd i nettet som forårsaker 0V i enkelte perioder. Dette gjør at skaleringen på figuren blir vanskelig å analysere. Figuren viser at spenningen ut fra trafo varierer mellom 225 og 235 på alle fasene i testperioden. På sommeren er spenningsnivået noe høyere på et intervall mellom 230V – 235V i normaldrift. Med disse spenningsverdiene kan transformatoren trinnes uten at spenningsverdiene blir for høye.



Figur 40: Spenningsverdier på transformator, case 3

For å undersøke om trinning kan være et reelt alternativ benyttes lastflytanalyse i NetBas. Da hentes forbruksdata fra samtlige kunder i kretsen, samt den gjennomsnittlige utgangsspenningen fra trafo i tidsrommet 20.00-21.00 den 12. Februar 2021. Gjennomsnittlig utgangsspenning på trafo var i dette tidsrommet 232V. Ved å trinne transformatoren 1 hakk til 238V får vi følgende resultater som vist i tabell 26.

Tabell 26:Gjennomsnittsverdier av spenning hos sluttbruker 1-7 før og etter trinning av trafostasjon.

Kunde	Original spenning [V]		Ny spenning [V]	Endring [V]
1	215.7	↑	222.2	+ 6.5
2	211.8	↑	218.5	+ 6.7
3	211.9	↑	218.5	+ 6.6
4a	211.4	↑	218.1	+ 6.7
4b	211.4	↑	218.1	+ 6.7
5	209.7	↑	216.4	+ 6.7
6a	205.5	↑	212.3	+ 6.8
6b	205.5	↑	212.3	+ 6.8
7	204.9	↑	211.8	+ 6.9

Av tabell 26 ser man at samtlige kunder med spenningsverdier under FOL får økt dette opp over grensen på 207V. Her er kunde 4 og 6 delt opp i a og b ettersom dette er husholdninger med utleie. Av simuleringsdata fra NetBas løser trinning av trafo denne spenningsproblematikken, men ettersom NetBas kun beregner gjennomsnittsverdier, er det nødvendig å undersøke spenningskarakteristikken til hver kunde. Dette skyldes at selv om NetBas gir gode spenningsverdier kan det fortsatt være en sannsynlighet for ujevn lastfordeling hos kundene, og dermed kan man risikere at en av fasene fremdeles har et spenningsnivå utenfor FOL grensene.

Figur 41 under viser spenningskarakteristikken til henholdsvis kunde 5, 6a og 6b 12. Februar 2021. Her ser man at det er en fase som ligger på et mye lavere spenningsnivå enn de andre fasene gjennom hele dagen. I timen 20.00-21.00 er denne fasen helt nede på 194V hos kunde 6a og 6b. Dermed er det ikke gitt at å trinne trafo vil være nok for å løfte denne fasen opp på et akseptabelt nivå. Derfor må det undersøkes videre om det å kaste om på faser kan være et alternativ.



Figur 41: Spenningskarakteristikk for henholdsvis kunde 5, 6 og 6b for datoen 12.02.21

Kan problemet løses ved å kaste om på faser?

Fra avleste strøm- og spenningsverdier på nettstasjonen den 12.02.21 ser man liten grad av skeivfordeling på fasene (se figur g i vedlegg 2). Dermed må man undersøke strøm- og spenningskarakteristikken til hver kunde for å vurdere dette virkemiddelet. I vedlegg 2 er det presentert strøm- og spenningskarakteristikk for henholdsvis kunde 5, 6a og 6b (figur h-j i vedlegg 2).

Ved å analysere strøm- og spenningskarakteristikken i det gitte tidsrommet for de overnevnte sluttbrukerne kan det se ut til at en av fasene trekker mindre strøm enn de andre. Det kan også se ut som at det er ulike faser som er overbelastet, altså L1 hos kunde 5 og 6a og L3 hos kunde 6b. I ADMS systemet vet man ikke hva som er fase 1,2 og 3 hos de ulike sluttbrukerne. Man kan heller ikke se på kablene hva som er fase 1,2 og 3 hos kundene, så disse er i praksis montert opp tilfeldig. Dermed er man avhengig av utvidet måleverdiinnsamling hos kundene for å finne ut hvilken fase som er hva ved å sammenligne mønstre. Ved å sammenligne kan det se ut til å være slik som presentert i tabell 27 under.

Tabell 27: Fasefordeling hos sluttbrukere

Kunde 5	Kunde 6a	Kunde 6b	
L1	L1	L3	Overbelastet fase
L2	L3	L2	
L3	L2	L1	

Ettersom man heller ikke vet hvordan fasene ut fra nettstasjonen stemmer overens med kundenes faser blir det vanskelig å konkludere. Likevel kan det se ut til at å kaste om på faser er en mulighet for å løse problemet i denne casen. Man må derimot gjøre målinger lokalt for å være sikker på dette. I samarbeid med ansatte i AEN er prisen for å undersøke dette satt til 10 000 kr. Dersom denne løsningen vil utbedre spenningsproblematikken vil dette være en svært kostnadseffektiv løsning.

Hvordan kan problemet løses ved å bygge nett?

Dersom de to foregående virkemidlene ikke løser problemet, vil man oppgradere nettet. I dette caset er det mulig å oppgradere linjestrekket ut til kundene fra dagens AL 1x35mm² til Ex kabel 3x95mm². Dette er et strekke på omkring 235 meter. Resultatet av denne oppgraderingen er presentert i tabell 28 under.

Tabell 28: Lastflytberegninger ved oppgradering av kabel

Kunde nummer	Original spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring [V]	Original Kortslutningsytelse [kA]	Ny kortslutningsytelse [kA]	Endring [kA]
1	215.7	↑ 220.4	+ 4.7	0.909	↑ 1.198	+ 0.289
2	211.8	↑ 217.9	+ 6.1	0.652	↑ 0.847	+ 0.195
3	211.9	↑ 218.0	+ 6.1	0.618	↑ 0.899	+ 0.281
4a	211.4	↑ 217.6	+ 6.2	0.619	↑ 0.791	+ 0.172
4b	211.4	↑ 217.6	+ 6.2	0.619	↑ 0.791	+ 0.172
5	209.7	↑ 217.0	+ 7.3	0.533	↑ 0.737	+ 0.204
6a	205.5	↑ 213.8	+ 8.3	0.432	↑ 0.611	+ 0.179
6b	205.5	↑ 213.8	+ 8.3	0.432	↑ 0.611	+ 0.179
7	204.9	↑ 213.2	+ 8.3	0.404	↑ 0.555	+ 0.151

Fra denne tabellen ser man at spenningsverdiene blir hevet med 8.3 V hos de kundene på tamp som hadde underspenning. Dette er nok til å løfte dem over grensene for FOL i det gitte tidspunktet. Ved å oppgradere nettet forutsettes det at lasten fordeles jevnt hos kundene. Dette resultatet er ikke langt unna resultatet ved å trinne trafo, som hadde en økning på 6.9 V på det beste. Selv om differansene er liten, skal det understrekes at trinning av trafo fremdeles vil ha utfordringer med ujevn lastfordeling. Med denne oppgraderingen vil også kortslutningsytelsen som presentert økes. Oppgraderingen av dette kabelstrekket vil ifølge REN kalkyle koste omkring 27 000 kr. Kalkylen er presentert i tabell d i vedlegg 2.

Kan fleksibilitet løse problemet?

Som nevnt i tidligere case er spenningsproblematikken en lokal vare, noe som gjør at problemet må løses av kunder lokalisert i nærheten av der problemet er. I dette caset vil det si at problemet må løses av kunde 1-7, lokalisert som vist i figur 39. Deres gjennomsnittlige strømforbruk og spenningsverdier klokken 20.00-21.00 den 12. Februar 2021 er vist i tabell 29 under. Her ser man at kunde 7 som ligger helt på tamp har dårligst spenning og høyest forbruk.

Tabell 29: Forbruk i kretsen, case 3

Kunde nummer	Forbruk [kV]	Spenning [V]
1	3.26	215.7
2	5.38	211.8
3	5.97	211.9
4a	1.21	211.4
4b	5.21	211.4
5	2.64	209.7
6a	2.28	205.5
6b	3.66	205.5
7	7.73	204.9

Fra denne tabellen ser man også at forbruket varierer stort mellom kundene. Av tabellen ser vi at flere kunder har et for lavt forbruk til at fleksibilitet kan benyttes. Av kunder med potensiell tilgjengelig fleksibilitet finner vi kunde 7, 3 og 4b. Disse kundene blir videre tatt med til simulering av lastflytanalyser. I tabell 30 under er 3 scenarioer for fleksibilitet forklart hvor overnevnte kunder reduserer sitt forbruk.

Tabell 30: Oversikt over de ulike scenarioene for simulering av fleksibilitet i case 3

Scenario	Simuleringen inneholder forbruksdata for 12. februar, klokken 20.00 – 21.00 med følgende endring;
1	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
2	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW Kunde 4b reduserer sitt forbruk med 2 kW
3	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW Kunde 4b reduserer sitt forbruk med 2 kW Kunde 3 reduserer sitt forbruk med 2 kW

Simuleringene av disse scenarioene er presentert i tabell 31-33. Lastflytanalyser foretatt i NetBas er gjort med forbruksdata fra alle sluttbrukere i kretsen i timen fra kl.20.00-21.00 den 12.02.21 og trafoens tilhørende spenningsnivå i denne timen.

Tabell 31: Scenario 1, Case 3

Kunde nummer	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]
1	3.26	-	3.26	215.7	↑ 216.9	+ 1.2
2	5.38	-	5.38	211.8	↑ 213.4	+ 1.6
3	5.97	-	5.97	211.9	↑ 213.5	+ 1.6
4a	1.21	-	1.21	211.4	↑ 213.0	+ 1.6
4b	5.21	-	5.21	211.4	↑ 213.0	+ 1.6
5	2.64	-	2.64	209.7	↑ 211.8	+ 2.1
6a	2.28	-	2.28	205.5	↑ 208.6	+ 3.1
6b	3.66	-	3.66	205.5	↑ 208.6	+ 3.1
7	7.73	- 3 kW	4.73	204.9	↑ 208.3	+ 3.4

Tabell 32: Scenario 2, Case 3

Kunde nummer	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]
1	3.26	-	3.26	215.7	↑ 217.7	+ 2.0
2	5.38	-	5.38	211.8	↑ 214.4	+ 2.6
3	5.97	-	5.97	211.9	↑ 214.4	+ 2.5
4a	1.21	-	1.21	211.4	↑ 214.4	+ 3.0
4b	5.21	- 2 kW	3.21	211.4	↑ 214.4	+ 3.0
5	2.64	-	2.64	209.7	↑ 212.8	+ 3.1
6a	2.28	-	2.28	205.5	↑ 209.6	+ 4.1
6b	3.66	-	3.66	205.5	↑ 209.6	+ 4.1
7	7.73	- 3 kW	4.73	204.9	↑ 209.3	+ 4.4

Tabell 33: Scenario 3, Case 3

Kunde nummer	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]
1	3.26	-	3.26	215.7	↑ 218.4	+ 2.7
2	5.38	-	5.38	211.8	↑ 215.3	+ 3.5
3	5.97	- 2kW	3.97	211.9	↑ 215.7	+ 3.8
4a	1.21	-	1.21	211.4	↑ 215.3	+ 3.9
4b	5.21	- 2 kW	3.21	211.4	↑ 215.3	+ 3.9
5	2.64	-	2.64	209.7	↑ 213.7	+ 4.0
6a	2.28	-	2.28	205.5	↑ 210.6	+ 5.1
6b	3.66	-	3.66	205.5	↑ 210.6	+ 5.1
7	7.73	- 3 kW	4.73	204.9	↑ 210.3	+ 5.4

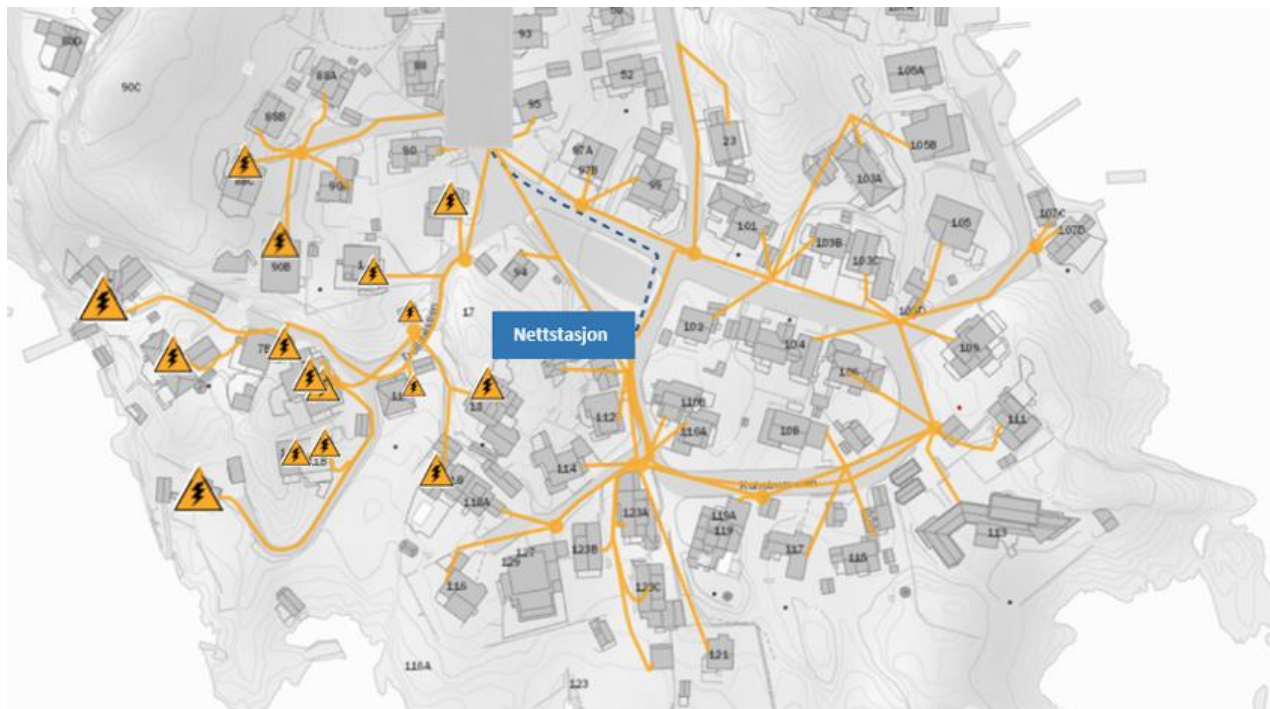
Av disse tabellene ser man at fleksibilitet kan gi gjennomsnittlige spenningsverdier over grensen i FOL. Riktignok skal det understrekes at tidligere analyser indikerer ujevn lastfordeling på fasene ut til kundene, noe som vil påvirke resultatet. Det er ikke sikkert at spenningsverdiene på alle tre fasene vil overskride grensene i FOL ved bruk av fleksibilitet selv om beregningene NetBas indikerer dette. Dette skyldes som tidligere nevnt at NetBas måler gjennomsnittlige spenningsverdier.

Ettersom det er observert en mulig skjevlast i kretsen vil trinning av transformator og fleksibilitet være mindre aktuelle virkemidler i dette tilfelle da spenningen nødvendigvis ikke blir ihht. kravene i FOL. Dette gjelder som vist i figur 41 spesielt en fase som ligger på et adskillig lavere nivå en resterende to faser. Det konkluderes dermed med at mulig virkemidler i dette caset er å bygge nett eller å kaste om på faser. Dersom problemet kan løses ved å fordele lasten mer optimalt på nettets tre faser vil dette være det mest kostnadseffektive virkemiddelet blant disse to med en driftskostnad på 10 000kr. Dersom det viser seg at dette virkemiddelet ikke løser problemet må nettet forsterkes med en investeringskostnad på 27 000kr. Dette gir en realannuitet på 1000kr 1. år.

6.4 Case 4

Dette caset består av en større trafokrets med totalt 88 husholdninger. Det er et IT-nettsystem hvor sluttbrukerne i kretsen blir forsynt fra en 800kVA fordelingstransformator. Anlegget er fra 2010. Videre analyser er foretatt den 12. februar i morgentimen fra 08.00-09.00 da forbruket er høyt i kretsen. Temperaturen i området er i den aktuelle timen ca. -10,6 grader. I denne timen opplever 16 av 88 sluttbrukere underspenning som vist i figur 42 under. Sluttbrukere med underspenning er markert med oransje trekantede. Oransje linjer markerer det lavspente distribusjonsnettet, mens blå

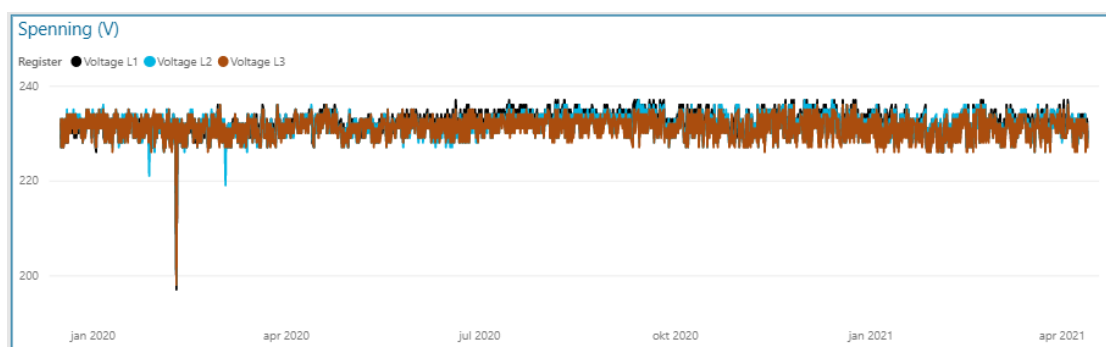
stiplet linje markerer kablet høyspent distribusjonsnett på 22kV. Nettstasjonen er plassert i midten av boligfeltet. For fullstendig gjennomgang av case 4 henvises det til vedlegg 3.



Figur 42: Trafokrets hentet fra ADMS systemet.

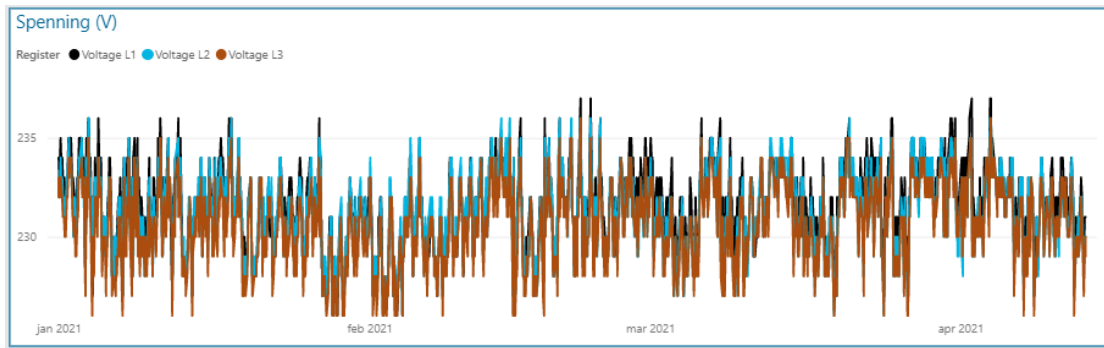
Kan problemet løses ved trinning av fordelingstransformator?

Figur 43 viser transformatorens spenningsverdier det siste året. Som figuren viser, har spenningen lagt på et stabilt nivå både sommer og vinter på rundt 230V-235V.



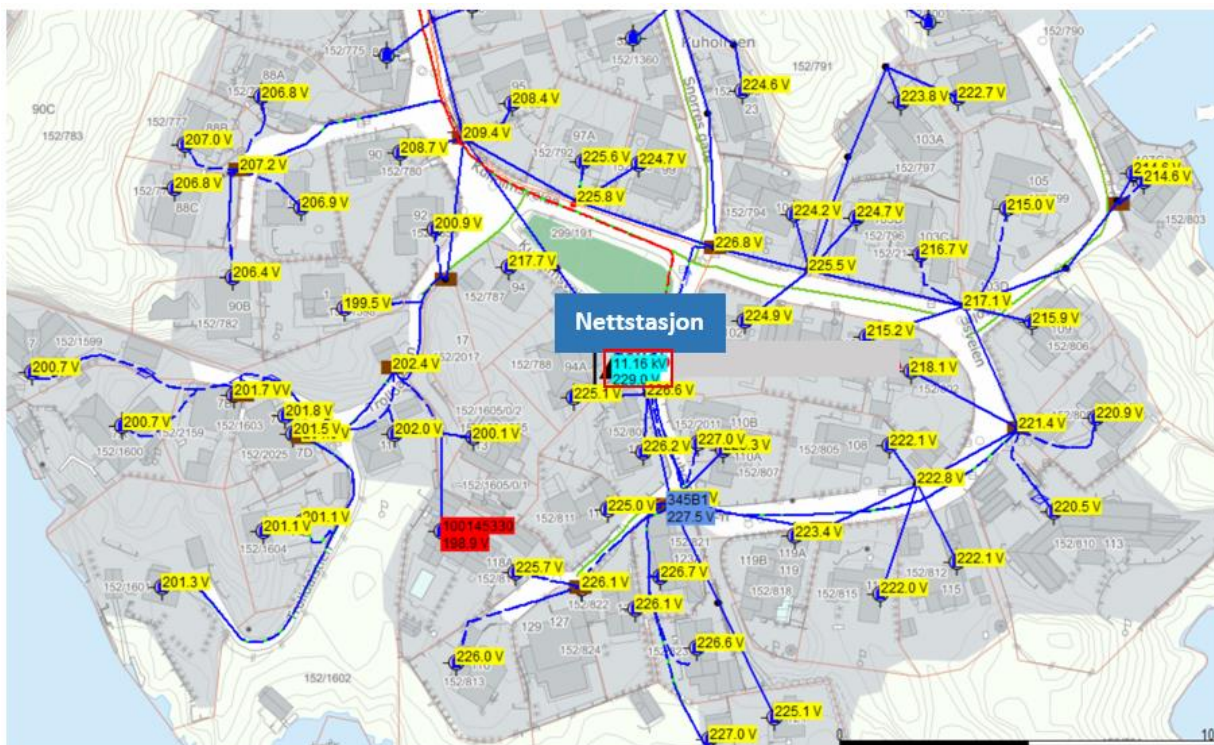
Figur 43: Spenningsverdier på transformator det siste året

Dersom vi avgrensar og ser på spenningsverdiene for perioden januar til april 2021 ser vi at spenningen varierer mellom 225V-237V. Dette kan ses av figur 44.



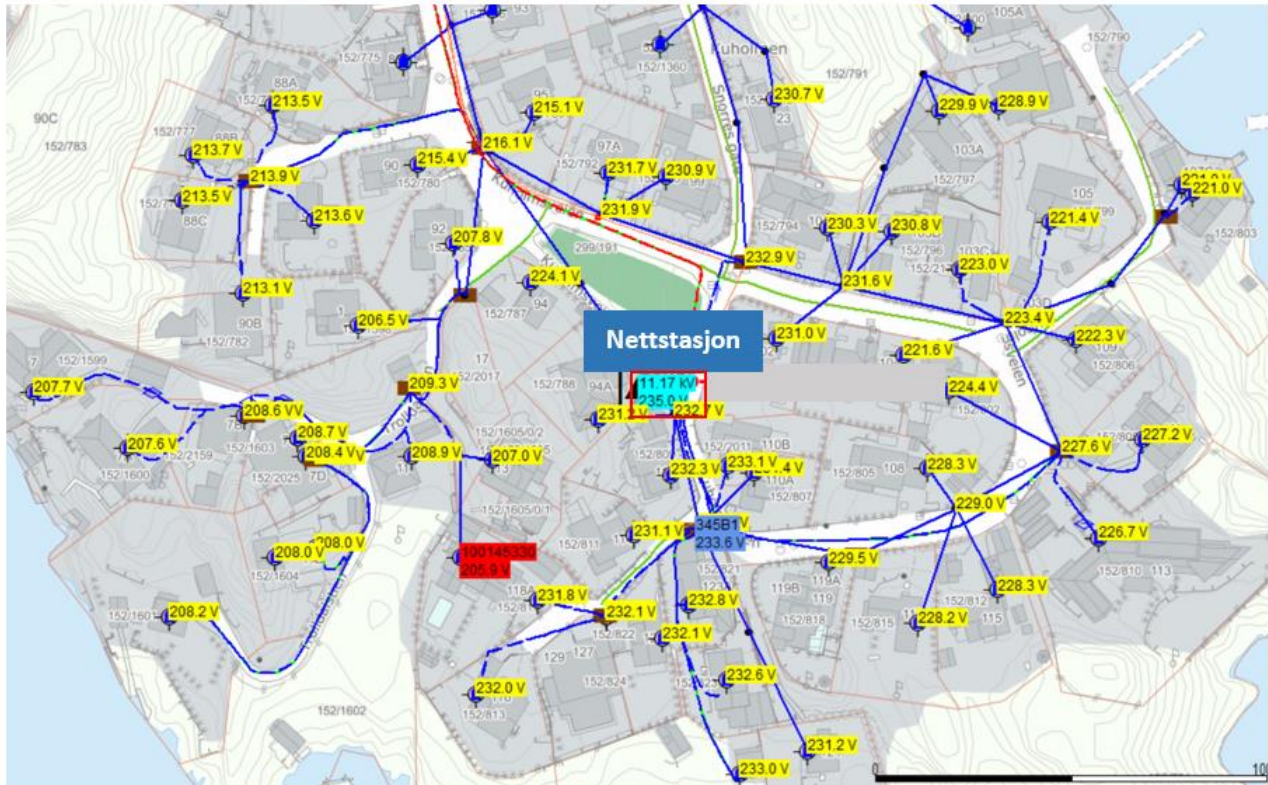
Figur 44: Spenningsverdier på transformator i perioden januar-april 2021.

Figurene viser at spenningen i dette tilfellet kan trinnes opp for å heve spenningen hos sluttbrukerne i kretsen. Dette kan gjøres uten at spenningsverdiene for husholdningene som er plassert nærme nettstasjonen får en overspenning. Utredningen har gjennom en lastflytanalyse i NetBas undersøkt om trinning vil løse problemet. I NetBas ser vi at nettstasjonen kan trinnes ettersom den ikke er trinnet helt opp fra før. For å kjøre lastflytanalysen legges det inn forbruksdata for samtlige 88 sluttbrukere i NetBas i timen 08.00-09.00 den 12.02.21. Den samlede effekten er på 405kVA. Spenningsverdien på transformatoren legges også inn, som kl. 09.00 var på 229V. Ved simulering med dagens forbruk og spenningsnivå gjenspeiler vi situasjonen som analysert i ADMS systemet hvor 16 av 88 sluttbrukere opplever underspenning. Dette er vist i figur 45 under.



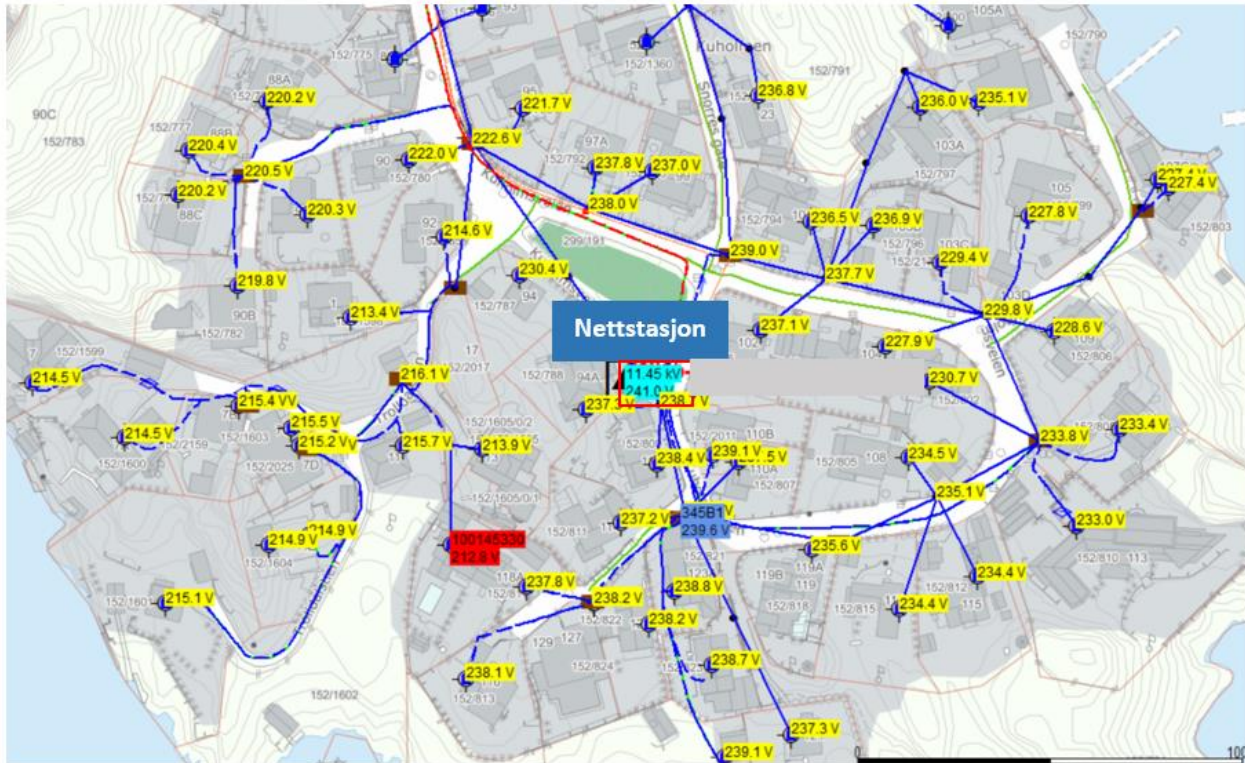
Figur 45: Spenningsverdier i kretsen før trinning

I dette caset fremstilles simulerte resultater som et utklipp fra NetBas i stedet for tabellformat ettersom det er svært mange sluttbrukere i denne kretsen. Å presentere endringer hos 88 sluttbrukere i tabellformat kunne blitt uoversiktlig. Ved å trinne fordelingstransformatoren ett hakk fra 229V – 235V får man følgende spenningsverdier;



Figur 46: Spenningsverdier i kretsen ved å trinne ett hakk

Som figur 46 viser vil ett hakk trinning av transformatoren bedre spenningen, men fremdeles er en kunde under FOL, samt at enkelte andre er tett på nedre grense. Derfor foretas en ekstra trinning fra 235V til 241V. Dette er fremdeles innenfor grensene i FOL og vil ikke medføre overspenning for noen sluttbrukere i kretsen. Ny beregning ved trinning to hakk blir som følger;



Figur 47: Spenningsverdier i trafokretsen ved to hakk trinning

Av figur 47 ser vi spenningsverdiene i kretsen ved å trinne trafoen 2 hakk. Som figuren viser, vil dette løfte spenningskvaliteten markant. Alle sluttbrukere vil ha en spenning som er godt innenfor kravene i FOL. Det kan derfor konkluderes med at dette virkemiddelet kan benyttes og vil utbedre spenningsproblematikken. Det er heller ikke behov for å undersøke øvrige virkemidler, da dette er et kostnadseffektivt virkemiddel.

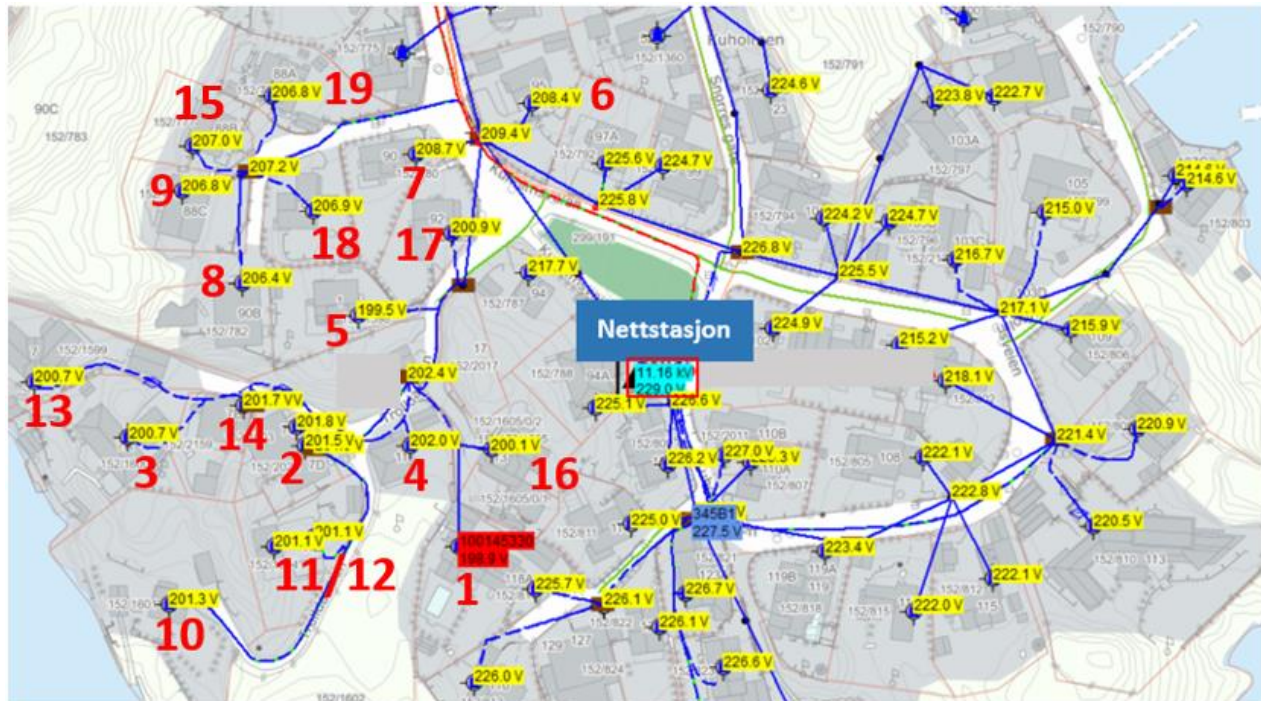
Den høyeste registrerte spenningsverdien på transformatoren var på 237V i testperioden. Ved å trinne transformatoren 2 hakk, altså 12V, vil spenningen kunne komme opp i 249V. Dette er helt i grenseland, med en margin på 4V fra øvre grense i FOL. Som figur 43 viste var det liten variasjon i spenningsverdiene på vinter og sommer. Likevel, med den lave marginen på 4V kan det bli behov for å trinne ned transformatoren 1 hakk i sommerhalvåret. For økonomiske beregninger legges det derfor til grunn at trinning skjer to ganger per. år.

Som tidligere nevnt i kapittel 5.2.1 *Trinning av fordelingstransformatorer* er kostnaden ved å trinne en fordelingstransformator anslått til ca. 10 000 kr per operasjon. I dette tilfelle er dette nødvendig minimum 2 ganger i året for å justere spenningen etter forbruket i vinter- og sommerhalvåret.

Dermed blir den årlige kostnaden for trinning 20 000kr. Utredningen undersøker videre om det er mulig å benytte fleksibilitet for å heve spenningskvaliteten.

Kan fleksibilitet løse problemet?

Figur 48 viser spenningsverdier i trafokretsen. Sluttbrukere i kretsen som opplever underspenning og enkelte naboer som har tilgjengelig fleksibilitet er nummerert.



Figur 48: Sluttbrukere som opplever underspenninger og naboer med tilgjengelig fleksibilitet er nummerert i trafokretsen

Videre foretas lastflytanalyser i NetBas ved å redusere belastningen hos sluttbrukerne. Resultatene dette gir er presentert i tabell 34-38 under.

Tabell 34: Fleksibilitetsscenario 1, case 4

Ved reduksjon på 3kW hos kunde 1, 2 og 8						
Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-3kW	7,03	198,9	↑ 202,3	+ 3,4
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑ 204,4	+ 2,9
3	5,47	-	5,47	200,7	↑ 203,3	+ 2,6
4	5,76	-	5,76	202,0	↑ 204,6	+ 2,6
5	9,24	-	9,24	199,5	↑ 202,1	+ 1,6
6	12,43	-	12,43	208,4	↑ 210,2	+ 1,8
7	6,25	-	6,25	208,7	↑ 210,6	+ 1,9
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑ 209,0	+ 2,6
9	6,18	-	6,18	206,8	↑ 209,0	+ 2,2
10	1,68	-	1,68	201,3	↑ 204,0	+ 2,7
11	2,45	-	2,45	201,1	↑ 203,8	+ 2,7
12	2,52	-	2,52	201,1	↑ 203,8	+ 2,7
13	4,40	-	4,40	200,7	↑ 203,3	+ 2,6
14	3,97	-	3,97	201,7	↑ 204,3	+ 2,6
15	2,52	-	2,52	207,0	↑ 209,2	+ 2,2
16	6,43	-	6,43	200,1	↑ 202,9	+ 1,8
17	5,23	-	5,23	200,9	↑ 203,4	+ 2,5
18	6,25	-	6,25	206,9	↑ 209,1	+ 2,2
19	2,45	-	2,45	206,8	↑ 209,0	+ 2,2

Tabell 35: Fleksibilitetsscenario 2, case 4

Ved reduksjon på 3kW på kunde 1,2,5,8,16,18						
Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-3kW	7,03	198,9	↑ 204,7	+ 5,8
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑ 206,4	+ 4,9
3	5,47	-	5,47	200,7	↑ 205,4	+ 4,7
4	5,76	-	5,76	202,0	↑ 206,7	+ 4,7
5	9,24	-3kW	6,24	199,5	↑ 205,1	+ 5,6
6	12,43	-	12,43	208,4	↑ 211,8	+ 3,4
7	6,25	-	6,25	208,7	↑ 212,4	+ 3,7
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑ 210,5	+ 4,1
9	6,18	-	6,18	206,8	↑ 210,5	+ 3,7
10	1,68	-	1,68	201,3	↑ 206,1	+ 4,8
11	2,45	-	2,45	201,1	↑ 205,9	+ 4,8
12	2,52	-	2,52	201,1	↑ 205,9	+ 4,8
13	4,40	-	4,40	200,7	↑ 205,5	+ 4,8
14	3,97	-	3,97	201,7	↑ 206,4	+ 4,7
15	2,52	-	2,52	207,0	↑ 210,7	+ 3,7
16	6,43	-3kW	3,43	200,1	↑ 205,5	+ 5,4
17	5,23	-	5,23	200,9	↑ 205,8	+ 4,9
18	6,25	-3kW	3,25	206,9	↑ 210,6	+ 3,7
19	2,45	-	2,45	206,8	↑ 210,5	+ 3,7

Tabell 36: Fleksibilitetsscenario 3, case 4

Ved reduksjon på 3kW på kunde 1,2,5,6,8,9,16,18						
Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-3kW	7,03	198,9	↑205,7	+ 6,8
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑207,5	+ 6,0
3	5,47	-	5,47	200,7	↑206,4	+ 5,7
4	5,76	-	5,76	202,0	↑207,7	+ 5,7
5	9,24	-3kW	6,24	199,5	↑206,1	+ 6,6
6	12,43	-3kW	9,43	208,4	↑213,0	+ 4,6
7	6,25	-	6,25	208,7	↑213,4	+ 4,7
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑211,8	+ 5,4
9	6,18	-3kW	3,18	206,8	↑212,0	+ 5,2
10	1,68	-	1,68	201,3	↑206,9	+ 5,6
11	2,45	-	2,45	201,1	↑206,9	+ 5,8
12	2,52	-	2,52	201,1	↑206,9	+ 5,8
13	4,40	-	4,40	200,7	↑206,5	+ 5,8
14	3,97	-	3,97	201,7	↑207,4	+ 5,7
15	2,52	-	2,52	207,0	↑212,0	+ 5,0
16	6,43	-3kW	3,43	200,1	↑206,5	+ 6,4
17	5,23	-	5,23	200,9	↑206,8	+ 5,9
18	6,25	-3kW	3,25	206,9	↑211,9	+ 5,0
19	2,45	-	2,45	206,8	↑211,8	+ 5,0

Tabell 37: Fleksibilitetsscenario 4, case 4

Ved reduksjon på 3kW på kunde 1,2,5,6,8,9,16,18 og 2kW på kunde 3,4						
Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-3kW	7,03	198,9	↑206,9	+ 8,0
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑208,6	+ 7,1
3	5,47	-2kW	3,47	200,7	↑208,0	+ 7,3
4	5,76	-2kW	3,76	202,0	↑209,0	+ 7,0
5	9,24	-3kW	6,24	199,5	↑207,2	+ 7,7
6	12,43	-3kW	9,43	208,4	↑213,7	+ 5,3
7	6,25	-	6,25	208,7	↑214,1	+ 5,4
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑212,5	+ 6,1
9	6,18	-3kW	3,18	206,8	↑212,7	+ 5,9
10	1,68	-	1,68	201,3	↑208,2	+ 6,9
11	2,45	-	2,45	201,1	↑208,0	+ 6,9
12	2,52	-	2,52	201,1	↑208,0	+ 6,9
13	4,40	-	4,40	200,7	↑207,7	+ 7,0
14	3,97	-	3,97	201,7	↑208,6	+ 6,9
15	2,52	-	2,52	207,0	↑212,7	+ 5,7
16	6,43	-3kW	3,43	200,1	↑207,6	+ 7,5
17	5,23	-	5,23	200,9	↑207,9	+ 7,0
18	6,25	-3kW	3,25	206,9	↑212,6	+ 5,7
19	2,45	-	2,45	206,8	↑212,5	+ 5,7

Tabell 38: Fleksibilitetsscenario 5, case 4

Ved reduksjon på 3kW på kunde 2,8,9,16,18, 2kW på kunde 3,4,17 og 5kW på kunde 1,5,6						
Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-5kW	5,03	198,9	↑ 209,3	+ 10,4
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑ 210,5	+ 9,0
3	5,47	-2kW	3,47	200,7	↑ 210,0	+ 9,3
4	5,76	-2kW	3,76	202,0	↑ 210,9	+ 8,9
5	9,24	-5kW	4,24	199,5	↑ 209,9	+ 10,4
6	12,43	-5kW	7,43	208,4	↑ 215,2	+ 6,8
7	6,25	-	6,25	208,7	↑ 215,5	+ 6,8
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑ 213,8	+ 7,4
9	6,18	-3kW	3,18	206,8	↑ 214,0	+ 5,9
10	1,68	-	1,68	201,3	↑ 210,2	+ 8,9
11	2,45	-	2,45	201,1	↑ 210,0	+ 8,9
12	2,52	-	2,52	201,1	↑ 210,0	+ 8,9
13	4,40	-	4,40	200,7	↑ 209,7	+ 7,0
14	3,97	-	3,97	201,7	↑ 210,6	+ 8,9
15	2,52	-	2,52	207,0	↑ 214,1	+ 7,1
16	6,43	-3kW	3,43	200,1	↑ 209,8	+ 9,7
17	5,23	-2kW	3,23	200,9	210,4	+ 9,5
18	6,25	-3kW	3,25	206,9	214,0	+ 7,1
19	2,45	-	2,45	206,8	213,8	+ 7,0

Som tabellene over viser skal det mye til før fleksibilitet kan bedre spenningskvaliteten i dette caset. Kun scenario 5 bedrer spenningskvaliteten til et akseptabelt nivå, hvor 11 spesifiserte sluttbrukere må redusere sitt forbruk for at fleksibilitet skal fungere. Den øvre betalingsvilligheten for fleksibilitet i dette caset vil tilsvare kostandene på 20 000 i året for å trinne trafostasjonen. Ettersom det kreves store mengde fleksibilitet fra flere husstander ansees dette derfor å være lite sannsynlig, og det konkluderes med at fleksibilitet ikke er en god løsning.

7. Diskusjon

I dette kapitlet vil utredningen diskutere de tekniske og økonomiske resultatene presentert i kapittel 6.

7.1 Diskusjon av problemets størrelse

I undersøkelsen om problemets størrelse kommer det tydelig frem at spenningskvalitet i distribusjonsnettet er sterkt knyttet til værforholdene. Kalde temperaturer fører til økt forbruk, som igjen kan føre til dårlig spenningskvalitet. Dersom man isolert sett ser på vinteren 2021, ser det ut til å være et tilsynelatende stort problem med mange spenningshendelser. Dette varierer derimot stort fra år til år.

Utredningen har funnet ut at det er registrert spenningshendelser i over tusen trafokretser i distribusjonsnettet til AEN fra januar til mars i år (2021). Dette kan som tidligere nevnt skyldes driftsrelaterte hendelser, eller andre kortvarig forhold som ikke har betydning for sluttbrukeren. Det kan også bety dårlig spenningskvalitet, noe som kan ødelegge apparater, eller på andre måter redusere leveringskvaliteten. For AEN medfører derimot ikke spenningshendelser noen økonomisk konsekvens før hendelsen meldes inn som en spenningsklage. I et normalår er antall registrerte spenningsklager omkring 100 stk., med rundt 30 av disse i første kvartal. For 2021 er det allerede i første kvartal registrert 56 spenningsklager, nesten en dobling fra et normalt år. Dette er en liten økning fra den forrige kalde vinteren i 2018, der det var innmeldt 52 spenningsklager i første kvartal. Med registrerte spenningshendelser hos over 1000 trafokretser og 56 innmeldte spenningsklager i første kvartal av 2021, kan det fastslåes at problemet har et potensiale til å være mye større. Denne utredningen har riktignok ikke kartlagt tilbøyeligheten for å klage, eller om tilbøyeligheten er større i dag enn tidligere. Dermed er det vanskelig å konkludere om problemet faktisk vil bli større i tiden fremover eller ikke. Dette er et spennende tema som utredningen anbefaler for videre forskning.

Denne utredningen har funnet ut at for de 56 innmeldte sakene i år er halvparten løst med oppgradering av nettet. Hvor stor andel som ble løst ved trinning av transformator eller å kaste om på faser finnes det ingen statistikk på, og dermed et moment denne utredningen ikke får besvart. Angående økonomi varierer anleggsløsningene fra 10 000 til 2 millioner kroner på de

spenningsklagene som løses ved å forsterke nettet. Den årlige kostnaden som blir brukt på håndtering av spenningsklager er ikke blitt kartlagt i denne utredningen. Dette er en kostnad som er vanskelig å estimere ettersom investeringene strekker seg over flere år og en spenningsklage som er meldt inn vil i mange tilfeller bli behandlet i det påfølgende året.

Et annet aspekt i sammenheng med en økning av problemet er en økt elektrifisering i samfunnet. Ettersom bilparken elektrifiseres og husstander stadig installerer ny teknologi og elektriske apparater, er det sannsynlig at effektpådraget hos den enkelte kunde vil øke i årene fremover. Smartere teknologi kan også være en av nøklene til mer effektiv drift av nettet. Dette muliggjør at kundene får mer oversikt over eget strømforbruk og åpner for smartere strømforbruk via både eksplisitt og implisitt forbrukerfleksibilitet (Statnett, 2018). Dersom kunden blir mer bevisst over eget strømforbruk, kan det muligens også føre til at flere vil klage på spenningskvaliteten dersom de oppdager avvik.

Det vil også være interessant å undersøke effekten av korona og hjemmekontor i tiden fremover. Pandemisituasjonen har vist at mange klarer å jobbe hjemmefra og det er ikke usannsynlig at dette vil bli videreført til en viss grad i ulike bransjer. Dette kan muligens føre til økt effektpådrag i husstander sammenlignet med tidligere års forbruksmønstre. Det samme kan også skje i hyttefelt der hjemmekontor fra hytta blir hyppigere benyttet. Her har ofte det eksisterende nettet lav kapasitet, som gjerne kan være følsomt for økt forbruk. Dette er ikke noe denne utredningen har hatt mulighet til å undersøke, men kan være et interessant tema for de neste årene.

Denne utredningen måtte begrense seg til spenningshendelser der utvidet målerverdiinsamling var aktivert hos en av sluttbrukerne med dårlig spenningskvalitet. Dette var nødvendig for å kunne undersøke utredningens virkemidler. Dersom flere kunder i AEN sin kundebase hadde hatt denne aktivert vil oppgaven hatt et bedre datagrunnlag for analyse av casene. Dette kunne også gitt muligheten til å finne flere caser samt gi en bedre indikasjon på problemets størrelse.

7.2 Diskusjon av case og økonomi

Tabell 39: Resultater fra case

	Løsning med dagens virkemidler	Fungerer fleksibilitet	Økte årlige driftskostnader som følge av utbedring	Er fleksibilitet reelt?
Case 1	Bygge nett	Ja	17 000 kr – 26 000 kr	Ja
Case 2	Bygge nett	Ja	Under 1000 kr	Nei
Case 3	Kaste om på faser	Nei	10 000 kr	Nei
Case 4	Trinne trafo	Nei	20 000 kr	Nei

Som man ser i tabell 39 over, ble det i denne utredningen avdekket at fleksibilitet er et reelt alternativ i kun ett av fire case. I case 1 måtte det en omfattende oppgradering av nettet til for å løse problemet. Dette gav grunnlag for en høyere betalingsvillighet for fleksibilitet enn i de andre casene. En betalingsvillighet på om lag 17 000kr – 26 000kr i case 1 er også ganske sentrert rundt en kunde (kunde 7). Dersom en fleksibilitetsordning er på plass og denne kunden har inngått en avtale, kan fleksibilitet utsette investeringen. Da vil man spare kapitalkostnadene hvert år i tillegg til verdien av en mulig realopsjon. Ettersom man i case 1 i stor grad er avhengig av «kunde 7», er følsomheten og betalingsvillighet tilknyttet denne kunden stor.

Selv om fleksibilitet kan løse spenningsutfordringene i tiden mellom 08.00-09.00 i case 1, er det som tidligere vist i figur 32 et høyt forbruk og lav spenning hos «kunde 7» også de påfølgende timene frem til klokken 12.00. For at fleksibilitet skal være et reelt virkemiddel må man derfor se på løsninger der «kunde 7» eller andre sluttbrukere i kretsen fordeler sitt forbruk over flere timer i løpet av dagen, og kan tilby en tilstrekkelig mengde fleksibilitet i tidsrommet dette er nødvendig. Dette kan føre til at man må handle mye fleksibilitet. Isolert sett har case 1 derimot vist at fleksibilitet kan løse spenningsproblematikken i den gitte timen ved å redusere forbruket hos kunder i kretsen.

For case 2 gir fleksibilitet gode resultater med simulering for forbruksendring hos ulike kunder. Her krevde det derimot en mindre oppgradering av nettet for å fikse problemet. Ifølge AEN ville det blitt gjort større oppgraderinger av nettet dersom denne klagen hadde vært reel. De ville oppgradert andre svake punkter i nettet når de først hadde begynt å jobbe på denne lokasjonen. Dette gir en merverdi ved å bygge nett, da det vil være mer effektivt å oppgradere flere svake punkter i nettet når man først bruker ressurser på denne lokasjonen. Ettersom denne utredningen undersøker hva som vil løse problemet har vi ikke hensyntatt dette. I case 2 er det lave investeringskostnader for å oppgradere nettet, noen som følgelig gir en lav betalingsvillighet for fleksibilitet.

For case 3 og 4 vil fleksibilitet ikke være et alternativ da dette kan løses med de tradisjonelle kostnadseffektive virkemidlene. For case 3 vil fleksibilitet ifølge resultatene ved simulering gi spenningsverdier rett over grensen for FOL. Dette er derimot gjennomsnittsverdier, og her vet vi fra ADMS data at det er ujevn lastfordeling mellom fasene hos sluttkundene. Dermed vil fleksibilitet trolig ikke kunne løfte alle fasene tilstrekkelig ihht. kravene i FOL. I case 4 skal det mye fleksibilitet til for å løse problemet hvor over halvparten av sluttbrukerne i problemområdet må være med på en fleksibilitetsordning for at det skal fungere. Ettersom å trinne trafo vil fikse problemet på en kostnadseffektiv måte, er dette det foretrukne valget i denne casen.

I alle casene ser man at det er mange parametere som er med på å påvirke resultatet. Det er blant annet følsomt for hvor mange husstander som kan tilby fleksibilitet, hvor mye forbruk de har, hvor problemet ligger i kretsen og hvor sterkt det eksisterende nettet er. Ettersom det er så mange forskjellige parametere, må hver enkelt case undersøkes i dybden for å finne det beste virkemiddelet/løsning. Da dette er komplekst og forskjellig fra case til case, er det vanskelig å generalisere resultatene. For å komme nærmere en generalisering er det nødvendig å utføre undersøkelser på mange flere case. Dette er svært tidkrevende og ikke noe denne utredningen hadde mulighet til å gjennomføre.

Der fleksibilitet er et alternativ til å utsette investeringen er det viktig å inkludere verdien av realopsjon i tillegg til kapitalkostnadene. Dette er som tidligere forklart merverdien av å utsette investeringen. Nettselskap i Norge gjennomfører i dag piloter og undersøkelser på flere alternativer til å investere i distribusjonsnettet. Eksempelvis er batterier nevnt som en mulig løsning til

spenningsproblemer i distribusjonsnettet i fremtidens kraftnett. Det er flere pågående piloter som involverer bruk av batterier i distribusjonsnettet. Lyse Elnett har i dag en pilot som undersøker dette. I 2019 installerte de en batteripakke som skal mate inn på distribusjonsnettet når spenningen er lav, og lades når spenningen er høy (Lyse Elnett, 2021). NVE har også gjennomført et prosjekt for å undersøke lønnsomhetsberegninger for bruk av batterier i distribusjonsnettet for å blant annet bidra til å øke leveringskvaliteten (Birkeland, Fløtre, Bergeland, & Skeie, 2020). Dette er løsninger som kan være billigere enn å gjennomføre store investeringer for å bygge nett. I tillegg til dette kommer det stadig ny teknologi som kan bidra til å effektivisere driften av nettet. Bransjen og AEN vil også øke sin kunnskap om problemer og løsninger i distribusjonsnettet fremover i tid. Alt dette har en verdi som er viktig å inkludere, men som ikke er mulig å beregne. Mye av grunnen til at realopsjoner er vanskelig å beregne er fordi vi ikke vet hva som vil skje fremover i tid. En opsjon i et finansmarked er enklere å verdsette på grunn av historikk, mens en investering i en fleksibilitetsordning vil være vanskeligere ettersom det kommer nyere teknologi, andre løsninger, endret forbruksmønstre, andre værforhold og andre nettstrukturer. Rent matematisk skyldes dette at opsjoner i finansmarkedene tar utgangspunkt i den statistiske fluktuasjonen til aksjekurser, noe vi ikke har ved en fleksibilitetsordning. Ettersom det ikke har noen hensikt å regne på sannsynligheter for hva som vil skje fremover i tid er verdien av en mulig realopisjon derfor ikke inkludert i de økonomiske beregningene. Det skal også legges til at kraftnettet er spesielt sensitivt for endring, noe som gjør sannsynlighetsberegninger desto vanskeligere å beregne.

Selv om denne utredningen har sett vekk fra inntektsrammemodellen er det vært å nevne at i dag vil fleksibilitetshandel bli regnet som en driftskostnad i denne modellen. Her blir bygging av nett belønnet da deler av denne investeringen dekkes gjennom nettleien. Dette er på grunn av at den økonomiske reguleringen har vært innrettet mot å gi lønnsomhet av investeringer i nettet, da dette lenge ble sett på som den eneste løsningen. Selv om modellen har økt likebehandling med andre tiltak er det fortsatt innebygd en viss skjevhet (THEMA, 2017). Dette kan oppfordre til mindre rasjonelle beslutninger da det gir en ulempe å bruke fleksibilitet. Dermed er det nødvendig med en endring her, der man legger til rette for rasjonelle beslutninger uavhengig av om det er å bygge nett eller ved fleksibilitet. Det skal også legges til at risikoen for å bygge nett er svært lav da denne investeringen blir dekket gjennom nettleien. Med lav risiko blir også rentene lave, noe som gjør det vanskelig å fremme de økonomiske fordelene med en fleksibilitetsordning sammenlignet med å bygge ut nettet. Dersom det skjer en renteoppgang i årene fremover, vil det økonomiske bilde

derimot se annerledes ut, hvor det å bygge nett ikke er like gunstig som i dag. Skulle i tillegg andelen spenningsklager øke drastisk slik at merkostnader internt i nettselskapet ifm. saksbehandling og utbedring øke betydelig vil en automatisert fleksibilitetsordning kanskje blir mer aktuelt. Interne merkostnader som skyldes flere innmeldte spenningsklager er ikke medregnet i de økonomiske beregningene i denne utredningen, men er et moment som bør vektlegges dersom det viser seg at slike kostnader skulle vise seg å utgjøre en betydelig andel.

Da det i dag er en historisk lav rente for nettinvesteringer kan 20 000 kr for å trinne en trafo årlig, være et relativt høyt beløp. Denne prislappen kan minke dersom man opplever milde vintre og forbruket ikke varierer stort gjennom året slik at kun en trinning er nødvendig. Den kan derimot også øke dersom det skjer endringer i trafokretsene fremover i tid, eksempelvis at en husstand går til anskaffelse av solcellepaneler. En lav rentekostnad på investeringer, samt lang levetid på komponenter favoriserer investeringer i nett. I tillegg så vil en slik investering belønnes gjennom inntektsrammemodellen, mens trinning vil anses som en driftskostnad. Dermed vil langsiktige investeringer gi gode betingelser.

Som forklart i delkapittel 3.4.1 *Prosjektanalyse* er penger i dag mer verdt enn i fremtiden og det vil derfor gi en verdi å utsette investeringen. Å utsette investeringen vil også bestå av sparte rentekostnader. I tillegg kan det foreligge en mulig realopsjonsverdi. Som vist i figur 22 og 23 i case 1 har 2021 vært et spesielt år med høyt forbruk og mange spenningshendelser sammenlignet med tidligere år. Dersom de neste årene byr på milde vintre, kan en utsettelse av investering spare rentekostnader over flere år. Dette er derimot umulig å forutse, men sparte rentekostnader og realopsjonsverdien vil øke for hvert år man kan utsette investeringen.

7.3 Diskusjon av data

Utredningen har benyttet forbruk-, strøm- og spenningsdata fra dager der forbruket har vært rekordhøyt i Norge. Resultatene av utredningen vil dermed være resultater fra det hittil verste scenarioet og er dermed ikke representativt for den normale tilstanden i nettet. Grunnen til dette valget er at dersom virkemidlene fungerer i disse tilfellene, så er dette virkemidler som også fungerer i de normale periodene.

For den økonomiske beregningen av kostnadene for de ulike virkemidlene AEN benytter i dag, er REN kalkyle og ansatte i AEN benyttet som kilder. Case 1 krevde en større utbygging av nettet som ikke lot seg beregne i REN, og dermed ble priser estimert i samarbeid med ansatte i AEN. De andre casene lot seg beregne økonomisk i REN kalkyle. Herfra får man verdier som gir en god indikasjon på den reelle kostnaden, men det blir med stor sannsynlighet noe avvik fra hva AEN kan forvente av sine leverandører i virkeligheten. Om disse estimatene er for lave eller høye er vanskelig for utredningen å si noe om, da vi ikke har noe innsikt i AEN sine egne priser.

Simuleringene i NetBas har tatt utgangspunkt i gjennomsnittlig forbruk og spenning over en times periode på gitte datoer. Resultatene av simuleringene er også oppgitt i gjennomsnittsverdier. Dette gjør det vanskelig for utredningen å gi noen konkrete resultater på virkemiddelet å kaste om på faser, da denne omhandler hver fase for seg. Dermed har det ikke vært mulig å slå fast at dette virkemiddelet fungerer fra simuleringene. Med data fra ADMS systemet er det derimot mulig å se når dette virkemiddelet ikke er aktuelt, da man med aktivert utvidet målerverdiinsamling kan se om det er ujevn lastfordeling på fasene. Dermed kan man få en indikasjon på om virkemiddelet kan benyttes eller ikke, men lokal datainnsamling er fremdeles nødvendig for å ta en endelig beslutning.

Utredningen benytter data over en periode på én time i løpet av en dag. Dette betyr at resultatene ikke tar hensyn til andre timesverdier for denne dagen. Dermed kan det være problemer med spenningskvalitet andre perioder i døgnet. Dette har utredningen sett bort ifra, da hensikten var å undersøke om fleksibilitet fungerer isolert sett. Det betyr at der utredningen har konkludert med at fleksibilitet kan fungere, er det mulig at spenningskvaliteten beveger seg utenfor FOL i timene etter den timen som er undersøkt.

8. Konklusjon

I dette kapittelet vil utredningens viktigste funn oppsummeres og konkluderes, basert på problemstillingen. Avslutningsvis vil utredningens begrensninger presenteres, og vi vil foreslå anbefalinger til videre arbeid. Formålet med denne utredningen var å undersøke trinning av trafo, kaste om på faser, bygge nett og fleksibilitet som virkemidler for å håndtere dårlig spenningskvalitet i distribusjonsnett. Med dette som utgangspunkt ble følgende problemstilling presentert;

«Hva er de økonomiske og tekniske konsekvensene ved å benytte fleksibilitet sammenlignet med å trinne fordelingstransformator, bygge nett og å kaste om på faser som virkemidler mot spenningsavvik?»

Som et ledd av denne problemstillingen var det også interessant å undersøke hvor stort behovet var for å håndtere spenningsavvik i AEN sitt lavspente distribusjonsnett. Gjennom et omfattende analysearbeid har denne utredningen belyst problemets størrelse og analysert virkemidlene presentert i problemstillingen på case i AEN. Dette har gitt gode resultater og det nødvendige grunnlaget for å kunne besvare problemstillingen. Utredningens funn har også fått gode tilbakemeldinger fra AEN som vil benytte disse funnene til videre forskning på området. I korte trekk konkluderer utredningen med følgende;

Funn i denne utredningen indikerer at;

- *På grunn av problemets kompleksitet og trafokretsers unike sammensetting er det nødvendig å gå i dybden i hver case for å finne det beste virkemiddelet. Dette gjør generalisering av funn svært utfordrende.*
- *Fleksibilitet kan være et effektivt virkemiddel for å heve spenningskvaliteten, med dette krever at visse tekniske forutsetninger er oppfylt i kretsen. Dette betyr også at fleksibilitet i flere tilfeller ikke vil være egnet for å løse spenningsutfordringene.*
- *Fleksibilitet har størst effekt dersom kundene med spenningsavvik selv reduserer sitt forbruk.*
- *Gitt trafokretsenes særegenhet er det utfordrende å si noe om den totale verdien av fleksibilitet som virkemiddel mot spenningsavvik.*
- *I dag foreligger det gode betingelser for bygging av nett. Det må en betydelig investeringskostnad til for at fleksibilitet kan anses som et reelt virkemiddel.*
- *Problem med dårlig spenningskvalitet antas å stige i tiden fremover.*

8.1 Problemets størrelse

Denne utredningen har funnet ut at spenningshendelsene i det lavspente distribusjonsnettet til AEN er mange og varierer i stor grad med effektuttaket. Det registreres mange spenningshendelser i perioder med høyt effektuttak som typisk oppstår i perioder med kald vær. Dette ble bevist ved måling av spenningshendelser, hvor det i første kvartal av 2021 var nærmeste en dobling av registrerte underspenninger sammenlignet med 2020 (se figur 15).

Ettersom AEN kun er pliktig i å utbedre et spenningsavvik som skyldes feil i AEN sitt anlegg når de mottar en spenningsklage, er ikke dårlig spenningskvalitet (mange spenningshendelser) i så måte et problem for AEN før en klage er meldt inn. Selv om det er mange som opplever spenningsavvik har utredningen avdekket at det er relativt få som melder det inn til nettselskapet som en spenningsklage. I 2021 ble 56 klager sendt inn i første kvartal. I denne perioden var det registrert spenningshendelser i over 1000 trafokretser. Sammenlignet med normalårene 2017, 2019 og 2020 hvor det var meldt inn henholdsvis 27, 27 og 33 spenningsklager er 56 klager i 2021 høyt. Det konkluderes derfor med at behovet for håndtering av spenningsavvik er stort, da det i 2021 er registrert nesten dobbelt så mange klager som tidligere år. Med økt bevissthet rundt eget strømforbruk hos forbrukeren gjennom ny teknologi kan dette i tillegg gi en økning av klager i de kommende årene. Elektrifiseringen i samfunnet kan også føre til flere spenningsproblemer og dermed også en økning av antall spenningsklager i tiden fremover. Dette indikerer at problemet har et potensiale til å bli mye større enn det er i dag, og at det sannsynligvis vil øke de neste årene. Derfor bør AEN prioritere kostnadseffektive løsninger for håndtering av spenningsavvik i tiden fremover for å være forberedt på en eventuell økning av klager. Avslutningsvis skal det legges til at utredningen har konsentrert seg om AEN, men angående problemets størrelse er egentlig dette noe som har et potensiale for å bli større over hele landet. Dette tar diskusjonen til et nytt nivå, ettersom det til syvende og sist vil være samfunnet som helhet dette går ut over. Flere klager medfører økte kostnader for nettselskapet, som igjen kan resultere i økte kostnader for sluttbrukeren.

8.2 Virkemidlenes konsekvens

Utredningens problemstilling ble besvart ved økonomiske beregninger og gjennom tekniske analyser på case i lavspenningsnettet til AEN. Utredningen har gjennomført simuleringer på fire ulike

case der alle virkemidlene ble representert og sammenlignet. Gjennom dette arbeidet synliggjøres fleksibilitetens muligheter og begrensinger. Et slikt dypdykk i caser der fleksibilitet er undersøkt som et virkemiddel for å håndtere spenningsavvik er ikke blitt gjort tidligere. Utredningen har dermed tilført ny kunnskap til bransjen, et bidrag som vil være nyttig for videre utvikling av kraftnettet.

For å besvare utredningens problemstilling ser vi på resultatene fra casene. For virkemidlet å trinne trafo ble det bevist at dette ikke fungerer dersom utgangsspenningen på trafo er for høy fra før av. Dette vil som vist i case 1 og 2 resultere i overspenning. Virkemiddelet gir heller ingen god effekt dersom avstanden fra trafo og ut til sluttkunden er mer enn 700 meter, fordi spenningsfallet i nettet blir for stort. Det kan derimot være et godt virkemiddel der spenningsnivået ut fra trafo er lavt og det er korte avstander i kretsen. Dette ble bevist i case 4, der trinning løste spenningsproblemet. Å trinne transformatoren utgjør en driftskostnad på 10 000kr per trinning. Dersom forbruket i kretsen er jevnt over hele året trenger man kanskje bare å trinne en gang, men dersom det er mye variasjon, samt installasjon av andre apparater som forstyrrer spenningsnivået kan det bli nødvendig å trinne hyppigere. Dermed kan kostandene for dette virkemidlet variere fra case til case. Normalt vil man regne med å måtte trinne to ganger i året, med da en pris på 20 000kr.

Virkemiddelet å kaste om på faser er et mindre anvendelig virkemiddel som kun vil være aktuelt i tilfeller der ujevn lastfordeling er årsaken til spenningsproblemene. Gjennom analysearbeid har utredningen funnet ut at det er nødvendig med lokale målinger for å kunne konstatere om dette virkemiddelet vil fungere i den aktuelle kretsen eller ikke. Gjennom ADMS systemet kan ujevn lastfordeling riktignok kartlegges i en trafokrets, men dette er ikke tilstrekkelig underlag for å kunne konkludere om virkemiddelet vil løse problemet eller ikke. Dersom det viser seg at å fordele lasten mer jevnt på fasene vil løse problemet er dette et meget kostnadseffektivt virkemiddel, som har en estimert kostnad på om lag 10 000kr for hele operasjonen.

Å bygge nett er det virkemiddelet som vil løse problemet til slutt uansett, dersom ikke andre tiltak er tilstrekkelige. Dette er generelt sett det dyreste virkemidlet, og det vil ikke være samfunnsøkonomisk gunstig å bygge nytt i alle tilfeller der det er spenningsavvik. Størrelse, pris og kompleksitet på anleggsløsning vil variere fra case til case, der prisen kan varieres fra noen titalls tusen til et par millioner. Dette er konstruksjoner som står i mange tiår frem i tid. Dermed er det

viktig at det dimensjoneres for eventuelle endringer i området som kan komme på et senere tidspunkt. Det skal også sies at ved dagens rentenivå og inntektsrammemodell er det gode insentiver for å velge dette virkemiddelet. Kombinert med lange levetider på investeringene gir dette lave årlige annuiteter og gode betingelser.

Fleksibilitet har også blitt analysert og diskutert som et virkemiddel for å håndtere spenningsavvik. Gjennom analysearbeid har utredningen funnet ut at fleksibilitet kan være et effektivt virkemiddel for å løse spenningsproblemene i kretsen, gitt noen forutsetninger. For det første ble det vist at spenning er en spesielt lokal vare, som gjør at fleksibilitet som virkemiddel kun vil fungere dersom naboer lokalisert nærme problemområdet reduserer sitt forbruk. Fleksibilitet gir best resultater dersom kunden som selv opplever spenningsavvik reduserer sitt forbruk, men vil også oppnå gode verdier dersom en nær nabo reduserer sitt forbruk. Det ble også bevist at sluttbrukere lengere unna og på andre radialer i trafokretsen ikke vil ha noen innvirkning på spenningsverdiene til slutt kunder i problemområdet. En annen forutsetning for at en fleksibilitetsordning skal fungere er at det må være tilstrekkelig høyt forbruk hos aktuelle sluttbrukere til at forbruket kan reduseres, altså at det er tilgjengelig fleksibilitet hos de kundene som vil ha størst påvirkningskraft. Dette forutsetter også at disse kundene er villig til å være med på en fleksibilitetsordning. Det må heller ikke være stor skjevlast i kretsen, noe som ble bevist i case 3. En fleksibilitetsordning vil i et slikt tilfelle nødvendigvis ikke fikse problemet. Gjennom analysearbeidet ble det også avdekket at mengden fleksibilitet som skal til for å løse problemet varierer stort fra case til case. I noen tilfeller er det tilstrekkelig med kun noen få kilowatt, mens det i andre tilfeller skal mye til for at fleksibilitet vil fungere. For å oppnå en velfungerende fleksibilitetsordning må også disse overnevnte forutsetningene kunne opprettholdes over tid. I denne utredningen er fleksibilitet undersøkt i en enkelttime, men for at en fleksibilitetsordning skal fungere gjennom året er det vesentlig at en slik ordning vil fungere over flere timer, dager og uker. For å oppnå dette vil i tillegg til overnevnte forutsetninger nye smarte innretninger i hjemmet som regulert elbillading, varmtvannsberedere og lignende kunne tilrettelegge for dette.

Angående fleksibilitets økonomiske konsekvens ble dette undersøkt som en øvre betalingsvillighet. For case 1 var det nødvendig med en omfattende og kostbar oppgradering av nettet på ca. 450 000kr for å forbedre spenningskvaliteten i kretsen. Problemet kunne også løses ved bruk av fleksibilitet med en øvre betalingsvillighet på ca. 17 500kr. Dette ble regnet ut ved årlig realannuitet

av investeringsutgiften med en realrente på 3% og en økonomisk levetid på anleggsløsningen på 50 år. Ved varierende realrente mellom 3%-5% og en levetid fra 40år-55år vil den årlige realannuiteten ligge mellom 17000kr – 26 000kr. For enkle oppgraderinger som utgjør lave investeringskostnader vil fleksibilitet derimot ha en lav årlig betalingsvillighet. Dette ble bevist i case 2 der investeringsutgiften på om lag 18 000 kr gir en realannuitet på under 1 000kr. Fleksibilitet kan altså være et effektivt virkemiddel for å bedre spenningskvaliteten i caser der det foreligger en betydelig investeringskostnad. I tillegg kan det som tidligere nevnt også medføre en betydelig realopsjonsverdi ved å benytte fleksibilitet som virkemiddel for å utsette investeringen. Med dagens lave rente på investeringer hos nettselskap har aldri kostandene for å investere vært lavere. Dersom renten vil øke fra sitt historisk lave nivå, vil også verdien av fleksibilitet øke. Dagens inntektsrammemodell belønner også investeringer innen nettutbygging kontra fleksibilitet. Dersom fleksibilitets relevans øker i årene som kommer, er det sannsynlig å forvente en endring i denne modellen, slik at virkemidler som fleksibilitet også belønnes. Til slutt skal det også legges til at denne utredningen kun har studert en liten del av det en velfungerende fleksibilitetsordning kan innebære, og dermed er det ikke mulig å si noe om det totale økonomiske potensialet for forbrukerfleksibilitet i distribusjonsnettet på bakgrunn av denne utredningen.

I denne utredningen var det kun i ett av fire caser hvor fleksibilitet var et reelt virkemiddel, noe som bekrefter virkemiddelets tekniske og økonomiske begrensninger. I mange tilfeller vil ikke fleksibilitet være et aktuelt virkemiddel. I en velfungerende fleksibilitetsordning skal mange forutsetninger innfris på både organisatoriske, tekniske og økonomiske plan. Mange av disse er fortsatt i et tidlig forskningsstadium, men basert på tekniske analyser og økonomiske beregninger kan det konkluderes med at fleksibilitet kan være et effektivt virkemiddel for håndtering av spenningsavvik dersom visse forutsetninger er oppfylt og dersom den årlige betalingsvilligheten er tilstrekkelig.

8.3 Avsluttende kommentarer

Innledningsvis ble det sagt at strømforbruket aldri har vært så høyt som det er i dag, og gjennom Norges klima- og energipolitikk tilrettelegges det for etablering av mer kraftkrevende industri i Norge. Ifølge Statnett og NVE vil utviklingen av både strøm- og effektforbruket derfor fortsette å øke i tiden fremover (Lund, 2021; Statnett SF, 2021b). Når det i tillegg gjennom denne utredningen

er konstatert utfordringer med spenningskvaliteten og at disse har et potensiale for å øke vil det derfor være avgjørende slik som Norges vassdrag- og energidirektør Kjetil Lund (NVE) påpekte at strømmettet må utnyttes bedre for å imøtekomme de problemstillingene en elektrifisering vil bære med seg (Lund, 2021). Bedre utnyttelse av kraftnettet vil blant annet innebære nye effektive måter å håndtere utfordrende forhold i nettet på. Dersom AEN skal stå godt rustet i denne perioden vil slike innovative løsninger i kraftnettet være avgjørende. Her kan en velfungerende fleksibilitetsordning bidra på flere plan. Som tidligere nevnt er det flere pågående piloter i dag der fleksibilitet undersøkes til ulike formål som blant annet flaskehalshåndtering, prisregulering osv. Denne utredningen kan derfor ses i et større bilde som et bidrag og en byggestein i en større velfungerende fleksibilitetsordning i fremtidens kraftnett. Utredningen gir et bidrag til forskningen omkring forbrukerfleksibilitet som en løsning på spenningsproblemer i distribusjonsnettet. Dette er resultater som kan være nyttig for flere nettselskap i Norge da det som første publiserte oppgave går i dybden og analyserer enkelt case. Funnene i utredningen er med på å heve kunnskapsnivået rundt et tema som etter all sannsynlighet vil få stor plass i diskusjonen rundt kraftsystemet i årene fremover.

8.4 Utredningens begrensninger og forslag til videre studier

Denne utredningen har benyttet case studium for å sammenligne fleksibilitet mot dagens virkemidler, og en intensiv analyse av den økonomiske konsekvensen ved bruk av fleksibilitet. For å ha tilstrekkelig tid til å analysere og validere funnene i utredningen var det nødvendig å begrense datainnsamlingen som innebar analyse av case til første kvartal av 2021 og deretter til dager med forbruksrekorder. Dette er det kvartalet som historisk sett innehar størst mengde spenningsklager og flest registrerte spenningshendelser på dager med forbruksrekord. Med en tids-og-ressursbegrensning for utredningen, samt omfattende datamengder ble det nødvendig å gjøre det strategiske utvalget på fire caser for å kunne gjennomføre oppgaven innen den satte tidsfristen. Med et begrenset caseutvalg og på grunn av trafokretsenes unike struktur er utredningens generaliserbarhet begrenset. Dette vil være tilfelle for øvrige nettselskap også, ikke bare trafokretsene i AEN. Dette skyldes trafokretsenes forskjellige karakteristikker som antall husholdninger som kan tilby fleksibilitet, kundesammensetning, mengde forbruk, alder på komponenter i nettet, dimensjonering og flere. Dette gjør at problemet er svært komplekst og man må undersøke i dybden på hver case for å finne beste virkemiddel. I tillegg er det kun et nettselskap

som er undersøkt i denne utredningen, noe som begrenser oppgavens generaliserbarhet. Det vil være et naturlig forslag til videre studier å gjennomføre flere caser for forbrukerfleksibilitet også for andre nettselskaper. Riktignok er et kraftnett et kraftnett så fellesnevneren er at dersom det er ønskelig med statistisk generaliserbarhet må flere trafokretser undersøkes.

Denne utredningen har benyttet kvantitative metode og sekundær data. Til videre forskning anbefales det å undersøke en kvalitativ metode med innhenting av primærdata gjennom intervjuer for å få en ny vinkling på problemet der fagpersonell kan ytre sine tanker rundt fremtidens fleksibilitetsordning. Den totale verdien av fleksibilitet for AEN er også knyttet til andre områder enn spenningskvalitet, blant annet tap i nettet, flaskehalshåndtering og leveringssikkerhet. Et forslag til videre forskning vil derfor også være å undersøke disse områdene.

Denne utredningen har funnet ut at det kreves større investeringskostnader for utbedring av nettet for at fleksibilitet skal vurderes som et reelt alternativ. Dermed kan det være gunstig for videre studier å utelukkende studere caser der investeringskostnaden er høy. Dette kan bidra til å gi et bedre anslag på verdien av forbrukerfleksibilitet.

Videre studier innen forbrukerfleksibilitet kan også med fordel se på de andre virkemidlene som benyttes ved langsomme spenningsvariasjoner for å gi mer helhetlig bilde. Som beskrevet i kapittel 5.2 *Dagens virkemidler for håndtering av spenningsavvik*, er det syv virkemidler som i dag blir benyttet for å håndtere spenningskvalitet ved langsomme spenningsvariasjoner. Denne utredningen har kun sett på tre av disse etter ønske fra AEN. For å undersøke fleksibilitet som et virkemiddel i distribusjonsnettet kan det også være en fordel å sammenligne det med de øvrige virkemidlene.

9. Referanser

Aabakken, C., Nordeng, R. A., & Eggum, E. (2018). Nr 7. NVE. Hentet 23. Februar 2021 fra www.nve.no

Agder Energi. (2019). Hva er NorFlex? Hentet 2. Mai 2021, fra <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet/hva-er-norflex/>

Agder Energi. (2020). Investor Presentation . Hentet 19. Januar 2021, fra <https://www.ae.no/globalassets/dokumenter/2020/investor-presentation.pdf>

Agder Energi Nett. (2021a). Økt elektrifisering gir netttutfordringer på agder | Agder Energi. Hentet 25. April 2021. Fra <https://www.aenett.no/presse-og-aktuelt/okt-elektrifisering-gir-netttutfordringer-pa-agder/>

Agder Energi Nett. (2021b). Hvordan kommer strømmen frem til huset ditt. Hentet 11. Mars 2021, fra <https://www.aenett.no/hvordan-kommer-strommen-frem-til-huset-ditt/>

Agder Energi Nett. (2021c). Vår virksomhet | Agder Energi. Hentet 19. Januar 2021, fra <https://www.aenett.no/virksomhet/om-ae-nett/var-virksomhet/>

Agder Energi Vannkraft. (2020). Vannkraft | Produksjon | Vår virksomhet | AE.no. Hentet 19. Januar 2021, fra <https://www.ae.no/var-virksomhet/produksjon/vannkraft/>

Arnemo, C. S. (2014). Future Solar Photovoltaic and Electro Mobility Scenarios for Garmisch-Partenkirchen.

Bach, D., & Hovland, K. M. (2021). Kulden førte til rekordhøyt strømforbruk i dag tidlig – E24. Hentet 28. April 2021, fra <https://e24.no/olje-og-energi/i/jBKmv9/kulden-foerte-til-rekordhoeyt-stroemforbruk-i-dag-tidlig>

Birkeland, I., Fløtre, I., Bergeland, L.-A., & Skeie, O. (2020). Batterier i distribusjonsnettet. Hentet 13. April 2021 fra www.nve.no

Bjørnenak, T. (2019). STRATEGISKE LØNNSOMHETSANALYSER. Bergen: Fagbokforlaget.

Bøhren, Ø., & Gjørum, P. I. (2020). Finans: Innføring i investering og finansiering (2 utgave). Bergen: Fagbokforlaget.

Busch, T. (2019). Akademisk skriving: for bachelor- og masterstudenter (5. utgave). Bergen: Fagforlaget.

Chapman, S. J. (2012). Electric Machinery Fundamentals, 5th Ed. Hentet 9. Mars 2021, fra [http://www.elcom-hu.com/Mechatronics/Machines/Electric Machinery Fundamentals 5th Ed By Stephen J Chapman.pdf](http://www.elcom-hu.com/Mechatronics/Machines/Electric%20Machinery%20Fundamentals%205th%20Ed%20By%20Stephen%20J%20Chapman.pdf)

Coster, E. J. (2010). Distribution grid operation including distributed generation : impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior. Hentet 29. Mars 2021 fra <https://doi.org/10.6100/IR676122>

Dalland, O. (2017). *Metode og oppgaveskriving (6.utgave)*. Oslo: Gyldendal Norske Forlag AS

Direktoratet for økonomistyring. (2018). Veileder i samfunnsøkonomiske analyser. Hentet 21. April 2021 fra www.ingimage.com

Energi Norge. (2018). Drift og utvikling av kraftnettet – utforming av DSO-rollen. Hentet 18. Januar 2021 fra Oslo: <https://www.energinorge.no/contentassets/2858551aafa94bb798d89a8edf15a42b/drift-og-utvikling-av-kraftnettet---rapport-05-12-2018.pdf>

Energi Norge. (2020). Fornybarometeret Høst 2020 Status for elektrifiseringen av Norge.

Energi Norge. (2021). FORNYBAROMETERET 2021 status for norsk fornybarnæring.

Energifakta Norge. (2019). Strømnettet. Hentet 20. Januar 2021, fra

<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>

FHI. (2016). Litteratursøk. Hentet 26. April 2021, fra

<https://www.fhi.no/div/bibliotek/litteratursok/>

Good, N., Ellis, K. A., & Mancarella, P. (2017). Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid. Hentet fra

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.043>

Heen Skotland, C., Eggum, E., & Spilde, D. (2016). Hva betyr elbiler for strømnettet? Hentet 13. Januar 2021 fra Oslo: www.nve.no

Heen Skotland, C., & Fandrem Høivik, Ø. (2017). Har strømnettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger? Hentet 13. Januar 2021 fra Oslo: www.nve.no

Hofstad, K. (2019). nettselskap. Hentet 18. Januar 2021, fra <https://snl.no/nettselskap>

Horne, H., Roos, A., Magnussen, I. H., Buvik, M., & Langseth, B. (2020). Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg, transport og industri. Hentet 8. Mars 2021 fra https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_07.pdf

Jacobsen, D. I. (2015). Hvordan gjennomføre undersøkelser? Cappelen Damm akademisk.

Jensen, Å., Fiksen, K., Tennbakk, B., & Wikum, M. (2017). Aggregatorrollen, fleksibilitetsmarkeder og forretningsmodeller i energisystemet. Hentet 9. Mars 2021 fra <https://docplayer.me/69843358-Aggregatorrollen-fleksibilitetsmarkeder-og-forretningsmodeller-i-energisystemet.html>

Johannessen, A., Tuft, P. A. & Christoffersen, L. (2016). Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode (5. Utgave). Oslo: Abstrakt forlag AS

Klima- og miljødepartementet. (2020). Norge forsterker klimamålet for 2030 til minst 50 prosent og opp mot 55 prosent - regjeringen.no. Hentet 12. Januar 2021, fra

<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/norge-forsterker-klimamalet-for-2030-til-minst-50-prosent-og-opp-mot-55-prosent/id2689679/>

Lund, K. (2021). Vi må utnytte kraftnettet bedre. Hentet 7. April 2021, fra

<https://www.aftenposten.no/meninger/kronikk/i/bn7j1A/vi-maa-utnytte-kraftnettet-bedre>

Lyse Elnett. (n.d.). Batteri i strømmettet. Hentet 13. April 2021, fra <https://www.lysenett.no/fou-og-innovasjon/fou-prosjekter/batteri-i-stromnettet>

Norsk Elbilforening. (2020). Antall elbiler og ladestasjoner i Norge | Norsk elbilforening. Hentet 11. Januar 2021, fra <https://elbil.no/elbilstatistikk/>

NVE. (2009). KILE – kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi - NVE. Hentet 15. Januar 2021, fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>

NVE. (2015a). Nett. Hentet 20. Januar 2021, fra <https://www.nve.no/energiforsyning/nett/>

NVE. (2015b). Nettleie for forbruk. Hentet 21. Januar 2021, fra

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/>

NVE. (2015c). Smarte strømmålere (AMS). Hentet 25. Januar 2021, fra

<https://www.nve.no/stromkunde/smarte-strommalere-ams/>

NVE. (2019). Kostnader i strømmettet - gevinster ved koordinert lading av elbiler. Hentet 22.

April 2021 fra https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_51.pdf

NVE. (2021a). Forklaring på noen begrep brukt innen spenningskvalitet. Hentet 1. Mars 2021, fra https://www.nve.no/Media/3121/definisjoner-spenningskvalitet_v2.pdf

NVE. (2021b). Referanserenten. Hentet 13. April 2021, fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/>

Olje- og energidepartementet. (2012). Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet. Hentet 10. Mars 2021, fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf>

Olje- og energidepartementet. (2019). Strømmettet - Energifakta Norge. Hentet 10. Mars 2021, fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>

Reguleringsmyndigheten (RME). (2015). Nettjenester - NVE. Hentet 19. Januar 2021, fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/?ref=mainmenu>

REN. (2020). RENBLAD 8035 – Måling av spenningskvalitet i lavspenningsnett. Ver. 1.3

REN. (2021). Om REN - REN. Hentet 19. April 2021, fra <https://www.ren.no/om-oss/om-ren>

Riibe, S., Weyergang-Nielsen, H., & NVE. (2010). Kraftoverføringens kulturminner, nr.17. Hentet 9. Mars 2021 fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2010/rapport2010_17.pdf

Rosvold, K. A. (2019a). nettap – Store norske leksikon. Hentet 10. Mars 2021, fra <https://snl.no/nettap>

Rosvold, K. A. (2019b). transmisjonsnett – Store norske leksikon. Hentet 10. Mars 2021, fra <https://snl.no/transmisjonsnett>

Rosvold, K. A. (2019c). spenningskvalitet – Store norske leksikon. Hentet 1. Mars 2021, fra <https://snl.no/spenningskvalitet>

Rosvold, K. A. (2019d). nettstasjon – Store norske leksikon. Hentet 9. Mars 2021, fra <https://snl.no/nettstasjon>

Sand, -Kjell, & Heegaard, P. (2015). Next Generation Control Centres-State of art and future scenarios-version 2.0. Thronheim : Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. Hentet 11. Mars 2021 fra <https://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2015/11/Next-Generation-Control-Centres-Sand-Heegaard.pdf>

Saugstad, K. (2019). transformator – Store norske leksikon. Hentet 9. Mars 2021, fra <https://snl.no/transformator>

SEDC. (2017). Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017 Smart Energy Demand Coalition. Hentet 9. Mars 2021 fra www.smartenergydemand.eu

Sekaran, U. (2003). Research methods for business. New York.

Seri, F., Lissa, P., & Keane, M. (2018). WP1 Pilot site characterization D.1.2 DEMAND RESPONSE PROGRAMS OVERVIEW.

SINTEF. (2021). Spenningskvalitet - SINTEF. Hentet 22. Februar 2021, fra <https://www.sintef.no/ekspertise/sintef-energi/spenningskvalitet2/>

SINTEF Energi & Energi Norge. (2021). Håndbok Spenningskvalitet. Versjon 4. Hentet fra: <https://publikasjoner.energinorge.no/book/128-Håndbokspenningskvalitet>

Sperstad, I. B., Degefa, M. Z., & Kjølle, G. (2020). The impact of flexible resources in distribution systems on the security of electricity supply: A literature review. Electric Power Systems Research, 188. Hentet 19. Januar 2021 fra <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106532>

Statnett. (2018). Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040. Hentet 8. Mars 2021 fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>

Statnett. (2021). Distributed balancing of the power grid Results from the eFleks pilot in the mFRR-marked 2019/2020.

Statnett SF. (2021a). Tall og data fra kraftsystemet | Statnett. Hentet 7. April 2021, fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#produksjon-og-forbruk>

Statnett SF. (2021b). Nok en ny forbruksrekord i Norge | Statnett. Hentet 7. April 2021, fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/nok-en-ny-forbruksrekord-i-norge/>

Statnett SF. (2021c). Aldri før har vi brukt mer strøm i Norge | Statnett. Hentet 21. Januar 2021, fra <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/aldri-for-har-vi-brukt-mer-strom-i-norge/>

Sweco Norge AS. (2015). Vurdering av behov for å sette grenseverdi for minimum kortslutningsytelse i lavspenningsnettet. Hentet 12. April 2021 fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_113.pdf

THEMA (2017). *Aggregatorrollen, fleksibilitetsmarkeder og forretningsmodeller i energisystemet*, Utarbeidet for NVE (2017-20)

Trengereid, F., & Brekke og Steinar Parelius, K. (2004). Dokument nr 3-2004 Leveringskvalitet i kraftsystemet Norges vassdrags-og energidirektorat NVEs hustrykkeri. NVE. Hentet 25. Februar 2021 fra www.nve.no

Venjum, A. (2019). Smarte målarar (AMS). Status for installasjon per 1. kvartal 2019.

Sluttrapport. . Hentet 25. Januar 2021 fra Oslo:

http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_24.pdf

Ødegården, L., & Bhandana, S. (2018). Status og prognoser for kraftsystemet 2018. Hentet 13.

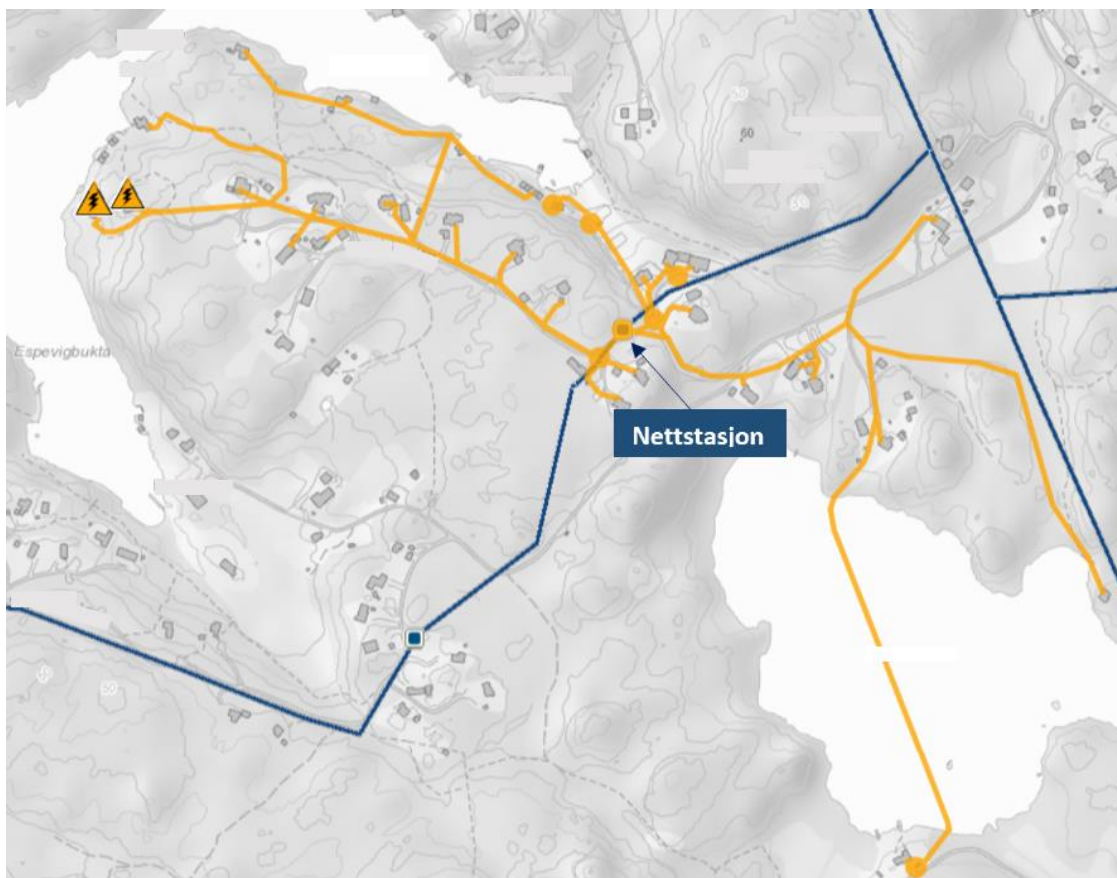
Januar 2021 fra Oslo: www.nve.no

Vedlegg

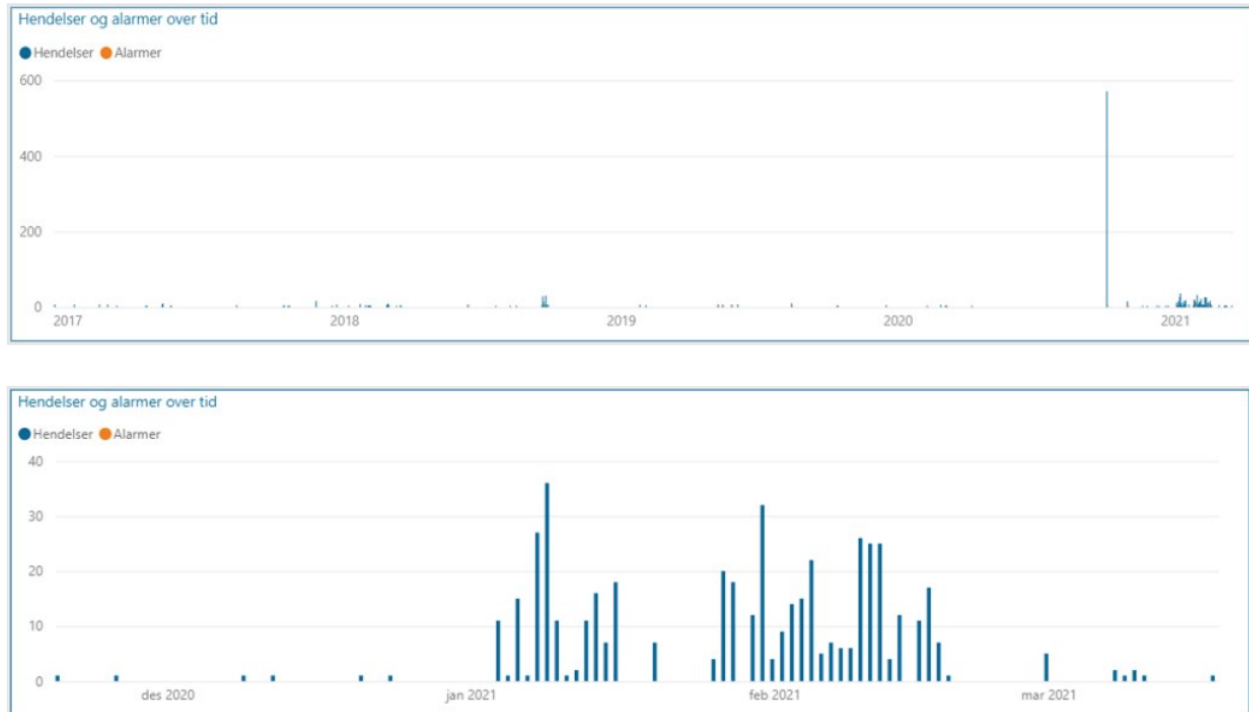
Vedlegg 1

Fullstendig analyse av Case 2

Dette caset består av en trafokrets med totalt 29 sluttbrukere i et området bestående av både hytter og fastboende. Det er et TT-nettsystem hvor sluttbrukere blir forsynt fra en 100kVA fordelingstransformator fra 1983. Figur 31 viser et utklipp av trafokretsen hentet fra ADMS systemet, der lavspennettet er markert i oransje, mens høyspennettet er markert i blått. For videre analyser tas det også her utgangspunkt i morgentimen fra 08.00-09.00 den 12.02.21. I denne timen opplever 2 av 29 sluttbrukere underspenning. Av figur A er disse sluttbrukerne markert med en oransje trekant, lokalisert i enden av radialen, ca. 600m fra transformatoren. Av NetBas ser man at begge husholdninger som opplever underspenning er tilkoblet samme sikring i nettstasjonen (Samme radial).



Figur TT: utklipp fra trafokrets, case 2

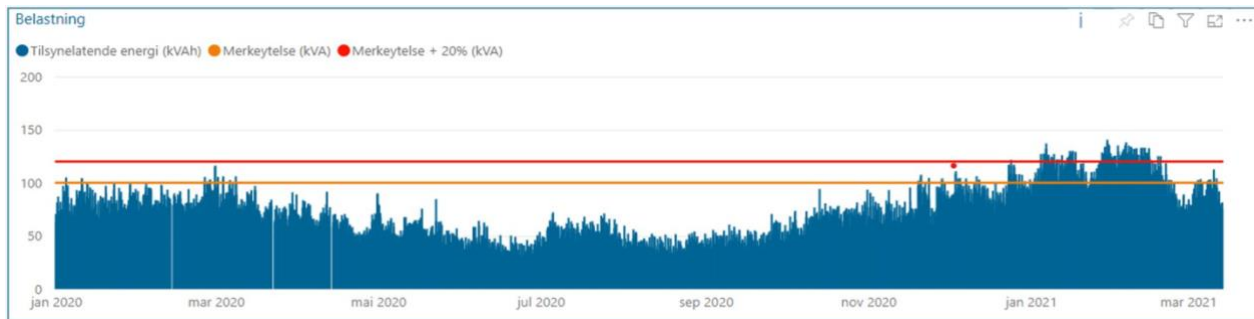


Figur UU: Case 2, Spenningshendelser hos sluttbruker

Av figur B ser vi spenningshendelsesloggen til en av kundene på tamp som opplever underspenning. Her ser man at det er betraktelig flere registrerte spenningshendelser i vintermånedene i 2021 sammenlignet med tidligere år. Sammenlignet med 2018 som også var et spesielt kaldt år er det markant flere hendelser i 2021. Om dette har en sammenheng med hjemmekontor og koronasituasjonen er ikke usannsynlig, men ikke noe denne utredningen har noe informasjon om.

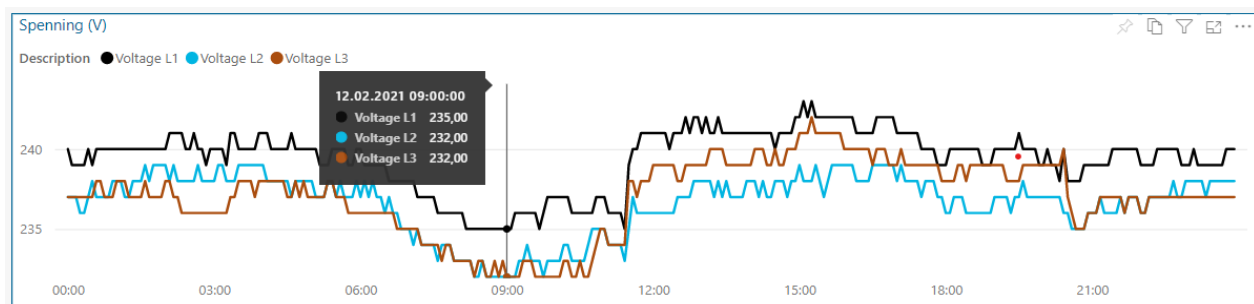
Kan problemet løses ved trinning av fordelingstransformator?

Fra figur C ser man at transformatorstasjonen er overbelastet i vintermånedene når forbruket er høyt. Den er på det meste belastet med 140 %, 1 136 timer over merkeytelsen med 362 timer 20 % over merkeytelse. At transformatoren er overbelastet fører til høyere temperaturer i viklingene og kan redusere levetiden.

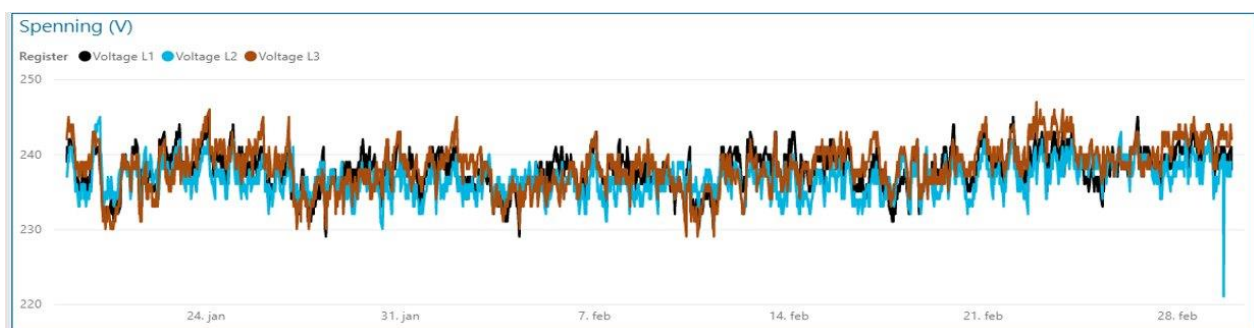


Figur VV: Belasting av trafostasjon

Den 12. Februar var trafoen overbelastet samtlige 24 timer. Dersom man tar utgangspunkt i tidspunktet med høyest forbruk i kretsen, klokken 08.00-09.00, var trafoen belastet 134 %. Spenningsverdiene på trafo den 12. februar er vist i figur D. Figuren viser at spenningen kl. 09.00 i gjennomsnitt på de tre fasene ligger på 233V.



Figur WW: Case 2, Spenningsverdier på transformator

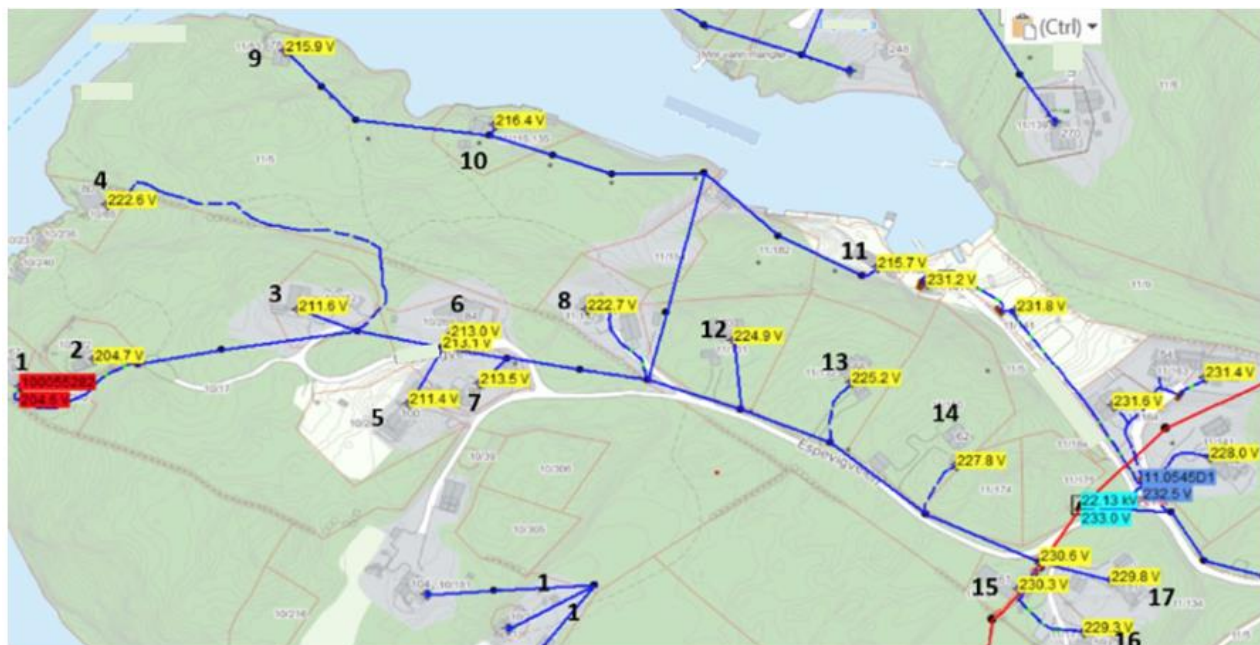


Figur XX: Case 2, spenningskarakteristikk på trafo i testperioden

I figur E vises spenningskarakteristikken ut fra trafo i testperioden. Figuren viser at spenningen i perioden har vært på 246 på det høyeste i slutten av februar måned. Spenningsverdiene er såpass høye at en eventuell trinning ville forårsaket overspenning for husholdninger nærme nettstasjonen. Av den grunn vil ikke trinning av fordelingstransformator løse spenningsproblemene i denne casen.

Kan problemet løses ved å kaste om på faser?

I figur F under er alle husstander nummerert for enklere oversikt over casen. Når man skal undersøke dette problemet er det nødvendig å se på den enkelte husstandens strøm- og spenningskarakteristikk. I figur G er strøm- og spenningskarakteristikken for kunde 1 presentert, da denne kunden har utvidet måleverdiinnsamling aktivert. Kunde 2 har ikke dette aktivert, men man kan få en indikasjon på problemet ved å se på hendelsesloggen. Denne loggen er presentert i figur H for tidspunktet vi undersøker i denne casen.



Figur YY: Nummererte kunder i kretsen med simulerte gjennomsnittsverdier for spenning av forbruksdata fra klokken 08-09, 12. februar 2021



Figur ZZ: Strøm- og spenningskarakteristikk fra kunde 1, den 12. februar 2021

Hendelser					
Hendelse start	Type	Varighet	Verdi	Beskrivelse	
12.02.2021 10:30:00	Spenning - under		Vmean=204&Vmin=202&Vmax=206	Under voltage Fase 3	
12.02.2021 10:20:00	Spenning - under		Vmean=206&Vmin=203&Vmax=211	Under voltage Fase 3	
12.02.2021 09:00:00	Spenning - under		Vmean=204&Vmin=201&Vmax=209	Under voltage Fase 3	
12.02.2021 08:50:00	Spenning - under		Vmean=204&Vmin=201&Vmax=206	Under voltage Fase 3	
12.02.2021 08:40:00	Spenning - under		Vmean=204&Vmin=200&Vmax=207	Under voltage Fase 3	
12.02.2021 08:40:00	Spenning - under		Vmean=206&Vmin=204&Vmax=212	Under voltage Fase 2	
12.02.2021 08:30:00	Spenning - under		Vmean=204&Vmin=201&Vmax=207	Under voltage Fase 3	
12.02.2021 08:10:00	Spenning - under		Vmean=206&Vmin=202&Vmax=210	Under voltage Fase 3	
12.02.2021 08:00:00	Spenning - under		Vmean=206&Vmin=204&Vmax=208	Under voltage Fase 3	

Figur ÆÆ: Hendelseslogg for spenningsavvik for kunde 2 i tidsperioden 08.10-10.40, den 12. februar 2021

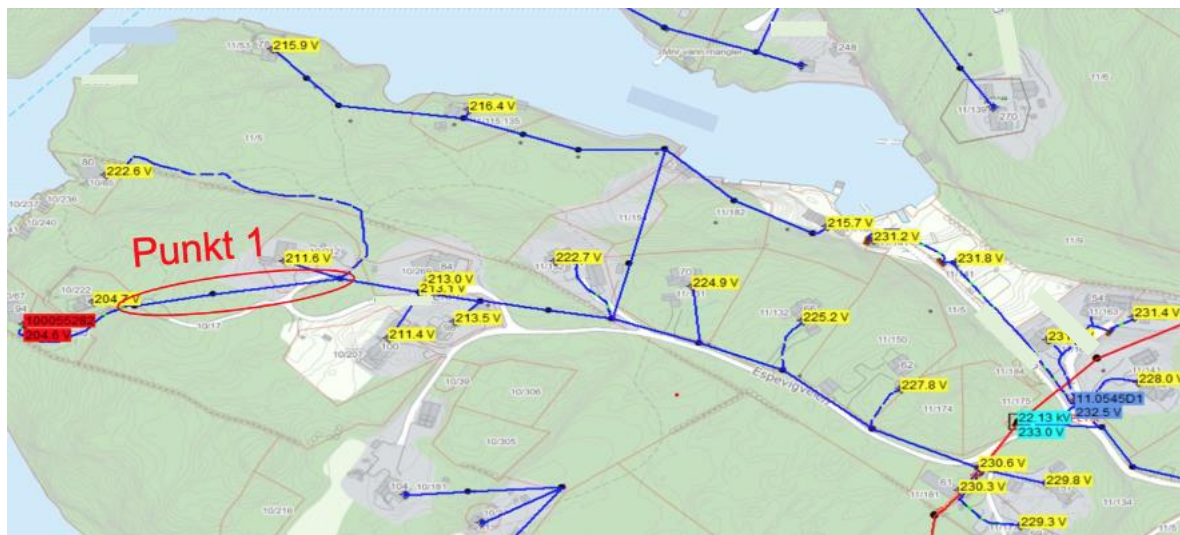
Fra figur G for kunde 1 ser man at to faser har lavere spenning, samt to faser med jevnt høy last. Ettersom spenningsnivået er såpass lavt for kunde 1 vil det bli vanskelig i praksis å balansere lasten så jevnt at det ikke er spenning under FOL for noen faser. For kunde 2 ser man i figur H at det

tilsynelatende er fase 3 som er har dårlig spenning. Da man ikke kan vite om kunde 2 sin fase 3 er den samme som kunde 1 sin fase 3 er det vanskelig å trekke noen konklusjoner før man har gjort målinger lokalt.

Kan problemet løses ved å bygge nett?

Dersom lokale målinger resulterer i at å kaste om på faser ikke er mulig, vil casen bli sendt videre til utbygging av nett. I et slikt tilfelle der trafo er overbelastet vil det i praksis bli tatt med i vurderingen om man må gjøre en utskiftning av denne, samt om det er andre svake punkt i denne kretsen som bør forbedres. Dersom de kommer frem til en slik konklusjon så gjør de flere utbedringer når de først er på plassen. I denne utredningen fokuserer vi på hva som må til for å løse problemet isolert sett. Dermed ser vi blant annet ikke på utskiftning av trafo samtidig som oppgradering av kabelstrek.

I punkt 1 på figur I under er det i dag et kabelstrek på 112 meter med en 1x3x25mm² kabel. I et forsøk på å øke spenningskvaliteten hos kunde 1 og 2 kan man øker kabelverrsnittet på disse kablene. Dersom man oppgraderer dette strekket til 1x3x95mm² vil spenning og kortslutningsytelse hos kundene øke som vist i tabell A under.



Figur ØØ: Trafokrets med markert område for oppgradering av EX kabel

Tabell KK: Endring i spenning og kortslutningsytelse hos nærliggende kunder etter oppgradering av kabelstrekk

Kunde nummer	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]	Original Kortslutningsytelse [kA]	Ny kortslutningsytelse [kA]	Endring i Ampere [kA]
1	204,6	↑ 209,6	+ 5,0	0,232	↑ 0,315	+ 0,083
2	204,7	↑ 209,7	+ 5,0	0,285	↑ 0,420	+ 0,135
3	211,6	↑ 211,8	+ 0,2	0,475	0,475	-
4	222,6	222,6	-	0,413	0,413	-
5	211,4	↑ 211,5	+ 0,1	0,506	0,506	-
6	213,0	↑ 213,2	+ 0,2	0,646	0,646	-
7	213,5	↑ 213,6	+ 0,1	0,610	0,610	-
8	222,7	222,7	-	0,545	0,545	-

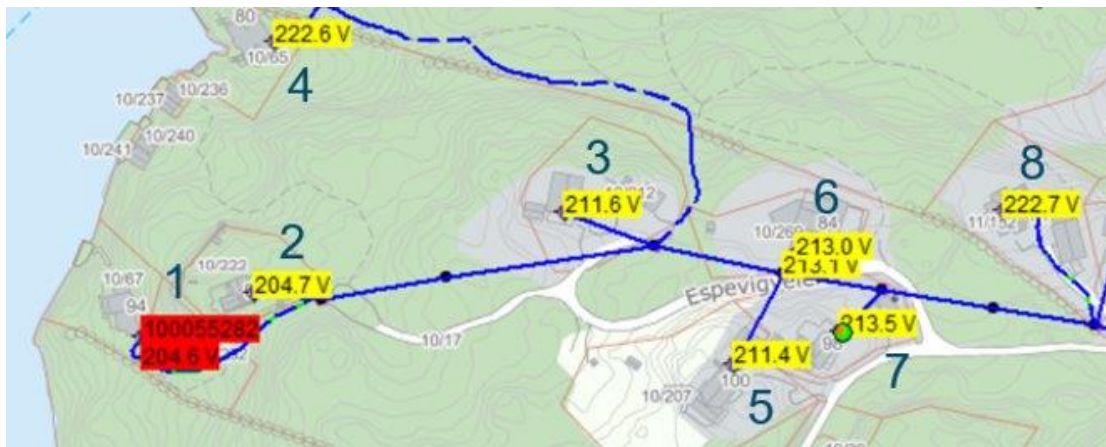
Resultatet av denne oppgraderingen hever spenningene hos kunde 1 og 2 opp akseptable grenser innenfor FOL. Som nevnt tidligere ville denne oppgraderingen i praksis hos AEN ikke vært tilfredsstillende nok, og de hadde nok vurdert ytterligere oppgraderinger. Dersom forbruket i nærheten av disse kundene øker, er det stor sannsynlighet for at spenningsverdiene vil falle utenfor FOL. Men i denne oppgaven er denne oppgraderingen god nok. Ved å benytte REN kalkyle for oppgradering av dette strekket blir totalkostnaden 18 163kr. Utrekninger av prisen vises i tabell B under.

Tabell LL: Kostnad for oppgradering av kabelverrsnitt

	Pris per. time/stk./meter	Antall meter/timer/stk.	Totalpris
Nybygging av EX 3x95mm²			
Kostnad for frakt og montering av 1 kabeltrommel			
- Montør	705kr/t	2 timer	1 410kr
- Maskin for trekking og terrengtransport	613kr/t	3 timer	1839kr
Kostnad for trekking av kabel			
- Linjetrekkmaskin	317kr/t	1 time	317kr
- Montør	705kr/t	3 timer	2 115kr
Kostnad for dokumentasjon			
- Registrering av nettdata	1 058kr/stk.	1 stk.	1 058kr
Kostnad prosjektering			
- Dimensjonering av lavspentlinje og vern	1 686kr/stk.	1 stk.	1 686kr
Kostnad kabel			
- EX 3x95mm ²	45kr/m	112m	5005
Demontering av eksisterende LS linje			
Kostnad Oppsett av vinsj og trommel for inntrekking			
- Maskin for terrengtransport	613kr/t	2 timer	1 226kr
- Montør	705kr/t	2 timer	1 410kr
Kostnad demontering av EX-ledning			
- Frakobling og nedtaking av ledning i endepunkter	705kr/stk.	2 stk.	1410kr
- EX. Innspoling av ledning	6 132kr/km	0,112km	687kr
SUM:			<u>18 163kr</u>

Kan problemet løses med fleksibilitet?

Etter å ha utført AEN sin prosedyre er det interessant å se om fleksibilitet kan bli benyttet i dette tilfellet som en løsning. Fra Case 1, ble det klart at fokusområdet for fleksibilitet må være i nærheten av problemet. Dermed må man fokusere fleksibiliteten i området som er vist i figur J under. I tabell C under er effektuttaket til hver av disse kundene presentert. Her ser man at det er stor variasjon i forbruket hos disse kundene noe som gir mulighet for mange ulike scenarioer for endret forbruk. Scenarioene er beskrevet i tabell D under, og presentert i tabell E-K. Som man vil se så gir alle scenarioene for fleksibilitet i denne casen spenningsverdier innenfor grensene til FOL for denne timen.



Figur ÅÅ: Fokusområdet for fleksibilitet for case

Tabell MM: effektuttak hos kundene i FOKUSOMRÅDET i perioden 08-09, den 12. Februar 2021

Sluttbrukere	Effektuttak [kW]	Tilkoblet sikring	Opplever over- eller underspenning
1	2.28	1	JA
2	7.42	1	JA
3	2.90	1	-
4	3.87	1	-
5	8.15	1	-
6	3.21	1	-
7	7.66	1	-
8	6.72	1	-

Tabell NN: OVERSIKT OVER DE ULIKE SCENARIOENE FOR SIMULERING AV FLEKSIBILITET I CASE 2

Scenario	Simuleringen inneholder forbruksdata for 12. februar, klokken 08-09 med følgende endring;
1	Kunde 2 reduserer sitt forbruk med 3 kW
2	Kunde 2 og 5 reduserer sitt forbruk med 3 kW
3	Kunde 2 og 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
4	Kunde 2, 5 og 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
5	Kunde 2 reduserer sitt forbruk med 2 kW
6	Kunde 5 og 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
7	Kunde 5, 7 og 8 reduserer sitt forbruk med 3 kW

Tabell OO: GJENNOMSNIITTSVERDIER FOR PERIODEN KL. 08-09, 12.02.21 - SCENARIO 1

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 208,9	+ 4,3
2	7.42	-3kW	4.42	204,7	↑ 209,4	+ 5,3
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 213,8	+ 2,2
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,7	+ 0,1
5	8.15	-	8.15	211,4	↑ 213,4	+ 2,0
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 214,9	+ 1,9
7	7.66	-	7.66	213,5	↑ 215,3	+ 1,8
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 222,8	+ 0,1

Tabell PP: GJENNOMSNIITTSVERDIER FOR PERIODEN KL. 08-09, 12.02.21 - SCENARIO 2

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 210,8	+ 6,2
2	7.42	-3kW	4.42	204,7	↑ 211,3	+ 6,6
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 215,6	+ 4,0
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,8	+ 0,2
5	8.15	-3kW	5.15	211,4	↑ 215,8	+ 4,4
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 216,8	+ 3,8
7	7.66	-	7.66	213,5	↑ 216,9	+ 3,4
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 222,9	+ 0,2

Tabell QQ: GJENNOMSNIITTSVERDIER FOR PERIODEN KL. 08-09, 12.02.21 - SCENARIO 3

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 210,6	+ 6,0
2	7.42	-3kW	4.42	204,7	↑ 211,1	+ 6,4
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 215,4	+ 3,8
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,8	+ 0,2
5	8.15	-	8.15	211,4	↑ 215,0	+ 3,6
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 216,0	+ 3,0
7	7.66	- 3kW	4.66	213,5	↑ 217,2	+ 3,7
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 222,9	+ 0,2

Tabell RR: GJENNOMSNIITTSVERDIER FOR PERIODEN KL. 08-09, 12.02.21 - SCENARIO 4

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 212,4	+ 7,8
2	7.42	-3kW	4.42	204,7	↑ 212,9	+ 8,2
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 217,2	+ 5,6
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,9	+ 0,3
5	8.15	-3kW	5.15	211,4	↑ 217,4	+ 6,0
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 218,4	+ 5,4
7	7.66	- 3kW	4.66	213,5	↑ 218,9	+ 5,4
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 223,0	+ 0,3

Tabell SS: GJENNOMSNIITTSVERDIER FOR PERIODEN KL. 08-09, 12.02.21 - SCENARIO 5

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 207,5	+ 2,9
2	7.42	-2kW	5.42	204,7	↑ 207,9	+ 3,2
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 213,1	+ 1,5
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,7	+ 0,1
5	8.15	-	8.15	211,4	↑ 212,7	+ 1,3
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 214,3	+ 1,3
7	7.66	-	7.66	213,5	↑ 214,7	+ 1,2
8	6.72	-	6.72	222,7	222,7	-

Tabell TT: GJENNOMSNIITTSVERDIER FOR PERIODEN KL. 08-09, 12.02.21 - SCENARIO 6

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 208,3	+ 3,7
2	7.42	-	7.42	204,7	↑ 208,4	+ 3,7
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 215,1	+ 3,5
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 222,8	+ 0,2
5	8.15	-3kW	5.15	211,4	↑ 215,5	+ 4,1
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 216,5	+ 3,5
7	7.66	- 3kW	4.66	213,5	↑ 217,2	+ 3,7
8	6.72	-	6.72	222,7	↑ 222,9	+ 0,2

Tabell UU: GJENNOMSNIITTSVERDIER FOR PERIODEN KL. 08-09, 12.02.21 - SCENARIO 7

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	2.28	-	2.28	204,6	↑ 208,4	+ 3,8
2	7.42	-	7.42	204,7	↑ 208,5	+ 3,8
3	2.90	-	2.90	211,6	↑ 215,2	+ 3,6
4	3.87	-	3.87	222,6	↑ 224,0	+ 1,4
5	8.15	-3kW	5.15	211,4	↑ 215,6	+ 4,2
6	3.21	-	3.21	213,0	↑ 216,6	+ 3,6
7	7.66	- 3kW	4.66	213,5	↑ 217,3	+ 3,8
8	6.72	-3kW	3.72	222,7	↑ 225,0	+ 2,3

Som vist i tabell E-K gir alle scenarioene for fleksibilitet i denne casen spenningsverdier innenfor grensene til FOL. De beste resultatene er å finne i tabell H, scenario 4. I dette scenarioet reduserer kunde 2, 5 og 7 forbruket sitt med 3kW, noe som gir den største endringen i spenning sammenlignet med de andre scenarioene.

For å se hvilken økonomisk konsekvens fleksibilitet har i denne casen, vil dette bli satt opp mot det kontrafaktiske alternativet å oppgradere kablet. Realannuiteten blir som nevnt i case 1 regnet ut ved bruk av «AVDRAG» i Excel. Det benyttes 3% realrente og en levetid på lavspentkabler på 55år. Med en investeringskostnad på 18 163 kr blir realannuiteten dermed 678 kr. Dette er den totale kapitalkostnaden etter 1 år for denne investeringen.

Da man ikke vet hva realrenten vil være fremover presenterer vi mulige utfall med 2%, 3% og 4% realrente i tabell L under.

Tabell VV: Beregnet Realannuitet ved varierende realrente, Case 2

År 1	Realrente		
	2 %	3 %	4 %
Levetid (år)			
55	-547	-678	-822

Tabell L viser at realannuiteten i år 1 kan havne et sted mellom 547 kr – 822 kr. Dette er det minste man kan spare ved å utsette investeringen i ett år. Man kan også si at dette er den øvrige betalingsvilligheten man har for å kjøpe fleksibilitet det første året.

Vedlegg 2

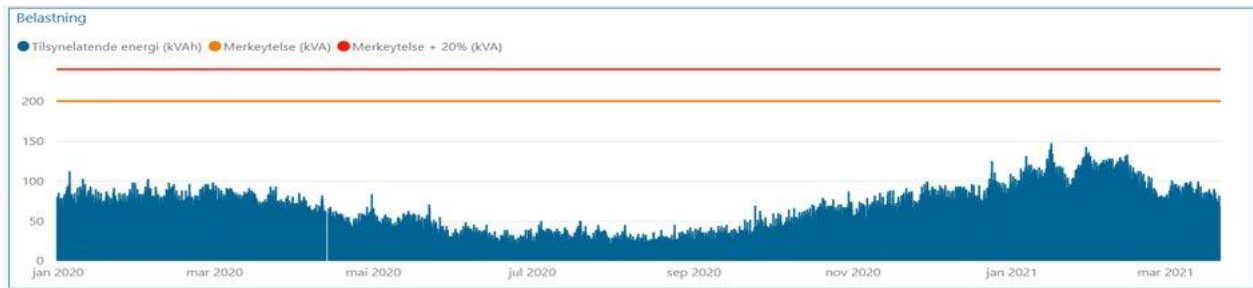
Fullstendig analyse av case 3

Dette caset består av et TT-nettsystem bestående av 33 kunder, vist i figur a. Kundene som har dårlig spenningskvalitet befinner seg omkring 350 meter fra trafo i enden av en radial. Dette er en trafokiosk med merkeytelse 200 kVA fra 1986. Analysen er foretatt i kveldstimen fra 20.00-21.00 den 12.02.21 da forbruket i kretsen er på sitt høyeste.



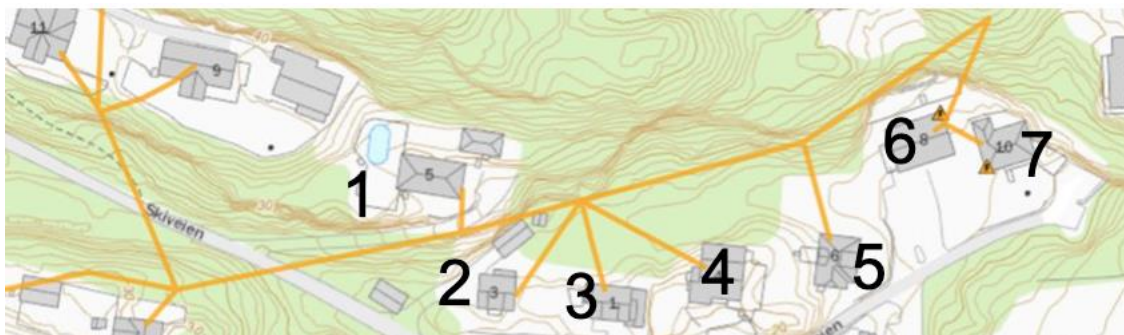
Figur aaa: Utklipp fra ADMS systemet av trafokrets for case 3

Figur b under viser belastningen på denne trafostasjonen det siste året. Fra denne ser man at trafoen har god kapasitet da den ikke har vært mer enn 75% belastet på det meste i vintermånedene. Man ser også her et tydelig bilde på variasjon i forbruk gjennom året.



Figur bbb: Belastning på trafostasjon i perioden 1. januar 2020 - 15. mars 2021

For å kartlegge hyppigheten og størrelsen av problemet undersøkes hendelsesloggen for sluttbrukerne i kretsen som opplever underspenning. I figur c under er sluttbrukerne på tamp av radialen nummerert for å identifisere dem. Videre i figur d ser man de historiske spenningshendelsene hos kundene helt i enden, henholdsvis kunde 5, 6 og 7. Fra denne figuren ser man at problemet er større for kunde 6 og 7 enn for kunde 5. Man ser også en markant økning i spenningshendelser denne vinteren sammenlignet med tidligere vintre.



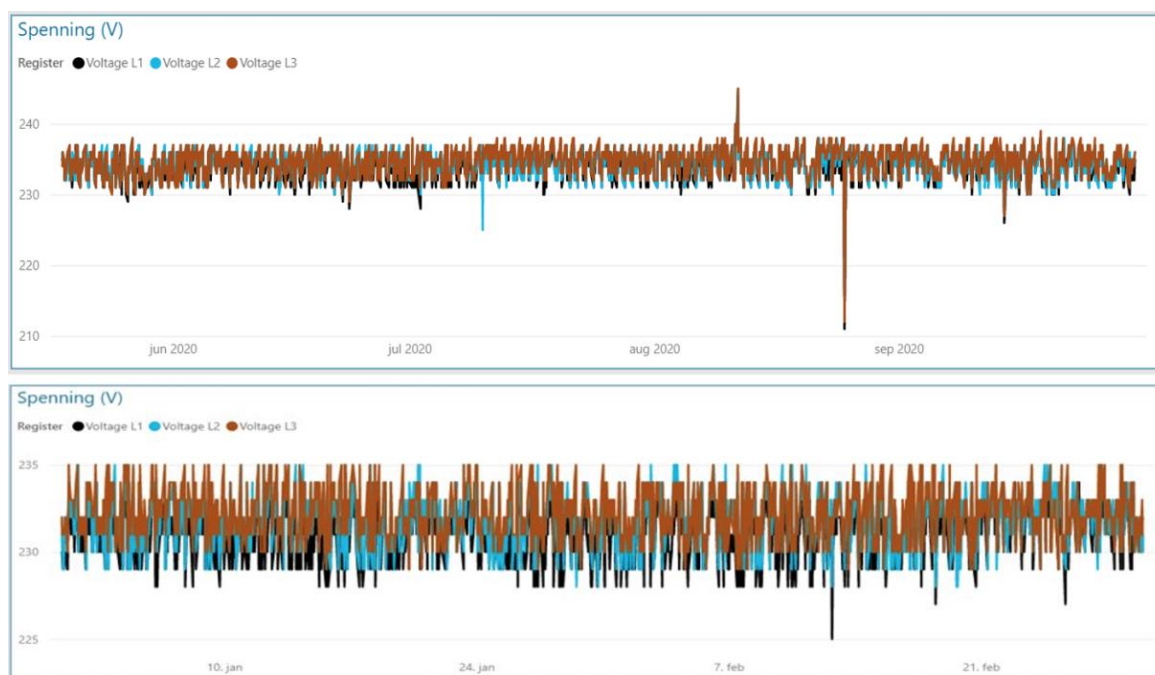
Figur ccc: nummerert Oversikt over sluttbrukerne på tamp av radial for case 3



Figur ddd: Historiske spenningshendelser hos henholdsvis kunde 5, 6 og 7

Kan trinning av fordelingstransfomator løse problemet?

Av figur e under ser man spenningskarakteristikken for transformatoren for testperioden. Denne viser at spenningen ut fra trafo varierer mellom 225 og 235 på alle fasene. Ettersom dette er et relativt lavt spenningsnivå ut av trafo, åpnes muligheten for trinning.



Figur eee: Spenningsverdier på transformator, case 3

Da hentes forbruksdata fra samtlige kunder i kretsen, samt den gjennomsnittlige utgangsspenningen fra trafo i tidsrommet 20-21.00 den 12. Februar 2021. Gjennomsnittlig utgangsspenning på trafo i var på denne tiden 232 V. Dermed vil simuleringen av trinning benytte en utgangsspenning på 238 V ut fra trafo, altså at trafo er trinnet ett hakk. Resultatet av denne simuleringen, samt originale spenningsverdier er vist i tabell a under.

Tabell ww: Gjennomsnittsverdier av spenning hos sluttbruker 1-7 før og etter trinning av trafostasjon.

Kunde	Original spenning [V]		Ny spenning [V]	Endring [V]
1	215.7	↑	222.2	+ 6.5
2	211.8	↑	218.5	+ 6.7
3	211.9	↑	218.5	+ 6.6
4a	211.4	↑	218.1	+ 6.7
4b	211.4	↑	218.1	+ 6.7
5	209.7	↑	216.4	+ 6.7
6a	205.5	↑	212.3	+ 6.8
6b	205.5	↑	212.3	+ 6.8
7	204.9	↑	211.8	+ 6.9

Av denne tabellen ser man at samtlige kunder med lave spenningsverdier får økt denne opp over grensene for FOL. Her er kunde 4 og 6 delt opp i a og b ettersom dette er husholdninger med utleie. Av simuleringsdata fra NETBAS løser tilsynelatende trinning av trafo denne spenningsproblematikken. Men ettersom NETBAS kun beregner gjennomsnittsverdier, er det nødvendig å undersøke spenningskarakteristikken til hver kunde. For spenningsnivået i tabell a over viser gjennomsnittlig spenning fra alle tre fasene. Selv om den viser gode spenningsverdier kan det fortsatt være en sannsynlighet for ujevn lastfordeling hos kunde, da en fase fortsatt kan være utenfor FOL grensene.

Figur f under viser spenningskarakteristikken til henholdsvis kunde 5, 6a og 6b 12. Februar 2021. Her ser man at det er en fase som ligger på et mye lavere spenningsnivå enn de andre fasene gjennom hele dagen. I perioden 20-21.00 er denne fasen helt nede på 194 V hos kunde 6a og 6b. Dermed er det ikke gitt at å trinne trafo vil være nok for å løfte denne fasen opp på akseptabelt nivå.



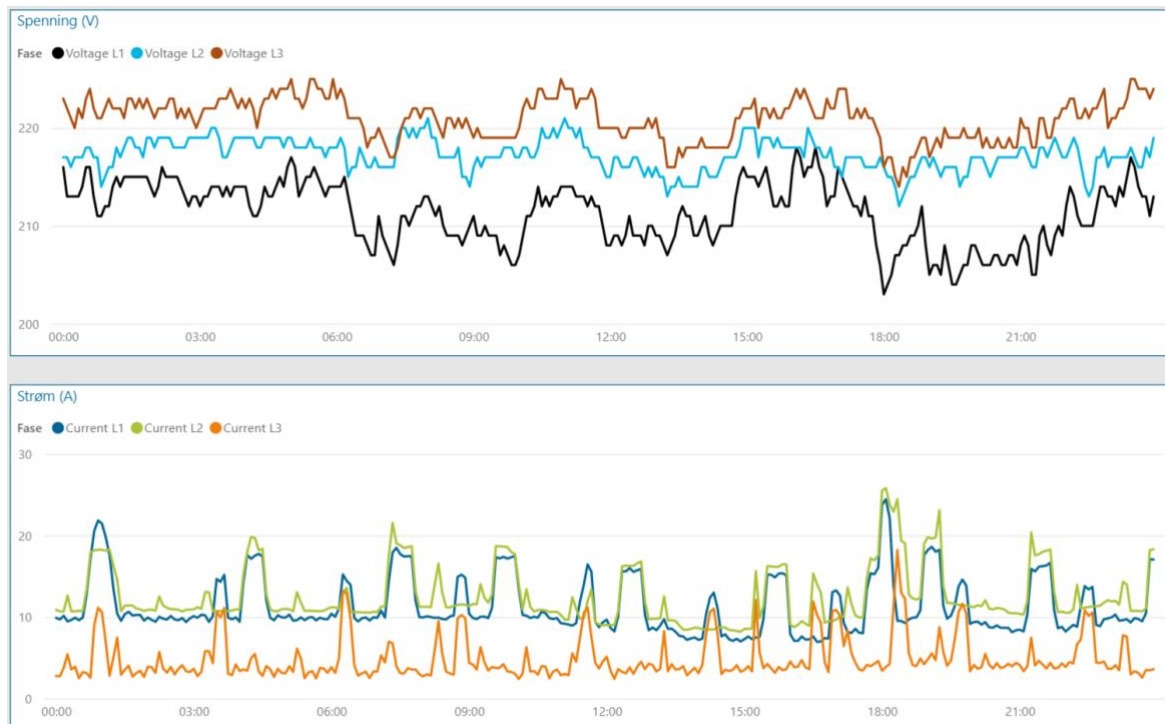
Figur fff: Spenningskarakteristikk for henholdsvis kunde 5, 6 og 6b for datoen 12. 02.21

Kan problemet løses ved å kaste om på faser?

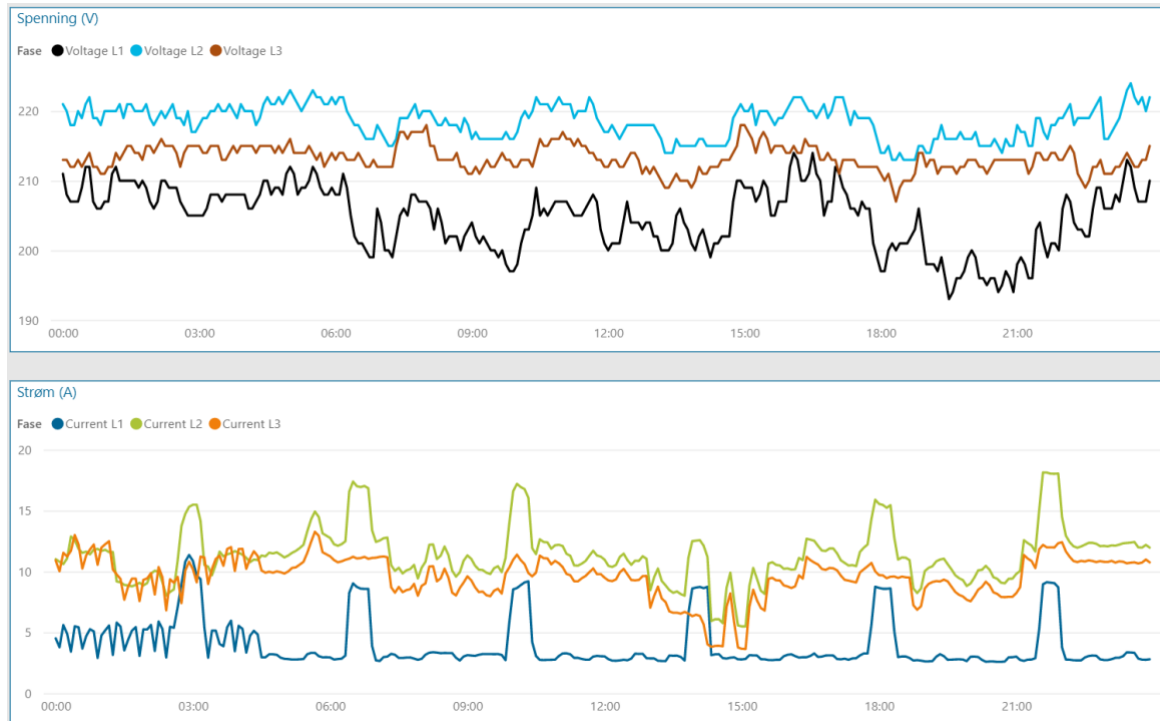
Figur g under viser strøm- og spenningsverdiene fra nettstasjonen den 12.02.21. Her ser man spenningsverdiene ligger jevnt, med liten grad av skeivfordeling. Dermed må man undersøke strøm- og spenningskarakteristikken til hver kunde for å vurdere dette virkemiddelet. I figur h-j er det presentert strøm- og spenningskarakteristikk for henholdsvis kunde 5, 6a og 6b.



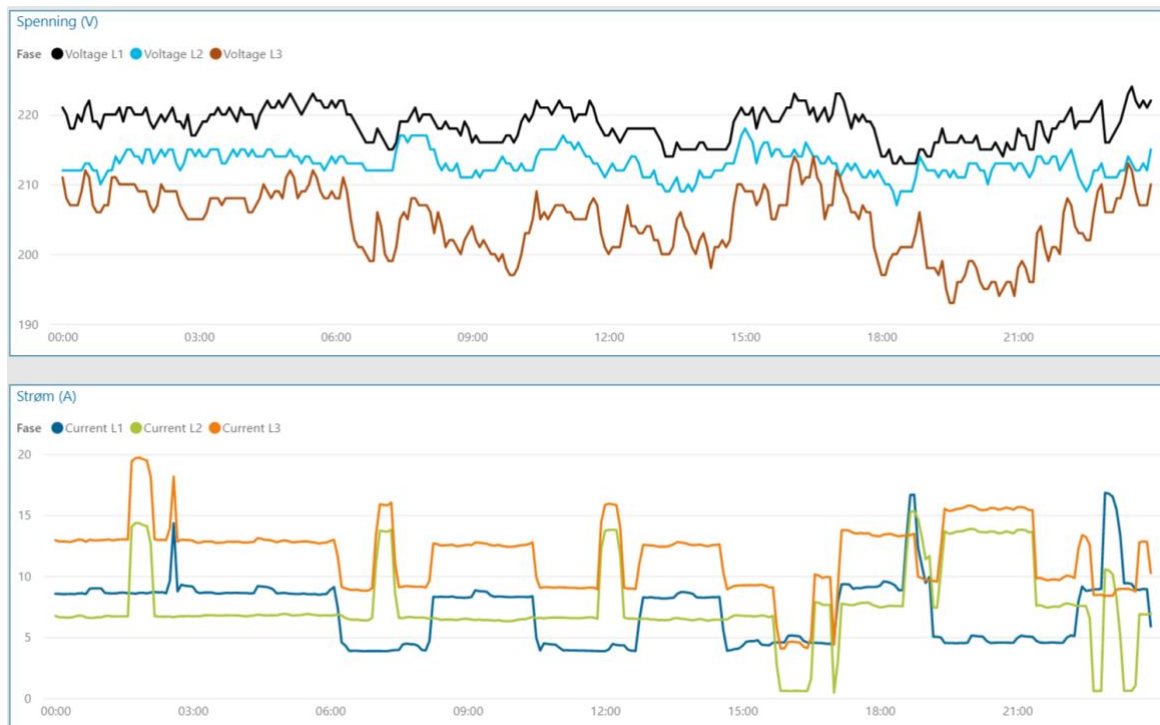
Figur ggg: Strøm- og spenningsverdier på nettstasjon, case 3



Figur hhh: Strøm- og spenningsverdier for kunde 5, case 3



Figur iii: Strøm- og spenningsverdier for kunde 6a, case 3



Figur jii: Strøm- og spenningsverdier for kunde 6b, case 3

Fra disse figurene kan det se ut til at en av fasene trekker mindre strøm enn de andre. Det kan også se ut som at det er ulike faser som er overbelastet, altså L1 hos kunde 5 og 6a og L3 hos kunde 6b. Men i ADMS systemet vet man ikke hva som er fase 1,2 og 3 hos de ulike sluttbrukerne. Man kan ikke se på kablene hva som er fase 1,2 og 3 hos kundene, så disse er i praksis montert opp tilfeldig hos kundene. Dermed er man avhengig av utvidet måleverdiinnsamling hos kundene for å finne ut hvilken fase som er hva ved å sammenligne mønstre. Ved å gjøre sammenligne kan det se ut til å være slik som presentert i tabell b under.

Tabell xx: Fordeling hos sluttbrukere

Kunde 5	Kunde 6a	Kunde 6b	
L1	L1	L3	Overbelastet fase
L2	L3	L2	
L3	L2	L1	

Man vet heller ikke hvordan fasene ut fra nettstasjonen stemmer overens. Dermed kan det se ut til at å kaste om på faser er en mulighet for å løse problemet i denne casen. Man må derimot gjøre målinger lokalt for å være sikker på dette.

Bygge nett for å løse problemet

Dersom de to foregående virkemidlene ikke løser problemet, vil man oppgradere nettet. I denne casen er det mulig å oppgradere linjestrekket ut til kundene fra AL1x35mm² til Ex kabel 3x95mm². Dette er et strekke på omkring 235 meter. Resultatet av denne oppgraderingen er presentert i tabell c under.

Tabell yy: Lastflytberegning ved oppgradering av kabel, case 3

Kunde nummer	Original spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring [V]	Original Kortslutningsytelse [kA]	Ny kortslutningsytelse [kA]	Endring [kA]
1	215.7	↑ 220.4	+ 4.7	0.909	↑ 1.198	+ 0.289
2	211.8	↑ 217.9	+ 6.1	0.652	↑ 0.847	+ 0.195
3	211.9	↑ 218.0	+ 6.1	0.618	↑ 0.899	+ 0.281
4a	211.4	↑ 217.6	+ 6.2	0.619	↑ 0.791	+ 0.172
4b	211.4	↑ 217.6	+ 6.2	0.619	↑ 0.791	+ 0.172
5	209.7	↑ 217.0	+ 7.3	0.533	↑ 0.737	+ 0.204
6a	205.5	↑ 213.8	+ 8.3	0.432	↑ 0.611	+ 0.179
6b	205.5	↑ 213.8	+ 8.3	0.432	↑ 0.611	+ 0.179
7	204.9	↑ 213.2	+ 8.3	0.404	↑ 0.555	+ 0.151

Fra denne tabellen ser man at spenningsverdiene blir hevet med 8.3 V hos de kundene på tamp som hadde underspenning. Dette er nok til å løfte dem over grensene for FOL i det gitte tidspunktet. Dette resultatet er ikke langt unna resultatet ved å trinne trafo, som hadde en økning på 6.9 V på det beste. Her må man også inkludere kunnskapen om at det lasten er ujevnt fordelt på fasene, og at denne økningen i spenningsverdier ikke nødvendigvis er gode nok for å løfte alle fasene over 207V. Kortslutningsytelsen vil som presentert også økes noe. Oppgraderingen av dette kabelstrekket vil ifølge REN kalkyle koste omkring 27 000 kr. Grunnlag for denne prisen er presentert i tabell d under.

Tabell zz: Prisestimat for oppgradering av kabel, beregnet i REN kalkyle.

Nybygging av EX 3x95mm²	
- kostnad for å frakte og montere 1 trommel	
- kostnad for å trekke ut EC	
- Kostnad kabler (1x3x95mm ²)	
- Kostnad dokumentasjon og måling	
- Kostnad prosjektering lavspent linje	
 Totalkostnad estimert av REN kalkyle	 22 355 kr
Demontere Lavspent linje	
 Kostnad estimert av REN kalkyle	 4 633 kr
Sum:	26 988 kr

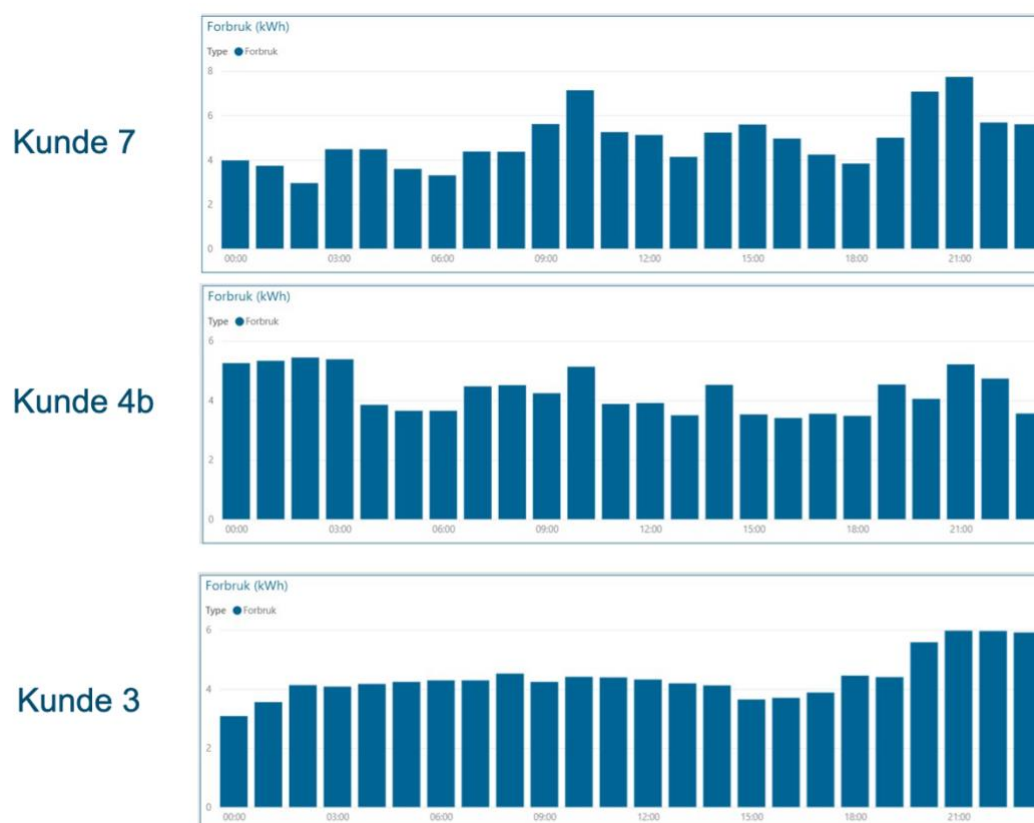
Kan fleksibilitet løse problemet?

Da undersøkes fleksibilitet som en mulig løsning på dette problemet. Som nevnt i tidligere case er man da nødt til å undersøke forbruket hos de kundene i nærheten av problemområdet. Dette er da kundene 1-7, og demmes gjennomsnittlige forbruk og spenningsverdier klokken 20-21.00 den 12. Februar 2021 er vist i tabell e under. Her ser man at kunde 7 som ligger helt på tamp har dårligst spenning og høyest forbruk.

Tabell æ: Forbruk i kretsen, case 3

Kunde nummer	Forbruk [kV]	Spenning [V]
1	3.26	215.7
2	5.38	211.8
3	5.97	211.9
4a	1.21	211.4
4b	5.21	211.4
5	2.64	209.7
6a	2.28	205.5
6b	3.66	205.5
7	7.73	204.9

Fra denne tabellen ser man også at forbruket varierer stort mellom kundene. Ettersom flere kunder har et såpass lavt forbruk at fleksibilitet mest sannsynlig ikke aktuelt, må man se nærmere på de kundene som har høyest forbruk. Dette er da henholdsvis kunde 7, 3 og 4b. Forbruket for disse kundene den 12. Februar 2021 er presentert i figur k under. Fra denne figuren ser man at alle disse kundene har en forbrukstopp på kvelden.



Figur kkk: Forbruk hos kunde 7, 4b og 3

Dermed undersøker man videre hvilke resultater man får ved å kutte noen av disse toppene. I tabell f under er 3 scenarioene for fleksibilitet forklart. Simuleringen av disse scenarioene er presentert i figur g-i.

Tabell øø: Oversikt over de ulike scenarioene for simulering av fleksibilitet i case 3

Scenario	Simuleringen inneholder forbruksdata for 12. februar, klokken 08-09 med følgende endring;
1	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW
2	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW Kunde 4b reduserer sitt forbruk med 2 kW
3	Kunde 7 reduserer sitt forbruk med 3 kW Kunde 4b reduserer sitt forbruk med 2 kW Kunde 3 reduserer sitt forbruk med 2 kW

Tabell åå: Scenario 1, case 3

Kunde nummer	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]
1	3.26	-	3.26	215.7	↑ 216.9	+ 1.2
2	5.38	-	5.38	211.8	↑ 213.4	+ 1.6
3	5.97	-	5.97	211.9	↑ 213.5	+ 1.6
4a	1.21	-	1.21	211.4	↑ 213.0	+ 1.6
4b	5.21	-	5.21	211.4	↑ 213.0	+ 1.6
5	2.64	-	2.64	209.7	↑ 211.8	+ 2.1
6a	2.28	-	2.28	205.5	↑ 208.6	+ 3.1
6b	3.66	-	3.66	205.5	↑ 208.6	+ 3.1
7	7.73	- 3 kW	4.73	204.9	↑ 208.3	+ 3.4

Tabell aaa: Scenario 2, case 3

Kunde nummer	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]
1	3.26	-	3.26	215.7	↑ 217.7	+ 2.0
2	5.38	-	5.38	211.8	↑ 214.4	+ 2.6
3	5.97	-	5.97	211.9	↑ 214.4	+ 2.5
4a	1.21	-	1.21	211.4	↑ 214.4	+ 3.0
4b	5.21	- 2 kW	3.21	211.4	↑ 214.4	+ 3.0
5	2.64	-	2.64	209.7	↑ 212.8	+ 3.1
6a	2.28	-	2.28	205.5	↑ 209.6	+ 4.1
6b	3.66	-	3.66	205.5	↑ 209.6	+ 4.1
7	7.73	- 3 kW	4.73	204.9	↑ 209.3	+ 4.4

Tabell bbb: Scenario 3, case 3

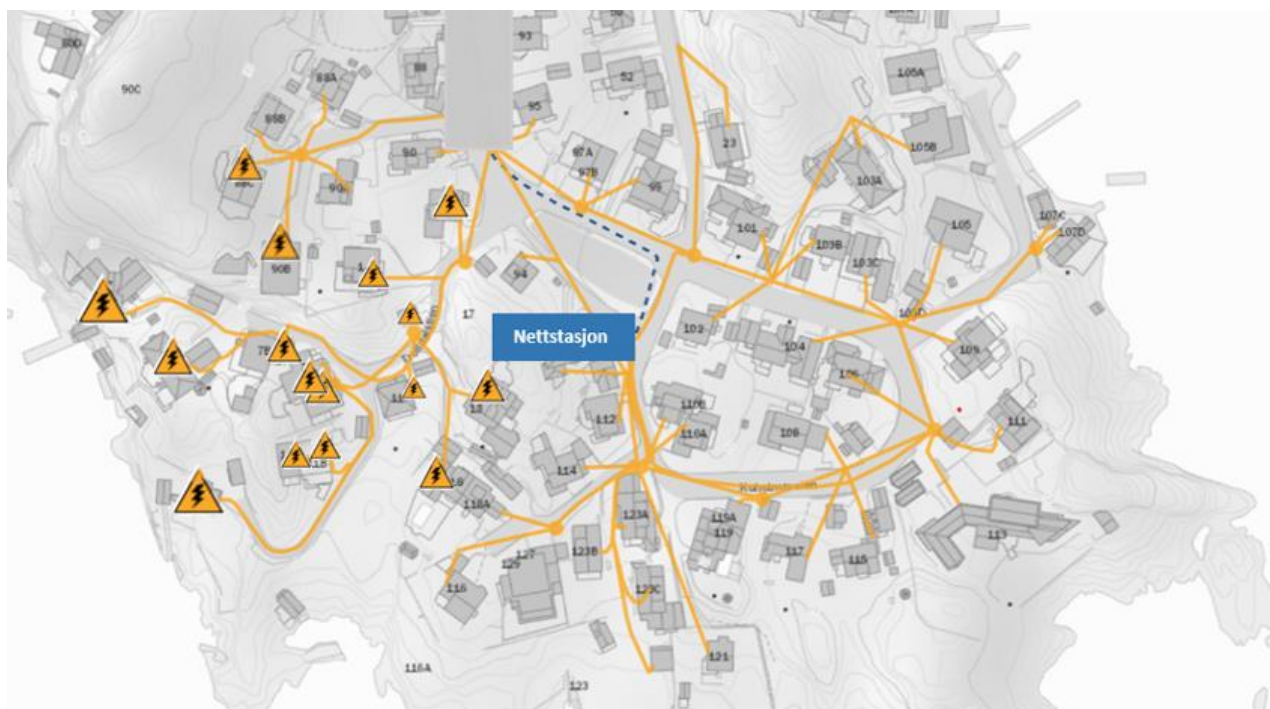
Kunde nummer	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk	Original Spenning [V]	Ny spenning	Endring i Volt [V]
1	3.26	-	3.26	215.7	↑ 218.4	+ 2.7
2	5.38	-	5.38	211.8	↑ 215.3	+ 3.5
3	5.97	- 2kW	3.97	211.9	↑ 215.7	+ 3.8
4a	1.21	-	1.21	211.4	↑ 215.3	+ 3.9
4b	5.21	- 2 kW	3.21	211.4	↑ 215.3	+ 3.9
5	2.64	-	2.64	209.7	↑ 213.7	+ 4.0
6a	2.28	-	2.28	205.5	↑ 210.6	+ 5.1
6b	3.66	-	3.66	205.5	↑ 210.6	+ 5.1
7	7.73	- 3 kW	4.73	204.9	↑ 210.3	+ 5.4

Av disse figurene ser man at fleksibilitet kan gi gjennomsnittlige spenningsverdier over grensen for FOL. Men da man her vet at det er ujevn lastfordeling på fasene ut til kunde, vil nok ikke dette virkemiddelet være tilstrekkelig for å få hevet alle fasene over 207 V. Av den grunn presenteres det ikke noe økonomisk analyse av fleksibilitet.

Vedlegg 3

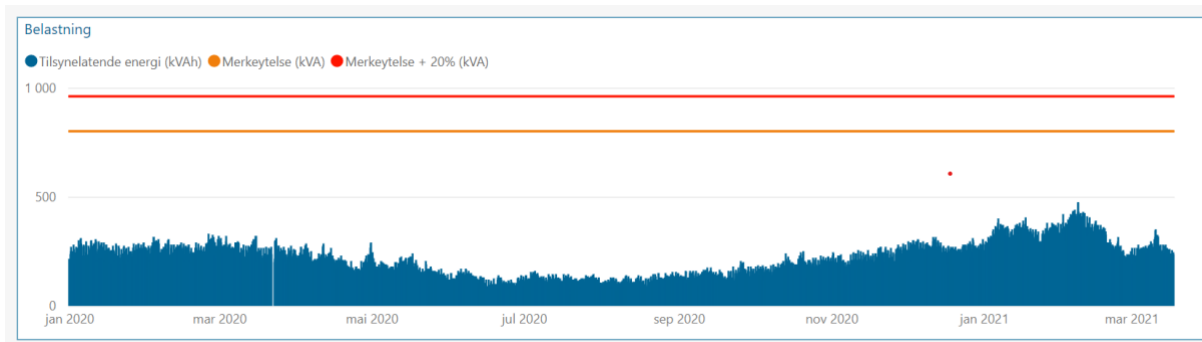
Fullstendig analyse av case 4

Dette caset består av en større trafokrets med totalt 88 husholdninger. Det er et IT nettsystem hvor sluttbrukerne i kretsen blir forsynt fra en 800kVA fordelingstransformator. Anlegget er fra 2010. Videre analyser er foretatt den 12. februar i morgentimen fra 08.00-09.00 da forbruket er høyt i kretsen. Temperaturen i området er i den aktuelle timen ca. -10,6 grader. I denne timen opplever 16 av 88 sluttbrukere underspenning som vist i figur i under. Sluttbrukere med underspenning er markert med oransje trekkanter. Oransje linjer markerer det lavspente distribusjonsnett, mens blå stiplet linje markerer høyspent distribusjonsnett kabel på 22kV. Nettstasjonen er plassert i midten av boligfeltet.



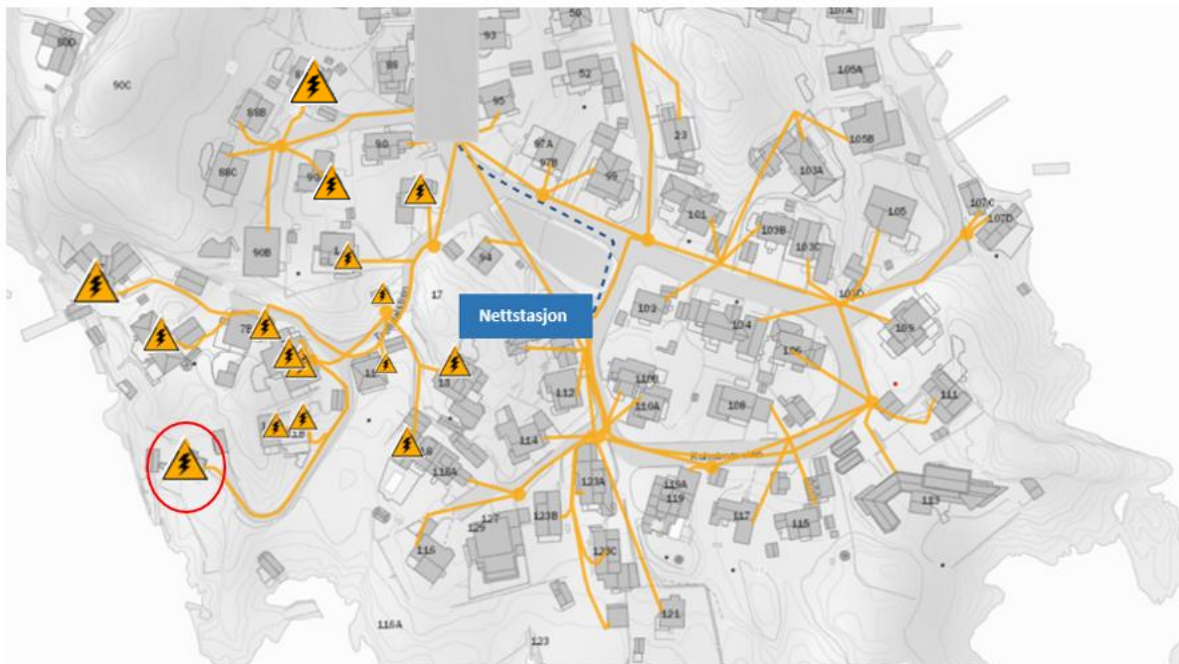
Figur lxx: Trafokrets hentet fra ADMS systemet.

Figur ii viser forbruksdata for trafokretsen det siste året. Av figuren ser vi tydelige variasjoner i forbruket fra høyt forbruk i vintermånedene til lavere forbruk i sommermånedene. Transformatoren har rikelig med kapasitet, og aldri operert i overlast. Det høyeste trafoen har vært belastet er 60% av merkeytelsen. Den 12.02 er belastningen på topp i morgentimene. I perioden mellom kl.08.00-09.00, er belastningen på 405kVA. Trafoen er da belastet 51,25% av maksbelastning.



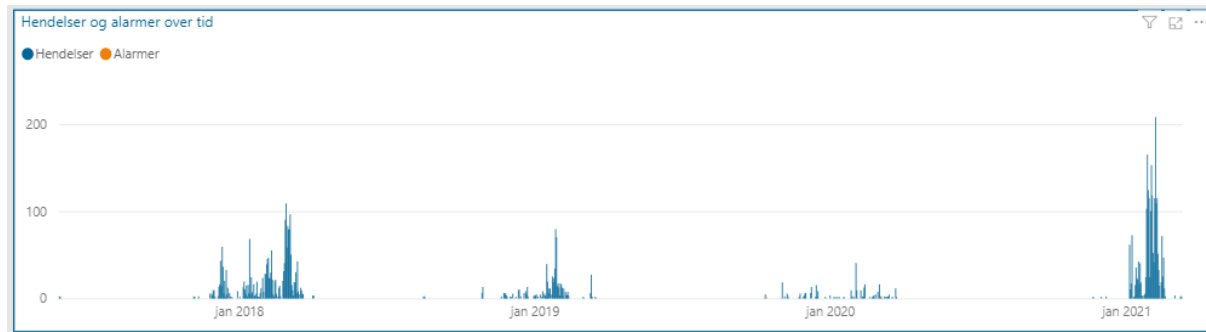
Figur lxxi: Forbruksdata for trafokretsen hentet fra ADMS systemet

For å kartlegge omfanget og hyppigheten av spenningsproblematikken i kretsen undersøkes spenningshendelsesloggen for sluttbrukerne i kretsen som har problemer med spenningskvaliteten og som har aktivert utvidet målerverdiinsamling. Denne kunden er markert i figur iii under.



Figur lxxii: Sluttkunde i kretsen som opplever underspenning, markert med rød sirkel

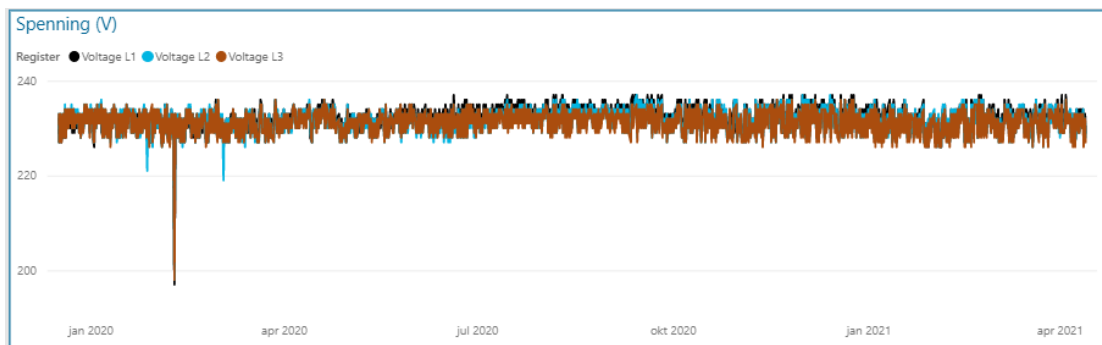
Figur iv viser spenningshendelsesloggen for kunden markert i figur iii. Figuren viser at det er registrert flere spenningshendelser hos sluttbrukeren, men at det kun oppstår problemer i vintermånedene når forbruket er høyt.



Figur Ixxiii: Spenningshendelseslogg for en av sluttbrukerne i trafokretsen som opplever underspenning

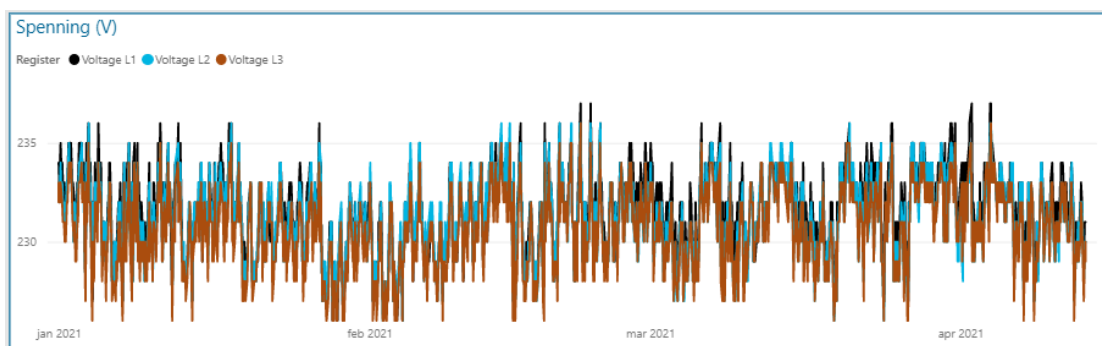
Kan problemet løses ved trinning av fordelingstransformator?

Figur v viser transformatorens spenningsverdier det siste året. Som figuren viser har spenningen lagt på et stabilt nivå både sommer og vinter på rundt 230V-235V.



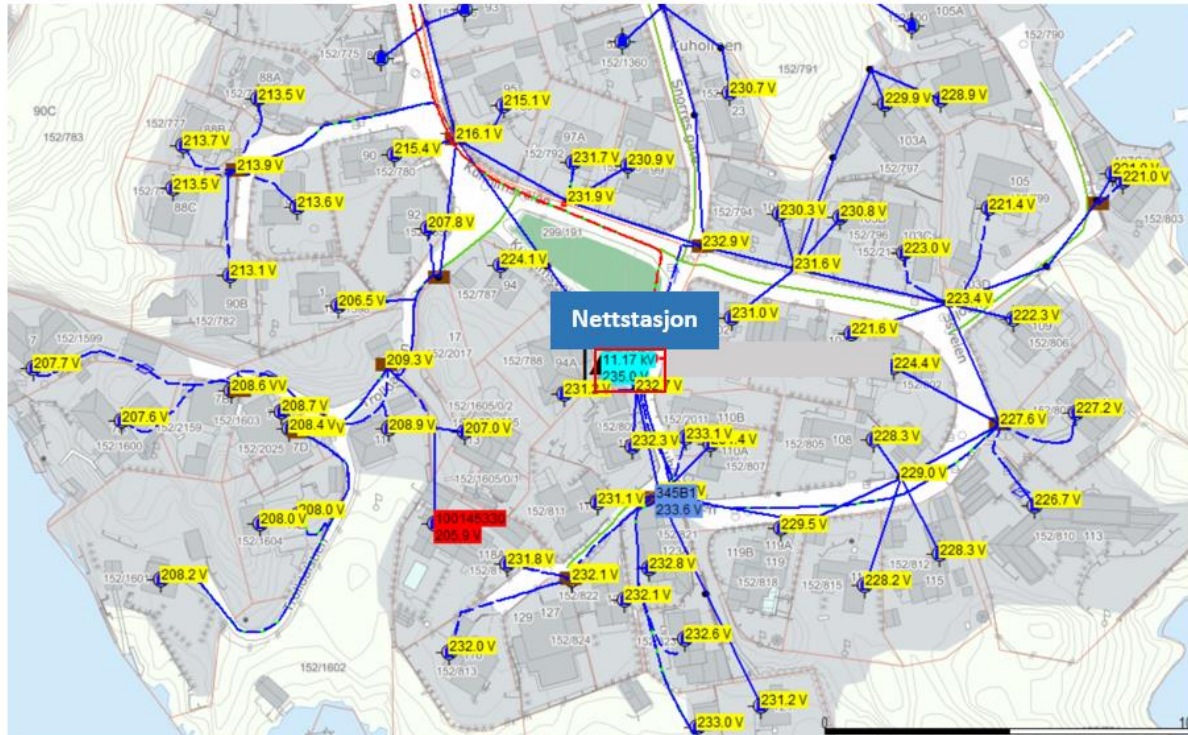
Figur Ixxiv: Spenningsverdier på transformator det siste året

Dersom vi avgrensar og ser på spenningsverdiene for perioden januar til april 2021 ser vi at spenningen varierer mellom 225V-237V. Dette kan ses av figur vi.



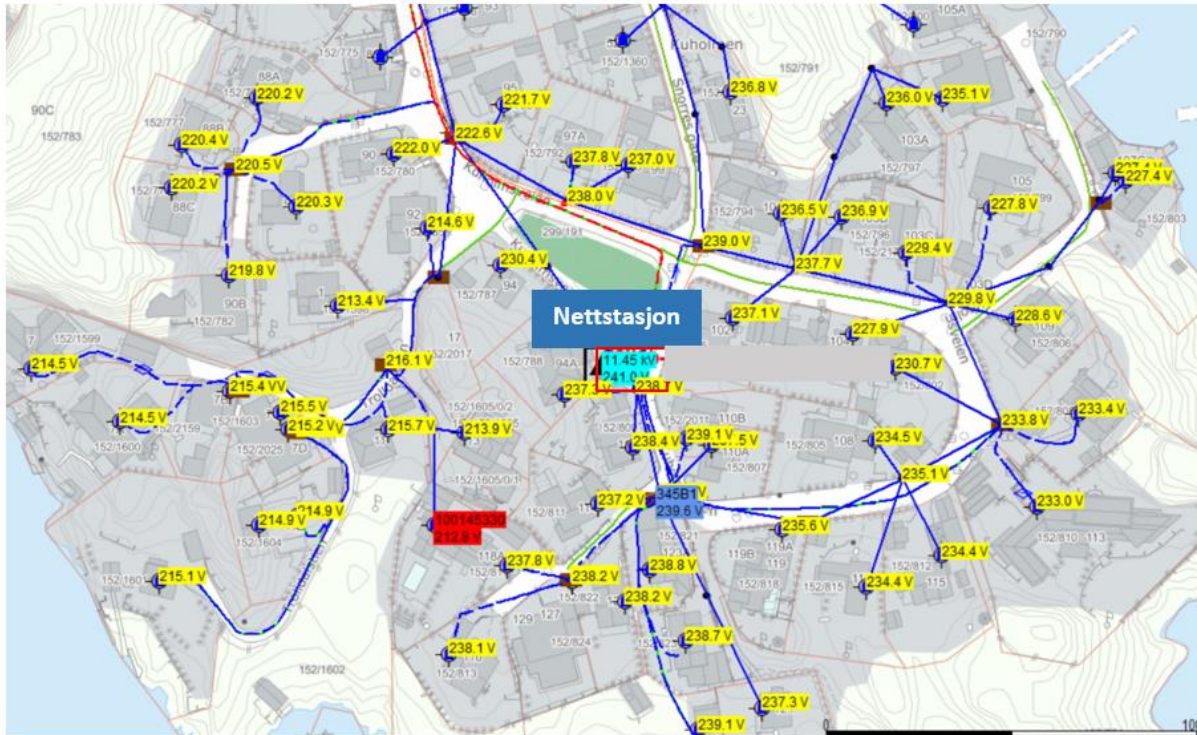
Figur Ixxv: Spenningsverdier på transformator i perioden januar-april 2021.

Figurene viser at spenningen i dette tilfellet kan trinnes opp for å heve spenningen hos sluttbrukerne i kretsen. Dette kan gjøres uten at spenningsverdiene for husholdningene som er plassert nærme nettstasjonen får en overspenning.



Figur Ixxvii: Spenningsverdier i kretsen ved å trinne ett hakk

Som figur viii viser vil ett hakks trinning av transformatoren bedre spenningen, men fremdeles er en kunde under FOL, samt at enkelte andre er tett på nedre grense. Derfor foretas en ekstra trinning fra 235V til 241V. Dette er fremdeles innenfor grensene i FOL og vil ikke medføre overspenning for noen sluttbrukere i kretsen. Ny beregning ved trinning to hakk blir som følger;



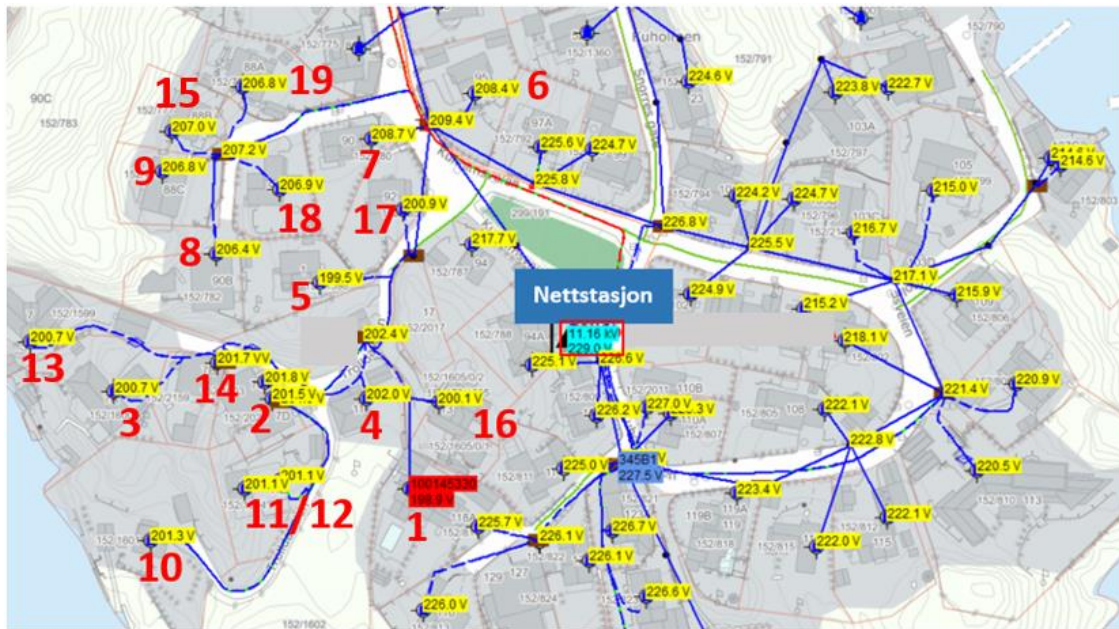
Figur lxxviii: Spenningsverdier i trafokretsen ved to hakk trinning

Av figur ix ser vi spenningsverdiene i kretsen ved å trinne trafoen 2 hakk. Som figuren viser vil dette løfte spenningskvaliteten markant. Alle sluttbrukere vil ha en spenning som er godt innenfor kravene i FOL. Det kan derfor konkluderes med at dette virkemiddelet kan benyttes og vil utbedre spenningsproblematikken. Det er heller ikke behov for å undersøke øvrige virkemidler, da dette er et kostnadseffektivt virkemiddel.

Den høyeste registrerte spenningsverdien på transformatoren var på om lag 237V i testperioden. Ved å trinne transformatoren 2 hakk, altså 12V, vil spenningen kunne komme opp i 249V. Dette er helt i grenseland, med en margin på 4V fra øvre grense i FOL. Som vist i figur v var det liten variasjon i spenningsverdiene på vinter og sommer. Likevel, med den lave marginen på 4V kan det bli behov for å trinne ned transformatoren 1 hakk i sommerhalvåret. For økonomiske beregninger legges det derfor til grunn at trinning skjer to ganger per. år. Utredningen undersøker videre om det er mulig å benytte fleksibilitet for å heve spenningskvaliteten.

Kan fleksibilitet løse problemet?

Figur x viser spenningsverdier i trafokretsen. Sluttbrukere i kretsen som opplever underspenning og enkelte naboer som har tilgjengelig fleksibilitet er nummerert.



Figur lxxix: Sluttbrukere som opplever underspenninger og naboer med tilgjengelig fleksibilitet er nummerert i trafokretsen

Videre foretas lastflytanalyser i NetBas ved å redusere belastningen hos sluttbrukerne. Resultatene dette gir er presentert i tabellene under.

Tabell Ixi: Flexibilitetsscenario 1, case 4

Ved reduksjon på 3kW hos kunde 1, 2 og 8						
Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-3kW	7,03	198,9	↑ 202,3	+ 3,4
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑ 204,4	+ 2,9
3	5,47	-	5,47	200,7	↑ 203,3	+ 2,6
4	5,76	-	5,76	202,0	↑ 204,6	+ 2,6
5	9,24	-	9,24	199,5	↑ 202,1	+ 1,6
6	12,43	-	12,43	208,4	↑ 210,2	+ 1,8
7	6,25	-	6,25	208,7	↑ 210,6	+ 1,9
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑ 209,0	+ 2,6
9	6,18	-	6,18	206,8	↑ 209,0	+ 2,2
10	1,68	-	1,68	201,3	↑ 204,0	+ 2,7
11	2,45	-	2,45	201,1	↑ 203,8	+ 2,7
12	2,52	-	2,52	201,1	↑ 203,8	+ 2,7
13	4,40	-	4,40	200,7	↑ 203,3	+ 2,6
14	3,97	-	3,97	201,7	↑ 204,3	+ 2,6
15	2,52	-	2,52	207,0	↑ 209,2	+ 2,2
16	6,43	-	6,43	200,1	↑ 202,9	+ 1,8
17	5,23	-	5,23	200,9	↑ 203,4	+ 2,5
18	6,25	-	6,25	206,9	↑ 209,1	+ 2,2
19	2,45	-	2,45	206,8	↑ 209,0	+ 2,2

Tabell Ixii: Flexibilitetsscenario 2, case 4

Ved reduksjon på 3kW på kunde 1,2,5,8,16,18						
Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-3kW	7,03	198,9	↑ 204,7	+ 5,8
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑ 206,4	+ 4,9
3	5,47	-	5,47	200,7	↑ 205,4	+ 4,7
4	5,76	-	5,76	202,0	↑ 206,7	+ 4,7
5	9,24	-3kW	6,24	199,5	↑ 205,1	+ 5,6
6	12,43	-	12,43	208,4	↑ 211,8	+ 3,4
7	6,25	-	6,25	208,7	↑ 212,4	+ 3,7
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑ 210,5	+ 4,1
9	6,18	-	6,18	206,8	↑ 210,5	+ 3,7
10	1,68	-	1,68	201,3	↑ 206,1	+ 4,8
11	2,45	-	2,45	201,1	↑ 205,9	+ 4,8
12	2,52	-	2,52	201,1	↑ 205,9	+ 4,8
13	4,40	-	4,40	200,7	↑ 205,5	+ 4,8
14	3,97	-	3,97	201,7	↑ 206,4	+ 4,7
15	2,52	-	2,52	207,0	↑ 210,7	+ 3,7
16	6,43	-3kW	3,43	200,1	↑ 205,5	+ 5,4
17	5,23	-	5,23	200,9	↑ 205,8	+ 4,9
18	6,25	-3kW	3,25	206,9	↑ 210,6	+ 3,7
19	2,45	-	2,45	206,8	↑ 210,5	+ 3,7

Tabell lxiii: Fleksibilitetsscenario 3, case 4

Ved reduksjon på 3kW på kunde 1,2,5,6,8,9,16,18						
Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-3kW	7,03	198,9	↑205,7	+ 6,8
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑207,5	+ 6,0
3	5,47	-	5,47	200,7	↑206,4	+ 5,7
4	5,76	-	5,76	202,0	↑207,7	+ 5,7
5	9,24	-3kW	6,24	199,5	↑206,1	+ 6,6
6	12,43	-3kW	9,43	208,4	↑213,0	+ 4,6
7	6,25	-	6,25	208,7	↑213,4	+ 4,7
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑211,8	+ 5,4
9	6,18	-3kW	3,18	206,8	↑212,0	+ 5,2
10	1,68	-	1,68	201,3	↑206,9	+ 5,6
11	2,45	-	2,45	201,1	↑206,9	+ 5,8
12	2,52	-	2,52	201,1	↑206,9	+ 5,8
13	4,40	-	4,40	200,7	↑206,5	+ 5,8
14	3,97	-	3,97	201,7	↑207,4	+ 5,7
15	2,52	-	2,52	207,0	↑212,0	+ 5,0
16	6,43	-3kW	3,43	200,1	↑206,5	+ 6,4
17	5,23	-	5,23	200,9	↑206,8	+ 5,9
18	6,25	-3kW	3,25	206,9	↑211,9	+ 5,0
19	2,45	-	2,45	206,8	↑211,8	+ 5,0

Tabell lxiv: Flexibilitetsscenario 4, case 4

Ved reduksjon på 3kW på kunde 1,2,5,6,8,9,16,18 og 2kW på kunde 3,4

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-3kW	7,03	198,9	↑206,9	+ 8,0
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑208,6	+ 7,1
3	5,47	-2kW	3,47	200,7	↑208,0	+ 7,3
4	5,76	-2kW	3,76	202,0	↑209,0	+ 7,0
5	9,24	-3kW	6,24	199,5	↑207,2	+ 7,7
6	12,43	-3kW	9,43	208,4	↑213,7	+ 5,3
7	6,25	-	6,25	208,7	↑214,1	+ 5,4
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑212,5	+ 6,1
9	6,18	-3kW	3,18	206,8	↑212,7	+ 5,9
10	1,68	-	1,68	201,3	↑208,2	+ 6,9
11	2,45	-	2,45	201,1	↑208,0	+ 6,9
12	2,52	-	2,52	201,1	↑208,0	+ 6,9
13	4,40	-	4,40	200,7	↑207,7	+ 7,0
14	3,97	-	3,97	201,7	↑208,6	+ 6,9
15	2,52	-	2,52	207,0	↑212,7	+ 5,7
16	6,43	-3kW	3,43	200,1	↑207,6	+ 7,5
17	5,23	-	5,23	200,9	↑207,9	+ 7,0
18	6,25	-3kW	3,25	206,9	↑212,6	+ 5,7
19	2,45	-	2,45	206,8	↑212,5	+ 5,7

Tabell lxxv: Flexibilitetsscenario 5, case 4

**Ved reduksjon på 3kW på kunde 2,8,9,16,18, 2kW på kunde 3,4,17 og
5kW på kunde 1,5,6**

Kunde Nr.	Forbruk [kW]	Endring i forbruk	Nytt forbruk [kW]	Original Spenning [V]	Ny spenning [V]	Endring i spenning [V]
1	10,03	-5kW	5,03	198,9	↑ 209,3	+ 10,4
2	6,44	-3kW	3,44	201,5	↑ 210,5	+ 9,0
3	5,47	-2kW	3,47	200,7	↑ 210,0	+ 9,3
4	5,76	-2kW	3,76	202,0	↑ 210,9	+ 8,9
5	9,24	-5kW	4,24	199,5	↑ 209,9	+ 10,4
6	12,43	-5kW	7,43	208,4	↑ 215,2	+ 6,8
7	6,25	-	6,25	208,7	↑ 215,5	+ 6,8
8	7,71	-3kW	4,71	206,4	↑ 213,8	+ 7,4
9	6,18	-3kW	3,18	206,8	↑ 214,0	+ 5,9
10	1,68	-	1,68	201,3	↑ 210,2	+ 8,9
11	2,45	-	2,45	201,1	↑ 210,0	+ 8,9
12	2,52	-	2,52	201,1	↑ 210,0	+ 8,9
13	4,40	-	4,40	200,7	↑ 209,7	+ 7,0
14	3,97	-	3,97	201,7	↑ 210,6	+ 8,9
15	2,52	-	2,52	207,0	↑ 214,1	+ 7,1
16	6,43	-3kW	3,43	200,1	↑ 209,8	+ 9,7
17	5,23	-2kW	3,23	200,9	↑ 210,4	+ 9,5
18	6,25	-3kW	3,25	206,9	↑ 214,0	+ 7,1
19	2,45	-	2,45	206,8	↑ 213,8	+ 7,0

Som tabellene over viser skal det mye til før fleksibilitet kan bedre spenningskvaliteten i dette caset. Kun scenario 5 bedrer spenningskvaliteten til et akseptabelt nivå, hvor 11 spesifiserte sluttbrukere må redusere sitt forbruk for at fleksibilitet skal fungere. Den øvre betalingsvilligheten for fleksibilitet i dette caset vil tilsvare kostandene på 20 000 i året for å trinne trafostasjonen. Ettersom det kreves store mengde fleksibilitet fra flere husstander ansees dette derfor å være lite sannsynlig, og det konkluderes med at fleksibilitet ikke er en god løsning.