

Adrian Hilde, Erik Bogfjelldal og Viljar M. Bjørge

Alternative metoder for å utsette utbygging i lavspentnettet

Bacheloroppgave i Elektro & fornybar energi

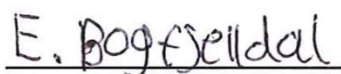
Veileder: Tor Arne Folkestad

Mai 2020

Oppgavens tittel: Alternative metoder for å utsette utbygging i lavspentnettet	Dato: 19.05.20
	Antall sider: [61]
	Masteroppgave: <input type="checkbox"/>
	Bacheloroppgave: <input checked="" type="checkbox"/>
Navn: Erik Bogfjelldal, Adrian Hilde & Viljar Monason Bjørge	
Veileder: Tor Arne Folkestad	
Eksterne faglige kontakter/ veiledere: Per Vaaje & Olav Stensli, Glitre Energi Nett AS	
Sammendrag: Hovedmålet med oppgaven er å analysere hvordan lastflytting kan utsette utbygginger i lavspentnettet. For å svare på dette er en krets i lavspentnettet simulert med tre ulike tiltak som bygger på lastflytting. Tiltakene er batterienergilagringsystem i nettet, lastflytting hos abonnenter, og begrenset inntakssikring for nytilknytninger. Som sammenligningsgrunnlag er det vurdert to tradisjonelle løsninger: bytte av linje og spenningsbooster. Lavspentkretsen, med tilhørende komponenter og historisk lastflyt beregnet fra AMS-data, er hentet fra nettinformasjonsverktøyet Powel NetBas. Dataene er benyttet til å lage en forenklet modell i Microsoft Excel. Modellen er konstruert for å vurdere spenningsnivået hos de syv ytterste abonnentene i kretsen. Simuleringen tar utgangspunkt i perioden med størst belastning, og tar hensyn til fremtidig lastutvikling modellert som lastøkning og tillegglaster. Basert på resultatene fra simuleringen er det gjort et anslag på hvor lenge tiltakene kan utsette utbygging av kretsen. Av de analyserte lastflyttingstiltakene konkluderes det med at lastflytting på abonnentnivå, har størst potensial til å redusere spenningsfall og dermed utsette nettutbygging. Likevel er det tradisjonelle tiltak som bytte av linje og spenningsbooster som utsetter utbyggingen lengst, og er mer hensiktsmessige å innføre i den analyserte kretsen. Lastflytting hos abonnenter er kun undersøkt for et fåtall abonnenter, og derfor anbefales det å gjøre ytterligere undersøkelser av hvordan flere abonnenter med lastflytting vil påvirke nettet.	

Stikkord:

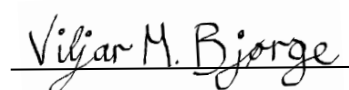
Lastflytting
Energilagring
Nettutbygging
AMS-data



Erik Bogfjelldal



Adrian Hilde



Viljar M. Bjørge

Abstract

Alternative methods to delay development in the low-voltage network

The objective for this thesis is to analyse how peak shaving can delay development in the low-voltage network. To answer this, a circuit in the low-voltage network is simulated with three different measures based on peak shaving. The measures considered are battery energy storage system located in the grid, peak shaving at customer level and limited intake fuses for new customers. To have a basis for comparison, there are two traditional solutions to consider: changing a power line and voltage regulator.

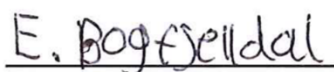
The low-voltage circuit, with associated components and historic load flow (calculated from AMS-data) is retrieved from Powel NetBas. This data is used to make a simplified model in Microsoft Excel. The model is constructed to consider the voltage level of the last seven customers in the circuit. The simulation is based on the period with the highest load, and also takes future load development into consideration, modelled as a percentage load increase and additional loads. Based on the results from the simulation, an estimate is made on how long the measures can delay the development within the network.

In conclusion of the analysed peak shaving measures, peak shaving at the customer level has shown to be the measure with the most potential to reduce voltage drop, and therefore delay the development. Although it is the traditional solutions like changing the power line and voltage regulator that delay the development the most, and that they are also considered the most expedient measures to introduce. Peak shaving at customer level has only been simulated with a few customers, therefore it is recommended that this is investigated more thoroughly, to see what impact peak shaving can have upon the low-voltage network within a larger customer sample size.

Forord

«Alternative metoder for å utsette utbygging i lavspentnettet» er en tverrfaglig bacheloroppgave skrevet av Adrian Hilde (fornybar energi), Erik Bogfjelldal og Viljar M. Bjørge (elektro -studieretning elkraft). Oppgaven er utført for og i samarbeid med Glitre Energi Nett. Arbeidet med oppgaven startet 7. januar 2020 og ble levert 20. mai 2020. Under arbeidet med oppgaven brøt pandemien covid-19 ut, men ved god hjelp fra Glitre, veileder ved NTNU, og tekniske hjelpemidler er oppgaven kommet vel i havn.

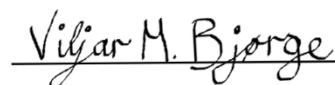
Vi ønsker å benytte anledningen til å rette en stor takk til Per Vaaje og Olav Stensli for en spennende oppgave, samt gode innspill, hjelp og veiledning. Til slutt ønsker vi å rette en takk til vår interne veileder fra NTNU i Gjøvik, Tor Arne Folkestad, som har vært til god hjelp med veiledning og faglige innspill. Vi synes samarbeidet mellom alle parter har fungert meget godt, til tross for utfordringer med pandemien.



Erik Bogfjelldal



Adrian Hilde



Viljar M. Bjørge

Ordliste

Ord	Forkortelse	Forklaring
Abonnent	AB	Sluttbruker av elektrisk energi
Avanserte Måle- og Styringssystemer	AMS	-
Battery energy storage system	BESS	Batterienergilagringsystem
Electric vehicle	EV	Elektrisk kjøretøy
Energy storage system	ESS	Energilagringsystem
Geographic Information System	GIS	Geografisk informasjonssystem
International organization for standardization	ISO	Internasjonal standardorganisasjon
NetBas	-	Nettinformasjonsverktøy
Node	N	Knutepunkt i excelmodellen (Figur 10)
Norges vassdrags- og energidirektorat	NVE	-
Olje- og energidepartementet	OED	-

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
1.1	Bakgrunn og omfang	1
1.2	Mål.....	2
1.3	Struktur	2
2	Teori	3
2.1	Energiloven og forskrifter	3
2.1.1	Leveringskvalitetsforskriften (FOL)	3
2.1.2	Forskrift om kontroll av nettvirksomhet	4
2.2	Kraftsystemet i Norge.....	5
2.2.1	Spenningskvalitet	5
2.3	Lastberegning	6
2.4	NetBas	7
2.5	Lastflytting.....	7
2.6	Kundepåvirkning	8
2.6.1	Økonomiske virkemidler.....	8
2.6.2	Adferdsvirkemidler	9
2.7	Energilagring	10
2.8	Formel for spenningsfall.....	11
2.9	Spenningsbooster.....	12
2.10	Prognoser	12
2.10.1	Elbil.....	13
2.10.2	Hytter og fritidsboliger.....	14
2.11	Miljøavtrykk	16
3	Metode.....	17
3.1	Datagrunnlag	17
3.2	Kretsen.....	19
3.2.1	Lastflyt	21
3.2.2	Spenning.....	22
3.2.3	Kortslutningsstrømmer.....	24
3.3	Modell i Excel	24
3.3.1	Forenkling av nettskjema	25
3.3.2	Effektflyt basert på AMS-data	27

3.3.3	Beregning av spenning	27
3.3.4	Verifisering av modellen	28
3.4	Lastilordning.....	28
3.4.1	Skalering.....	29
3.4.2	Elbillader	29
3.4.3	Nye abonnenter	31
3.5	Valg av tiltak	33
3.5.1	Batterienergilagringsystem i nettet	34
3.5.2	Lastflytting hos abonnenter	36
3.5.3	Begrenset inntakssikring for nytilknytninger	37
3.6	Utbygging og spenningsbooster	38
3.6.1	Utbygging.....	38
3.6.2	Spenningsbooster	39
4	Resultat.....	40
4.1	Erstatning av linje.....	41
4.2	Batterienergilagringsystem i nettet	42
4.2.1	Batterienergilagringsystem i nettet i kombinasjon med ny linje	43
4.3	Lastflytting hos abonnenter	44
4.3.1	Lastflytting hos abonnenter i kombinasjon med ny linje	45
4.4	Begrenset inntakssikring for nytilknytninger	46
4.4.1	Begrenset inntakssikring for nytilknytninger i kombinasjon med ny linje	47
4.5	Spenningsbooster.....	48
5	Diskusjon.....	50
5.1	Utsetting av nettutbyggingen.....	50
5.1.1	Erstatning av linje.....	51
5.1.2	Batterienergilagringsystem i nettet	52
5.1.3	Lastflytting hos abonnenter	53
5.1.4	Begrenset inntakssikring for nytilknytninger	54
5.1.5	Spenningsbooster	55
5.2	Miljøpåvirkning	56
5.3	Vurdering av eget arbeid	59
6	Konklusjon	60
	Referanseliste	

Figurliste

Figur 1: Prinsippskisse av lastflytting med energilagringssystem	7
Figur 2: Prinsippskisse for BESS	11
Figur 3: Modell for utledning av spenningsfallformelen	11
Figur 4: «Årlig strømforbruk hytter og fritidshus» & «antall hytter, sommerhus o.l.» - i Norge fra 2001-2016[31][32].....	14
Figur 5: Trend i strømforbruk per hytte/ fritidshus i Norge fra 2001-2018	15
Figur 6: Enlinjeskjema av kretsen i NetBas	19
Figur 7: Effektflyt inn i valgt avgang, 2018-2019	21
Figur 8: Effektflyt inn i valgt avgang, 26/03-01/04, 2018	22
Figur 9: Kortslutningsytelse beregnet fra trafo til AB2	24
Figur 10: Enlinjeskjema for excelmodellen, med impedanser (Z), abonnenter (AB) og effektflyt (S)	26
Figur 11: Konstruert lastprofil for en ny AB.....	32
Figur 12: Aktiv effekt ut av N5 [kW], med terskel for dimesjonering av BESS i nettet	35
Figur 13: Spenningsnivå hos AB2 [V] med BESS i nettet	35
Figur 14: Endring av lastkurven hos AB2 med 4,2kWh & 10kWh BESS.....	37
Figur 15: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], med lastøkning. Med eksisterende og ny linje	41
Figur 16: Korslutningsytelse med bytte av linje, beregnet fra trafo til AB2.....	42

Tabelliste

Tabell 1: Vanlige spesifikasjoner mode 3 elbillader[25]	13
Tabell 2: Sammenfatning av beregnede drivhusgassutslipp fra utvalgte livsløpsanalyser og miljødeklarasjoner	16
Tabell 3: Data for kabler/linjer i Figur 6	20
Tabell 4: Data for transformatoren i Figur 6	21
Tabell 5: Spenningsnivå hos abonnentene, 29. mars (time 19), 2018 (trafospenning 240,9V)	23
Tabell 6: Sammenheng mellom excelmodellen og enlinjeskjema (Figur 6).....	25
Tabell 7: Impedanseverdier for excelmodell, Figur 10	26
Tabell 8: Sammenligning av spenningsnivå i excelmodell opp mot NetBas	28
Tabell 9: Korreksjonsfaktor for tap ved effektjustering i N2 og N5	31
Tabell 10: Korreksjonsfaktorer for tap ved effektjustering i N8.....	33
Tabell 11: Kostnadsestimat for utbygging av kretsen	39
Tabell 12: Fargekoding for spenningsgrenser	40
Tabell 13: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Uten tiltak	40
Tabell 14: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med erstatning av linje	41
Tabell 15: Fargekoding for energilagringsskapasitet.....	42
Tabell 16: Nødvendig energilagringsskapasitet [kWh], i ulike lasttilfeller. Med BESS i node 5	43
Tabell 17: Nødvendig energilagringsskapasitet [kWh], i ulike lasttilfeller. Med BESS i node og ny line.....	43
Tabell 18: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med 4,2kWh batterisystem hos abonnenter	44
Tabell 19: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med 10kWh batterisystem hos abonnenter	44
Tabell 20: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med 4,2kWh batterisystem hos abonnenter og ny linje	45
Tabell 21: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med 10kWh batterisystem hos abonnenter og ny linje	45
Tabell 22: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], med nye abonnenter. Med begrenset inntakssikring for nytilknytninger.....	47
Tabell 23: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], med nye abonnenter. Med begrenset inntakssikring for nytilknytninger og ny linje	47
Tabell 24: Fargekoding for maksimal effektlyt	48
Tabell 25: Maksimal effektlyt i N6 for tidsperioden [kVA], i ulike lasttilfeller	48
Tabell 26: Laveste spenning i N6 for tidsperioden, i ulike lasttilfeller.....	49
Tabell 27: Grovanslag for utsetting av utbygging basert på de ulike tiltakene [år/måned]	51

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og omfang

Bakgrunnen for oppgaven er en problemstilling gitt av Glitre Energi Nett AS. Dette er et nettselskap i Glitre Energi-konsernet som drifter og utvikler kraftnettet, samt leverer netjtjenester til kundene i forsyningsområdet. Problemstillingen går ut på at i enkelte hytteområder er lavspentnettet for svakt dimensjonert i forhold til kundens ønske om kapasitet/standard under opphold på hytta. Nødvendige nettforsterkninger representerer ofte store kostnader, både for hytteeier og nettselskap. En utfordring i hytteområder er at sammenlagring av effekt mellom abonnenter ofte har store variasjoner gjennom året.

For å konkretisere problemstillingen valgte Glitre en nettstasjonskrets, med hyttekunder, som skulle undersøkes nærmere. Kretsen er per januar 2020 innenfor kravene i FOL, men ved høyere forbruk eller endret forbruksmønster vil det oppstå problemer. Det er spesielt en lang avgang fra denne nettstasjonen som skaper utfordringer, og Glitre ønsker at denne skal ha hovedfokus. Det kan også bli problemer i de andre avgangene, men for disse finnes andre tiltak som for eksempel å flytte last til nærliggende nettstasjoner. Derfor avgrenses oppgaven til å vurdere tiltak for den lengste avgangen, og det blir sett bort fra de øvrige avgangene til nettstasjonen.

Glitre ønsker at bachelorgruppen skal undersøke hvordan ny teknologi kan benyttes for å utsette nettutbygginger. Med bakgrunn i at det oppstår problemer ved høy sammenlagring, avgrenses oppgaven til å undersøke ulike tiltak med lastflytting. Lastflytting jevner effektforbruket, og hensikten med tiltakene er å redusere de høyeste effekttoppene i kretsen. Ved å redusere de største effekttoppene blir ikke nettet like hardt belastet. Moderne teknologi, som for eksempel batteripakker og smarte laster, muliggjør en større grad av lastflytting enn tidligere. Med lastflytting har kunden mulighet til å opprettholde sitt forbruk, samtidig som effekttoppene reduseres. Som et sammenligningsgrunnlag til tiltakene med lastflytting, er det sett på en nettforsterkning og en nettutbygging som er vanlig å gjennomføre i dag.

Med denne bakgrunnen og de valgte begrensningene, er følgende problemformulering utarbeidet: Hvordan kan lastflytting utsette utbygginger i lavspentnett?

1.2 Mål

Hovedmålet i denne oppgaven er å analysere hvordan lastflytting kan utsette utbygginger i lavspentnettet.

I tillegg er det satt delmål som skal oppfylles underveis i arbeidet. Disse er underordnet hovedmålet, og skal bidra til å oppfylle dette.

Delmål:

1. Gjennomføre litteratursøk på relevant fagstoff
2. Analysere den gjeldende nettstasjonskretsen, og identifisere problemene med denne
3. Vurdere mulig fremtidig belastning i lavspentnettet
4. Vurdere hvilke tiltak som er aktuelle i nettstasjonskretsen
5. Simulere de valgte tiltakene, med lastøkning basert på delmål 3

1.3 Struktur

Rapporten har et faglig nivå som tilsvarer bachelor i elkraft/ fornybar energi eller høyere. Den starter med kapittel 1 Innledning. Bakgrunnen for, og problemstillingen i oppgaven blir forklart i dette kapitlet, i tillegg blir rapportens innhold beskrevet. Deretter følger kapittel 2 Teori, som gjør det lettere for leseren å følge arbeidet. Kapitlet inneholder blant annet temaer som energiloven, kraftsystemet i Norge, lastberegning, lastflytting og energilagring. Deretter følger kapittel 3 Metode, hvor datagrunnlaget og oppgavegjennomføringen blir forklart. Kapitlet omfatter hvor datagrunnlaget kommer fra, hvordan kretsen er modellert, hvilke tiltak som er valgt og hvilke forenklinger som er gjort. Det blir også forklart hvilke lastscenarier som antas, samt hvordan disse beregnes og simuleres sammen med tiltakene. Basert på metodekapitlet blir resultatene fra simuleringene presentert i kapittel 4 Resultat. Deretter drøftes tiltakene i kapittel 5 Diskusjon. Til slutt presenteres konklusjonen for rapporten og anbefalinger om videre arbeid i kapittel 6 Konklusjon.

2 Teori

2.1 Energiloven og forskrifter

I Norge er det Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (Energiloven)[1], som skal sikre at *«produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte,»*. Energiloven § 1-2. Energiselskapene i Norge er underlagt denne loven, med tilhørende forskrifter. I energiloven står det blant annet at man i Norge må ha konsesjon for å ha anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi. De ulike nettselskapene gis som regel en områdekonsesjon, og de må følge forskriftene som Olje- og energidepartementet (OED) kunngjør. De ulike forskriftene beskriver blant annet forhold som leveringskvalitet i kraftsystemet, priser, organisering, informasjon, nettselskapets vilkår og sluttbrukers vilkår.

2.1.1 Leveringskvalitetsforskriften (FOL)

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL)[2], er en av forskriftene med hjemmel i energiloven og energilovforskriften[3]. Formålet med denne er å *«bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet.»* FOL er dermed en viktig del av nettselskapenes hverdag, og kravene som stilles i forskriften skal innfris. Nettselskapet jobber kontinuerlig for å opprettholde tilstrekkelig leveringskvalitet, og de må jevnlig forsterke nettet.

I denne oppgaven tas det spesielt hensyn til FOL, § 3-3. Paragrafen omhandler langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi i lavspenningsnettet. Kravet er at effektivverdien skal være innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt i et tilknytningspunkt. Med en nominell spenning på 230V betyr dette at spenningen må holdes innen intervallet 207-253V. For at tiltakene som utarbeides i oppgaven skal være tilstrekkelige, må de holde spenningsnivået over den laveste grensen på 207V.

2.1.2 Forskrift om kontroll av nettvirksomhet

Den fullstendige tittelen er «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier.» og forskriften har hjemmel i energiloven. Formålet med forskriften er å:

« ...legge grunnlag for et effektivt kraftmarked og kontroll av nettvirksomheten som et naturlig monopol. Forskriften skal sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte.»[4]

Forskriften omhandler økonomisk-, teknisk- og avbruddsrapportering. I tillegg omhandler forskriften regulering av inntekter for nettvirksomheten og tariffier.

Senere i rapporten presenteres et forslag i endring av nettleiestrukturen, kapittel 2.6.1.

Forslaget går ut på å endre del V. Tariffier i denne forskriften. Nettleien består, per 2020, av andre tariffledd og bruksavhengige tariffledd. Andre tariffledd kalles fastledd, og skal minimum dekke de kundespesifikke kostnadene som er avregning, måling, fakturering og en del av de øvrige faste kostnadene i kraftnettet. For sluttbrukere som er effektavregnet skal det i tillegg benyttes ett effektledd. Det bruksavhengige tariffleddet er delt i to, ett energiledd og ett kapasitetsledd. Energileddet skal minimum dekke de marginale tapskostnadene.

Kapasitetsleddet fastsetter nettselskapet slik at det skapes balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet.

Del V. Tariffier omhandler også anleggsbidrag. Hvis sluttbrukeren utløser en investering skal nettselskapet fastsette og kreve inn anleggsbidrag. Dette er for å få dekket hele eller deler av kostnadsgrunnlaget for investeringen. Nettselskapet er også pliktig, i 10 år, til å fastsette og kreve inn anleggsbidrag for sluttbrukere som blir tilknyttet eller får økt kapasitet i nettanlegg som er anleggsbidragsfinansiert.

2.2 Kraftsystemet i Norge

Kraftsystemet i Norge er i stor endring på grunn av klimapolitikk og teknologiutvikling. Mer fornybar energi, digitalisering og annen ny teknologi vil bli en større del av kraftnettet, og utviklingen går mot «smarte nett». I tillegg knyttes Norges kraftnett stadig tettere til nabolandene og Europa. Ifølge Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) ventes en vesentlig økning av utvekslingskapasitet mellom Norden og Europa frem mot 2030[5].

En oppgradering som nylig er innført i Norge er at alle strømkunder, etter 1. januar 2019, har montert «smarte» målere (AMS-målere)[6]. Disse målerne registrerer strømforbruket, og sender timesverdier til nettselskapet automatisk. Dataene kan brukes til å tegne ut lastprofiler, og gir ett mer nøyaktig bilde av lastsituasjonen. Dette muliggjør mer nøyaktige beregninger, og kan være ett nyttig verktøy i nettplanleggingen. Både aktiv og reaktiv effekt kan måles av en AMS-måler, og den kan måle i alle 4 kvadranter. Det betyr at det kan måles både aktiv og reaktiv effekt, enten det forbrukes eller mates inn på nettet av abonnenten[7].

En utfordring i kraftnettet er høye effekttopper, som nettet dimensjoneres etter. Derfor kan det være hensiktsmessig å senke den maksimale effekten. Senkningen kan gjøres ved hjelp av tiltak som effektivisering, omlegging, lastflytting, laststyring og lastreduksjon. Tiltakene kan føre til at kraftnettet på sikt utnyttes på en bedre måte. Utviklingen av et smartere kraftnett gjør blant annet at styring kan foregå på en mer effektiv måte enn tidligere. Et smart kraftnett gjør at systemet blir mer komplekst og det er mange forskningsprosjekter innen området, i Norge og resten av verden[8]. Energibransjen jobber for å utvikle og implementere ny teknologi, og morgendagens løsninger kommer stadig nærmere.

2.2.1 Spenningskvalitet

Kraftsystemets spenningskvalitet er viktig. Som forklart i kapitel 2.1 må spenningskvaliteten holdes innen bestemte krav. I distribusjonsnettet er det nettselskapene som er ansvarlige for spenningskvaliteten i sine konsesjonsområder. Hvis spenningskvaliteten ikke opprettholdes, kan det føre til problemer for sluttbrukeren. Eksempler på slike kundeproblemer kan være utkobling, feilfunksjonering, ødeleggelse, redusert levetid, redusert effekt eller redusert belysning. Et vanlig problem i det norske distribusjonsnettet er lavt spenningsnivå. Norge er et land med mye spredt bebyggelse og noen ganger er det langt mellom husene, hyttene eller

fritidsboligene. Det lavspente distribusjonsnett er utformet som radialnett, og det vil i noen tilfeller være betydelige spenningsfall. Andre faktorer som kan føre til høyt spenningsfall er dårlig effektfaktor og ubalanse i kretsen.

2.3 Lastberegning

Lastberegning er en viktig del av prosjekteringsarbeidet når nytt kraftnett skal bygges, eller ved oppgradering av eksisterende nett. Det er maksimaleffekten i ethvert punkt i nettet som er dimensjonerende for hvor sterkt nett som er nødvendig. Maksimalbelastning beregnes tradisjonelt ut ifra estimeringer, statistikk om årlig energibruk eller hva utbygger krever. Ved beregning av maksimalbelastning skal det tas høyde for mulig fremtidig belastning, samtidighet og belastningsverdiene i alle lastpunkter.

Velanders formel, brukstid og tommelfingerregel er vanlige metoder som brukes til lastberegning. Ved bruk av Velanders formel beregnes maksimalt effektuttak ut ifra forventet årlig energiforbruk. Metoden er basert på statistikk fra 80- og 90-tallet, og er mest egnet i tilfeller med 20 eller færre abonnenter [10]. Metoden kan være uegnet i tilfeller med ulike abonnenttyper, eller i tilfeller hvor det forventes en stor endring i lastutviklingen. Brukstid er antallet timer på maksimal effekt, som må til for å tilsvare årlig energiforbruk til lasten. Om årlig energiforbruk og brukstiden er kjent kan maksimal effekt beregnes [11]. Ved bruk av tommelfingerregel baseres maksimaleffekten på målinger eller erfaringstall.

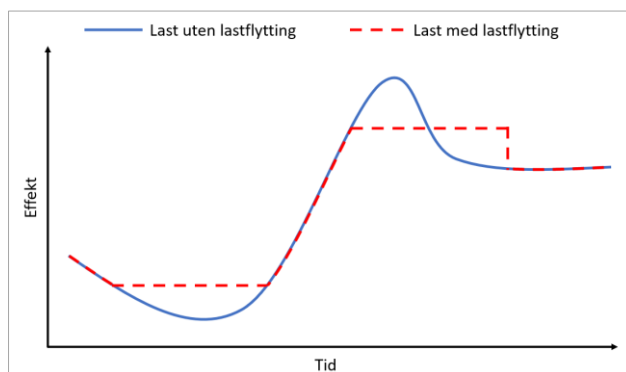
Dataprogrammer brukes til å utføre lastberegning, de kan være avanserte og beregne mange ulike faktorer. Ved hjelp av ny teknologi får man ny data å basere metodene på. Med innføringen av AMS-målere utvikles det nå ny metodikk for stokastisk distribusjonssystemplanlegging basert på AMS-data [8]. Ved å måle effektuttaket på timesbasis kan man få ett mer nøyaktig bilde av lastsituasjonen. Dermed kan nettet planlegges på en mer hensiktsmessig måte.

2.4 NetBas

NetBas er et nettinformasjonsverktøy utviklet av Powel AS. Det er et verktøy basert på Geographic Information System (GIS), som gjør at det kan fange opp, behandle, manipulere, analysere og presentere geografisk data. Kartinformasjon lagres med geografiske koordinater, noe som gir god oversikt over hvor komponenter er plassert. Med nettarkivet får man også nødvendig informasjon for å foreta analyser og simuleringer. Etter at man har gjort en beregning kan NetBas presentere resultatet etter behov, som for eksempel i kart, alfanumeriske lister, linjediagram, oppslag og grafer. NetBas kan også inneholde informasjon om kabler, transformatorer, kondensatorbatteri, last og produksjon i kretsen. Dette gjør at simuleringer blir nøyaktige og enkle å utføre. Glitre Energi Nett bruker NetBas til analyser, prosjektering og utbygging av kraftnettet.

2.5 Lastflytting

Lastflytting, peak shaving på engelsk, er en metode for å redusere effekttopper i kraftnettet. Målet med å redusere effekttopper er å utnytte nettet på en mer effektiv måte. Prinsippet med lastflytting går ut på å flytte last fra timer med høy last til timer med lavere last. Dette kan gjøres ved hjelp av et energilagringsystem(ESS). Med lastflytting vil lasten bli jevnere og man unngår de verste effekttoppene. Lastflytting med energilagring går ut på at energilagringsystemet tilføres effekt fra nettet i tidspunkt med lavere last, og leverer effekt til lasten/nettet i tidspunkt med høy last. Dette gjør det mulig å opprettholde det samme forbruket, men med en redusert last sett fra nettet [12]. En prinsippsskisse av hvordan lasten blir påvirket av lastflytting med et energilagringsystem er vist i Figur 1.



Figur 1: Prinsippsskisse av lastflytting med energilagringsystem

2.6 Kundepåvirkning

Sluttbrukeren betaler for kraftnettet gjennom nettleien og anleggsbidrag. Samtidig har nettselskapene leveringsplikt gjennom Energiloven. Dette betyr at de er pliktige til å levere den kapasiteten kunden ønsker. Utviklingen av kraftnettet er derfor avhengig av valg som sluttbrukeren tar, og det er derfor er det relevant å se på hvilke faktorer som påvirker valgene. Faktorene bør påvirke sluttbrukeren til å velge å bruke nettet på en mest mulig samfunnsmessig rasjonell måte. I de neste underkapitlene er det presentert to faktorer som kan påvirke sluttbrukeren.

2.6.1 Økonomiske virkemidler

En vesentlig faktor som påvirker sluttbrukeren er prisen på nettleien, den skal reflektere kostnadene i kraftnettet. NVE fastsetter årlig inntektsrammen til nettselskapene og de må følge forskrift for kontroll av nettvirksomhet, kapittel 2.1.2. Innenfor disse rammene setter nettselskapene selv tariffene. For å redusere effekttopper i kraftnettet er en mulighet å gå fra dagens energibaserte tariffer til effektbaserte tariffer. Dette vil gjøre det mer lønnsomt for kunden å ha et stabilt forbruksmønster og unngå å store effekttopper. NVE har i flere år utredet en slik endring av tariffstrukturen for uttak i distribusjonsnett. Det er uenigheter i bransjen rundt hvilken modell som er mest hensiktsmessig å innføre [13]. Olje- og energidepartementet (OED) har, per 2020, ikke vedtatt endringer av «Del V. Tariffer» i forskrift om kontroll av nettvirksomhet.

Det er spesielt tre modeller som har blitt diskutert i bransjen, det er målt effekt, time of use (ToU) og abonnert effekt. Målt effekt baseres på sluttbrukerens høyeste gjennomsnittlige effektuttak over en tidsperiode på en time. Effektleddet blir deretter beregnet ut fra hvor mye nettkapasitet sluttbrukeren maksimalt har brukt innenfor avregningsperioden. ToU baseres på en timesbasert effektprising, som også er sesong- og døgn-differensiert. Enkelt sagt vil timer med høy belastning på nettet være dyrere og timer med lav belastning være billigere. Abonnert effekt baseres på at sluttbrukeren abonnerer på en effekt, trekker man over denne effekten vil prisen bli vesentlig dyrere.[14]

De tre modellene har fordeler og ulemper, men hovedformålet med en ny tariffstruktur er at nettleien skal bli billigere over tid. For å oppnå dette må tariffene gjøre at sluttbrukerne flytter fleksibelt forbruk vekk fra topplasttimene. I tillegg vil det være en fordel med størst mulig automatisering. NVE har høring om endringer i nettleiestrukturen i februar 2020[15]. Hvilke endringer som vedtas av OED i fremtiden er vanskelig forutse, men utviklingen går trolig mot mer effektbaserte tariffer.

2.6.2 Adferdsvirkemidler

En annen måte å påvirke sluttbrukeren til å endre forbruket sitt, er ulike adferdsvirkemidler. Slike løsninger baserer seg ofte på teori om, og forskning på, forbrukeradferd og konsumteori. Dette er et område med relativt lite forskning, og det er vanskelig å trekke konklusjoner. I tillegg varierer befolkningen fra sted til sted, og tiltak som fungerer i et område vil ikke nødvendigvis fungere et annet sted. Det vil derfor være hensiktsmessig å utføre lokale pilotprosjekter med adferdsvirkemidler, for å se på effekten og den sosiale aksepten av disse. Nettselskapet kan selv gjennomføre slike prosjekter, men det er viktig å holde seg innenfor regelverket.

Pöyry og Menon Economics har, på oppdrag fra NVE, skrevet en konsulentrapport som gir en oversikt over relevante adferdsvirkemidler for å bruke på husholdnings- og hyttekunder i samspill med tariffer. Rapporten konkluderer med at tiltaket «informasjon om eget forbruk sammenlignet med naboer» er det mest lovende. Tiltaket kan utformes til å vise hvilket forbruk kunden har i forhold til et snitt av alle naboer og energieffektive naboer. Det er viktig at budskapet vises tydelig, gjerne grafisk, slik at det er lett for kunden å forstå. Kunden kan også gis en status, for eksempel bra, greit eller under gjennomsnittet. Det er også mulig å oppgi et eventuelt sparepotensial sammenlignet med energieffektive naboer. Målet er at når kunden får informasjonen, vil kunden endre forbruket sitt. [16]

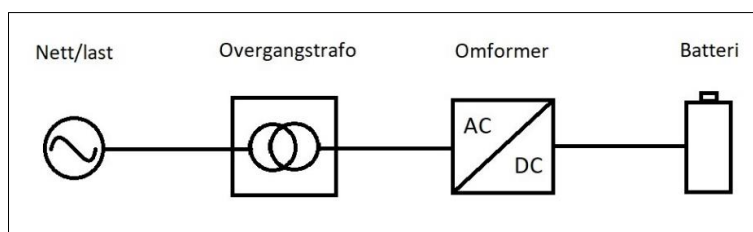
Mulighetene er mange, både når det gjelder valg av informasjon og utforming. Med AMS-målere og økende digitalisering vil det bli enda lettere å kunne gi kunden god og tidsriktig informasjon. Det er mange faktorer som kan spille inn, og det er også viktig å tenke på at feil utforming muligens vil gi negativ effekt. Faktorer som sanntidsinformasjon, bruken av og sammenhengen med tariffmodellen vil være viktige ved utforming av adferdsvirkemidler. Slike virkemidler er en relativt uprøvd metode i Norge, men studier fra andre land viser at dette kan ha en positiv effekt.

2.7 Energilagring

Det finnes flere måter å lagre elektrisk energi. Siden elektrisk energi må brukes samtidig som det blir produsert, kan det være nyttig å omgjøre den elektriske energien til en energiform som er mulig å lagre. Det er flere faktorer som spiller inn ved valg av energilagring, de viktigste egenskapene er energitettheten, hastigheten på omgjøringen og energitapet. Utover dette er kostnad og levetid, viktige parametere. Noen vanlige former for energilagring er termisk, mekanisk, og elektrokjemisk energilagring. Termisk energilagring går ut på å lagre energi i form av varme. Dette er hensiktsmessig hvis den lagrede energien også skal brukes som varmeenergi. Mekanisk energilagring vil si å lagre energi i form av stillingsenergi eller bevegelsesenergi. Eksempler på dette er vannmagasiner og svinghjul. Elektrokjemisk energilagring vil si å lagre energi kjemisk, men ved hjelp av elektrisitet. Denne lagringsformen omfatter blant annet elektrolyse/brenselceller og batterier.[17]

Elektrokjemisk energilagring er blitt stadig mer utbredt, som følge av elektrifiseringen av transportsektoren. Innføringen av elbiler har medført en rask utvikling av lithium-ion batterier, som er en batteritype som har høy ytelse og energikapasitet. Slike batterier har også en høy energivirkningsgrad (95-97%), avhengig av faktorer som temperatur og bruksmønster. Lithium-ion batterier kan på grunn av disse egenskapene også ha andre bruksområder, og elbilbatterier kan gjenbrukes etter bilens levetid, og dermed anvendes på andre bruksområder.[18]

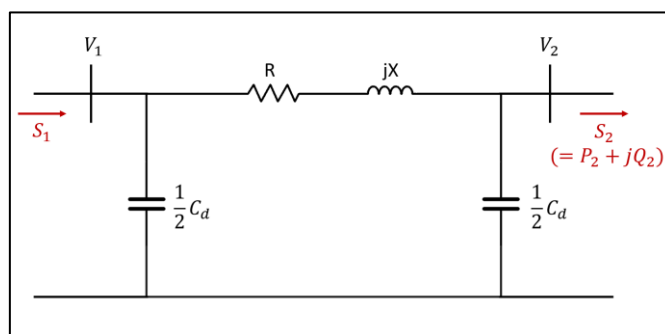
For at et batteri skal kobles til nettet er det nødvendig å konvertere likestrøm fra batteriet til vekselstrøm, med lik spenning og frekvens som i nettet. En prinsippskisse av dette vises i Figur 2. Omformeren må konvertere både mellom AC og DC og mellom DC og AC, for at batteriet skal ha muligheten til å lades og utlades. Avhengig av type batteri, kan det også være nødvendig med en overgangstrafo for å få riktig spenningsnivå.



Figur 2: Prinsippskisse for BESS

2.8 Formel for spenningsfall

Spenningsfallet over kabel/linjestykke (per fase) kan uttrykkes som i formel (1). Modellen i Figur 3 ligger til grunn for utledningen av formelen. Ved bruk av formelen må det benyttes spenning og effekter i samme node.



Figur 3: Modell for utledning av spenningsfallformelen

$$\Delta V = \frac{1}{V^*} ((PR + (Q - Q_C)X) + j(PX - (Q - Q_C)R)) \quad (1)$$

ΔV = Spenningsfall langs linje/kabel

P = Aktiv effekt i noden

V^* = Spenningen i noden (konjugert)

Q = Reaktiv effekt i noden

R = Linjeresistansen [Ω]

Q_C = Reaktiv effekt produsert av driftskapasitansen til kabel/linje

X = Linjereaktansen [Ω]

2.9 Spenningsbooster

En spenningsbooster er en autotransformator med regulatorfunksjon. Spenningsboosteren øker spenningen til en fastsatt verdi, og regulerer spenningen kontinuerlig for å holde et konstant spenningsnivå. Autotransformatoren i spenningsboosteren har mye til felles med en vanlig transformator, men autotransformatoren har bare en spole. Deler av spolen fungerer som både primær- og sekundærvikling, mens en vanlig transformator har separate primær- og sekundærviklinger som ikke er koblet sammen. Til sammenligning med en fordelingstransformator, er en spenningsbooster en komponent spesiallaget for å heve og holde spenningen i lavspenningsnett konstant. I motsetning til en fordelingstransformator, omformer ikke en booster mellom forskjellige nominelle nettspenninger.[19]

2.10 Prognoser

Ved utbygging eller oppgradering av kraftnett skal det tas hensyn til mulig fremtidig belastning. Dette for å minimere sannsynligheten for at nettet blir for svakt i fremtiden. På grunn av stor usikkerhet forbundet med fremtidig belastning, opereres det normalt med en tidshorisont på ca. 10 år for konkrete planer.[20]

I kraftsystemutredningen for region Buskerud og Hadeland 2018, gjennomført av Glitre Energi Nett, legges det frem tre scenarioer for fremtidig last i regionen. Ett scenario basert på en utvikling med velstand og vekst. Ett basisscenario hvor det antas at statistiske trender fortsetter. Ett scenario hvor det forventes en stor andel av elektriske kjøretøy og en betydelig økning i distribuert produksjon. Disse scenarioene gir en beregnet vekst i fremtidig effektuttak fra år 2020 til år 2030, ca. 23% for vekstscenarioet, ca. 16% for basisscenarioet og ca. 10% for scenarioet med distribuert produksjon.[21]

NVE gjennomførte en sammenfatning av alle kraftsystemutredningene for Norge fra 2018 [22]. Her legges det frem prognoser for effektuttak fra alminnelig forsyning fra 2018 frem mot 2037. Det beregnes en økning i effektuttak fra alminnelig forsyning i region øst, til ca. 13% fra 2020 til 2030. Det beregnes også en økning i energiforbruk til ca. 8% for samme periode.

2.10.1 Elbil

Det finnes flere typer elbilladere for hjemmelading, disse er delt inn i 3 ulike typer/modes [23]. Hurtiglading klassifiseres som mode 4, og benyttes ikke til hjemmelading[24]. Mode 1 benyttes ikke av moderne elbiler. Her kobles bilen direkte i vanlig stikkontakt, med en vanlig ledning, og denne kableen har ingen styringsboks. Mode 2 benyttes til saktelading eller nødlading. Dette ligner mode 1, men mode 2 har en styringsboks på ledningen. Mode 2 er mye sikrere enn mode 1, men anbefales ikke til daglig bruk. Mode 3 benyttes til normallading med fastmontert ladestasjon. Disse ladestasjonene leveres normalt med spesifikasjoner vist i tabell[25] . DSB anbefaler installasjon av mode 3 lader, fordi denne løsningen ivaretar alle sikkerhetskrav.

Tabell 1: Vanlige spesifikasjoner mode 3 elbillader[25]

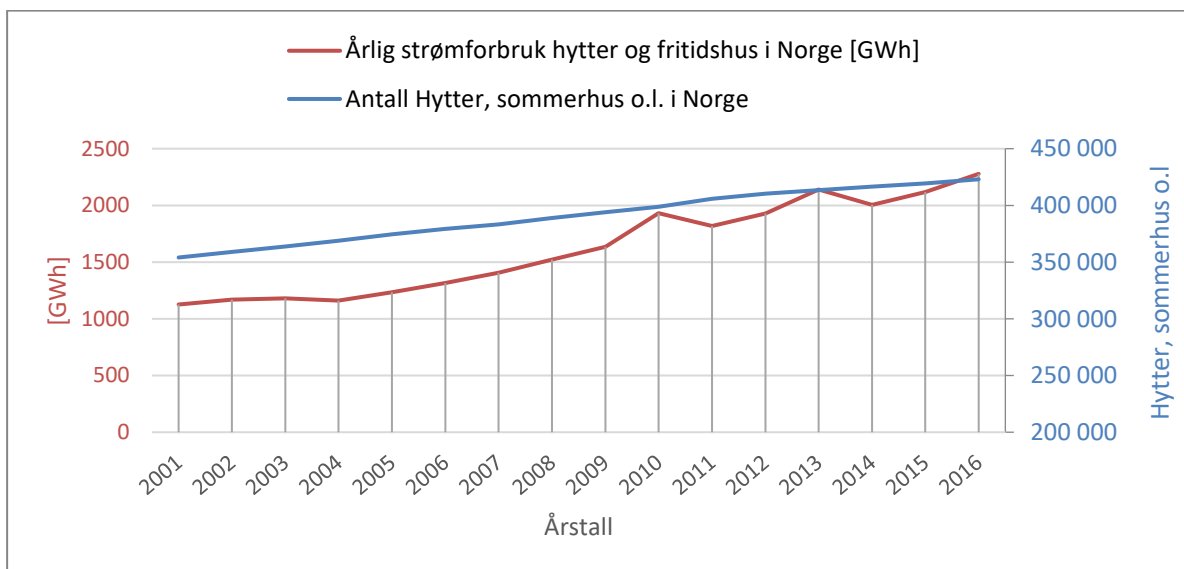
Strømstyrke	Spenning	Faser	Maksimal effekt
16A	230V	1	3,7 kW
32A	230V	1	7,4 kW
16A	400V	3	11 kW
32A	400V	3	22 kW

Ved inngangen til 2019 var det 2 768 864 personbiler registrert i Norge. Av disse var 195 351 Elbiler, som svarer til en elbilandel på ca. 7%[26]. Fra nasjonal transportplan (NTP 2018-2029), fremlagt i 2017, legges det til grunn at alle nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslipps-kjøretøy i 2025 [27]. Dette innebærer en stor økning i antall elbiler. Om det lykkes å nå målene i NTP vil det ifølge transportøkonomisk institutt (TØI), være om lag én million elbiler i Norge i 2025, og om lag 1,8 millioner elbiler i 2030 [28]. TØI presiserer imidlertid at disse tallene er svært optimistiske, og at det mer trolig vil være ca. 800 000 elbiler i 2025, og 1,5 millioner elbiler i 2030. Til sammenligning estimeres det i perspektivmeldingen fra 2017 (PM), at 50% av nybilsalget er elbiler og 20% hybrider fra 2030 [29].

I NVEs rapport om strømforbruk i Norge mot 2035, sammenlignes fremskrivninger fra NTP og PM [30]. Her legges det frem ett nytt estimat som ligger mellom estimatene fra NTP og PM. NTP-fremskrivningen baserer seg på at alle nye biler er elbiler fra 2025. NVE- fremskrivningen baserer seg på at alle nye biler er elbiler fra 2030 og PM-fremskrivningen baserer seg på at halvparten av nye biler er elbiler fra 2030. Ut ifra dette har NVE beregnet fremtidig antall elbiler i de forskjellige fremskrivingene for 2030: NTP = 1,5, NVE = 1,2 og PM = 0,85 millioner elbiler.

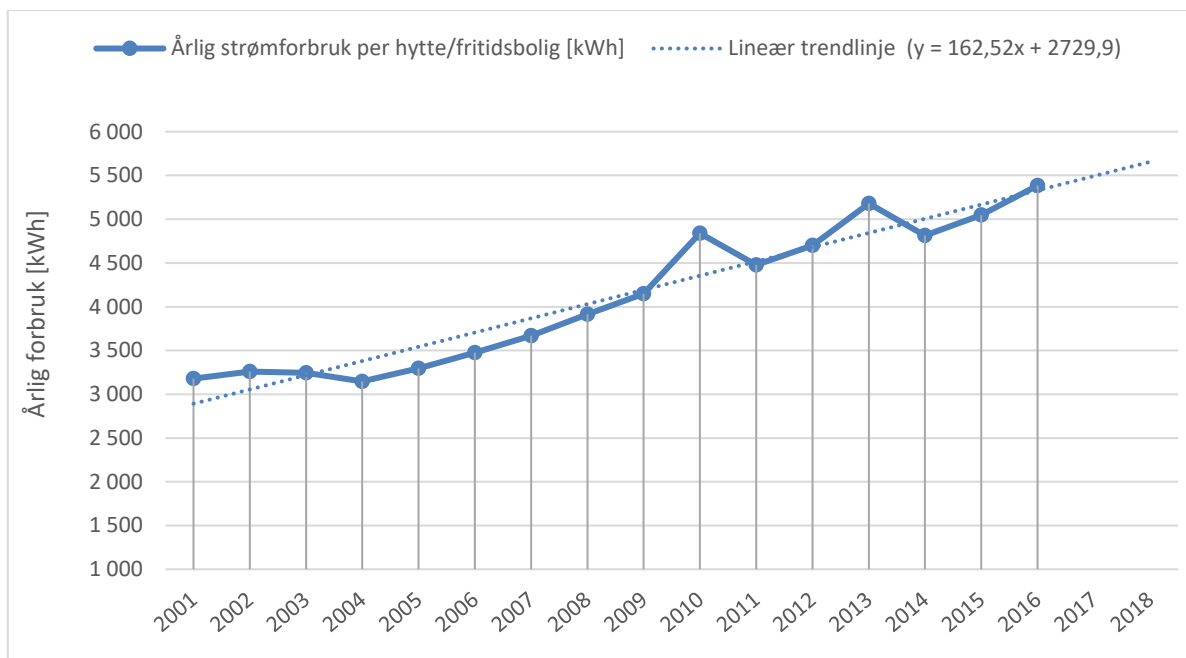
2.10.2 Hytter og fritidsboliger

Ifølge tall fra Statistisk Sentralbyrå (SSB) har strømforbruket for hytter og fritidshus økt fra år 1993-2016. Et utsnitt av denne statistikken er vist i Figur 4 sammen med statistikken for antall hytter og fritidsboliger for disse årene. Det er variasjoner i strømforbruket fra år til år og dette kan sees i sammenheng med utetemperatur, da oppvarming er en viktig faktor for strømforbruk. Den generelle trenden er en markant økning, dette har sammenheng med velstandsøkningen i Norge i den samme tidsperioden. Det er viktig å se dette i sammenheng med at antall hytter og fritidshus også har økt i den samme perioden. Dette har også sammenheng med den generelle velstandsutviklingen i Norge.



Figur 4: «Årlig strømforbruk hytter og fritidshus» & «antall hytter, sommerhus o.l.» - i Norge fra 2001-2016[31][32]

I Figur 5 er de to foregående grafene, i Figur 4, delt på hverandre for å vise en trend i årlig strømforbruk per hytte/fritidsbolig. Det er viktig å presisere at dette er en forenkling gjort for å se en trend i utviklingen. Den ukjente faktoren med antall hytter og fritidsboliger som er tilknyttet kraftnettet, gjør at figuren kun kan benyttes for å se en trend i utviklingen. Hvis det er store variasjoner på hvor mange eksisterende hytter og fritidsboliger som årlig har koblet seg til kraftnettet vil dette ha utslag på nøyaktigheten til grafen. Det finnes ikke tilgjengelig statistikk på antall hytter og fritidsboliger som er tilknyttet kraftnettet, og det er derfor nødvendig å gjøre denne tilnærmingen. Trendlinjen i Figur 5 viser en årlig økning på ca. 160 kWh per kunde. Det er også viktig å presisere at dette er gjennomsnittet i hele Norge, store variasjoner forekommer.



Figur 5: Trend i strømforbruk per hytte/fritidshus i Norge fra 2001-2018

Av fremstillingen gjort i Figur 5 er det en prosentvis økning i strømforbruk per hytte/fritidsbolig fra 2006 til 2016 på ca. 55%. Til sammenligning er den prosentvise stigningen av det totale energiforbruket for hytter og fritidsboliger i Norge fra 2006 til 2016 ca. 73%. Det er naturlig at trenden i årlig strømforbruk per Hytte/fritidsbolig har en lavere stigning enn det totale årlige strømforbruket. Dette skyldes at antall hytter og eneboliger også øker. Til bruk senere i rapporten er den prosentvis økningen i trendlinjen fra 2020-2030 beregnet til 27%.

2.11 Miljøavtrykk

Livsløpsanalyser og miljødeklarasjoner er metoder for å analysere og dokumentere miljøavtrykk for produkter og materiell. En livsløpsanalyse er en helhetlig analyse av miljøavtrykket som kan assosieres med et produkt. I en slik analyse vurderes miljøpåkjenningen for ulike stadier i livsløpet til produktet, fra råvareuttak til resirkulering. Livsløpsanalyser kan blant annet brukes til forskning og til å utforme miljødeklarasjoner [33].

En miljødeklarasjon er et dokument som er uavhengig verifisert, og skal gi en objektiv vurdering av miljøavtrykket til et produkt [34]. En slik deklarasjon bygger på resultater fra en livsløpsanalyse, og sammenfatter sammenlignbare resultater fra denne [34]. At et produkt har en miljødeklarasjon er imidlertid ikke synonymt med at produktet er miljøvennlig.

Deklarasjonen gir kun en objektiv oppsummering av miljøavtrykket assosiert med produktet, og bør utformes basert på livsløpsanalyser som er i henhold til standardene ISO 14040 og ISO 14044 [35].

I Tabell 2 presenteres en sammenfatning av beregnede drivhusgassutslipp fra utvalgte livsløpsanalyser og miljødeklarasjoner for ulike produkter. Dette er gjort for å gi et bilde av utslippene assosiert med ulike teknologier. For å forenkle sammenligningen, er det kun trukket frem utslipp av klimagasser fra produksjonsfasen av produktene.

Tabell 2: Sammenfatning av beregnede drivhusgassutslipp fra utvalgte livsløpsanalyser og miljødeklarasjoner

Referanse	Analysert produkt	Drivhusgasser fra produksjon	Estimert levetid
Miljødeklarasjon fra ABB [36]	315kVA trafo	18.700kg CO ₂	40 år
Livsløpsanalyse publisert i Environmental Engineering Science [37]	75kVA trafo	Mellom 890kg og 1 226kg CO _{2eq}	40 år
Livsløpsanalyse publisert i Journal of cleaner production [38]	10kWh Li-Ion batteripakke	Mellom 1.700kg og 2.700kg CO _{2eq}	3 000 ladesykluser
Livsløpsanalyse publisert i Journal of Industrial Ecology [39]	26,6kWh Li-Ion batteripakke	4 580kg CO _{2eq}	Mellom 1 000 og 5 000 ladesykluser avhengig av bruk

3 Metode

Bacheloroppgaven bygger på data Glitre har registrert i Powel NetBas. Med bakgrunn i dataene er det gjort simuleringer i en matematisk modell laget i Microsoft Excel. De tekniske tiltakene som analyseres er simulert i modellen med ulike lasttilfeller, basert på kapittel 2.7. Metodekapitlet viser hvordan simuleringene er gjennomført og hvilke vurderinger som er gjort.

3.1 Datagrunnlag

Datagrunnlaget i denne oppgaven er på forhånd samlet inn og registrert i dataprogrammet NetBas. I NetBas har Glitre en modell av sitt kraftnett som inkluderer linjer, kabler, transformatorer, vern og alle øvrige komponenter. I tillegg ligger historiske AMS-data inne og det finnes data tilbake til 2017. Dette varierer fra sted til sted, ut ifra når målerne ble montert. AMS-måleren måler aktiv og reaktiv effekt og sender dataene med en oppløsning på en time til nettselskapet. Målerne er underlagt strenge krav i «Forskrift om krav til elektrisitetsmålere»[40]. Kravene variere ut fra type måler og ulike kriterier, men den maksimale tillate målefeilen er i verste tilfelle 4,5%.

For å se på den ene avgangen fra nettstasjonen er det gjort noen forenklinger. I samråd med Glitre velges det at lavspentsiden til trafoen har en fast spenning på 240V. Dette gjøres for å begrense de variable faktorene ved simuleringen, og det blir lettere å trekke slutninger rundt hvilke faktorer som påvirker hva. I realiteten vil spenningen i høyspentnettet og spenningsfallet i trafoen variere. Spenningen i høyspentnettet varierer ut ifra reguleringen og den øvrige belastningen. Spenningsfallet i trafoen varierer ut ifra belastningsgraden på trafoen og hvilken spenning som er i høyspentnettet. Den varierende trafospenningen sees bort ifra ved simuleringen i oppgaven, og de tallfestede resultatene gjelder derfor kun for tilfeller med en trafospenning på 240V.

For å forenkle simuleringen tas det forbehold om at den eksisterende transformatoren har tilstrekkelig termisk kapasitet for all eventuell lastøkning. Med termisk kapasitet menes den effekten komponenten kan levere kontinuerlig før den går varm og havarerer. Når det velges å kun se på den ene avgangen regnes det ikke på lastøkning i hele nettstasjonskretsen.

I realiteten er det mulig at det oppstår problemer med overbelastning av nettstasjonen ved en lastøkning i hele kretsen. Den termiske kapasiteten er ikke en begrensende faktor i denne oppgaven, men må vurderes hvis tiltak skal innføres i praksis. Grunnen til at det ikke tas høyde for, er at hensikten er å vurdere tiltakene på en generell basis.

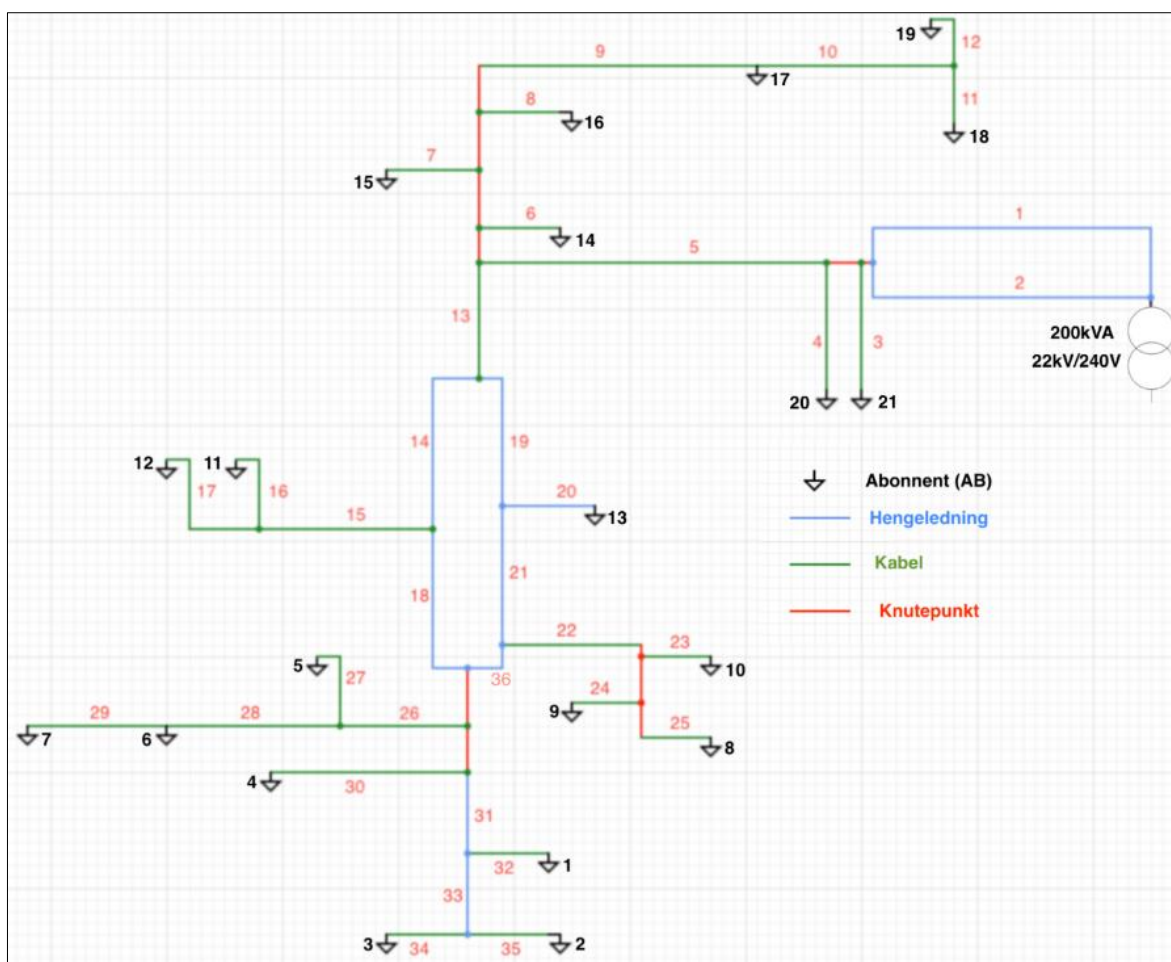
I den aktuelle nettstasjonskretsen er historiske AMS-data tilgjengelig fra 2018. Glitre har vurdert modellen av kretsen i NetBas og det legges til grunn for oppgaven at den er korrekt. Konklusjonen baseres på erfaring og skjønnsmessige vurderinger av hvordan kretsen er i NetBas. Det er ikke foretatt en fysisk besiktigelse av kretsen. Likevel er det viktig å presisere at kretsen i NetBas er en modell av virkeligheten, noe som betyr at den har feilmargin og begrensninger gitt ut fra nøyaktigheten på NetBas.

I oppgaven er alle data som omhandler kretsen og abonnentene anonymisert, på grunn av personvern hensyn. Dette medfører at noe av datagrunnlaget ikke vil være tilgjengelig for allmenheten. Blant annet vil det ikke være mulig å etterprøve hva som står i kommunens plandokumenter. Data som ikke kan etterprøves er kun blitt brukt til å gjøre skjønnsmessige vurderinger i den aktuelle kretsen, derfor anses det at anonymiseringen i liten grad påvirker reliabiliteten til rapporten. Beregningene som er gjort, og metodikken som er brukt kan etterprøves. Slutningene som trekkes bygger i all hovedsak på beregningene, og den originale kretsen som er vedlagt i kapittel 3.2.

I utgangspunktet var det meningen å bruke NetBas for å simulere og analysere datagrunnlaget og de tekniske tiltakene. Det ble brukt en del tid på NetBas i starten av oppgaven, men dette viste seg å være et blindspor. NetBas er ikke utviklet nok til å prosessere AMS-data på en tilstrekkelig måte for bruk i denne oppgaven. Det er mulig å skalere og legge til nye laster/produksjon, men med endringer er det ikke mulig å beregne nye last- og spenningsprofiler basert på AMS-data. I NetBas er det mulig å simulere ulike tilfeller for enkelttidspunkter basert på AMS-data, men det er ikke tilstrekkelig for å beregne energimengde og dimensjonere batterier. En mulighet for å løse utfordringen er å konstruere fiktive brukerprofiler og modellere disse i NetBas uten å bruke AMS-data. Denne løsningen ble valgt bort fordi det prioriteres å benytte AMS-data. Løsningen ble derfor å lage en forenklet modell av kretsen i Excel, og eksportere AMS-data fra NetBas til denne modellen. Denne modellen er konstruert for å se på spenningsnivået i kretsen ved høylast, og den er forklart i detalj i kapittel 3.3.

3.2 Kretsen

I dette underkapitlet er kretsen presentert per januar 2020, og under er lastflyten, spenningsnivået og kortslutningsstrømmene i kretsen beskrevet. Kretsen er et eldre 230V IT-nett, som består av mange forskjellige kabler og EX-linjer med ulike dimensjoner. Kretsen med transformator, linjer, kabler og abonnenter er presentert i Figur 6. Tabell 3 viser type linjer/kabler med tilhørende impedanser og lengder. Tabell 4 viser data for transformatoren. Tabell 3 og Tabell 4 må sees i sammenheng med Figur 6.



Figur 6: Enlinjeskjema av kretsen i NetBas

Tabell 3: Data for kabler/linjer i Figur 6

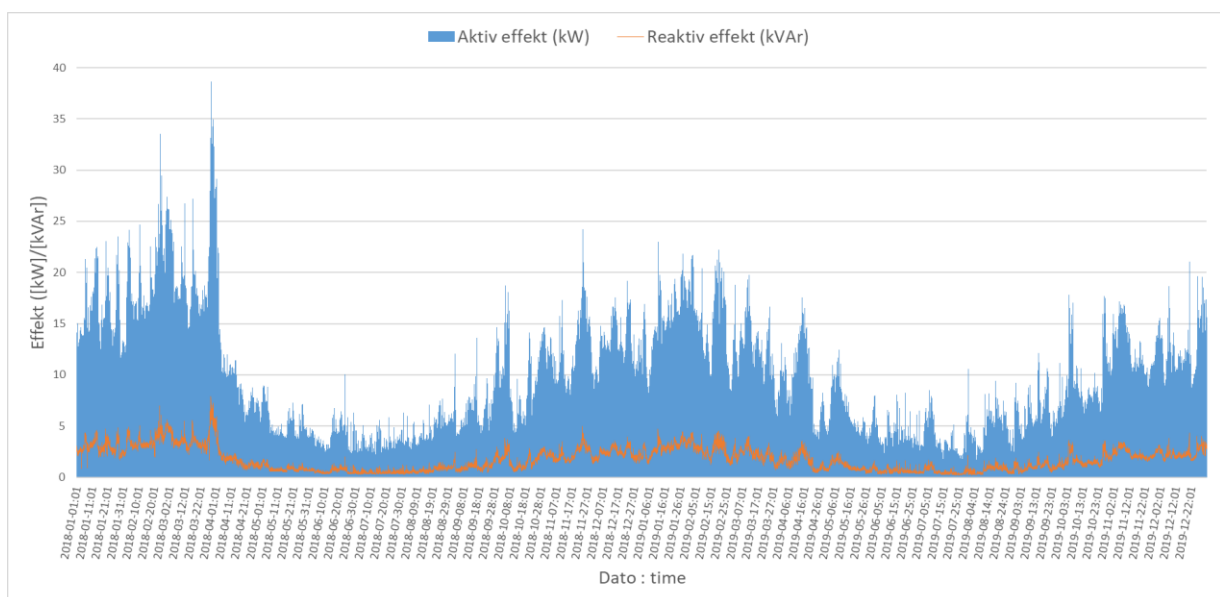
Nr.	Type	Lengde [m]	Impedans (R+jX)[Ω]	Nr.	Type	Lengde [m]	Impedans (R+jX) [Ω]
1	EX 1x3x95	58	0,0186+j0,0045	19	EX 1x3x95	283	0,0906+j0,0218
2	EX 1x3x50	58	0,0372+j0,0046	20	EX 1x3x25	18	0,0216+j0,0015
3	TFXP 1x4x50 AL	74	0,0474+j0,0058	21	EX 1x3x95	235	0,0752+j0,0181
4	TFXP 1x4x25 AL	46	0,0552+j0,0038	22	TFXP 1x4x95 AL	82	0,0262+j0,0062
5	PFSP 1x3x150 AL	172	0,0354+j0,0124	23	TFXP 1x4x25 AL	68	0,0816+j0,0056
6	PFSP 1x3x25 AL	38	0,0456+j0,0031	24	TFXP 1x4x25 AL	43	0,0516+j0,0035
7	PFSP 1x3x25 AL	28	0,0333+j0,0023	25	TFXP 1x4x25 AL	31	0,0372+j0,0025
8	TFXP 1x4x50 AL	49	0,0314+j0,0039	26	TFSP 1x3x95 AL	300	0,0960+j0,0228
9	PFSP 1x3x25 AL	72	0,0865+j0,0059	27	PFSP 1x3x25 AL	13	0,0156+j0,0011
10	PFSP 1x3x25 AL	68	0,0816+j0,0056	28	PFSP 1x3x25 AL	38	0,0456+j0,0031
11	PFSP 1x3x25 AL	9	0,0108+j0,0007	29	PFSP 1x3x25 AL	78	0,0936+j0,0064
12	TFXP 1x4x25 AL	13	0,0156+j0,0011	30	PFSP 1x3x25 AL	140	0,1680+j0,0115
13	PFSP 1x3x150 AL	95	0,0196+j0,0068	31	EX 1x3x95	60	0,0192+j0,0046
14	EX 1x3x95	95	0,0304+j0,0073	32	TFXP 1x4x50 AL	39	0,0250+j0,0031
15	TFXP 1x4x50 AL	141	0,0904+j0,0111	33	EX 1x3x25	229	0,2748+j0,0190
16	TFXP 1x4x50 AL	39	0,0468+j0,0032	34	PFSP 1x3x25 AL	65	0,0780+j0,0053
17	TFXP 1x4x25 AL	27	0,0324+j0,0022	35	PFSP 1x3x10 CU	138	0,2525+j0,0121
18	EX 1x3x95	536	0,1715+j0,0413	36	EX 1x3x95	113	0,0362+j0,0087

Tabell 4: Data for transformatoren i Figur 6

Ytelse	200kVA - 22/0,24kV	Inputdata:		Utdata:	
P ₀	640W	Kortslutningsytelse	34,622MVA	I _{kmaks}	9,519kA
P _k	2795W	Cos(phi)	0,468	I _{kmin}	7,536kA
I _{maks} HS side	5,25A	Ref. spenning	22kV	Spenning (låst)	240V
I _{maks} LS side	481A	Spenning (låst)	21,852kV		
Regulering	+/-2x2,5%				
E _r	1,40 %				
E _k	4,51 %				

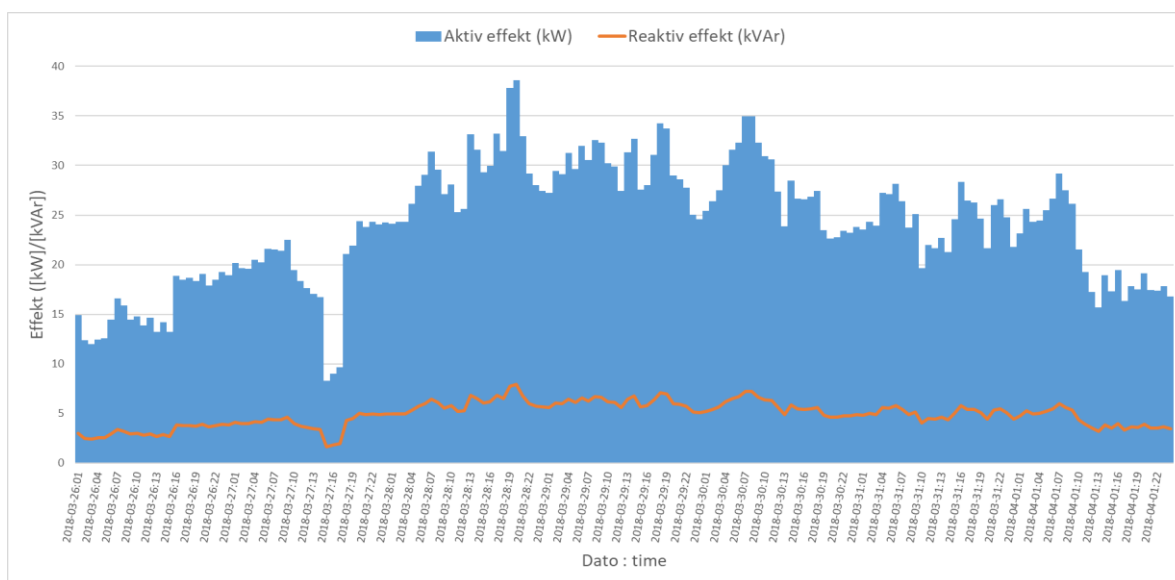
3.2.1 Lastflyt

På grunn av at maksimaleffekten i kretsen er dimensjonerende, velges det å ta utgangspunkt i tidsperioden med høyest effektforbruk. For å finne denne perioden er effektflyten fra transformatoren inn i den valgte avgangen undersøkt, ved hjelp av lastkurver beregnet fra AMS-data, i tidsrommet 2018-2019. Figur 7 viser effektflyten fra transformatoren inn i den valgte avgangen. Ut fra grafen vises det et høyere forbruk om vinteren enn om sommeren. Generelt er effektforbruket høyere i ferier, høytider og helger, noe som gjenspeiler at lasten i kretsen består av hytter.



Figur 7: Effektflyt inn i valgt avgang, 2018-2019

I tidsrommet som er undersøkt er det høyest last i tidsperioden 26. mars til 1. april 2018, dette sammenfaller med påsken. Det er også kontrollert hvilket tidspunkt det er lavest spenning i kretsen, dette sammenfaller med tidsperioden med høyest last. Derfor velges denne tidsperioden som utgangspunkt for analysen av tiltakene i denne rapporten. For å beregne energimengden til lastflyttingstiltakene er det valgt en tidsperiode fremfor ett tidspunkt. En tidsperiode er nødvendig for å dimensjonere og simulere et eventuelt energilagringssystem med opplading og utlading. Den valgte tidsperioden er presentert i Figur 8, her kan man se at effekten varierer mellom 38,5 og 8,3 kW.



Figur 8: Effektflyt inn i valgt avgang, 26/03-01/04, 2018

3.2.2 Spenning

For å finne den laveste spenningen i kretsen undersøkes den valgte tidsperioden, vist i Figur 8. Dette gjøres ved at trafoen låses til 240.0V. Deretter hentes AMS-data for tidsperioden gjennom fanen «Timesanalyse» med funksjonen «Simuler intervall». Med denne funksjonen henter NetBas inn alle timesverdiene med AMS-data, for alle abonnentene i kretsen for den valgte tidsperioden.

Onsdag 28/03, 2018 time 20 var kretsen maksimalt belastet, men dette er ikke tidspunktet med den laveste spenningen i kretsen. Den laveste spenningen i kretsen avhenger av både effekten levert fra trafoen og effekten hver individuelle abonnent trekker. Det laveste spenningsnivået i perioden er derfor hos abonnent 2, 29/03, 2018 time 19. Spenningen hos alle abonnentene for denne timen er vist i Tabell 5.

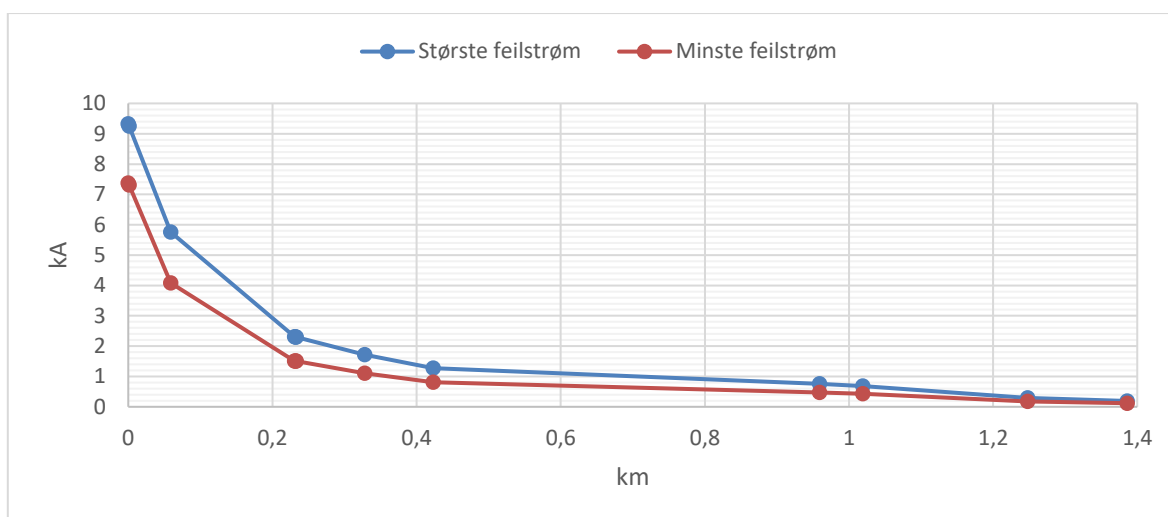
Tabell 5 viser at de syv ytterste abonnentene har lavest spenning, likevel varierer spenningen blant disse syv med 9,3V. Abonentene 8-21 har spenning over 221 V, og det anses derfor som tilstrekkelig å modellere de syv ytterste abonnentene i kretsen for å kontrollere spenningsnivået. I tillegg har abonnent 2 en 10 kvadrats inntakskabel i kobber, på 138m, med høy impedans. Denne kableen har ca. 1.7 ganger så stor spesifikk impedans (per meter) som naboen, abonnent 3. Med spenninger ned mot 211 V er det ikke langt igjen til FOL-kravet på 207 V, kapittel 2.1.1. Hvis kretsen får flere abonnenter, eller hvis de eksisterende abonnentene trekker mer effekt, kan enkelte abonnenter få for lav spenning med hensyn på FOL.

Tabell 5: Spenningsnivå hos abonnentene, 29. mars (time 19), 2018 (trafospenning 240,9V)

Abbonent	Spenning [V]	Abbonent	Spenning [V]	Abbonent	Spenning [V]
1	220,4	8	222,3	15	234,2
2	211,5	9	222,0	16	234,1
3	215,7	10	221,4	17	233,5
4	220,8	11	227,5	18	233,0
5	219,5	12	227,9	19	233,0
6	218,7	13	226,9	20	238,7
7	217,8	14	233,9	21	238,8

3.2.3 Kortslutningsstrømmer

Figur 4.4 viser største (I_{k3_maks}) og minste (I_{k2_min}) kortslutningsstrøm i den valgte avgangen, fra transformatoren til abonnent 2. En tommelfingerregel Glitre bruker er at kretsen skal ha I_{k2_min} over 0,5kA, ved prosjektering. Ca. en km ut i kretsen er I_{k2_min} under 0,5kA, og hos abonnent 2 er den 0,118kA. De lave kortslutningsstrømmene vil trolig føre til at vern ikke plukker opp eventuelle feil, og dette kan potensielt gjøre stor skade på anlegget. Hvis anlegget ikke er tilstrekkelig vernet må det gjøres utbedringer, eller eventuelle forsterkninger i nettet. Dette burde undersøkes nærmere, men det er ikke gjort i oppgaven fordi det faller utenfor begrensingen.



Figur 9: Kortslutningsytelse beregnet fra trafo til AB2

3.3 Modell i Excel

For å simulere kretsen med ulike lasttilfeller er det laget en forenklet modell i Excel. Som forklart tidligere er denne løsningen valgt, fordi NetBas ikke har tilstrekkelige funksjoner for håndtering av AMS-data. Excelmodellen er konstruert for å se på spenningen hos de sju ytterste abonnentene på avgangen. Excelfilene som inneholder modellen, med beregninger, er vedlagt. Excelmodellen tar utgangspunkt i kretsen slik den er i NetBas. Kretsen er forenklet slik at beregningene er enklere å gjennomføre. Effektflyten i kretsen basert på AMS-data, eksporteres fra NetBas som excelfiler for den valgte tidsperioden. Effektflyten legges inn i excelmodellen, og ved simulering av de ulike lasttilfellene er effektflyten modifisert.

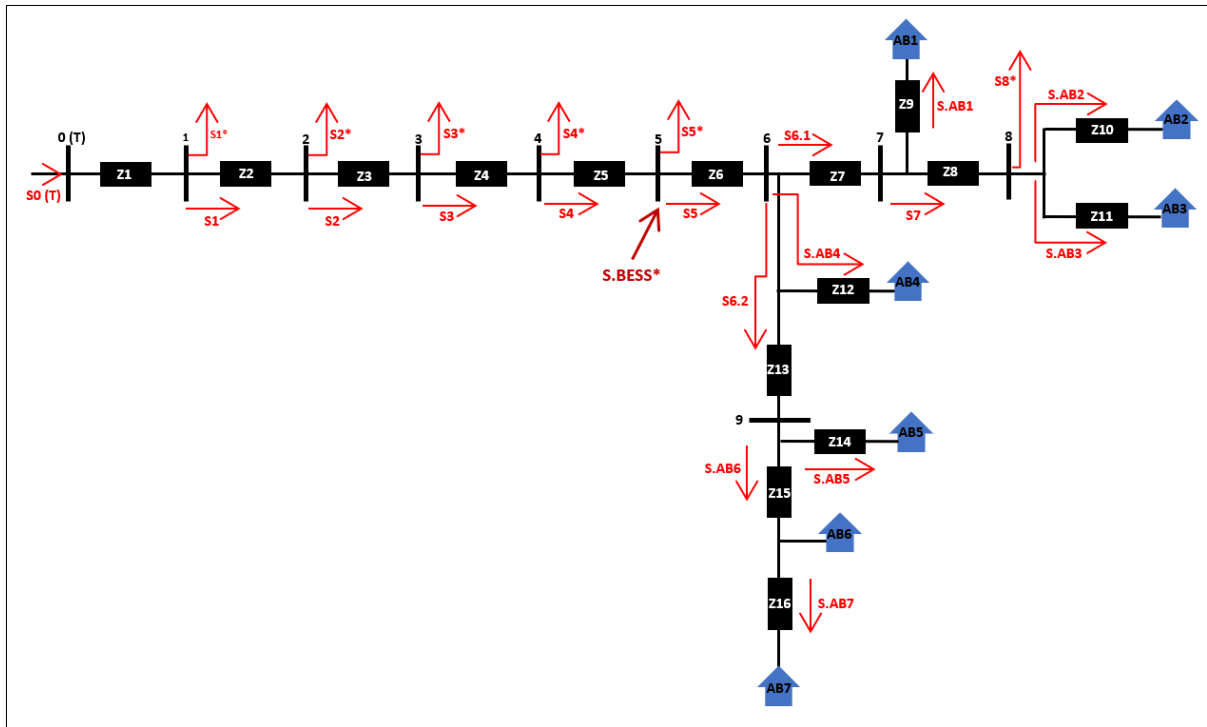
Detaljene rundt metoden blir forklart i de etterfølgende underkapitlene.

3.3.1 Forenkling av nettskjema

Enlinjeskjema for avgangen er vist i Figur 6. Avgangen har totalt 21 abonnenter, og har parallelle linjer noen steder. For å forenkle simuleringen av kretsen, er parallelle linjer slått sammen til samlede impedanser. Abonnenter tidlig på avgangen, som det ikke beregnes spenningsnivå for, er slått sammen og regnes som samlede laster. Den forenklede excelmodellen av kretsen er vist i Figur 10, og tilhørende impedanseverdier er vist i Tabell 7. Tabell 6 viser sammenhengen mellom enlinjeskjema vist i Figur 6, og den forenklede excelmodellen. Parallelle linjer er i forenklingen slått sammen til samlede impedanser, og abonnentene AB8 – AB21 er slått sammen til samlede laster. Glitre gjennomførte en delvis forenkling av nettskjema i NetBas, slik at effekter som tilsvarer effektene fra modellen i Figur 10, kan eksporteres fra NetBas.

Tabell 6: Sammenheng mellom excelmodellen og enlinjeskjema (Figur 6)

excel-modell	Referert til Figur 6	excel-modell	Referert til Figur 6
Z1	Linje 1 og 2 i parallell	Z12	Linje 30
Z2	Linje 5	Z13	Linje 26
Z3	Linje 13 + (linje 14 i parallell med 95m av linje 19)	Z14	Linje 27
Z4	188m av linje 18 og 19 i parallell	Z15	Linje 28
Z5	Linje 21 i parallell med 235m av linje 18	Z16	Linje 29
Z6	Linje 36 i parallell med 113m av linje 18	S1*	Effekt AB20 og AB21 + tap i linje 3 og 4
Z7	Linje 31	S2*	Effekt AB14 - AB19 + tap i linjer 6-12
Z8	Linje 33	S3*	Effekt AB11 og AB12 + tap i linjer 15-17
Z9	Linje 32	S4*	Effekt AB13 + tap i linje20
Z10	Linje 35	S5*	Effekt AB8 - AB10 + tap i linjer 22-25
Z11	Linje 34	S8*	Effekt fra fiktive abonnenter
		S.BESS*	Effekt fra BESS i nettet



Figur 10: Enlinjeskjema for excelmodellen, med impedanser (Z), abonnenter (AB) og effektlyt (S)

Tabell 7: Impedanseverdier for excelmodell, Figur 10

Z1		Z2		Z3		Z4	
R1	X1	R2	X2	R3	X3	R4	X4
0,0124	0,0025	0,0354	0,0124	0,0348	0,0105	0,0301	0,0073
Z5		Z6		Z7		Z8	
R5	X5	R6	X6	R7	X7	R8	X8
0,0376	0,0091	0,0181	0,0044	0,0192	0,0046	0,2748	0,0190
Z9		Z10		Z11		Z12	
R9	X9	R10	X10	R11	X11	R12	X12
0,0250	0,0031	0,2525	0,0121	0,0780	0,0053	0,1680	0,0115
Z13		Z14		Z15		Z16	
R13	X13	R14	X14	R15	X15	R16	X16
0,0960	0,0228	0,0156	0,0011	0,0456	0,0031	0,0936	0,0064

3.3.2 Effektflyt basert på AMS-data

Effektflyten basert på AMS-data eksporteres fra den delvis forenklede kretsen som Glitre har laget i NetBas. Dette gjøres ved at AMS-dataene hentes inn i NetBas for det valgte tidsrommet, 26/03-01/04 -2018. Deretter beregner NetBas lastflyten i hele kretsen, og effekten i alle knutepunkter. Aktiv og reaktiv effekt for den forenklede kretsen eksporteres og legges inn i excelmodellen. Effektflyten i modellen er markert med røde piler og vises i Figur 10. Oppløsningen på AMS-dataene er på en time, noe som betyr at det legges inn 168 timesverdier per aktiv og reaktiv effekt. Dette gjøres for de 21 effektene som må til for å regne spenningene i kretsen. Totalt blir 7056 timesverdier data eksportert fra NetBas. Den store datamengden er en av grunnene til at modellen ble laget i Excel, som er et godt verktøy for håndtering av mange verdier. De opprinnelige dataene eksporteres fra NetBas, og modifiseres ved simulering av de ulike lasttilfellene. I flere tilfeller er det gjort forenklinger, og dette forklares nærmere i kapittel 3.4.

3.3.3 Beregning av spenning

Spenningene beregnet i modellen baserer seg på spenningsfallformelen og den aktuelle effektflyten i kretsen. Spenningsfallformelen er beskrevet i kapittel 2.4. Spenningen på trafoen låses til 240V, og spenningsfallet i linjen ut fra trafoen regnes ut. På grunn av at aktiv og reaktiv effekt er målt er spenningsfallformelen vist i formel 2.

$$|\Delta V| = \frac{1}{V} * (\sqrt{(P_{AMS} * R + Q_{AMS} * X)^2 + j(P_{AMS} * X - Q_{AMS} * R)^2}) \quad (2)$$

$$V_1 = V_{Trafo(0)} - |\Delta V_{0-1}| \quad (3)$$

Spenningsfallet er regnet med vinkler, og deretter er absoluttverdien brukt for å regne spenningen i den neste noden, formel 3. Beregningen gjentas for å finne spenningen i de øvrige nodene i modellen. Med andre ord er spenningen ytterst i kretsen en sum av absoluttverdien til spenningsfallene fra trafoen. Beregningen med sum av absoluttverdiene fører til en noe høyere usikkerhet, sammenlignet med å regne med vinkler underveis. Den brukte beregningsmetoden ansees likevel som tilstrekkelig for å vurdere spenningen hos abonnentene. Samme beregninger benyttes for å regne spenningen i de ulike punktene for alle tidspunkter som er lagt inn i modellen.

3.3.4 Verifisering av modellen

For å verifisere excelmodellen er de beregnede spenningene fra modellen i Excel, sammenlignet med de beregnede spenningene fra den opprinnelige modellen i NetBas. Trafospenningen i NetBas varierer ut ifra effektflyten, så for å sammenligne beregningene, må trafospenningen i excelmodellen settes lik trafospenningen i NetBas. Etter at trafospenningen er justert, beregnes spenningsnivåene hos abonnentene 1-7. Dette er gjort for timen med lavest spenning, lavest last, høyest last, samt to vilkårlige timer. Trafospenningen må justeres for hver av disse enkelttimene. Deretter sammenlignes beregningene fra Excel, med beregningene fra NetBas. Denne sammenligningen er vist i Tabell 8, hvor 20 av tilfellene gir samsvarende verdier, og er markert i grønt, 14 tilfeller gir 0,1V avvik, og er markert i gult, og ett tilfelle gir 0,2V avvik og er markert oransje. Dette viser at Excel-modellen samsvarer godt med NetBas, før det er gjort endringer på effektflyten.

Tabell 8: Sammenligning av spenningsnivå i excelmodell opp mot NetBas

Spenning hos abonnent	29.03.18 (19) (min spenning)		27.03.18 (15) (min last)		29.03.18 (17) (max last)		26.03.18 (1)		01.04.18 (10)	
	NetBas	Modell	NetBas	Modell	NetBas	Modell	NetBas	Modell	NetBas	Modell
AB1 [V]	220,4	220,4	238,6	238,6	222,5	222,6	235,4	235,5	229,4	229,3
AB2 [V]	211,5	211,4	237,3	237,1	214,9	214,8	234,7	234,7	222,2	222,1
AB3 [V]	215,7	215,7	237,5	237,4	218,4	218,4	234,7	234,7	225,4	225,3
AB4 [V]	220,8	220,8	238,2	238,2	222,5	222,6	235,0	235,0	229,0	229,0
AB5 [V]	219,5	219,5	238,3	238,3	220,9	220,9	234,2	234,2	228,5	228,4
AB6 [V]	218,7	218,7	238,2	238,2	219,8	219,9	233,8	233,9	228,0	228,0
AB7 [V]	217,8	217,8	238,0	238,0	218,7	218,8	233,0	233,0	227,2	227,1

3.4 Lastilordning

Med grunnlag fra prognosene i kapittel 2.6 konstrueres det ulike former for lastilordning, for å representere den fremtidige lastsituasjonen i kretsen. I utgangspunktet ble det laget tre ulike scenarioer med hver sin lastkombinasjon. Svakheten med de tre scenarioene er at de kun gir innblikk i et fåtall spesifikke tilfeller. På grunn av svakheten velges det istedenfor en tilnærming med gradvis/trinnvis økning av tilleggslastene. Med gradvis/trinnvis øking vil det fremgå hvordan, og i hvilken grad, de individuelle lastene påvirker kretsen. Dette gjør også at det dekkes et bredt spekter av mulige lasttilfeller, i motsetning til et fåtall scenarioer. I tillegg er det mulig å kombinere lastene i ettertid, for å lage spesifikke scenarioer.

Lasttilordningen er utarbeidet med en tidshorison på 10 år, 2020-2030. Bakgrunnen for å velge en tidshorison på 10 år er at dette sammenfaller med tidsperioden for anleggsbidrag, se kapittel 2.1.2. I tillegg er det stor usikkerhet rundt hvordan utviklingen vil bli, og det er derfor lite hensiktsmessig å se på en lengre tidsperiode. Lasttilordningen danner bakteppe for å vurdere, dimensjonere og analysere de tekniske tiltakene. I underkapitlene er de ulike lastene og hvordan de er implementert i excelmodellen beskrevet.

3.4.1 Skalering

Utviklingen av årlig strømforbruk i hytter og fritidshus er økende, se kapittel 2.7.3. For å dekke et bredt spekter av mulige lasttilfeller, er det gjort en trinnvis skalering av effektflyten i kretsen. Ved simulering forutsettes det at skaleringen ikke blir begrenset av den fysiske inntakssikringen hos abonnenten. Skaleringen modelleres for hver femte prosent opp til 40% lastøkning. Dette gjør at det er mulig å se på følsomheten til kretsen, og bestemme når spenningen i kretsen blir for lav.

Den øvre grensen er satt basert på at trendlinjen presentert i Figur 5 har en økning på 27% fra 2020-2030. I tillegg er det tatt høyde for prognosene laget i kraftsystemutredningene, presentert i kapittel 2.10, som varierer fra ca. 10-23 % økning i effektuttak. Det tas høyde for usikkerhet rundt den prosentvise økningen, og derfor sees det i oppgaven på spennet fra 0-40% lastøkning. Økningen er implementert i excelmodellen ved at den ordinære effektflyten, basert på AMS-data, er skalert opp med den gjeldende prosenten. Med andre ord er all effektflyt multiplisert med for eksempel 1,05 når lastøkningen er 5%.

3.4.2 Elbillader

En stadig mer aktuell last er elbilladere og disse trekker gjerne mye effekt, opptil 7,4 kW i 230V IT-nett. I kapittel 2.10.1 er utviklingen av elbiler i den norske bilparken presentert. Basert på utviklingen er det naturlig å anta at flere vil ha elbillader på hytta i fremtiden. Med bakgrunn i dette, simuleres det to ulike tilfeller av ladere i denne kretsen.

Ved å studere flyfoto over det gjeldende området er det gjort en vurdering av hvilke abonnenter som har bilvei frem til hytta. Det er ingen hytter i dette området med bilvei helt frem, men det er to litt større parkeringsplasser med stier frem til hyttene.

Ved begge parkeringsplassene er det en hytte i umiddelbar nærhet, her er det mulig å installere elbilladere. For å se på hvordan elbilladere påvirker kretsen modelleres det en elbillader i hvert av de mulige punktene. Dette samsvarer med en elbillader i node 2 og en i node 5, i excelmodellen. De vil bli trinnvis fremstilt med tilfellene: en lader i N2, en lader i N5 og en lader i N2 og N5.

I realiteten vurderes sannsynligheten for at akkurat disse to hyttene installerer elbillader som lav. Denne vurderingen bygger på at det kun er to aktuelle hytter, i et hytteområde preget av et dårlig utbygd veinett som kan montere lader. Grunnen til at det likevel velges å legge til slike laster er å belyse utfordringene elbilladere skaper. Dette er et viktig område å belyse siden utviklingen går mot en stadig større elbilpark. Nettselskapene har i tillegg leveringsplikt og har ikke mulighet til å nekte noen å installere slike ladere.

Måten de to elbilladere er implementert i excelmodellen, er at de er lagt til som et fastledd som konstant er på i hele tidsperioden. Dette er for å sikre at den påvirker tilfellene hvor spenningen er lavest i kretsen, for å få frem det verst tenkelige tilfellet. Laderen er modellert slik at den trekker 3,7kW (aktiv effekt). Dette baserer seg på at abonnenten har installert en fast lader på 16A, som er en utbredt elbillader, se kapittel 2.7.2. Det er ikke gått nærmere inn på å modellere elbilladere med reaktiv effekt, fordi det ansees som tilstrekkelig å bruke aktiv effekt i forhold til å vurdere spenningen i kretsen. Det blir heller ikke sett på annen påvirkning fra laderne, som for eksempel harmonisk forvrengning.

Tilleggslasten fører til et økt spenningsfall i det overliggende nettet, og det er korrigert for dette ved hjelp av korreksjonsfaktorer. Dette er gjort ved at den opprinnelige effektflyten blir lagt til et ekstra ledd, som er produktet av fastleddet (3,7kW) og korreksjonsfaktoren for den gjeldende plasseringen i nettet. Denne korreksjonsfaktoren er regnet ut fra det gjennomsnittlige prosentvise effekttapet i nettet for den valgte tidsperioden. Faktorene er vist i Tabell 9, og kolonnen til høyre viser hvor effektfaktoren skal benyttes. Dette betyr at for en elbillader i N2 justeres effekten S1 og S0. For en elbillader i N5 justeres effektene S0-S4.

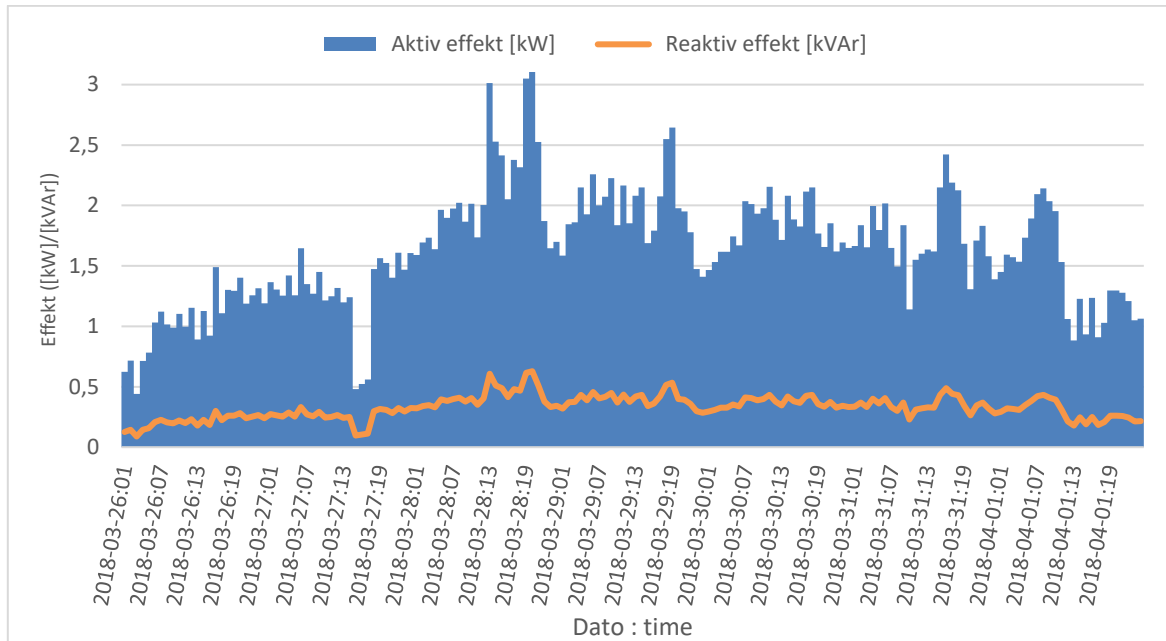
Tabell 9: Korreksjonsfaktor for tap ved effektjustering i N2 og N5

	Aktivt effekttap			Aktuell effekt
	per linje [%]	K-faktor N2	K-faktor N5	
$\Delta P.0-1$	0,54	1,0195	1,0491	S0
$\Delta P.1-2$	1,40	1,0140	1,0435	S1
$\Delta P.2-3$	1,12	-----	1,0291	S2
$\Delta P.3-4$	0,80	-----	1,0177	S3
$\Delta P.4-5$	0,96	-----	1,0096	S4

Grunnen til at korreksjonsfaktoren er brukt istedenfor å regne tapet i linjer/kabler, er at dette ikke fungerer i excelmodellen. Formelen avhenger av spenningen eller strømmen i punktet, og denne blir regnet ut fra effektflyten som nå justeres. Begge blir dermed avhengig av hverandre, og for å løse utfordringen må det benyttes en form for iterasjon. Dette er valgt bort fordi det er vanskelig å gjøre iterasjon automatisk i Excel. Siden k-faktoren regnes ut fra et gjennomsnitt, og tapet i linjen/kabelen avhenger av effekten, bidrar dette til litt større usikkerhet i sluttresultatet. Det regnes likevel med at spenningen i liten grad påvirkes hos abonnentene.

3.4.3 Nye abonnenter

En aktuell last er tilknytning av nye abonnenter i nettet. Ifølge arealplanen til kommunen for det gjeldende området er det ikke planlagt noen utbygginger. Det er derimot to eksisterende hytter som ikke er koblet til nettet. Ved å sammenligne arealplanen med kart i NetBas, vurderes det at hyttene ligger henholdsvis 100m og 90m fra aktuelt tilknytningspunkt i kretsen. For å modellere de to nye abonnentene er det konstruert en fiktiv lastprofil, som inkluderer aktiv og reaktiv effekt, for timene i den valgte tidsperioden. Lastprofilen er gjennomsnittprofilen av fem andre abonnenter i kretsen, inkludert tap i stikkabelen til abonnenten. Gjennomsnittslengden på stikkabelen til disse fem abonnentene er 85m, dette samsvarer godt med avstanden til de to nye hyttene. Lastprofilen for en ny abonnent er vist i Figur 11, denne effektflyten inkluderer tapet i stikkabelen til abonnenten. Forbruket til de nye abonnentene skaleres med den samme prosentvise økningen som de andre abonnentene i kretsen.



Figur 11: Konstruert lastprofil for en ny AB

I excelmodellen simuleres begge de nye abonnentene i det nærmeste tilknytningspunktet, som er node 8 for begge. Effekten som tilsvarer denne lasten er S8*, og vises i enlinjeskjema for excelmodellen i Figur 10. Abonentene legges til trinnvis, som én ny abonnent og to nye abonnenter. Lasten implementeres i excelmodellen ved at den nye aktive og reaktive effekten, for den gjeldende timen, blir lagt til i den gjeldende noden og det overliggende nettet. Det er lagt til et ekstra ledd for effektene S0-S5,S6.1 og S7, for alle timene i perioden. I tillegg fører den økte effekten til økt spenningsfall, som er tatt høyde for ved hjelp av korreksjonsfaktorer. Disse er regnet ut fra det gjennomsnittlige prosentvise tapet i nettet, med samme metode som tidligere.

Korreksjonsfaktorene for tap i det overliggende nettet ved lasttillegg for nye abonnenter er vist i Tabell 10. Faktorene er brukt ved at den opprinnelige effektflyten blir lagt til et ekstra ledd, som er produktet av gjeldende effekt for den nytilknyttede abonnenten, og korreksjonsfaktoren for den gjeldende plasseringen i nettet. Kolonnen til høyre i Tabell 10 viser hvilken effekt k-faktoren gjelder for.

Tabell 10: Korreksjonsfaktorer for tap ved effektjustering i N8

Aktivt effekttap			Reaktivt effekttap			Aktuell effekt
	per linje [%]	K-faktor N8		per linje [%]	K-faktor N8	
$\Delta P.0-1$	0,54	1,0709	$\Delta Q.0-1$	0,53	1,0826	S0
$\Delta P.1-2$	1,40	1,0652	$\Delta Q.1-2$	2,53	1,0769	S1
$\Delta P.2-3$	1,12	1,0505	$\Delta Q.2-3$	1,65	1,0504	S2
$\Delta P.3-4$	0,80	1,0388	$\Delta Q.3-4$	0,95	1,0333	S3
$\Delta P.4-5$	0,96	1,0306	$\Delta Q.4-5$	1,15	1,0236	S4
$\Delta P.5-6$	0,36	1,0208	$\Delta Q.5-6$	0,44	1,0119	S5
$\Delta P.6-7$	0,18	1,0171	$\Delta Q.6-7$	0,22	1,0075	S6.1
$\Delta P.7-8$	1,53	1,0153	$\Delta Q.7-8$	0,53	1,0053	S7

Det er ikke beregnet spenning hos de nytilknyttede abonnentene, fordi det er tilstrekkelig å undersøke spenningen hos AB2. Denne abonnenten har en eldre kobberkabel med lite tverrsnitt, og de nytilknyttede abonnentene har nyere kabler med større tverrsnitt. AB2 har derfor et høyere spenningsfall, og i den valgte tidsperioden vil AB2 ha lavere spenning enn de nye abonnentene. Det ansees derfor som tilstrekkelig å se på spenningen hos AB2, for å vurdere den laveste spenningen i kretsen.

3.5 Valg av tiltak

Noen av de vanligste måtene å løse utfordringer med lavt spenningsnivå på er å: øke effekt faktoren ved å sette inn kondensatorbatterier, sette inn en spenningsregulator/spenningsbooster, forstørre tverrsnittet på linjer/kabel, trinne opp transformatoren i nettstasjonen eller å øke ytelsen på transformatoren (erstatte den) [41]. Med bakgrunn i dette fokuserer oppgaven på å finne andre løsninger enn de overnevnte.

Det er valgt tre tiltak med lastflytting. Disse er batterienergilagringsystem i nettet, lastflytting hos abonnenter, og begrenset inntakssikring for nytilknytninger. BESS i nettet er sett på fordi nettselskapet selv kan innføre tiltaket. Lastflytting hos abonnenter er sett på fordi flere aktører nå tilbyr slike tiltak. Begrenset inntakssikring er sett på for å se om nytilknytninger kan koble seg til uten å utløse utbygging. På grunn av en luftlinje med svært høy impedans, er det også sett på erstatning av denne linjen. Tiltakene med lastflytting kan kombineres med erstatning av linjen, og dette er gjort i simuleringen.

Linjen mellom node 7 og node 8, impedansen Z_8 i Figur 10, har den høyeste impedansen i kretsen, nr.33 Tabell 3. Denne er 229m lang, av typen EX 1x3x25 og forsyner AB2 (lavest spenning i kretsen) og AB3. Det er også andre linjer med høy impedans, men disse er lange og har stort tverrsnitt. Bytte av disse er vurdert som lite hensiktsmessig. Bytte av kabler er ikke vurdert fordi Glitre opplyser at kabelbytte ikke er aktuelt i dette tilfellet, på grunn av graving. Det foreslås derfor å bytte ut denne linjen med typen EX 1x3x95. Tiltaket vil senke impedansen Z_8 , fra $0,2748 + j0,0190$ til $0,0733 + j0,0176$. Lavere impedans gir mindre spenningsfall og mindre tap i linjen. Dette fører til en liten endring i lastflyten og høyere kortslutningsytelse. På grunn av den endrede lastflyten med ny linje, er ny lastflyt eksportert fra NetBas. Dette gjøres på samme måte som tidligere, kapittel 3.2.1, og lastflyten er brukt til simulering av tilfellene med ny linje i Excel.

3.5.1 Batterienergilagringssystem i nettet

Batterienergilagringssystem (BESS) i nettet er vurdert som et tiltak for å heve spenningen. Det er sett på flere former for energilagring, men BESS er valgt, fordi dette er vurdert som en mer moden teknologi enn andre aktuelle energilagringsteknologier. Resultatene fra analysen kan imidlertid anvendes mer generelt, siden kun energi- og effekt-kapasitet er modellert i excelmodellen. Resultatene i analysen vil derfor være gyldig for andre energilagringssystemer, som oppfyller tilsvarende spesifikasjoner.

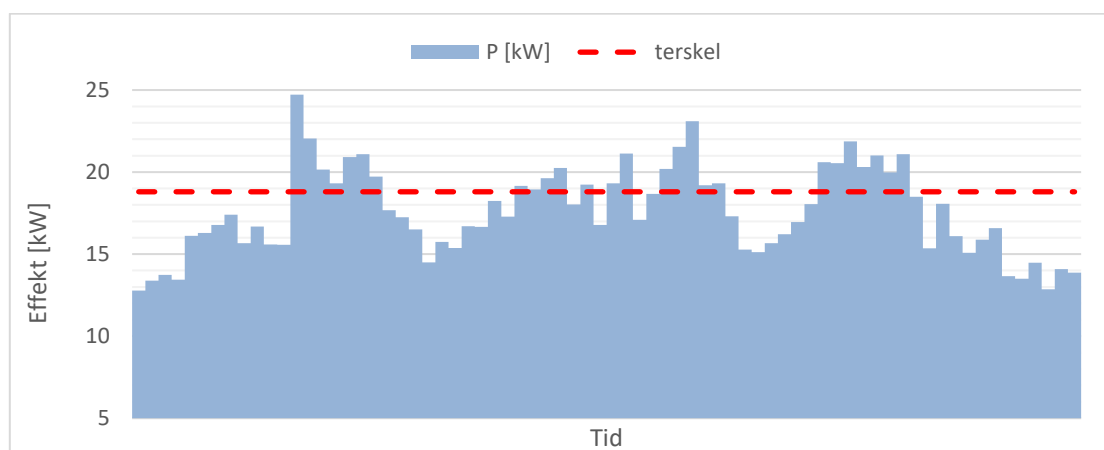
Batterienergilagringssystemet er modellert som en aktiv effekt matet inn i node 5, Figur 10. Denne effekten trekkes fra i det overliggende nettet, og vil føre til redusert tap og spenningsfall ut til dette punktet. Node 5 er valgt som tilkoblingspunkt for energilagringssystemet, siden dette er det ytterste punktet i avgangen som har tilknytning til bilvei. Dette vil gjøre installasjon/vedlikehold av systemet enklere og billigere.

For å modellere BESS i nettet må det beregnes en energimengde. For å gjøre dette settes en spenningsgrense, slik at det kan settes en effektterskel ut ifra spenningsgrensen. For å sette spenningsgrensen vises det til FOL (Kapittel 2.1.1). Forskriften stiller krav til at effektivverdien av spenningen ikke skal være lavere enn 207V, målt i gjennomsnitt over ett minutt. AMS dataene oppgaven baseres på har en oppløsning på en time, og disse timesverdiene representerer gjennomsnittsverdier for de gjeldene timene. Lastvariasjoner innenfor en time kan derfor føre til at spenningen i virkeligheten blir lavere enn vist i analysen.

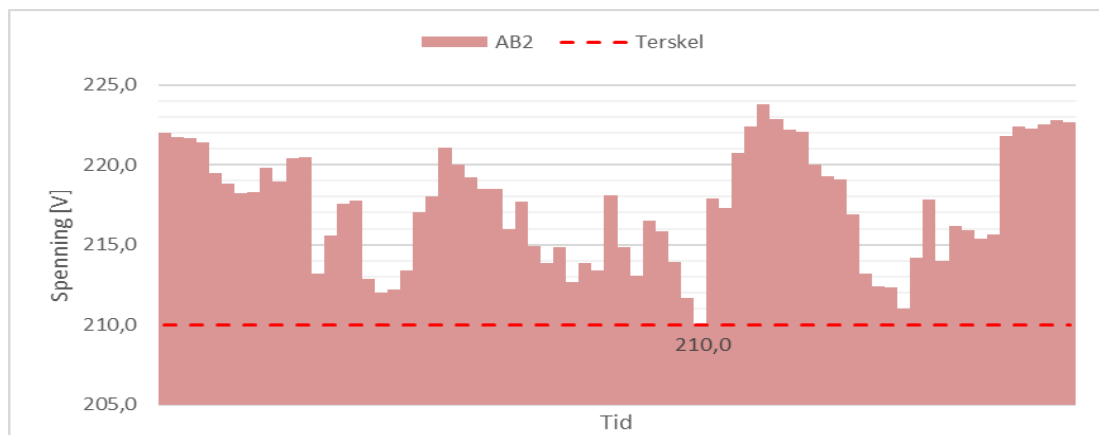
Oppløsningen for spenningsverdier fra analysen er derfor ikke tilstrekkelig for å si med sikkerhet om spenningskvaliteten er innenfor kravet. På grunn av denne usikkerheten settes spenningsgrensen, som er brukt til å definere størrelsen på energilagringssystemet i analysen, til 210V.

Effekten levert fra energilagringssystemet beregnes ifra effekten ut av node 5 (S5+S5*, Figur 10). Effekten levert fra batteriet vises som S.BESS* i Figur 10. Det settes en terskel for hvor mye effekt som kan trekkes fra det overliggende nettet, og effekt som overstiger denne terskelen blir levert fra energilagringssystemet. Effekterskelen må derfor senkes for at spenningsnivået i kretsen skal heves. Lastkurven sett fra det overliggende nettet vil da bli kuttet ved denne effekterskelen som vist i Figur 12. Effekterskelen senkes til det laveste spenningsnivået i kretsen overstiger spenningsterskelen satt til 210V (Figur 13).

Effekterskelen justeres for hver gang lasten endres i kretsen, noe som resulterer i en endret energikapasitet for å holde spenningen på ett tilstrekkelig nivå.



Figur 12: Aktiv effekt ut av N5 [kW], med terskel for dimensjonering av BESS i nettet



Figur 13: Spenningsnivå hos AB2 [V] med BESS i nettet

Nødvendig energikapasitet for energilagringssystemet beregnes ved å summere overskytende effekt for timene over effekt-terskelen. I timer hvor lasten er under effektterskelen, kan ledig kapasitet (opp til terskel) benyttes til opplading av systemet. Oppladingen er brukt til å beregne den samlede nødvendige energikapasiteten. For å forenkle beregningene er det antatt en 100% energi-virkningsgrad for lagringssystemet. Dette gjøres ved å vurdere hvorvidt energilagringssystemet får nok tid til oppladning før neste utladning. Av den grunn beregnes energikapasiteten over flere ladesykluser, helt til energilagringssystemet begynner å lades opp mer enn det lades ut. Derimot er ikke oppladingen tatt med i lastflyten, fordi timen med lavest spenningsnivå i kretsen ikke sammenfaller med timene med opplading.

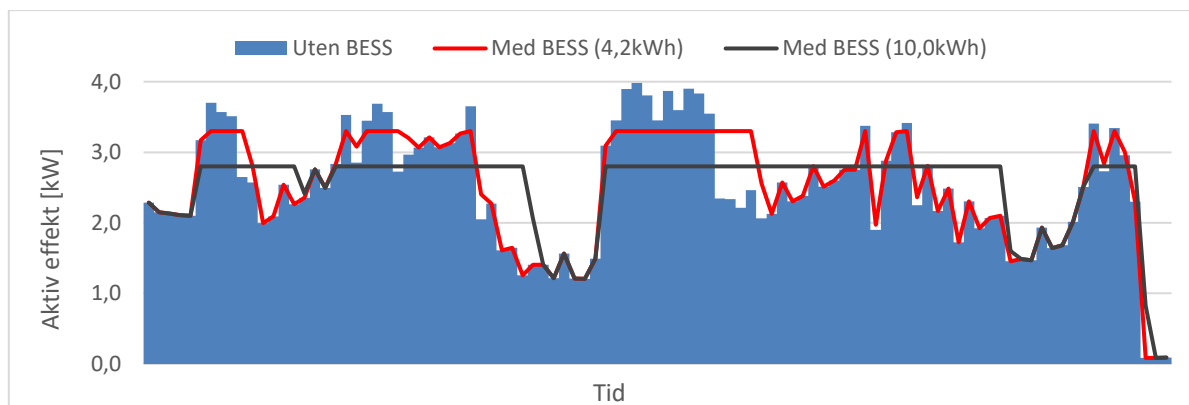
3.5.2 Lastflytting hos abonnenter

Påvirkning fra lastflytting hos abonnenter er analysert, for å vurdere hvordan spenningskvaliteten i nettet blir påvirket. Hvilke virkemidler som brukes for å realisere tiltaket er ikke med i analysen, men presenteres i kapittel 2.6. Lastflytting hos abonnenter kan innebære installasjon av forskjellige former for energilagring, eller implementering av laststyring. Disse tiltakene kan imidlertid ha lignende påvirkning sett fra nettet. I modelleringen av lastflytting hos abonnenter, er energi flyttet fra timer med høy last til timer med lavere last ved hjelp av et batterienergilagringssystem.

Lastflyttingen er modellert som batterilagringssystemer plassert hos AB1, AB2, AB4, og AB7. Fiktive abonnenter er også modellert med batterilagringssystem. Beregninger er gjort for batterikapasitetene 4,2kWh og 10,0kWh per abonnent. Dette er to standardstørrelser for batteripakker levert av Eaton xStorage [42]. Beregningene er gjort stegvis, slik at enkeltbidragene fra lastflyttingen hos hver av abonnentene fremkommer.

For å modellere tiltaket er det benyttet en lignende metode som for BESS i nettet. I motsetning til at energikapasiteten beregnes ifra en effektterskel, beregnes det en effektterskel ut fra en forhåndsdefinert energikapasitet. Effektterskelen justeres for å utnytte energikapasiteten mest mulig. Lastkurven blir da kuttet ved denne effekt-terskelen, og i timer med last under effektterskelen blir tilgjengelig kapasitet (opp til terskel) lagt til som opplading av batterisystemet. Oppladingen legges til for timene etter en utlading, helt til batteriet er fulloppladet. For å forenkle beregningene, er det som tidligere antatt en energivirkningsgrad lik 100%.

Figur 14 viser hvordan lastkurven hos AB2 blir endret med ett batterisystem på 4,2kWh eller 10kWh. Oppladingen legges til i modelleringen av lastflytting hos abonnenter, fordi det er flere lastkurver som justeres. Det må derfor tas hensyn til at last kan bli flyttet til ugunstige tidspunkt, noe som kan påvirke laveste spenningsnivå i kretsen. Med andre ord kan batterier lades opp når spenningen er lav i nettet, fordi abonnentene kun regulerer effektflyten fra batteriet ut fra eget forbruk.



Figur 14: Endring av lastkurven hos AB2 med 4,2kWh & 10kWh BESS

3.5.3 Begrenset inntakssikring for nytilknytninger

En begrenset inntakssikring for nytilknytninger er vurdert, for å undersøke om det er mulig for nye abonnenter å tilkobles uten å utløse utbygging av kretsen. Et slikt tiltak forutsetter svært lavt forbruk hos abonnenten, eller en egen energilagring i tillegg. Med en eventuell energilagring, for eksempel et batteri, kan abonnenten oppnå et mer «normalt» forbruk. Det er analysert hvilken påvirkning slike tilknytninger har på spenningskvaliteten i nettet. Hvorfor abonnenten velger et slikt tiltak, og hvordan abonnenten oppnår tilstrekkelig effekt i forhold til ønsket forbruk er ikke vurdert i denne oppgaven.

Det er modellert to nye fiktive abonnenter tilkoblet i node 8, disse ansees som tilleggslaster. Til motsetning fra tidligere hvor de nye abonnentene er simulert med lastflyten vist i Figur 11, simuleres de nye abonnentene med begrensnings som en fast effekt i hele den valgte tidsperioden. Fastleddet er likt som den maksimale effekten abonnenten kan trekke med den begrensede inntakssikringen. Lasten fra disse abonnentene er modellert med fastledd, lik 1,4kW eller 2,8kW per abonnent plassert i node 8. Grunnen til at effektene er satt så lavt er at abonnentene i utgangspunktet har et lavt forbruk. I andre kretser kan det være aktuelt å velge en høyere inntakssikring, som fortsatt er begrenset, ut ifra kretsens styrke.

For å forenkle beregningene ved simulering av tiltaket, er reaktivt effektuttak fra abonnentene med begrenset inntakssikring neglisjert. For å korrigere for økt effekttap i det overliggende nettet, er de samme korreksjonsfaktorene som for ordinære nytilknytninger benyttet. Se kolonnen for aktivt effekttap, Tabell 10.

3.6 Utbygging og spenningsbooster

Som et sammenligningsgrunnlag til de valgte tiltakene med lastflytting, er det sett på to mer utbredte typer nettførsterkninger. Den ene løsningen er utviklet av Glitre og innebærer å sette inn en ny nettstasjon. Den andre løsningen er å sette inn en spenningsbooster i kretsen. Løsningene trinning av trafo og kondensatorbatterier er også vurdert. Trinning av trafo er ikke aktuelt fordi det forutsettes i oppgaven at transformatoren er trinnet optimalt. Det er heller ikke aktuelt å installere kondensatorbatterier, fordi nettspenningen er 230V og det er lite reaktiv effektflyt i kretsen.

3.6.1 Utbygging

Glitre har gjennomført et kostnadsestimat for utbyggingen av kretsen. Det er denne utbyggingen de alternative tiltakene skal utsette. Utbyggingen går ut på å dele opp avgangen, sette opp en ny nettstasjon og gjøre mindre forsterkninger ved behov. Denne utbyggingen forsterker kretsen, og løser utfordringene på lang sikt. Den nye nettstasjonen knyttes til det nærliggende høyspentnettet, og det må bygges en ny trase til stedet hvor den nye nettstasjonen skal stå. Nettstasjonen skal forsyne de 13 ytterste abonnentene på avgangen. Med andre ord deles avgangen opp, og den nye nettstasjonen får sitt eget forsyningsområde. Resterende abonnenter forsynes fra den nåværende nettstasjonen. Kostnadsestimatet for utbyggingen vises, på neste side, i Tabell 11, og den totale kostnaden for løsningen er 1 326 700kr.

Tabell 11: Kostnadsestimat for utbygging av kretsen

Komponent	Pris pr stk./km	Antall stk./km	Kostnad
Frittstående nettstasjon	237 000	1	237 000
200kVA trafo 22kV/240V	61 000	1	61 000
Grøftkostnad Høyspent- Landsbygd	355 000	0,9	319 500
Høyspentkabel	352 000	0,9	316 800
Grøftkostnad lavspent - Landsbygd	309 000	0,1	30 900
Lavspentkabel	205 000	0,3	61 500
Ekstratiltak i lavspentluftnett	50 000	1	50 000
Buffer (fjell i grøft, asfaltering/masseutskifting/tilpasninger)	200 000	1	200 000
prosjektering	50 000	1	50 000
Totalt:	---	---	1 326 700

3.6.2 Spenningsbooster

Spenningsbooster er en vanlig løsning for å heve spenningen på lange radialer med få abonnenter. Ved plassering av en spenningsbooster i en krets vil spenningen mellom fordelingstransformatoren og spenningsboosteren senkes, sammenlignet med når boosterens ikke er plassert i kretsen. På grunn av at spenningsbooster kun er en sammenligningsløsning er det gjort en del forenklinger, og det er ikke tatt hensyn til den senkede spenningen mellom trafo og booster.

Det vurderes som mest hensiktsmessig å plassere en spenningsbooster i node 6. Fordi dette øker spenningen hos de ytterste abonnentene, og det er disse som har lavest spenning innenfor den valgte tidsperioden. Effektflyten i node 6 beregnes for de ulike lasttilfellene, for å finne en spenningsbooster med tilstrekkelig ytelse. Som en forenkling antas det at spenningsnivået hos abonnenter tidligere på avgangen er høyere enn i node 6. Derfor kontrolleres innspenningen på boosterens, for å vurdere om spenningsnivået til abonnentene tidligere på avgangen er innenfor FOL.

Av merkedataene til den valgte spenningsboosterens, er nominell ytelse og reguleringsområdet vurdert som begrensende faktorer. Nominell ytelse er sammenlignet med effektflyten i node 6, for å vurdere i hvilke lasttilfeller boosterens kan levere tilstrekkelig effekt. For å kontrollere om boosterens kan heve spenningen tilstrekkelig, beregnes det hvor mye den laveste innspenningen kan heves. Med den nye utspenningen benyttes spenningsfallformelen, for undersøke ut om spenningsnivået hos de ytterste abonnentene heves tilstrekkelig.

4 Resultat

Ved simulering av de ulike lasttilfellene er det laveste spenningsnivået i kretsen for tidsperioden vist i Tabell 13. Hvilket tilfelle som er simulert forklares av type tilleggslast. Her står det hvilken lasttilordning som er brukt, og hvor den er plassert. For eksempel betyr EV, N2 at det er en elbillast (electric vehicle), plassert i node 2. I tillegg er alle de ulike lastene skalert som beskrevet i kapittel 3.4.1. Resultatene er presentert på denne måten for å vise hvordan de ulike lastene påvirker nettet. Denne fremstillingen gir også et godt innblikk i hvor følsomt nettet er i de ulike tilfellene, og når spenningsnivået går under de ulike grensene. Fremstillingen er fargekodet, og grensene for de ulike spenningsnivåene er vist i Tabell 12. Det er viktig å presisere at spenningsnivåene er målt som gjennomsnitt over en time.

Tabell 12: Fargekoding for spenningsgrenser

> 210 V	210-207 V	< 207 V
---------	-----------	---------

Tabell 13: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Uten tiltak

Lastøkning [%]	Type tilleggslast						
	Ingen	EV, N2	EV, N5	EV, N2&5	1 ny AB, N8	2 nye AB, N8	Alle øvrige
0	210,4	209,5	207,7	206,8	204,3	198,1	194,2
5	208,8	208,0	206,1	205,2	202,4	195,8	191,9
10	207,2	206,4	204,5	203,6	200,4	193,5	189,6
15	205,6	204,8	202,9	202,0	198,5	191,1	187,2
20	204,0	203,2	201,2	200,3	196,5	188,8	184,8
25	202,4	201,5	199,6	198,7	194,5	186,4	182,4
30	200,8	199,9	198,0	197,0	192,5	184,0	179,9
35	199,2	198,3	196,3	195,4	190,5	181,6	177,5
40	197,5	196,6	194,6	193,7	188,5	179,1	175,0

Av resultatene vist i Tabell 13 vises det at spenningsnivået blir under 210V, ved alle tilfeller med tilleggslaster og lastøkning. Dette betyr at kretsen er veldig følsom for lastendring.

Videre i dette kapitlet presenteres resultatene for de ulike tiltakene beskrevet i kapittel 3.5. De er presentert på samme måte med like eller lignende tabeller.

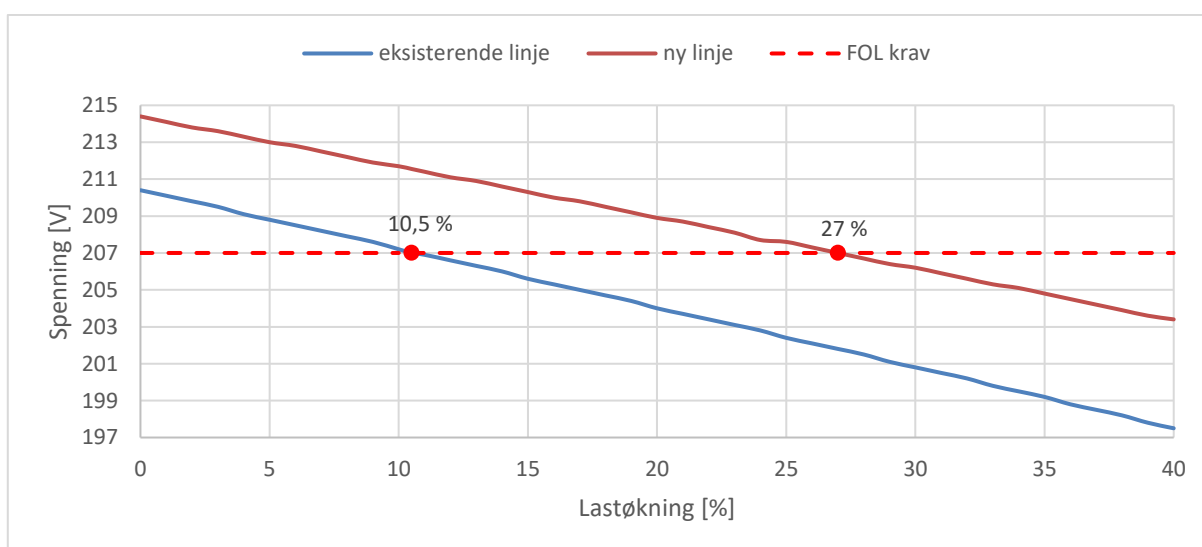
4.1 Erstatning av linje

Ved simulering av tiltaket erstatning av linje, er det laveste spenningsnivået i kretsen vist i Tabell 14. Med bytte av linje er vesentlig flere spenningsnivåer grønne eller gule, sammenlignet med resultatene i Tabell 13. Det laveste spenningsnivået er over 210V i flere av tilfellene med tilleggslaster og lastøkning.

Tabell 14: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med erstatning av linje

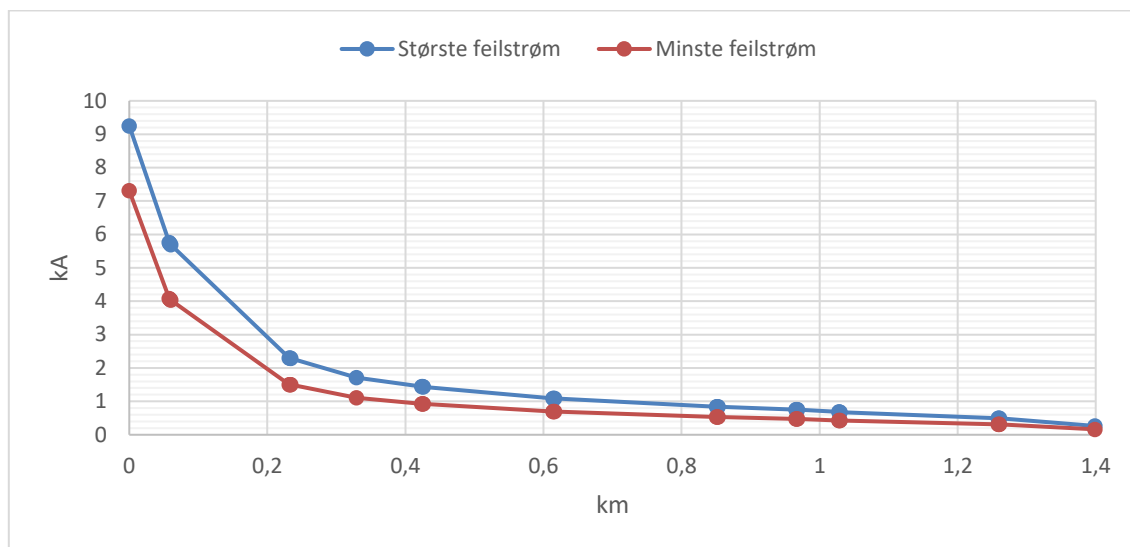
Lastøkning [%]	Type tilleggslast						
	Ingen	EV, N2	EV, N5	EV, N2&5	1 ny AB, N8	2 nye AB, N8	Alle øvrige
0	214,4	213,5	211,7	210,8	210,9	207,3	203,7
5	213,0	212,2	210,3	209,5	209,3	205,6	201,9
10	211,7	210,8	209,0	208,1	207,8	203,8	200,7
15	210,3	209,4	207,6	206,7	206,2	202,0	198,3
20	208,9	208,1	206,2	205,3	204,6	200,3	196,5
25	207,6	206,7	204,8	203,9	203,0	198,5	194,7
30	206,2	205,3	203,4	202,5	201,5	196,6	192,8
35	204,8	203,9	202,0	201,1	199,8	194,8	191,0
40	203,4	202,5	200,6	199,7	198,2	193,0	189,1

For å tydeliggjøre endringen ved bytte av linje, er spenningsnivået for den prosentvise lastøkningen uten tilleggslast, for både eksisterende og ny linje grafisk fremstilt i Tabell 17. I tillegg er FOL-kravet på 207 V lagt inn som den rødstiplede linjen. Erstatning av linje er kombinert med lastflyttingstiltakene.



Figur 15: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], med lastøkning. Med eksisterende og ny linje

Korslutningsytelsen med bytte av linje, beregnet fra transformatoren og til abonnent 2, er vist i Figur 16. Sammenlignet med Figur 9 er minste feilstrøm hos abonnent 2 hevet fra 0,118kA til 0,163kA, og største feilstrøm hevet fra 0,192kA til 0,264kA.



Figur 16: Korslutningsytelse med bytte av linje, beregnet fra trafo til AB2

4.2 Batterienergilagringssystem i nettet

Ved simulering av tiltaket BESS i nettet, beskrevet i kapittel 3.5.1, er det beregnet nødvendig energikapasitet for å holde det laveste spenningsnivået i kretsen over 210V. Nødvendig energikapasitet for batterisystemet er beregnet for batterisystemet alene, og for et batterisystem i kombinasjon med bytte av linje. Nødvendig energikapasitet for disse tilfellene er presentert i henholdsvis Tabell 16 og Tabell 17. Tabellene er fargekodet etter energilagringsskapasitet, og inndelingen er vist i Tabell 15. Beregninger er gjort for hver kolonne, helt til beregnet energilagringsskapasitet overstiger 50kWh. Verdier utover dette er ansett som for store for ett slikt system, og er ikke beregnet. Disse er markert som X. Tilfeller hvor systemet ikke får tilstrekkelig opplading er markert med en stjerne*, og nødvendig kapasitet vil i realiteten være høyere enn vist i tabellen.

Tabell 15: Fargekoding for energilagringsskapasitet

< 20 kWh	20-40 kWh	> 40kWh
----------	-----------	---------

Tabell 16 viser energilagringsskapasitet i ulike lasttilfeller, for et batterilagringssystem plassert i node 5. Uten andre tiltak i nettet, kan et batterilagringssystem med kapasitet under 50kWh, holde spenningen over 210V med en last-økning på 10%. Batterisystemet hever ikke spenningen tilstrekkelig for å utsette utbygging i noen særlig grad. Et system på denne størrelsen kan ikke opprettholde spenningsnivået ved tilkobling av nye abonnenter, eller ved en lastøkning over 15%.

Tabell 16: Nødvendig energilagringsskapasitet [kWh], i ulike lasttilfeller. Med BESS i node 5

Lastøkning [%]	Type tilleggslast						
	Ingen	EV, N2	EV, N5	EV, N2&5	1 ny AB, N8	2 nye AB, N8	Alle øvrige
0	0,0	2,1	13,4	49,0	227,6	1392,8*	2230,5*
5	4,8	10,3	90,1	149,7	X	X	X
10	16,4	59,1	X	X	X	X	X
15	102,2	X	X	X	X	X	X
20	X	X	X	X	X	X	X
25	X	X	X	X	X	X	X
30	X	X	X	X	X	X	X
35	X	X	X	X	X	X	X
40	X	X	X	X	X	X	X

4.2.1 Batterienenergilagringssystem i nettet i kombinasjon med ny linje

Tabell 17 viser energilagringsskapasiteten i ulike lasttilfeller for et batterienenergilagringssystem, i kombinasjon med bytte av linje. Med disse tiltakene vil laveste spenningsnivå i kretsen kunne holdes over 210V, i lasttilfeller med lastøkning på litt over 30%. Med tilleggslaster er dette noe lavere. I flere av tilfellene er det tilstrekkelig med bytte av linje, og det er ikke noe bidrag fra batteriet. Disse vises som «0,0» i Tabell 17, og samsvarer med de grønne verdiene i Tabell 14.

Tabell 17: Nødvendig energilagringsskapasitet [kWh], i ulike lasttilfeller. Med BESS i node og ny line

Lastøkning [%]	Type tilleggslast						
	Ingen	EV, N2	EV, N5	EV, N2&5	1 ny AB, N8	2 nye AB, N8	Alle øvrige
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,2	274,4
5	0,0	0,0	0,0	2,3	2,9	105,1	X
10	0,0	0,0	3,5	5,9	12,2	X	X
15	0,0	2,5	11,5	20,0	58,8	X	X
20	3,6	6,0	66,8	124,9	X	X	X
25	8,6	19,4	X	X	X	X	X
30	28,8	110,4	X	X	X	X	X
35	137,4	X	X	X	X	X	X
40	X	X	X	X	X	X	X

4.3 Lastflytting hos abonnenter

Ved simulering av lastflytting hos abonnenter, er det modellert batterienergilagringssystemer hos abonnentene AB1, AB2, AB4 og AB7. De to fiktive abonnentene, som er tilleggs-laster, er også modellert med BESS. Laveste spenningsnivå i kretsen er beregnet for ulike tilfeller av batteriinstallasjon hos abonnentene, uten andre tiltak og i kombinasjon med bytte av linje. Dette er gjort for batterikapasitetene 4,2kWh og 10kWh. Tabellene er fargekodet etter kategoriene vist i Tabell 12.

Tabell 18 og Tabell 19 viser hvordan lastflytting hos abonnentene vil påvirke det laveste spenningsnivået i kretsen, uten gjennomføring av andre tiltak. Tabell 18 viser beregnede spenningsnivåer for 4,2kWh BESS hos abonnentene. Tabell 19 viser tilsvarende beregninger, men for 10kWh BESS hos abonnentene.

Tabell 18: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med 4,2kWh batterisystem hos abonnenter

Lastøkning [%]	Batteri hos abonnent (4,2kWh)								
	ingen	1	2	4	7	1,2,4,7	1 ny, N8	2 nye, N8	1,2,4,7 & 2 nye AB, N8
0	210,4	210,4	211,6	210,4	210,4	211,6	205,3	200,1	201,3
5	208,8	208,8	210,0	208,8	208,8	210,0	203,4	197,8	199,1
10	207,2	207,2	208,4	207,2	207,2	208,4	201,5	195,6	196,8
15	205,6	205,6	206,8	205,6	205,6	206,8	199,5	193,2	194,5
20	204,0	204,0	205,2	204,0	204,0	205,2	197,5	190,9	192,2
25	202,4	202,4	203,6	202,4	202,4	203,6	195,6	188,6	189,8
30	200,8	200,8	202,0	200,8	200,8	202,0	193,6	186,2	187,4
35	199,2	199,2	200,4	199,2	199,2	200,4	191,6	183,8	185,0
40	197,5	197,5	198,7	197,5	197,5	198,7	189,5	181,3	182,6

Tabell 19: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med 10kWh batterisystem hos abonnenter

Lastøkning [%]	Batteri hos abonnent (10,0kWh)								
	ingen	1	2	4	7	1,2,4,7	1 ny, N8	2 nye, N8	1,2,4,7 & 2 nye AB, N8
0	210,4	211,1	213,2	210,3	209,6	213,7	206,0	201,4	204,9
5	208,8	209,6	211,6	208,7	208,0	212,2	204,0	199,2	202,6
10	207,2	208,2	210,1	207,1	206,5	210,6	202,1	196,9	200,4
15	205,6	206,7	208,5	205,5	204,9	209,0	200,2	194,6	198,1
20	204,0	205,2	206,9	203,9	203,2	207,5	198,2	192,3	195,8
25	202,2	203,6	205,3	202,3	201,6	205,9	196,2	189,9	193,5
30	200,8	202,1	203,7	200,7	200,0	204,3	194,3	187,6	191,2
35	199,2	200,5	202,1	199,0	198,4	202,6	192,2	185,2	188,8
40	197,5	198,9	200,5	197,4	196,7	201,0	190,2	182,8	186,5

Lastflyttingen har et positivt bidrag på spenningskvaliteten i de fleste tilfellene som er analysert, men i tilfellet med 10kWh BESS (Tabell 19), vil BESS hos AB4 og AB7 gi et negativt bidrag til den laveste spenningen i kretsen. Det vil si at abonnent 4 og 7 lader opp batteriet på et ugunstig tidspunkt, og får derfor en økt last i timen med laveste spenningsnivå. Dette fører til at laveste spenningsnivå i kretsen synker ytterligere. Dersom det foregår lastflytting hos flere abonnenter, er det imidlertid stor sannsynlighet for at det totale bidraget vil være positivt. For tilfellet med 4,2kWh batteriinstallasjon hos abonnent 1, 2, 4 og 7, kan laveste spenningsnivå holdes over 210V opp til en lastøkning på 5% uten tillegglaster. For tilfellet med 10kWh batteriinstallasjon hos disse abonnentene, er dette 10% uten tillegglaster.

4.3.1 Lastflytting hos abonnenter i kombinasjon med ny linje

Tabell 20 og Tabell 21 viser laveste spenningsnivå i kretsen, for tilsvarende tilfeller av batteriinstallasjon som vist over, men her i kombinasjon med bytte av linje.

Tabell 20: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med 4,2kWh batterisystem hos abonnenter og ny linje

Lastøkning [%]	Batteri hos abonnent (4,2kWh)								
	ingen	1	2	4	7	1,2,4,7	1 ny, N8	2 nye, N8	1,2,4,7 & 2 nye AB, N8
0	214,4	214,4	215,2	214,4	214,4	215,2	211,5	208,5	209,3
5	213,0	213,0	213,9	213,0	213,0	213,9	209,9	206,8	207,6
10	211,7	211,7	212,5	211,7	211,7	212,5	208,4	205,0	205,9
15	210,3	210,3	211,1	210,3	210,3	211,1	206,8	203,2	204,1
20	208,9	208,9	209,8	208,9	208,9	209,8	205,2	201,5	202,3
25	207,6	207,6	208,4	207,6	207,6	208,4	203,6	199,7	200,5
30	206,2	206,2	207,0	206,2	206,2	207,0	202,0	197,9	198,7
35	204,8	204,8	205,6	204,8	204,8	205,6	200,4	196,0	196,9
40	203,4	203,4	204,2	203,4	203,4	204,2	198,8	194,2	195,1

Tabell 21: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], i ulike lasttilfeller. Med 10kWh batterisystem hos abonnenter og ny linje

Lastøkning [%]	Batteri hos abonnent (10,0kWh)								
	ingen	1	2	4	7	1,2,4,7	1 ny, N8	2 nye, N8	1,2,4,7 & 2 nye AB, N8
0	214,4	215,0	215,5	214,2	213,6	216,3	211,8	209,2	211,8
5	213,0	213,8	214,2	212,9	212,3	215,1	210,3	207,5	210,1
10	211,7	212,5	212,9	211,5	210,9	213,8	208,7	205,8	208,4
15	210,3	211,3	211,6	210,2	209,5	212,6	207,2	204,0	206,6
20	208,9	210,0	210,3	208,8	208,2	211,3	205,6	202,2	204,9
25	207,6	208,7	209,0	207,4	206,8	210,0	204,0	200,4	203,1
30	206,2	207,4	207,7	206,0	205,4	208,8	202,4	198,6	201,3
35	204,8	206,2	206,4	204,6	204,0	207,4	200,8	196,8	199,5
40	203,4	204,9	205,0	203,2	202,6	206,0	199,2	195,0	197,7

Som tidligere bidrar batteriinstallasjon hos AB4 og AB7 negativt på laveste spenningsnivå, med installasjon av 10kWh BESS. Dersom flere abonnenter installerer batterisystem, vil det totale bidraget bli positivt. For tilfellet med 4,2kWh batteriinstallasjon hos abonnentene 1, 2, 4 og 7, opprettholdes spenningsnivået opp til en lastøkning på 15%. For tilfellet med 10kWh batteriinstallasjon hos disse abonnentene, opprettholdes spenningsnivået opp til en lastøkning på 25%. Med installasjon av 10kWh BESS hos abonnentene 1, 2, 4 og 7, er det mulighet for to nye abonnenter i node 8, og en lastøkning opp til 5%, dersom de nye abonnentene også installerer BESS.

4.4 Begrenset inntakssikring for nytilknytninger

Det er simulert to tilfeller av begrenset inntakssikring for de to nytilknyttede abonnentene, dette er nærmere beskrevet i kapitel 3.5.3. Den maksimale effekten abonnentene kan trekke er i det ene tilfellet 1,4kW, og i det andre tilfellet 2,8 kW. For tiltakene er det beregnet laveste spenningsnivå i kretsen, uten andre tiltak og i kombinasjon med bytte av linje. Ved simulering av tiltaket begrenset inntakssikring for nytilknytninger, er det laveste spenningsnivået i kretsen beregnet.

Resultatene for simulering av begrenset inntakssikring med eksisterende linje er vist i Tabell 22. For å vurdere om situasjonen er bedret må resultatene sammenlignes med resultatene for tilsvarende tilleggslast, «1 ny AB, N8» og «2 nye AB, N8» i Tabell 13. Sammenligningen viser at den begrensede inntakssikringen på 1,4kW påvirker spenningsnivået i mindre grad, enn ved nytilknytninger uten begrenset inntakssikring. Med begrenset inntakssikring på 2,8kW er spenningen med liten lastøkning lavere enn i Tabell 13. Med lastøkning over 10% for en ny AB, og over 15% for to nye AB, er spenningen forbedret.

Tabell 22: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], med nye abonnenter. Med begrenset inntakssikring for nytilknytninger

Lastøkning [%]	Nye kunder (maksimal effekt)			
	1 ny AB(1,4kW) N8	2 nye AB(1,4kW) N8	1 ny AB(2,8kW) N8	2 nye AB(2,8kW) N8
0	207,3	204,1	204,1	197,7
5	205,7	202,5	202,5	196,1
10	204,1	200,9	200,9	194,4
15	202,5	199,3	199,3	192,7
20	200,9	197,6	197,6	191,0
25	199,2	196,0	196,0	189,3
30	196,7	194,3	194,3	187,6
35	195,9	192,6	192,6	185,9
40	194,2	190,9	190,9	184,2

4.4.1 Begrenset inntakssikring for nytilknytninger i kombinasjon med ny linje

Resultatene for simulering av begrenset inntakssikring i kombinasjon med ny linje er vist i Tabell 23. For å vurdere om situasjonen er bedret må resultatene, som tidligere, sammenlignes med resultatene for tilsvarende tilleggslast, «1 ny AB, N8» og «2 nye AB, N8» i Tabell 13. Sammenligningen viser lignende resultater som for begrenset inntakssikring med eksisterende linje, men med høyere spenninger på grunn av bidraget fra bytte av linje.

Tabell 23: Laveste spenningsnivå i kretsen for tidsperioden [V], med nye abonnenter. Med begrenset inntakssikring for nytilknytninger og ny linje

Lastøkning [%]	Nye kunder (maksimal effekt)			
	1 ny AB(1,4kW) N8	2 nye AB(1,4kW) N8	1 ny AB(2,8kW) N8	2 nye AB(2,8kW) N8
0	212,6	210,8	210,8	207,2
5	211,2	209,4	209,4	205,8
10	209,9	208,1	208,1	204,4
15	208,5	206,7	206,7	203,0
20	207,1	205,3	205,3	201,6
25	205,7	203,9	203,9	200,1
30	204,3	202,5	202,5	198,7
35	202,9	201,1	201,1	197,3
40	201,5	199,6	199,6	195,8

4.5 Spenningsbooster

Ved undersøkelse av påvirkningen en spenningsbooster har på kretsen, ble node 6 vurdert som den beste plasseringen for å heve spenningen hos de ytterste abonnentene. Effektflyten og spenningsnivået i node 6 er undersøkt for de forskjellige lasttilfellene.

Beregnet maksimaleffekt i node 6, med de ulike lastøkningene og tilleggslastene er presentert i Tabell 25. Tabell 25 er fargekodet etter kapasitetskategoriene, vist i Tabell 24. Det er vurdert to aktuelle spenningsboostere til 230V IT-nett, disse har merkeytelse på henholdsvis 10kVA og 32kVA. Spenningsboosterne er produsert av Magtech og er av typen MVB40-230 og MVB125-230. Resultatene fra Tabell 25 viser at en spenningsbooster på 10kVA har for lav ytelse. Derfor velges det å undersøke spenningsboosteren på 32kVA.

Tabell 24: Fargekoding for maksimal effektflyt

≤ 32 kVA	> 32 kVA
----------	----------

Tabell 25: Maksimal effektflyt i N6 for tidsperioden [kVA], i ulike lasttilfeller

Lastøkning [%]	Type tilleggslast						
	Ingen	EV, N2	EV, N5	EV, N2&5	1 ny AB, N8	2 nye AB, N8	Alle øvrige
0	17,6	17,6	17,6	17,6	20,8	23,9	23,9
5	18,5	18,5	18,5	18,5	21,8	25,1	25,1
10	19,4	19,4	19,4	19,4	22,8	26,3	26,3
15	20,3	20,3	20,3	20,3	23,9	27,5	27,5
20	21,2	21,2	21,2	21,2	24,9	28,7	28,7
25	22,0	22,0	22,0	22,0	25,9	29,9	29,9
30	22,9	22,9	22,9	22,9	27,0	31,0	31,0
35	23,8	23,8	23,8	23,8	28,0	32,2	32,2
40	24,7	24,7	24,7	24,7	29,1	33,4	33,4

For å indikere om det er for lavt spenningsnivå hos abonnentene tidligere på avgangen, er spenningsverdier i node 6 presentert i Tabell 26. Tabellen er fargekodet etter spenningsnivå, og inndelingen er vist i Tabell 12. Tabell 26 viser at spenningsnivået i node 6 blir for lavt før spenningsboosteren overbelastes, noe som betyr at spenningsnivået i node 6 er den begrensende faktoren for om løsningen er tilstrekkelig.

Tabell 26: Laveste spenning i N6 for tidsperioden, i ulike lasttilfeller

Lastøkning [%]	Type tilleggslast						
	Ingen	EV, N2	EV, N5	EV, N2&5	1 ny AB, N8	2 nye AB, N8	Alle øvrige
0	220,2	219,4	217,6	216,8	217,7	215,1	211,6
5	219,2	218,4	216,6	215,7	216,5	213,8	210,3
10	218,2	217,3	215,5	214,7	215,4	212,5	209,0
15	217,1	216,3	214,5	213,6	214,2	211,2	207,7
20	216,1	215,2	213,4	212,6	213,0	209,9	206,3
25	215,0	214,2	212,4	211,5	211,8	208,6	205,0
30	214,0	213,1	211,3	210,5	210,6	207,2	203,6
35	212,9	212,1	210,3	209,4	209,4	205,9	202,3
40	211,9	211,0	209,2	208,3	208,2	204,5	200,9

For å undersøke om spenningsboosteren kan heve spenningsnivået tilstrekkelig, er spenningsnivået hos AB2 kontrollert. Spenningsboosteren på 32kVA kan heve utspenningen med 0-20% av innspenningen. Med et spenningsnivå i node 6 på 207,2V, betyr dette at spenningsboosteren kan øke spenningsnivået til 248,6V. Om spenningsnivået i node 6 heves til 240V, er det laveste spenningsnivået hos AB2 218,4V. Med grunnlag i disse beregningene er det vurdert at spenningsnivået hos AB2 er tilstrekkelig, dersom spenningsnivået i node 6 er over 210V.

5 Diskusjon

I dette kapitlet er de tre ulike tiltakene med lastflytting vurdert og diskutert. Det er sett på hvordan tiltakene utsetter nettutbygging. Den eventuelle gevinsten av å utsette nettutbygging ligger i å forlenge restlevetiden til det eksisterende anlegget, noe som påvirker både økonomiske og miljømessige faktorer. Lastflyttingstiltakene er sammenlignet med det alternative utsettende tiltaket spenningsbooster, og de ulike faktorene som diskuteres settes i sammenheng med utbygging av nettet.

5.1 Utsetting av nettutbyggingen

Vurderingen av hvordan lastflytting utsetter utbygging må sees i sammenheng med hvilken last som kommer i fremtiden. Det er umulig å forutse hvilke laster som kommer, og eventuelt når de kommer. Vurderingen bygger derfor på den trendmessige lastøkningen presentert i kapittel 2.10.2, og resultatene fra kapitel 4. I vurderingen tilsvarer 10 år en lastøkning på 27%. Det betyr at et trinn på 5% lastøkning tilsvarer omtrent 1 år og 10 måneder (1,85 år). Skalaen er ganske grov og dette gjenspeiles i anslaget av utsettingen som vises i Tabell 27. Anslaget er hovedsakelig laget for å vurdere tiltakene opp mot hverandre, og er ikke nøyaktig nok til å forutse den reelle utsettingen. Ved valg av en annen skala, for eksempel 10 år = 40%, vil anslaget av utsettingen endres.

For å vurdere hvor lenge utbyggingen utsettes, er det satt det en grense på 210V. Dette regnes som en tilstrekkelig feilmargin til FOL-kravet på 207V. Grensen brukes for å beregne og sammenligne utsettingen fra de ulike tiltakene.

Tabell 27: Grovanslag for utsetting av utbygging basert på de ulike tiltakene [år/måned]

Tiltak	Type tilleggslast						
	ingen	EV, N2	EV, N5	EV, N2&N5	1 ny AB, N8	2 ny AB, N8	Alle øvrige
Erstatning av linje (Z8)	5/5	3/8	1/10	<1/0	<1/0	0	0
BESS i nettet (16,4kWh)	3/8	1/10	<1/0	0	0	0	0
BESS i nettet (28,8kWh) + bytte av linje	11/1	9/3	5/5	5/5	3/8	<1/0	0
Spenningsbooster (32 kVA)	>14/10	>14/10	12/11	11/1	11/1	5/5	1/10
Lastflytting hos AB 1,2,4,7 (4,2kWh)	1/10	-	-	-	-	0 [□]	-
Lastflytting hos AB 1,2,4,7 (4,2kWh)+ bytte av linje	5/5	-	-	-	-	0 [□]	-
Lastflytting hos AB 1,2,4,7 (10,0kWh)	3/8	-	-	-	-	0 [□]	-
Lastflytting hos AB 1,2,4,7 (10,0kWh)+ bytte av linje	9/3	-	-	-	-	1/10 [□]	-
Begrenset inntakssikring for nytilknytninger (1,4kW)	-	-	-	-	0	0	-
Begrenset inntakssikring for nytilknytninger (1,4kW)+ bytte av linje	-	-	-	-	1/10	<1/0	-
Begrenset inntakssikring for nytilknytninger (2,8kW)	-	-	-	-	0	0	-
Begrenset inntakssikring for nytilknytninger (2,8kW)+ bytte av linje	-	-	-	-	<1/0	0	-

□ = ny AB har tilsvarende batteri som AB1,2,4,7

- = ikke undersøkt

5.1.1 Erstatning av linje

Tiltaket erstatning av linje bidrar til å utsette utbyggingen i flere av lasttilfellene. Uten tilleggslaster kan tiltaket utsette utbyggingen med omtrent 5 år og 5 måneder. Med tilleggslaster vil utsettingen være mye mindre. Med flere elbillaster, nytilknytninger eller kombinasjoner av tilleggslastene, er erstatning av linje ikke tilstrekkelig for å utsette utbyggingen. Sett bort fra spenningsbooster, er likevel erstatning av linje det enkeltbidraget som har størst effekt på utsettingen.

En fordel med erstatning av linje, er at tiltaket har en levetid på anslagsvis 40 år. Den lange levetiden betyr at tiltaket vil være et varig tiltak, også etter en eventuell utbygging er foretatt. Glitre anslår at prisen på innføring av erstatning av linje er omtrent 70 000kr. Anslaget inkluderer ny linje, prosjektering og montering. En annen fordel med erstatning av linje er økt kortslutningsytelse i kretsen. Dette kan sees ved sammenligning av Figur 9 og Figur 16.

5.1.2 Batterienenergilagringssystem i nettet

Tiltaket BESS i nettet, med 16,4kWh, utsetter utskiftingen med 3 år og 8 måneder for tilfeller uten tilleggslast. Med tilleggslast utover én elbil i N2, vil ikke tiltaket utsette utskiftingen. Dette viser at det er lite hensiktsmessig å kun installere et batteri i denne kretsen. For å utsette utbyggingen ytterligere, kan kapasiteten på batteriet økes. Batteristørrelsen blir imidlertid veldig stor, uten å løse utfordringene med lav spenning i noen særlig grad. Problemet oppstår når spenningen er så lav at batteriet ikke lades om natten. Da akkumuleres effekten over flere døgn, og batteristørrelsen blir for stor til at det er et gunstig tiltak.

Hvis BESS i nettet kombineres med bytte av linje, er effekten av tiltaket større og utsettingen av utbyggingen forlenges. Kombinasjonen dobler utsettelsen uten tilleggslast, sammenlignet med kun installasjon av batteri. Kombinasjonen utsetter også utbyggingen for tilleggslastene med elbiler. Så lenge det ikke tilknyttes noen nye abonnenter, anslås det at en kombinasjon av tiltakene utsetter utbyggingen med minimum 5 år. Hvis nye abonnenter skal knyttes til kretsen blir belastningen for stor, og tiltaket vil i svært liten grad utsette utbyggingen.

En fordel med BESS i nettet, er at batteriet kan utformes som en portabel enhet. Dermed kan den monteres i nettet som et tiltak ved lav spenning, og flyttes til andre steder med lav spenning når tiltaket ikke lenger er tilstrekkelig. Den portable enheten kan brukes til å heve spenningen i flere ulike kretser, og sikrer at levetiden til energilagringssystemet blir utnyttet til det fulle. En annen fordel er at energilagringssystemet senker den maksimale effekttoppen i nettet, noe som bidrar positivt hvis nettstasjonen er hardt belastet. Dette er et fortrinn sammenlignet med spenningsbooster, som hever den maksimale effekten.

En ulempe med BESS, er at det er en teknologi som ikke er vanlig i 230V IT-nett. Det er få leverandører som leverer BESS til plassering i nettet på dette spenningsnivået, og det lyktes ikke med å hente inn pris på slike batterier. Det finnes batteripakker til montering i hus for enfaset tilknytning. En mulig løsning kan være å kombinere disse, og klargjøre de for trefase tilknytning. Det er derimot lettere å anskaffe batterier for tilknytning i 400V nett. På grunn av at BESS i nettet er et tiltak som er lite brukt, vil det være viktig med en grundig innkjøringsprosess og god oppfølging. Det vil trolig være utfordringer som må løses underveis, og tiltaket vil trolig føre til en del merarbeid. Til sammenligning er velkjent teknologi, som spenningsbooster, lett tilgjengelig og krever lite oppfølging.

En annen ulempe er eierforholdet til batteripakken. Det er uklart om nettselskapet kan eie batterier av denne typen, på grunn av at batteripakken lagrer energi. Dette kan være i konflikt med begrensingene nettselskapet har, i forbindelse med å ha monopol over kraftforsyningen. Nettselskaper har ikke mulighet til å kjøpe og selge kraft. Med dette tiltaket kan det bli et definisjonsspørsmål om energilagringssystemet er et forsterkende tiltak i nettet, eller om det er kjøp og salg av kraft. [43]

5.1.3 Lastflytting hos abonnenter

Tiltaket lastflytting hos abonnenter er simulert på to ulike måter i denne oppgaven, en med batterikapasitet på 4,2kWh og en med 10,0kWh. Tiltaket hvor abonnentene 1,2,4 og 7 har BESS med kapasitet på 4,2kWh, utsetter utbyggingen med omtrent 1 år og 10 måneder. I kombinasjon med bytte av linje utsetter tiltaket nesten 1 år og 10 måneder lengre enn utsettingen fra bytte av linje. På grunn av den grove skalaen kommer ikke dette frem i Tabell 27. Hvis nye abonnenter skal knyttes til kretsen blir belastningen for stor og utbyggingen må foretas umiddelbart.

Tiltaket hvor abonnentene 1,2,4 og 7 har BESS med kapasitet på 10,0kWh, utsetter utbyggingen med omtrent 3år og 8 måneder. Sammenlignet med batteristørrelsen på 4,2kWh bidrar en større batteristørrelse til en lengre utsetting av utbyggingen. Det samme gjenspeiles i kombinasjon med ny linje hvor bidraget fra begge gir en utsettelse på 9år og 3måneder. I tillegg utsetter det utbyggingen med omtrent 1 år og 10 måneder for tilknytning av to nye abonnenter med batterier på 10,0kWh. Med bakgrunn i resultatene kan det se ut som lastflytting hos abonnenter kan utsette på samme måte som BESS i nettet. Lastflytting hos abonnenter er derimot ikke vurdert med elbiler som tilleggslast.

Lastflytting hos abonnenter er et tiltak som avhenger av flere faktorer: antall abonnenter som har BESS, størrelsen på batteripakkene og hvordan de styrer opplading/utlading av batteriene. Av resultatene fremkommer det at enkeltabonnenter kan bidra negativt i forhold til spenningsnivået. Abonnentene regulerer effektflyten fra batteriet ut ifra eget forbruk, og kan derfor bidra negativt ved at de lader batteriet når det er en effekttopp i nettet. Resultatene viser fortsatt at totalbidraget fra flere abonnenter med batteri bidrar positivt med tanke på spenningen, og dermed også på utsettingen av utbyggingen.

Fra resultatene kan det tolkes at hvis flere abonnenter har batteri, er sannsynligheten større for at de i sum bidrar positivt. Resultatene viser også ut at større batterier bidrar mer positivt enn mindre batterier.

I Norge er det flere leverandører av batteripakker (230V enfase), for montering hos abonnenter. Blant annet leverer Tesla batteripakken Powerwall, med batteristørrelse på 14kWh. Prisen på ett slikt batteri er i underkant av 100 000kr, inkludert montering [44]. En annen leverandør er Eaton, som leverer batteripakken xStorage Home [42]. Batteripakken kan leveres med kapasitet på ca. 4, 6 og 10kWh. Prisen på batteripakkene varierer mellom ca. 45 000-95 000kr, uten montering. Med flere leverandører vurderes det at lastflytting på abonnentnivå er en mer tilgjengelig teknologi, enn BESS i nettet.

En ulempe med tiltaket lastflytting hos abonnenter, er at abonnenten selv må velge å innføre tiltaket. Nettselskapet kan ikke pålegge abonnenter å installere batterier. For at dette tiltaket skal være mulig å innføre må det være gunstig for abonnenten å velge et slikt tiltak. Hvordan nettselskapet kan påvirke valget til abonnenten er presentert i kapittel 2.6. Her presenteres ulike tariffingsmodeller og adferdsvirkemidler. Disse faktorene bør påvirke abonnenten til å velge å bruke nettet på en mest mulig samfunnsmessig rasjonell måte. I tillegg til denne påvirkningen er det flere faktorer som spiller inn på abonnentens valg. Ved valg av tiltak kan abonnenten påvirkes av strømpris, pris på tiltaket, tilgjengelighet, egen kunnskap, privatøkonomi og trender.

5.1.4 Begrenset inntakssikring for nytilknytninger

Begrenset inntakssikring for nytilknytninger er et tiltak som ikke kan benyttes for eksisterende abonnenter. Hensikten med tiltaket er å begrense den negative påvirkningen nye abonnenter har på spenningsnivået i nettet. Tilleggslasten to nye abonnenter er en stor påkjenning for kretsen. Selv om tiltaket reduserer påvirkningen, utsettes utbyggingen lite i denne kretsen. Resultatene i kapittel 4.4 viser at tiltaket har liten innvirkning på spenningsnivået med liten lastøkning. Med større lastøkning påvirker tiltaket mer, og det oppnås opp til 10V høyere spenning ved 40% lastøkning i forhold til ordinær nytilknytning. Dette er på grunn av at abonnentene med begrenset inntakssikring ikke har muligheten til å øke sitt forbruk, fordi de allerede trekker maks effekt.

Ved simulering av tiltaket er det i noen tilfeller lavere spenningsnivå i kretsen, sammenlignet med nytilknytninger uten begrensninger. Dette er fordi de nye abonnentene er simulert som et fastledd i den valgte tidsperioden. Fastleddet er i noen tilfeller høyere enn det varierende forbruket til ny abonnent uten begrensinger, og dermed trekkes det mer effekt enn tidligere for noen tidspunkter.

En ulempe med tiltaket begrenset inntakssikring for abonnenter, er at abonnenten selv må velge tiltaket. Nettselskapet kan tilby abonnenten valget mellom ulike måter å tilknytte seg nettet, og dermed ulik pris i form av anleggsbidrag. For at abonnenten skal velge en begrenset inntakssikring, må tiltaket være mer gunstig enn å betale anleggsbidrag for en ordinær nettilknytning. Inntakssikringen kan ha ulike størrelser og tilpasses abonnentens behov. Det er viktig at nettselskapet er tydelige i sin kommunikasjon, for å hjelpe abonnenten til å forstå de ulike mulighetene.

Nytilknytninger med begrenset inntakssikring kan påvirke spenningsnivået positivt, og det vurderes at tiltaket på sikt er med på å bedre spenningsnivået i kretsen i forhold til vanlig nytilknytning. Derfor vurderes det at tiltaket kan ha potensial, og den burde undersøkes nærmere.

5.1.5 Spenningsbooster

Spenningsbooster er det tiltaket som utsetter utbyggingen av kretsen lengst.

Spenningsboosteren valgt i oppgaven koster 100 000kr uten installering, og Glitre anslår at kostnaden på installeringen kommer på 50 000kr. Med elbil i node 2 kan tiltaket utsette utbyggingen i over 14 år og 10 måneder. Med to nye abonnenter på avgangen kan tiltaket utsette utbyggingen i 5 år og 5 måneder. Utsettingen med flere lasttilfeller vises i Tabell 27. Resultatene viser at spenningsnivået før booster er den begrensende faktoren. Derfor kan det være ønskelig å plassere spenningsboosteren tidligere på avgangen, for å løse flere lastsituasjoner. Det er da nødvendig med en høyere ytelse på spenningsboosteren enn det som er nødvendig i node 6, noe som ikke er undersøkt i denne oppgaven. Hvis en spenningsbooster skal installeres, bør det undersøkes nærmere om booster kan plasseres i node 5.

Det er både fordeler og ulemper med løsningen. En fordel er at løsningen er et anerkjent tiltak for å heve spenningsnivået, og det er lite usikkerhet om tiltaket løser problemene. I tillegg er spenningsboostere vedlikeholdsfrie, og kan installeres i nettet uten videre oppfølging. Hvis spenningsboosteren plasseres i en krets og deretter blir overflødig, kan den flyttes til en annen krets med for lavt spenningsnivå. På denne måten får nettselskapet utnyttet hele levetiden på spenningsboosteren. En fordel med den valgte spenningsboosteren fra Magtech er at jordfeilvern i nettet ikke påvirkes, og at boosteren kan operere med stående jordfeil. En ulempe med boosteren er at den øker effektflyten i kretsen. Løsningen vil derfor ikke fungere dersom nettstasjonen er i fare for å bli overbelastet.

5.2 Miljøpåvirkning

Det er undersøkt potensiell miljøpåvirkning fra de ulike tiltakene. Det er i vurderingen av miljøpåvirkningen tatt utgangspunkt i resultater fra livsløpsanalyser og miljødeklarasjoner for ulike produkter, og resultatene fra disse er sammenfattet i Tabell 2. I Tabell 2 presenteres utslipp av drivhusgasser fra produksjonsfasen til ulike produkter. Det er naturligvis flere faktorer enn utslipp av drivhusgasser fra produksjon som spiller inn på det totale miljøavtrykket, men øvrige faktorer er ikke inkludert her. Det er stor variasjon i hvordan øvrige faktorer kvantifiseres og vektlegges. For å forenkle sammenligningen er avgrenses den til å kun sammenligne utslipp av drivhusgasser fra produksjonsfasen.

Tabell 2: Sammenfatning av beregnede drivhusgassutslipp fra utvalgte livsløpsanalyser og miljødeklarasjoner

Referanse	Analysert produkt	Drivhusgasser fra produksjon	Estimert levetid
Miljødeklarasjon fra ABB [36]	315kVA trafo	18.700kg CO ₂	40 år
Livsløpsanalyse publisert i Environmental Engineering Science [37]	75kVA trafo	Mellom 890kg og 1 226kg CO _{2eq}	40 år
Livsløpsanalyse publisert i Journal of cleaner production [38]	10kWh Li-Ion batteripakke	Mellom 1.700kg og 2.700kg CO _{2eq}	3 000 ladesykluser
Livsløpsanalyse publisert i Journal of Industrial Ecology [39]	26,6kWh Li-Ion batteripakke	4 580kg CO _{2eq}	Mellom 1 000 og 5 000 ladesykluser avhengig av bruk

Utslippene presentert i Tabell 2 kan imidlertid ikke overføres direkte for å tallfeste CO₂-utslippet for de konkrete tiltakene presentert i denne oppgaven. Miljøavtrykket fra produksjon varierer ut ifra produksjonssted, med tanke på blant annet råvareuthenting, transport og produksjonsmiksen for energi brukt i produksjon [45]. Det vil i tillegg være utslipp assosiert med transport, installasjon, bruk og gjenvinning av de ferdige produktene. Det er kun funnet livsløpsanalyser for produkter som ligner, men ikke er tilsvarende tiltakene analysert i oppgaven. Det er derfor ikke mulig å tallfeste det totale miljøavtrykket for de konkrete tiltakene. CO₂-utslippene presentert i tabellen er derfor kun ment som en indikasjon på utslipp assosiert med de ulike teknologiene.

Nettutbyggingen prosjektert av Glitre er den mest omfattende løsningen presentert i denne oppgaven. For utbygging er det utslipp forbundet med tilleggsfaktorer som ikke er tallfestet i Tabell 2. Det er blant annet utslipp forbundet med anleggsarbeid, i form av for eksempel grøftegraving, sprenging, betongstøping og avskoging. Utbyggingen omfatter også flere komponenter det ikke er funnet utslippstall for. Komponenter til utbyggingen vises i Tabell 11. Miljøavtrykket fra en slik utbygging er på grunnlag av dette, vurdert som betydelig større enn for de utsettende tiltakene.

Miljøgevinsten fra å utsette denne utbyggingen kan imidlertid ikke måles ut ifra miljøavtrykket fra selve utbyggingen. Miljøgevinsten av utsettelsen kan derimot måles i form av en utvidet levetid for det eksisterende anlegget. Miljøavtrykket fra de utsettende tiltakene, må derfor måles opp mot miljøgevinsten fra den utvidede levetiden. Miljøavtrykket fra utbyggingen av det eksisterende anlegget er imidlertid ikke kvantifisert, fordi det ikke er tilstrekkelig grunnlag for å tallfeste dette.

Det er ikke tilstrekkelig å sammenligne utslippene fra de utsettende tiltakene direkte med hverandre. De ulike tiltakene har ikke samme nytte/funksjon. For å sammenligne bør derfor miljøavtrykket måles i en spesifikk størrelse, for eksempel CO₂-utslipp per år utsettelse. For å gjøre en slik sammenligning, bør det skaffes mer pålitelige og helhetlige data rundt miljøavtrykket for de konkrete tiltakene, ved å utføre detaljerte livsløpsanalyser. Utførelse av livsløpsanalyser er imidlertid vurdert som utenfor rammene for denne oppgaven, fordi livsløpsanalyser kan bli svært omfattende og tidkrevende å utføre.

Med utgangspunkt i utslippene presentert i Tabell 2, er det tydelig at det er store utslipp assosiert med produksjon av batterier. Til sammenligning vil utslipp fra produksjon av en spenningsbooster, være mindre enn for en 75kVA trafo, og vesentlig mindre enn for produksjon av batterier. En batteriløsning og en spenningsbooster oppfyller imidlertid ikke samme funksjon. I tilfeller hvor en batteriløsning av ulike årsaker er foretrukket, kan det fortsatt gi miljøgevinster. Uavhengig av hvilke teknologier eller virkemidler som benyttes, kan tiltak som får mer ut av det eksisterende anlegget potensielt gi miljøgevinster.

Dersom batteripakker gjenbrukes fra elbiler, ser regnestykket noe annerledes ut. Da vil det beregnede miljøavtrykket for batteriløsningene være noe lavere, som følge av at miljøavtrykket fra produksjonen av batteriene kan fordeles på flere bruksfaser. Gjenbruk av batterier fra elbiler kan blant annet utvide levetiden til batteriene, i tillegg til å potensielt utvide levetiden for det eksisterende anlegget. Det å utvide levetid for allerede produsert materiell er et viktig tiltak for å redusere miljøavtrykk. Produksjon av materiell er en betydelig kilde til CO₂-utslipp, så en redusert etterspørsel etter nytt materiell kan bidra til en reduksjon av utslipp.

Dersom tiltak som lastflytting og laststyring blir mer utbredt, kan det øke nytteverdien av kraftproduksjon fra fornybare energikilder med uregulerbar produksjon. En stor utfordring med uregulerbare energikilder, er at produksjonen ikke nødvendigvis sammenfaller med forbruket, og lastflytting kan hjelpe med dette. Lastflytting/laststyring kan også muliggjøre en større grad av lokal energiproduksjon hos abonnenter. Dette kan gi miljøgevinster i form av reduserte tap i nettet, men lokal produksjon kan i noen tilfeller utløse nettforsterkninger. En annen fordel dersom tiltakene blir mer utbredt, er at det på sikt kan føre til en lavere maksimal effekt i nettet. Som forklart i kapittel 2.3 er det den maksimale effekten som er dimensjonerende. Derfor kan miljøet påvirkes positivt, ved at man kan ha mindre dimensjoner i kraftsystemet.

5.3 Vurdering av eget arbeid

For å trekke slutninger og vurdere resultatene er det viktig å huske på de ulike feilfaktorene. Det gjort mange forenklinger og tilnærminger underveis i oppgaven, disse blir forklart i metoden. Forenklinger fører til mange usikkerhetsmomenter rundt de spesifikke tallene presentert i oppgaven, og enkeltverdier vil ikke ha noen nytte alene. Likevel vurderes resultatene til å være tilstrekkelig for å vise påvirkningen de ulike tiltakene har på kretsen. Grunnlaget er med andre ord godt nok for å gi et innblikk i hvordan de ulike tiltakene utsetter utbyggingen. Imidlertid er det viktig å presisere at analysen er avgrenset til å kun vurdere utsetting i forhold til lavt spenningsnivå i kretsen, FOL § 3-3. Det er også andre krav satt i FOL som nettselskapet må holde seg innenfor. Hvis det oppstår andre problemer, enn for lavt spenningsnivå, er det mulig at utbyggingen må utføres tidligere enn presentert i oppgaven.

Ved å se tilbake på metodene valgt i oppgaven er det flere ting som kunne vært gjort annerledes. Oppgaven fokuserte i hovedsak på tiltaket med BESS i nettet i starten av arbeidsprosessen. Derfor er excelmodellen tilpasset for å simulere BESS i nettet. Underveis i arbeidsprosessen ble det valgt å se på flere tiltak, og excelmodellen måtte endres til å favne lastflytting hos abonnenter og begrenset inntakssikring. På grunn av den resterende tiden tilgjengelig i oppgaven ved denne vendingen, er ikke excelmodellen tilstrekkelig utviklet for å undersøke lastflytting hos mange abonnenter. Dette gjør at tiltaket ikke er undersøkt i en tilstrekkelig grad, og videre arbeid må gjennomføres for å undersøke hvordan flere abonnenter med lastflytting påvirker nettet.

En annen ting som ikke er undersøkt i tilstrekkelig grad er innføring av spenningsbooster i den aktuelle kretsen. Det er kun gjort en kontroll av hvordan spenningsbooster vil hjelpe i kretsen og det er ikke regnet med økt spenningsfall mellom trafo og booster. Dette gjør at spenningsboosteren, i virkeligheten, har en noe kortere utsetting enn det resultatene tilsier.

En styrke med oppgaven er at det er brukt timesverdier basert på AMS-data, for å lage lastprofiler og beregne energimengder i simuleringen. Lastprofilene er modifisert for å modellere både opplading og utlading. Oppgaven gir derfor et godt innblikk i hvordan lastflytting med energilagring kan påvirke nettet.

6 Konklusjon

Resultatene fra simuleringer med BESS i nettet, viser at tiltaket kan utsette utbyggingen i noen år for lastøkning uten tillegglaster. For å gi en lengre utsettelse ved flere lastsituasjoner, må batteristørrelsen økes. Da blir imidlertid batteristørrelsene store fordi batteriet må levere effekt til nettet over flere døgn. I tillegg er BESS i nettet en lite utbredt teknologi, som er vanskelig å innføre og krever oppfølging. Enda en utfordring er at nettselskapet ikke har anledning til å kjøpe/selge kraft, og det er problematisk for nettselskapet å eie BESS. Konklusjonen for tiltaket er dermed at BESS i nettet kan utsette utbyggingen, men kun ved en mindre lastøkning før batteristørrelsen blir for stor. I tillegg er tiltaket problematisk å gjennomføre for nettselskapet.

Resultatene fra simuleringer med tiltaket lastflytting hos abonnenter, viser at tiltaket utsetter utbyggingen på en lignende måte som BESS i nettet. Utsettingen avhenger av størrelsen på batteriet, antall abonnenter som har batteri og hvordan batteriene styres. Enkeltabbonenter med lastflytting kan både bidra positivt og negativt til spenningsnivået i kretsen. Fra resultatene kan det tolkes at hvis flere abonnenter har batteri, gir dette et større bidrag til utsetting av nettutbygging. En bakdel med dette tiltaket er at abonnenten selv må velge å innføre tiltaket, og nettselskapet har begrenset påvirkningskraft på abonnenten. I denne oppgaven er tiltaket kun simulert med maksimalt fire abonnenter med lastflytting, uten tillegglaster. Konklusjonen er dermed at tiltaket har potensiale til å utsette utbygginger i nettet, men dette avhenger av hvilke og hvor mange abonnenter som installerer BESS. På grunn av at tiltaket kun er simulert for fire abonnenter bør tiltaket undersøkes videre.

Resultatene fra simuleringer med tiltaket begrenset inntakssikring, viser at tiltaket utsetter utbyggingen minimalt. Dette er naturlig da hensikten med tiltaket er å begrense den negative påvirkningen nytilknytninger har på spenningsnivået i kretsen. På grunn av at nytilknytningene har en begrenset inntakssikring, kan de ikke trekke mer enn denne maksimaleffekten. Dette fører til at de på sikt ikke vil ha den samme økningen i forbruk som ordinære nytilknytninger. Dette tiltaket er også avhengig av at abonnenten selv må velge å innføre det.

Nettselskapet kan tilby abonnenten valget mellom ulike måter å tilknytte seg nettet, med ulik pris i form av anleggsbidrag. Konklusjonen er dermed at begrenset inntakssikring ikke utsetter nettutbyggingen i denne kretsen, men tiltaket kan på sikt senke spenningsnivået mindre enn ved ordinær nettilknytning.

De tre lastflyttingstiltakene som er analysert har potensial til å utsette nettutbygging. Likevel er det tradisjonelle tiltak som bytte av linje og spenningsbooster som utsetter utbyggingen lengst. Det viser seg med andre ord at anerkjente tiltak for å løse spenningsproblemer, er mer hensiktsmessige å innføre i den analyserte kretsen. Fordelen med lastflytting fremfor spenningsbooster er at den maksimale effekttoppen levert fra nettstasjonen reduseres. Av de analyserte lastflyttingstiltakene konkluderes det med at lastflytting på abonnentnivå, har størst potensial til å redusere spenningsfall og utsette nettutbygging. Lastflytting hos abonnenter er imidlertid kun undersøkt for et fåtall abonnenter, og det anbefales derfor videre å undersøke hvordan flere abonnenter med lastflytting vil påvirke nettet

Referanseliste

- [1] Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven): Olje- og energidepartementet; 1990.
- [2] Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet: Olje- og energidepartementet; 2004.
- [3] Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften): Olje- og energidepartementet; 1990.
- [4] Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer: Olje- og energidepartementet; 1999.
- [5] Gogia R., Endresen H., Haukeli I. E., Hole J., Birkelund H., Aulie F. H., Østenby A., Buvik M., Bergesen B. Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040. Oslo: Norges Vassdrags- og Energidirektorat; oktober 2019. NVE-rapport nr. 41-2019.
- [6] Norges Vassdrags- og Energidirektorat. Smarte strømmålere (AMS) [Internett]. Oslo: Norges Vassdrags- og Energidirektorat; Publisert 10.12.2015 [oppdatert 27.04.2020; hentet 05.05.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/stromkunde/smar-te-strommalere-ams/>
- [7] International Electrotechnical Commission. Four-quadrant metering [Internett]. Genève: International Electrotechnical Commission; Publisert 03.2011 [hentet 05.05.2020]. Tilgjengelig fra: <http://std.iec.ch/terms/terms.nsf/3385f156e728849bc1256e8c00278ad2/57729bc6f1abad96c125787f00246517?OpenDocument>
- [8] Wang Y., Martini L., Bajpai S. Smart Grids Innovation Challenge Country Report 2019 [Internett]. Washington DC, USA: Mission Innovation; Publisert 03.2019 [hentet 07.04.2020]. Tilgjengelig fra: https://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2019/08/2019_MI_IC1_Country_Report.pdf

- [9] Olje- og energidepartementet. Et moderne og digitalt kraftsystem [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet; 2019 [oppdatert 08.04.2019; hentet 07.04.2020]. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/ny-teknologi-i-kraftsystemet/>
- [10] REN AS. Distribusjonsnett – Kartlegging av belastning [Internett]. Bergen: REN AS; [hentet 18.05.2020]. Renblad nr. 8007. Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/8007>
- [11] Rosvold K. A., Hofstad K. Brukstid [Internett]: Store norske leksikon; [oppdatert 04.05.2020; hentet 18.05.2020]. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/brukstid>
- [12] Karmiris G., Tengnér T. Peak shaving control method for energy storage [Internett]. Västerås, Sverige: ABB AB; 2013 [hentet 15.04.2020]. Tilgjengelig fra: https://www.sandia.gov/ess-ssl/EESAT/2013_papers/Peak_Shaving_Control_Method_for_Energy_Storage.pdf
- [13] Hafslund Nett AS. Høring om forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomheten – tariffen [Internett]. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; Publisert 01.03.2018 [hentet 20.03.2020]. Tilgjengelig fra: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2332302>
- [14] Løvik H. Slik blir de nye nettleieprisene [Internett]. Teknisk Ukeblad (TU). 09.03.2018 [hentet 20.03.2020]; Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/slik-bli-de-nye-nettleieprisene-br/432271>
- [15] RME Høringsdokument nr 01/2020. Endringer i nettleiestrukturen [Internett]. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2020 [hentet 15.05.2020]. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf
- [16] Pöyry Menon Economics. Vurdering av atferdsvirkemidler som kan bidra til reduksjon av effekttopper. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; Februar 2019. Rapport nr 3/2019.

- [17] Norges vassdrags- og energidirektorat. Energilagring [Internett]. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; Publisert 01.11.2019 [oppdatert 07.11.2019; hentet 04.03.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/teknologier/energilagring/?ref=mainmenu>
- [18] Noyanbayev NK, Forsyth AJ, Feehally T. Efficiency analysis for a grid-connected battery energy storage system. *Materials Today: Proceedings*. 2018;11(1):22811-8.
- [19] Short T. A. *Electric power distribution handbook*. USA: CRC Press; 2004.
- [20] SINTEF Energi AS. Systematikk ved fornyelse av nett [Internett]. REN AS; 2010 [hentet 18.05.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/fef/ab9a65fa-6786-47f5-b220-af3acf5c17b5?filename=Systematikk%20ved%20fornyelse%20av%20nett.pdf>
- [21] Glitre Energi Nett. Kraftsystemutredning region Buskerud og Hadeland 2018-2038. Drammen: Glitre Energi Nett; 28.05.2018. Hovedrapport 2018.
- [22] Ødegården L., Bhandari S. Status og prognoser for kraftsystemet 2018. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; Desember 2018. Rapport nr 103/2018.
- [23] Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap. Elbil-lading og sikkerhet [Internett]. Tønsberg: Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap; Publisert mars 2017 [oppdatert mars 2020; hentet 25.04.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/tema/elbil---lading-og-sikkerhet/#etablering-av-ladepunkter>
- [24] Hanstad J. S. S. Lading av elektriske biler [Internett]. Oslo: NELFO; Publisert 10.07.2015 [hentet 12.03.2020]. Tilgjengelig fra: https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/elsikkerhet-els/veiledninger-pdf/elbil_installatoer.pdf
- [25] Norsk elbilforening. Slik setter du opp ladestasjon for ansatte og kunder [Internett]. Oslo: Norsk elbilforening; 2016 [hentet 19.03.2020.]. Tilgjengelig fra: <https://elbil.no/wp-content/uploads/2016/05/elbil-ladeveileder-web.pdf>

- [26] Statistisk sentralbyrå. Bilparken [Internett]. Oslo: Statistisk sentralbyrå; 2020 [oppdatert 31.03.2020; Hentet 29.04.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/bilreg/>
- [27] Meld. St. 33 (2016-2017). Nasjonal transportplan 2018–2029. Oslo: Samferdselsdepartementet; 2017.
- [28] Fridstrøm L. Framskrivning av kjøretøyparken. Oslo: Transport-økonomisk institutt; 2019. TØI rapport 1689/2019.
- [29] Meld. St. 29 (2016-2017). Perspektivmeldingen 2017. Oslo: Finansdepartementet; 2017.
- [30] Spilde D., Lien S. K., Ericson T. B., Magnussen I. H. Strømforbruk I Norge mot 2035. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; April 2018. Rapport nr 43/2018.
- [31] Aanensen T., Holstad M. Tilgang og anvendelse av elektrisitet i perioden 1993-2017. Oslo: Statistisk sentralbyrå; 08.05.2018. Rapport nr 16/2018.
- [32] Statistisk sentralbyrå. Bygningsmassen [Internett]. Oslo: Statistisk sentralbyrå; 2020 [hentet 05.03.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/03174/>
- [33] SINTEF. Livsløpsanalyser av bygninger (LCA) [Internett]. Oslo: SINTEF; [hentet 20.04.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/livslopsanalyser-av-bygninger/>
- [34] Nestaas I. livsløpsanalyse [Internett]. Bergen: Store norske leksikon; [hentet 18.05.2020]. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/livsl%C3%B8psanalyse>
- [35] International organization for standardization. ISO 14040:2006. Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework [Internett]. Genève: International organization for standardization; 2006 [hentet 31.04.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.iso.org/standard/37456.html>
- [36] ABB Australia Pty Limited. Environmental product declaration – BA distribution transformers [Internett]. Darra, Queensland, Australia: ABB Australia Pty Limited; publisert 14.07.2003 [hentet 26.04.2020]. Tilgjengelig fra: https://search.abb.com/Library/Download.aspx?DocumentID=AUEPD_001&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch

- [37] Mansilha M., Brondani M., Farret F. A., Rosa L., Hoffmann R. Life Cycle Assessment of Electrical Distribution Transformers: Comparative Study Between Aluminum and Copper Coils. *Environmental Engineering Science*. 2018;36.
- [38] Zackrisson M., Avellán L., Orlenius J. Life cycle assessment of lithium-ion batteries for plug-in hybrid electric vehicles – Critical issues. *Journal of Cleaner Production*. 2010;18:1519-29.
- [39] Ellingsen L., Majeau-Bettez G., Singh B., Srivastava A., Valøen L., Strømman A. Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack. *Journal of Industrial Ecology*. 2013;18.
- [40] Forskrift om krav til elektrisitetmålere. Nærings- og fiskeridepartementet; 2008.
- [41] REN AS. Drift - Distribusjonsnett – Måling av spenningskvalitet [Internett]. Bergen: REN AS; [hentet 18.05.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/renblad/8035>
- [42] Eaton Corporation inc. Energy storage systems [Internett]. Storbritannia: Eaton Corporation inc; [hentet 23.03.2020]. Tilgjengelig fra: <https://www.eaton.com/gb/en-gb/catalog/energy-storage/xstorage-home.html>
- [43] DNV GL. Batterier i distribusjonsnett. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat; 01.2018. Rapport nr 2/2018.
- [44] Tesla inc. Powerwall [Internett]. Palo Alto, California, USA: Tesla inc; 2020 [hentet 30.04.2020]. Tilgjengelig fra: https://www.tesla.com/no_NO/powerwall
- [45] Dai Q., Kelly J. C., Gaines L., Wang M. Life Cycle Analysis of Lithium-Ion Batteries for Automotive Applications. *Batteries* 2019;5:48.

