

Asgeir Jørgensen
Erik Teigen
Kristoffer Silli

Fasekompensering i regionalnett ved bruk av kondensatorbatteri

Bacheloroppgave i Elektroingeniør
Veileder: Ian Norheim
Mai 2020

Fasekompensering i regionalnett ved bruk av kondensatorbatteri

Asgeir Jørgensen
Erik Teigen
Kristoffer Silli

Innlevert: 20.05.2020

Bachelor i Elkraft
Institutt for Elkraftteknikk
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Veileder

Ian Norheim

Sammendrag av Bacheloroppgaven

Tittel:	Fasekompensering i regionalnett ved bruk av kondensatorbatteri
Dato:	20.05.2020
Deltakere:	Asgeir Jørgensen Erik Teigen Kristoffer Silli
Veileder:	Ian Norheim
Oppdragsgiver:	Eidefoss nett AS
Kontaktperson:	Leif Inge Schjølberg, lis@eidefoss.no, 913 02 813
Nøkkelord:	Lastflyt, Reaktiv effekt, Kondensatorbatteri, Kompensering
Antall sider:	52
Antall vedlegg:	1
Tilgjengelighet:	Åpen

Sammendrag

Formålet med denne oppgaven er å utarbeide en fremgangsmetodikk for plassering av kondensatorbatteri ved bruk av simuleringsprogrammet NetBas. Dette er utført på bakgrunn av at Eidefoss vil optimalisere den reaktive flyten i regionalnettet, for å minimere tapkostnader knyttet til reaktiv utveksling. Det endelige resultatet vil bli brukt til å legge frem en eventuell anbefaling til Eidefoss.

For å løse problemstillingen har det blitt benyttet forskjellige litteraturer, fagfolk, programmer og simuleringer. Resultat fra NetBas belyste at det var mest aktuelt å kompensere for det reaktive forbruket i området rundt Lora, det ble dermed valgt å konsentrere analysen til Lora-transformatorstasjon. Simuleringsmodellen ble avgrenset til området nord for Vågåmo, dette for å redusere eventuelle feilkilder.

Simuleringsprogrammet NetBas baserer seg på stasjonære lastflytberegninger. Ved å ta utgangspunkt i et begrenset antall driftsituasjoner i beregningene, kan dette gi en feilaktig fremstilling av hvilken ytelse på kondensatorbatteriet som vil gi mest reduksjon i årlige tap. Det ble derfor valgt å utføre beregninger for flere ulike alternativ, der det ble sett på hvordan de årlige tapene ble påvirket som følge av installasjonen.

Resultat fra beregningene belyste at det var mest aktuelt å benytte et kondensatorbatteri med varierende ytelse for å maksimere reduksjon av årlig tap. Siden investeringskostnaden har en vesentlig påvirkning på den totale lønnsomhetsvurderingen, vil det likevel anbefales å installere et kondensatorbatteri med fastsatt ytelse på 1400kVA.

Summary of Graduate Project

Title:	Phase compensation in transmission grid with the use of capacitor banks
Date:	20.05.2020
Authors:	Asgeir Jørgensen Erik Teigen Kristoffer Silli
Supervisor:	Ian Norheim
Employer:	Eidefoss nett AS
Contact Person:	Leif Inge Schjølberg, lis@eidefoss.no, 913 02 813
Keywords:	Power flow, Reactive power, Capacitor bank, Compensation
Pages:	52
Attachments:	1
Availability:	Open

Abstract

The purpose of this thesis is to develop a progress method for capacitor bank placement using the simulation program NetBas. This is done on the basis that Eidefoss want to optimize the reactive flow in the transmission grid to minimize the costs associated with reactive exchange. The final result will be used to submit a possible recommendation to Eidefoss.

Different relevant literary sources, professionals in the field, computer-programs and simulations have been used to solve this thesis question. Results from NetBas highlighted that it was most beneficial to compensate for the reactive consumption in the area around Lora, therefore the analysis is focused on the Lora transformer station. The simulation model was restricted to the area north of Vågåmo, in order to reduce eventual sources of error.

NetBas is based on stationary load flow calculations. Calculations based on a limited number of operating situations, can give an incorrect representation of which size of the capacitor bank that will reduce annual losses the most. It was therefore chosen to perform calculations for several different sizes, which looked at how the annual losses were affected as a result of the installation.

Results from the calculations highlighted that it was most beneficial to use a capacitor bank with varying sizes to maximize the reduction of the annual losses. Since the investment cost has a significant impact on the overall profitability assessment, it is still recommended to install a capacitor bank with a fixed performance of 1400kVAr.

Forord

Denne bacheloroppgaven er utarbeidet av tre uteksaminerende studenter ved studiet Elektroingeniør med fagretning elkraft ved Norges tekniske- naturvitenskapelige universitet (NTNU) i Gjøvik.

Oppgaven er gitt av Eidefoss Nett på bakgrunn av at oppdragsgiver vil utarbeide en fremgangsmetodikk ved bruk av simuleringsprogrammet NetBas, dette for å utrede hvor det er mest aktuelt å installere kompenseringssystemer i form av kondensatorbatterier. Oppgaven har gitt oss god faglig innsikt i hvor stor grad utveksling av reaktiv effekt påvirker overføringsnettene og hvordan man kan benytte kompenseringssystemer for å forbedre systemstabiliteten og redusere tapskostnader.

Vi vil takke kontaktpersonene i Eidefoss Nett AS, Leif Inge Schjølberg og Steinar Dahlen for god informasjon, engasjement og tilgangen til deres ressurser gjennom arbeidet med oppgaven. Vi vil også takke kontaktperson i Powel AS, Reidar Ognedal for bistand med utviklingen av fremgangsmetodikken i simuleringsprogrammet NetBas.

Til slutt vil vi takke vår faglærer og veileder Ian Norheim som har vist et stort engasjement for oppgaven, og bidratt til gode diskusjoner gjennom alle årene ved NTNU Gjøvik.

Gjennom denne perioden har det oppstått en spesiell situasjon med Covid-19. Denne pandemien har medført seg en frykt og mange restriksjoner, som har hindret noe av samarbeidet under denne perioden. Vi sender våre tanker til alle berørte i denne spesielle tiden vi nå er inne i.

Innhold

Forord	iii
Innhold	iv
Figurer	viii
Tabeller	x
Terminologi	xii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	1
1.3 Etske utfordringer	2
1.4 Rapportens oppbygning	2
2 BESKRIVELSER OG TEORIGRUNNLAG	3
2.1 Reaktiv effekt	3
2.2 Lastflyt og reaktiv effekt i overføringsnettet	5
2.3 Komponenters innvirkning på reaktiv effekt	7
2.4 Kompensering av reaktiv effektflyt	8
2.5 Kondensatorbatteri	10
2.5.1 Fordeler ved bruk av kondensatorbatteri	10
2.5.2 Dimensjonering	11
2.6 Lover og Forskrifter	13
2.6.1 Energiloven	13
2.6.2 Konesjon	13
2.6.3 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL)	13
2.6.4 Kapittel 3 Krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet	14

2.7	Økonomi	14
2.7.1	Analyseperiode	14
2.7.2	Økonomisk levetid	14
2.7.3	Kalkulasjonsrente	14
2.7.4	Investeringskostnader	15
2.7.5	Brukstid for tap	15
2.7.6	Annuitetsprinsippet	15
2.7.7	Optimal plassering av kondensatorbatteri	16
2.7.8	Årlige spesifikke tapkostnader	16
2.7.9	Nåverdimetoden	17
3	Metode	18
3.1	Program	18
3.1.1	Powel NetBAS	18
3.1.2	Ren-katalog	18
3.2	Etablering av forutsetninger	19
3.2.1	NetBas	19
3.2.2	Lønnsomhetsvurdering	19
3.2.3	AMS-data	19
3.3	Beskrivelse av simuleringsmodellen	20
3.4	Lastflyt og beregningsfunksjoner i NetBas	21
3.4.1	Begrensning av antall driftsituasjoner	21
3.4.2	KB-funksjon	21
3.5	Effektfaktor	23
3.6	Klargjøring av nettmodell	25
3.6.1	Oversikt over det aktuelle nettet	27
3.6.2	Avgrensning av nettmodell	30

3.7	Simulering	31
3.7.1	Fastsette utgangspunkt for analysen	32
3.7.2	Plassering av kondensatorbatteri	33
3.7.3	Kondensatorbatteri ytelse og innkobling	33
3.7.4	Lønnsomhetsvurdering	35
4	Resultat	36
4.1	Beregnet effektfaktor	36
4.2	Simuleringsresultat	37
4.2.1	Scenario 0 (Utgangspunkt)	37
4.2.2	Scenario 1	38
4.2.3	Scenario 2	39
4.2.4	Scenario 3	40
4.2.5	Scenario 4	41
4.2.6	Scenario 5	42
5	Drøfting	43
5.1	Vurdering av effektfaktor	43
5.2	Antagelser og feilkilder	44
5.3	Klargjøring av nettmodell	45
5.4	Simuleringsresultat	46
5.4.1	Lønnsomhetsvurdering	47
5.5	Videre arbeid	48
6	Konklusjon	49
	Bibliografi	50
A	Vedlegg	53
A.1	Fremgangsmetode i NetBAS	53
A.1.1	Oversikt over det aktuelle nettet	53

A.1.2	Analyse	54
A.2	Resistive, induktive og kapasitive laster	62
A.3	Utledning lastflytberegning	65
A.4	lover og forskrifter	67
A.5	Beregningsverktøy for spesifikke tapskostnader Excel	68

Figurer

1	Ekvivalentskjema for linje og kabel	7
2	Shuntkompensering	10
3	Effekttrekant	11
4	Flytskjema for effektfaktor	23
5	Produksjon i netmodellen	25
6	Klargjøring for analyse	26
7	Oversikt over transformatorstasjoner i nettet til Eidefoss	27
8	Oversikt over nettet til Eidefoss med kompensering, aktiv last og aktiv produksjon (Tunglast)	28
9	Oversikt tap i forskjellige spenningsnivåer (Tunglast)	28
10	Marginale tap reaktiv (Tunglast)	29
11	Avgrenset nett nord for Vågåmo	30
12	Flytskjema for simulering	31
13	Bjorli Kondensatorbatteri	32
14	Benyttede verdier ved KB-funksjon	33
15	Optimaliseringsfunksjon	34
16	Oversikt over nettet til Eidefoss (vedlegg)	53
17	Oversikt over nettet til Eidefoss med kompensering, aktiv last og aktiv produksjon (vedlegg)	54
18	Resultat (vedlegg)	55
19	Marginale tap (reaktiv) (vedlegg)	56
20	Marginale tap, reaktiv (Vedlegg)	57
21	Avgrenset nett nord for Vågåmo (Vedlegg)	58

22	Parametere for kondensatorberegning (vedlegg)	60
23	Kretser i kraftsystem (vedlegg)	62
24	Resistiv last (vedlegg)	62
25	Induktiv last (vedlegg)	63
26	Kapazitiv last (vedlegg)	63
27	Kraftoverføringslinje (vedlegg)	65
28	Regneark for spesifikke tapkostnader (vedlegg)	68
29	Tabell for årlig spesifikke tapkostnader (vedlegg)	69

Tabeller

1	Oversikt over effekten til trafokretsene	36
2	Effektfaktor for hver trafokrets	36
3	Samlet effektfaktor	36
4	Energitap per måned (SC.0)	37
5	Totale Energitap og maks effekttap (SC.0)	37
6	Spenning og sensitivitetsmålinger ved Lora-22 (SC.0)	37
7	Energitap per måned (SC.1)	38
8	Totale Energitap og maks effekttap (SC.1)	38
9	Spenning og sensitivitetsmålinger ved Lora-22 (SC.1)	38
10	Nåverdien av de reduserte tap (SC.1)	38
11	Energitap per måned (SC.2)	39
12	Totale Energitap og maks effekttap (SC.2)	39
13	Spenning og sensitivitetsmålinger ved Lora-22 (SC.2)	39
14	Nåverdien av de reduserte tap (SC.2)	39
15	Energitap per måned (SC.3)	40
16	Totale Energitap og maks effekttap (SC.3)	40
17	Spenning og sensitivitetsmålinger ved Lora-22 (SC.3)	40
18	Nåverdien av de reduserte tap (SC.3)	40
19	Energitap per måned (SC.4)	41
20	Totale Energitap og maks effekttap (SC.4)	41
21	Spenning og sensitivitetsmålinger ved Lora-22 (SC.4)	41
22	Nåverdien av de reduserte tap (SC.4)	41
23	Energitap per måned (SC.5)	42

24	Totale Energitap og maks effekttap (SC.5)	42
25	Spenning og sensitivitetsmålinger ved Lora-22 (SC.5)	42
26	Nåverdien av de reduserte tap (SC.5)	42
27	Tapsdifferanse og nåverdi av de reduserte tap	46
28	Energitap per måned (SC.0)	59
29	Totale Energitap og maks effekttap (SC.0)	59
30	Spenning og sensitivitetsmålinger ved Lora-22 (SC.0)	59
31	Nåverdien av de reduserte tap (SC.4) (vedlegg)	61
32	Nåverdien av de reduserte tap (SC.5) (vedlegg)	61

Terminologi

Forkortelser

SSK	Samleskinne
AMS	Avanserte måle- og styringssystemer
KB	Kondensatorbatteri
SVC	Static VAr kompensator

Begrep

Tunglast	Det tidspunktet med størst forbruk i løpet av året.
Lavlast	Det tidspunktet med lavest forbruk i løpet av året.
KB-funksjon	Beregningsfunksjon i NetBas, som utreder optimal størrelse og plassering for kondensatorbatterier i nettmodellen.
Effektfaktor/ $\cos(\varphi)$	Forhold mellom aktiv- og den tilsynelatende effekten
Marginaltap	Endringer i energitap i ledningsnett som følge av endringer i produksjon og/eller forbruk.
Regionalnett	Regionalnett er overføringsnett mellom distribusjonsnett og sentralnett. Spenningsnivået i regionalnett ligger mellom 66kV og 132kV.
Svingmaskin	Referansepunktet der spenningen holdes konstant og den aktive og reaktive effekten varierer avhengig av den totale flyten i nettet.
Driftsituasjon	Endring av lastforholdene(forbruket) i nettmodellen.

1 Innledning

I dette kapittelet vil bakgrunnen for oppgaven forklares. Videre vil problemstillingen bli presentert med de tilhørende delmål som oppgaven skal besvare. Det har blitt innhentet sensitiv informasjon under forskningsprosessen, derfor vil de etiske utfordringene vedrørende dette bli forklart og til slutt vil rapportens oppbygning bli presentert.

1.1 Bakgrunn

Energiselskapet Eidefoss eier og driver regionalnettet i Nord-Gudbrandsdalen og flere kraftverk i området. Området har en bred geografisk utstrekning, og har dermed et samlet linjenett på 2780km som er tilkoblet en rekke ulike forbrukere med varierende belastningsgrunnlag.

Overføring av elektrisk energi er forbundet med tap, som øker med avstanden energien må fraktes. Behovet for reaktiv effekt opptar overføringskapasitet på nettet og fører til økte tap som følge av at det flyter mer strøm i linjene, det er derfor ønskelig å produsere den reaktive effekten så nær forbrukerområdet som mulig for å redusere de tapskostnadene som er tilknyttet den reaktive effekten [1].

Når nettselskaper skal forbedre eller utvide sine nett, er det viktig å utarbeide en teknisk og økonomisk analyse som vil ligge til grunn for de valgene man tar. Dimensjonering og plassering av kondensatorbatterier inngår også i denne analysen. Oppdragsgiver Eidefoss ønsker derfor å utarbeide en fremgangsmetodikk ved bruk av simuleringsprogrammet NetBas, der Eidefoss sine lastprofiler er innlagt. Dette for å utrede hvor det er mest aktuelt å installere kompenseringsutstyr i form av kondensatorbatteri.

1.2 Problemstilling

Opgaven tar utgangspunkt i følgende problemstilling:

I hvilken grad vil installasjon av kondensatorbatterier i Eidefoss sitt nett, redusere tapskostnader?

For å besvare denne problemstillingen har det blitt satt opp noen delmål, som er med på å gi et grunnlag for den endelige besvarelsen.

- Effektfaktor.
 - Verifisere den fastsatte effektfaktor på abonnenter.
 - Sammenligne beregnet effektfaktor for det reaktive forbruket for noen utvalgte transformatorstasjoner.
 - Vurdere studier/rapporter på området hvor stor effektfaktor det er anbefalt å benytte på forbrukskunder.

- NetBas.
 - Kontrollere NetBasmodellen med hensyn på forbruk, produksjon og flyt.
 - Vurdere om eksisterende kondensatorbatterier i nettet er gunstige i forhold til størrelse og innkoblingspunkt.
 - Se på muligheten for avgrensing av nettmodellen for å minimere betydningen av komponenter som har liten eller ingen påvirkning for analysen.

- Vurdering av installasjon av kondensatorbatteri i regionalnettet.
 - Utrede hvor i nettet det er mest lønnsomt å kompensere for den reaktive utvekslingen med tanke på tap.
 - Fastsette optimal ytelse på kondensatorbatteri med tanke på den reaktive utvekslingen.
 - Investeringskostnader i forbindelse med installasjon av nye kondensatorbatterier.
 - Sjekk av spenningssensitivitet og kvalitet.

1.3 Etske utfordringer

Eidefoss har gitt gruppen tilgang til NetBas og det ble benyttet AMS-målinger for beregning av effektfaktor. Dette er konfidensiell informasjon om kunder, det er derfor inngått taushetsavtale mellom gruppen og oppdragsgiver.

1.4 Rapportens oppbygning

Denne rapporten er delt inn i seks deler for å utarbeide en oversiktlig presentasjon for løsningen av oppgaven. Innledende vil oppgavens bakgrunn og formål bli presentert, deretter blir relevant teori beskrevet. Dette for å danne en grunnforståelse for de valg og forutsetninger som har blitt utført under forskningsprosessen. Videre blir simuleringsprosessen beskrevet i metodekapittelet og de resultat som kom frem av simuleringene blir presentert i eget resultatkapittel. Til slutt vil resultatene bli drøftet opp mot relevant teori for å komme frem til en konklusjon.

2 BESKRIVELSER OG TEORIGRUNNLAG

I dette kapitlet presenteres den tekniske og den økonomiske teorien som ligger til grunn for valget av dimensjonering og plassering av kondensatorbatteri i kraftsystemet.

2.1 Reaktiv effekt

Vekselstrøm (AC) er en sinusformet elektrisk strøm som har vekslende størrelse og retning. Strømmen i Norge har en systemfrekvens på 50 Hz, som betyr at vekslingen oppstår 50 ganger i sekundet [2].

Reaktiv effekt oppstår når spenning $v(t)$ og strøm $i(t)$ har forskjellig fase eller kurveform. Bidraget til reaktive effekten grunnet forvrenging av kurveform, er som oftest veldig beskjedent i et kraftnett og vil dermed ikke bli betraktet ytterligere [3, s. 13].

Faseforskjellen som oppstår mellom $v(t)$ og $i(t)$ skyldes den vekslende retning på strømmen og de komponenter som er av ulineær karakteristikk (impedans). Elektriske maskiner og luftlinjer er noen av de type komponenter i et kraftsystem med ulineær karakteristikk. Se vedlegg A.2 for en grundigere forklaring for hvordan den reaktive effekten oppstår i de ulike komponentene.

Spenning og strøm i et kraftsystem av induktiv karakteristikk, kan uttrykkes som:

$$v(t) = \sqrt{2} \times V \times \cos(\omega t + \theta) \quad (2.1)$$

$$i(t) = \sqrt{2} \times I \times \cos(\omega t) \quad (2.2)$$

Der

$$V_{max} = \sqrt{2} \times V$$

$$I_{max} = \sqrt{2} \times I$$

θ faseforskyvning mellom strøm og spenning

Den momentane effekten som oppstår i et system kan uttrykkes som:

$$p(t) = v(t)i(t) = V_{max} \times I_{max} \times \cos(\omega t + \theta) \times \cos(\omega t) \quad (2.3)$$

Ligning 2.3 kan skrives om til :

$$p(t) = V_{max} \times I_{max} [\cos(\omega t) \times \cos(\theta) - \sin(\omega t) \times \sin(\theta)] \times \cos(\omega t) \quad (2.4)$$

Etter en del regnearbeid kan $p(t)$ uttrykkes som:

$$p(t) = \frac{V_{max} \times I_{max}}{2} \cos(\theta) \times [1 + \cos(2\omega t)] - \frac{V_{max} \times I_{max}}{2} \sin(\theta) \times \sin(2\omega t) \quad (2.5)$$

Videre kan $p(t)$ uttrykkes ved bruk av størrelser for aktiv- og reaktiv effekt:

$$p(t) = P[1 + \cos(2\omega t)] - Q \times \sin(2\omega t) \quad (2.6)$$

Det første uttrykket i $p(t)$ er en konstant verdi. Det andre uttrykket er varierende med en middelvei på 0 over en periode. Den aktive effekten uttrykkes derfor som:

$$P = V \times I \times \cos(\theta) \quad [W] \quad (2.7)$$

Uttrykket $\cos(\theta)$ omtales som effektfaktor og kan beregnes ved bruk av ligning 2.8.

$$\lambda = \frac{P}{S} = \cos(\theta) \quad (2.8)$$

Der

λ effektfaktor

P middeleffekten over en periode

S tilsynelatende effekt

En lav effektfaktor er ikke ideelt sett fra nettselskapenes perspektiv, da en lav effektfaktor vil føre til at linjene må føre en høyere strøm for å levere den samme effekten som kundene forbruker.

$$I = \frac{P}{V \times \cos(\theta)} \quad (2.9)$$

Dette fører igjen til økte aktive og reaktive tap:

$$P_{tap} = R \times I^2 \quad (2.10)$$

$$Q_{tap} = X \times I^2 \quad (2.11)$$

I kraftteknisk terminologi benyttes også uttrykket tilsynelatende effekt (S). Den tilsynelatende effekten er et produkt av V og I og har enheten volt ampere [VA]. Dette er ingen effekt i fysisk forstand, men benyttes for å uttrykke total strøm.

$$S = VI^* \rightarrow P + jQ \rightarrow \sqrt{P^2 + Q^2} \quad [VA] \quad (2.12)$$

Gitt at man har spenning og strøm med en effektfaktor kan man uttrykke den reaktive effekten som:

$$Q = VI \times \sin(\theta) \quad [\text{VAr}] \quad (2.13)$$

Videre ser man at ligning 2.12, kan uttrykkes som:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.14)$$

Ved å betrakte ligning 2.14 kan man beskrive den reaktive effekten som den tilsynelatende effekten som ikke utgjør noen aktiv effekt, det vil si den effekten som ikke utgjør noe arbeid i form av lys, varme eller rotasjon. Reaktiv effekt er ingen effekt i fysisk forstand, men benyttes på lik måte som den tilsynelatende effekten for å uttrykke den strømkomponenten som ikke danner noen effekt.

2.2 Lastflyt og reaktiv effekt i overføringsnett

Lastflytanalyser benyttes for innhenting av informasjon om kraftsystemets tilstand, noe som er nødvendig for å kunne planlegge drift og eventuelle utbygninger av systemet. En lastflytanalyse er en numerisk analyse av den elektriske energien som flyter i systemet. Lastflytberegninger beskriver de stasjonære forholdene i systemet, og vil kunne gi informasjon om blant annet, mengde strøm som flyter i systemet, spenninger, tap og aktiv/reaktiv effektflyt [4, s. 7].

Ligning 2.15 og 2.16 er kjente lastflytligninger som benyttes for å beregne den aktive-/reaktive effekten som går inn i valgt node [4, s. 10].

$$P_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (2.15)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (2.16)$$

Der

Y_{ij} Admittansen ($\frac{1}{Z}$) mellom punkt i og j

V_i Spenning node i

V_j Spenning node j

δ_i Spenningsvinkel node i

δ_j Spenningsvinkel node j

θ_{ij} Vinkel admittanselementet

Videre vil det sees nærmere på en enkel radial med avsenderende (A) og mottakerende (B), for å forklare forholdet mellom spenning, aktiv og reaktiv effekt (radialen inneholder både resistans og reaktans). Se vedlegg A.3 for utledning [5, s. 25].

Den aktive- og reaktive effekten som er overført til mottakerende (B) kan uttrykkes som:

$$P_B = \frac{U_A U_B (R \cos(\delta_A - \delta_B) + X \sin(\delta_A - \delta_B)) - R U_B^2}{R^2 + X^2} \quad (2.17)$$

$$Q_B = \frac{U_A U_B (X \cos(\delta_A - \delta_B) - R \sin(\delta_A - \delta_B)) - X U_B^2}{R^2 + X^2} \quad (2.18)$$

Ved å neglisjere resistansen i radialen (som ofte gjøres ved beregninger på transmisjonsnettet da $R \ll X$ ved høye spenningsnivåer) kan man forenkle ligning 2.17 og 2.18 som vist nedenfor:

$$P_B = \frac{U_A U_B \sin(\delta_A - \delta_B)}{X} \quad (2.19)$$

$$Q_B = \frac{U_A U_B \cos(\delta_A - \delta_B)}{X} - \frac{U_B^2}{X} \quad (2.20)$$

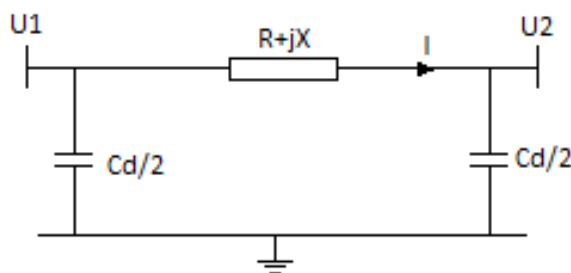
Ved å betrakte de forenklede ligningene kan man se at faseforskjellen mellom spenningene på de to nodene er den dominerende faktor for overføring av aktiv effekt, og spenningsnivået er den dominerende faktor for den reaktive effekten.

2.3 Komponenters innvirkning på reaktiv effekt

Kraftsystemet består av flere ulike komponenter, disse kan være både av kapasitiv og induktiv karakter eller være en kombinasjon av induktivt og kapasitivt. Dette medfører at komponentene vil bidra til produksjon eller forbruk av reaktiv effekt. De ulike komponenter er i alle de forskjellige delene av kraftsystemet, dette gjelder helt fra produksjon til sluttbruker [3, s. 17].

Kabel og linje

Overføringsnettet er sammensatt av linjer og kabler for overføring av elektrisk energi fra produksjon til sluttbruker. Linjer og kabler innehar både induktiviteter og kapasiteter, disse kan dermed produsere og forbruke reaktiv effekt [3, s. 18].



Figur 1: Ekvivalentskjema for linje og kabel

Reaktansen i linjen vil føre til at det forbrukes reaktiv effekt:

$$Q_L = X \times I^2 \quad (2.21)$$

Driftkapasitansen vil medføre at det produseres reaktiv effekt:

$$Q_C = \omega \times \frac{C_d}{2} \times (U_1^2 + U_2^2) \quad (2.22)$$

Transformator

Transformatorer benytter seg av elektromagnetisk induksjon for å forandre spenningen opp eller ned, og vil derfor forbruke reaktiv effekt. I kraftsystemet blir transformatorer hovedsakelig brukt til å sammenkoble overføringsnettet og regulere spenningen til ønsket verdi. De kan også bli benyttet for å tilkoble kompenseringseenheter til det elektriske nettet, avhengig om enhetene er konstruert for å operere på den gitte systemspenningen [6, s. 29].

Motorer

Asynkronmotoren er en elektrisk maskin som drives av elektromagnetisk induksjon [7]. Denne motortypen er den mest anvendte i industrien og i andre sammenhenger, grunnet sin enkle oppbygging da den består primært av to deler (stator og rotor) [8]. Dette medfører at store industriområder ofte har et høyt forbruk av reaktiv effekt, som igjen kan føre til dårlig spenningskvalitet i nettet. Nettselskapene opererer med tariffing av reaktiv effekt, der de kan fakturere sluttbruker for overuttak over gitte grenser [9]. Det kan derfor være tilfeller der det er lønnsomt for bedrifter å kompensere for det reaktive forbruket.

Andre komponenter

Induksjonsmotorer blir også benyttet i husholdningsapparater som kjøleskap, fryser, vaskemaskiner med mer. Det finnes også apparater i husholdningen som vil produsere reaktiv effekt som f.eks. LED belysning og andre komponenter som innehar kapasitive egenskaper. Det trekkes likevel ut at en husholdning vil primært bestå av induktive komponenter og vil dermed forbruke reaktiv effekt.

2.4 Kompensering av reaktiv effektlyt

Fasekompensering innebærer at man vil kompensere for den reaktive effektlyten som oppstår i nettet på grunn av induktanser og kapasitanser i overføringsnettet, samt tilkoblede laster. Den reaktive effektlyten medfører ulemper i det elektriske nettet, redusert overføringskapasitet, økte tap og økte spenningsfall som generelt sett fører til dårlig spenningskvalitet. Det er tydelig at man ønsker å kompensere for all den reaktive effekten som flyter i systemet slik at den resulterende effektfaktoren for systemet vil være 1,0. I praksis er dette ikke mulig, det på grunn av at kraftsystemet består av varierende belastninger og risikoen for at det oppstår farlige overspenninger på grunn av resonans i systemet er til stede [10, s. 27]. Resonansfenomenet vil bli grundigere forklart i kapittel 2.5.2.

Det finnes flere ulike metoder for kompensering av reaktiv effektlyt i et kraftsystem. En av de mest effektive metodene for kompensering er med bruk av synkrongeneratorer, hvor man har mulighet til å produsere aktiv- og reaktiv effekt, samtidig som produksjon av den reaktive effekten kan reguleres tilnærmet momentant uavhengig av spenningen. Kondensatorbatterier har ikke denne omfattende reguleringen, men det er av de rimeligere løsningene og krever lite vedlikehold sammenlignet med en synkrongenerator [6, s. 26].

De ulike metodene for kompensering av reaktiv effekt deles ofte inn i to ulike kategorier, statisk og dynamisk. Kapasitanser produserer reaktiv effekt og induktanser forbraker reaktiv effekt, disse blir kalt statiske enheter da de ikke regulerer den reaktive effekten aktivt i forhold til systemspenningen. Synkrongeneratorer, synkronkondensatorer, samt statiske enheter kombinert med kraftelektronikk er å betrakte som dynamiske kompensatorer, disse er kapable til å aktivt regulere produksjonen av reaktiv effekt i forhold til systemspenningen [6, s. 27].

Synkronkondensatoren er en synkronmaskin som er konstruert for å kun produsere reaktiv effekt. Disse blir ofte utvunnet fra eldre generatorer som ikke lenger gir en økonomisk gevinst [6, s. 28-29].

Kondensatorer kan bli tilknyttet nettet i både serie og parallelltilkobling, for kompensering av den reaktive effekten. Seriekondensatorer er hovedsakelig benyttet i lange overføringslinjer for å redusere linjereaktansen, som fører til et lavere spenningsfall og redusert reaktivt effektforbruk. Produksjonen av en seriekompenseringsenhet er gitt av ligning 2.23 der $\frac{1}{\omega C}$ er kondensatorens reaktans og I er strømmen som går i linjen. Man kan dermed anse en seriekompenseringsenhet som selvregulerende, da strømmen i en overføringslinje vil øke når spenningen reduseres, denne egenskapen er til stor fordel for nettselskapene da man ofte ønsker en høyere kompenseringsgrad ved en lavere spenning. Likevel så er kostnadene og de tekniske problemene som oppstår ved valg av vern ved denne løsningen, faktorer som ligger til grunn for at dette ikke er en hyppig benyttet løsning [11].

$$Q_C = \frac{1}{\omega C} \times I^2 \quad (2.23)$$

Parallellinnkoblet kondensator (batteri) brukes som shuntkompensering på flere steder i overføringsnettet der det er et høyt uttak av reaktiv effekt, denne metoden er den enkleste og rimeligste løsningen for kompensering av reaktiv effekt [12]. Nettselskapene ønsker å kompensere for den reaktive effekten så nær forbrukerområdet som mulig, dette for å begrense overføring av reaktiv effekt over lange strekninger, det fører til bedre spenningskvalitet og reduserte tapskostnader. Ved å benytte seg av denne løsningen vil produksjonen av den reaktive effekten være proporsjonal med kvadratet av spenningen som vist i ligning 2.24. Dette kan være problematisk når man ofte ønsker å produsere mer reaktiv effekt når spenningen i systemet er lav, og mindre når spenningen er høy. Dette er for å sikre at spenningsnivået i systemet er innenfor gitte grenser.

$$Q_C = \frac{U^2}{\omega C} \quad (2.24)$$

SVC-anlegg (static VAR compensators), består hovedsakelig av kondensatorer og reaktorer som er tilkoblet nettet via thyristorer som styres kontinuerlig ved å justere tennvinkelen på thyristorene. På grunn av denne dynamiske egenskapen, vil et SVC anlegg reagere raskt ved et spenningsfall i nettet og egner seg godt i områder hvor det er varierende uttak av reaktiv effekt.

For en mer utdypende forklaring på de ulike kompenseringsteknologiene og metodene se [6, s. 27-40].

2.5 Kondensatorbatteri

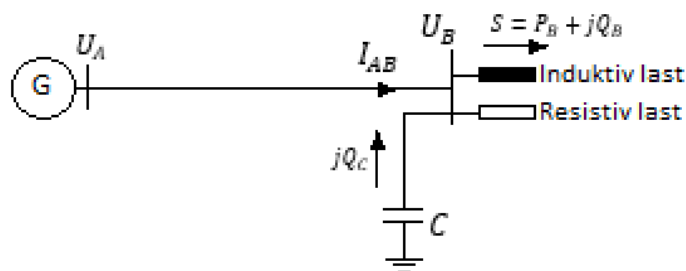
Et kondensatorbatteri fungerer på tilsvarende måte som en enkel kondensator. Batteriet er sammensatt av flere kondensatorer som er koblet i serie og parallell for å oppnå ønsket kapasitans og spenning. [13, s. 5].

Som nevnt i det foregående kapitlet kan kondensatorer tilkobles nettet i både serie og shuntkonfigurasjon, dette gjelder også kondensatorbatteri. Oppgaven vil kun se på hvordan implementering av shuntkompensering ved bruk av kondensatorbatteri vil påvirke den reaktive effektflyten. Dette er den teknologien som har blitt valgt og den som Eidefoss allerede benytter seg av i deres nett.

2.5.1 Fordeler ved bruk av kondensatorbatteri

Kondensatorbatteri er en viktig komponent som nettselskapene benytter seg av for å opprettholde et stabilt og pålitelig nett, samt at det kan bidra til å redusere kostnader tilknyttet overføring av reaktiv effekt [14, s. 18].

Transport av reaktiv effekt forårsaker en rekke ulemper som spenningsfall og tap, samtidig som den beslaglegger overføringskapasiteten i nettet, slik at muligheten for overføring av aktiv effekt reduseres.



Figur 2: Shuntkompensering ved bruk av kondensatorbatteri (Q_c)

Ligningene nedenfor er utarbeidet fra radialen i figur 2 og uttrykt med effekter slik at man enkelt kan se hvordan den reaktive effekten påvirker spenning, tap og overføringskapasitet i en enkel radial, samt hvordan en installasjon av kondensatorbatteri vil kunne bidra til å stabilisere spenningsnivået i nettet og redusere tap.

Strømmen i radialen kan uttrykkes som:

$$I_{AB} = \left(\frac{P_B + j(Q_B - Q_C)}{U_B} \right)^* \quad (2.25)$$

Spenningsfallet over radialen der $Q_T = Q_B - Q_C$:

$$\Delta U_{AB} = (R + jX) \times I_{AB} = \frac{1}{U_B^*} (P_B \times R + Q_T \times X + j(P_B \times X - Q_T \times R)) \quad (2.26)$$

Tap i radialen:

$$\Delta P_{\text{tap}} = \frac{R}{U_B^2} \times (P_B^2 + (Q_B - Q_C)^2) \quad (2.27)$$

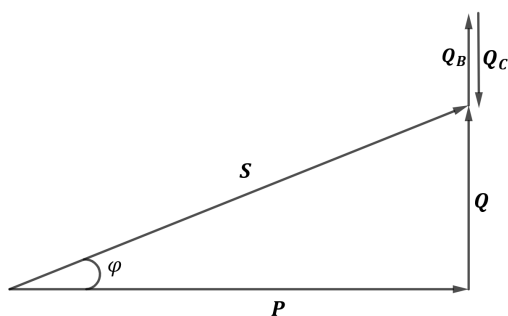
$$\Delta Q_{\text{tap}} = \frac{X}{U_B^2} \times (P_B^2 + (Q_B - Q_C)^2) \quad (2.28)$$

Nødvendig overføringsevne:

$$S = \sqrt{P^2 + (Q_B - Q_C)^2} \quad (2.29)$$

Ved å dimensjonere kondensatorbatteri slik at $Q_C = Q_B$ vil man redusere spenningsfallet og tapene i radialen til et minimum, samtidig som det kun er den aktive strømkomponenten som vil oppta overføringskapasitet.

Figuren nedenfor viser en grafisk fremstilling om hvordan den produserte effekten fra kondensatorbatteriet (Q_C), kansellerer det reaktive forbruket (Q_B) og dermed frigjør overføringskapasitet til radialen.



Figur 3: Heving av effektfaktor ved å tilføre reaktiv effekt fra kondensatorbatteri (Q_C)

2.5.2 Dimensjonering

Når det gjelder dimensjonering av kondensatorbatterier vil dette være sterkt avhengig av nett og belastningsforholdene og må beregnes via egnet dataprogram (lastflytanalyse). Likevel kan det trekkes ut noen viktige hovedregler som må vurderes.

Spenningsgrenser (max/min)

Ved innkobling av kondensatorbatteri i et induktivt nett så vil man øke systemspenningen i tilkoblingspunktet og ved utkobling vil spenningen synke. Dette kan medføre at spenningsnivået frem til sluttbruker er utenfor de gitte grenser på $\pm 10\%$, likevel er det ikke noen lovbestemte regler på hvor store spenningsforandringer som kan oppstå i det overliggende nettet. Det er derimot vanlig at nettselskapene har interne retningslinjer for hvor store spenningsavvik de ønsker i deres nett.

Ved bruk av ligning 2.30 kan man estimere spenningsforandringen som skyldes innkobling av kondensatorbatteriet [15, s. 11].

$$V\% \approx \left(\frac{Q_C}{S_{SC}} \right) \times 100 \quad (2.30)$$

Der

$V\%$ spenningsforandringen i prosent

Q_C produksjon fra batteriet [MVar]

S_{SC} tilgjengelig trepolet kortslutning ved tilkoblingspunkt [MVA]

Resonans

Kraftelektronikk, lysrør, led-lamper og datamaskiner er noen av komponentene som forårsaker harmoniske strømmer og spenninger. De harmoniske forstyrrelsene som kan oppstå har en høyere frekvens, enn grunnfrekvensen overføringsnettet benytter seg av på 50Hz.

Det er kjent at størrelsen på den induktive og kapasitive reaktansen i et system er varierende med frekvensen. I hvert system som innehar kapasitive og induktive komponenter, vil det være et krysningspunkt der den induktive og kapasitive reaktansen er av lik verdi ved en gitt frekvens. Punktet blir omtalt som resonanspunktet, dette er ikke noe stort problem foruten da systemet inneholder harmoniske forstyrrelser med den gitte frekvensen. Dette kan resultere i veldig store spenninger og strømmer ved resonansfrekvens som kan føre til store skader på komponenter rundt om i kraftsystemet [16].

Kondensatorbatterier danner ikke harmoniske forstyrrelser, men kan bidra til at resonansfenomenet oppstår. Ved installasjon må det derfor undersøkes om det foreligger harmoniske forstyrrelser ved det gitte resonanspunktet. I denne oppgaven er det hovedsakelig kondensatorbatterier i shuntkonfigurasjon som skal undersøkes og det er dermed parallell resonansen som er av interesse [16].

Resonansfrekvensen kan uttrykkes som [15, s. 32]:

$$f_r = \sqrt{\frac{S_k}{Q_c}} \times f_s \quad (2.31)$$

Der

f_r Resonansfrekvensen

f_s Nominell systemfrekvens

S_k Kortslutningsytelse[MVA] i tilkoblingspunktet for kondensatorbatteriet.

Q_c Ytelse[MVA] på kondensatorbatteriet.

Koblingstransienter

Kondensatorbatterier kan bestå av en fastsatt størrelse eller utformet med flere trinn som kobles inn eller ut ved hjelp av ulike bryterarrangement. Når kondensatorbatteriet blir inn/utkoblet så vil det oppstå transiente spenninger og strømmer som kan ha en negativ innvirkning på kraftsystemet. Det er derfor vanlig å supplere med en reaktor som er tilkoblet i serie med batteriet for å dempe mulige koblingstransienter, samtidig som dette vil kunne gi en filtrering av de harmoniske forstyrrelsene i systemet [17, s. 9]. Synkronisert innkobling av batteriene vil også bidra til å redusere koblingstransientene, da batteriene blir innkoblet ved spenningens nullgjennomgang [18, s. 205].

2.6 Lover og Forskrifter

I dette kapittelet vil det nevnes noen lover og forskrifter som er relevante ved installasjon av kondensatorbatteri. Utbedringer og oppgraderinger i kraftnettet må være innen de lover og forskrifter som er gitt.

2.6.1 Energiloven

Energiloven omhandler produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi. Energiloven pålegger lokale energiverk en leveringsplikt mens strømkunder velger egen strømleverandør [19].

Energiloven er en svært generell formålsparagraf som i liten grad er beskrevet med konkrete reguleringsanvisninger. Loven ble lagt opp for konsesjonsordninger med adgang til fastsetting av konsesjonsvilkår, forskrifter og retningslinjer. Loven gir ingen anvisninger for markedstilretteleggelse og monopolregulering [20, s. 15].

§ 1-2 forteller om hva som er formålet med energiloven, samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av kraftressurser. Hovedmålsettingen er hensynet til rett ressursbruk i produksjon og fordeling, samt legge rettslig grunnlag for effektivisering av kraftmarkedet [20, s. 22].

2.6.2 Konsesjon

De som har konsesjon i et område, har det fulle ansvaret for å overholde gjeldende lover og forskrifter om nettvirksomhet. Nettselskap kan søke om konsesjon i et område.

2.6.3 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL)

Forskriften skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt [21].

Forskriften gjelder for den som helt eller delvis eier, driver eller bruker elektriske anlegg. Elektrisk utstyr som er tilknyttet det norske kraftsystemet, samt den som i henhold til energiloven er utpekt som systemansvarlig [21].

2.6.4 Kapittel 3 Krav til leveringspålidelighet og spenningskvalitet

§ 3-3 Spenningskvalitet

I lavspenningssystemet er det $\pm 10\%$ fra nominell merkespenning som er tillatt spenning å levere. Er spenningen fravikende fra denne spenningen må dette utbedres av netteier. I høyspenningssystemet er det ingen bestemmelser om spenning, men på bakgrunn av kravet i lavspenningssystemet så har ofte netteieren egne spenningskrav i nettet. Dette er for å kunne levere en spenning på lavspent som er innenfor kravene på 10% . I Eidefoss har de satt sitt krav om spenning på $\pm 5\%$ [21].

§ 3-7 Overharmoniske spenninger

Nettselskap skal sørge for at total harmonisk forvrengning av spenningens kurveform ikke overstiger 8% målt som gjennomsnitt over ti minutter og 5% målt som gjennomsnitt over én uke. Dette i tilknytningsspunkt med nominell spenning fra og med 230 V til og med 35 kV [21].

Andre forskrifter som kan være relevante i installasjon av kondensatorbatteri er lagt til som vedlegg A.4. Disse blir ikke sett videre på her da det ikke har innvirkning på analysen.

2.7 Økonomi

Dette kapittelet inneholder grunnleggende økonomisk teori som ligger til grunn for plassering og dimensjonering av kondensatorbatteri i elektriske systemer.

2.7.1 Analyseperiode

Analyseperiode beskriver det tidsrommet som skal analyseres ved investering i et prosjekt. Perioden er ofte angitt i år på grunn av at investeringer i nettet har normalt lang levetid.

Når man vurderer lønnsomhetsanalyser er det spesielt viktig å vurdere den økonomiske levetiden på anlegget da analyseperioden vanligvis settes lik denne. [22, s. 12]

2.7.2 Økonomisk levetid

Økonomisk levetid er antall år man forventer at investeringsprosjektet vil være økonomisk lønnsomt, sagt med andre ord; antall år investeringen vil generere en positiv kontantstrøm [23, s. 367].

2.7.3 Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrente er den avkastningen en investor krever å få av en investering. [22, s. 11] Bedriftens avkastningskrav påvirkes av faktorer. Ettersom nettutbygging er en monopoloppgave, vil de fleste nettselskap benytte seg av den renten som er satt av NVE og finansdepartementet, 4% for samfunnsøkonomiske analyser [24, s. 5].

2.7.4 Investeringskostnader

Kostnader tilknyttet installasjon av nytt kondensatorbatteri: .

- Kondensatorbatteri
- Montasje
- Bryteranlegg (fjernstyring)

2.7.5 Brukstid for tap

Tapenes brukstid er en viktig parameter ved kostnadssetting av elektriske tap, samt beregne årlig energitap i kraftsystemet ut fra effekttapene i tunglastperioden [25, s. 27]. Brukstid for tap beskriver hvor lenge tunglasttapene må vedvare for at de skal tilsvare de årlige energitapene over et helt år.

Brukstiden kan beregnes ved bruk av formelen nedenfor.

$$T_t = \frac{\Delta W}{\Delta \hat{P}} \quad [timer] \quad (2.32)$$

Der

ΔW energitapene i en periode, normalt et år [kWh]

$\Delta \hat{P}$ maksimale effekttap i perioden [kW]

2.7.6 Annuitetsprinsippet

Ved å benytte annuitetsmetoden kan man finne årskostnaden av en engangsinvestering over et gitt antall år. Formelen nedenfor gir den summen (B) som betales inn hvert år i antall år (N). Dette gir samme avkastning som en engangssum som blir innbetalt i år 0 med en gitt rente [22].

$$B = B_0 \left[\frac{r}{1 - (1 + r)^{-N}} \right] \quad (2.33)$$

Der

B_0 investeringkostnaden i år 0

r kalkulasjonsrenten

2.7.7 Optimal plassering av kondensatorbatteri

For å fastsette hvor den mest optimale plasseringen av et kondensatorbatteri i nettet vil være (sett fra et økonomisk perspektiv), må man betrakte summen av kostnadene ved installasjon og de reduserte utgiftene et kondensatorbatteri medfører.

Normalt sett vil det være tilstrekkelig å utføre en slik analyse over ett år, å se på nytteverdien av investeringen. Ved analyse over ett år må de totale installasjonskostnadene fordeles over hele den økonomiske levetiden etter annuitetsprinsippet [17].

$$K = k_p + k_w + k_q - k_b - k_f \quad (2.34)$$

Der

- K_p verdi av reduserte maksimale tap
- K_w verdi av reduserte energitap
- K_q verdi av reduserte "kjøp" av reaktiv effekt
- K_b kostnader batteri
- K_f kostnader av batteritap

2.7.8 Årlige spesifikke tapskostnader

De kostnadene som er tilknyttet elektriske tap i kraftnettet er en sentral parameter ved dimensjonering/investering i nettet. Elektriske tap har både en energidimensjon og en effektdimensjon, energien må produseres og effekten beslaglegger overføringskapasitet i nettet. For å ivareta Energilovens § 1.2, er det viktig å fastsette en samfunnsøkonomisk korrekt verdisetting på de ulike tapskostnadene [26].

Sintef Energi AS har utarbeidet tabeller for de ulike tapskostnadene relatert til forskjellige nettnivåer i kraftsystemet. Beregningen av tapskostnadene er basert på grensekostnader for produksjon og nett.

Formel for beregning av spesifikke tapskostnader:

$$\begin{aligned} K_{tap} &= k_p \times \Delta P_{max} + \int k_w(t) \times \Delta P(t) dt \\ &= (k_p + k_{wekv} \times T_t) \times \Delta P_{max} \end{aligned} \quad (2.35)$$

Der

K_p effektkostnad (tunglast) [kr/kW år]

K_{wekv} ekvivalent tapskostnad [kr/kWh]

T_t årlig brukstid for tap [h/år]

ΔP_{max} effekttap (tunglast) [kW]

2.7.9 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden kan benyttes ved lønnsomhetsanalyse for å vurdere om en investering er lønnsom eller ikke. Metoden baserer seg på å tilbakeføre (diskontere) alle fremtidige kontantstrømmer (kostnader og inntekter) til et gitt tidspunkt for å sammenligne dette med investeringsutgiften i samme tidspunkt. Vanligvis benyttes investeringstidspunktet som en basis for diskonteringen [22, s. 4].

Differansen mellom investeringsutgiften og de diskonterte kontantstrømmene omtaler man som netto nåverdi (NNV) [23, s. 380].

Dersom ligningen nedenfor gir en verdi større enn 0, vil investeringen være lønnsom.

$$NNV = -B_0 + \sum_{t=1}^N \frac{U_t}{(1+r)^t} \quad (2.36)$$

Der

B_0 investeringsutgiften i år 0

U_t netto nytte som investeringen genererer (inntekter - kostnader)

N antall år investeringen antas å være økonomisk lønnsom (analyseperiode)

r kalkulasjonsrenten som er satt av bedriften

3 Metode

I dette kapitlet blir det gjort rede for hvilke metoder som har blitt benyttet i oppgaven for analysing og innhenting av informasjon. Hensikten med kapitlet er å vise forskningsprosessen og forklare hvordan de ulike data har blitt samlet inn og benyttet.

3.1 Program

3.1.1 Powel NetBAS

NetBAS er et database-system som gir detaljert oversikt av nettselskapets kraftsystem, dette kan presenteres ved hjelp av kart eller enlinjeskjema. Løsningen brukes til å planlegge, analysere, bygge, drifte og vedlikeholde kraftnettet.

I denne oppgaven er analysemodulen det som er benyttet i NetBAS. Analysemodulen i NetBAS er en av flere funksjoner, det er et analyseverktøy som hjelper nettselskap med å gi et godt beslutningsgrunnlag for hvordan utvikle strømmettet videre. Analysemodulen inneholder blant annet lastflyt, kortslutningsberegning, marginaltapsanalyse og sikringsanalyse. Det er også mulighet for å kjøre lastflytanalyse på timesverdier for produksjon- og forbruksmålere [27].

Modulen er i oppgaven brukt til beregning av lastflyt, kondensatorbatteri og spenningskvalitet.

3.1.2 Ren-katalog

Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet AS (REN) leverer forskjellige produkter som brukes til effektivisering av drift. Dette er utført ved å angi retningslinjer og standarder, som blir benyttet for å få bedre oversikt over hovedpunkter i planlegging av kraftnettet og økonomiske beregninger. REN har blitt benyttet som oppslagsverk for utforming av løsninger og innhenting av verdier for lønnsomhetsvurderingen i denne oppgaven.

- *Grunnleggende økonomisk teori*
- *Kostnadskatalog for regionalnett*
- *Brukstid for tap*
- *Kompensering i kraftnett*
- *Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett*

[28]

3.2 Etablering av forutsetninger

I dette underkapittelet beskrives noen av de forutsetninger som ligger til grunn for de simuleringer og beregninger som blir utført for å komme frem til en anbefalende løsning.

3.2.1 NetBas

- Det antas at de verdier som er innlagt på de ulike komponenter ikke inneholder vesentlige avvik.
- Det tas forbehold om at faktorer som årsvariasjon, døgnvariasjon og temperaturvariasjon kan avvike.
- Det vil ikke tas hensyn til andre produksjonstilfeller enn det som blir fastsatt i samråd med oppdragsgiver.
- Det tas forbehold om at eksisterende kondensatorbatterier i nettet skal opereres som normalt.

3.2.2 Lønnsomhetsvurdering

- Analyseperioden settes til kondensatorbatteriets antatte levetid på 30 år.
- Kalkulasjonsrenten blir satt til 4% på bakgrunn av samfunnsøkonomiske investeringer og i samråd med oppdragsgiver [29, s. 27-40].
- Tapsendringen som følge av installasjonen av kondensatorbatteri antas å være lik for hele analyseperioden.
- Kostnader forbundet med utveksling av reaktiv effekt med sentralnettet neglisjeres, da dette ikke er av vesentlig betydning hos Eidefoss per i dag.
- Kostnadssetting av de elektriske tap er basert på Sintef sin planleggingsbok for spesifikke tpskostnader.
- Vedlikeholdskostnader for kondensatorbatterier neglisjeres, da disse er minimale.

3.2.3 AMS-data

Det er satt begrensninger for fastsettelse av ny effektfaktor. Det vil ta for lang tid å få samlet inn all AMS-data fra abonnentene, det ble derfor anskaffet AMS-data fra syv ulike trafokretser. AMS-måler til trafokretsene er nylig blitt installert dermed har ikke Eidefoss mange målinger tilgjengelig. På grunn av begrenset tilgang til AMS-data ble det brukt målt data fra 06.02.20 kl 15:00 til 16.03.20 kl 23:00 fra trafokretsene.

3.3 Beskrivelse av simuleringsmodellen

Eidefoss har etablert en modell av deres nett i simuleringsprogrammet NetBas. I denne oppgaven vil modellen bli benyttet for å utføre stasjonære analyser av ulike driftsituasjoner. Målet er å utrede hvor det er mest aktuelt å installere kondensatorbatteri, når formålet er å redusere tapkostnader tilknyttet utveksling av reaktiv effekt.

Når det skal utføres simuleringer, vil de parametere som ligger inne i systemet være avgjørende for resultatet til analysen. Det har derfor blitt utført en undersøkelse i samråd med oppdragsgiver, der det har blitt benyttet ulike omregningsmetoder for målt energiforbruk. Dette for å undersøke om de parametere som er innlagt i systemet gir fornuftige verdier.

NetBas kan benyttes til nettdokumentasjon, drift og vedlikehold, prosjektering og utbygging samt analyser av det aktuelle nettet. Utfordringen med å benytte NetBas til å utrede optimal plassering for kondensatorbatterier er at denne type beregninger er et dynamisk problem, NetBas er basert på stasjonære lastflytberegninger. Dette fører til at systemets tilstand må endres manuelt for å utføre de nødvendige beregninger.

Underveis i analysen vil det bli tatt høyde for forskjellige forhold i nettet som kan bli påvirket ved installasjon av kondensatorbatteri.

Forholdene som det blir tatt høyde for er:

- *Lastflyt*
- *Spennings sensitivitet*
- *Spenningskvalitet*

3.4 Lastflyt og beregningsfunksjoner i NetBas

I dette kapitlet vil det bli beskrevet hvilke metoder NetBas benytter for de ulike beregningsfunksjonene som inngår i analysen. Dette vil gi et grunnlag for de valg og begrensninger som ble utført under simuleringsprosessen.

3.4.1 Begrensning av antall driftsituasjoner

NetBas benytter ulike omregningsmetoder for å beregne lastflyten i systemet. Når man ønsker å simulere ulike driftsituasjoner i løpet av året (tidspunkt), benytter programmet ordinær lasttilordning der det ligger inne faktorer for årsvariasjoner, døgnvariasjoner og temperaturvariasjoner for de ulike lasttypene som inngår i modellen. Denne type lasttilordning antar at alle ukedager er identiske innenfor hver enkelt måned, tilsvarende med helgedag. Dette fører til at det er mulig å utføre 576 ulike driftsituasjoner basert på lastforholdene.

Det ble valgt å begrense analysen til tolv ulike driftsituasjoner som representerer hver måned i året. Time 9 (ukedag) ble det valgte tidspunkt for hver måned siden denne timen representerer det maksimale aktive og reaktive effektbehovet.

3.4.2 KB-funksjon

NetBas har implementert en funksjon som beregner hvor det er mest lønnsomt å plassere kondensatorbatteri i nettet. Beregningene går ut på å finne den størrelse og plassering som gir mest økonomisk gevinst.

Beregningsmetodikken bygger på samme filosofi som Sintef sin formel for spesifikke tapkostnader [30], der man i tillegg kan legge til de investeringskostnader som forekommer. Funksjonen benytter annuitetsmetoden for å utrede årskostnaden for investeringen, for deretter å sammenligne årskostnaden opp mot de årlige innsparte driftskostnader. For hvert knutepunkt som inngår i analysen beregnes den mest lønnsomme ytelsen på kondensatorbatteriet for hvert enkelt punkt. Deretter sammenlignes de mest optimale løsningene for hvert knutepunkt.

Figur 14 viser et utsnitt av de verdier som angis for å utføre beregningene.

Beskrivelse av de ulike parametre som angis i beregningsfunksjonen:

Antall trinn - Her angis hvor mange forskjellige ytelser på kondensatorbatteriet det skal beregnes med.

Trinnstørrelse (kVar) - Her angis differansen mellom de forskjellige ytelsene.

Investeringskostnader - Ved å fastsette en investeringskostnad, antar man at de kostnader som påløper ved investering av kondensatorbatteri er proporsjonale med ytelsen av batteriet. Dette er i realiteten ikke tilfellet da store ytelser av kondensatorbatteri krever et mer omfattende bryterarrangement [17, s. 17].

Brukstid for tap - Her må det presiseres at det er tapsendringens brukstid for tap som er av interesse. Utfordringen med å angi denne verdien i funksjonen, er at endringen av de årlige energitap som følge av kondensatorbatteriet er ukjent i forkant av beregningene. Med andre ord; Det er nødvendig å utføre beregninger med kondensatorbatteriet for å finne tapsendringens brukstid for tap.

Energi og effekttap - Sintef Energi har utarbeidet tabeller for spesifikke tapsekostnader som er basert på indeksjustering av nettkostnader og prognoser for kostnader av kraftproduksjon [30, s. 12-19]. Det viser seg at kostnadene for energi og effekttap vil være varierende fra år til år og ved å angi en fast kostnad i beregningsfunksjonen vil man anta at denne vil være lik for hele analyseperioden.

Bruk av KB-funksjon:

For å få oversikt over hvor det er mest aktuelt å plassere kondensatorbatteri ble funksjon benyttet, der investeringskostnadene neglisjeres. Dette medfører at beregningen kun finner den mest aktuelle plasseringen av kondensatorbatteri, basert på reduksjon av effekttap.

Optimaliseringsfunksjon for kondensatorbatteri:

Optimaliseringsfunksjonen ble benyttet for å finne den ytelse på kondensatorbatteri som gir mest reduksjon av effekttap for hver enkelt driftsituasjon.

Detaljsimulering:

Detaljsimulering benyttes dersom en ønsker å studere belastning og tap over døgnet, over året eller for flere år. Denne funksjonen ble benyttet for å få et sammenligningsgrunnlag for de ulike alternativ under simuleringprosessen. Resultat fra detaljsimulering ble deretter tatt med videre for å beregne nytteverdien for de reduserte tap som følge av kondensatorbatteri.

Data fra detaljsimulering:

- *Energitap per måned*
- *Effekttap i tunglast*

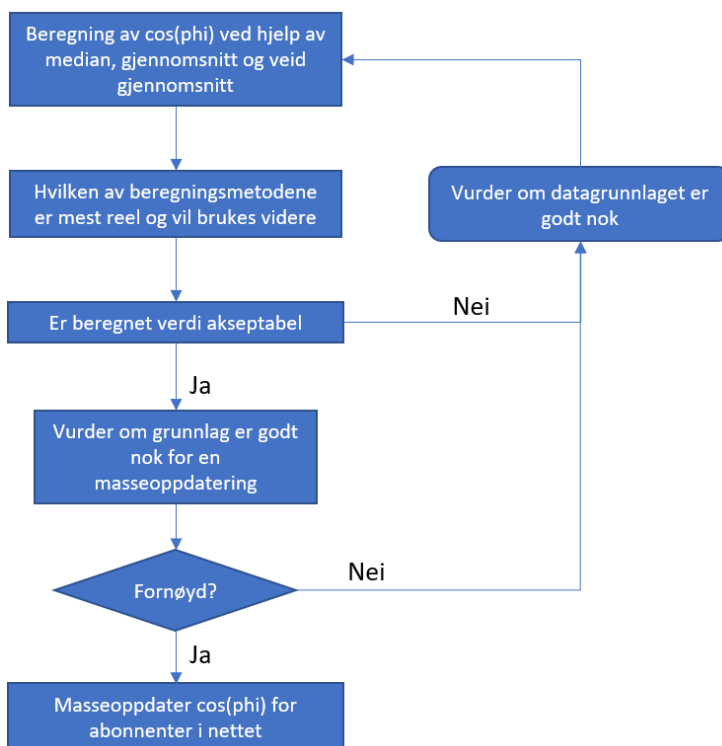
3.5 Effektfaktor

NetBas baserer det reaktive forbruket i systemet på fastsatte verdier for effektfaktor ($\cos(\varphi)$) og beregnet aktiv effekt. Noen verdier for effektfaktor er standardverdier for noen type belastninger, det er derfor undersøkt hvor godt disse verdiene samsvarer med virkeligheten. Oppdragsgiver har bistått med måledata for aktiv- og reaktiv effekt over en periode fra 06.02.20 – 16.03.20 for syv ulike trafokretser med ulik type last og belastningsgrad.

De innhentede AMS-målinger er timesverdier for perioden, det ble derfor valgt å samle måledata for perioden i et regneark der ny effektfaktor ble beregnet.

Formelen for utregning av effektfaktor:

$$\lambda = \text{COS} \left(\text{ARCTAN} \left(\frac{\text{Reaktiv effekt}}{\text{Aktiv effekt}} \right) \right) \quad (3.1)$$



Figur 4: Flytskjema for effektfaktor

Det ble benyttet tre ulike metoder for beregning av effektfaktor, dette ga grunnlag for hvordan beregnet effektfaktor er i forhold til det som er fastsatt i NetBas. De tre metodene som ble benyttet var median, gjennomsnitt og veid gjennomsnitt.

Median

Ved bruk av median ble alle trafokretser regnet ut individuelt, deretter ble alle trafokretser summert til én medianverdi. En svakhet med denne metoden er at de avvikende verdier fra mengden ikke vil bli tatt hensyn til under beregningene. Metoden egner seg derimot godt om avvikende verdier ikke skal vektlegges.

Gjennomsnitt

Gjennomsnittet ble regnet ut for hver trafokrets, deretter ble det funnet samlet gjennomsnittsverdi for alle trafokretsene. Dette ble benyttet for beregning av felles effektfaktor. Ved å benytte denne metoden vil alle verdier vektlegges likt. Dette betyr at de verdier som avviker fra mengden vil kunne ha stor innvirkning.

Veid gjennomsnitt

For å benytte veid gjennomsnitt ble det valgt å beregne veiefaktor ut fra den aktive effekten i hver trafokrets. Dette på grunn av at den aktive effekten vil hovedsakelig være hovedandelen av effektforbruket. Ved å benytte denne metoden så vil den beregnede effektfaktor vektlegges opp mot den aktive effekten og kan dermed gi et bedre estimat enn ved vanlig gjennomsnittsberegning.

Formel for utregning med veiefaktor:

$$\frac{\sum_{n=1}^n (\cos(\arctan(\frac{Q_n}{P_n})) * P_n)}{P_{total}} \quad (3.2)$$

For å evaluere hvilken metode som var den mest pålitelige, ble de beregnede verdier sammenlignet med de standardverdier som er innlagt i simuleringsmodellen samt de funn som ble avdekket i undersøkelsen. Til slutt ble det vurdert om den valgte metoden ga et nøyaktig nok resultat ut fra de data som var tilgjengelig, samt om det var mulig å implementere de nye data inn i modellen på en praktisk måte uten å forringe kvaliteten.

For å oppnå en verdi på effektfaktor som har større nøyaktighet så må det utføres en analyse med bruk av flere trafokretser, dette vil gi et større grunnlag å basere beregningene på. For en absolutt nøyaktighet av effektfaktor må AMS-data implementeres i NetBas. Dette vil da kunne sette en nøyaktig effektfaktor på samtlige sluttbrukere i nettmodellen.

3.6 Klargjøring av nettmmodell

Overføringsnettet til Eidefoss strekker seg over et stort geografisk område som er tilknyttet flere kraftverk. Det ble derfor utført en undersøkelse i samråd med oppdragsgiver, der det ble avdekket at det var produksjonsenheter som hadde for høy/lav produksjon. Det ble derfor valgt å utføre; Lastflytberegninger → Effektrestriksjoner der programmet automatisk regulerer flyten i nettet, slik at produksjonen er innenfor de restriksjoner som har blitt satt av Eidefoss.

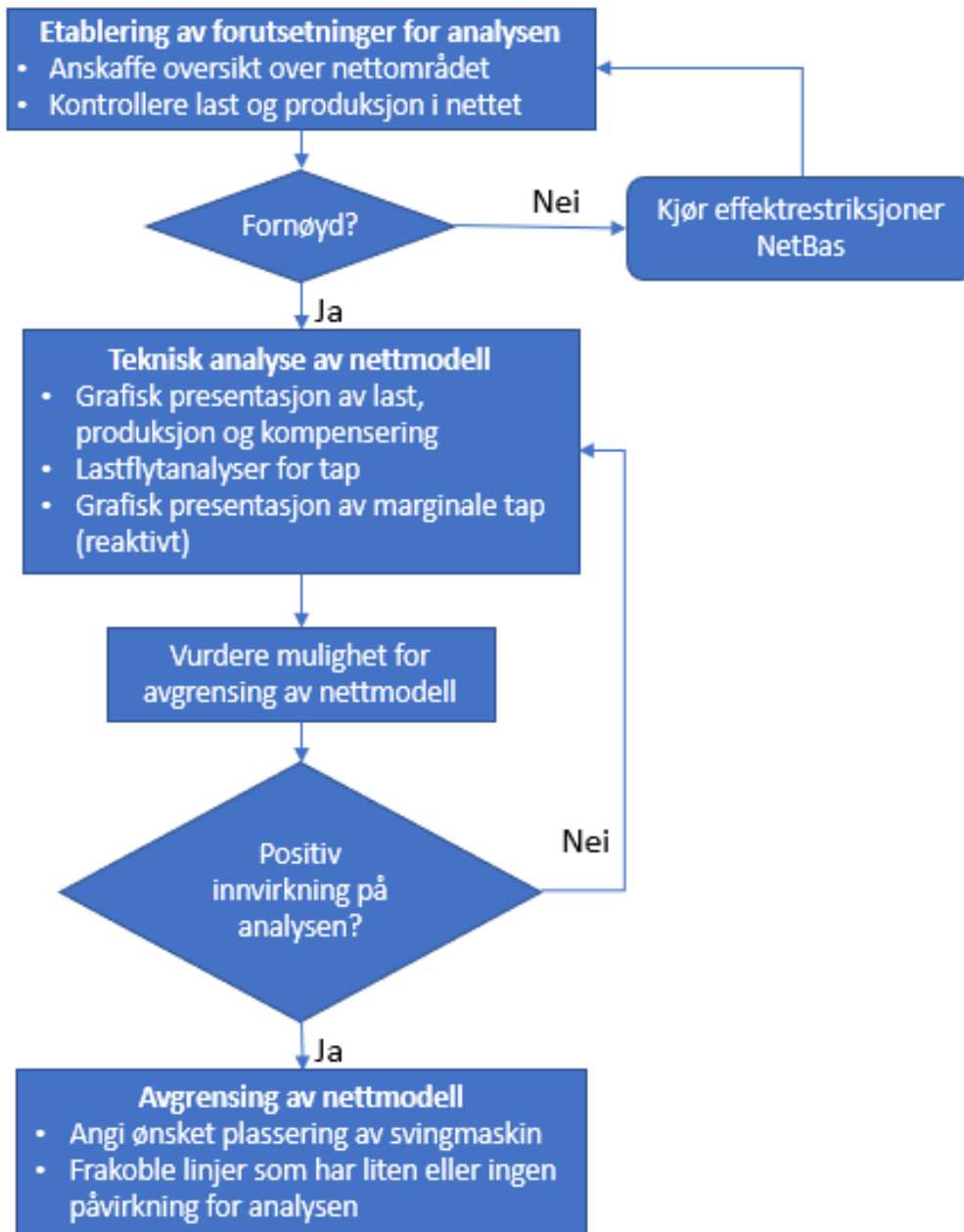
Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 9

Knutepunkt Navn	Spenning kV	Produksjon	Belastning.....			
		MW	MVar	Spg.uavhengig		Spg.avhengig	
		MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
VT-66AX	65.957	32.972	12.684				
NT-5T4	6.811	15.386		-			
ØT-G2	5.118	8.183				+	
ØT-G1	5.118	8.036				+	
M.TESSE-5	5.182	7.252	2.101				
EI-5T1	6.164	5.697				+	
SM-6.6G1	6.989	4.648				+	
NT-5G2	5.506	4.361	1.000			+	
NT-5G1	5.774	2.548	0.031				
SM-6.6G2	6.989	1.578				+	
#53359	20.701						-1.195
BO-22S7	21.616						-1.303
DM-22KO	21.763						-1.321
OT-KO-BATT	21.502						-1.290

Figur 5: Produksjon i netmodellen

Ved analyser i NetBas er det ønskelig å avgrense nettmodellen til et mindre område. Dette for å begrense eventuelle feilkilder som kan forekomme, samtidig som beregningsprosessen vil effektiviseres. Det ble derfor utført en undersøkelse der man anskaffet informasjon, vedrørende hvilke områder det er mest aktuelt å kompensere for det reaktive forbruket. Flytskjemaet i figur 6 beskriver samtlige steg for klargjøringen av nettmodellen.

Flytskjema for klargjøring av nett

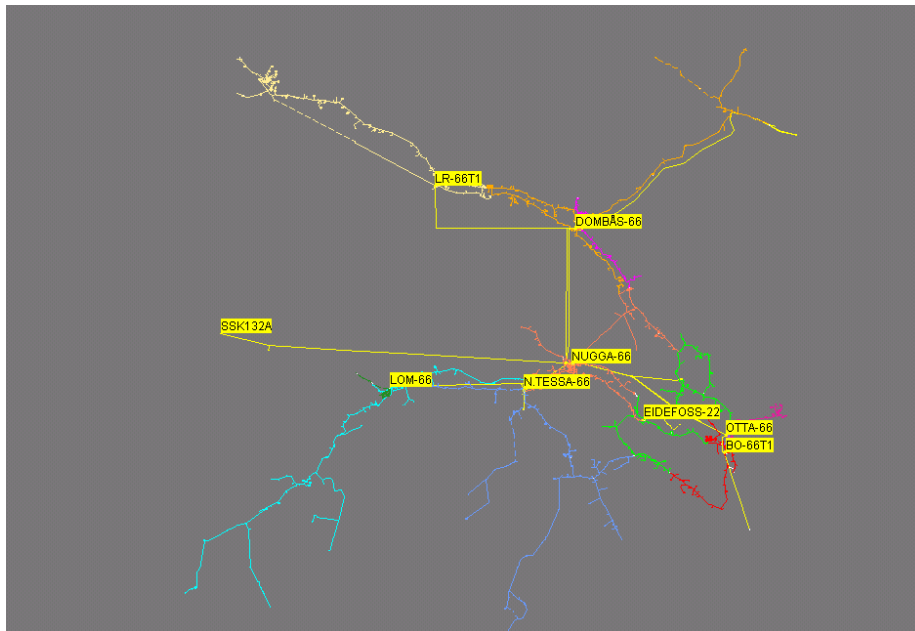


Figur 6: Klargjøring for analyse

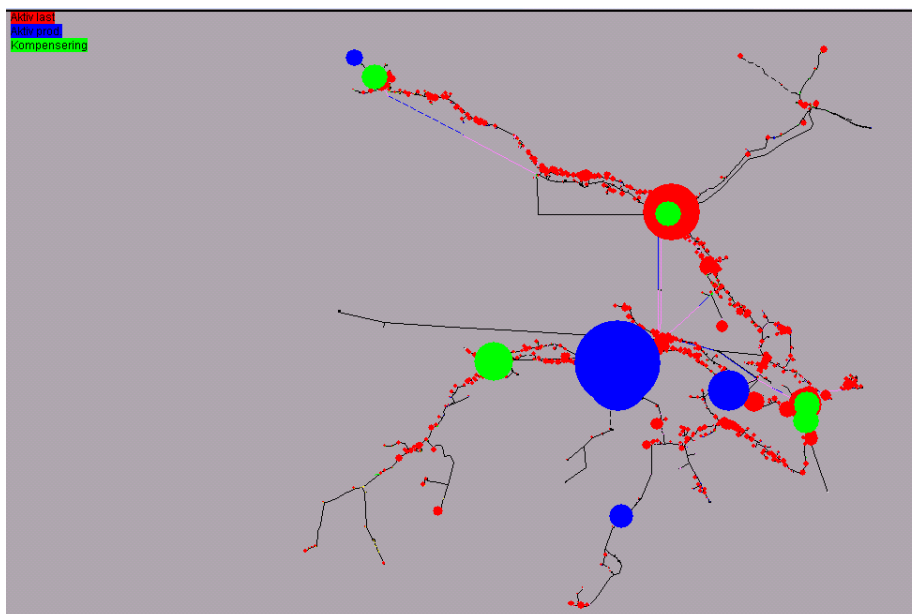
3.6.1 Oversikt over det aktuelle nettet

I NetBas kan det elektriske nettet representeres som et enlinjeskjema eller geografisk i kart. De beregnede resultater kan presenteres ved bruk av tall, symboler og fargekoder i både nettskjema og kartfunksjon.

For å få oversikt over det aktuelle nettet ble det valgt å presentere nettmodellen der man fremhever driftsmerkingen til samtlige transformatorstasjoner, der overføringsnettene ble adskilt med ulike fargekoder. Deretter ble fordelingen for last og produksjon presentert grafisk.



Figur 7: Oversikt over transformatorstasjoner i nettet til Eidefoss



Figur 8: Oversikt over nettet til Eidefoss med kompensering, aktiv last og aktiv produksjon (Tunglast)

Figur 8 viser et oversiktsbilde av nettmodellen, der produksjon (Rød), last (Blå) og produksjon fra kompenseringsenheter (Grønn) er presentert grafisk.

Videre ble det utført analyser der man belyser hvilket nettnivå andelen av tap forekommer. Deretter evaluere resultatet opp mot den grafiske presentasjonen om hvor det er mest aktuelt å kompensere for det reaktive forbruket (se fig 10).

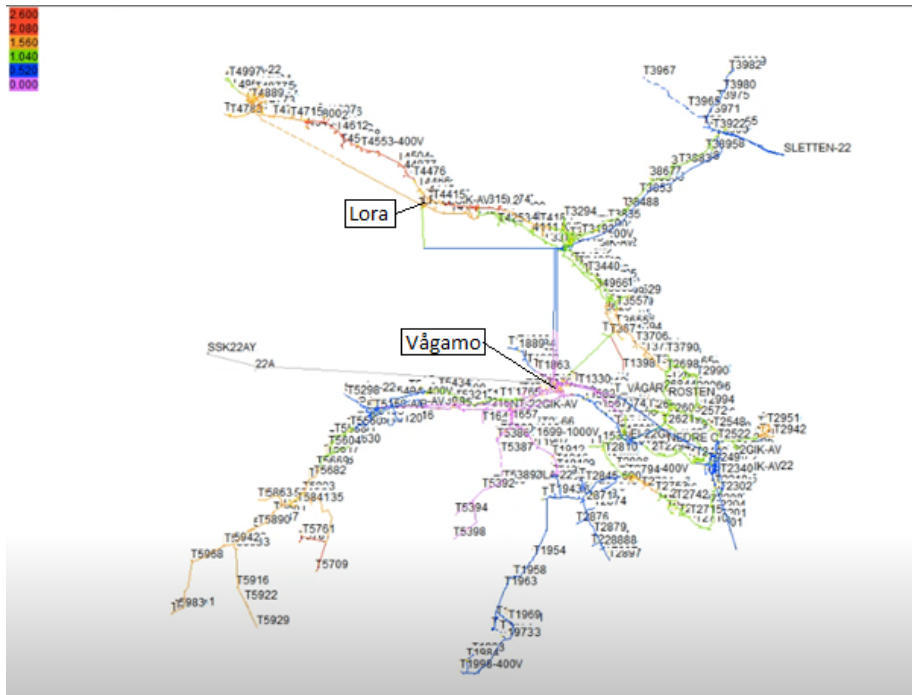
Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 9

Tap fordelt på spenningsnivåer

Spg (kV)	...Ledninger (km)..Trafoer			Tap. (MW).....		
	KA	LL	HK	Ant	Ledninger	Trafoer	Sum
66.000	2.5	203.4	0.0	17 :	1.723	0.496	2.220 *****
22.000	227.6	739.3	0.0	1078 :	1.134	1.011	2.144 *****
5.300	0.1	0.0	0.0	0 :	0.005	0.000	0.005
0.230	0.0	0.0	0.0	0 :	0.000	0.000	0.000
	230.3	942.8	0.0	1095 :	2.862	1.507	4.369

Figur 9: Oversikt tap i forskjellige spenningsnivåer (Tunglast)

Figur 10 viser et oversiktsbilde av nettmodellen, nettet er markert med ulike fargekoder for å presentere hvor det er mest aktuelt å kompensere for den reaktive effekten (Rød indikerer mest lønnsomt og lilla indikerer minst lønnsomt).

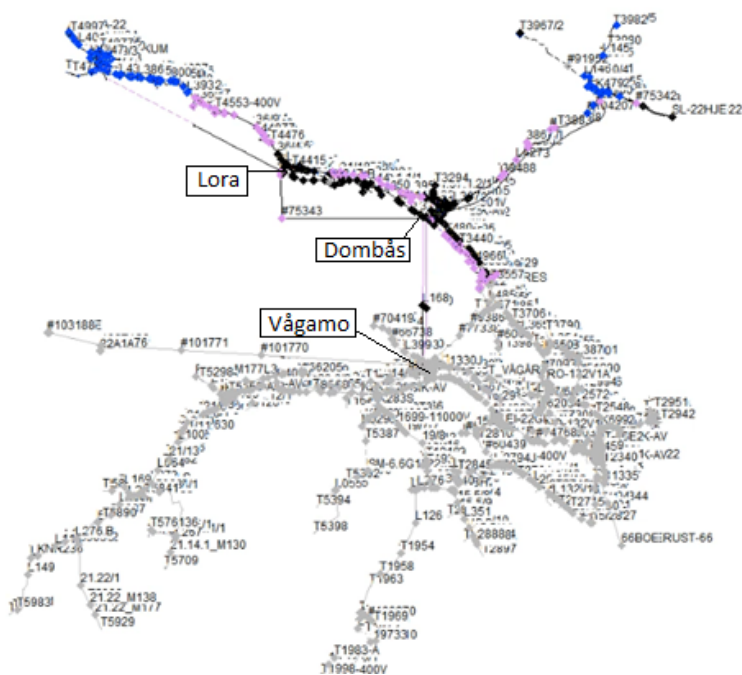


Figur 10: Marginale tap reaktiv (Tunglast)

3.6.2 Avgrensning av nettmodell

De data som har blitt presentert i kapittel 3.6.1 belyser at det er mest lønnsomt å kompensere for den reaktive effekten i området rundt Lora. Samtidig er det på 66kV-nivå hovedandelen av nettapene forekommer, som vist i figur 9. Linjestrekket mellom Vågåmo og Lora som går via Dombås opererer på 66kV nivå. Figur 8 belyser at det er minimalt med produksjon nord for Vågåmo. Det kan derfor konkluderes med at store andeler av nettapene som forekommer på dette strekket skyldes forbruket av reaktiv effekt ved Lora.

I samråd med oppdragsgiver ble det bestemt å avgrense nettmodellen til området nord for Vågåmo. Dette ble utført ved å plassere svingmaskinen på 66kV-nivå ved transformatoren i Vågåmo, for deretter å frakoble samtlige linjer foruten om de to parallelle linjene som går mot Dombås. Denne avgrensningen blir ansett som en god løsning for kommende analyser. Da det er området rundt Lora som utpeker seg og det frakoblede nettet vil påvirke resultatet i liten eller ingen grad.

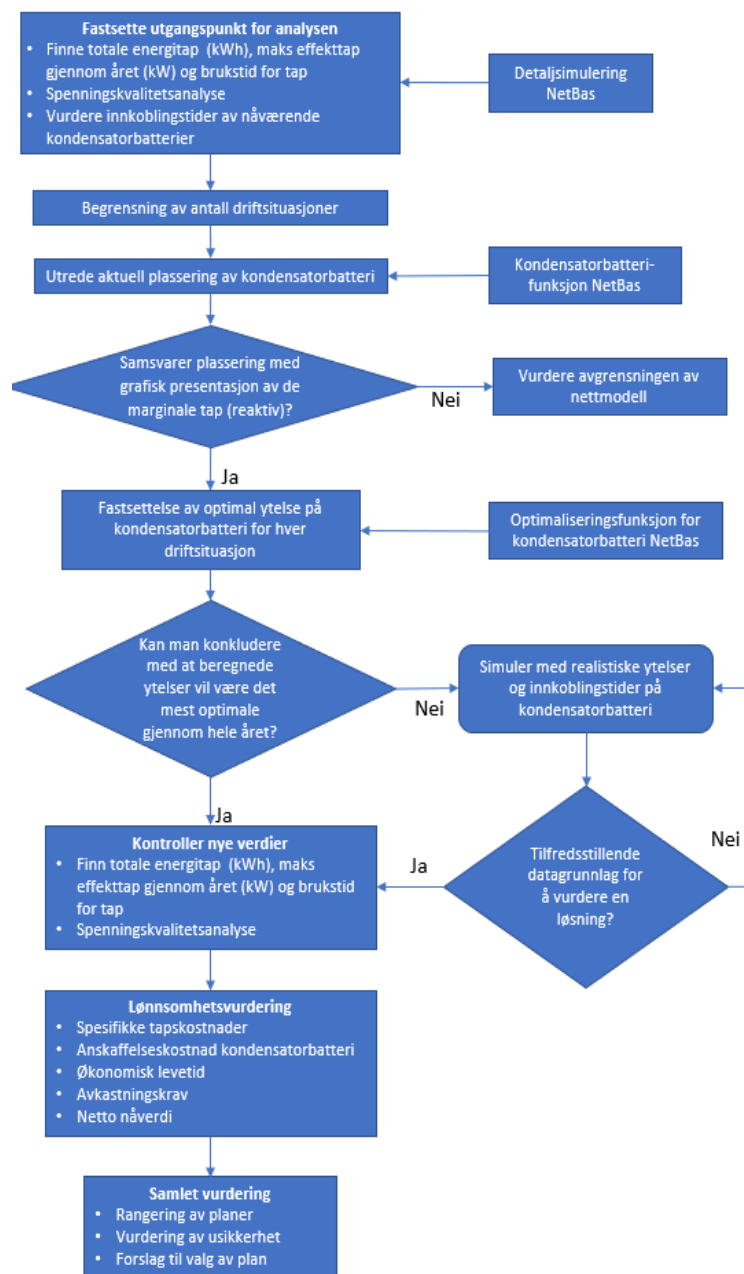


Figur 11: Avgrenset nett nord for Vågåmo (Grått indikerer frakoblet nett)

3.7 Simulering

I dette underkapittelet vil det bli beskrevet hvordan de ulike beregningsfunksjonene i NetBas blir benyttet i simuleringens prosessen. NetBas tilbyr noe begrensede analysemuligheter da beregningene er basert på stasjonære lastflytsituasjoner. Det ble dermed sett på hvordan man kan benytte de tilgjengelige data som blir presentert i NetBas for å konkludere med en endelig løsning av plassering, ytelse og innkoblingstidspunkt for kondensatorbatteri.

Flytskjema for simulering



Figur 12: Flytskjema for simulering

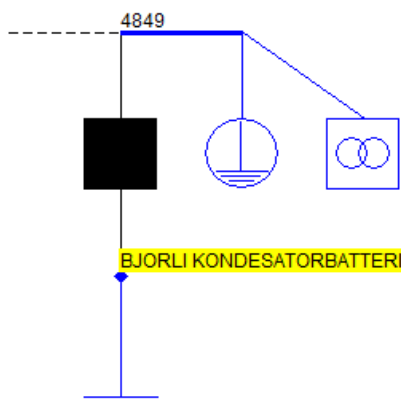
3.7.1 Fastsette utgangspunkt for analysen

Det ble utført en analyse av det avgrensede nettet, for å benytte dette som et referansegrunnlag for de ulike løsningene som ble simulert.

Tidligere analyser belyste at det var mest aktuelt å kompensere for det reaktive forbruket i området rundt Lora, og hovedandelen av nettapene forekommer på 66kV nivå. Det ble derfor valgt å benytte Lora transformatorstasjon som et referansepunkt for spenning og sensitivitets målinger, da dette området vil i høy grad være eksponert for spenningsendringer som følge av redusert strøm flyt i linjen som går fra Vågå til Lora ved kompensering. Målingene ble utført i både tunglast og lavlast perioden, siden dette vil være de mest kritiske periodene i løpet av året.

Videre ble det valgt å utføre en detaljsimulering over ett år (2020) for hele det avgrensede nettet, der man studerte belastning og tap for hver enkelt måned gjennom året.

Kompenseringsenheter i nettet kan være med på å forverre tilstanden i nettet, hvis de ikke er dimensjonert og regulert på en tilfredsstillende måte. Eidefoss drifter per i dag syv kondensatorbatterier i deres nett. Ut fra de data som kom frem i detaljsimuleringen ble det oppklart at kondensatorbatteriet ved Bjorli burde frakobles deler av året for å redusere de totale nettapene i løpet av året. Dette ble bekreftet av oppdragsgiver, da de hovedsakelig benyttet dette batteriet som spenningsstøtte deler av året. Det ble derfor valgt å frakoble kondensatorbatteriet ved Bjorli i mnd. 3-11, siden dette vil bidra til å gi et mer realistisk resultat for de kommende analyser.



Figur 13: Kondensatorbatteri på Bjorli, svart firkant indikerer innkoblet

Oppsummering av de data som ble benyttet som et sammenligningsgrunnlag for videre analyser:

- Spenningsmåling (Tunglast/Lavlast)
- Sensitivitetsmåling (Tunglast/Lavlast)
- Sum energitap (Måned/år)
- Målt maks effekttap (Tunglast)

3.7.2 Plassering av kondensatorbatteri

For å utrede plassering av nytt kondensatorbatteri ble det gjennomført KB-funksjon for hver driftsituasjon. Under beregningene ble det belyst at Lora-22 var den mest aktuelle plasseringen i måned 1-4 og 11-12. Det var kun i månedene med lav belastning det var mer aktuelt å plassere kondensatorbatteri andre steder.

Ut fra den grafiske presentasjonen av marginale tap (figur 10) og de beregninger som ble utført ble det valgt å konsentrere analysen til Lora transformatorstasjon (22kV).

Investeringskostnader :		Driftskostnader :		Utvalg av knutepunkter :	
Kostnad (kr/kVAr)	0	Energitap (kr/kWh)	0.4	Min. spenning (kV)	6.0
Faste kostnader (kr)	0	Tapsbrukstid (t)	3700	Max. spenning (kV)	24.0
Rentefot p.a.	0	Kost P (kr/kW)	381	Max. avstand (km)	0.0
Levetid (år)	0	Kost Q (kr/kVAr)	0.0	Min. avstand (km)	0.0
				<input type="checkbox"/> Bare merket nett	
				<input checked="" type="checkbox"/> Tillatt i gamle komp. pkt.	
Kompensering flere steder :			Kompensering ett sted :		
Ytelse (kVAr)	600.0	Trinnstørrelse (kVAr)	100	<input checked="" type="checkbox"/> Behold batteriet	
Antall k.batt	10	Max. antall trinn	90	<input type="checkbox"/> Automatisk beregning	
Max. pr. knutepkt	10				

Figur 14: Benyttede verdier ved KB-funksjon

3.7.3 Kondensatorbatteri ytelse og innkobling

Det kom frem av KB-funksjon at et kondensatorbatteri på 3700kVAr er den mest optimale ytelsen ved maksimal belastning (måned 1, ukedag, time 9). Dette vil være den perioden med størst reaktiv forbruk, siden modellen baserer det reaktive forbruket på fastsatte verdier for $\cos(\varphi)$.

Optimaliseringsfunksjonen for kondensatorbatteri ble benyttet for å finne ytelsen som er mest optimal for hver driftsituasjon. Optimaliseringen ble dermed beregnet ved å trinne ett kondensatorbatteri med maksimalytelse på 3700kVAr.

NETBAS Analyse : Endring av kondensatorbatteri KO

Obj.nr. 600105

Knutepunkt LORA-22

Total ytelse MVar 3.700

Merkespenning kV 22.000

Tapsfaktor W/kVAR

Antall enheter 37

Aktuelt trinn 37 ...

Aktuell ytelse MVar 3.700

Relativ grensekost 0.000

Optimalisering av kondensatorbatterier

Trinn Nr.	Ytelse (MVar)	Spenning (kV)	Tapsend. (kW)
0	0.000	21.664	0.00
1	0.100	21.684	-1.87
2	0.200	21.704	-3.70

Lukk Slett objektet Optimalisering

Figur 15: Optimaliseringsfunksjon

Underveis i simuleringene kom det frem at man ikke kan konkludere med en endelig løsning, basert på tolv ulike driftsituasjoner som følge av det varierende forbruket. Den løsningen som blir presentert av optimaliseringsfunksjonen er kun basert på lastflyten for et bestemt tidspunkt.

Det ble dermed valgt å utføre simuleringer der man benyttet forskjellige ytelser og innkoblingstidspunkt på kondensatorbatteriet. Det ble ikke funnet en automatisk metode å regulere ytelse og innkoblingstidspunkt i NetBas. Reguleringen ble derfor utført manuelt og detaljsimuleringer ble kjørt for hvert alternativ. Dette for å anskaffe informasjon om hvordan de ulike løsninger vil påvirke det totale energitapet gjennom året.

For å finne den mest optimale løsningen ble et kondensatorbatteri med et flertall av trinn plassert ved Lora transformatorstasjon, trinningen ble utført stegvis med en trinnstørrelse på 100kVAR. For hvert trinn ble det utført detaljsimulering, for å analysere hvordan det aktuelle trinnet påvirket energitapene for hver enkelt måned.

Simulerte scenario:

- (0) *Utgangspunkt* 4.2.1
- (1) *KB 400 → 3700kVAR innkoblet mnd. 1-4 og 10-12.* 4.2.2
- (2) *KB 3700kVAR innkoblet hele året.* 4.2.3
- (3) *KB 3700kVAR innkoblet mnd. 1-4 og 10-12.* 4.2.4
- (4) *KB 400 → 3700kVAR innkoblet mnd. 1-4 og 11-12.* 4.2.5
- (5) *KB 1400kVAR innkoblet mnd. 1-3 og 10-12.* 4.2.6

3.7.4 Lønnsomhetsvurdering

Det ble utviklet et regneark i Excel for å beregne kostnaden av de reduserte tap i nettet for hver av de simulerte scenariene. Beregningene benytter samme metodikk som Sintef sin formel for spesifikke tapskostnader. Nåverdimetoden benyttes for å tilbakeføre de årlige kontantstrømmer til investeringstidspunktet (2.36).

Regnearket beregner kun kostnaden av de innsparte tap uavhengig av anskaffelseskostnaden på investeringen. Dette for å evaluere hvilke alternativer det er aktuelt å innhente et kostnadsgrunnlag for. De tilbakeførte kontantstrømmer vil deretter bli sammenlignet opp mot anskaffelseskostnaden på investeringen, for å begrunne om investeringen er lønnsom.

$$\begin{aligned} K_{tap} &= (k_p + k_{wekv} \times T_t) \times \Delta P_{max} \\ &= k_p \times \Delta P_{max} + k_{wekv} \times Tapsdifferanse[kWh] \end{aligned} \quad (3.3)$$

Regnearket er konstruert for å ta høyde for de varierende tapskostnadene fra år til år. Verdier for (k_p) og (k_{wekv}) ble innhentet fra Sintef sin planleggingsbok for spesifikke tapskostnader [30]. Det ble valgt å benytte kostnadsnivå 5 i tabell for kostnader av maksimale effekttap, for samtlige simuleringer [30, s. 12]. Denne tilnærmingen anses som god, da Lora transformatorstasjon er den mest aktuelle plasseringen for reaktiv kompensering og hovedandelen av de reduserte tap vil forekomme på linjen som går fra Vågå til Lora (66kV) som følge av investeringen. Videre ble detaljsimulering benyttet for å innhente data vedrørende maks effekttap i tunglast (ΔP_{max}) og totale energitap gjennom året for hvert scenario. Tapsdifferansen ble deretter beregnet ved å sammenligne de totale energitapene for hvert scenario opp mot utgangspunktet, dette medfører at det ikke er nødvendig å benytte brukstid for tap (T_t) for å beregne kostnaden av de reduserte tap.

4 Resultat

Dette kapitlet er todelt der det først blir presentert beregnet effektfaktor ut fra AMS-målinger, deretter resultat fra simuleringene.

4.1 Beregnet effektfaktor

I dette underkapitlet vil det totale aktive- og reaktive effektforbruket i perioden 06.02.20 – 16.03.20 for hver transformatorrets bli presentert. Deretter er beregnet effektfaktor for samtlige transformatorretser presentert. Til slutt blir den endelige effektfaktor beregnet ved bruk av tre ulike utregningsmetoder.

Tabell 1: Oversikt over effekten til trafokretsene

Trafokrets	Aktiv Effekt(MW)	Reaktiv Effekt(MVAr)
1340	52045,44	5886,08
1836	44212,32	1516
1855	34196,96	5627,84
1373	27200,96	1864,64
1163	171950	8930
1817	68913,6	1167,9
1363	209135	46407,5
Total	607654,28	71399,96

Tabell 2: Effektfaktor for hver trafokrets

Trafokrets	Cos(φ)
1340	0,993665597
1836	0,999412647
1855	0,986728404
1373	0,997658668
1163	0,998654168
1817	0,999856425
1363	0,976260475

Tabell 3: Samlet effektfaktor

Standardverdi NetBAS	Median	Gjennomsnitt	Veid Gjennomsnitt
0,98	0,9976587	0,9931754	0,98999554

4.2 Simuleringsresultat

I dette underkapittelet vil utgangspunktet for analysen samt de resultater som kom frem for hvert scenario bli presentert. For samtlige simuleringer ligger kondensatorbatteriet ved Bjorli frakoblet i mnd. 3-11. Tapene som blir presentert representerer de totale tapene i hele det avgrensede nettet. Det trekkes frem at resultatene er beregnet med de innlagte verdier for effektfaktor fra Eidefoss og ikke den beregnede ut fra AMS-data.

Kondensatorbatteriet er plassert ved Lora-22 for scenario 1-5, det er derfor valgt å benytte dette som referansepunkt for spenning- og sensitivitetsmålinger. Den beregnede nytteverdien som blir fremlagt beskriver nåverdien av de reduserte tap som følge av implementering av kondensatorbatteriet. Nåverdien blir beregnet ut fra en analyseperiode på 30 år og et avkastningskrav på 4%.

4.2.1 Scenario 0 (Utgangspunkt)

Tabell 4: Energitalp per måned (SC.0)

Mnd:	MWh tap	Tap(%)
1	1033,882	5,235
2	798,582	4,803
3	714,439	4,466
4	513,031	3,891
5	367,432	3,446
6	288,635	3,356
7	285,062	3,357
8	291,562	3,356
9	323,883	3,390
10	422,783	3,568
11	718,133	4,474
12	976,842	5,100

Tabell 5: Totale Energitalp og maks effekttap (SC.0)

Sum tap	6734,266MWh
Målt maks effekttap i tunglast	1,8234MW

Tabell 6: Spenning og sensitivitetsmålinger ved Lora-22 (SC.0)

Måling	Tunglast	Lavlast
Spenning	21,664kV	22,642kV
Sensitivitet	-0,207 kV/MVAr	-0,185 kV/MVAr

4.2.2 Scenario 1

Kondensatorbatteri 400 → 3700 kVAr innkoblet mnd. 1-4 og 10-12:

Tabell 7: Energitalp per måned (SC.1)

Mnd:	KB størrelse [kVAr]	Red.tap [kW]	Ny MWh tap	Tap(%)
1	3700	36,151	1032,822	5,230
2	2300	13,66	800,716	4,816
3	1200	3,54	716,932	4,482
4	1300	3,86	513,965	3,898
5	0	0	367,432	3,446
6	0	0	288,635	3,356
7	0	0	285,062	3,357
8	0	0	291,562	3,356
9	0	0	323,883	3,390
10	400	0,29	423,446	3,574
11	1400	4,83	720,672	4,489
12	3300	27,89	977,446	5,103

Tabell 8: Totale Energitalp og maks effekttap (SC.1)

Sum tap	6742,573MWh
Målt maks effekttap i tunglast	1,7872MW
Tapsdifferanse	-8307kWh
$\Delta P_{max} = P_{max,for} - P_{max,etter}$	36,2kW

Tabell 9: Spenning og sensitivitetmålinger ved Lora-22 (SC.1)

Måling	Tunglast	Lavlast
Spenning	22,428kV	22,642kV
Sensitivitet	-0,205 kV/MVAr	-0,185 kV/MVAr

Tabell 10: Nåverdien av de reduserte tap (SC.1)

Analyseperiode [år]	30
Avkastningskrav [%]	4%
Nettonåverdi(NNV)	286 911,73 kr

Det kommer frem i tabell 8 at denne løsningen vil øke de årlige energitalpene med 8,307Mwh, likevel ser man ut fra tabell 10 at nåverdien av de reduserte tap er av positiv verdi. Dette skyldes at verdien for de reduserte effekttap i tunglast overstiger verdien av økte energitalp.

4.2.3 Scenario 2

Kondensatorbatteri 3700kVAr innkoblet hele året:

Tabell 11: Energitap per måned (SC.2)

Mnd:	KB størrelse [kVAr]	Ny MWh tap	Tap(%)
1	3700	1032,822	5,230
2	3700	811,203	4,879
3	3700	739,382	4,622
4	3700	530,680	4,024
5	3700	399,623	3,747
6	3700	326,311	3,794
7	3700	325,385	3,832
8	3700	331,194	3,812
9	3700	358,031	3,747
10	3700	450,012	3,798
11	3700	740,227	4,611
12	3700	980,373	5,118

Tabell 12: Totale Energitap og maks effekttap (SC.2)

Sum tap	7025,243MWh
Målt maks effekttap i tunglast	1,7872MW
Tapsdifferanse	-290 977kWh
$\Delta P_{max} = P_{max,for} - P_{max,etter}$	36,2kW

Tabell 13: Spenning og sensitivitetmålinger ved Lora-22 (SC.2)

Måling	Tunglast	Lavlast
Spenning	22,428kV	23,390kV
Sensitivitet	-0,205 kV/MVAr	-0,184 kV/MVAr

Tabell 14: Nåverdien av de reduserte tap (SC.2)

Analyseperiode [år]	30
Avkastningskrav [%]	4%
Nettonåverdi(NNV)	-1 370 462,77 kr

4.2.4 Scenario 3

Kondensatorbatteri 3700kVAr innkoblet mnd. 1-4 og 10-12:

Tabell 15: Energitap per måned (SC.3)

Mnd:	KB størrelse [kVAr]	Ny MWh tap	Tap(%)
1	3700	1032,822	5,230
2	3700	811,203	4,879
3	3700	739,382	4,622
4	3700	530,680	4,024
5	0	367,432	3,446
6	0	288,635	3,356
7	0	285,062	3,357
8	0	291,562	3,356
9	0	323,883	3,390
10	3700	450,012	3,798
11	3700	740,227	4,611
12	3700	980,373	5,118

Tabell 16: Totale Energitap og maks effekttap (SC.3)

Sum tap	6841,273MWh
Målt maks effekttap i tunglast	1,7872MW
Tapsdifferanse	-107 007kWh
$\Delta P_{max} = P_{max,for} - P_{max,etter}$	36,2kW

Tabell 17: Spenning og sensitivitetmålinger ved Lora-22 (SC.3)

Måling	Tunglast	Lavlast
Spenning	22,428kV	22,642kV
Sensitivitet	-0,205 kV/MVAr	-0,185 kV/MVAr

Tabell 18: Nåverdien av de reduserte tap (SC.3)

Analyseperiode [år]	30
Avkastningskrav [%]	4%
Nettonåverdi(NNV)	-291 794,40 kr

4.2.5 Scenario 4

Kondensatorbatteri 400 → 2000 kVAr innkoblet mnd. 1-4 og 11-12:

Tabell 19: Energitap per måned (SC.4)

Mnd:	KB størrelse [kVAr]	Ny MWh tap
1	2000	1026,885
2	800	797,296
3	1600	704,842
4	400	512,744
5	0	367,432
6	0	288,635
7	0	285,062
8	0	291,562
9	0	323,883
10	0	422,783
11	1700	709,499
12	1500	972,095

Tabell 20: Totale Energitap og maks effekttap (SC.4)

Sum tap	6702,718MWh
Målt maks effekttap i tunglast	1,7951MW
Tapsdifferanse	31 548kWh
$\Delta P_{max} = P_{max,for} - P_{max,etter}$	28,3kW

Tabell 21: Spenning og sensitivitetmålinger ved Lora-22 (SC.4)

Måling	Tunglast	Lavlast
Spenning	22,071kV	22,642kV
Sensitivitet	-0,206 kV/MVAr	-0,185 kV/MVAr

Tabell 22: Nåverdien av de reduserte tap (SC.4)

Analyseperiode [år]	30
Avkastningskrav [%]	4%
Nettonåverdi(NNV)	447 350,31 kr

4.2.6 Scenario 5

Kondensatorbatteri 1400kVAr innkoblet mnd. 1-3 og 11-12:

Tabell 23: Energitap per måned (SC.5)

Mnd:	KB størrelse [kVAr]	Ny MWh tap
1	1400	1027,456
2	1400	797,731
3	1400	704,897
4	0	513,031
5	0	367,432
6	0	288,635
7	0	285,062
8	0	291,562
9	0	323,883
10	0	422,783
11	1400	709,695
12	1400	972,159

Tabell 24: Totale Energitap og maks effekttap (SC.5)

Sum tap	6703,891MWh
Målt maks effekttap i tunglast	1,8015MW
Tapsdifferanse	30 375kWh
$\Delta P_{max} = P_{max,for} - P_{max,etter}$	21,9kW

Tabell 25: Spenning og sensitivitetmålinger ved Lora-22 (SC.5)

Måling	Tunglast	Lavlast
Spenning	21,948kV	22,642kV
Sensitivitet	-0,206 kV/MVAr	-0,185 kV/MVAr

Tabell 26: Nåverdien av de reduserte tap (SC.5)

Analyseperiode [år]	30
Avkastningskrav [%]	4%
Nettonåverdi(NNV)	381 136,89 kr

5 Drøfting

I dette kapitlet skal resultatene fra simuleringene drøftes og vurderes, samt de forutsetninger og begrensninger som ble utført under forskningsprosessen.

5.1 Vurdering av effektfaktor

For beregning av effektfaktor ble det tildelt AMS-målinger fra syv forskjellige trafokretser, som nevnt tidligere ble det benyttet tre forskjellige metoder for beregning av effektfaktor.

AMS-data er nylig blitt tilgjengelig til dette formålet, det er derfor begrenset tilgang for å utføre målinger som strekker seg over lengre perioder. Dette begrenser reliabiliteten ved beregningen av ny effektfaktor. Likevel må tildelte måldata regnes som ganske pålitelig da dette er informasjon direkte fra transformatorstasjon på de kretser som er tilgjengelig.

Av de utregningsmetoder som ble benyttet er det vurdert til at veid gjennomsnitt er mest pålitelig og reell, dette på grunn av at verdier i kretsen vektet forskjellig. Trafokretsene vektet forskjellig på grunn av ulike belastninger i hver enkelt krets, det ble derfor valgt å regne en veiefaktor i forhold til den aktive effekten. Ved å benytte denne metoden vil det bli en estimering av ny effektfaktor, for å ta hensyn til forskjellige trafokretser i nettet.

Det er usikkerhet med utregningsmetoden og om den utregnede effektfaktoren er lik i de deler av kretsen som ikke er beregnet. Metoden for å få verifisert dette er å bruke måldata for alle trafokretser. På grunn av at dette ikke er en mulighet, vil det dermed bli en estimering av de verdiene som var tilgjengelig.

Den kalkulerede effektfaktor som var mest pålitelig skulle bli brukt til å masseoppdatere effektfaktoren i Netbasmodellen. Under analysene ble det oppdaget at det var flere abonnenter som var innlagt med en annen effektfaktor enn standardverdien på 0,98. Ved å masseoppdatere effektfaktoren med den beregnede verdien fra AMS-data, vil man endre effektfaktoren for alle sluttbrukere. Gruppen konkluderte derfor med å ikke benytte seg av beregnet effektfaktor, da dette kan forårsake større feilmargin enn å bruke de innlagte verdier. Det trekkes frem at det ville ha vært for tidskrevende å evaluere hver enkelt sluttbruker.

5.2 Antagelser og feilkilder

Simuleringsprogrammet NetBas som blir benyttet for å kjøre lastflytberegninger er basert på Eidefoss sitt virkelige nett. Nettmodellen består av store mengder komponenter og linjeseksjoner, der det er innlagt fastsatte verdier for årsvariasjoner, døgnvariasjoner og temperaturvariasjoner for å simulere de ulike driftsituasjonene gjennom året. Det kan dermed antas at det vil være en sannsynlighet for at det ligger feilaktige verdier innlagt i modellen. Likevel benytter Eidefoss dette i sitt daglige arbeid, og feilmarginen må derfor antas å være liten.

Det har blitt gjennomført spenningsmålinger i tunglast- og lavlastperioden ved Lora transformatorstasjon, for å se om målingene avviker fra de restriksjoner som Eidefoss har på 5% i deres regionalnett. Det har ikke blitt utført spenningsmålinger for alle mulige lastflytsituasjoner, og det kan derfor være at spenningene avviker i visse situasjoner uten at det har blitt oppdaget. Dette kan løses ved å sette enda strengere krav for spenningsrestriksjoner under simuleringene eller utføre flere spenningsmålinger for ulike lastflytsituasjoner.

Innkoblingen av kondensatorbatterier kan føre til store transiente overspenninger, som igjen kan føre til skade på komponenter i nettsystemet. Resonansfenomener er også en faktor som må vurderes ved installasjon, da dette kan medføre strømmer/spenninger av stor betydning for gitte frekvenser [31, s. 22]. Slike problemstillinger er ikke blitt tatt hensyn til i denne rapporten, ved valg av løsning bør alle mulige hensyn bli vurdert. Løsningen som blir presentert i denne oppgaven bør derfor kun benyttes som et grunnlag for den endelige totalvurderingen for valg av løsning.

I lønnsomhetsvurderingen blir verdien av tapsendringen beregnet, de løsningene som gir mest gevinst vil deretter bli vurdert opp mot anskaffelseskostnaden for investeringen. Analyseperioden settes lik kondensatorbatteriets antatte levetid på 30 år. I beregningene er det antatt uendret forbruk gjennom hele perioden, dette fører til at tapsendringen kan betraktes som konstant gjennom hele perioden. Dette vil dermed være en forenkling da SSB [32], estimerer en årlig økning av energiforbruk på 0,6% frem mot 2030. Det er vanskelig å bedømme hvilken innvirkning dette vil ha for resultatet i denne rapporten, men det vil være naturlig å vurdere at ved økt energiforbruk vil det være en positiv virkning med økt produksjon av reaktiv effekt. Reduksjon av tpskostnader relatert til uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet er ikke tatt med i beregningene i denne rapporten, da Eidefoss har minimalt med uttak per i dag.

Ved beregningene av tapsendringer for hver av de ulike løsningene, ble svingmaskinen plassert i Vågåmo transformatorstasjon. Dette medfører at eventuelle tapsendringer i kraftproduksjonen er ikke tatt med i beregningene. Det kan derfor antas at den reelle verdien av tapsendringer er noe høyere enn det som kommer frem i denne rapporten som følge av reduserte generatortap. For å beregne denne kostnaden er det derfor nødvendig å se på hvilken innvirkning kondensatorbatteriet har på kraftproduksjonen i Eidefoss sitt nett.

5.3 Klargjøring av nettmodell

Ved beregninger i NetBas er det svært sjeldent aktuelt å beregne på hele databasen. Avgrensning av nettmodellen bør derfor utføres så langt det er praktisk mulig, og avgrensningen ikke påvirker det endelige resultatet nevneverdig.

Under klargjøringen for analysen ble det observert flere produksjonsenheter som hadde for høy/lav produksjon i forhold til det som er reellt i Eidefoss sitt nett. I samråd med oppdragsgiver ble det derfor valgt å korrigere disse til aktuelle verdier.

Beregninger belyste at det var mest aktuelt å kompensere for den reaktive effekten i området rundt Lora. Ved å kompensere i dette området, vil dette ha størst innvirkning på de to parallelle linjene som går fra Vågåmo til Lora. Det ble derfor valgt å avgrense nettmodellen ved å plassere svingmaskinen i Vågåmo og frakoble samtlige linjer som vil ha liten til ingen innvirkning på videre analyser. Denne avgrensningen anses som pålitelig da 132kV linjen til sentralnettet er innkoblet i Vågåmo. Dette punktet kan derfor anses som et stivt punkt og ved å plassere svingmaskinen i dette punktet vil ikke spenningsnivået påvirkes.

Eidefoss har ikke kraftproduksjon nord for Vågåmo, bortsett fra kondensatorbatterier. Det ble derfor utført en analyse der det ble utredet at kondensatorbatteriet på Bjorli burde frakobles i mnd. 3-11 for å redusere de totale nettap. Det ble ikke utført noen videre analyser på de resterende kondensatorbatterier da Eidefoss har disse innkoblet hele året.

5.4 Simuleringsresultat

Innledende analyser belyste at det var mest aktuelt å kompensere for det reaktive forbruket i området rundt Lora. Det ble derfor valgt å plassere ett kondensatorbatteri i Lora transformatorstasjon, for å dekke det reaktive behovet med ett større batteri fremfor å benytte flere distribuerte kondensatorbatterier rundt om i området.

Tabell 27: Tapsdifferanse og nåverdi av de reduserte tap

Scenario	0	1	2	3	4	5
Sum tap [MWh]	6734,266	6742,573	7025,243	6841,273	6702,718	6703,891
ΔP_{max} [kW]	0	36,2	36,2	36,2	28,3	21,9
Tapsdifferanse [MWh]	0	-8,307	-290,977	-107,007	31,548	30,375
Nåverdi reduserte tap [kr]	0	286 912	-1370463	-291 794	447 350	381 137

Scenario 1

Denne løsningen er basert på de resultat som kom frem av optimaliseringsfunksjon i NetBas, der det ble valgt å beregne for tolv ulike driftsituasjoner som representerer den timen med høyest forbruk for hver måned. Ved å benytte denne løsningen så vil de totale energitapene gjennom året øke med 8,307MWh. Dette skyldes at beregningene er basert på den maksimale lastflyten for hver måned og kondensatorbatteriet vil dermed føre til en overproduksjon av reaktiv effekt i de perioder hvor belastningen reduseres. Likevel ser man at nåverdien av de reduserte tap er av positiv verdi, som følge av at verdien for de reduserte effekttap overstiger verdien av økte energitap. Verdien av reduserte effekttap i makslast kommer av at man frigjør kapasitet for det overliggende nett i den mest kritiske perioden av året, som igjen fører til at eventuelle utbedringer eller fornyelser av det overliggende nett kan neglisjeres/utsettes.

Scenario 2 og 3

Ved å benytte KB-funksjon i NetBas, kom det frem at kondensatorbatteri på 3700kVAr var det mest optimale når beregningene tok utgangspunkt i den timen det var størst forbruk gjennom året. Det ble derfor valgt å utføre beregninger der man så på hvordan de totale energitapene vil endres gjennom året ved å ha kondensatorbatteriet innkoblet delvis (SC.3) og hele året (SC.2). I begge tilfellene ser man at de totale energitapene vil øke betraktelig, som i disse scenariene fører til at nåverdien av de reduserte tap er av negativ verdi. Det kan derfor konkluderes med at det ikke er tilstrekkelig å kun benytte KB-funksjon i NetBas basert på en enkelt lastflytberegning, for å fastsette en endelig løsning.

Når man beregner for ulike driftsituasjoner, egner KB-funksjonen seg godt for å gi grunnlag for hvilke områder det er mest aktuelt å plassere kondensatorbatteri. Det krever derimot en grundigere undersøkelse for å evaluere hvilken ytelse og innkoblingstidspunkt som vil være mest optimalt.

Scenario 4 og 5

Det ble ikke funnet en automatisk beregningsmetode i NetBas for å fastsette hvilken ytelse som vil gi mest reduksjon av tap per måned. Grunnet dette ble det gjennomført en analyse der man benyttet ett kondensatorbatteri med en trinnstørrelse på 100kVAr, for å utrede mest optimal ytelse for hver måned. Denne prosessen er tidskrevende da samtlige trinninger må utføres manuelt.

Scenario 4 er den mest optimale løsningen med tanke på reduserte tap i nettet, ut fra tabell 27 ser man at de årlige energitapene vil reduseres med 31,548MWh. Denne løsningen benytter et kondensatorbatteri som må reguleres trinnvis fra 400 → 2000kVAr, det vil dermed være nødvendig å benytte et mer omfattende bryterarrangement enn ved å installere kondensatorbatteri med én fastsatt størrelse.

Videre ble det valgt å finne den mest optimale løsningen med fastsatt ytelse på kondensatorbatteriet (SC.5). Dette for å evaluere differansen på innsparte kostnader i forhold til anskaffelseskostnader ved de ulike løsningene. Ut fra tabell 27 ser man at det ikke er stor differanse mellom de to ulike løsningene når det gjelder nåverdien av de reduserte tap. Det vil antakeligvis kun være aktuelt å innhente et kostnadsgrunnlag for løsningen i SC.5, grunnet den økte anskaffelseskostnaden ved å gå for løsningen i SC.4.

Oppsummering

Ut fra de resultat som fremkommer av simuleringene har det blitt belyst at noen løsninger for valg av kondensatorbatteri vil føre til økte energitap. Dette skyldes det varierende forbruksmønsteret, som igjen fører til at det oppstår en overproduksjon av reaktiv effekt i perioder med redusert belastning.

Ved slike problemstillinger kan det tenkes at det er mer aktuelt å benytte en annen teknologi, der man benytter aktiv regulering av den reaktive effekten. Slike løsninger har en mye høyere anskaffelseskostnad og potensielt en høyere vedlikeholdskostnad, og dette må derfor bli tatt med i evalueringen om hvilken løsning man ønsker å gå for. Det er heller ikke ønskelig å benytte bryterarrangement for hyppig inn- og utkoblinger av kondensatorbatteri, når dette kan føre til betydelige transiente strømmer som kan berøre komponenter og installasjoner lenger ut i nettsystemet, samt slitasje på utstyret som medfører en redusert levetid.

For å simulere hvilken innvirkning aktiv regulering vil ha på nettmodellen kreves det å utføre dynamiske analyser gjennom hele året. NetBas baserer seg på stasjonære analyser og det ble derfor valgt å finne den mest optimale løsningen basert på fastsatte ytelser per måned.

5.4.1 Lønnsomhetsvurdering

Kapittel 3.4.2 beskriver hvordan KB-funksjonen i NetBas beregner nytteverdien av investeringen basert på en driftsituasjon. Utfordringen med å benytte denne funksjonen er at tapsendringens brukstid er ukjent, da man ikke vet i hvilken grad kondensatorbatteriet vil påvirke de totale energitapene i forkant av beregningene. Som simuleringene har belyst, eksisterer det tilfeller der kondensatorbatteri kan ha en negativ innvirkning på de totale energitapene. Dette medfører at tapsendringens brukstid vil være av negativ verdi, og ved å anta denne verdien i forkant av simuleringene kan dette føre til store feilaktige fremstillinger for hva som er den faktiske nytteverdien av de reduserte tap.

Det ble på grunnlag av dette utviklet et regneverktøy i Excel for å beregne verdien av tapsendringen som følge av implementeringen av kondensatorbatteri. Regnearket anses som pålitelig da den bygger på Sintef sin formel for spesifikke tapkostnader og nåverdimetoden for å tilbakeføre de årlige kostnader til investeringstidspunktet.

Regnearket er konstruert for å benytte beregnet tapsdifferanse og endring av maksimale tap i tunglast for å verdsette de elektriske tapene. Ved å benytte detaljsimulering i NetBas, innhenter man nødvendig informasjon om hvordan de årlige energitapene endres. Det er dermed ikke nødvendig å benytte tapsendringens brukstid.

5.5 Videre arbeid

Generatortap

Ved beregning av kostnader knyttet til implementeringen av kondensatorbatterier, har det ikke blitt tatt hensyn til reduksjon av generatortap i Eidefoss sin kraftproduksjon. Verdien av reduserte tap i generatorene kan antas å være av betydelig størrelse da Eidefoss produserer hovedandelen av den reaktive effekten i egen kraftproduksjon og har minimalt med uttak fra sentralnettet. Det burde derfor bli utført en grundigere undersøkelse, da kompenseringen som blir utført i Lora transformatorstasjon vil medføre betydelig reduksjon i generatortap og vil dermed øke nytteverdien for investeringen.

Timesberegninger i NetBas

Eidefoss vil på sikt få implementert timesberegninger i NetBas. Timesberegninger tar utgangspunkt i AMS-målinger hos sluttbruker, det vil være med å gjøre det lettere å få mer korrekte verdier til analyser og simuleringer. Spesielt vil man få en mer korrekt verdi på effekt faktoren hos sluttbruker, som vil øke validiteten til de utførte lastflytberegninger. Det kan dermed undersøkes om de verdier for år, døgn og temperaturvariasjoner som ligger til grunn for de lastflytberegninger som har blitt utført i denne oppgaven samsvarer med de innhentede AMS-data.

Videreføring av metode

Ved å utvikle nettmodellen slik at man kan utføre dynamiske analyser vil dette bidra til en langt mer effektiv forskningsprosess for å utrede aktuell plassering. NetBas kan bli benyttet for å innhente nødvendig data til modellen, og det finnes per i dag en del forskning og publikasjoner på genetiske algoritmer som blir benyttet til dette formålet.

Innhente pris for kondensatorbatteri

Det ble utført forsøk på innhenting av budsjettpris for ulike løsninger for kondensatorbatterier, dette ble dessverre mislykket da det var lite respons ute i markedet. Dette kan skyldes situasjonen som vi nå er inne i vedrørende Covid-19. Det er derfor nødvendig å innhente et kostnadsgrunnlag for å fastsette lønnsomheten for de ulike løsningene, og benytte dette i den endelige totalvurderingen.

6 Konklusjon

Det er i forbindelse med denne oppgaven sett på hvordan man kan benytte simuleringsprogrammet NetBas for installasjon av kondensatorbatteri, og hvilken innvirkning dette vil ha på nettapene gjennom året. Hovedfokuset har vært å benytte fastsatte ytelser på kondensatorbatteri, dette på grunnlag av at simuleringsprogrammet tilbyr begrensede funksjoner for plassering og optimalisering.

Det har blitt gjennomført flere metoder for å finne optimal plassering og ytelse for kondensatorbatteri. KB-funksjonen i NetBas beregner nytteverdien av installasjonen basert på en lastflytberegning. Funksjonen anses derfor som utilstrekkelig for å konkludere med en endelig løsning, dette skyldes at beregningsfunksjonen krever at man har kjennskap til tapsendringens brukstid for tap i forkant av beregningene.

Gruppen har kommet frem til at den beste metoden er å benytte KB-funksjonen, der man velger å neglisjere investeringskostnadene og dermed vil programmet utrede den plassering og ytelse som er mest optimal basert kun på reduksjon av tap. Dette krever at man kjører flere simuleringer for ulike driftsituasjoner gjennom året, for å utrede den aktuelle plasseringen.

Gjennom flere beregninger og grafiske presentasjoner kommer det frem at området rundt Lora er det mest aktuelle å kompensere for den reaktive effekten, det ble derfor valgt å se nærmere på hvilken innvirkning ett større kondensatorbatteri på Lora transformatorstasjon (Lora-22) vil ha på det aktuelle nettet.

Det går frem av resultatene at ved å benytte et kondensatorbatteri med trinning 400 → 3700kVAr (SC.4) som er innkoblet i mnd. 1-4 og 11-12, vil man maksimere reduksjon av tap i nettet som fører til en kostnadsreduksjon på 447 350kr. Denne løsningen vil kreve ett omfattende bryterarrangement da kondensatorbatteriet består av varierende ytelser og overstiger ytelse på over 1400kVAr [17, s. 17]. Gruppens anbefaling blir derfor å benytte ett kondensatorbatteri på 1400kVAr (SC.5) som kun inn- og utkobles en gang årlig. Denne løsningen kan monteres med enkle lastskillebrytere og er av en fastsatt ytelse på kondensatorbatteriet, dette medfører at løsningen vil ha en langt lavere anskaffelseskostnad enn førstnevnte. Kostnadsreduksjonen for denne løsningen vil være på 381 137kr og den økte gevinsten ved å gå for løsningen i SC.4 vil ikke være tilstrekkelig stor for å dekke de økte anskaffelseskostnader.

Det understrekes at den konklusjonen som kommer frem er basert på faste ytelser på kondensatorbatteriet og det har dermed ikke blitt evaluert om aktiv regulering av den reaktive effekten kan være aktuelt. I tillegg kan det trekkes frem at nåverdien av de reduserte tap som har blitt presentert for de ulike alternativ, vil i realiteten være noe høyere da reduksjon av generatortap ikke har blitt betraktet i beregningene. Dette kan være aktuelt for Eidefoss å se nærmere på, da de produserer hovedandelen av den reaktive effekten i egen kraftproduksjon og har minimalt med uttak fra sentralnettet.

Bibliografi

- [1] Knut Hofstad. Kraftoverføring. https://snl.no/elektrisk_kraftoverf%C3%B8ring, 2019.
- [2] Store norske leksikon. Vekselstrøm. <https://snl.no/vekselstr%C3%B8m>, 2019.
- [3] Professor Hans H. Faanes. *ELEKTRISKE KRAFTSYSTEMER, REAKTIV EFFEKT*. Institutt for elkraftteknikk, Norges tekniske høgskole, Trondheim, 1996.
- [4] Michel Crapepe. *Electric power systems*. John Wiley and sons, 2008.
- [5] Ian Norheim. *Reguleringstruktur for optimal drift av banestrømforsyning*. NORGES TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE UNIVERSITET, 1997.
- [6] Federal Energy Regulatory Commission. Reactive power supply and consumption. <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20050310144430-02-04-05-reactive-power.pdf>, 2005.
- [7] Frode Høyte. Asynkronmotoren. <https://snl.no/asynkronmaskin>, 2019.
- [8] Arne Gylseth. Asynkronmotoren. <https://el3.no/automasjon/komponenter/asynkronmotoren/>, 2020.
- [9] Eidefoss. Nettleieforklaring og fellesbestemmelser. <https://www.eidefossnett.no/fellesbestemmelser/category1176.html?fbclid=IwAR2zaHhP24XTPeX421mtpfAX-5i8g9SMbMY7m9L6ZZUlrOefVff5W4zVTak>, 2020.
- [10] Alf Alfredsson. *Elkraft*. Liber AB, 2011.
- [11] Himanshu M. Joshi og Nishant H. Kothari. Electrical engineering department mefgi rajkot india. <https://www.ijedr.org/papers/IJEDRCP1402014.pdf>, 2014.
- [12] Siemens Gas, Power GmbH, and co. Most efficient way of controlling reactive power. <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/facts/portfolio/mscscdn.html,->.
- [13] Bogdan Kasztenny. Shunt capacitor bank fundamentals and protection. https://www.researchgate.net/publication/228611190_Shunt_Capacitor_Bank_Fundamentals_and_Protection, 2002.
- [14] EnergiNorge. Drift og utvikling av kraftnettet. <https://www.energinorge.no/contentassets/2858551aafa94bb798d89a8edf15a42b/drift-og-utvikling-av-kraftnettet---rapport-05-12-2018.pdf>, 2018.
- [15] IEEE Power and Energy Society. *IEEE Guide for application of shunt power capacitors*. IEEE Standards association, 2010.

- [16] Daniel J.Carnovale. Power factor correction and harmonic resonance: A volatile mix. http://www.eaton.com/ecm/idcplg?IdcService=GET_FILE&allowInterrupt=1&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&Rendition=Primary&dDocName=IA02607001E, 1991.
- [17] Sintef Energi AS. Kompensering i kraftnettet. <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/fef/218ee2d1-7720-46d2-a04c-fe0b4762bbc7?filename=Kompensering%20i%20kraftnett.pdf>, 2016.
- [18] Hans Blomqvist. *ELKRAFTSYSTEM 2*. Liber AB, 1997.
- [19] Olje og energidepartementet. Energilov. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>, 2003.
- [20] Jens Naas-Bibow og Gunnar Martinsen. *Energiloven med kommentarer*. Gyldendal Akademisk, 2011.
- [21] Norges vassdrags-og energidirektorat. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>, 2004.
- [22] Sintef Energi AS. Grunnleggende økonomisk teori. <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/fef/a15c5492-f160-4de8-908d-989d2f7b82c1?filename=Grunnleggende%20%C3%B8konomisk%20teori.pdf>, 2010.
- [23] Kjell Gunnar Hoff og Morten Helbæk. *Bedriftens økonomi 8.utgave*. Universitetsforlaget, 2018.
- [24] Det kongelige finansdepartement. Prinsipper og krav ved utarbeidelsen av samfunnsøkonomiske analyser. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf, 2014.
- [25] Sintef. Brukstid for tap. <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/fef/0f55be95-396c-4c70-a678-70b7a24e421a?filename=Brukstid%20for%20tap.pdf>, 2014.
- [26] Sintef (Kjell Sand). Samfunnsøkonomiske tapskostnader for dimensjonering av kraftnett. <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2598670>, 2013.
- [27] Powel. Powel. <https://www.powel.no/smarte-nettselskap/powel-beslutningstotte/netbas-analyse>, 2020.
- [28] REN. Ren-planbok. <https://www.ren.no/planbok>, 2020.
- [29] Marit Lundteigen Fossdal og Torodd Jensen. Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter. http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf, 2003.
- [30] Sintef. Årlige spesifikke tapskostnader. https://www.ren.no/doc/api/rest/download/fef/2373b1ba-b807-4470-b36f-8bf89742ed2a?filename=Tapskostnader.pdf&fbclid=IwAR2Rp8pLSI0m5yvxd7Q_m4eG1ReqYFXc79N1e82txm7Kr0eimw9NQsraDn4, 2019.
- [31] Frode Trengereid og Karstein Brekke og Steinar Pærelius. Leveringskvalitet i kraftsystemet. http://publikasjoner.nve.no/dokument/2004/dokument2004_03.pdf, 2004.

- [32] SSB. Hvordan utvikler energiforbruket seg fram mot 2050. <https://www.ssb.no/forskning/energi-og-miljookonomi/energi-og-miljopolitikk/hvordan-utvikler-energiforbruket-seg-fram-mot-2050>, 2016.
- [33] Olje og energidepartementet. Leveringspålitelighet og spenningskvalitet. https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557/KAPITTEL_4#KAPITTEL_4, 1991.
- [34] Olje og energidepartementet. Elektriske anlegg. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959/KAPITTEL3?q=energilovenKAPITTEL3>, 1991.

A Vedlegg

A.1 Fremgangsmetode i NetBAS

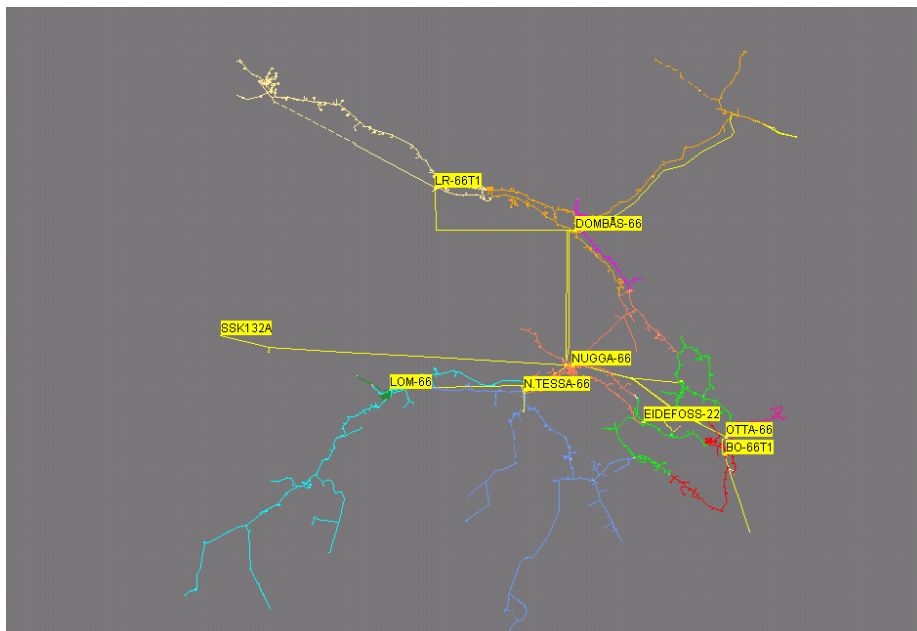
I dette vedlegget vil metodikken ved valg av kondensatorbatteri i Eidefoss sitt nett med bruk av simuleringsprogrammet NetBas bli forklart.

Fremgangsmetodikken vil bli utdypende forklart slik at den skal være til hjelp for nye brukere, samtidig som den belyser at resultatene må evalueres grundig da metoden har sine svakheter, men har potensiale for videreutvikling.

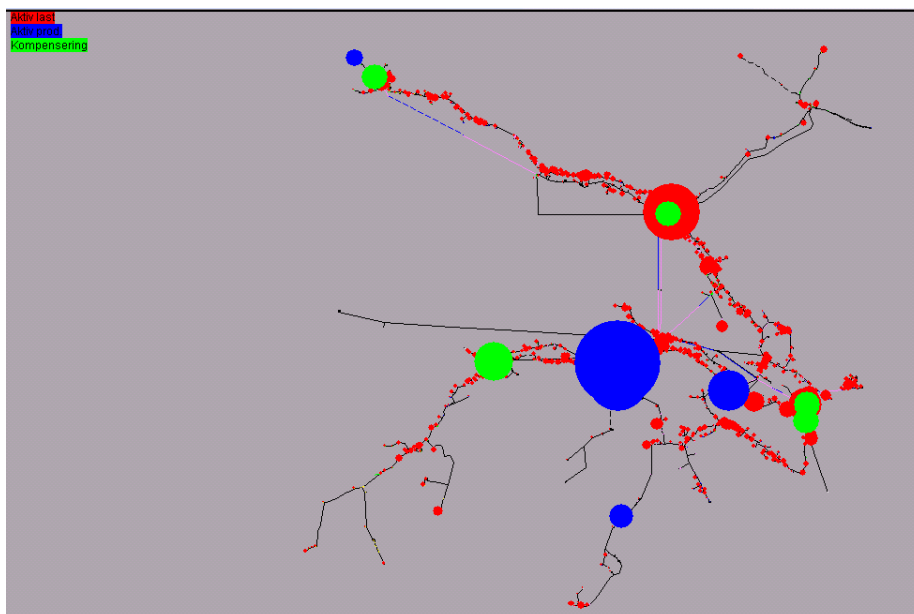
Metodikken bygger på Sintef sin formel for spesifikke tapskostnader, og analysemodulen i simuleringsprogrammet NetBas. Målet er å belyse hvor det er mest aktuelt å installere kondensatorbatteri i Eidefoss sitt nett for å redusere tapskostnader knyttet til utveksling av reaktiv effekt.

A.1.1 Oversikt over det aktuelle nettet

For nye brukere er det lønnsomt å få en viss oversikt over det aktuelle nettet. Figur 16 og 17 viser et oversiktsbilde av nettet til Eidefoss, der samtlige transformatorstasjoner er plassert samt hvor i nettet produksjon, last og kompensering foregår.



Figur 16: Oversikt over nettet til Eidefoss



Figur 17: Oversikt over nettet til Eidefoss med kompensering, aktiv last og aktiv produksjon (Tunglast)

A.1.2 Analyse

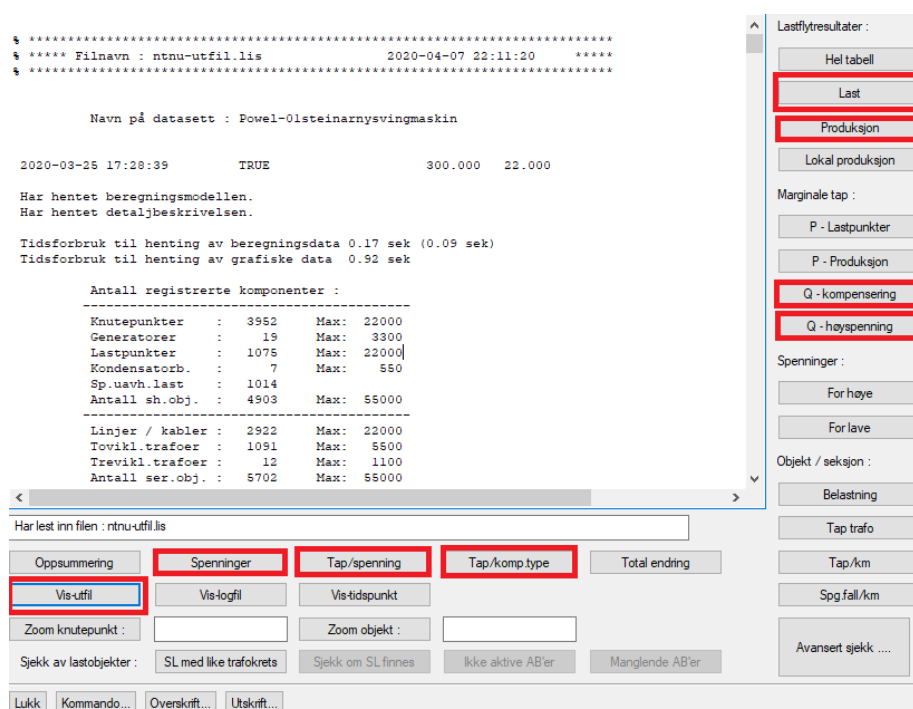
Når man skal utføre analyser i NetBas så kreves det at ligger reelle verdier inne i systemet for å få gode resultater. Det er også ønskelig å avgrense nettet så mye som mulig for det gitte området man ønsker å simulere i. Dette avhenger av hva slags problemstilling man ønsker å løse.

I denne oppgaven så ønsker man å redusere tapskostnader knyttet til utveksling av reaktiv effekt på 66kV nivå. I samråd med oppdragsgiver ble det derfor valgt å plassere svingmaskinen i Vågåmo, og frakoble 132kV linjen fra sentralnettet. Dette skyldes at dette punktet kan betraktes som et "stivt" punkt og at oppdragsgiver har minimalt med uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. Det trekkes frem at det er primært linjen fra Vågåmo til Lora det er ønskelig å redusere de elektriske tap. (Dette kommer tydeligere frem senere i vedlegget).

Ved å benytte seg av Resultat funksjonen i NetBas, vil man få opp et bilde som vist i figur 18. Her vil man ha muligheten til å analysere tilstanden til det nettet som det skal simuleres på, dette er noe man burde gjøre så tidlig som mulig for å avdekke eventuelle mangler og feil.

Hvilke verdier som er vesentlige å gjennomgå avhenger av hva man ønsker å oppnå med analysen. Målet med oppgaven er å redusere tapskostnader knyttet til utveksling av reaktiv effekt, det er dermed valgt å evaluere de merkede punktene i figur 18, da dette er verdier som kan ha innvirkning på resultatet samt at det kan gi en bredere forståelse for valget av plassering, ytelse og innkoblingstid på kondensatorbatteriet.

- **Vis-utfil** - Viser om det mangler data for produksjon, komponenter og laster i systemet.
- **Spenninger** - Viser de ulike spenningsnivåene i nettet, samt max og min verdier på de ulike spenningsnivåene.
- **Tap/spenning** - Viser tap på de ulike spenningsnivåene, dette kan gi en indikasjon på hvilket nettnivå man burde kompensere på.
- **Tap-komp. type** - Viser tap pr. komponenttype.
- **Last** - Viser forbruket av de lastene som er tilkoblet systemet, her kreves det en del kjennskap til det aktuelle nettet for å evaluere om forbruket til lastene er reelle.
- **Produksjon** - Viser den aktuelle produksjonen i nettet.
- **Q-kompensering** - Viser de marginale tapene ved de punktene det allerede er installert kompenseringer. Dette kan brukes til å oppklare om man burde produsere mer eller mindre reaktiv effekt i visse perioder.
- **Q-høyspenning** - Viser hvor i nettet man vil ha mest økning i aktive tap ved økning av reaktiv last (Marginale tap). Dette beskriver hvor det er mest aktuelt å produsere reaktiv effekt, for å redusere aktive tap.

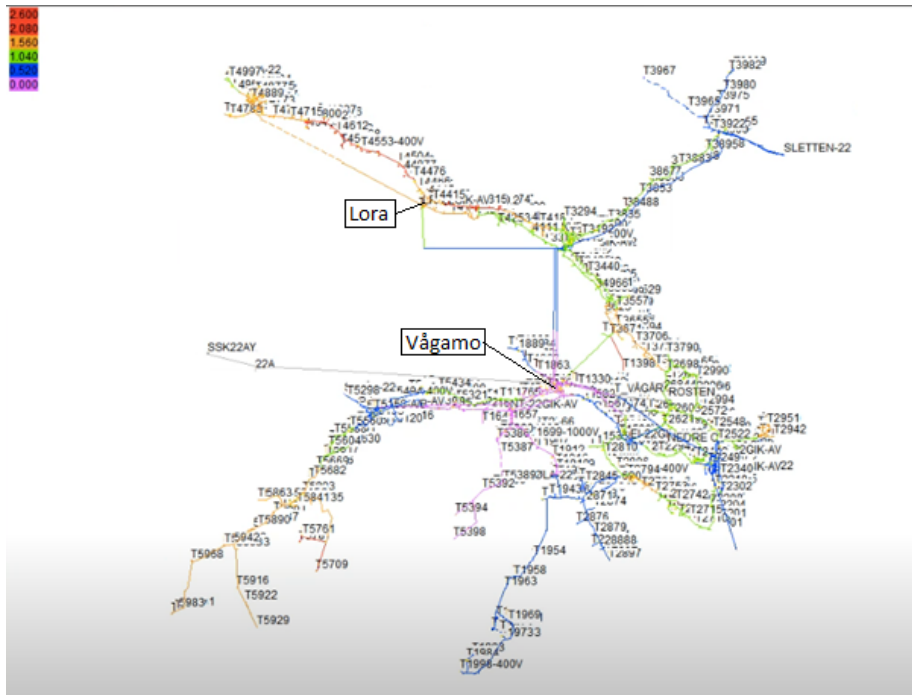


Figur 18: Resultat

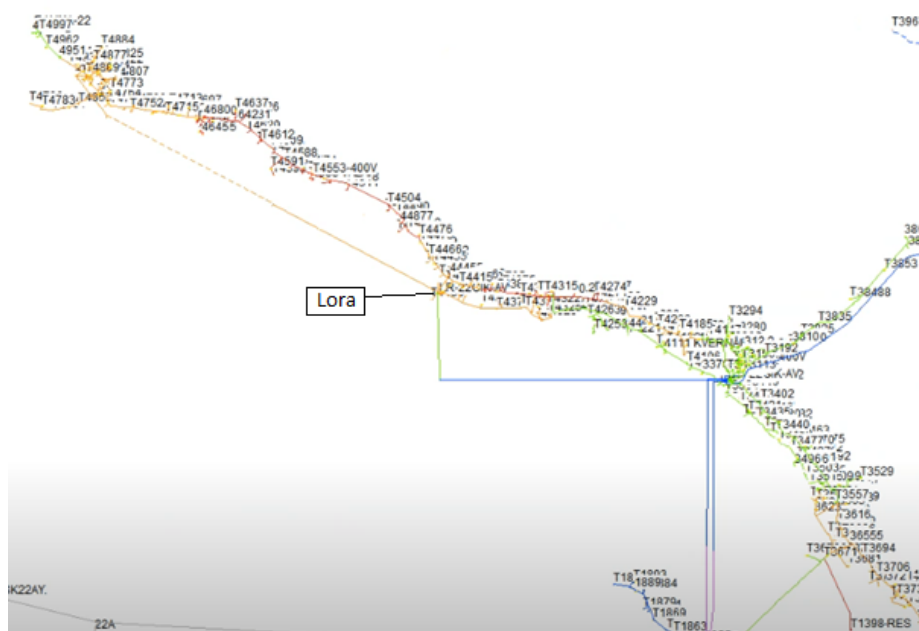
Ved å analysere de ulike punktene som har blitt beskrevet, ble det funnet ut i samråd med oppdragsgiver at verdier for produksjon var utenfor de gitte grenser, og kondensatorbatteriet ved Bjorli burde legges ut i lavlast, som er tilfellet i deres nett (viktig å simulere dette i analysen).

Når man ikke er fornøyd med verdiene for produksjon, benytter man seg av funksjonen: Lastflytberegninger → Effektrestriksjoner. Programmet regulerer da effektflyten automatisk slik at de blir innenfor de grenser som er innlagt i systemet. (Her kan man også sette verdiene manuelt hvis ønskelig). Når man er fornøyd med de aktuelle verdiene som har blitt korrigert, bør man lagre dette på fil slik at dette kan benyttes i en senere anledning.

Når man er fornøyd med den tilstanden nettet er i, velges det å benytte funksjonen Fargelegg resultatet → Knutepunktsdata → Vise marginale tap reaktiv effekt. Man vil nå kunne vise grafisk på nettskjema hvor det er mest lønnsomt å kompensere for den reaktive effekten. Rød indikerer mest lønnsomt og lilla indikerer minst.



Figur 19: Marginale tap, reaktiv (Tunglast)

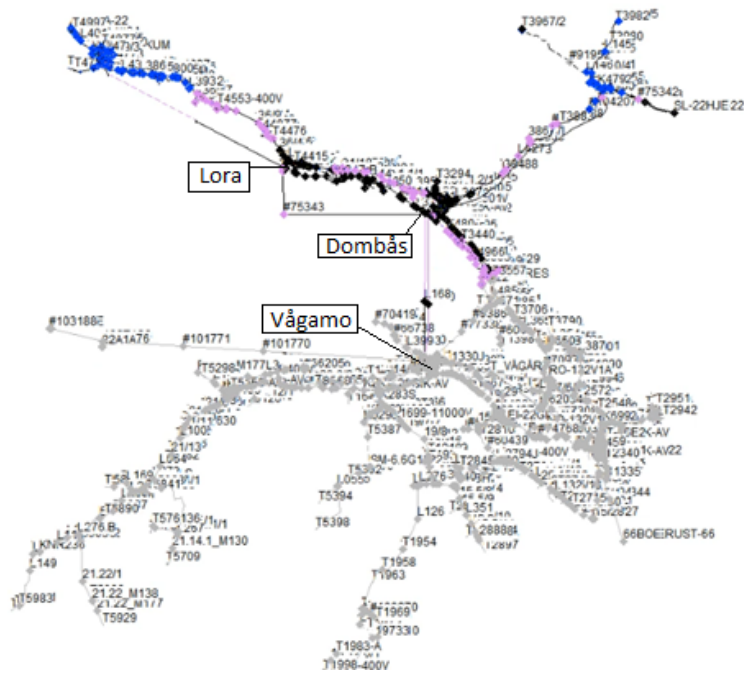


Figur 20: Marginale tap, reaktiv (Tunglast)

Det kommer frem at området rundt Lora er det mest aktuelle stedet å kompensere for den reaktive effekten. Det ble derfor valgt å avgrense nettmodellen til området nord for Vågåmo for å begrense eventuelle feilkilder. Dette gjøres ved å frakoble samtlige linjer fra svingmaskinen for utenom de to parallelle linjene som går mot Dombås. Ut fra nettskjema ser man at det antakeligvis er mest lønnsomt å kompensere med flere produksjonsenheter ute på radialen, men hvis man skal inn med et stort batteri så kan det antas at det vil være mest lønnsomt å plassere dette i transformatorstasjonen på Lora (66/22kV). Dette burde bli tatt med i betraktning ved plassering av produksjonsenhet for reaktiv effekt.

Oppsummering av klargjøring for analysen:

- Viktige verdier for last, produksjon og tap har blitt gjennomgått og endret hvis nødvendig.
- Grafisk presentasjon på hvor det er mest aktuelt å kompensere for reaktiv effekt (Grunnlaget for avgrensningen av nettet).
- Avgrensning av nettet har blitt utført ved å koble ut linjer/områder som har liten eller ingen innvirkning for utfallet av analysen.



Figur 21: Avgrenset nett nord for Vågåmo

Når man er fornøyd med klargjøringen av analysen, må det utføres beregninger slik at man har et referansegrunnlag for de kommende analyser. I denne oppgaven ble det valgt å benytte Lora transformatorstasjon som referansepunkt for spenning og sensitivitets målinger, da det er rundt dette området det antakeligvis vil bli installert kompenseringssystem. Det er også viktig å huske på å regulere eventuelle produksjonsenheter under simuleringene for å få mest mulig korrekte verdier (kondensatorbatteriet på Bjarli).

Detaljsimulering i NetBas ble deretter benyttet for å innhente nødvendig informasjon. For å beregne nytteverdien til tapsendringene er det spesielt viktig å innhente verdier for årlige energitap og effekttap i tunglast. Spenning og sensitivitetsmålinger kan også være aktuelt da installasjon av et kondensatorbatteri kan påvirke dette negativt.

Utgangspunktet for analysen:

Tabell 28: Energitap per måned (SC.0)

Mnd:	MWh tap	Tap(%)
1	1033,882	5,235
2	798,582	4,803
3	714,439	4,466
4	513,031	3,891
5	367,432	3,446
6	288,635	3,356
7	285,062	3,357
8	291,562	3,356
9	323,883	3,390
10	422,783	3,568
11	718,133	4,474
12	976,842	5,100

Tabell 29: Totale Energitap og maks effekttap (SC.0)

Sum tap	6734,266MWh
Målt maks effekttap i tunglast	1,8234MW

Tabell 30: Spenning og sensitivitetmålinger ved Lora-22 (SC.0)

Måling	Tunglast	Lavlast
Spenning	21,664kV	22,642kV
Sensitivitet	-0,207 kV/MVAr	-0,185 kV/MVAr

Når man har fastslått et utgangspunkt, benytter man seg av kondensatorbatteri-funksjon i NetBas for å beregne den mest optimale størrelsen og plasseringen av ett kondensatorbatteri i det valgte nettet. I denne oppgaven har det blitt valgt å KUN benytte funksjonen til å finne den ytelse og plassering på kondensatorbatteriet som gir mest reduksjon av tap uavhengig av kostnader. Dette skyldes at tapsendringens brukstid for tap som følge av å installere et kondensatorbatteri er ukjent i forkant av beregningene. Nytteverdien av investeringen vil bli beregnet til slutt i eget utviklet regneark (Excel), for deretter å vurdere om det er mer aktuelt å se på andre løsninger.

Beregninger → Lastflytberegninger → Kondensatorbatteri → Utplasser.

Investeringskostnader :		Driftskostnader :		Utvalg av knutepunkter :	
Kostnad (kr/kVAr)	0	Energitap (kr/kWh)	0.4	Min. spenning (kV)	6.0
Faste kostnader (kr)	0	Tapsbrukstid (t)	3700	Max. spenning (kV)	24.0
Rentefot p.a.	0	Kost P (kr/kW)	381	Max. avstand (km)	0.0
Levetid (år)	0	Kost Q (kr/kVAr)	0.0	Min. avstand (km)	0.0
				<input type="checkbox"/> Bare merket nett	
				<input checked="" type="checkbox"/> Tillatt i gamle komp. pkt.	
Kompensering flere steder :			Kompensering ett sted :		
Ytelse (kVAr)	600.0	Trinnstørrelse (kVAr)	100	<input checked="" type="checkbox"/> Behold batteriet	
Antall k. batt	10	Max. antall trinn	90	<input type="checkbox"/> Automatisk beregning	
Max. pr. knutepkt	10				

Figur 22: Parameter for kondensatorberegning

Investeringskostnader settes lik 0, dette for å finne den kondensatorbatteri størrelsen som gir mest reduksjon av tap, uavhengig av investeringskostnaden.

Driftskostnader ble angitt med cirka verdier (Her kan man egentlig benytte hva som helst da man benytter funksjonen KUN til å finne den størrelse og plassering som gir mest reduksjon av tap).

Beregningene blir utført ut fra den aktuelle flyten som har blitt valgt (driftsituasjon), der programmet går gjennom samtlige noder og beregner hvor i nettet det vil bli mest reduksjon av tap. Det er derfor nødvendig å endre driftsituasjon manuelt for hver beregning man ønsker å utføre.

I denne oppgaven ble det valgt å benytte time 9 (virkedag) for hver enkelt måned, da dette er maks last utover dagen og dagene i den samme måneden har lik verdi for utenom helgedag. Det kom frem at Lora transformatorstasjon var det mest aktuelle området å plassere ett batteri, det var kun i de periodene med lav belastning det var mer aktuelt å vurdere plassering andre steder.

På grunnlag av beregningene og den grafiske presentasjonen som kom frem i figur 19, ble det valgt å konsentrere analysen til Lora transformatorstasjon. For å finne den mest optimale løsningen (basert på reduksjon av tap) ble ett kondensatorbatteri med et flertall av trinn plassert ved Lora transformatorstasjon, trinningen ble utført stegvis med en trinnstørrelse på 100kVAr. For hvert trinn ble det utført detaljsimulering, for å analysere hvordan det aktuelle

trinnet påvirket energitapene for hver enkelt måned.

Når man har utredet hvilken ytelse for hver måned som vil gi mest reduksjon av tap, beregner man nytteverdien av de reduserte tap i regnearket 28. Videre vil det være nødvendig å evaluere nytteverdien opp mot anskaffelseskostnaden av kondensatorbatteriet og vurdere om det kan være aktuelt å utføre beregninger med andre ytelser og innkoblingstidspunkt.

Eksempel:

Kondensatorbatteri 400 → 2000 kVAr innkoblet mnd, 1-4 og 11-12 (Mest red.tap):

Tabell 31: Nåverdien av de reduserte tap (SC.4) (vedlegg)

Analyseperiode [år]	30
Avkastningskrav [%]	4%
Nettonåverdi(NNV)	447 350,31 kr

Kondensatorbatteri 1400kVAr innkoblet mnd, 1-3 og 11-12:

Tabell 32: Nåverdien av de reduserte tap (SC.5) (vedlegg)

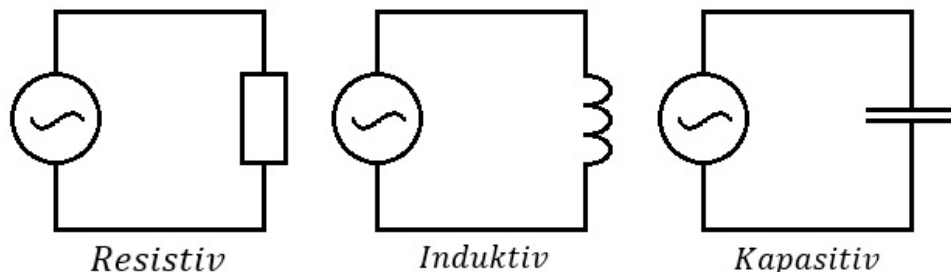
Analyseperiode [år]	30
Avkastningskrav [%]	4%
Nettonåverdi(NNV)	381 136,89 kr

Det kommer frem av tabellene ovenfor at løsningen med trinning på kondensatorbatteriet vil gi mest reduksjon av tap og en nytteverdi på 447 350kr. Likevel ser man at differansen av nytteverdien for de ulike løsningene er minimal og at sistnevnte alternativ vil antakeligvis ha en langt lavere anskaffelseskostnad grunnet fast ytelse på batteri. Det må derfor gjøres en vurdering, og innhente et kostnadsgrunnlag for de løsningene som er aktuelle.

Det understrekes at denne fremgangsmetodikken som har blitt gjennomgått i dette vedlegget, er basert på faste ytelser på kondensatorbatterier og det har dermed ikke blitt evaluert om aktiv regulering av den reaktive effekten kan være aktuelt.

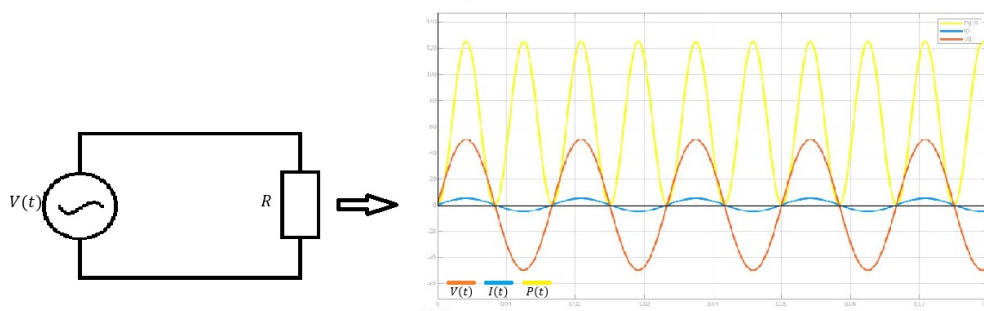
A.2 Resistive, induktive og kapasitive laster

Et kraftsystem består hovedsakelig av tre ulike typer komponenter; resistive, induktive og kapasitive. Hver enkelt av de ulike komponentene har forskjellige egenskaper da de er tilkoblet vekselspanning.



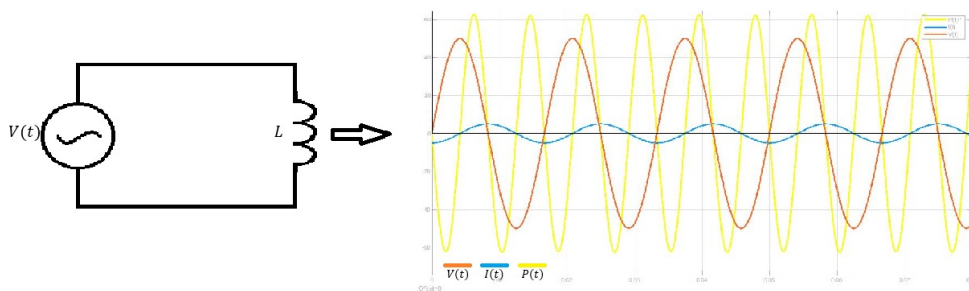
Figur 23: Forenklede kretser for å simulere de ulike lasttype i et kraftsystem.

I dette vedlegget vil det bli presentert simuleringer med bruk av MatLab, der man påtrykker en vekselspanning på hver av de ulike komponentene (ideelle) for å utrede hva slags innvirkning de forskjellige komponentene har på strøm, spenning og effekt.



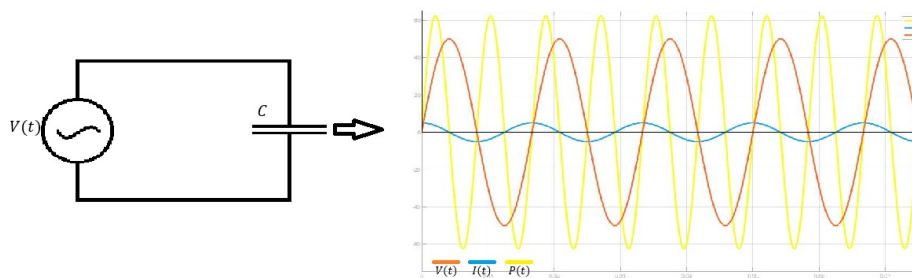
Figur 24: Resistiv last.

Når man belaster en vekselstrømskilde med en resistiv last som vist i figur 24, ser man at strømmen (blå) som går i kretsen følger nettspenningen (oransje). Dvs. i det tidspunktet spenningen har størst verdi, er også strømmen størst. Dette resulterer i at faseforskjellen mellom strøm og spenning vil være null, som tilsvarer at det kun blir produsert aktiv effekt. Effektkurven viser at middelverdien over en gitt periode vil være positiv, det er denne effekten som utfører et fysisk arbeid og blir dermed omtalt som den aktive effekten.



Figur 25: Induktiv last (Strøm 90° etter spenning)

Ved å belaste spenningskilden med en induktiv last, ser man at strømmen har kommet på etterskudd ift. spenningen (positiv faseforskyvning). Da det er valgt å benytte en ideell komponent i simuleringen dvs. en rent induktiv last, vil faseforskjellen være lik 90° mellom strøm og spenning. Denne faseforskyvningen resulterer i at effekten som blir produsert vil pendle mellom kilde og last, og vil ikke bidra til å utføre arbeid i fysisk form (rotasjon, lys, varme osv.). Man ser også ut fra effektkurven at middelveidien av effekten over en gitt periode vil være null, siden effektkurven pendler over og under nullpunktet.



Figur 26: Kapasitiv last (Strøm 90° før spenning)

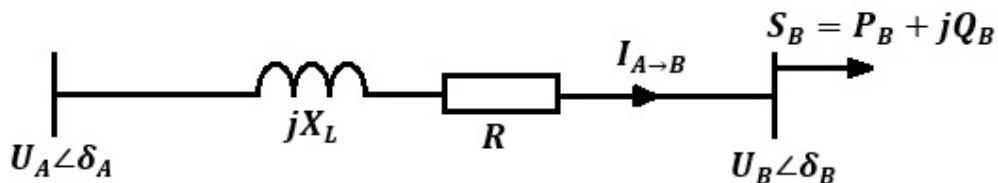
Ved å sammenligne simuleringen med den induktive lasten og kapasitive lasten, ser man at den eneste forskjellen er at ved kapasitiv last vil spenningen nå være 90° før den påtrykte spenningen, i motsetning til den induktive der den ligger etter. I begge tilfeller vil den produserte effekten pendle mellom kilde og last som igjen fører til at middelveidien av effekten vil være lik null. Forklaringen på dette er at kapasitive og induktive komponenter har den egenskapen til å "lagre" den elektriske energien for deretter å frigjøre denne energien når spenning og strøm endrer retning. Den elektriske energien vil endre retning fire ganger i løpet av den påtrykte spennings periode.

Ved å betrakte effektkurven i figur 25 og 26, ser man at de er motsatt rettet av hverandre, som samsvarer med faseforskyvningen av strømmen i de to tilfellene. Med andre ord; beskriver kurvene at induktive og kapasitive komponenter frigjør/lagrer den elektriske energien motsatt rettet av hverandre. Ved å sammenkoble disse komponenter i parallell, vil den elektriske energien pendle mellom komponentene, og det er nettopp denne egenskapen nettselskapene benytter seg av der det er behov for fasekompensering.

Det er kjent at denne energien som nå vil pendle mellom komponentene er omtalt som den reaktive effekten. I elektroteknikken har det derfor blitt valgt å markere den reaktive effekten fra induktive komponenter med positivt fortegn (+VAR) og negativt fortegn for kapasitive (-VAR). Det omtales derfor som forbruk(+VAR) og produksjon(-VAR).

A.3 Utledning lastflytberegning

Utledningen er hentet fra [5, s. 25]



Figur 27: Ekvivalentkrets av en enkel kraftoverføringslinje

Strømmen i linjen er gitt av:

$$I_{AB} = \frac{U_A \angle \delta_A - U_B \angle \delta_B}{jX_L + R} \quad (\text{A.1})$$

Spenningsfallet fra ssk A til ssk B:

$$\Delta U_{AB} = (R + jX) \times I_{AB} \quad (\text{A.2})$$

Effektforbruket fra ssk A til ssk B:

$$\Delta S_{AB} = \Delta U_{AB} \times I_{AB} \quad (\text{A.3})$$

Ved bruk av euler's formel $e^{\pm i\theta} = \cos \theta \pm i \sin \theta$, kan man utlede effektforbruket med en realdel og en imaginærdel:

$$\Delta S_{AB} = \frac{R(U_A^2 + U_B^2 - 2U_A U_B \cos(\delta_A - \delta_B))}{R^2 + X^2} + j \frac{X(U_A^2 + U_B^2 - 2U_A U_B \cos(\delta_A - \delta_B))}{R^2 + X^2} \quad (\text{A.4})$$

Realdelen står for de aktive linjetapene, mens imaginærdelen står for de reaktive linjetapene.

$$P_{tap} = \frac{R(U_A^2 + U_B^2 - 2U_A U_B \cos(\delta_A - \delta_B))}{R^2 + X^2} \quad (\text{A.5})$$

$$Q_{tap} = \frac{X(U_A^2 + U_B^2 - 2U_A U_B \cos(\delta_A - \delta_B))}{R^2 + X^2} \quad (\text{A.6})$$

Tilført tilsynelatende effekt SSK A:

$$S_A = U_A \angle \delta_A \times I_{AB}^* \quad (\text{A.7})$$

S_A uttrykkes i en realdel og en imaginærdel:

$$P_A = \frac{R(U_A^2 - U_A U_B \cos(\delta_A - \delta_B)) + X U_A U_B \sin(\delta_A - \delta_B)}{R^2 + X^2} \quad (\text{A.8})$$

$$Q_A = \frac{X(U_A^2 - U_A U_B \cos(\delta_A - \delta_B)) - R U_A U_B \sin(\delta_A - \delta_B)}{R^2 + X^2} \quad (\text{A.9})$$

Tilsynelatende effekt overført effekt fra SSK A til SSK B:

$$S_B = U_B \angle \delta_B \times I_{AB}^* = S_A - \Delta S_{AB} \quad (\text{A.10})$$

S_B dekomponert til en realdel og en imaginærdel:

$$P_B = \frac{U_A U_B (R \cos(\delta_A - \delta_B) + X \sin(\delta_A - \delta_B)) - R U_B^2}{R^2 + X^2} \quad (\text{A.11})$$

$$Q_B = \frac{U_A U_B (X \cos(\delta_A - \delta_B) - R \sin(\delta_A - \delta_B)) - X U_B^2}{R^2 + X^2} \quad (\text{A.12})$$

A.4 Lover og forskrifter

Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.

Kapittel 3 Krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet

- § 3-1 Leveringspålitelighet
- § 3-2 Spennings frekvens
- § 3-3 Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi
- § 3-4 Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsprang.
- § 3-5 Flimmerintensitet
- § 3-6 Spenningsusymmetri
- § 3-7 Overharmoniske spenninger
- § 3-8 Interharmoniske spenninger
- § 3-9 Signalspenninger overlagret forsyningsspenningen
- § 3-10 Transiente overspenninger

[33]

Energilovforskriften

Kapittel 3. Elektriske anlegg

- § 3-1 Konesjonsplikt for elektriske anlegg
- § 3-2 Innholdet i søknader om konsesjon for elektriske anlegg
- § 3-3 Områdekonsesjon
- § 3-4 Tilknytningsplikt for produksjonsanlegg.
- § 3-5 Plikter ved konsesjon for elektriske anlegg
- § 3-6 Tilgang til personell
- § 3-7 Internkontroll for krav til miljø og landskap

[34]

A.5 Beregningsverktøy for spesifikke tapskostnader Excel

Tabell 2, Nivå 5 sintef						NNV av spesifikke tapskostnader		
ÅR	kp [kr/kW år] 132	kwekv [øre/kWh]	▲ Pmax [effektav tunglast kW]	Tapsdifferanse [Kwh]	Ktap [kostnader av tap] [kr/år]			
2019	373	49.4	21.9	30375	23173.95			
2020	381	38.3	21.9	30375	19977.525	Analyseperiode [år]		30
2021	395	33.8	21.9	30375	18917.25	Avkastningskrav [%]		4%
2022	410	31.8	21.9	30375	18638.25	Nettonåverdi (NNV)	kr	381,136.89
2023	427	29.9	21.9	30375	18433.425			
2024	445	28.9	21.9	30375	18523.875	$K_{Tap} = k_p \cdot \Delta P_{max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt$		
2025	466	28.7	21.9	30375	18923.025	der		
2026	487	28.6	21.9	30375	19352.55	K_{Tap}	kostnader av tap [kroner/år]	
2027	511	28.3	21.9	30375	19787.025	k_p	kostnad av maksimale effektav (tunglast) [kroner/kW år]	
2028	537	28	21.9	30375	20265.3	ΔP_{max}	maksimale effektav (tunglast) [kW]	
2029	566	27.8	21.9	30375	20839.65	$k_w(t)$	energikostnad ved tidspunkt t [kroner/kWh]	
2030	597	29	21.9	30375	21883.05	$\Delta P(t)$	effektav tidspunkt t [kW]	
2031	607	32	21.9	30375	23013.3			
2032	623	34	21.9	30375	23971.2	$K_{Tap} = k_p \cdot \Delta P_{max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt$		
2033	633	36	21.9	30375	24797.7	$= k_p \cdot \Delta P_{max} + \Delta P_{max} \cdot k_{wekv} \int \frac{\Delta P(t)}{\Delta P_{max}} dt$		
2034	633	36	21.9	30375	24797.7	$= k_p \cdot \Delta P_{max} + \Delta P_{max} \cdot k_{wekv} \cdot T_t$		
2035	633	36	21.9	30375	24797.7	$= (k_p + k_{wekv} \cdot T_t) \cdot \Delta P_{max}$		
2036	633	36	21.9	30375	24797.7	$= k_{pekv} \cdot \Delta P_{max}$		
2037	633	36	21.9	30375	24797.7			
2038	633	36	21.9	30375	24797.7			
2039	633	36	21.9	30375	24797.7			
2040	633	36	21.9	30375	24797.7			
2041	633	36	21.9	30375	24797.7			
2042	633	36	21.9	30375	24797.7			
2043	633	36	21.9	30375	24797.7			
2044	633	36	21.9	30375	24797.7			
2045	633	36	21.9	30375	24797.7			
2046	633	36	21.9	30375	24797.7			
2047	633	36	21.9	30375	24797.7			
2048	633	36	21.9	30375	24797.7			

Figur 28: Regneark for spesifikke tapskostnader

Verdier for spesifikke tapskostnader er hentet fra Sintef planbok tapskostnader [30] .

Tabell 1 Ekvivalent årskostnad av energitap k_{wekv} [øre/kWh] Tabell 2 Kostnad av maksimale effekttap k_p [kroner/kW år]
(kostnadsnivå januar 2019) (inngår i likning 2) (4,0 % kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2019) (inngår i likning 2)

År	[øre/kWh]	Nivå	2 trafo	3 300(420) kV	4 trafo	5 132-66 kV	6 trafo
2019	49,4	2019	145	184	319	373	462
2020	38,3	2020	153	192	327	381	470
2021	33,8	2021	167	206	341	395	485
2022	31,8	2022	182	221	357	410	501
2023	29,9	2023	198	238	374	427	518
2024	28,9	2024	216	256	392	445	537
2025	28,7	2025	236	276	412	466	557
2026	28,6	2026	258	297	434	487	580
2027	28,3	2027	281	321	458	511	604
2028	28,0	2028	307	346	484	537	631
2029	27,8	2029	334	374	512	566	660
2030	29,0	2030	365	405	543	597	692
2031	32,0	2031	375	415	553	607	703
2032	34,0	2032	390	430	569	623	718
2033	36,0	2033	400	440	579	633	729
2034	36,0	2034	400	440	579	633	729
2035	36,0	2035	400	440	579	633	729
2036	36,0	2036	400	440	579	633	729
2037	36,0	2037	400	440	579	633	729
2038	36,0	2038	400	440	579	633	729
2039	36,0	2039	400	440	579	633	729
2040	36,0	2040	400	440	579	633	729
2041	36,0	2041	400	440	579	633	729
2042	36,0	2042	400	440	579	633	729
2043	36,0	2043	400	440	579	633	729
2044	36,0	2044	400	440	579	633	729
2045	36,0	2045	400	440	579	633	729
2046	36,0	2046	400	440	579	633	729
2047	36,0	2047	400	440	579	633	729
2048	36,0	2048	400	440	579	633	729

Figur 29: Tabell for årlig spesifikke tapskostnader

