

Lastmodellering og energiøkonomisering i smarte distribusjonsnett

Ved anvendelse av ny trinningsstrategi for
kraft- og fordelingstransformatorer

Tommy Svarva Hårstad

Master i energibruk og energiplanlegging
Innlevert: juni 2014
Hovedveileder: Trond Toftevaag, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Oppgavebeskrivelse

Omlag halvparten av energitapene i det norske kraftnettet er i distribusjonsnettet. For nettselskapene er det av den årsak viktig å kunne drifte distribusjonsnettet med så lite energitap som mulig. TrønderEnergi Nett AS har i den hensikt opprettet et prosjekt som er et samarbeid med blant annet SINTEF Energi AS og NTNU. Prosjektet omfatter kartlegging av potensialet for energiøkonomisering i distribusjonsnett. I den forbindelse er det ønskelig å analysere hvordan en ny trinningsstrategi på kraft- (66/11 kV) og fordelingstransformatorer (11/0,23 kV) vil påvirke energitapene. Ny trinningsstrategi har som mål å oppnå høyest mulig spenning i lavspent distribusjonsnett ved å endre trinnkoblerstillingen på fordelings- og krafttransformatorer. Spenningen er foreslått økt ved å benytte et målepunkt i lavspentnettet for lastkoblerregulator. Løsningen skal tilfredsstillende restriksjonene som er fastsatt i Forskrift om Leveringskvalitet.

Prosjektet tar utgangspunkt i TrønderEnergis nett på Huseby i Trondheim. Nettet er et kabelnett med en høy andel av private husstander og ingen form for distribuert generering. Oppgaven omfatter derfor ikke en detaljert behandling av problemstillinger knyttet til distribuert generering.

Aktuelle problemstillinger som vil bli studert:

- Modellere kraftnettet i aktuelle kraftsimuleringsverktøy.
- Spenningsendringens påvirkning på energiøkonomi i distribusjonsnettet.
- Lastens spenningsavhengighet med en antatt høy andel av termostatstyrte laster.
- Optimalisere trinnkoblerstilling for fordelingstransformatorer.
- Innstillinger på lastkoblerregulatoren for å oppnå minimale tap i aktuelle driftssituasjoner.
- Dynamisk spenningsforløp ved spenningsendringer i overliggende nett.

Forord

Denne rapporten er produktet av en masteroppgave ved Institutt for elkraftteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet våren 2014. Masteroppgaven er en del av den 2-årige mastergraden Energibruk og energiplanlegging ved Fakultet for informasjonsteknologi, matematikk og elektroteknikk.

Opgaven omhandler ny trinningsstrategi i fordelingsnett, hvor det har blitt foretatt feltarbeid i og simulering av TrønderEnergis nett på Huseby. Jeg har brukt mye tid på å kontrollere den benyttede nettmodellen, både på sommerjobben jeg hadde hos Powel AS sommeren 2013 og på starten av masterprosjektet i 2014. Det har også vært tidkrevende å planlegge gjennomføring av feltarbeid samt å velge framgangsmåte.

Kontaktperson hos TrønderEnergi Nett AS har vært Arnt-Magnar Forseth som har vært behjelpelig med blant annet faglig støtte, tilrettelegging av feltarbeid og dokumentasjon av nettsystemet. Jeg vil med dette takke han for all hjelp.

Jeg ønsker å takke min veileder Trond Toftevaag for råd og veiledning gjennom arbeidet. Jeg vil også takke Nicolai Feilberg hos SINTEF Energi AS for all hjelp og diskusjon under masteroppgaven. Jeg ønsker også å rette en takk til Helge Seljeseth hos SINTEF Energi AS for lån av Elspec-måleinstrumenter, og hans kollega Henning Taxt for grunnleggende innføring i bruk av måleinstrumentene.

Trondheim, 16/06-2014

Tommy Svarva Hårstad

Sammendrag

Omlag halvparten av energitapene i det norske kraftnettet ligger i distribusjonsnettet. Tapsminimering i distribusjonsnettet er derfor viktig for nettselskapene. I denne oppgaven kartlegges energiøkonomiske konsekvenser og muligheter ved økt spenning i distribusjonsnettet. Spenningen økes ved å anvende en ny lastkoblerregulator for krafttransformator med målepunkt i lavspenningsnettet.

For å kartlegge muligheter og konsekvenser av spenningsøkning er det blitt foretatt feltarbeid i og simulering av TrønderEnergis nett på Huseby. Feltarbeidet har som mål å kartlegge spenningsavhengighet for en last med høy andel av termostatstyrte laster. Kartlegging av lastens spenningsavhengighet er avgjørende for å dokumentere at det kan oppnås energitapsbesparelse. Spenningsavhengigheten har blitt kartlagt ved å påføre kraftnettet gjentatte spenningsstrøk. Strøket er påført ved å endre trinnstilling på krafttransformatoren. Den stasjonære spenningsavhengigheten er evaluert ved å anvende tids- og spenningsavhengige lastmodeller. Den transiente spenningsavhengigheten er modellert ved å beskrive lastresponsen like etter spenningsendring med eksponentialrepresentasjon av lasten. SpenningsavhengighetsekspONENTEN til den transiente responsen har en tendens til å være nær 2, og den stasjonære spenningsavhengigheten innhenter seg helt eller delvis mot lastnivået før spenningsendringen. Konsekvensene av ulike spenningsavhengighetsekspONENTER med hensyn på tap er diskutert i detalj i denne oppgaven.

Simuleringsprogrammet MATPOWER er benyttet for å kartlegge stasjonære spenningsforhold og tap. Stasjonære simuleringsmodeller er etablert ved å benytte en konverter fra PSS®E til MATPOWER, og nettinformasjonssystemet NetBas er kilden til PSS®E-filene. At NetBas er kilden til de konverterte nettm modellene medfører at de anvendte nettm modellene er svært detaljerte. For å utarbeide ny trinningsstrategi på fordelingstransformatorer er det blitt benyttet en forenklet nettm modell som inkluderer høyspentnett og fordelingstransformatorer. Endringen av trinningsstrategi på fordelingstransformatorer er vist å gi en gjennomsnittlig spenningsøkning på 1,6 % i lettlast og 2,8 % i tunglast. Det er blitt utarbeidet en metode for å gjøre tilnærmet modellering av en lastkoblerregulator med fjernregulering i stasjonær lastflyt. Fjernregulering består i å flytte målepunktet til lastkoblerregulatoren fra sekundærsiden på krafttransformatoren til sekundærsiden på en fordelingstransformator. Med denne metoden oppnås det en høyere spenning i de simulerte driftsituasjonene enn med dagens lastkoblerregulator. Simuleringsresultatene viser at med dagens trinningsstrategi på fordelingstransformatorer og fjernregulering vil spenningen over sekundærsiden av krafttransformatoren i enkelte driftsituasjoner kunne øke med så mye som 5,7 %.

Det er utarbeidet tidsseriestøtte til kraftnettsimuleringsverktøyet MATPOWER, samt modifikasjoner som gjør simuleringsverktøyet mer egnet til energitapsanalyser. Ved å kjøre lastflytsimuleringer med belastningsgrunnlag fra observert last, tyder simuleringsresultatene på at fjernregulering kan gi en tapsbesparelse på 6,52 % av de årlige energitapet i det studerte nettet. Simuleringsresultatene viser også at det er tapsbesparende å minimere spenningen i deler av perioden fra mai til oktober. Simuleringsmodellen som er benyttet for energitapsanalyser inkluderer både lavspennnett, høyspentnett og fordelingstransformatorer med tomgangstap. Årsaken til at regulatoren minimerer spenningen i perioder er for å oppnå et optimalt forhold mellom tomgangs- og linjetap. Nettapene er verdsatt mot kraftprisen på Nord Pool for å tallfeste tapsekostnadene i

dagens reguleringsstrategi mot fjernregulering. Det estimeres at tapskostnadene reduseres med 6,4 % i det studerte nettet.

Regulatorens virkemåte er studert, og det er redegjort for hvordan regulatoren skal justeres for å oppnå spenningskvalitet som tilfredsstiller kravene i Forskrift om Leveringskvalitet. Valgte innstillinger på regulatoren er utarbeidet ved å studere teori og å analysere stasjonære og dynamiske simuleringer. For dynamisk analyse er simuleringsprogrammet SIMPOW benyttet. Nettmodellen er bygd opp fra PSS®E-filer ved å benytte konverteren "PSS/E Data Translator". For å oppnå en spenningskvalitet som tilfredsstiller kravene i Forskrift om Leveringskvalitet kan regulatorens skal-verdi være maksimalt 250 V.

Abstract

The losses in the distribution grid account for about half of the losses in the Norwegian power system. Minimization of losses are consequently crucial for profitability in the distribution grid. By introducing new technology into the distribution grid, it is possible to reengineer existing solutions. The objective of this thesis is to analyze if energy losses in the Norwegian distribution grid can be reduced, by applying a new tap changer control strategy for distribution and power transformers. The objective of the new tap changer strategy is to maximize the voltage in the distribution grid by utilizing a control node in the low voltage grid. The analyzes are performed by studying a distribution grid located at Huseby in Trondheim, which is owned by the distribution system operator TrønderEnergi Nett AS. The analyzes consist of field measurements, stationary and dynamic simulations.

The new on-load tap changer (OLTC) regulator increases the voltage in the grid, thus the voltage dependency of the load is crucial. To achieve reduction of energy losses the load characteristic has to be constant power or decreasing power with increased voltage. Therefore, the voltage dependency of the load has been evaluated by applying a voltage close to a step function. The step change is performed by changing tap positions with the OLTC. The change of the load due to voltage characteristics has thereby been evaluated by using a state-of-the-art load model with exponential functions, which models the load as a function of time after a step change in the applied voltage. The transient voltage dependency is modeled by using the exponential load model. For most of the load responses, the exponents for transient voltage dependency are close to 2. The time dependent model represents the load from transient to stationary state, and the stationary state is always closer to the pre disturbance load than the transient load response. The consequences for the losses with different voltage dependencies of the load is explained in detail in this thesis.

The stationary simulation model is established by using a data converter from PSS®E to MATPOWER. The PSS®E file is exported from the network information system Net-Bas, thus the grid model is highly detailed. A grid model containing the high voltage grid in addition to the distribution transformers have been utilized to develop a new tap changer strategy for the distribution transformers. The simulation results indicate that the mean voltage over the secondary winding of the distribution transformers can be increased by 1.6 % at base load and 2.8 % at peak load, by applying new tap changer strategy for distribution transformers. After obtaining optimal tap changer position for distribution transformers, the grid model is utilized to validate the new strategy for OLTC regulators. The new OLTC regulator differs from state-of-the-art tap changers control solutions by the control node. The control node is usually at the secondary side of power transformer, but is in this thesis relocated to the secondary side of a distribution transformer. Compared to the present OLTC regulator the new OLTC regulator increases the voltage by as much as 5.7 % at secondary side of the power transformer.

By programming additional simulation capabilities to the MATPOWER power system simulation package it is made possible to simulate the annual energy losses in the grid. By using this software tools with a grid model including both the low- and high voltage grid, the simulations yield a loss reduction of 6.52 % with a new OLTC regulator compared to the state-of-the-art OLTC regulator. The simulation results show that the optimal set point for the OLTC regulator is load dependent. The optimal set point is adjusted so the cable and transformer losses are minimized. At base load the optimal solution is

to minimize the voltage due to dominant no-load losses in distribution transformers. At peak load the voltage should be maximized due to dominant cable losses.

It is shown how the new OLTC regulator parameters should be set to meet the requirements in the Norwegian grid code. This is evaluated both with stationary simulations in MATPOWER and for dynamic events in the power system simulation tool SIMPOW. The grid model is converted from PSS®E to SIMPOW by utilizing the converter "PSS/E Data Translator". The simulation results show that to fulfill the grid code requirements it is necessary to utilize a safety margin for the set point in the regulator. To obtain a sufficient safety margin the set point should not be set higher than 250 V phase-to-phase voltage in an IT-system.

Innhold

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Problemstillinger	1
1.3	Tidligere arbeid	2
1.4	Disposisjon	2
2	Teoretiske antagelser for tapsbesparelse	3
2.1	Forenkling av nett	3
2.2	Tapsbesparelse	4
2.3	Endring i sluttbrukerlast og overføringstap som følge av lastens spenningsavhengighet	4
2.3.1	Konstant effekt	4
2.3.2	Konstant strøm	5
2.3.3	Konstant impedans	5
2.4	Sammendrag	6
3	Generelt om elektriske laster	7
3.1	Definisjon av last	7
3.2	Energibruk i bygninger	8
3.2.1	Varmebehov	8
3.2.2	Estimering av lastforbruk	8
3.3	Termostatstyrt elektrisk oppvarming	9
3.4	Stegrespons for termostatstyrte elektriske varmeovner	9
4	Lastmodeller	11
4.1	Innledning	11
4.2	Generell form	11
4.3	Eksponentialrepresentasjon	11
4.4	Konstant effekt, strøm eller impedans	12
4.5	ZIP-modell	12
4.6	Lastmodeller i PSS®E	12
4.6.1	Om PSS®E	12
4.6.2	Lastmodellen LDFR	13
4.6.3	Lastmodellen IEEL	13
4.7	Lastmodell for gjeninnhenting av last	13
5	Distribusjonsnett og måleutstyr	17
5.1	Presentasjon av nettet	17
5.1.1	Høyspentnett	17
5.1.2	Lavspentnett	17
5.2	Måleinstrumenter i nettsystemet	18
6	MATPOWER-modell	21
6.1	Hva er MATPOWER	21
6.2	Inngangsfil	21
6.3	Datakilde	21
6.4	Konvertering fra NetBas til MATPOWER	21
6.5	Kabelmodell	22
6.6	Lastmodell	22
6.7	Transformatormodell	22
6.7.1	Transformatorekvivalent	22
6.7.2	Beregning av tomgangstap i MATPOWER	23
6.8	Lastflytberegning	23
7	Forarbeid for feltmålinger	25
7.1	Forskrift om Leveringskvalitet	25
7.1.1	Introduksjon til spenningskvalitet	25
7.1.2	Stasjonære krav til spenningen i FoL	25
7.1.3	Krav til hurtige spenningsendringer i FoL	26
7.2	Endring av opprinnelig nettm modell	27

7.3	Effektivverdi for spenning på 11kV-samleskinnen	28
7.4	Simuleringsresultater av stasjonære spenninger	28
7.4.1	Kvalitetssikring av nettmodell	28
7.4.2	Belastningsdata	29
7.4.3	Simuleringsresultater med korrigert nettmodell	29
7.5	Simuleringsresultater med lavspennetnett	31
7.5.1	Spenningsfordelinger	31
7.5.2	Belastning	31
7.5.3	Lastkoblerstilling	32
8	Feltmålinger av lastens spenningsavhengighet	35
8.1	Bakgrunn og forutsetninger	35
8.2	Målsetning og hypotese	35
8.3	Utstyrliste og beskrivelse av oppsett	36
8.4	Trinningsplan	37
8.5	Målerresultater og trender	37
8.6	Modell for aktiv lastinnhenting	38
8.7	Transient spenningsavhengighet	40
8.8	Stasjonær spenningsavhengighet	41
8.8.1	Metode og forenklinger	41
8.8.2	Belastning forsynt fra fordelingstransformator	42
8.8.3	Belastning forsynt fra radial	43
8.9	Diskusjon om spenningsavhengighet	44
9	Trinning og trinnkoblerstilling	47
9.1	Introduksjon til last- og trinnkoblere	47
9.2	Trinningsstrategier for krafttransformator	48
9.3	Valg av målepunkt for regulator	50
9.4	Trinningsstrategi for fordelingstransformatorene	51
9.5	Simuleringsmetode for fjertrinning	52
9.6	Simuleringsresultater	53
9.6.1	Opprinnelig trinning	53
9.6.2	Ny trinning	54
9.7	Sammendrag	55
10	Tapsberegninger med statistiske lastdata	57
10.1	Generelt om nettmodellen	57
10.2	Tapsberegninger med lastdata fra lastprofiler	57
10.3	Simuleringsresultater	58
10.3.1	11,67 kV – Eksisterende trinningsstrategi på fordelingstransformatorer	58
10.3.2	Med ny trinnstilling og spenning 12kV	59
10.4	Sammendrag	60
11	Optimal lastkoblerregulator med hensyn på tap	61
11.1	Optimal lastflyt	61
11.2	Funksjon for å beregne optimal spenning	62
11.3	Løsningsområdet	62
11.4	Optimal spenning på 11kV-samleskinne	63
11.5	Innvirkning på spenningskvalitet	63
12	Tapsberegninger basert på målinger	65
12.1	Forhold mellom målt og estimert årlig energiforbruk	65
12.2	Beregningsmetode	65
12.3	Belastningsdata	66
12.4	Simuleringsresultater	67

12.4.1	Ulike scenarier	67
12.4.2	Ordinært nett og regulator	67
12.4.3	Semioptimal løsning	69
12.4.4	Optimal løsning	71
12.5	Løsningsområdet for regulatoren	73
12.6	Sammendrag	74
13	Økonomisk analyse av ny trinningsstrategi	75
13.1	Verdsetting av elektriske tap	75
13.2	Beregningsmetode for verdifastsettelse av årlige tap	75
13.3	Resultater	76
13.3.1	Tapkostnader i eksisterende løsning	76
13.3.2	Tapkostnader i semioptimal løsning	77
13.3.3	Tapkostnader i optimal løsning	77
13.4	Nåverdi av tapsbesparelsen	78
14	Lastkoblerdynamikk	79
14.1	Dødbånd og tidsforsinkelse	79
14.2	Innstilling av dødbånd	80
14.3	Programvare for simuleringer	80
14.4	Modellbeskrivelse	80
14.5	Dagens regulator - målte verdier	82
14.6	Simuleringsresultater	82
14.6.1	Detaljsimulering med konstant last	82
14.6.2	Detaljsimulering med varierende lastdata	83
14.6.3	Sammenligning av virkemåte	84
15	Diskusjon	85
15.1	Lastens spenningsavhengighet	85
15.2	Trinningsstrategi	85
15.3	Feilkilder	86
16	Konklusjon og anbefalinger	87
17	Videre arbeid	89
	Referanser	90
	Vedlegg	95

Figurer

2.1	Enlinjeskjema av prinsipielt nett.	3
2.2	Forenklet nett.	3
2.3	Forenklet nett med konstant effektlast.	5
2.4	Forenklet nett med konstant strømlest.	5
2.5	Forenklet nett med konstant impedans.	6
3.1	Lastsymbol	7
3.2	Lastens effektterspørsel som funksjon av temperatur. Det lineære området er gyldig helt til høye utetemperaturer.	9
3.3	Sprangrespons til varmeovn med elektronisk termostat (Spenningsendring -20 %)	10
3.4	Sprangrespons til varmeovn med bimetallisk termostat (Spenningsendring -20 %)	10
4.1	Spenningsreduksjon ved $t = 0$	14
4.2	Respons for lastmodell ved spenningsreduksjon ved $t = 0$	15
5.1	Forenklet enlinjeskjema for det studerte nettet	17
5.2	Fordelingstransformator med underliggende lavspentnett (230V).	18
5.3	Enlinjeskjema for nåværende måleinstrumenter i Huseby Transformatorstasjon.	19
5.4	Enlinjeskjema for oppkoblingen av FEU i nettstasjon.	20
6.1	Konvertering fra PSS®E til MATPOWER.	22
6.2	PI-modell for kabler og linjer.	22
6.3	Transformatormodell slik den er spesifisert i MATPOWER.	23
7.1	Høyspent distribusjonsnett. Det simulerte nettet er fra 11kV-samleskinnen til lavspentsamleskinnen til hver fordelingstransformator.	27
7.2	Målt spenningsamplitude på 11kV-samleskinne Januar 2013. Gjennomsnittlig verdi 11,67 kV.	28
7.3	Spenninger i korrigert nettmodell ved tung- og lettlast. Nettmodellen kan finnes i Vedlegg G.1	29
7.4	Benyttet belastningsdata etter samleskinner.	29
7.5	Spenningsfordeling etter at det ble gjort endring på trinnstillingen til fordelingstransformatorene koblet til nettstasjon 2 og 8. Nettmodellen kan finnes i Vedlegg G.2	30
7.6	Spenning på 66 kV side av krafttransformator.	30
7.7	Spenninger i lavspentkretsene. På x-aksen er transformatorkretsene, mens på y-aksen er det tegnet høyeste og laveste spenningen i transformatorkretsen. Simuleringene er gjort med spenning på 11.5 kV på 11kV-samleskinnen. Last: Lastprofil med 5 grader utetemperatur for 10.03.2013 klokken 17.	31
7.8	Sammenligning mellom estimert og målt last 10.03.2014.	32
8.1	Oppsett i Huseby Transformatorstasjon.	36
8.2	Måleroppsett i nettstasjon.	37
8.3	Målinger i nettstasjon fra klokken 10 til 16 - 18.03.2014.	38
8.4	Målinger i Huseby Transformatorstasjon klokken 10 til 16 - 18.03.2014.	38
8.5	Modell for lastrespons ved spenningsøkning.	39
8.6	Modell for lastrespons ved spenningsreduksjon.	40
8.7	Målinger med høy oppløsning, som kan brukes til å lese av transient spenningsavhengighet for belastningen på fordelingstransformatoren.	41
8.8	Sammenligning av lastmodell for aktiv effekt mot observerte verdier for spenningsøkning. De svarte punktene er de observerte verdiene, mens de heltrukne blå linjene er lastmodellen som er tilpasset spranget.	42

8.9	Målt lastforløp og modell etter spenningsreduksjon for belastning på fordelingstransformator.	43
8.10	Opptrinninger 18.03.2014 sett fra Huseby Transformatorstasjon.	44
8.11	Lastrespons sett fra radial ved nedtrinninger.	45
9.1	Lastkobler som benytter seg av vekslingssteknikk med resistanser.	48
9.2	Blokkdiagram for lastkoblerregulator.	48
9.3	Dagens løsning for lastkoblerregulator.	49
9.4	Ny løsning for lastkoblerregulator.	50
9.6	Fordeling spenningsfall	52
9.7	Spenning med ny trinningsstrategi for fordelingstransformatorene. Spenningen over 11kV-samleskinne er simulert med 11,67 kV.	53
9.8	Spenninger på lavspentsamleskinne med 11,97 kV på svingmaskin ved lettlast. Opprinnelig trinningsstrategi.	54
9.9	Spenninger på lavspentsamleskinne med 12,1 kV på svingmaskin ved tunglast. Opprinnelig trinningsstrategi.	54
9.10	Spenninger på lavspentsamleskinne med 12,0 kV på svingmaskin ved lettlast. Ny trinningsstrategi. Nettmodellen kan finnes i Vedlegg G.3	55
9.11	Spenninger på lavspentsamleskinne med 12,2 kV på svingmaskin ved tunglast. Ny trinningsstrategi.	55
10.1	Enlinjeskjema av høyspent- og lavspent fordelingsnett på Huseby.	57
11.1	Flytskjema for å beregne optimal spenning på 11kV-samleskinne som funksjon av effekt. Det kjøres en for-sløyfe med optimal lastflyt hvor lasten varieres. På denne måten finnes optimal spenning ved forskjellige belastninger.	62
11.2	Effekt forsynt fra krafttransformatoren som funksjon av spenning ved tung- og lettlast. Endringen i forsynt effekt ved endring av spenning skyldes endring i tap.	63
11.3	Optimal spenning på 11kV-samleskinne som funksjon av effekt	63
11.4	Spenning i node med høyest spenningsfall som funksjon av effekt.	64
12.1	Flytskjema for tilnærmet tidsseriefunksjon	66
12.2	Målt effekt gjennom krafttransformator i 2013. Merk at det mangler belastningsdata for desember.	66
12.3	Estimert effekt for 2013. Manglende data har blitt rettet opp ved å benytte temperatur- og tidsavhengigheten til lasten.	67
12.4	Overføringstap eksklusiv tomgangstap for dagens løsning	68
12.5	Simulerte tomgangstap for 2013 i eksisterende løsning	69
12.6	Varighetskurve for nettap 2013 i eksisterende løsning.	69
12.7	Spenning på 11kV-samleskinne med semioptimal fjernregulering	70
12.8	Overføringstap 2013 (uten tomgangstap) med semioptimal regulator	70
12.9	Tomgangstap 2013 med semioptimal regulator	71
12.10	Optimal spenning for simuleringer kjørt for 2013.	72
12.11	Linjetap ekskludert tomgangstap for 2013 med optimal regulator.	72
12.12	Tomgangstap 2013 med optimal regulator.	73
12.13	Løsningsområdet for trinnregulator med ny trinnkoblerstilling på fordelingstransformatorer. Det illustrerte løsningsområdet tar ikke hensyn til restriksjonene. Spenningen på x-aksen er spenningen på krafttransformatoren.	73
13.1	Nord Pools prissoner.	75
13.2	Spotpris 2013 for NO3 ¹	76
13.3	Varighetskurve for tapskostnader 2013.	77

13.4	Varighetskurve sammenligning mellom varighetskurvene til dagens og optimal løsning.	78
14.1	Illustrasjon av dødbånd.	79
14.2	Mulige innstillinger for tidsforsinkelse.	79
14.3	Prinsipp for innstilling av lastkoblerregulator.	80
14.4	Trinnendringer med dagens lastkoblerregulator. Fig a) Måling på sekundærsiden av krafttransformator Fig b) Måling på primærsiden av krafttransformator.	82
14.5	Fig a) Spenning på sekundærside av fordelingstransformator som benyttes som målepunkt b) Spenning på sekundærside av krafttransformator c) Spenning på primærside av krafttransformator. Dato 01.01.2013.	83
14.6	Fig a) Spenning på sekundærside av fordelingstransformator som benyttes som målepunkt b) Spenning på sekundærside av krafttransformator c) Spenning på primærside av krafttransformator. d) Total belastning på 11kV-samleskinne. Dato 01.01.2013.	83

Tabeller

2.1	Endring i overføringstap og last ved økt spenning etter lastkarakteristikk.	6
5.1	Sammenligning mellom lagrede verdier for AMS og FEU. FEUen lagrer langt flere verdier og med høyere oppløsning enn AMSene, og gir dermed en bedre oversikt over kraftflyten i nettet.	19
6.1	Valgte nodetyper i MATPOWER.	24
7.1	Krav til antall overspenninger, kortvarige underspenninger og spennings-sprang	26
7.3	Serieresistansen som ble benyttet på verdiene som manglet. En komplett liste med oversikt over fordelingstransformatorer er gitt i Vedlegg J.	27
7.4	Belastning i nettet på Huseby 18.03.2014 (hverdag).	32
7.5	Sammendrag av simuleringresultater.	33
8.1	Utstyrliste.	36
8.2	Transient spenningsavhengighet forsynt fra fordelingstransformator.	40
8.3	Transient spenningsavhengighet for last forsynt fra Huseby Transformatorstasjon.	41
8.4	Stasjonær spenningsavhengighet for spenningsøkning for fordelingstransformatorbelastning.	42
8.5	Stasjonær spenningsavhengighet med tidskonstanter for belastning på fordelingstransformator etter spenningsreduksjon.	43
8.6	Numeriske resultater fra opptrinning.	44
8.7	Stasjonær spenningsavhengighet radial.	45
8.8	Målerresultater for spenningsavhengighet i Sverige	46
9.1	Reguleringsmuligheten for krafttransformatoren på Huseby.	47
9.2	Oversikt over fordelingstransformatorer	51
9.3	Trinningsstrategi for toviklingstransformatorer	52
9.4	Trinningsstrategi for treviklingstransformatorer	52
9.5	Sammenligning av spenninger ved ulike trinningsstrategier for fordelings-transformatorer. Begge benytter fjernregulering.	56
10.1	Hovedresultater fra simuleringer for 2013. Simuleringene er utført med 11,67 kV på 11kV-samleskinen.	58
10.2	Resultater fra tunglastsimulering med 11,67 kV på svingmaskinen og eksisterende trinningsstrategi.	58
10.3	Resultater lettlastsimulering med 11,67 kV på svingmaskinen og eksisterende trinningsstrategi.	59
10.4	Detaljsimulering med 12,0 kV på svingmaskinen og ny trinnstilling.	59
10.5	Resultater tunglastlastsimulering med 12,0 kV på svingmaskinen og ny trinningsstrategi for fordelingstransformatorer.	59
10.6	Resultater lettlastlastsimulering med 12,0 kV på svingmaskinen og ny trinningsstrategi for fordelingstransformatorer.	60
10.7	Sammendrag av simuleringresultater.	60
12.1	Hovedresultater for simuleringer med eksisterende løsning	68
12.2	Viktigste simuleringresultater for semioptimal løsning	70
12.3	Simuleringresultater optimal løsning.	71
12.4	Sammendrag av simuleringresultater.	74

Symboler

α_t	Transient spenningsavhengighetsekspONENT for aktiv effekt.
α_s	Stasjonær spenningsavhengighetsekspONENT for aktiv effekt.
β_t	Transient spenningsavhengighetsekspONENT for reaktiv effekt.
β_s	Stasjonær spenningsavhengighetsekspONENT for reaktiv effekt.
δ	Spenningsvinkel
P	Aktiv effekt.
P_0	Aktiv effekt før spenningsendring.
ϕ	Faseforskyvning mellom strøm og spenning.
Q	Reaktiv effekt.
Q_0	Reaktiv effekt før spenningsendring.
U	Spennning over last.
U_0	Spennning over last før spenningsendring.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Kraftnettet i Norge står foran betydelige investeringer, blant annet i smarte strømmålere. Smarte strømmålere er en av de nye kildene til tilstandsinformasjon i distribusjonsnettet. Med de nye informasjonskildene åpner det seg muligheter for nytenking og forbedring av eksisterende løsninger.

I Norge er det 305 000 km med distribusjonsnett, og det totale nettet består av 335 000 km linje eller kabel [1]. Det norske kraftnettet hadde omlag 8 % tap i 2004, noe som tilsvarer 10 TWh/år. Kabel- og linjelengden til distribusjonsnettet gjenspeiler seg i tapsfordelingen, hvor omlag halvparten av tapene i det norske kraftnettet er i distribusjonsnettet [2]. At distribusjonsnettet er optimalt konfigurert er dermed svært viktig for effektiviteten til kraftnettet, og selv små forbedringer kan utgjøre store besparelser.

I distribusjonsnettet kan spenningen endres ved å benytte lastkoblere. Spenningen har i lavspentnett tradisjonelt blitt satt til omlag 230 V, men det kan stilles spørsmål om denne spenningen er optimal i alle driftssituasjoner. I denne oppgaven studeres muligheten for energitapsbesparelse ved å benytte en ny lastkoblerregulator og ny trinnkoblerstrategi for fordelingstransformatorer. Den nye lastkoblerregulatoren benytter målepunkt i lavspentnettet, i motsetning til ordinære lastkoblerregulatorer som anvender målepunkt på krafttransformatorens sekundærside. Spenningen i lavspentnettet skal settes så høyt som mulig for å redusere energitapene. Utviklingen av ny strategi for lastkoblerregulator kan settes i sammenheng med utviklingen av smarte nett, hvor etablerte løsninger utfordres for å finne best mulige løsning med tilgjengelig teknologi.

For å analysere de nye løsningene benyttes det i denne oppgaven kraftnettsimuleringsverktøy som simulerer stasjonære lastflyt og dynamiske forløp. Det er også blitt gjennomført feltarbeid for evaluere lastendring som følge av spenningsendring. Kraftnettet som er i fokus for oppgaven er lokalisert på Huseby i Trondheim som eies av Trønder-Energi Nett AS.

1.2 Problemstillinger

Spenningen skal økes og trinningsstrategien endres. Derfor er det naturlig å kartlegge konsekvensene og mulighetene endringene medfører for energitap og spenningskvalitet. Kartleggingen av konsekvenser og muligheter kan deles inn i følgende punkter:

- Hvordan kan lastens spenningsavhengighet modelleres?
- Hvordan skal fordelings- og krafttransformatorer trinnnes for å optimere energitap?
- Hvor stor energitapsbesparelse kan oppnås i fordelingsnett med ny trinningsstrategi?
- Hvordan vil ny trinningsstrategi påvirke spenningskvaliteten hos sluttbruker?

1.3 Tidligere arbeid

SINTEF Energi AS har tidligere utarbeidet rapporten "Strategi for trinning av fordelings-transformatorar" [3]. Prosjektet var på oppdrag av TrønderEnergi Nett AS, hvor det ble laget en simuleringsmodell for høyspentnettet på Paulinelund i Trondheim. Det ble estimert en reduksjon av nettapene på 7,3 %. For å oppnå et bedre estimat for tapsbesparelsen ble det foreslått som mulig videre arbeid å gjøre simuleringer med høyspent- og lavspennetnett. I denne oppgaven foretas det simuleringer med komplett høyspent- og lavspennetnett i Kapittel 9 til 13.

I tillegg har undertegnede jobbet med lasten og tapets spenningsavhengighet i emnet TET4510 Fordypningsprosjekt med prosjektnavn "Regression Analysis of Loads and Losses in a Smart Grid" [4]. I [4] ble lasten og tapets spenningsavhengighet studert ved å analysere stasjonære målinger. Ingen av resultatene benyttes videre i denne oppgaven, men lastens spenningsavhengighet analyseres med ny metodikk i Kapittel 8. Den nye metodikken benytter lastens dynamiske forløp ved spenningsendring.

1.4 Disposisjon

Oppgaven er inndelt som følger: Kapittel 2 - Teoretisk framgangsmåte som argumenterer for energiøkonomisering med ny trinningsstrategi.

Kapittel 3 - Forbruk av elektrisk energi og estimering av nettbelastning.

Kapittel 4 - Moderne løsninger for å modellere laster.

Kapittel 5 - Presentasjon av det analyserte kraftnettet og måleutstyr.

Kapittel 6 - Simuleringsprogrammet MATPOWERs metoder for lastflytsimuleringer.

Kapittel 7 - Regelverk for spenningskvalitet og stasjonær analyser for gjennomføring av forsøk som tilfredsstiller kravene gitt i Forskrift om Leveringskvalitet.

Kapittel 8 - Kapittelet er utformet som en egen rapport og inkluderer forsøksoppsett, resultater og diskusjon.

Kapittel 9 - Innføring av ny trinningsstrategi i nettmodellen.

Kapittel 10 - Lastflytberegninger med lastdata regnet ut fra statistikk og årlig energiforbruk.

Kapittel 11 - Optimering av spenning over lavspennviklingen til krafttransformator med hensyn på tap.

Kapittel 12 - Tapsberegninger for ulike strategier med observerte lastdata.

Kapittel 13 - Verdssetting av tapsbesparelse.

Kapittel 14 - Dynamisk analyse av spenningskvalitet.

Kapittel 15 - Diskusjon av de viktigste temaene.

Kapittel 16 - Konklusjon.

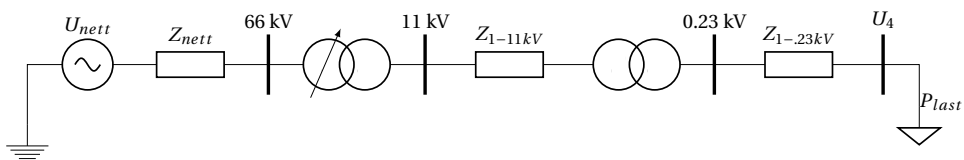
Kapittel 17 - Forslag til videre arbeid.

2 Teoretiske antagelser for tapsbesparelse

Hensikten med kapitlet er å forklare det nødvendige teoretiske grunnlaget for at en ny trinningsstrategi skal være tapsbesparende. Forklaringene gjør det også enklere å tolke simulering- og måleresultater som blir presentert i senere kapitler.

2.1 Forenkling av nett

Figur 2.1 viser et enlinjeskjema for et fordelingsnett og en ekvivalent for overliggende nett. Nettet er forenklet ved at det tar utgangspunkt i at det er kun en radial fra sekundærsiden av krafttransformatoren til sluttbrukerlastene.

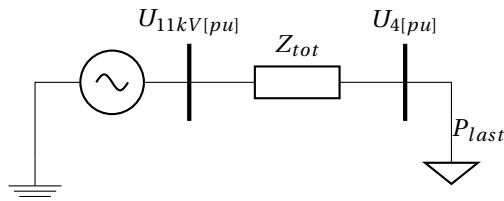


Figur 2.1: Enlinjeskjema av prinsipielt nett.

I Figur 2.1 er

- Z_{nett} Nettets ekvivalente impedans
- U_{nett} Ekvivalent spenningskilde for nettet
- Z_{1-11kV} Impedans for 11kV-kabler
- $Z_{1-.23kV}$ Impedans for 230V-kabler

Nettet i Figur 2.1 fra 11kV-samleskinnen til lasten¹ kan videre forenkles som fremstilt i Figur 2.2, hvor serieimpedansene mellom 11kV-samleskinnen og samleskinnen U_4 er slått sammen til en felles impedans, og impedansen til det overliggende nettet er utelatt.



Figur 2.2: Forenklet nett.

Hva som sammenfattes i Z_{tot} er gitt i (2.1)

$$Z_{tot} = R_{tot} + jX_{tot} = Z_{1-11kV} + Z_{23kV, trf} + Z_{1-.23kV} \quad (2.1)$$

¹For definisjon av ordet last se Kapittel 3.1

2.2 Tapsbesparelse

Med utgangspunkt i det forenklede nettet fra forrige kapittel kan det utledes et uttrykk for tapene som funksjon av spenningen U_4 . Sammenhengen mellom effekt og strøm som trekkes av lasten er gitt i (2.2), og tapene i nettet som funksjon av strømmen er gitt i (2.3)

$$S_4 = U_4 \cdot I_4^* \quad (2.2)$$

$$P_{tap} = |I|^2 \cdot R_{tot} \quad (2.3)$$

Ved å kombinere (2.2) og (2.3) kan overføringstapet som funksjon av spenning i U_4 utledes til:

$$P_{tap} = 1 - \left(\frac{U_{4,f\o r}}{U_{4,e t t e r}} \right)^2 = 1 - \left(\frac{1,0}{1,1} \right)^2 = 0,174 \quad (2.4)$$

I (2.4) er verdien $U_{4,f\o r}$ antatt å være 1,0 pu og spenningen $U_{4,e t t e r}$ satt til maksimalt tillatt spenning 1,1 pu. Framgangsmåten gir en maksimal teoretisk tapsreduksjon på 17,4 %. For å oppnå en tapsreduksjon av denne størrelsen er det blant annet antatt at:

- Spenningen ved samleskinnen U_4 er 230 V før ny trinningsstrategi innføres.
- Det kreves ingen sikkerhetsmargin for dynamisk endringer i spenningen.
- Sluttbrukerne er tilkoblet direkte til en felles samleskinne i lavspentnettet.
- Den sammenlagrede lasten koblet til samleskinnen U_4 er spenningsuavhengig.
- Nettet fra transformatorstasjon til sluttbruker er en enkelt radial.
- Det tas ikke hensyn til distribuert generering
- Modellen er forenklet til å kun inneholde serieimpedanser.

2.3 Endring i sluttbrukerlast og overføringstap som følge av lastens spenningsavhengighet

Lastens spenningsavhengighet er avgjørende for om det er mulig å oppnå energi- og effektbesparelse. Dersom lastens spenningsavhengighet ikke er konstant effekt vil en endring av spenningen i lavspentnettet gi en annen virkning enn ønsket.

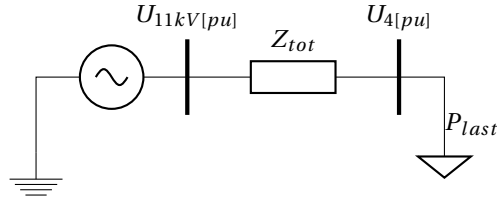
Videre vil konsekvensene for lastens effektforbruk og nettets tap studeres ved tre last-karakteristikker - konstant effekt, konstant strøm og konstant impedans.

2.3.1 Konstant effekt

Konstant effekt er den tradisjonelle antagelsen. Et forenklet nett med konstant effekt er gitt i Figur 2.3

Tapene i det forenklede nettet i Figur 2.3 vil avta etter (2.5). Årsaken er at tapet øker kvadratisk med økt strøm, og strømmen avtar lineært med økt spenning.

$$P_{tap} = P_{tap,0} \cdot \left(\frac{U_0}{U} \right)^2 \quad (2.5)$$



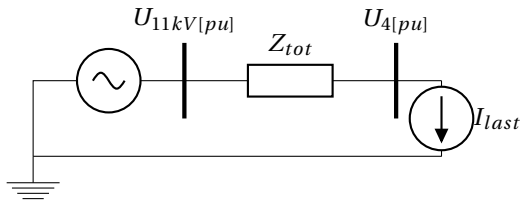
Figur 2.3: Forenklet nett med konstant effektlast.

Og effekten som lasten trekker som funksjon av påtrykt spenning er konstant slik som gitt i (2.6).

$$P_{last}(U) = P_{last,0} \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^0 \quad (2.6)$$

2.3.2 Konstant strøm

Hvis lasten representeres av en konstant strømkilde vil strømmen som trekkes være uavhengig av spenning.



Figur 2.4: Forenklet nett med konstant strømlast.

Siden strømmen i nettet er konstant, og overføringstapet er avhengig av strømmen, vil ikke tapet endres som funksjon av spenning. Tapet som funksjon av spenning er uttrykt i (2.7)

$$P_{tap}(U) = P_{tap,0} \left(\frac{U_0}{U}\right)^0 \quad (2.7)$$

Effekten som lasten trekker er lineært med spenningen, og effekten lasten trekker som funksjon av spenningen kan dermed skrives som

$$P_{last} = P_{last,0} \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^1 \quad (2.8)$$

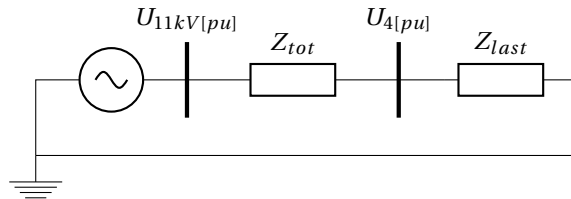
2.3.3 Konstant impedans

En økning i spenningsnivået med konstantimpedanslast vil ikke være gunstig siden både tapene og etterspørselen etter effekt vil øke.

I et nett hvor lasten er konstant impedans (Figur 2.5) vil nettet og lasten ha samme karakteristikk. Både tapene i nettet og lasten vil dermed øke med kvadratet av den påtrykte spenningen.

$$P_{tap} = P_{tap,0} \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2$$

$$P_{last} = P_{last,0} \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \tag{2.9}$$



Figur 2.5: Forenklet nett med konstant impedans.

2.4 Sammendrag

En tapsbesparelse avhenger av type lastkarakteristikk. Den eneste studerte lastkarakteristikken det er gunstig å øke spenningsnivået med er konstant effekt, hvor lasten vil ha konstant effekt og nettet reduserte tap. Konsekvensene av de ulike lastkarakteristikkene og overføringstap er summert i Tabell 2.1

Tabell 2.1: Endring i overføringstap og last ved økt spenning etter lastkarakteristikk.

Lastkarakteristikk	Overføringstap	Last
Konstant effekt	Reduseres	Konstant
Konstant strøm	Konstant	Øker
Konstant impedans	Øker	Øker

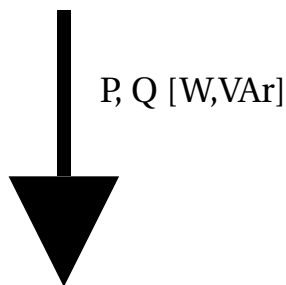
3 Generelt om elektriske laster

Kapittelet gir en innføring til hva som menes med elektriske laster. Kapittelet gir også en innføring i estimering av lastforbruk, og metoden benyttes blant annet i kraftsystemsimeringsverktøy for å oppnå en mer korrekt simulering av lastflyt. Denne metoden benyttes også videre i denne oppgaven for å fastsette effektstørrelsen i simuleringene.

3.1 Definisjon av last

Elektriske laster er et sentralt tema i denne rapporten. Det er derfor viktig å få forklart hva som menes med ordet "last". Ordet "last" kan ha forskjellig betydning når det blir brukt i kraftsystemsammenheng. Blant annet kan last bety hvor mye effekt en enhet som er koblet til nettet forbruker, den total aktive, reaktive eller tilsynelatende effekten som forbrukes av alle enheter koblet til en del av kraftsystemet. Og til slutt hvor mye effekt en hel del av kraftnettet forbruker som ikke er fullstendig representert, men forenklet som om det skulle vært en sluttbruker. I denne rapporten benyttes den siste definisjonen.

Et symbol som vanligvis brukes for lastrepresentasjon er presentert i Figur 3.1. Symbolet brukes blant annet i kraftnettsimeringsverktøy som NetBas og PowerFactory. For simuleringer i høyspentnett (spenning over 1 kV) er symbolet en representasjon for flere sluttbrukere som er slått sammen til en enkelt last, noe som forenkler nettrepresentasjonen. I lavspent distribusjonsnett kan simuleringene gjøres med fullstendig informasjon om nettet, og dermed unngås det å bruke et slikt lastsymbol. I simeringsverktøyet NetBas kalles symbolet for "Sumlast" [5].



Figur 3.1: Lastsymbol

Fordelen med en forenklet lastrepresentasjon er at det ikke trengs nøyaktig informasjon om det underliggende kraftnettet og hver komponents karakteristikk. En forenklet lastrepresentasjon medfører at problemer som skal løses av nettsimeringsverktøyet blir betydelig mindre og lettere å simulere for brukeren, samt at det er lettere å finne en tilnærmet representasjon.

3.2 Energibruk i bygninger

3.2.1 Varmebehov

Oppvarming av bygg er en nødvendighet, og elektrisk oppvarming står for en stor andel av denne oppvarmingen i Norden. I Norge er denne andelen spesielt stor [6]. Behovet for elektrisk oppvarming har tidligere vært fokus for forskning i blant annet [7]. Årsaken til at det trengs mye energi til oppvarming i de nordiske landene er lave utendørstemperaturer, og jo lavere utendørstemperaturen er jo mer tilførsel av energi trengs for å holde en stabil innetemperatur. Dette skyldes varmeoverføring, som er en samling av flere mekanismer. Effektilførselen som er nødvendig for å dekke varmetapet kan beregnes fra (3.1) [7].

$$KW = WA(T_i - T_o) \quad (3.1)$$

Hvor

KW - Nødvendig effekt for oppvarming av bygning [KW].

W - Varmeoverføringskoeffisient [KW/m^2].

A - Areal [m^2].

T_i - Innendørstemperatur [$^{\circ}C$].

T_o - Utendørstemperatur [$^{\circ}C$].

3.2.2 Estimering av lastforbruk

(3.1) modellerer kun varmebehov, men ved å utvide formelen noe kan hele elektrisitetsforbruket modelleres. En formel som modellerer hele elektrisitetsforbruket er gitt i rapporten "Lastmodellering i Lav- og Høyspentnett", hvor formelen benyttes til å estimere maks effektuttak i kraftnettet basert på tidligere observert last. Formelen baserer seg på å finne maksimal last ved å benytte lastens temperatur og tidsavhengighet [8].

$$P_{maks} = (A_{ks} \cdot t_{dg} + B_{ks}) \cdot N_s \quad (3.2)$$

Hvor:

P_{maks} - Maksimalt effektforbruk [kW].

A_{ks} - Temperaturavhengig effektforbruk, referanse null grader [$kW/(^{\circ}C \cdot kWh)$].

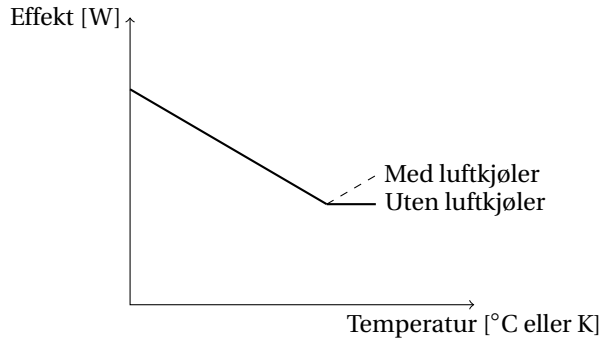
B_{ks} - Effektforbruk ved null grader celsius [kW/kWh].

N_s - Sum årlig energiforbruk for alle sluttbrukere [kWh].

t_{dg} - Temperatur [$^{\circ}C$].

Koeffisientene A_{ks} og B_{ks} tilpasses lastobservasjoner, og det kan anvendes ulike koeffisienter for hver time (totalt 48) og i tillegg egne koeffisienter for helg (nye 48).

Modellen vil gi en temperatur- og tidsavhengig last slik som vist i Figur 3.2. Modellen er gyldig fram til en viss temperatur, hvor lasten ikke lengre vil være temperaturavhengig grunnet høy utetemperatur. Dersom det er installert luftkjøler vil lasten igjen øke [9], og hvis ikke vil lasten holdes konstant.



Figur 3.2: Lastens effektetterspørsel som funksjon av temperatur. Det lineære området er gyldig helt til høye utetemperaturer.

3.3 Termostatstyrt elektrisk oppvarming

Elektrisk oppvarming gjøres som regel med en elektrisk motstand. Effektagivelsen fra en elektrisk motstand er gitt av

$$P = \frac{U^2}{R} \quad (3.3)$$

Hvor mye energi en termostatstyrtlast avgir styres av innkoblingsvarigheten til elementet som er gitt av [10]:

$$d = \frac{t_{\text{på}}}{t_{\text{på}} + t_{\text{av}}} \quad (3.4)$$

Hvor

$t_{\text{på}}$ - Tiden motstanden ligger inne

t_{av} - Tiden motstanden ligger ute

Dermed er den gjennomsnittlige effekten fra en termostatstyrt elektrisk varmeovn gitt av

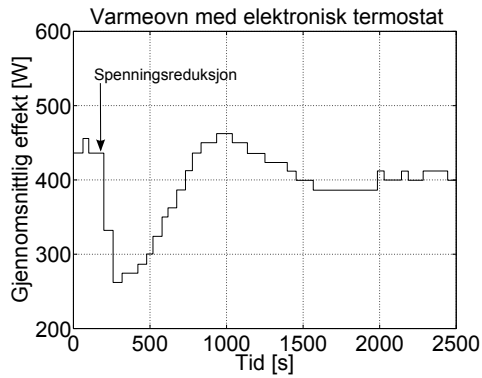
$$P_{gj} = d \cdot P = \frac{t_{\text{på}}}{t_{\text{av}} + t_{\text{på}}} \cdot \frac{U^2}{R} \quad (3.5)$$

Dette vil medføre at varmeovner med en høyere spenning vil være på kortere enn varmeovner med lav spenning.

3.4 Stegrespons for termostatstyrte elektriske varmeovner

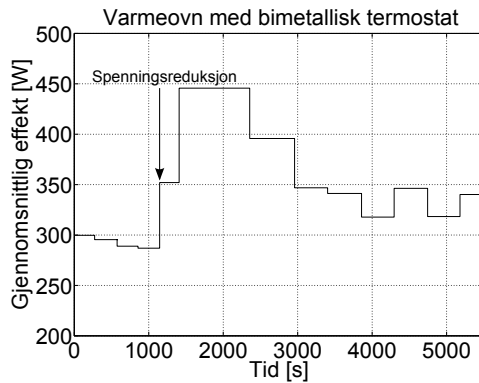
Stegrespons for elektriske varmeovner har blant annet blitt studert i "Modelling of Load Devices and Studying Load/System Characteristics" av Kerstin Lindén og Inger Segerqvist [10]. Det ble vist at varmeovner med bimetallisk termostat har en annen spennings-sprangrespons enn varmeovner med elektronisk termostat. Begge typene hadde til felles at den transiente responsen var konstant impedans. Sprangresponsen til en varmeovn med elektronisk termostat er vist i Figur 3.3. Som det kan observeres er den tran-

siente effekten konstant impedans, mens den stasjonære effekten er tilnærmet konstant effekt.



Figur 3.3: Sprangrespons til varmeovn med elektronisk termostat (Spenningsendring -20 %) [10].

Varmeovner med bimetallisk termostat har en respons hvor den gjennomsnittlige effekten økes ved spenningsreduksjon (Figur 3.4), noe som medfører at motstanden blir liggende lengre inne.



Figur 3.4: Sprangrespons til varmeovn med bimetallisk termostat (Spenningsendring -20 %) [10].

4 Lastmodeller

Kapitlet er et litteraturstudie som tar for seg moderne lastmodeller. Hensikten er å vise årsaken til benyttede lastmodeller når feltmålingene med spenningsstrang skal analyseres i Kapittel 8.

4.1 Innledning

Modeller for kraftsystemkomponenter som generatorer, transformatorer, kabler og linjer har lenge vært kjent og svært godt dokumenterte, men det er ikke tilfelle for laster. På grunn av lastens variasjoner og sammensetning har lasten lenge blitt modellert mindre detaljert og enkle løsninger har blitt godtatt.

Det er mulig å modellere kraftsystemlaster på to forskjellige måter, ved å representere lasten som en svart boks eller ved å bygge opp hele lasten som sum av flere komponenter, slik som for eksempel induksjonsmotorer og laster med konstant effekt. Fordelen med den analytiske modellen er at modellen beskriver hver av komponentene i kraftsystemet i detalj, og modelleringen av lasten kan derfor bli svært nøyaktig. Ulempen med en analytisk modell er at det må kartlegges hvilke komponenter lasten består av, noe som kan være en tilnærmet umulig oppgave i større kraftnett. Lasten representeres derfor som regel ved hjelp av framgangsmåten «svart boks» som vil være videre fokus i dette kapitlet.

4.2 Generell form

Den generelle formen for lastmodeller bygger på at lasten er avhengig av både frekvens og spenning [11]. Lastmodeller benyttes blant annet i simuleringsprogrammer som kalkulerer stasjonær lastflyt og i dynamiske simuleringer hvor blant annet stabilitet kan analyseres. Den generelle formen er gitt i (4.1)

$$\begin{aligned}P &= P_0(U, f) \\ Q &= Q_0(U, f)\end{aligned}\tag{4.1}$$

Hvor P er aktiv effekt, Q er reaktiv effekt, U er spenningen over lasten og f er frekvensen i kraftsystemet.

4.3 Eksponentialrepresentasjon

Eksponentialmodellen modeller spenningsavhengigheten med en eksponent for aktiv effekt og en for reaktiv effekt [12]. Formlene for eksponentialmodellen er:

$$\begin{aligned}P &= P_0\left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha \\ Q &= Q_0\left(\frac{U}{U_0}\right)^\beta\end{aligned}\tag{4.2}$$

Hvor α og β angir spenningsavhengigheten til lasten. Eksponenten finnes ved å analysere lasten før og etter spenningsendring. Løses (4.3) for α kan eksponenten tilpasses observerte verdier (det samme kan gjøres for β).

$$\alpha = \frac{\log \frac{P}{P_0}}{\log \frac{U}{U_0}}\tag{4.3}$$

4.4 Konstant effekt, strøm eller impedans

En lasts spenningsavhengighet kan oppgis av karakteristikken til en strømkilde, impedans eller konstant effekt [12]. Dette gjøres ved å benytte seg av eksponentialmodellen med de tre følgende verdiene for den reaktive spenningsavhengighetsekspONENTEN β og den aktive spenningsavhengighetsekspONENTEN α :

- 0 - Konstant effekt
- 1 - Konstant strøm
- 2 - Konstant impedans

4.5 ZIP-modell

En mye brukt modell i kraftsystemsimuleringsverktøy er ZIP-modellen. I ZIP-modellen angis lasten som en summasjon av konstant impedans, konstant strøm og konstant effekt [12, 13]. Dermed gir modellen en mer eksakt lastrepresentasjon enn om last kun modelleres med konstant impedans, konstant strøm eller konstant effekt.

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left[a_1 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{U}{U_0} \right) + a_3 \right] \\ Q &= Q_0 \left[a_4 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + a_5 \left(\frac{U}{U_0} \right) + a_6 \right] \end{aligned} \quad (4.4)$$

Hvor

- a_1 - Andel av lasten som er konstant impedans
- a_2 - Andel av lasten som er konstant strøm
- a_3 - Andel av lasten som er konstant effekt
- a_4 til a_6 - Tilsvarende som a_1 til a_3 for reaktiv effekt.

Koeffisientene a_1 til a_3 velges med sum lik 1 [14], slik at lastmodellen gir korrekt verdi for aktiv og reaktiv effekt ved opprinnelig spenning.

4.6 Lastmodeller i PSS®E

4.6.1 Om PSS®E

PSS®E er et avansert planleggingsverktøy som benyttes til simulering av kraftnett med hovedfokus på dynamisk analyse. Første versjonen av PSS®E ble introdusert i 1976 og programmet har i skrivende stund kommet til versjon 33. Programmet kan blant annet simulere kortslutninger, lastflyt og dynamiske hendelser. Programmet har også flere lastmodeller, og noen av disse vil presenteres i de neste underkapitlene. Informasjonen er hentet fra "PSS®E 33.2 Program Application Guide" [15].

4.6.2 Lastmodellen LDFR

Alle lastmodeller i PSS®E er navngitt med familienavn, deretter har modellene to bokstaver som angir om modellen brukes på sameskinne, sone eller lignende. LDFRAR er for eksempel lasten som brukes for "Area". LDFR er en lastmodell som modellerer frekvensavhengig karakteristikk, og lastens karakteristikk følger dermed (4.5)

$$\begin{aligned}
 P &= P_0 \left(\frac{f}{f_0}\right)^m \\
 Q &= Q_0 \left(\frac{f}{f_0}\right)^n \\
 I_p &= I_{p0} \left(\frac{f}{f_0}\right)^r \\
 I_q &= I_{q0} \left(\frac{f}{f_0}\right)^s
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

Hvor m , n , r og s er eksponenter som setter frekvensavhengigheten.

4.6.3 Lastmodellen IEEL

Lastmodellen IEEL modellerer både spennings- og frekvensavhengighet, og følger karakteristikkene gitt i ligningene under

$$\begin{aligned}
 P &= P_{last}(a_1 U^{n_1} + a_2 U^{n_2} + a_3 U^{n_3})(1 + a_7 \Delta f) \\
 Q &= Q_{last}(a_4 U^{n_4} + a_5 U^{n_5} + a_6 U^{n_6})(1 + a_9 \Delta f)
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

Koeffisientene a_{1-7} og n_{1-6} tilpasses til lastkarakteristikken.

IEEL ligner noe på ZIP-modellen, men avviker ved at eksponentene kan settes til hvilket som helst tall. Et annet kraftsimuleringsverktøy som benytter lignende modell, men uten frekvensavhengighet, er PowerFactory [16].

4.7 Lastmodell for gjeninnhenting av last

På grunn av mørklegginger i det svenske kraftnettet [17] ble det utviklet en lastmodell som tar for seg lastens spenningsavhengighet med hensyn på tid. De fantes allerede modeller som tok for seg tidsaspektet, men disse modellene inkluderte dynamikken fra lastkoblere, noe som viste seg å ikke være tilstrekkelig. På grunn av dette ble det laget en ny lastmodell som tar for seg lastens spennings- og tidsavhengighet [18, 19, 20].

Lastmodellen bygger på en antagelse om at en stor andel av lasten består av termo-statstyrte laster, dermed vil lasten gjeninnhente deler av eller hele sin opprinnelige effekt etter en spenningsreduksjon. Lastmodellen er laget for å representere lasten fra 10 sekunder og opptil 10 minutter. Lastmodellen for lastgjeninnhenting er gitt i (4.7) til (4.10).

$$T_{pr} \frac{dP_r}{dt} + P_r = P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_s} - P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t} \quad (4.7)$$

$$P_m = P_r + P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t} \quad (4.8)$$

(4.7) og (4.8) er modellen for aktiv effekt. Samme modell ble benyttet i [19] for å beskrive reaktiv effekt, som gitt i (4.9) og (4.10)

$$T_{qr} \frac{dQ_r}{dt} + Q_r = Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_s} - Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_t} \quad (4.9)$$

$$P_m = Q_r + P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\beta_t} \quad (4.10)$$

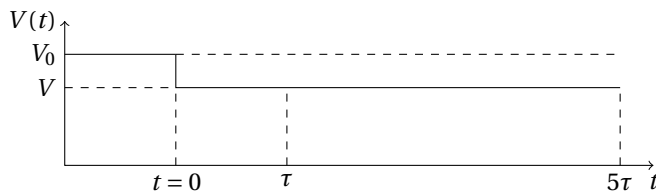
I (4.7) og (4.8) er:

- α_s - Eksponent for stasjonær aktiv effekt.
- α_t - Eksponent for transient aktiv effekt.
- P_0 - Opprinnelig aktiv effekt [W].
- P_m - Modell for forbruk av aktiv effekt [W].
- P_r - Aktiv effekt som gjenvinnes [W].
- T_{pr} - Tidskonstant for gjenvinning av aktiv effekt [Sekunder].
- $V = V(t)$, Spenning på samleskinne [V].
- V_0 - Opprinnelig spenning [V].

(4.9) og (4.10) har tilsvarende koeffisienter og eksponenter for reaktiv effekt. Dersom (4.7) og (4.8) benyttes for å få stegresponsen gir det:

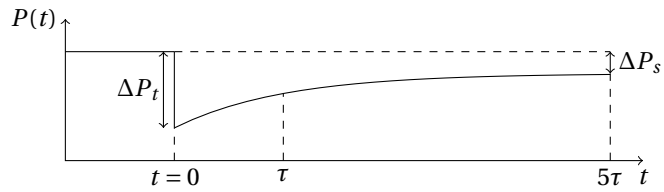
$$P_r = [P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_s} - P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t}] [1 - e^{-\frac{t-t_0}{T_{pr}}}] \quad (4.11)$$

Dermed vil modellen ved en spenningsdipp (slik som gitt i Figur 4.1) gi en respons som illustrert i Figur 4.2.



Figur 4.1: Spenningsreduksjon ved $t = 0$ [19].

Den transiente effekten er effektstørrelsen like etter spenningsendring. Modellen gir en respons hvor den transiente effekten har størst avvik fra den opprinnelige effekten. Deretter går modellen mot et stasjonært punkt som er nærmere den opprinnelige effekten før spenningsendring. Modellen er ved stasjonært nivå etter fem ganger tidskonstanten. Tidskonstantene T_{pr} som ble observert i [19] var typisk mellom 100 og 350, noe



Figur 4.2: Respons for lastmodell ved spenningsreduksjon ved $t = 0$ [19].

som medfører at modellen matematisk har oppnådd stasjonært nivå etter 8 til 30 minutter.

5 Distribusjonsnett og måleutstyr

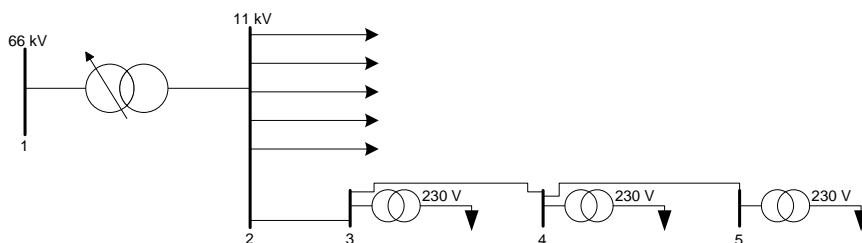
Kapittelet skal gi leseren en kjennskap til kraftnettet som det gjøres simuleringer og forsøk på i de påfølgende kapitlene. Det skal også forklare hvilke målinger som er tilgjengelig i det eksisterende oppsettet på Huseby.

5.1 Presentasjon av nettet

5.1.1 Høyspentnett

Nettet det har blitt kjørt forsøk og simuleringer på i dette prosjektet ligger på Huseby. Huseby ligger omtrent 10 kilometer sør for Trondheim sentrum, og belastningen består hovedsakelig av privatboliger.

På Huseby ligger det en transformatorstasjon med en krafttransformator som transformerer spenningen fra 66 kV, som benyttes i det høyspente overføringsnettet, og ned til 11 kV, som benyttes i fordelingsnettet. I Figur 5.1 er det tegnet et forenklet enlinjeskjema for nettet. Ved samleskinne nummer to er det koblet til flere laster. Lastene på 11kV-samleskinnen er en forenklet framstilling for radialer med flere fordelingstransformatorer tilkoblet.



Figur 5.1: Forenklet enlinjeskjema for det studerte nettet

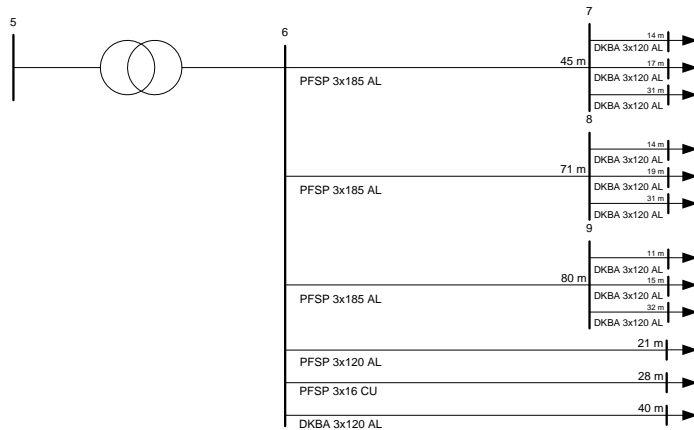
I feltarbeidet er det gjort målinger på radialen hvor det finnes fullstendig representasjon av 230V-fordelingstransformatorer. Videre i denne oppgaven er det også foretatt beregninger av det resterende nettet med samtlige fordelingstransformatorer. Totalt er det 62 fordelingstransformatorer som forsynes fra en 20 MVA krafttransformator. Krafttransformatoren og fordelingstransformatorene forsyner totalt 5500 sluttbrukere.

5.1.2 Lavspennnett

Måleinstrumentene som er blitt benyttet i spenningsavhengighetsforsøket har blitt plassert på avgangen til den viste radialen og på sekundærsiden av fordelingstransformatoren som er koblet til samleskinne 5. Årsaken til at det er foretatt målinger spesifikt på fordelingstransformatoren som er tilkoblet samleskinne 5 er lastsammensetningen.

Det årlige energiforbruket av lasten forsynt fra fordelingstransformatoren tilkoblet samleskinne 5 består 90 % av leiligheter, mens de resterende 10 % av det årlige energiforbruket er uspesifisert. Dette kan være utelys, lys i fellesarealer, felles varme og lignende. Det er dermed en stor sannsynlighet for en høy andel av termostatstyrte laster, da andelen av private leiligheter er høy.

Et enlinjeskjema av kabelnettet som er tilkoblet fordelingstransformatoren er gitt i Figur 5.2. I figuren er det 12 slutt-noder, hvor disse representerer tilsammen 108 sluttbrukere. Merk at nummereringen på samleskinnen i Figur 5.1 fortsetter i Figur 5.2.



Figur 5.2: Fordelingstransformator med underliggende lavspenningsnett (230V).

5.2 Måleinstrumenter i nettsystemet

Huseby er TrønderEnergi Netts pilotprosjekt, hvor de blant annet tester ut smarte målere. Nett som har smarte målere blir ofte kalt smarte nett, hvor det er en større kjennskap til kraftflyten i nettet på grunn av målt energiforbruk.

Smarte målere eller Avanserte Måle- og Styringsystemer (AMS) måler energiforbruket hos sluttbrukeren med en oppløsning på en time, og sender disse verdiene automatisk til nettselskapet. Verdiene overføres vanligvis til en innsamlingsenhet som er montert i nettstasjonene, og ofte da med kommunikasjon som går over kraftkabelen (engelsk: Power Line Communication / PLC). Tidligere har avlesninger blitt gjort manuelt. Manuell avlesning unngås ved bruk av smarte strømmålere.

Sluttbrukerne som forsynes fra fordelingstransformatorene som er koblet til samleskinne 3, 4 og 5 er alle utstyrt med AMS, noe som medfører at det er installert noe under 500 AMS. Siden det er full dekning med AMS er energiflyten i løpet av en time kartlagt, men ikke flyten av effekt som krever en høyere oppløsning.

For å øke kunnskapen om kraftflyten med høyere oppløsning har det blitt installert flere "Front-End Units" (FEU). FEUer er installert i 15 av 62 nettstasjoner og på alle avganger (radialer) fra transformatorstasjonen. Løsningen som er benyttet på Huseby gjør at FEUene kan måle kraftflyt med en oppløsning på 2 sekunder, men for å begrense datamengden som legges i databasen er det blitt valgt et avlesningsintervall på et minutt. I Tabell 5.1 er det gitt hvilke parametere som lagres i databasen for både AMS og FEUer.

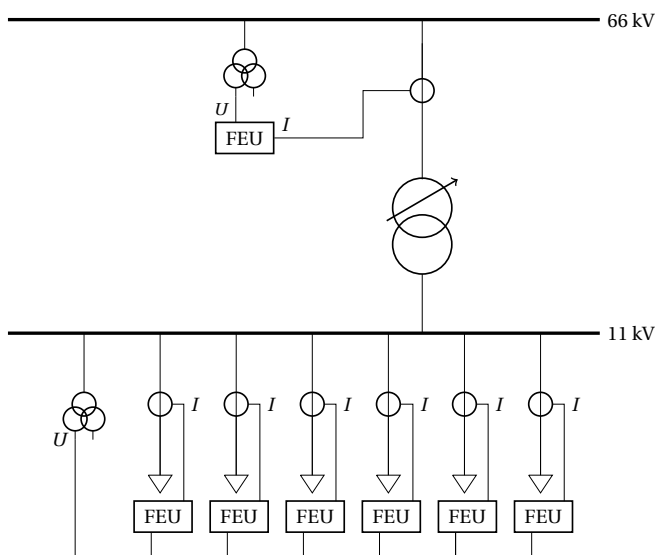
I Figur 5.3 er det illustrert ved hjelp av et enlinjeskjema hvordan FEUene er koblet til i transformatorstasjonen. Den totale effektflyten gjennom krafttransformatoren måles på primærsiden av krafttransformatoren, med en strømtransformator på primærsiden av krafttransformatoren og spenningstransformator på 66kV-samleskinne. Dette fører til at målingene inkluderer tapene i krafttransformatoren.

Effektflyten i radialene bestemmes ved at strømmen måles på hver enkelt avgang, og

Tabell 5.1: Sammenligning mellom lagrede verdier for AMS og FEU. FEUen lagrer langt flere verdier og med høyere oppløsning enn AMSene, og gir dermed en bedre oversikt over kraftflyten i nettet.

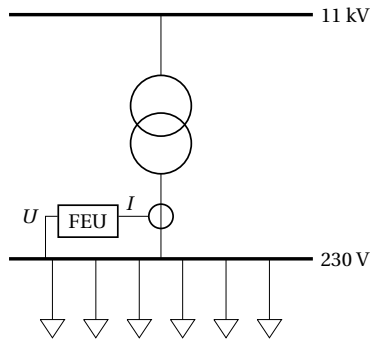
	FEU	AMS
Fasestrøm [A]	✓	✗
Fasespenning [V]	✓	✗
Aktiv effekt [W]	✓	✗
Reaktiv effekt [VA]	✓	✗
Energi [Wh/h]	✓	✓

spenningen måles via en felles spenningstransformator på 11kV-samleskinnen.



Figur 5.3: Enlinjeskjema for nåværende måleinstrumenter i Huseby Transformatorstasjon.

I nettstasjonen er det valgt å begrense antall FEUer til en per fordelingstransformator, slik at effektflyt ut av fordelingstransformatoren er målt. Måleprinsippet er vist i Figur 5.4. Som følge av at FEUen er plassert på sekundærsiden av fordelingstransformatoren inkluderes ikke belastning- og tomgangstapene til fordelingstransformatoren.



Figur 5.4: Enlinjeskjema for oppkoblingen av FEU i nettstasjon.

6 MATPOWER-modell

Dette kapittelet beskriver modellene som ligger bak simuleringsprogrammet MATPOWER som er benyttet for å gjøre simuleringer i denne oppgaven.

6.1 Hva er MATPOWER

MATPOWER er en pakke med MATLAB M-filer som er avhengig av det numeriske utregningsverktøyet MATLAB. Programmet løser stasjonær lastflyt og regner dermed ut fasevinkler, spenninger, aktiv og reaktiv effekt. En av MATPOWERs fordeler er at kildekoden er åpen, og brukeren står dermed fritt til å endre kildekoden og å lage tilleggsfunksjoner.

6.2 Inngangsfil

Inngangsfilen til MATPOWER er kun tekst, dermed gir det en god oversikt over hvilke inngangsparametere som benyttes i modellen. Inngangsfilen er en mpc (MATPOWER case) som består blant annet av:

- Branch – linje-, kabel- og transformatordata.
- Gen – generatordata.
- Bus – belastningsdata.

6.3 Datakilde

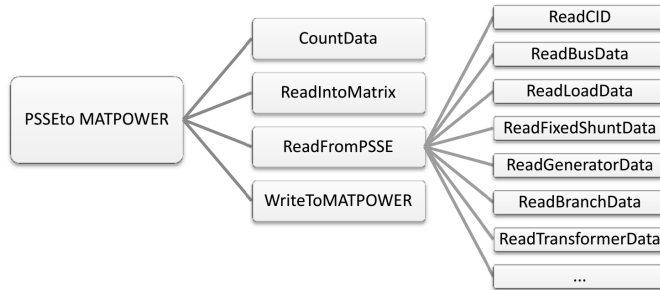
Nettet er dokumentert i NetBas, som er et GIS-basert nettinformasjonssystem. Alle data som vil bli simulert med i MATPOWER stammer fra NetBas.

6.4 Konvertering fra NetBas til MATPOWER

Nettmodellen i NetBas ble eksportert til en PSS®E raw-fil. Innholdet til en PSS®E raw-fil kan leses i et tekstredigeringsprogram som for eksempel Notisblokk og ligner på inngangsverdiene som benyttes i simuleringsverktøyet MATPOWER. PSS®E-filen ble videre konvertert til MATPOWER-caser ved å benytte en pakke med Matlab M-filer som er laget av Håkon Gabrielsen i prosjektet "Kapasitetsutnyttelse og Stabilitet ved Nettilknytning av Vindkraftverk"¹ [21].

MATLAB M-filene er kompatible med nettmodeller som er laget i PSS®E versjon 33, mens NetBas eksporterer nettmodellen i versjon 30. PSS®E ble anvendt for å konvertere fra PSS®E versjon 30 til 33. Hvordan MATLAB kodepakken fungerer er illustrert i Figur 6.1, og mer dokumentasjon på programmet og dets nøyaktighet finnes i referansen. Hovedårsaken til at dette programmet ble benyttet er at alle data kan oversiktlig behandles i MATLAB, som igjen har gode muligheter for presentasjon av data.

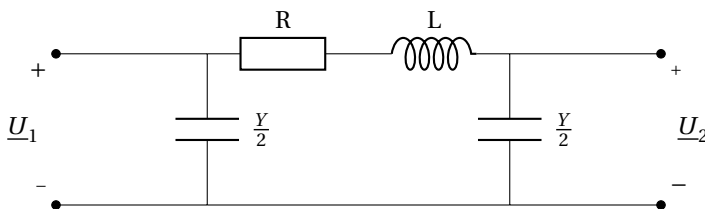
¹Programmet er benyttet med tillatelse fra utvikleren



Figur 6.1: Konvertering fra PSS®E til MATPOWER [21].

6.5 Kabelmodell

I MATPOWER kan PI-modellen benyttes for å representere linjer og kabler, og denne modellen har blitt benyttet i denne oppgaven. En enfase representasjon av modellen er gitt i Figur 6.2.



Figur 6.2: PI-modell for kabler og linjer.

6.6 Lastmodell

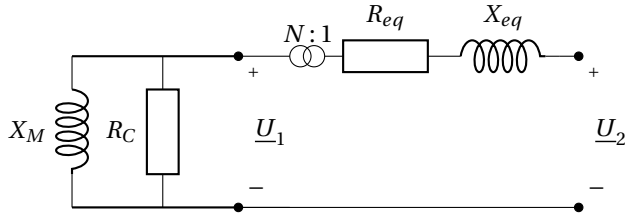
MATPOWER har to muligheter for å spesifisere laster, konstant effekt og konstant impedans. Disse legges til på samleskinnen og kan kombineres. I denne oppgaven er det simulert med konstant effekt laster med unntak av tomgangstapene til transformatorene. Mer om tomgangstapene og hvordan de modelleres kan finnes i Kapittel 6.7.2.

6.7 Transformormodell

6.7.1 Transformorekvivalent

Den benyttede transformormodellen er gitt i Figur 6.3 Det kan legges merke til at transformorekvivalenten har både strøm og spenningsavhengige tap. De spenningsavhengige tapene skyldes hovedsakelig jerntap, mens de strømvhengige tapene er kobbertap [22].

Jern- og magnetiseringstap er blitt spesifisert ved å legge til konduktanser og susceptanser på samleskinnene (mpc.branch) som ligger på primærsiden av transformatoren. Serielementene er spesifisert i samme inngangsfil som linjer og kabler (mpc.branch)



Figur 6.3: Transformormodell slik den er spesifisert i MATPOWER.

6.7.2 Beregning av tomgangstap i MATPOWER

MATPOWER gir vanligvis ikke ut de samlede tomgangstapene i sin resultatfil. Derfor er det i denne oppgaven valgt å modifisere MATPOWER slik at programmet gir utgangsverdier som inneholder totale tomgangstap og linjetap. Dermed returnerer den modifiserte versjonen av MATPOWER i tillegg til den normale strukturen ² mpc.noloadlosses og mpc.line losses.

6.8 Lastflytberegning

MATPOWER [23] benytter Newtons metode med en full versjon av Jacobi-matrisen for å løse lastflyten. Lastflyten beregnes ved å løse ligningene gitt i matrisene under [24]

$$\begin{bmatrix} \Delta Q \\ \Delta P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta U \\ \Delta \delta \end{bmatrix}$$

P og Q er summen av henholdsvis aktiv og reaktiv effekt som går inn i valgt node [25]:

$$P_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (6.1)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} U_i U_j \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (6.2)$$

Hvor

- Y_{ij} - Admittansen mellom node i og j
- U_i - Spenningen over node i
- U_j - Spenningen over node j
- δ_i - Spenningsvinkel i node i
- δ_j - Spenningsvinkel i node j
- θ_{ij} - Admittansens vinkel

²Den normale strukturen i MATPOWER er er mpc.gen, mpc.bus, mpc.branch, mpc.BaseMVA, mpc.version og mpc.gencost

For å løse problemet kan det benyttes noder hvor to av parameterne P , Q , U og δ (6 mulige kombinasjoner) spesifiseres.

Svingmaskinen er plassert på sekundærsiden av krafttransformatoren (som vil bli presentert i neste kapittel). Lastnodene er modellert som PQ-noder. Valg av nodetype summert i Tabell 6.1

Tabell 6.1: Valgte nodetyper i MATPOWER.

Node	Nodetype
Overliggende samleskinne	$U\delta$
Lastnoder	PQ

Ut ifra MATPOWER-casen regner MATPOWER ut de ukjente verdiene som er spenning og fasevinkel for PQ-nodene, og aktiv og reaktiv effekt for svingmaskinen.

7 Forarbeid for feltmålinger

Dette kapitlet viser noe av arbeidet som ligger bak planlegging av spenningsavhengighetsforsøket. Det gis først en innføring i de sentrale temaene om spenningskvalitet i Forskrift om Leveringskvalitet. Etterpå foretas det simuleringer for å analysere hvilke spenninger som er i den eksisterende nettmodellen. Deretter er nettmodellen blitt korrigert i samarbeid med TrønderEnergi Nett AS. Etter at nettmodellen var kvalitetssikret ble det foretatt simuleringer for å kartlegge hvor store spenningsprang som kan påføres samtidig som spenningen tilfredsstiller kravene gitt i forskriften.

7.1 Forskrift om Leveringskvalitet

7.1.1 Introduksjon til spenningskvalitet

Siden forsøket og ny trinningsstrategi er avhengig av å gjøre endringer størrelsen til spennings effektivverdi er det viktig å få kartlagt spenningskvalitetsproblematikk. Kravene til spenningskvalitet i Norge er gitt i Forskrift om Leveringskvalitet i Kraftsystemet (FoL) [26]. De tekniske kravene som står i FoL kan deles inn i følgende punkter [27]:

- Spenningsfrekvens
- Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi
- Hurtige spenningsendringer
 - Spenningsprang
 - Flimmerintensitet
- Spenningsasymmetri
- Overharmoniske spenninger
- Interharmoniske spenninger
- Signalspenning som er overlagret forsyningsspenningen
- Avbrudd
- Kortvarige over- og underspenninger
- Transiente overspenninger

Endringen som skal gjøres i dette prosjektet, både når det kommer til forsøket og eventuell ny trinningsstrategi omhandler spennings effektivverdi. Forskriften skiller mellom stasjonære og hurtige avvik for spenningen, hver av disse kategoriene blir studert i de to neste kapitlene.

7.1.2 Stasjonære krav til spenningen i FoL

For å være sikker på at alle enheter som er koblet til strømmettet fungerer korrekt er det krav til spennings effektivverdi i FoL. Dersom spennings effektivverdi er lavere enn kravene gitt i FoL risikeres det blant annet overoppheting av asynkronmotorer. I motsatt tilfelle, hvor spenningen er høyere enn kravene i FoL, er det risiko for nedbryting av den elektriske isolasjonen og dermed brann [28]. FoL stiller krav til at spenningen skal være innenfor $\pm 10\%$ av den nominelle spenningsverdien. Den stasjonære verdien kalkuleres for hvert minutt, og kravene kan derfor oppgis av ligningen under.

$$0.90 \leq \frac{1}{60U_n} \int_0^{60} U(t) dt \leq 1.10 \quad (7.1)$$

7.1.3 Krav til hurtige spenningsendringer i FoL

Hurtige spenningsendringer deles inn i tre fenomener:

- Kortvarige overspenninger
- Kortvarige underspenninger
- Spenningsssprang

En kortvarig overspenning er definert som en hurtig økning i spenning som er over 110 % av nominell amplitude av spenningen, og med en varighet mellom 10 millisekund og 60 sekunder.

En kortvarig underspenning, også kalt spenningsdipp, er en hurtig endring av spenningsverdi til under 90 % av det avtalte spenningsnivået, men større enn 5 %. Årsaken til grensen på 5 % er å skille mellom underspenning og avbrudd. Varigheten er fra 10 millisekunder til 60 sekunder.

Et spenningsssprang er hvor spenningen endrer seg hurtigere enn 0,5 % per sekund av avtalt spenningsnivå. I Tabell 7.1 er det gitt antall ganger grensen kan overstiges i løpet av en 24-timers periode.

Tabell 7.1: Krav til antall overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsssprang [26].

Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsssprang	Maksimalt antall tillatt pr. flytende 24-timersperiode [kV]	
	$0,23 \leq U_N \leq 35$	$35 \leq U_N$
$\Delta U_{stasjonær} \geq 3\%$	24	12
$\Delta U_{maks} \geq 5\%$	24	12

Hvor $U_{stasjonær}$ og U_{maks} er definert som

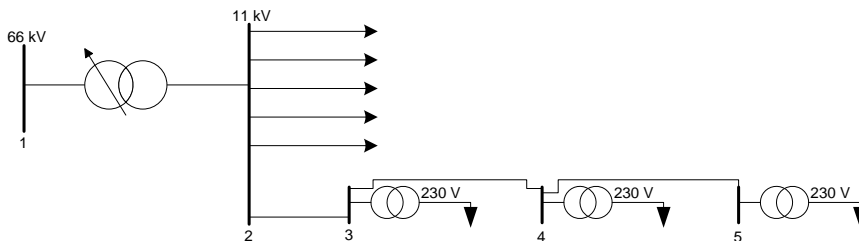
$$\begin{aligned} \%U_{stasjonær} &= \frac{\Delta U_{stasjonær}}{U_{avtalt}} \cdot 100\% \\ \%U_{maks} &= \frac{\Delta U_{maks}}{U_{avtalt}} \cdot 100\% \end{aligned} \quad (7.2)$$

Hvor ΔU_{maks} er det maksimale spenningsavviket og $\Delta U_{stasjonær}$ er den stasjonære spenningsendringen. Spenningen anses som stabil dersom den ikke endres med mer enn 0,5 % av avtalt spenning per sekund.

I tilknytning til forsøket er det naturlige å begrense antall spenningsssprang slik at det unngås å nærme seg antall hendelser som er tillatt.

7.2 Endring av opprinnelig nettmodell

Kraftflyten i nettet kan simuleres med kraftsystemsmoduleringsverktøy. Eksempel på slike verktøy er NetBas-modulen Analyse¹, MATPOWER og PSS®E. Nettmodellen som det har blitt simulert med er fra 11kV-samleskinnen i Figur 7.1 og ned til samtlige 62 fordelingstransformatorer med deres lavspente samleskinne. Dermed vil simuleringene gi de høyeste spenningene i hver transformatorrets.



Figur 7.1: Høyspent distribusjonsnett. Det simulerte nettet er fra 11kV-samleskinnen til lavspentsamleskinnen til hver fordelingstransformator.

I de stasjonære simuleringene er det tatt utgangspunkt i NetBas, og videre er nettet konvertert til MATPOWER slik som beskrevet i Kapittel 6.4. Da nettet allerede er godt dokumentert i NetBas er dette en av de beste måtene å modellere kraftnettet på. Det eneste som manglet av dokumentasjon i nettmodellen fra 11kV-samleskinnen til 230 V samleskinnene var serieresistansen for to fordelingstransformatorer og belastningsgrunnlag for en transformatorrets.

Det er tilkoblet 62 fordelingstransformatorer på krafttransformatoren som skal påføres spenningsprang, hvor flere av fordelingstransformatorene har tilnærmet samme produksjonsår, vekt og merkeverdi for spenning. Det ble dermed vurdert som godt nok å anvende serieresistansverdien fra lignende fordelingstransformatorer for å gjennomføre lastflytsimuleringer. I Tabell 7.3 er det gitt transformatornummer og valgt kortslutningsspenning for fordelingstransformatorene.

Tabell 7.3: Serieresistansen som ble benyttet på verdiene som manglet. En komplett liste med oversikt over fordelingstransformatorer er gitt i Vedlegg J.

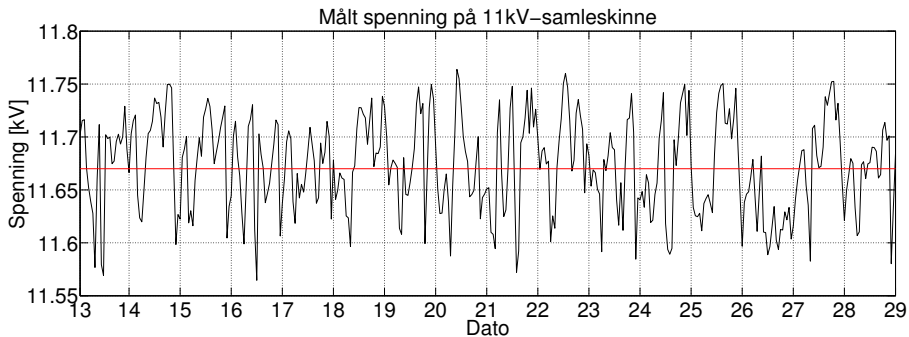
Transformatornummer	Kortslutningsspenning (E_r) [%]
9	0,92
1	1,22

Belastningen på fordelingstransformatoren ble korrigert ved å legge til en belastning på 12,92 kW og 2,625 kVAr ved lettlast, og 144 kW og 29,18 kVAr ved tunglast. Belastningstallene ble eksportert fra NetBas, og belastningsavviket skyldtes en bryter med åpen stilling i nettmodellen.

¹NetBas-modulen Analyse er bedre kjent som NetBas Maske. Maske skiftet navn til Analyse i NetBas 11.0

7.3 Effektivverdi for spenning på 11kV-samleskinnen

For å fastsette spenningens effektivverdi som skulle benyttes i nettmodellen på 11kV-samleskinnen ble det tatt utgangspunkt i tidligere målinger. Figur 7.2 viser målinger fra Januar 2013, hvor spenningen varierer fra 11,58 kV til 11,76 kV. Spenningens gjennomsnittlige effektivverdi er den horisontale linjen i Figur 7.2 med effektivverdi 11,67 kV. For å modellere dagens løsning er det derfor anvendt en effektivverdi for spenning på 11kV-samleskinnen på 11,67 kV.



Figur 7.2: Målt spenningsamplitude på 11kV-samleskinne Januar 2013. Gjennomsnittlig verdi 11,67 kV.

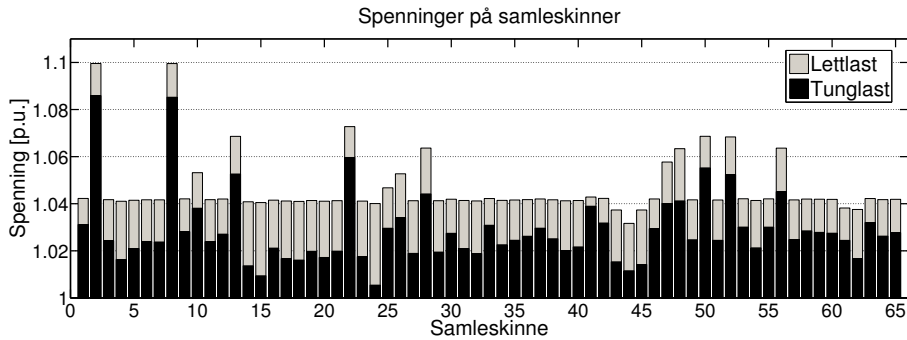
7.4 Simuleringsresultater av stasjonære spenninger

7.4.1 Kvalitetssikring av nettmodell

Simuleringsresultatene i Figur 7.3 viser at de fleste fordelingstransformatorene benytter en trinnkoblerstilling som gjør at spenningsfordelingen er jevn. Det er derimot to lavspente samleskinner som har en høy spenning i forhold til resten, og spenningsene begrenser muligheten for spenningsspangetets størrelse. På bakgrunn av disse begrensingene ble TrønderEnergi Nett AS anbefalt å kontrollere spenningen på disse to samleskinnene for så å eventuelt endre trinnkoblerstilling på fordelingstransformatorene.

For å endre trinnstilling på fordelingstransformatorene må transformatoren være uten last og spenningsløs. Normalt skal trinnkoblerne være satt opp slik at det unngås manuell endring av trinnkoblerstillingen uansett sesongvariasjoner i lasten.

Ved kontroll av trinnkoblerstillingene i felten på de to utpekte fordelingstransformatorene var stillingen forskjellig fra det som var registrert i databasen. Trinnkoblerstillingen avvek med 2 trinn fra informasjonen i databasen, som medfører at spenningen på samleskinne 2 og 8 var omtrent 0,05 pu lavere enn i simuleringsresultatene.

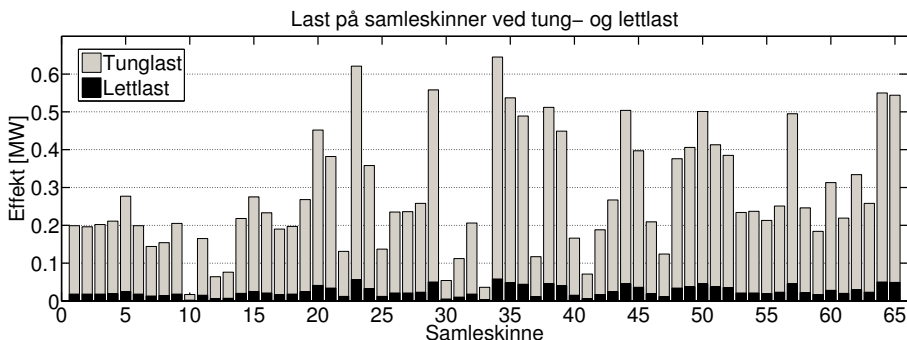


Figur 7.3: Spenninger i korrigert nettmodell ved tung- og lettlast. Nettmodellen kan finnes i Vedlegg G.1

7.4.2 Belastningsdata

Lastene som er benyttet i simuleringene er eksportert fra NetBas, som anvender statistikk og innrapporterte energimålinger. Fra dette benytter NetBas lastprofiler for å lage estimerte effektbelastninger.

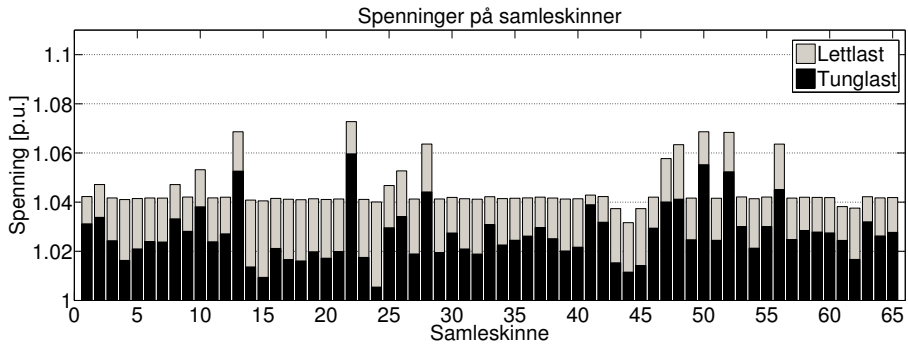
Belastning på hver lavspente samleskinne er plottet i Figur 7.4, hvor det kan observeres en stor variasjon mellom lastgrunnlaget i hver transformator-krets. Differansen er spesielt godt synlig i tunglastsituasjonen, og årsaken til den store variasjonen i belastning fra samleskinne til samleskinne er nybygg, fordelingstransformator i bygg, avsidesliggende fordelingstransformator og lignende. Lastene ble modellert med en cosinus ϕ lik 0,975 og induktiv last.



Figur 7.4: Benyttet belastningsdata etter samleskinner.

7.4.3 Simuleringsresultater med korrigert nettmodell

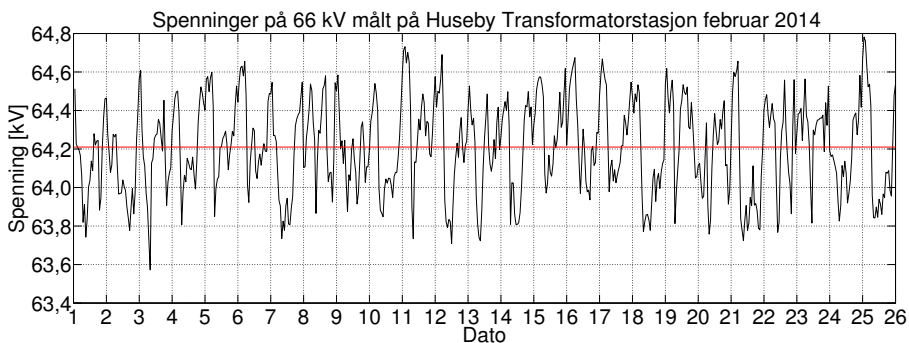
Omsetningsforholdet til fordelingstransformatorene tilhørende samleskinne 2 og 8 i nettmodellen ble endret slik at det oppnås en spenningsfordeling som i Figur 7.5. Samleskinne 2 og 8 har etter endring av omsetningsforholdene en spenning som er tilnærmet lik de andre samleskinnene. Ved å benytte en jevn trinnstilling er det mulig å endre



Figur 7.5: Spenningsfordeling etter at det ble gjort endring på trinnstillingen til fordelingstransformatorene koblet til nettstasjon 2 og 8. Nettmodellen kan finnes i Vedlegg G.2

mellom flere trinnstillinger på krafttransformatoren uten å bryte restriksjonene som er fastsatt i FoL.

Under forsøket er det viktig at spenningsendringer i overliggende nett ikke medfører at sluttbrukerne får for høy spenning. Som Figur 7.6 viser er spenningen på høyspent-siden av krafttransformatoren svært jevn, hvor forskjellen mellom laveste og høyeste spenning er 0,018 pu, og det ble dermed ikke ansett som en utfordring under forsøket.



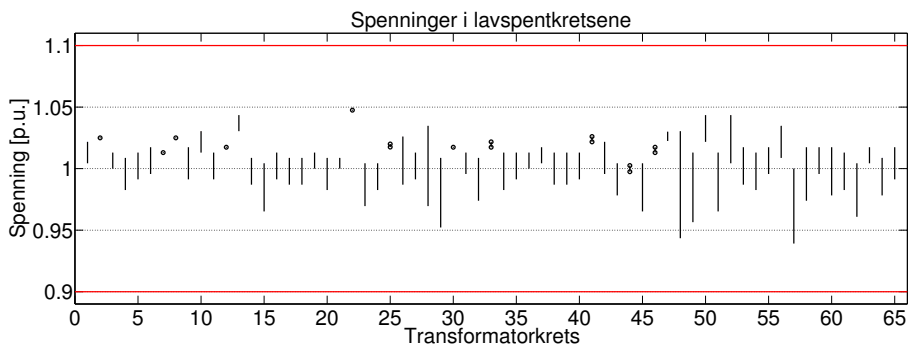
Figur 7.6: Spenning på 66 kV side av krafttransformator.

Etter å endret trinnkoblerstilling på de to fordelingstransformatorene i nettmodellen ble spenningsfordelingen ansett som tilfredsstillende, og det ble videre fokusert på spenningsforholdene i lavspenningsnettet. Dette for å beregne øvre og nedre grenser for lastkoblerstilling på krafttransformatoren.

7.5 Simuleringsresultater med lavspennnett

7.5.1 Spenningsfordelinger

For å fastsette hvilken lastkoblerstilling som kan benyttes under forsøket må både øvre og nedre spenning i transformator-kretsene evalueres. I Figur 7.7 er simulert spenningsfordeling i samtlige transformator-kretser. På x-aksen er transformator-kretsen listet opp, mens på y-aksen representerer de sorte linjene simulert spenning i transformator-kretsen. Transformator-kretser med svært lavt spenningsfall er representert med rundinger. Simuleringene er gjort med en spenning på 11,5 kV på samleskinnen og lastprofiler med 5 grader. Det er noen få transformator-kretser som har høyt spenningsfall som setter restriksjonene for lastkoblerstilling på krafttransformator.



Figur 7.7: Spenninger i lavspennkretsene. På x-aksen er transformator-kretsene, mens på y-aksen er det tegnet høyeste og laveste spenningen i transformator-kretsen. Simuleringene er gjort med spenning på 11.5 kV på 11kV-samleskinnen. Last: Lastprofil med 5 grader utetemperatur for 10.03.2013 klokken 17.

7.5.2 Belastning

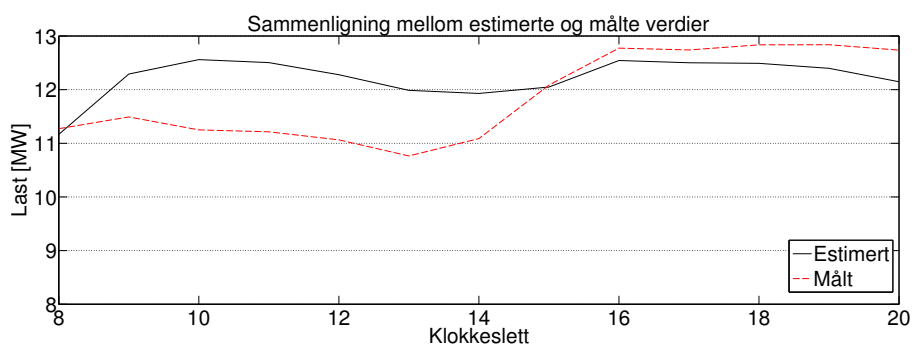
Det ble bestemt at forsøket skulle utføres på tirsdag 18.03.2014 i tidsrommet 10-15. Belastningen som er estimert av NetBas for denne datoen er gitt i Tabell 7.4

Belastningsdataene som er gitt i Tabell 7.4 tar utgangspunkt i lastprofiler. Belastningen ved andre temperaturer kan beregnes fra (3.2).

Det er kritisk at lastprofilene er korrekte for å oppnå korrekt simulert spenning, og belastningen ble derfor kontrollert opp mot målerverdiene fra FEUene. I Figur 7.8 er målte og estimerte verdier sammenlignet for belastningen på krafttransformatoren. Belastningen som er målt og estimert har tilnærmet samme verdi. Dette bekrefter at kvaliteten på både nettmodell og lastprofilene er tilfredsstillende for å gjøre en god vurdering.

Tabell 7.4: Belastning i nettet på Huseby 18.03.2014 (hverdag).

Time	Effekt ved 5 grader [MW]	Effekt ved 0 grader [MW]
8	9,652	11,167
9	10,685	12,291
10	10,929	12,560
11	10,890	12,504
12	10,670	12,278
13	10,382	11,987
14	10,372	11,929
15	10,442	12,048
16	10,756	12,543
17	10,784	12,501
18	10,815	12,490
19	10,589	12,397
20	10,366	12,147



Figur 7.8: Sammenligning mellom estimert og målt last 10.03.2014.

7.5.3 Lastkoblerstilling

For å finne høyeste tillatt spenning ble det simulert med den laveste belastningen i dette tidsrommet med 5 grader celsius som utetemperatur, altså 10,372 MW. Laveste spenning som kan være på samleskinnen ble funnet ved å simulere med høyeste last ved 0 grader celsius. Simuleringene ble gjennomført i NetBas, og en oppsummering av resultatene er gitt i Tabell 7.5. Hovedkonklusjonen som kan slutes fra tabellen er at spenningen på 11kV-samleskinnen må være mellom 11,3 og 12,1 kV under forsøket for å oppnå tilstrekkelig spenningskvalitet.

Dersom det tas utgangspunkt i en spenning på 64,2 kV på høyspentsiden av kraftransformatoren vil lastkobleren kunne flyttes mellom trinn -1 og 4.

Tabell 7.5: Sammendrag av simuleringsresultater.

Time	Belastning [MW]	11kV- spennin [kV]	Høyeste spenning [V]	Laveste spenning [V]
14	10,37	12,10	253,00	227,00
10	12,56	11,30	236,00	207,00

8 Feltmålinger av lastens spenningsavhengighet

Dette kapitlet dokumenterer forsøksoppsettet, måleresultatene og spenningsavhengighetsanalysen. Hensikten er å analysere transient og stasjonær spenningsavhengighet for laster med en antatt høy andel av termostatstyrte laster.

8.1 Bakgrunn og forutsetninger

For å dokumentere at en spenningsøkning kan gi en tapsbesparelse bør lastens spenningsavhengighet være bestemt. Sannsynligvis kan lastens spenningsavhengighet dokumenteres med lastmodellen for gjeninnhenting [19], hvor det kreves måleverdier med høy oppløsning.

FEUene gir en fremstilling av energiflyt i løpet av et minutt, men gir begrenset informasjon om transient forløp. For å dokumentere det transiente forløpet er det fordelaktig med måleinstrumenter som anvender en høyere lagringsfrekvens enn et minutt. På grunn av dette behovet ble det valgt å benytte måleinstrumenter fra leverandøren Elspec.

Elspec produserer blant annet instrumenter som er mye anvendt til analyse av spenningskvalitet i kraftnettet. Instrumentene benytter FFT (fast fourier transform) for å lagre all informasjon helt ned til hver sinus [29]. I programvaren til instrumentene angis kvalitetsinnstillingene for hva som lagres i minnet. I Vedlegg A finnes innstillingene som ble benyttet i måleinstrumentene under forsøket.

8.2 Målsetning og hypotese

Målet er å fastsette den transiente og stasjonære spenningsavhengigheten til belastningen forsynt fra en av avgangene på Huseby Transformatorstasjon samt belastningen til en fordelingstransformator på Huseby. Begge belastningene er antatt å ha en stor andel av termostatstyrte laster.

På bakgrunn av lastens antatte høy andel av termostatstyrte laster antas det at lastmodellen for gjeninnhenting [19] samsvarer med lastresponsen ved spenningsendring. Det forventes at den transiente spenningsavhengigheten er konstant impedans ($\alpha_t = 2$), mens den stasjonære effekten er spenningsuavhengig ($\alpha_s = 0$). α_t er transient spenningsavhengighetsekspONENT for aktiv effekt, og α_s er stasjonære spenningsavhengighetsekspONENT for aktiv effekt.

Begrunnelsen til at den stasjonære spenningsavhengigheten er forventet å være konstant aktiv effekt, er at en stor andel av forbruket er antatt bestående av oppvarming. Effektbehovet som bygningene behøver for å opprettholde temperaturen vil være konstant, som mest sannsynlig medfører at det sammenlagrede effektbehovet til varmeovnene vil være konstant. Den transiente responsen er antatt ikke avhengig av styresystemet til varmeovnene, og den transiente lasten er derfor sannsynligvis nært rent ohmsk.

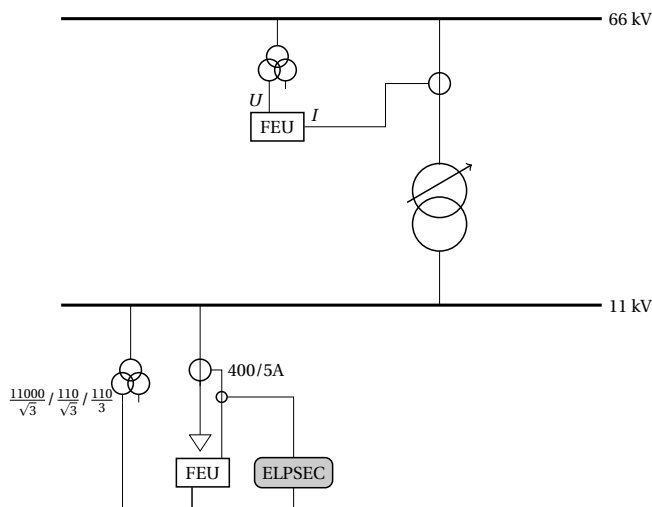
Tabell 8.1: Utstyrliste.

Navn	Antall	Beskrivelse
Elspec G4500	1	Måleinstrument
Elspec G4400	1	Måleinstrument
Elspec 1-6A Mini Clamp	3	Strømtenger
Siemens A96 $\frac{11000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{110}{3}$	3	Spenningstransformator
Siemens ABK10 400/5/5A	3	Strømtransformator
Circuitor TP-816-1500-5A	2	Strømtransformator

8.3 Utstyrliste og beskrivelse av oppsett

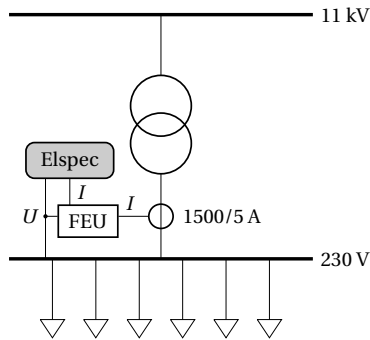
Det viktigste utstyret som ble benyttet under forsøket er listet i Tabell 8.1. Strøm og spenningstransformatorer var allerede installert, men for å presentere en komplett utstyrliste er også måletransformatorene inkludert i utstyrlisten.

Måleoppsettet i transformatorstasjonen er illustrert med et enlinjeskjema i Figur 8.1. Elspec-instrumentet er også illustrert i Figur 8.1, hvor Elspec-instrumentets strømtenger måler strømmen gjennom FEUen. Strømmen gjennom FEUen er nedtransformert ved å anvende tre stykk Siemens ABK10 400/5/5A strømtransformator. Spennning måles på 11kV-samleskinnen via tre stykk Siemens A96 $\frac{11000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{110}{3}$ spenningstransformatorer. Fra strøm- og spenningsmålingene kan blant annet effektlyten beregnes.



Figur 8.1: Oppsett i Huseby Transformatorstasjon.

I Figur 8.2 illustreres målerinstrumentoppsettet i nettstasjonen, hvor Elspec-instrumentet måler strøm og spenning på sekundærsiden av fordelingstransformatoren. Spenningen er målt på lavspentsamleskinnen uten å anvende spenningsstranformatorer, og strøm-målingene er i serie med FEUen. Strømtransformatorene som ble benyttet er av typen Circuitor TP-816-1500-5A. Det ble benyttet to stykk strømtransformatorer, og tredje fase ble målt ved å anvende returstrøm.



Figur 8.2: Måleroppsett i nettstasjon.

Bilder av måleoppsett i både transformator- og nettstasjon kan finnes i Vedlegg B.

8.4 Trinningsplan

Spenningen endres ved å endre på lastkoblerstillingen på krafttransformatoren. Trinningsplanen var å variere spenningen mellom 12,1 og 11,3 kV i en firkantpuls med ventetid på en halvtime, slik at lasten sannsynligvis oppnår stasjonær verdi. Dermed var trinningsplanen følgende:

1. Trinn maksimalt opp (12,1 kV)
2. Vent en halvtime
3. Trinn maksimalt ned (11,3 kV)
4. Vent en halvtime
5. Repeter

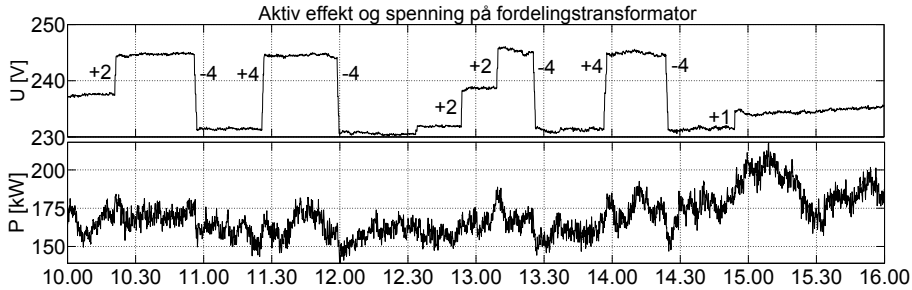
Får å forandre spenningen fra 12,1 kV til 11,3 kV må lastkobleren foreta flere trinnendringer. Maksimal opp- og nedtrinning er derfor ikke et rent sprang, men en trappefunksjon.

8.5 Måleresultater og trender

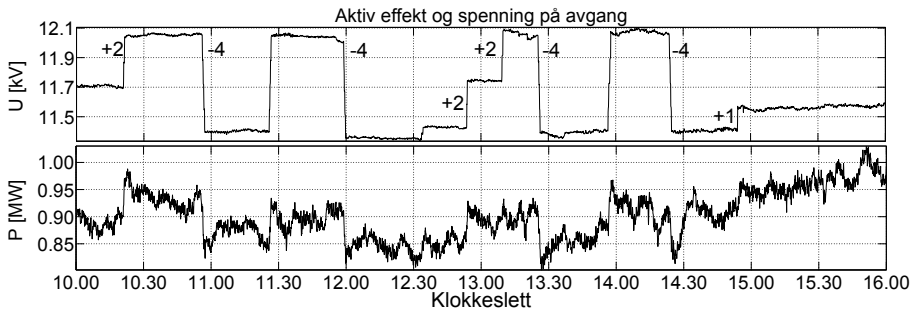
Måleresultatene for belastningens aktive effekt og spenningens effektivverdi fra Elspec-instrumentet benyttet i nettstasjonen er gitt i Figur 8.3. I figuren er det også påført antall trinnendringer som er foretatt, hvor hvert trinn utgjør 1,5 %. Spenningsspranget ved klokken 12.35 skyldes spenningsendring i overliggende kraftnett, og ikke trinnendring på krafttransformatoren i Huseby Transformatorstasjon.

I tillegg til aktiv effekt måler Elspec-instrumentene blant annet reaktiv effekt. Reaktiv effekt vil ikke bli behandlet i dette kapittelet da fokuset er aktiv effekt, men alle måledataene kan finnes i Vedlegg A.

Responen til belastningens aktive effekt og spenningens effektivverdi målt på avgangen i Huseby Transformatorstasjon er illustrert i Figur 8.4. Spenningsforløpet er tilsvarende måleresultatene fra nettstasjonen, men med et høyere spenningsnivå. Radialen forsyner totalt tre transformatorer, og derfor er den målte aktive effekten illustrert i Figur 8.4 vesentlig høyere enn i Figur 8.3.



Figur 8.3: Målinger i nettstasjon fra klokken 10 til 16 - 18.03.2014.



Figur 8.4: Målinger i Huseby Transformatorstasjon klokken 10 til 16 - 18.03.2014.

Fra Figurene 8.3 og 8.4 kan følgende trender observeres:

- Ved spenningsøkning øker aktiv effekt momentant, for deretter å avta.
- Ved spenningsreduksjon reduseres aktiv effekt momentant, for deretter å øke.

Trendene samsvarer med lastmodellen for gjeninnhenting, som bygger seg opp mot et stasjonært nivå etter en spenningsreduksjon. Videre i dette kapittelet benyttes dermed en modell med eksponential lastinnhenting for å analysere målingene. Videre forklares først den benyttede lastmodellen og dens karakteristikker før måleresultatene analyseres.

8.6 Modell for aktiv lastinnhenting

En lastmodell for gjeninnhenting kan bestå av et transient og et stasjonært ledd slik at modellen på generell form kan uttrykkes som i (8.1). Hvor $P(t)$ er aktiv effekt ved tid t , $P_t(t)$ er transient aktiv effekt som er tidsavhengig og P_S er stasjonært aktiv effekt.

$$P(t) = P_t(t) + P_S \quad (8.1)$$

Inspirert av lastmodellen for gjeninnhenting benyttes lastmodeller som baserer seg på eksponentialfunksjoner. Lastmodellen er utarbeidet i denne oppgaven, og hovedgrunnen til å anvende en ny modell er å gjøre det håndterlig å tilpasse lastinnhenting ved spenningsøkning og spenningsreduksjon.

For aktiv effekt ved spenningsøkning benyttes følgende modell :

$$P(t) = P(V)e^{-\frac{t}{\lambda}} + P_S \quad t \geq t_0 \quad (8.2)$$

Hvor

$P(t)$ - Effekt som funksjon av tid etter spenningsøkning [kW]

$P(V)$ - Andel av effekten som er spenningsavhengig [kW]

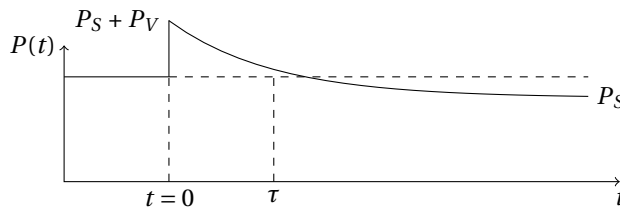
t - Tid [sekunder]

λ - Tidskonstant for oppbygning av spenningsendring [sekunder]

P_S - Stasjonær aktiv effekt [kW]

t_0 - Tiden ved spenningsendring [sekunder]

Modellen har følgende karakteristik: Ved $t = 0^+$ vil modellen ha en verdi som tilsvare summen av $P(V)$ og P_S , og ved stasjonær verdi vil første leddet i funksjonen være null. Etter en femtedel av tiden det tar å oppnå stasjonær verdi er $P(V)$ leddet 37 % av opprinnelig verdi. Spenningsendringens virkning avtar dermed hurtigst i begynnelsen. En illustrasjon av responsen til lastmodellen med spenningsøkning ved $t = 0$ er gitt i Figur 8.5. Lastmodellen tar hensyn til at lasten ikke er konstant effekt, og modellen kan derfor representere belastningsrespons hvor aktiv effekt før og etter spenningsendring differensierer. Det er derav ikke gitt at P_{0-} og P_S har samme verdi.



Figur 8.5: Modell for lastrespons ved spenningsøkning.

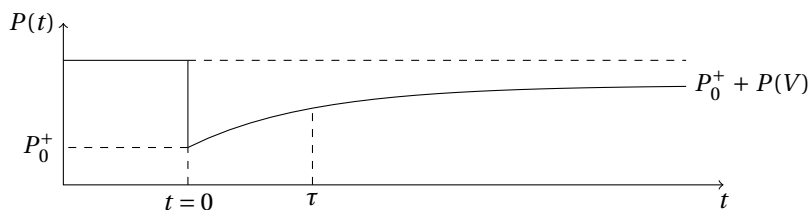
For spenningsreduksjon benyttes en tilsvarende modell for gjeninnhenting av aktiv effekt:

$$P(t) = P(V)(1 - e^{-\frac{t}{\lambda}}) + P_{0+} \quad t \geq t_0 \quad (8.3)$$

Hvor P_{0+} er den transiente andelen av lasten, λ er tidskonstanten, og $P(V)$ er andelen som gjeninnhentes etter en spenningsendring.

Responsen til modellen ved en spenningsreduksjon er plottet i Figur 8.6 med en spenningsreduksjon ved $t = 0$. Rett etter spenningsendring har modellen verdien P_{0+} , og deretter øker verdien mot den stasjonære verdien $P_{0+} + P(V)$.

For hver sprangrespons må tre parametere i modellene tilpasses. Tilpassede parametrene er $P(V)$, λ og P_{0+} for spenningsreduksjon, og $P(V)$, λ og P_S for spenningsøkning. For å fastsette de tilpassede parametrene som kan endres i modellene er MATLABs kurvetilpasningsfunksjon benyttet. Kurvetilpasningsfunksjonen minimerer den kvadratiske



Figur 8.6: Modell for lastrespons ved spenningsreduksjon.

differansen mellom modellen og de observerte verdien ved å minimerer det matematiske uttrykket i (8.4) [30, 31].

$$\min F = \sum_{t=0}^n (y_t - \hat{y}_t)^2 = \sum_{t=0}^n (y_t - P(t))^2 \quad (8.4)$$

Hvor

y_t - Observert verdi

\hat{y}_t - Estimert verdi

8.7 Transient spenningsavhengighet

Videre i dette kapittelet anvendes eksponentialrepresentasjon for å uttrykke spenningsavhengigheten til den aktive lasten både for stasjonær og transient spenningsavhengighet. (8.5) benyttes videre for å beregne spenningsavhengighetseksponenten.

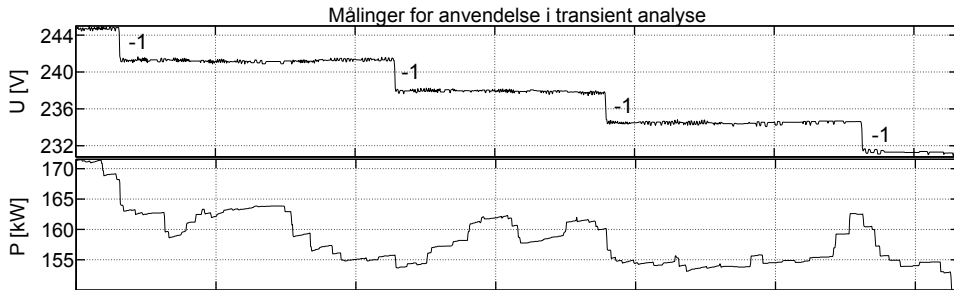
$$\alpha = \frac{\log \frac{P}{P_0}}{\log \frac{U}{U_0}} \quad (8.5)$$

Transient effekt modelleres ved å analysere last og spenning i øyeblikket trinnstillingen endres på krafttransformatoren. En endring fra øverste til nederste trinnstilling inneholder flere trinnstillingsendringer hvor transformatoren må innom samtlige trinn, dermed er dette en trappefunksjon. Et eksempel på et utsnitt fra målingene hvor transient spenningsavhengighet kan analyseres er gitt i Figur 8.7. En mer detaljert forklaring av eksponentialrepresentasjon kan finnes i Kapittel 4.3.

I Tabell 8.2 er hovedresultatene gitt fra den transiente spenningsavhengighetsanalysen for belastningen på fordelingstransformatoren. De beregnede transiente spenningsavhengighetseksponentene ligger mellom 0,73 og 3,15, og flertallet har 2 som tilnærmet verdi.

Tabell 8.2: Transient spenningsavhengighet forsynt fra fordelingstransformator.

Klokkeslett	10.20	10.50	11.25	12.00	12.50	13.10	13.25	13.55	14.25	14.50
α_t	1,67	1,55	0,73	1,94	3,15	0,92	2,01	2,19	2,10	2,30



Figur 8.7: Målinger med høy oppløsning, som kan brukes til å lese av transient spenningsavhengighet for belastningen på fordelingstransformatoren.

En tilsvarende tabell med transient spenningsavhengighetsekspONENTER for belastningen på radialen er gitt i Tabell 8.3. Den transiente eksponenten ligger nært rent ohmsk, og er noe høyere enn de transiente spenningsavhengighetsekspONENTENE til belastningen på fordelingstransformatoren.

Tabell 8.3: Transient spenningsavhengighet for last forsynt fra Huseby Transformatorstasjon.

Klokkeslett	10.20	10.50	11.25	12.00	12.50	13.10	13.25	13.55	14.25	14.50
α_t	2,73	2,05	2,01	2,23	2,01	1,67	1,80	1,94	1,90	2,03

8.8 Stasjonær spenningsavhengighet

8.8.1 Metode og forenklinger

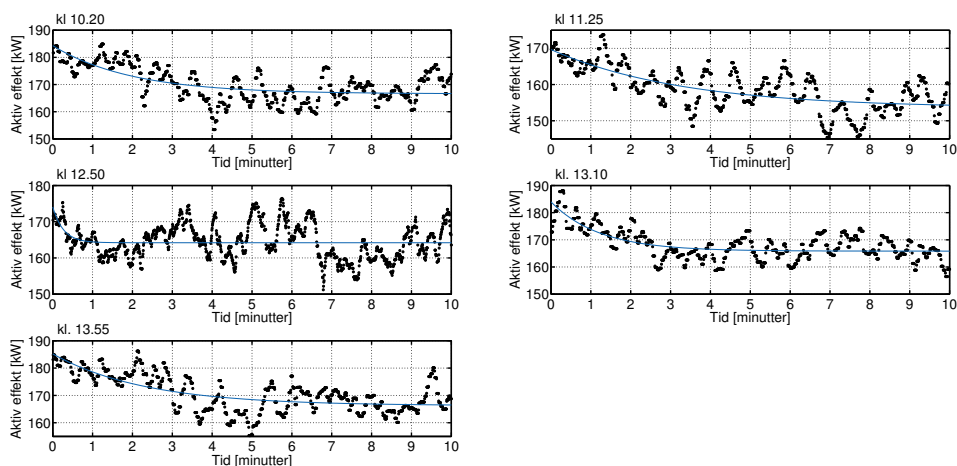
Stasjonær spenningsavhengighet analyseres med samme metode som belastningens transiente spenningsavhengighet, men istedenfor å benytte verdien for belastningens aktive effekt like etter spenningsendringen, benyttes den stasjonære verdien som er modellert etter spenningsendringen.

Lastmodellens tidskonstant λ avgjør hvor lang tid det tar før modellen oppnår stasjonært nivå. Dersom λ -verdien er stor, medfører det at det tar lang tid før modellen oppnår stasjonært nivå. For å fjerne usannsynlig høye tidskonstanter er det valgt å sette en grense på λ for 300 sekunder. Altså må modellen ha oppnådd stasjonær verdi etter 25 minutter.

Lastmodeller som ikke oppnår stasjonære nivå innen 25 minutter er tilnærmet lineære i det studerte tidsrommet. For lastmodeller med λ større enn 300 sekunder er det derfor valgt å benytte aktiv effekt etter 10 minutter som stasjonær verdi. For tilpassede lastmodeller med λ lavere enn 300 sekunder benyttes modellens faktisk stasjonære verdi.

8.8.2 Belastning forsynt fra fordelingstransformator

Tilpasningene og målt belastning er plottet i Figur 8.8, hvor spenningen har blitt økt ved $t = 0$. Tidskonstantene til modellen ligger mellom 16,2 og 199 sekunder. Lastresponsen klokken 12.50 har den hurtigste responsen.



Figur 8.8: Sammenligning av lastmodell for aktiv effekt mot observerte verdier for spenningsøkning. De svarte punktene er de observerte verdiene, mens de heltrukne blå linjene er lastmodellen som er tilpasset spranget.

For å analysere den stasjonære spenningsavhengigheten benyttes en tilsvarende tabell som for transiente spenningsavhengighet, og i tillegg oppgis tidskonstanten hvor 63 % av stasjonærverdien er oppnådd. I Tabell 8.4 er analysen for stasjonær spenningsavhengighet. Spenningsavhengighetseksponentene ligger innenfor området -3,35 til 1,98.

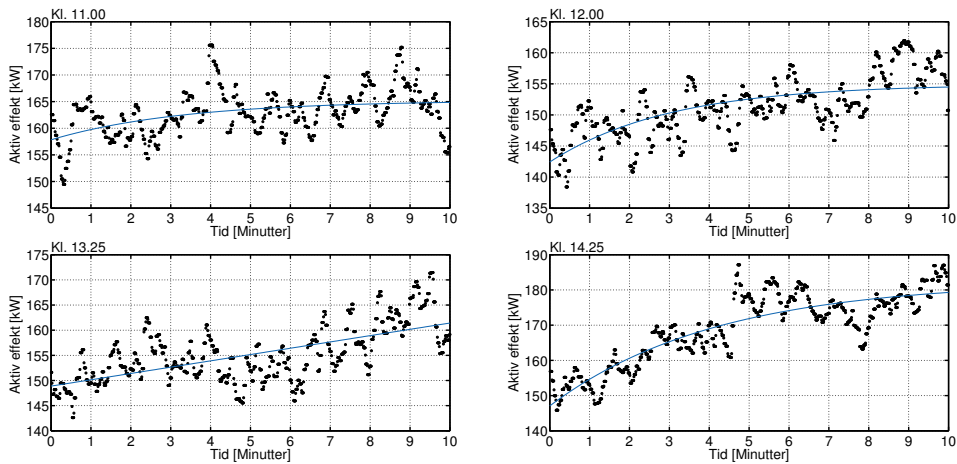
Tabell 8.4: Stasjonær spenningsavhengighet for spenningsøkning for fordelingstransformatorbelastning.

Klokkeslett	P_0 [kW]	P_{ST} [kW]	U_0 [V]	U [V]	α_t	λ [sek]
10.20	176,2	166,6	237,5	244,3	-1,98	119
11.25	164,7	153,5	231,2	244	-1,30	199
12.50	156,7	164,2	231,8	238,4	1,67	16,2
13.10	181,3	165,0	238,9	245,7	-3,35	73,4
13.55	163,0	166,2	231,2	245	0,34	140
Sum	841,8	815,5	1170,6	1217,4		

Siden lastsammensetningen i løpet av det analysert tidsområdet kan endres mye, er det interessant å analysere den total endringen for alle spenningsøkningene. Ved å fokusere på total endring i belastning, kan sannsynligvis noe av variasjonen i lastsammensetningen filtreres ut. Nederst i Tabell 8.4 er summen av aktiv effekt før og etter spenningsøkning, og totalt sett avtar den aktive lasten.

Kurvetilpasningene og belastningsobservasjonene for spenningsreduksjonene er gitt i Figur 8.9. Tre av fire lastmodeller har tidskonstant mindre enn 300 sekunder. Modellen

for spenningspranget ved klokken 13.25 har en tidskonstant som er 80 000 sekunder, og ser dermed ut til å ha en lineær økning i hele det studerte tidsområdet.



Figur 8.9: Målt lastforløp og modell etter spenningsreduksjon for belastning på fordelingstransformator.

Siden modellen for den aktive lasten klokken 13.25 ser ut til å være en tilnærmet lineær sammenheng, kan ikke den stasjonære verdien benyttes. I stedet er det benyttet verdien som modellen har oppnådd etter 10 minutter, og denne verdien finnes også i Tabell 8.5 for P_{ST} .

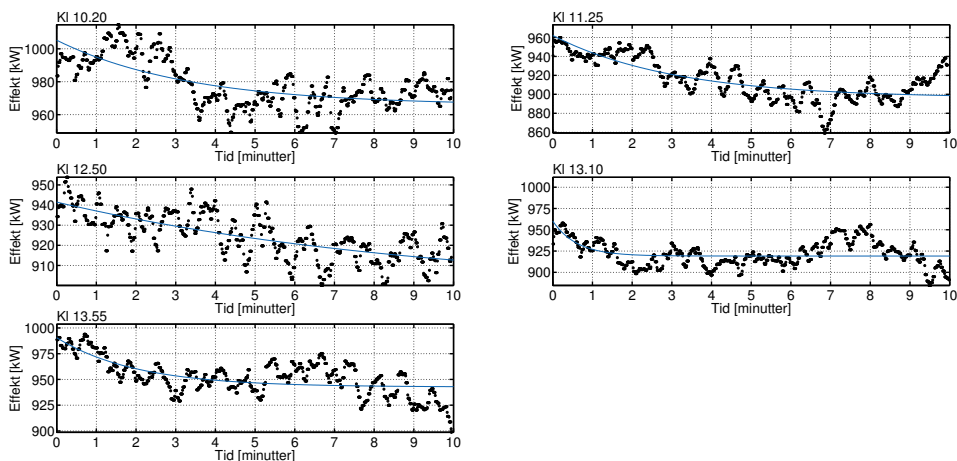
Tabell 8.5: Stasjonær spenningsavhengighet med tidskonstanter for belastning på fordelingstransformator etter spenningsreduksjon.

Klokkeslett	P_0 [kW]	P_{ST} [kW]	U_0 [V]	U [V]	α_s	λ [sek]
10.50	170,59	165,19	244,70	231,1	0,56	200
12.00	164,80	154,90	244,30	230,63	1,08	181
13.25	160,38	162,50	245,08	231,59	-0,23	8,00e+05
14.25	166,38	182,43	244,82	231,66	-1,67	248
Sum	662,15	665,02				

SpenningsavhengighetsekspONENTEN for modellene ligger mellom 0,23 og 1,67. Som det tidligere ble vist er det en sterk økende trend i forbruket fra klokken 14.25 til 16.00. Lastøkning skyldes høyst sannsynlig en endring i lastsammensetning og ikke spenningsavhengighet. Dermed er det aktuelt å utelukke spenningsavhengigheten for 14.25. Utelukkes sprangresponsen klokken 14.25 så er spenningsavhengighetsekspONENTEN mellom -0,23 og 1,08.

8.8.3 Belastning forsynt fra radial

Sammenligning mellom modell og målte verdier på radial ved spenningsøkning finnes i Figur 8.10. Modellen for sprangresponsen klokken 12.50 er tilnærmet lineær, og en tilnærmet lineær trend medfører også her at tidskonstanten er svært høy.



Figur 8.10: Opptirninger 18.03.2014 sett fra Huseby Transformatorstasjon.

I Tabell 8.6 er avlesninger fra blant annet Figur 8.10 gjengitt. Den svært høye tidskonstanten er også gitt i tabellen, som gjør at modellen ikke oppnår stasjonær verdi i den studerte tidsperioden. SpenningsavhengighetsekspONENTEN ligger mellom 1,54 og -0,16.

Tabell 8.6: Numeriske resultater fra opptirning.

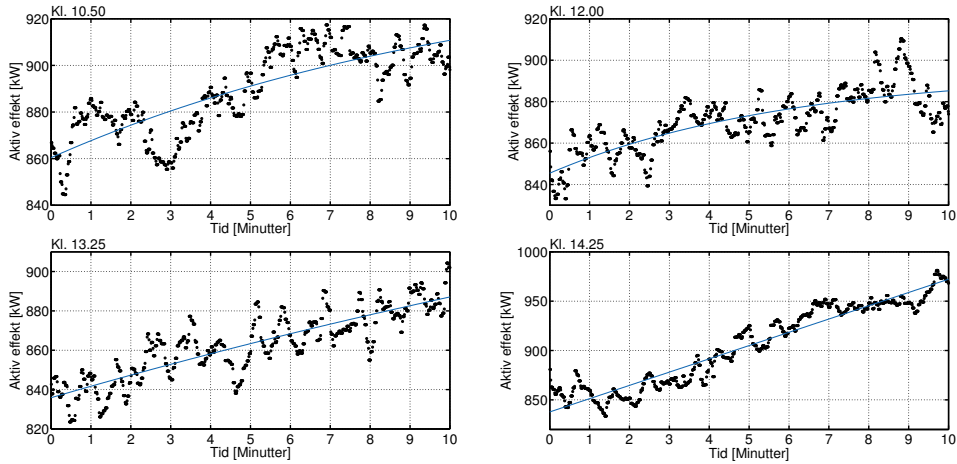
Klokkeslett	P_0 [kW]	P_{ST} [kW]	U_0 [kV]	U [kV]	α_s	λ [sek]
10.20	924	965,7	11,7	12,04	1,54	202
11.30	879	896,1	11,39	12,05	0,34	186
12.50	913,29	912	11,42	11,74	-0,05	579
13.00	923,25	919,2	11,75	12,07	-0,16	36
13.55	891,99	942,6	11,41	12,07	0,98	122
Sum	4531,53	4635,6				

I Figur 8.11 er det plottet måleverdier og tilpasset modell for den aktive effekten. Samtlige tilpassede modeller har en tidskonstant over 300 sekunder, og det er derfor benyttet stasjonær verdi etter 10 minutter.

I Tabell 8.7 er analysen for stasjonær spenningsavhengighet på radial ved spenningsreduksjon, hvor spenningsavhengighetsekspONENTEN er mellom -0,94 og 0,76. Målingene klokken 14.25 må også her utelukkes på grunn av lastendring, og dermed ligger spenningsavhengighetsekspONENTEN mellom 0,43 og 0,76.

8.9 Diskusjon om spenningsavhengighet

Den transiente spenningsavhengigheten har trender mot konstant impedans både for belastningen på fordelingstransformatoren og radialen, hvor målingene på radialen har en sterkere trend mot rent ohmsk. Målingene på nettstasjonen har derimot flere transiente hendelser hvor effekten er nært konstant strøm.



Figur 8.11: Lastrespons sett fra radial ved nedtrinninger.

Tabell 8.7: Stasjonær spenningsavhengighet radial.

Klokkeslett	P_0 [kW]	P_{ST} [kW]	U_0 [kV]	U [kV]	α_s	λ [sek]
11.00	940,533	912	12,05	11,39	0,55	672
12.00	926,01	888	12,00	11,36	0,76	357
13.30	912,222	890	12,04	11,37	0,43	2041
14.25	929,97	980	12,05	11,40	-0,94	2.28e+06
Sum	3708,735	3670				

De stasjonære verdiene for spenningsavhengigheten til den aktive effekten varierer fra spenningsprang til spenningsprang, hvor noen innehar negativ spenningsavhengighetseksponten (reduksjon i effekt dersom økning i spenning), mens andre har positiv spenningsavhengighet (økning i forbruk dersom økning av spenning). Derimot har alle lastforløp til felles at effekten etter en økning i spenning vil få en transient som øker i forhold til lasten før spenningsendring, for så å avta mot et stasjonært punkt, og motsatte hendelser for en spenningsreduksjon.

Å fastsette lastens spenningsavhengighet ned på hver eneste fordelingstransformator viser seg å være svært utfordrende. Hovedårsaken til at det er krevende å fastsette spenningsavhengighetseksponten er variasjonen i lasten som oppstår uavhengig av spenningsendring. Forholdet mellom lastendring som oppstår uavhengig av spenningsendring og endring som skyldes spenningsavhengighet gjør at modellerte eksponenter for lastens spenningsavhengighet varierer mye.

Måleresultater for spenningsavhengighet fra Sverige er sammenlignet med resultatene fra denne oppgaven i Tabell 8.8. Den transiente spenningsavhengigheten varierer mer i denne oppgaven enn resultatene fra Sverige. Den stasjonære spenningsavhengighetsekspontenene fra Sverige har også mindre spredning. Målingene i Sverige ble foretatt med en belastning på 5 til 30 MW. Til sammenligning er den analyserte belastningen i denne oppgaven 0,150 til 1,0 MW.

Tabell 8.8: Måleresultater for spenningsavhengighet i Sverige [19] sammenlignet med måleresultater fra denne oppgaven (nederste linje).

Last	α_t	α_s
Husholdninger Sverige	1,6-2,5	0,2-0,9
Husholdninger/februar Sverige	2,3	0,4
Industri Sverige	0,1-1,4	3,5-5,3
Husholdninger Norge	0,73-3,15	-3,35-1,67

I lisensiatavhandlingen "Dynamic Load Models for Power Systems - Estimation of Time-Varying Parameters During Normal Operation" [32] ble det kommentert at valget av tidskonstanten er en avveining mellom måletid og tilfeldige endringer i last. Måletiden vil da påvirke hvor mye lasten rekker å hente seg inn mot stasjonært nivå. Det er det samme som kan observeres i måleresultatene i denne oppgaven, men med enda større tilfeldighet på grunn av at målingene er foretatt på et lavere spenningsnivå (11/.23kV mot 132kV). Variasjonen kan også være en årsak til at det finnes lite litteratur om lastens spenningsavhengighet på 230V-spenningsnivå.

Flere av spenningsavhengighetsekspONENTENE har negativ verdi, noe som medfører en belastningsreduksjon ved spenningsøkning. En reduksjon i aktiv effekt kan skyldes at sluttbrukerne har varmeovner som benytter bimetalliske termostater. Bimetalliske termostater har en karakteristikk hvor stasjonær gjennomsnittlig effekt har motsatt endring av spenning [10], og kan derfor medføre en negativ spenningsavhengighetsekspONENT.

For å filtrere ut noe av tilfeldighetene, kan den totale verdien for spenningsøkning og spenningsreduksjon analyseres. For målingene på fordelingstransformatoren kan det observeres at summen av alle spenningsøkningene fører til at den aktive effekten avtar. Hvis det fokuseres på spenningsreduksjon, er summen av den aktive lasten tilnærmet konstant. For den stasjonære aktive effekten for målingene på radialen, øker den totale effekten noe ved spenningsøkning, mens ved spenningsreduksjon er den tilnærmet konstant. Det er dermed usikkert hvilket spenningsavhengighetsekspONENT som er korrekt på grunn av tilfeldige lastendringer.

I [33] er det foretatt analyser av spenningsavhengigheten til lasten ved bruk av statistikk. Målingene er fra Québec i Canada og analysen tyder på at spenningsavhengigheten er temperaturavhengig. For en last med privatboliger med elektrisk oppvarming viser resultatene i [33] at lasten øker med 0,06 % dersom spenningen økes med 1 % på vintertid. Altså er vinterbelastningen svært nært konstant effekt. På sommertid viste derimot målingene en økning med 0,67 % ved en spenningsøkning på 1 % .

Det virker sannsynlig at belastningen på Huseby er konstant effekt for store deler av året på bakgrunn av at en svært stor andel er det årlige energiforbruket i Norge er termostattstyrt laster, som resultatene fra blant annet [33] tyder på at er tilnærmet konstant effekt. En gjennomsnittlig husholdning i Norge bruker 84 % til romoppvarming, romkjøling og vannoppvarming [34]. Videre i denne oppgaven gjøres det derfor simuleringer med konstant effekt laster. Videre diskusjon om spenningsavhengighet finnes i Kapittel 15.

9 Trinning og trinnkoblerstilling

Dette kapittelet fokuserer på trinn- og lastkoblere. Først gis det en innføring i trinnkoblere, for deretter å presentere en ny trinningsstrategi for krafttransformatoren. Det gjøres en sammenligning av virkemåte mellom dagens trinningsstrategi på krafttransformatoren og den foreslåtte trinningsstrategien. Deretter foreslås det en mer optimal trinnstilling på fordelingstransformatorene, og det foretas simuleringer for å vise virkningene av endrede trinnstillinger. Hovedfokuset i dette kapittelet er derfor trinningsstrategier.

9.1 Introduksjon til last- og trinnkoblere

Omsetningsforholdet til en transformator kan endres ved endre antall innkoblede vindinger. Antall innkoblede vindinger endres ved å endre trinnkoblerstillingen til transformatoren. Hovedgrunnen til å utstyre transformatoren med trinnkobler er å kunne endre spenningen, enten med eller uten last.

Trinnkoblere som kan koble med last er også kalt lastkoblere (engelsk: On-load Tap changers), mens trinnkoblere som kun kan koble uten last er kalt trinnkoblere (engelsk: off-load tap changers). Merk dermed at trinnkobler kan bety trinnkoblere som kan koble både med og uten last, mens lastkoblere er ensbetydende med "on-load tap changer".

I Figur 9.1 er det vist en lastkobler som benytter resistanser for å gjøre lastkoblingen. Lastkobleren er som regel tilkoblet høyspentsiden av transformatoren, slik at strømmen som skal håndteres er minst mulig. Ved trinnendring for lastkobleren i Figur 9.1 må lastkoblingen gjøres så raskt som mulig for å unngå varmgang i resistansene. Vekslingen fra trinn 2 til 3 gjøres ved å legge inn bryter 3, flytte den roterende bryteren slik at strømmen går gjennom motstand A, deretter flytte ytterligere slik at strømmen går gjennom motstand A og B for så å flytte den roterende bryteren til B slik at strømmen kun går gjennom B [35]. Deretter kan bryter 3 åpnes. På denne måte unngås det at strømmen brytes under lastkoblingen.

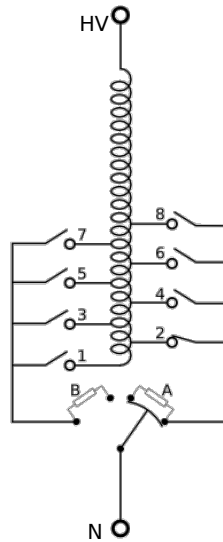
Lastkoblere brukes som regel for transformatorer som har en høyere spenning over sekundærsiden enn 690/400/230 V. Dette er også situasjonen på Huseby hvor 66/11kV-krafttransformatoren benytter en lastkobler. Mulige lastkoblerstillinger til en transformator er oppgitt med antall steg og stegstørrelse. Krafttransformatoren på Huseby har følgende reguleringsmuligheter:

Tabell 9.1: Reguleringsmuligheten for krafttransformatoren på Huseby.

Merkespenning høyspentvikling	63,0 kV
Merkespenning lavspenning	11,8 kV
Regulering pluss	6 stykk
Regulering minus	6 stykk
Stegstørrelse	1,5 %

En høyere trinnstilling vil føre til lavere spenning over lavspenningviklingen, da spenningen over høyspenningviklingen er fast på grunn av overliggende lastkoblere som holder spenningen fast i overføringsnett.

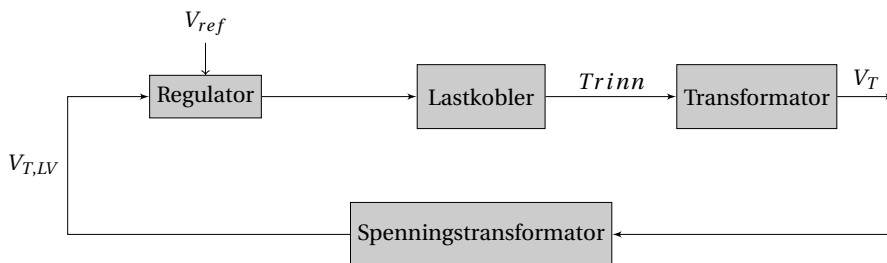
Trinnkoblere som ikke har mulighet for lastkoblingen benyttes på fordelingstransformatorene på Huseby. Ofte har fordelingstransformatorene grovere og færre trinn enn krafttransformatoren.



Figur 9.1: Lastkobler som benytter seg av vekslingsteknikk med resistanser [36].

9.2 Trinningsstrategier for krafttransformator

Trinningen på krafttransformatoren i Huseby-transformatorstasjon styres av en regulator. Dagens regulator har som mål å opprettholde en mest mulig stabil spenning på 11,67 kV over 11kV-samleskinnen. Altså er kobling mellom krafttransformatoren og regulatoren slik som vist i Figur 9.2.



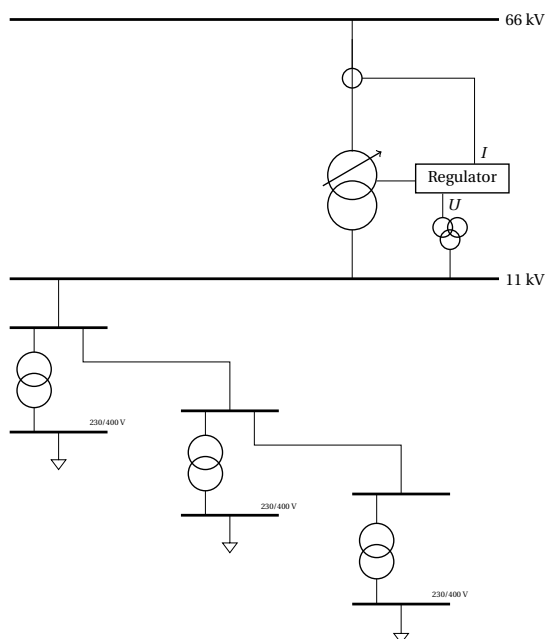
Figur 9.2: Blokkdiagram for lastkoblerregulator.

Regulatoren tar inngang fra spenningstransformatoren som måler spenning på sekundærsidene av krafttransformatoren. Spenningen V_{ref} er skal-verdien som regulatoren prøver å opprettholde, og dersom spenningsavviket blir for stort sendes signal til lastkobleren om å endre trinnstilling. Det er også mulig å kompensere for spenningsfall i det underliggende nettet (Z-kompensering), men dette har ikke blitt tatt i bruk.

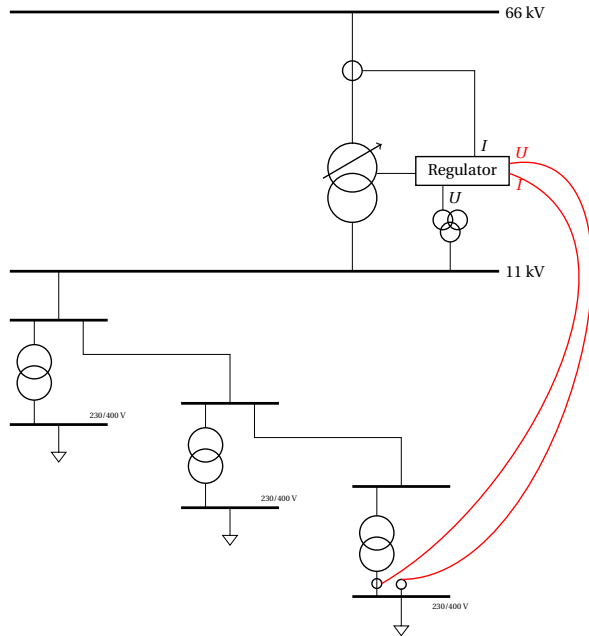
SINTEF Energi AS har i forbindelse med et tidligere prosjektet på oppdrag av Trønder-

Energi Nett jobbet med en idé om fjernregulering [3]. Med fjernregulering benyttes det måleverdier fra sekundærsiden på en fordelingstransformator istedenfor sekundærsiden på krafttransformatoren, hvor hensikten er å oppnå så høy spenning i lavspennettet som FoL tillater. En økning av spenningen kan også gjøres uten fjernregulering, ved å endre V_{ref} i regulatoren, men dersom muligheten for fjernregulering benyttes vil spenningen kunne økes ytterligere. Nettet som SINTEF Energi AS studerte var på Paulinelund, og det ble gjort anslag om at energitapene kunne reduseres med 4,7 % ved å endre trinningsstrategien på fordelingstransformatorene, og ytterligere 2,6 % ved å benytte målepunkt i lavspennettet (230/400V).

Dagens tradisjonelle oppsett for en krafttransformator med regulator er gitt i Figur 9.3 og løsningen SINTEF Energi AS jobbet med i Paulinelund prosjektet er illustrert i Figur 9.4. Som Figur 9.4 illustrerer, benytter den nye regulatoren inngangsverdier fra målinger på fordelingstransformatoren. Overføringen av måleverdiene kan for eksempel foretas digitalt fra nettstasjon til transformatorstasjon.



Figur 9.3: Dagens løsning for lastkablerregulator.



Figur 9.4: Ny løsning for lastkoblerregulator.

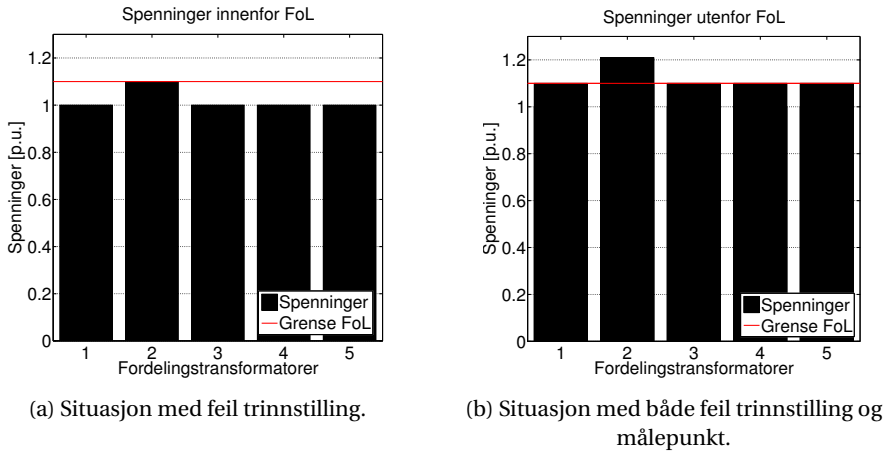
Videre i dette kapittelet vil ideen overføres til nettet på Huseby, og det vil bli sett på potensialet og mulige løsninger.

9.3 Valg av målepunkt for regulator

For å unngå at det oppnås for høy spenning ved fjernregulering er det viktig å ha en jevn fordeling av spenningene i lavspenningsnettet. Spenningsfordelingen endres ved å endre trinnkoblerstillingen på fordelingstransformatorene. Det er også viktig at punktet i lavspenningsnettet som har høyest spenning benyttes som målepunkt for regulatoren. Valg av referansepunkt og korrekt innstilling av trinnkoblere er viktig for å:

- Ha høyest mulig spenning i lavspenningsnettet
- Unngå at spenningen overstiger kravene i FoL

Figurene 9.5a og 9.5b viser konsekvensene av å ha en ujevn fordeling av spenninger på de lavspente samleskinnene. Figur 9.5a har valgt korrekt målepunkt, men har ujevn spenning i lavspenningsnettet, og Figur 9.5b har ujevn spenning i lavspenningsnettet og feil målepunkt. Konsekvensen for driftssituasjonen i Figur 9.5a er at det oppnås så høy spenning som mulig, i eksempelet blir snittspenning 234,6 V. I driftssituasjonen i Figur 9.5b har en av transformator-kretsene en spenningsverdi utenfor grensen 1,1 pu, og nettet har dermed ikke en akseptabel driftssituasjon.



9.4 Trinningsstrategi for fordelingstransformatorene

Som illustrert i slutten av forrige kapittel bør fordelingstransformatorene være trinnet så jevnt som overhodet mulig. Trinnstillingsegenskapene for fordelingstransformatoren på Huseby er gitt i Tabell 9.2. Den viser at det er en stor andel av fordelingstransformatorene som har en nominell spenning over høyspentviklingen på 11,43 kV og nominell spenning over lavspenningens side som er 235 V. Dermed bør utgangsspenningen til disse fordelingstransformatorene ligge høyest, slik at mesteparten av spenningene i lavspenningsnettet er så høy som mulig

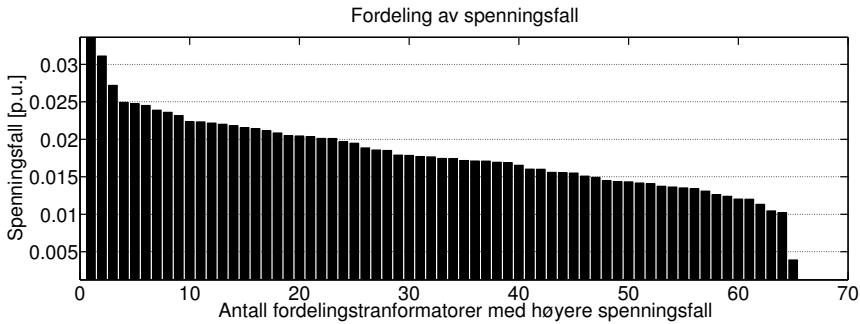
Tabell 9.2: Oversikt over fordelingstransformatorer

Nominell spenning høyspent-side [V]	Nominell spenning lavspenning-side [V]	Antall	Trinnstilling plus [%]	Trinnstilling minus [%]
11430	235	50	2×2,5	2×2,5
11430	240	5	2×2,5	2×2,5
11000	415	3	2×2,5	2×2,5
11000	240	1	2×2,5	2×2,5
11000	415/240	2	2×2,5	2×2,5
11430	415/240	1	2×2,5	2×2,5

Det er fire faktorer som påvirker spenningen over lavspenningens side til fordelingstransformatorene

- Belastning.
- Spenning i overliggende nett.
- Lastkoblerstilling for krafttransformator.
- Trinnkoblerstilling til fordelingstransformatorene.

I Figur 9.6 vises spenningsfallet på sekundærsiden av fordelingstransformatorene (forskjell mellom tung- og lettlast). Som figuren viser er det ikke et stort spenningsfall, de fleste har et spenningsfall som ligger mellom 0,01 og 0,025 pu.



Figur 9.6: Fordeling spenningsfall

På bakgrunn av det jevne spenningsfallet ble det valgt å trinne fordelingstransformatorene jevnt etter spenningen i lettlast. Unntaket fra denne strategien er fordelingstransformatoren som har lavt spenningsfall, den ble trinnet slik at spenningen over sekundærsiden er noe lavere slik at det unngås for høy spenning ved tunglast. Den nye trinningsstrategien er gitt i Tabell 9.3 for toviklingstransformatorer og i Tabell 9.4 for treviklingstransformatorer.

Tabell 9.3: Trinningsstrategi for toviklingstransformatorer

Spenning høy-spentvikling	Spenning lav-spentvikling	Trinn	Trinnkoblerstilling	Spenning [V]	Spenning [p.u.]
11430	235	-1	11144,25	245,66	1,07
11430	240	0	11430	244,62	1,06
11000	415	2	11550	418,59	1,05
11000	240	2	11550	242,08	1,05

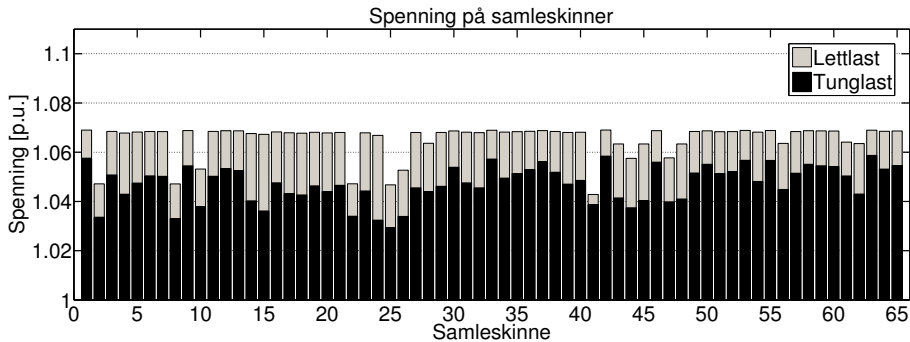
Tabell 9.4: Trinningsstrategi for treviklingstransformatorer

Spenning høy-spentvikling	Spenning lav-spentvikling	Trinn	Trinnkoblerstilling	Spenning [V]	Spenning [p.u.]
11000	415	2	11550	418,59	1,04
11000	240	2	11550	242,08	1,05
11430	415	0	11430	422,99	1,06
11430	240	0	11430	244,62	1,06

Ved å benytte denne strategien oppnås det en spenningsfordeling som illustrert i Figur 9.7, hvor det er simulert med dagens regulator. Denne strategien har jevnere spenning enn strategien som er valgt i nåværende nett i både tung- og lettlast.

9.5 Simuleringsmetode for fjertrinring

For å analysere differansen mellom dagens og den nye trinningsstrategien ble det foretatt simuleringer hvor spenning over 11kV-samleskinnen ble satt ved hjelp av halveringsmetoden. Halveringsmetoden ble spesifisert slik som gitt i (9.1).



Figur 9.7: Spenning med ny trinningsstrategi for fordelingstransformatorene. Spenningen over 11kV-samleskinnen er simulert med 11,67 kV.

$$F(x) = U_{max_pu} - 1, 10 = 0 \quad (9.1)$$

Hvor:

x - Spenningen over 11kV-siden av krafttransformatoren

U_{max_pu} - Spenningen over samleskinnen med høyest spenning i lavspennet

Ved å benytte halveringsmetoden simuleres den stasjonære delen av en lastkobler med målepunkt i lavspennet i simuleringsprogrammet MATPOWER. Lastkobleren er i utgangspunktet ikke inkludert i MATPOWER, men ved å benytte denne tilnærmingen kan lastkobleren med fjernregulering modelleres. Ulempen er at metoden ikke tar hensyn til stegstørrelsen for trinnene i krafttransformatoren. Kildekoden er gitt i Vedlegg E.

For å kunne sammenligne trinningsstrategien er det først kjørt simuleringer med dagens trinnstilling på fordelingstransformatorene og deretter med ny strategi for trinning på fordelingstransformatorene.

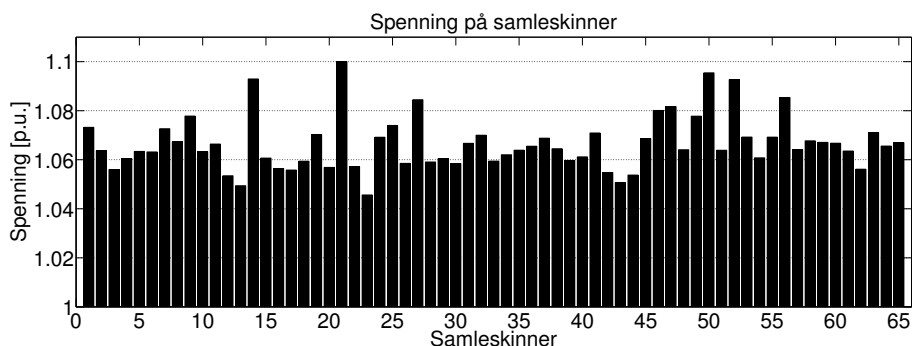
9.6 Simuleringsresultater

9.6.1 Opprinnelig trinning

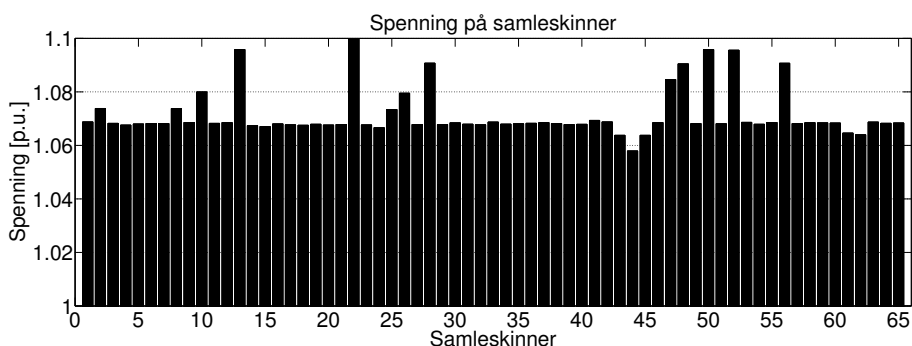
Den opprinnelige trinningen var ikke optimalisert for fjernregulering, hvor noen samleskinner hadde høy spenning grunnet trinnkoblerstillinger som varierte mye fra de andre trinnkoblerstillingene. For å kartlegge spenninger i forskjellige driftsituasjoner og å analysere hvilket punkt som skulle benyttes som målepunkt for fjernregulatoren, ble det foretatt simuleringer for tung- og lettlast.

I Figur 9.8 vises simuleringsresultatene for lettlast. Figuren viser at det er mange transformatorretter som har lavere spenning enn 1,1 pu. Den gjennomsnittlige spenningen over de lavspente samleskinnene ble simulert til 1,0714 pu som tilsvarer 246 V.

Som det kan observeres fra Figur 9.9 var spenningene i transformatorrettene betydelig mer ujevne i tunglast. Den gjennomsnittlige spenningen over samleskinnene var 1,066 pu, noe som tilsvarer 245,18 V.



Figur 9.8: Spenninger på lavspentsamleskinner med 11,97 kV på svingmaskin ved lettlast. Opprinnelig trinningsstrategi.



Figur 9.9: Spenninger på lavspentsamleskinner med 12,1 kV på svingmaskin ved tunglast. Opprinnelig trinningsstrategi.

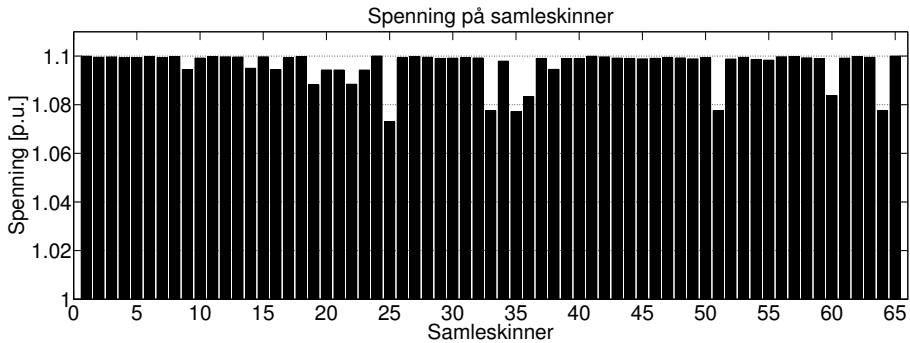
Ved tunglastsituasjon ble spenningen over 11kV-samleskinnen simulert til 12,10 kV for å oppnå en spenning på 1,1 pu i transformator-kretsen med høyest spenning. I lettlast ble den simulert til 11,97 kV. Som det ble vist tidligere, er dagens spenning over 11kV-samleskinnen gjennomsnittlig 11,67 kV. Det er dermed rom for en økning av spenningen på 11kV-samleskinnen i en størrelsesorden mellom 2,57 og 3,68 % uten å endre trinnkoblerstillingene på fordelingstransformatorene.

Det kan observeres fra både Figur 9.8 og 9.9 at spenningen i node 22 er klart høyest i både tung- og lettlast. Benyttes målepunkt i lavspenningsnettet er noden nødt til å ha høyest spenning i både tung- og lettlast, for å ha spenninger innenfor FoL i alle driftssituasjoner. Nettet vil derfor kunne driftes med dagens trinnkoblerstillinger og fjernregulering.

9.6.2 Ny trinning

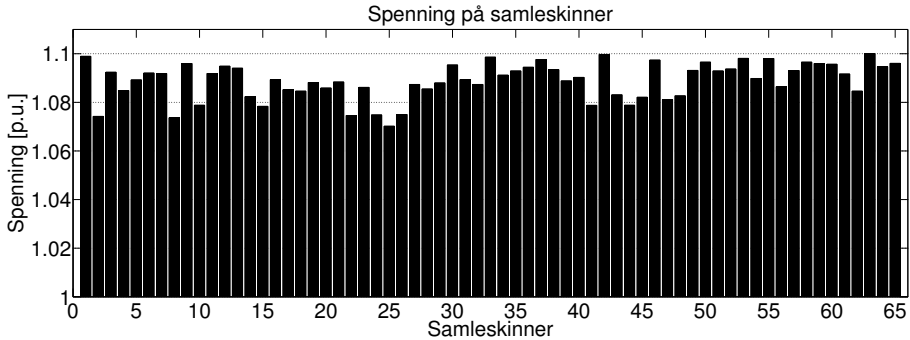
Nettmodellen med ny trinningsstrategi på fordelingstransformatorene er gitt i Vedlegg G.3. For lettlast vil den gjennomsnittlige spenningen over lavspentsamleskinnene være 1,0962 pu (252 V) og spenningen svingmaskinen er 12,0 kV. Endring i gjennomsnittlig spenning over lavspentsamleskinnene tilsvarer en endring på 2,315 % dersom det

sammenlignes den dagens trinnstilling og fjernregulator. Spenningsens effektivverdi på samleskinnene ved lettlast er vist i Figur 9.10.



Figur 9.10: Spenninger på lavspentsamleskinner med 12,0 kV på svingmaskin ved lettlast. Ny trinningsstrategi. Nettmodellen kan finnes i Vedlegg G.3

Spenningen i tunglast er illustrert i Figur 9.11. For tunglast vil den gjennomsnittlige spenningen over lavspentsamleskinnen være 1,0889 pu (250,4 V). Endringen i gjennomsnittlig spenning over lavspentsamleskinnene tilsvarer en økning på 2,148 % dersom det sammenlignes med dagens trinnstilling og fjernregulator.



Figur 9.11: Spenninger på lavspentsamleskinner med 12,2 kV på svingmaskin ved tunglast. Ny trinningsstrategi.

9.7 Sammendrag

Ny trinningsstrategi går ut på å endre målepunktet fra sekundærsiden til krafttransformatoren til sekundærsiden til en valgt fordelingstransformator.

Fordelingstransformatorene trinnnes jevnt slik at det oppnås en jevn spenningsfordeling, et sammendrag av simuleringsresultatene finnes i Tabell 9.5

Tabell 9.5: Sammenligning av spenninger ved ulike trinningsstrategier for fordelingstransformatorer. Begge benytter fjernregulering.

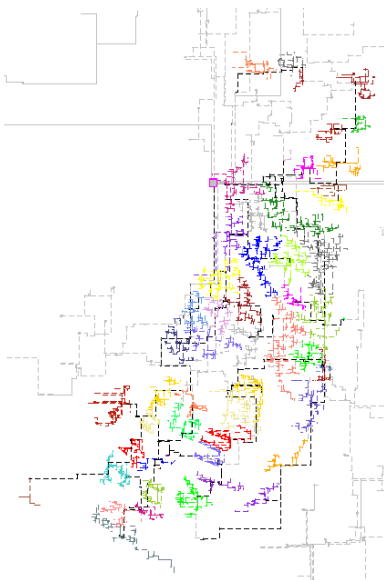
Scenario	Tunglast spenning [pu]	Lettlast spenning [pu]
Dagens trinning	1,0714	1,066
Ny trinning	1,0889	1,0962

10 Tapsberegninger med statistiske lastdata

Hensikten med dette kapittelet er å kartlegge størrelsen av tapene ved forskjellige trinnsstrategier på fordelingstransformatorer og krafttransformator. Forbedringene som presenteres i dette kapittelet tar ikke utgangspunkt i at regulatoren har et målepunkt i lavspentnett, men regulatoren har sitt ordinære målepunkt på sekundærsiden av krafttransformatoren.

10.1 Generelt om nettmodellen

Nettmodellen det foretas simuleringer på inneholder både lavspent- og høyspent fordelingsnett. Dette medfører at nettmodellen blir særdeles stor og at et detaljert enlinjeskjema er vanskelig å presentere. Et enlinjeskjema som viser nettet med forskjellig farge for hver transformatorrets er gitt i Figur 10.1. Nettmodellen inneholder 5500 sluttsteder og den totale belastningen ligger i området 2 MW - 30 MW, alt etter hvilken belastningssituasjon nettet befinner seg i (sommer/vinter).



Figur 10.1: Enlinjeskjema av høyspent- og lavspent fordelingsnett på Huseby.

Det som inkluderes i nettmodellen er høyspentkabler, fordelingstransformatorer, lavspentkabler og sluttbrukerlast. Det inkluderes dermed tap i 11kV-, 400V- og 230V-delen av nettet, men ikke tapene i krafttransformatoren.

10.2 Tapsberegninger med lastdata fra lastprofiler

NetBas gir muligheten til å simulere et år basert på statistiske lastdata. Slike simuleringer er utført med ulike spenninger på sekundærsiden av krafttransformatoren og forskjellige trinnstillinger på fordelingstransformatorene.

Videre i dette kapittelet vil det vises beregningsresultater fra detaljsimuleringer med følgende innstillinger på fordelingstransformatorene og krafttransformatoren:

- 11,67 kV på sekundærsiden av krafttransformatoren og eksisterende trinnkoblerstilling på fordelingstransformatorene.
- 12,0 kV på sekundærsiden av krafttransformatoren og ny trinnkoblerstilling på fordelingstransformatorene.

10.3 Simuleringsresultater

10.3.1 11,67 kV – Eksisterende trinningsstrategi på fordelingstransformatorer

11,67 kV på sekundærsiden av krafttransformatoren er slik lastkoblerregulatoren er innstilt i dag. I Tabell 10.1 vises hovedresultatene fra en detaljsimulering med 11,67 kV på sekundærsiden av krafttransformatoren og eksisterende trinnstilling på fordelingstransformatorene. Energitalapene utgjør 3,76 % med en årlig belastning på 120 GWh inklusive tap. NetBas estimerer belastningen basert på statistikk og årlig energiforbruk. De totale tapene utgjør 4204 MWh. Brukstiden for tap var 2045 timer, og det maksimale overføringstapet kan fra dette beregnes til 2,06 MW.

Tabell 10.1: Hovedresultater fra simuleringer for 2013. Simuleringene er utført med 11,67 kV på 11kV-samleskinnen.

År	2013
Totalt energiforbruk	111976 MWh
Brukstid last	3767 timer
Totalt tap	4204 MWh
Brukstid tap	2045 timer
Tomgangstap	485,597
Tapsprosent	3,755 %

I Tabell 10.2 er de viktigste resultatene fra en tunglastsimulering. Overføringstapene er vesentlig høyere enn tomgangstapene, og tapene ligger hovedsakelig i lavspenningsnettet. Dette skyldes den lave spenningen som medfører høyere strøm.

Tabell 10.2: Resultater fra tunglastsimulering med 11,67 kV på svingmaskinen og eksisterende trinningsstrategi.

Hva	P [MW]	Q [MVar]
Produksjon	31,785	8,022
Sum Last	29,728	6,022
Totalt tap fordelingstransformatorer	0,451	1,742
Tomgangstap fordelingstransformatorer	0,053	-
Tap i høyspentnett	0,801	-
Tap i lavspenningsnett	1,256	-

Siden kabeltapene er strømvhengige og tomgangstapene er spenningsavhengige forventes det at tomgangstapene utgjør en større andel i lettlast enn kabeltapene. I Tabell 10.3 vises resultatene fra en lettlastsimulering, hvor dette bekreftes. Tomgangstapene utgjør hoveddelen av tapene.

Tabell 10.3: Resultater lettlastsimulering med 11,67 kV på svingmaskinen og eksisterende trinningsstrategi.

	Hva	P [MW]	Q [MVar]
	Produksjon	2,783	0,036
	Sum Last	2,713	0,549
	Totalt tap fordelingstransformatorer	0,059	0,013
	Tomgangstap fordelingstransformatorer	0,056	-
	Tap i høyspentnett	0,062	-
	Tap i lavspenentnett	0,008	-

10.3.2 Med ny trinnstilling og spenning 12kV

Dersom det tas hensyn til den laveste lasten som statistisk sett kan oppstå er den høyeste spenningen som kan benyttes på sekundærsiden av krafttransformatoren 12 kV. Da vil kravene til spenning på $U_{nominell} \pm 10\%$ kunne tilfredsstilles ved lettlast.

I Tabell 10.4 er hovedresultatene for en detaljsimulering for 2013, hvor tapene reduseres til 3,427 % fra 3,755 %. Altså er de årlige tapene redusert med 8,7 %. Bruktid for tap øker til 2109 timer. Dette skyldes at tapene i tunglast som er svært strømvhengig, reduseres ved å øke spenningen. Det maksimale effekttapet kan regnes ut til 1,83 MW ved å benytte bruktid for tap og totale tap. Tomgangstapene har økt med 47 MWh, noe som skyldes økt spenning over fordelingstransformatorene.

Tabell 10.4: Detaljsimulering med 12,0 kV på svingmaskinen og ny trinnstilling.

	År	2013
	Total last	112567 MWh
	Bruktid last	3767 timer
	Totalt tap	3857 MWh
	Bruktid tap	2109 timer
	Tomgangstap	533 MWh
	Tapsprosent	3,427 %

I tunglast (Tabell 10.5) har den nye trinnstillingen på fordelingstransformatorene ønsket virkning. Linjetapene har gått ned. Linjetapene utgjør nå 5,92 % ved tunglast, mot 6,74 % ved dagens strategi. Årsaken er at strømvhengige tap er redusert.

Tabell 10.5: Resultater tunglastlastsimulering med 12,0 kV på svingmaskinen og ny trinningsstrategi for fordelingstransformatorer.

	Del	P [MW]	Q [MVar]
	Produksjon	31,714	7,760
	Sum Last	29,885	6,054
	Totalt tap fordelingstransformatorer	0,417	1,570
	Tomgangstap fordelingstransformatorer	0,059	-
	Tap i høyspentnett	0,739	-
	Tap i lavspenentnett	1,082	-

Simuleringsresultatene for lettlast er gitt i Tabell 10.6. I lettlast har de spenningsavhengige tomgangstapene økt, samt de totale tapene. De totale tapene utgjør 2,58 % med dagens strategi, mot 2,75 % i ny strategi. Årsaken til de økte tapene i lettlast er økt spenning over fordelingstransformatorene som igjen øker tomgangstapene. Tomgangstapene øker med kvadratet av påtrykt spenning.

Tabell 10.6: Resultater lettlastlastsimulering med 12,0 kV på svingmaskinen og ny trinningsstrategi for fordelingstransformatorer.

Del	P [MW]	Q [MVar]
Produksjon	2,764	-0,001
Sum Last	2,690	0,545
Totalt tap fordelingstransformatorer	0,064	0,011
Tomgangstap fordelingstransformatorer	0,062	-
Tap i høyspentnett	0,067	-
Tap i lavspennnett	0,007	-

10.4 Sammendrag

Simuleringsresultatene viser at de årlige energitapene går ned med ny trinningsstrategi på krafttransformatoren og fordelingstransformatorene, men strategien har en uønsket virkning i lettlast. Som følge av at tomgangstapene er dominerende i lettlast, øker de totale tapene i lettlast dersom spenningen økes. Den årlige energitapsbesparelsene utgjør 8,73 % av de årlige tapene i dagens løsnings. Et sammendrag av det årlige energitapet i 2013 ved anvendelse av de to ulike trinningsstrategien er gitt i Tabell 10.7

Tabell 10.7: Sammendrag av simuleringsresultater.

Strategi	Energitalp [%]
Dagens	3,755
Ny	3,427
Besparelse	8,73

11 Optimal lastkoblerregulator med hensyn på tap

Dette kapittelet viser en metode for å finne optimal skal-verdi for lastkoblerregulatoren ved alle driftsforhold som kan oppstå på Huseby.

11.1 Optimal lastflyt

Trinnregulatoren har som oppgave å sette spenningen til korrekt verdi på referansepunktet (enten sekundærside av krafttransformator eller fordelingstransformator). En regulator som er optimal med hensyn på tap vil derfor alltid måtte sette spenningen til verdien som gir minst tap i høyspent- og lavspent distribusjonsnett.

Optimering er et relativt omfattende fagfelt, og det vil derfor ikke bli gitt noen lang innføring i denne rapporten. Kort forklart handler det om å minimere eller maksimere objektivfunksjoner, men også å vurdere om modellen er god. Når det kommer til lastflyt er den matematiske modellen nøyaktig og det er allerede laget gode metoder for å optimere lastflyten. MATPOWER kan finne optimale løsninger ved bruk av flere forskjellige optimeringsrutiner. Beregningene videre benytter den optimale lastflytpakken TSPOPF (AC). Mer informasjon om virkemåten til TSPOPF kan finnes i [37].

Den optimal løsningen i problemet er å minimere tap, dette er det samme som å minimere effekten som trekkes fra 11kV-samleskinnen. Objektfunksjonen som beskriver minimering av effekt trukket fra 11kV-samleskinnen er gitt av

$$\min F = C \cdot P_G \quad (11.1)$$

Hvor:

C - Kostnad for å benytte effekt på generatoren [NOK/MW]

P_G - Effekt produsert av generator [MW]

F - Total kostnad [NOK]

Siden lasten er konstant kan objektivfunksjonen skrives om til

$$\min F = C \cdot P_G = C \cdot (k + \sum_{i=1}^n P_{tap}) \quad (11.2)$$

I den omskrevne objektivfunksjonen er n antall linjer som anvendes til å summere tapene i alle kabler, og k en konstant siden lasten er konstant. (11.2) viser at minimering av forbrukt effekt på 11kV-samleskinnen er det samme som å minimere tapene.

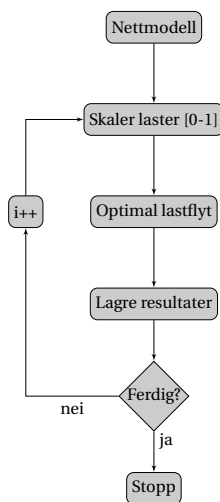
I optimeringsproblemet er det benyttet følgende restriksjoner:

- Balanse for aktiv og reaktiv effekt
- Spenning på belastede noder innenfor $\pm 10\%$ av avtalt RMS-verdi (jmfør FoL)

Det er tatt utgangspunkt i at nettet er godt dimensjonert slik at overføringskapasiteten i kabler og linjer ikke er en restriksjon. Det er også tatt utgangspunkt i at høyspent overføringsnettet som går inn til Huseby Transformatorstasjon er tilstrekkelig stivt, slik at det ikke er nødvendig å sette restriksjoner på reaktiv og aktiv effekt forsynt fra 11kV-samleskinnen.

11.2 Funksjon for å beregne optimal spenning

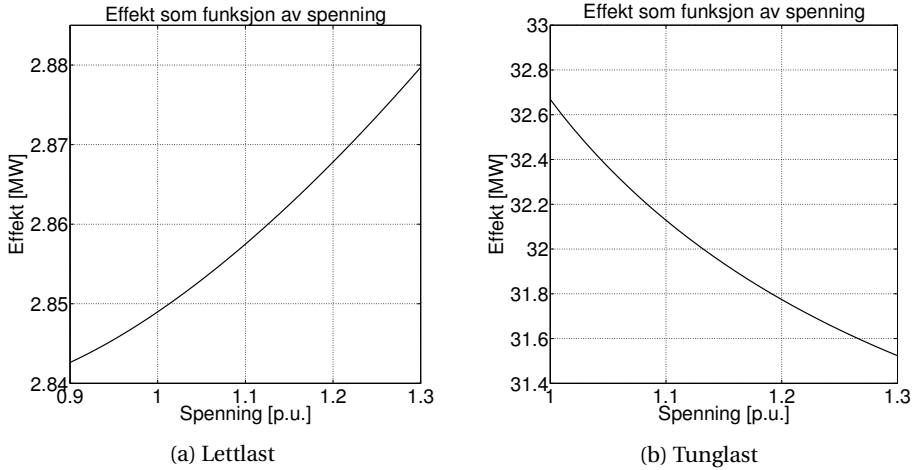
For å analysere hvordan det optimale regulatoren skal stilles inn har det i dette prosjektet blitt laget en egen funksjon som benytter MATPOWER. Funksjonen har en virkemåte som er illustrert i flytskjemaet i Figur 11.1. Nettmodellen med tunglast ligger inne i en MATPOWER-nettmodell, deretter skaleres lastene i nettmodellen fra 0-1 relativt til tunglast. Etter at lasten er skalert kjøres optimal lastflyt for å finne optimal skal-verdi for lastkablerregulatoren. Innstillingen for regulatoren lagres, og deretter spør programmet om alle hendelser for belastning har blitt optimalisert. Dersom ikke alle lastsituasjoner har blitt optimalisert gjentas prosessen med en ny belastningssituasjon i nettmodellen. Dette fortsetter til alle lastsituasjoner har blitt optimalisert. Kildekoden til funksjonen kan finnes i Vedlegg C.



Figur 11.1: Flytskjema for å beregne optimal spenning på 11kV-samleskinne som funksjon av effekt. Det kjøres en for-søyfe med optimal lastflyt hvor lasten varieres. På denne måten finnes optimal spenning ved forskjellige belastninger.

11.3 Løsningsområdet

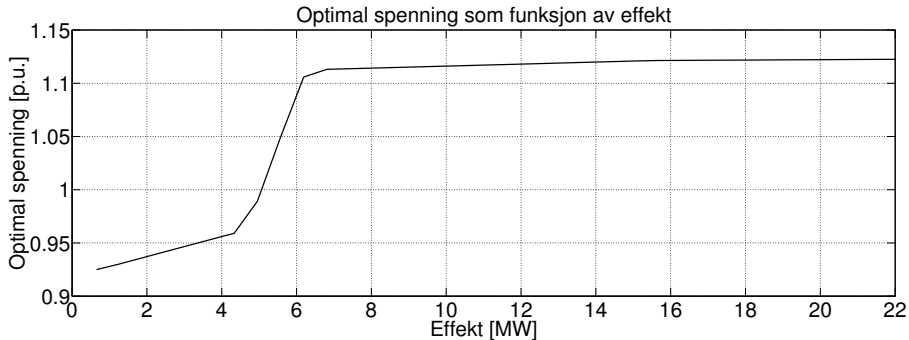
I Figurene 11.2a og 11.2b vises løsningsområdet til den optimale lastflyten ved henholdsvis lett- og tunglast. Simuleringsresultatene viser at den optimale løsningen er å ha så høy spenning som mulig ved tunglast, og så lav spenning som mulig ved lettlast. Dette skyldes at strømvhengig tap er dominerende i tunglast, mens spenningsavhengig tap er dominerende i lettlast.



Figur 11.2: Effekt forsynt fra krafttransformatoren som funksjon av spenning ved tung- og lettlast. Endringen i forsynt effekt ved endring av spenning skyldes endring i tap.

11.4 Optimal spenning på 11kV-samleskinne

Hovedresultatet fra programmet som finner optimal spenning ved ulike lastscenarier er gitt i Figur 11.3. Regulatoren trinner ned ved lettlast og opp ved tunglast. Årsaken til at regulatorens skal-verdi er over 1,1 pu i høye belastningstilfeller skyldes spenningsfall i høyspentnettet og fordelingstransformatorene, samt trinnkoblerstillingen som er valgt på fordelingstransformatorene.



Figur 11.3: Optimal spenning på 11kV-samleskinne som funksjon av effekt

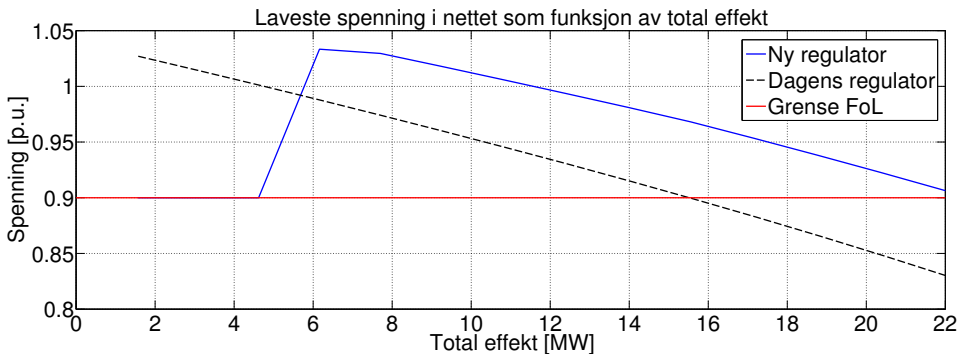
11.5 Innvirkning på spenningskvalitet

Merk at en strategi med fjernreguleringsfunksjon vil kunne fjerne spenningsproblemer som skyldes distribuert generering, hvor det kan oppstå spenningsproblemer ved høy eksport. Denne oppgaven tar ikke for seg eventuelle muligheter og problemer med distribuert generering i detalj på grunn av oppgavens mulighet for omfang. Hvis en last-

koblerregulator skal benyttes i et nett hvor det er distribuert generering, må det sørges for at DG-regulatoren samarbeider med lastkoblerregulatoren [38, 39].

Regulatoren har innvirkning på spenningskvaliteten hos sluttbrukerne. I Figur 11.4 er det plottet spenningen hos sluttbrukeren med lavest spenning som funksjon av effekt gjennom krafttransformatoren. Simuleringsresultatene som presenteres i Figur 11.4 viser at ny regulatorstrategi fører til at spenningsproblematikk kan unngås eller reduseres.

Spenningsproblematikk hos sluttbruker har vanligvis blitt løst ved trinning av fordelingstransformatorer, omlegging av last eller å øke tverrsnittet på kabel eller linje [40]. Ordinære løsninger kan unngås ved å benytte en regulator med fjernregulering. I eksempelet har sluttbrukeren en spenningskvalitet som tilfredsstillende FoL ved en belastning på 22 MW med fjerntinning, mot 16 MW med dagens regulator.



Figur 11.4: Spenning i node med høyest spenningsfall som funksjon av effekt.

12 Tapsberegninger basert på målinger

I dette kapittelet foretas det beregninger som er mer detaljerte enn tapsberegningene i NetBas. Dette gjøres ved å benytte simuleringsprogrammet MATPOWER i tillegg til tilpassede funksjoner.

12.1 Forhold mellom målt og estimert årlig energiforbruk

En sammenligning mellom den målte effekten fra 2013 mot simuleringene i NetBas avslørte at det estimerte totale energiforbruket var for høyt. Det målte energiforbruket for 2013 var 83,5 GWh, mens det estimerte energiforbruket for 2013 var omtrentlig 110 GWh. Det samme er tilfelle for tunglasten, hvor NetBas estimerer en tunglast på 29,9 MW for 2013, mens den målte tunglasten er 18,8 MW. Den store differansen kan blant annet skyldes at lastprofilene som er valgt ikke samsvarer med sluttbrukerne. Differansen mellom estimerte og målte verdier har også tidligere blitt observert i [41]. Som følge av differansen blir det i dette kapittelet videre foretatt tapsberegninger basert på målinger.

12.2 Beregningsmetode

Det kan foretas tapsberegninger ved å benytte det målte totale forbruket på krafttransformatoren. Det målte forbruket fordeles slik at lasten i nettmodellen multipliseres med en faktor relativt til tunglast. Stikkledningene er mest utsatt for at denne tilnærmingen avviker med virkeligheten siden sluttbrukerlasten varierer mye. Grunnen til at det vil være mindre sannsynlighet for feilestimert effekt på andre punkter er sammenlagnings-effekten. Tapsberegningene er dermed foretatt ut i fra følgende antagelse for lasten i hver node:

$$P_i = P_i, t \cdot \frac{P_{tot}}{P_{tot, tung}} \quad (12.1)$$

Hvor:

P_i – Lasten i noden for den bestemte belastningen [W]

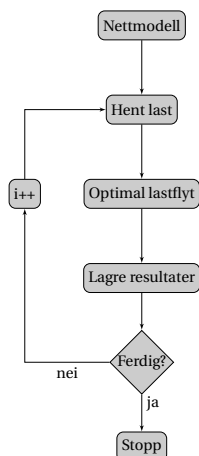
P_i, t – Last i noden ved tunglast [W]

P_{tot} – Total belastning på krafttransformator for den bestemte belastningen [W]

$P_{tot, tung}$ – Total belastning på krafttransformator ved tunglast. [W]

Fra dette kan det kjøres en lastflyt basert på antagelsen om at det er lite tap i nettet, slik at det antas at all effekt som måles på krafttransformator er last. I normal belastningssituasjoner er tapene i det studerte nettet i størrelsesorden 2-4 %, dermed er dette en grei antagelse for å kjøre tapsberegninger.

I Figur 12.1 er det gitt en illustrasjon av simuleringsfunksjonen som er laget for å kjøre en simulering med tilnærmet lastflyt. Funksjonen benytter MATPOWER til å løse den optimale eller ordinære lastflyten (etter valg). Kildekoden til funksjonen kan finnes i Vedlegg D.

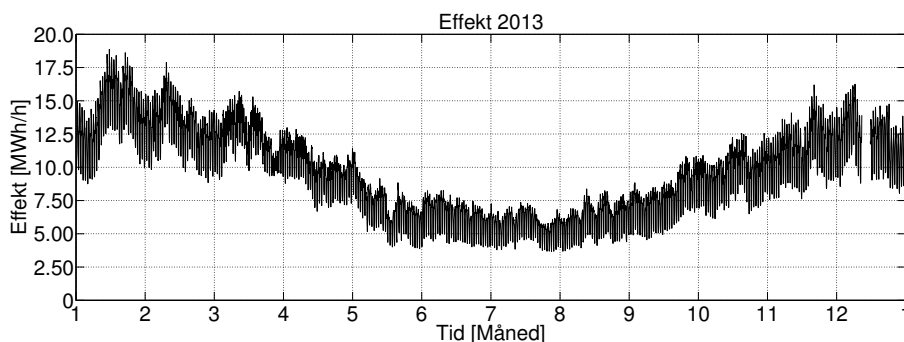


Figur 12.1: Flytskjema for tilnærmet tidsseriefunksjon

12.3 Belastningsdata

Tidsserien målt i 2013 av FEUen på primærsiden av krafttransformatoren er vist i Figur 12.2, hvor topplasten er 18 MW og lettlasten er omtrentlig 4 MW. Det mangler belastningsdata for desember. De manglede belastningsdataene har blitt estimert ved hjelp av temperatur- og tidsavhengighet ved å benytte (12.2).

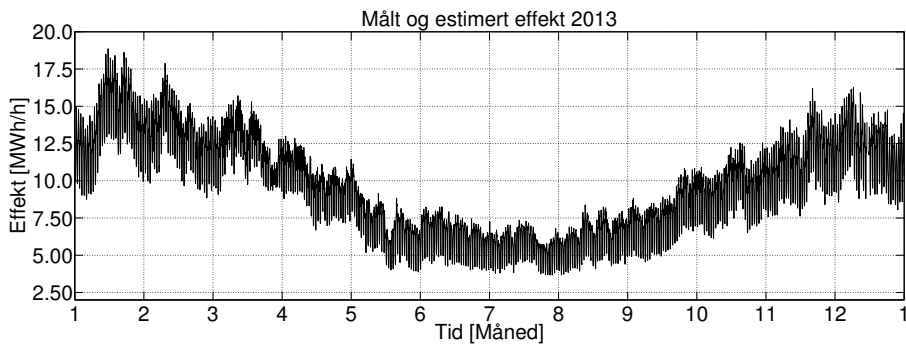
$$P = A + B \cdot t \quad (12.2)$$



Figur 12.2: Målt effekt gjennom krafttransformator i 2013. Merk at det mangler belastningsdata for desember.

Når effekten har blitt estimert er belastningsdataene slik som illustrert i Figur 12.3.

Den estimerte lasten ligger i området 10 til 16 MW og påvirker dermed ikke tunglasten.



Figur 12.3: Estimert effekt for 2013. Manglende data har blitt rettet opp ved å benytte temperatur- og tidsavhengigheten til lasten.

12.4 Simuleringsresultater

12.4.1 Ulike scenarier

Videre gjøres det simuleringer med målte belastningsdata med ulike innstillinger i nettet. For å ha en tapsreferanse foretas det simuleringer på dagens nett, deretter gjøres det simuleringer med ny trinningsstrategi på fordelingstransformatorene og en semi-optimal trinningsstrategi. Den semioptimale trinningsstrategien holder maksimal spenning i lavspenningsnettet, men trinner ikke ned i lettlastsituasjoner slik den optimale regulatoren gjør. Tilslutt simuleres det med en optimal regulator og ny trinningsstrategi på fordelingstransformatorene. På denne måten sammenlignes gevinsten med å trinne ned i lettlastsituasjoner mot den opprinnelige trinningsstrategien på kraft- og fordelingstransformatorer. De benyttede simuleringmodellene kan finnes i Vedlegg F. Alle scenarier er listet opp under med en kort forklaring:

- Dagens løsning – slik løsningen er i dag.
- Semi-optimal – trinner ikke ned i lettlast.
- Optimal – trinner ned i lettlast.

12.4.2 Ordinært nett og regulator

I dette kapittelet blir det presentert simuleringresultater fra en nettmodell som er slik som nettet står i skrivende stund. Det er altså simulert med følgende innstillinger i nettmodellen:

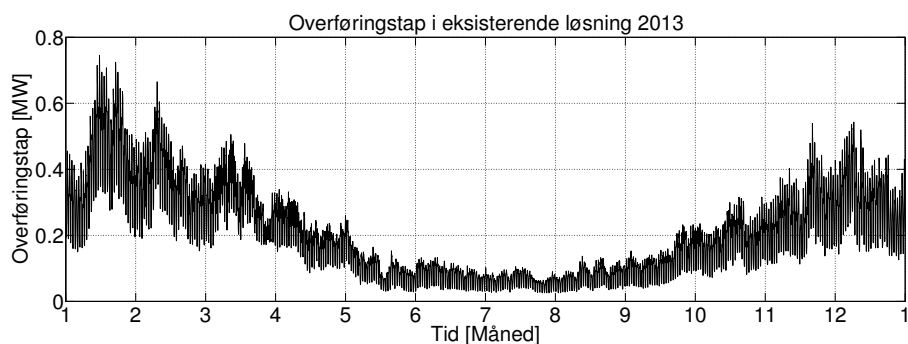
- Dagens trinnkoblerstilling på fordelingstransformatorer
- Dagens regulatorinnstilling som er 11,67 kV på sekundærsiden av krafttransformatoren

I Tabell 12.1 er hovedresultatene fra lastflytene gitt. Første punkt som differensierer fra de estimerte lastflytene er at belastningen i løpet av 2013 er lavere. Dette fører igjen til den andre forskjellen mellom de estimerte og tilnærmede lastflytene, som er at linjetapene har gått vesentlig ned. Den totale tapsprosenten er 2,76 %. Til sammenligning var de totale tapene i det norske kraftnettet i 2004 på 8 %, og omlag halvparten av tapene var i distribusjonsnettet [2]. Dermed er tapene i distribusjonsnettet på Huseby endel lavere enn gjennomsnittet for norske distribusjonsnett i 2004.

Tabell 12.1: Hovedresultater for simuleringer med eksisterende løsning

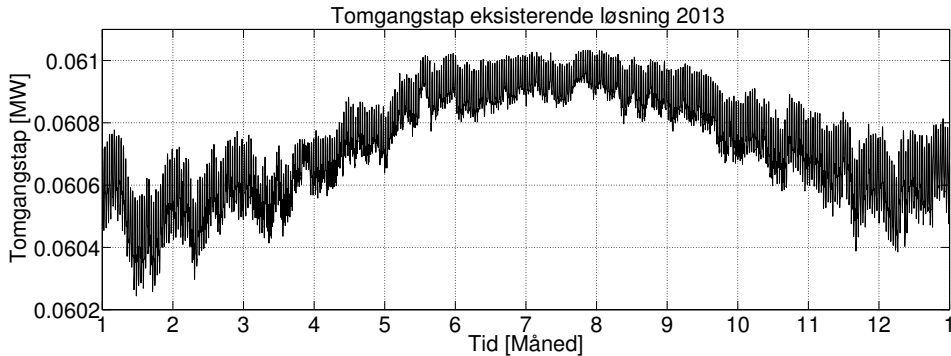
Total belastning	85836 MWh
Linjetap	1772,1 MWh
Tomgangstap	532 MWh
Total last	83532 MWh
Tapsprosent	2,76 %
$P_{max,tap}$	0,8056 MW
Bruktid for tap	2860 timer

I Figur 12.4 vises beregningene for linjetapet time for time. Det er tydelig størst potensiale for tapsbesparelse mellom oktober og mai. Totalt utgjør linjetapene (uten tomgangstap) 1772,1 MWh, noe som tilsvarer 2,1 % av lasten. Til sammenligning utgjorde linjetapene med tilsvarende simulering med estimert last 3,32 %.



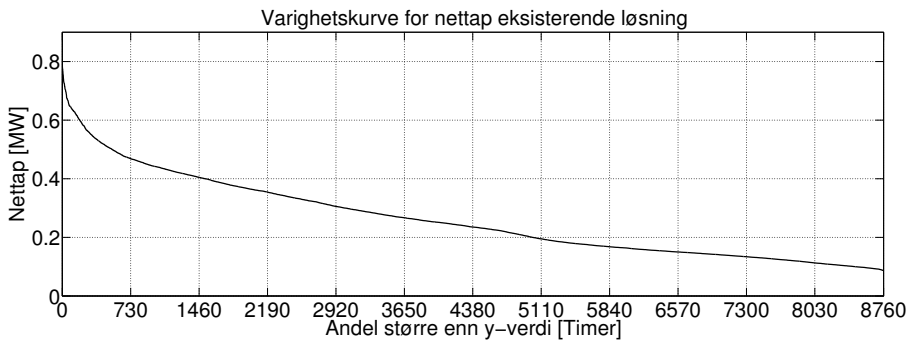
Figur 12.4: Overføringstap eksklusiv tomgangstap for dagens løsning

Tomgangstapene i Figur 12.5 har en motsatt utvikling av overføringstapene. Dette skyldes at ved lavere last vil spenningsfallet i høyspentnettet være mindre, som igjen medfører at det blir en høyere spenning over fordelingstransformatorene. Tomgangstapene i løpet av et år er illustrert i Figur 12.5. Det totale årlige tomgangstapet utgjør 532 MWh, noe som er endel høyere enn simulert ved hjelp av statistikk. Også denne økningen skyldes mindre spenningsfall i høyspentnettet grunnet lavere belastning enn estimert.



Figur 12.5: Simulerte tomgangstap for 2013 i eksisterende løsning

Varighetskurven for tap er gitt i Figur 12.6, og figuren viser at nettapenes størrelse ligger mellom 0,8056 MW og 0,098 MW i løpet av 2013. Brukstid for tap og kan regnes ut fra maksimal belastning og årlige energitap, og i dette tilfellet utgjør brukstiden 2860 timer.



Figur 12.6: Varighetskurve for nettap 2013 i eksisterende løsning.

12.4.3 Semioptimal løsning

For å oppnå hurtigere konvergering enn halveringsmetoden ble det benyttet optimal lastflyt. Optimal lastflyt ble spesifisert med følgende begrensninger på lavspennetoden med høyeste spenning, for å modellere en semioptimal regulator:

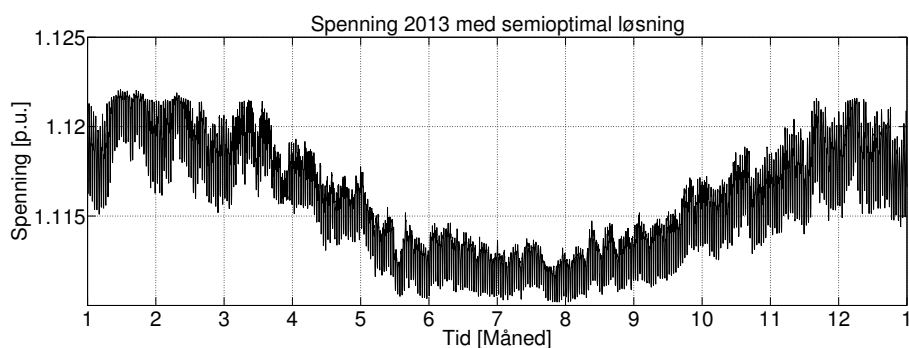
$$\begin{aligned} U_{maks} &\leq 1,1 \\ U_{maks} &\geq 1,1 \end{aligned} \tag{12.3}$$

Hvor U_{maks} er noden i lavspennetettet med høyest spenning. Restriksjonene tilsvarer å sette spenningen på noden med høyest spenning til 253 V. MATPOWER-modellen som det har blitt foretatt optimallastflyt på kan finnes i Vedlegg E.2.

Tabell 12.2: Viktigste simuleringresultater for semioptimal løsning

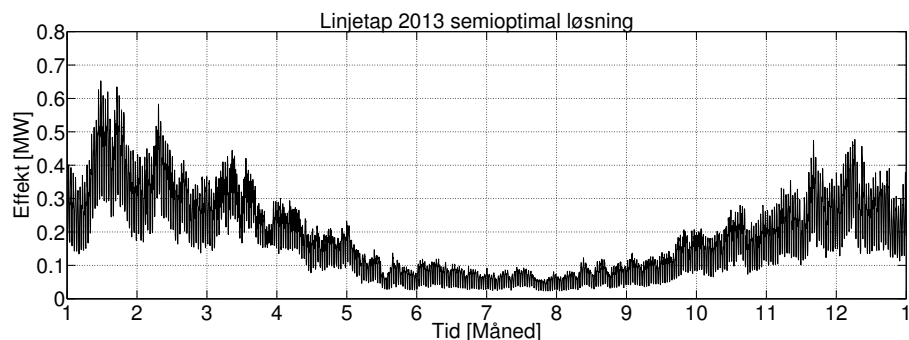
Total belastning	85695 MWh
Linjetap	1574 MWh
Tomgangstap	589 MWh
Total last	83532 MWh
Tapsprosent	2,59 %
$P_{max,tap}$	0,7201 MW
Brukstid tap	2998 t

Spenningen på 11kV-samleskinnen varierer som en funksjon av belastningen i nettet. Simuleringresultatene i Figur 12.7 viser at spenningen trinnes noe opp i vinterhalvåret, og ned i sommerhalvåret ved lav belastning. Som følge av at lasten varierer mellom natt og dag trinnes det opp ved dag og ned ved natt.



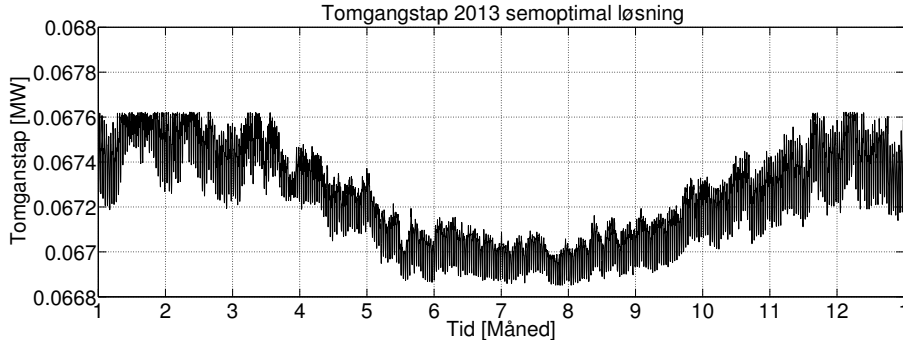
Figur 12.7: Spenning på 11kV-samleskinne med semioptimal fjernregulering

Overføringstapene er noe lavere i den semioptimale-løsningen (Figur 12.8), hvor det kan legges merke til at tunglasttapene er 0,6 MW, mot over 0,7 MW i eksisterende løsning. Som følge av at overføringstapene er såpass mye mindre fører det til at brukstiden for tapene går opp til 2998 timer, mot 2860 timer i nåværende løsning.



Figur 12.8: Overføringstap 2013 (uten tomgangstap) med semioptimal regulator

Tomgangstapene i nettet ligger maksimalt på 67,6 kW mot 61 kW i dagens løsning. Det er dermed en avveining mellom linje- og tomgangstap for å oppnå en god trinningsstrategi. Svært ofte er linjetapene høyere enn tomgangstapene, og det lønner seg dermed å holde høy spenning. Her holdes det høy spenning uansett om det er lønnsomt eller ei på grunn av restriksjonene som er satt i den optimale lastflyten.



Figur 12.9: Tomgangstap 2013 med semioptimal regulator

12.4.4 Optimal løsning

For å modellere den optimal regulatoren ble det også benyttet optimal lastflyt, men med færre restriksjoner. Alle nodene i lavspenningsnettet har følgende restriksjoner

$$\begin{aligned} U_{node} &\leq 1,1 \\ U_{node} &\geq 0,9 \end{aligned} \tag{12.4}$$

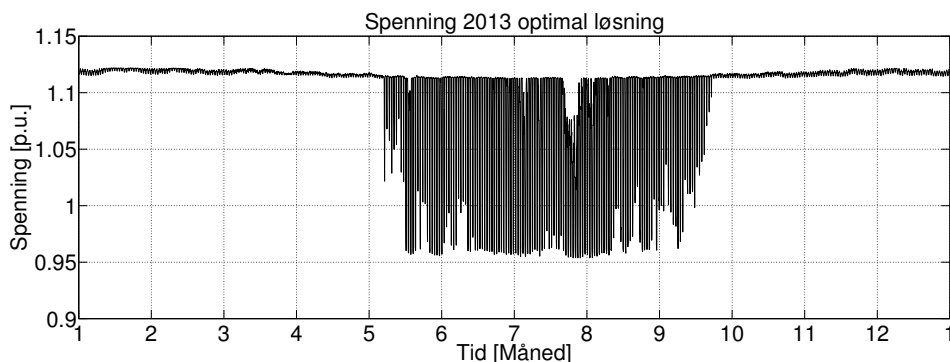
I Tabell 12.3 er hovedresultatene fra den årlige lastflyten. Den totale belastningen er 3 MWh lavere enn regulatoren uten nedtrinning i lettlastsituasjoner, og dette er den ytterligere årlige energitapsbesparelsen som skyldes minimering av tomgangstap i lettlast.

Tabell 12.3: Simuleringsresultater optimal løsning.

Total belastning	85692 MWh
Linjetap	1585 MWh
Tomgangstap	575 MWh
Total last	83532 MWh
Tapsprosent	2,58 %
$P_{tap,max}$	0,7201
Brukstid for tap	3000 timer

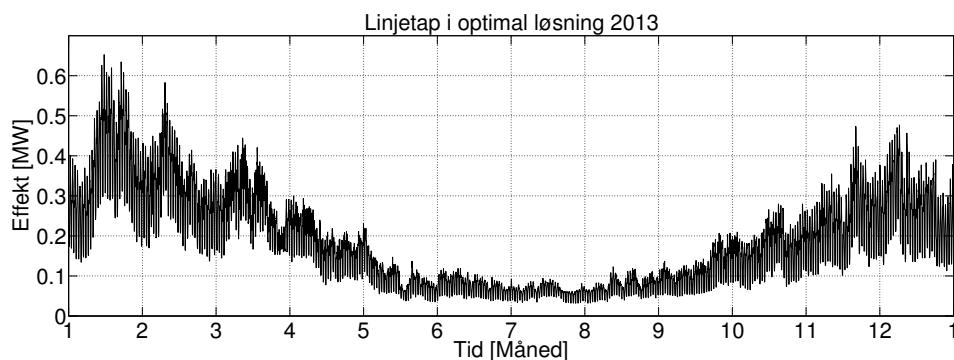
Spenning på 11kV-samleskinnen er plottet i Figur 12.10. Den optimale spenningen varierer mellom 1,12 og 0,96 pu i sommerhalvåret. Årsaken til at spenningen ikke trinnes lengre ned enn 0,96 er spenningsrestriksjonen som er satt på lavspenningsnodene på 0,9

pu. De benyttede restriksjonene er de samme som er fastsatt i FoL, og den optimale lastflyten finner dermed den optimale løsningen som tilfredsstill forskriften.



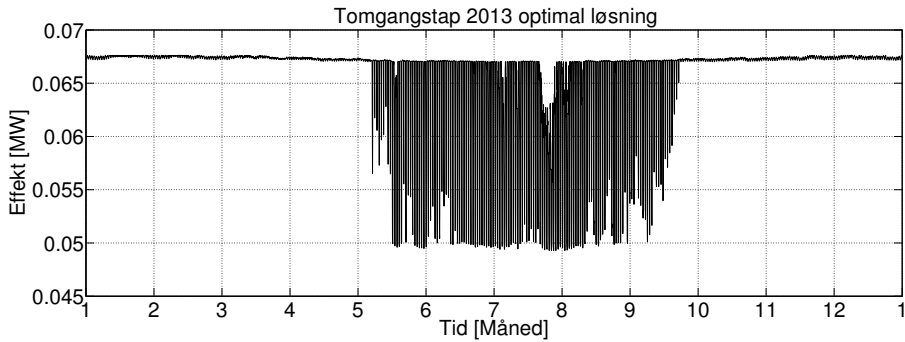
Figur 12.10: Optimal spenning for simuleringer kjørt for 2013.

Linjetapene i den optimale løsningen er tilnærmet identiske med den semioptimale løsningen (Figur 12.11). Det skyldes at nedtrinningen skjer kun når strømtapene ikke er dominerende.



Figur 12.11: Linjetap ekskludert tomgangstap for 2013 med optimal regulator.

Som følge av at tomgangstapene følger kvadratet av den påtrykte spenningen, varierer også disse mye i sommerhalvåret (Figur 12.12). Tomgangstapene minimeres typisk på nattetid, da det ikke er tilstrekkelig med strømvhengige tap til å minimere linjetap.

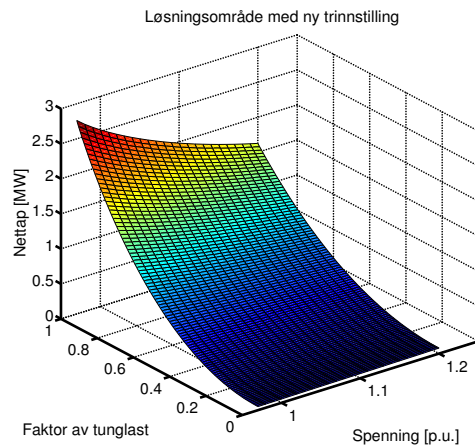


Figur 12.12: Tomgangstap 2013 med optimal regulator.

12.5 Løsningsområdet for regulatoren

Løsningsområder i optimeringsproblemer framstilles ofte ved hjelp av tredimensjonale plott. I dette kapitlet er det valgt å framstille løsningen for forskjellige belastningssituasjoner i et tredimensjonalt plott hvor spenningen varieres. Dette gir en oversikt over tendensen for hvilke spenninger som er optimal ved forskjellige belastninger, og hvor gevinsten er størst.

I Figur 12.13 er nettapene på Huseby, med ny trinnstilling på fordelingstransformere fra mange lastflytsimuleringer, illustrert i et tredimensjonalt plott. Simuleringsresultatene viser at det er tilnærmet ingen gevinst av å endre spenning ved lettlast. Gevinsten er derimot stor i tunglast.



Figur 12.13: Løsningsområdet for trinnregulator med ny trinnkoblerstilling på fordelingstransformatorer. Det illustrerte løsningsområdet tar ikke hensyn til restriksjonene. Spenningen på x-aksen er spenningen på krafttransformatoren.

12.6 Sammendrag

Den største gevinsten i ny trinningsstrategi ligger i linjetapene, men det kan også bespares noe i tomgangstap ved å trinne ned i lettlastsituasjoner. Et sammendrag av tapsprosenten til de ulike løsningene er gitt i Tabell 12.4. Simuleringene viser at tapene kan reduseres med 6,52 % ved å endre trinningsstrategien på fordelingstransformatoren og å benytte en optimal regulatorstrategi for krafttransformatoren. Tapsbesparelsen er en sammenligning mellom dagens løsning og optimal løsning.

Tabell 12.4: Sammendrag av simuleringsresultater.

Løsning	Energitap [%]
Dagens	2,76
Semioptimal	2,59
Optimal	2,58

13 Økonomisk analyse av ny trinningsstrategi

13.1 Verdsetting av elektriske tap

Økonomien i en ny trinningsstrategi er vanskelig å beregne, siden en fullstendig verdsetting må kvantifisere verdien av å unngå endring mellom sommer- og vinterstilling på fordelingstransformatorer. At det foreligger mulighet for å unngå høye spenninger hos sluttbruker ved lettlast og høy produksjon i distribuert generering bør også verdsettes. I dette kapitlet begrenses de økonomiske beregningene til å inkludere gevinstene av sparte energitap.

Nord Pool er kraftmarkedet i Norden, som beregner prisen slik at etterspørsel og tilbud sammenfaller. Nord Pool beregner prisene i elspotområdene gitt i Figur 13.1. Norge er delt opp i fem elspotområder. Elspotområdene er kalt NO1-N05, hvor blant annet Huseby ligger under NO3.

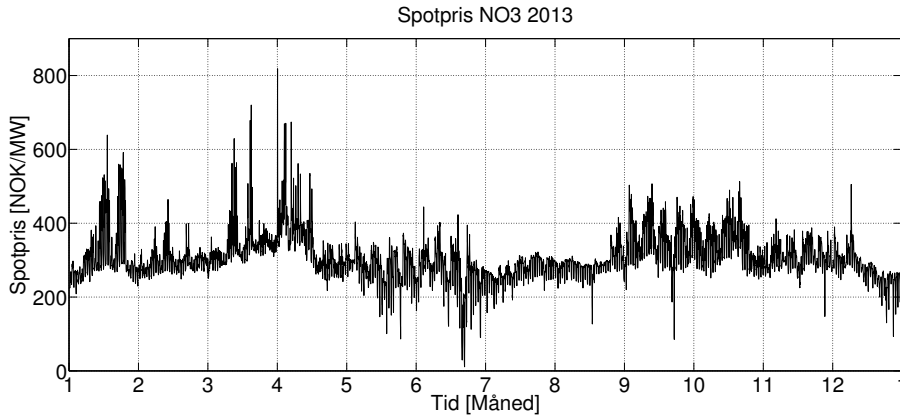


Figur 13.1: Nord Pools prissoner [42].

På bakgrunn av at måledataene og simuleringresultatene er fra 2013, benyttes også spotprisen fra samme år som vist i Figur 13.2.

13.2 Beregningsmetode for verdifastsettelse av årlige tap

Beregningene er koblet opp mot spotprisen fra 2013. Årsaken til at tapene ikke er verdsett mot en gjennomsnittlig pris er at dette ville ha gitt en misvisende økonomisk beregning. Reduksjonen i tap er som vist i Kapittel 12 størst i høylastsituasjoner, og veldig liten i lettlastsituasjoner. Siden etterspørselen er høyere i tunglastsituasjoner medfører dette ofte en høyere pris enn i lettlastsituasjoner. Basert på elspotprisen med ny pris hver time, har verdien av tapene med ulike regulatorstrategier blitt regnet ut ifra (13.1).

Figur 13.2: Spotpris 2013 for NO3 ¹.

Formelen gir korrekt verdi av den besparte energien, siden timesverdien for tap settes opp mot timesverdien i spotmarkedet.

$$V = \sum_{i=1}^{8760} C_i \cdot P_{tap,i} \quad (13.1)$$

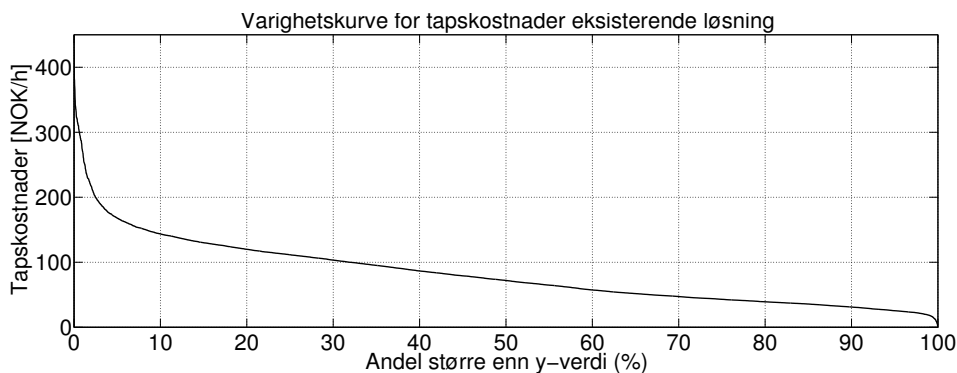
Her er C_i prisen for kraft på Nord Pool, $P_{tap,i}$ tapet i den valget løsningen, i er time-nummer (1 til 8760) og V den totale verdien av kraft tapt i løpet av et år. Tidsseriene som benyttes for tap er de samme som presentert i Kapittel 12.

13.3 Resultater

13.3.1 Tapkostnader i eksisterende løsning

Nettapene i løpet av 2013 utgjør med dagens løsning 2,3041 GWh. En varighetskurve for tapene i dagens løsning er plottet i Figur 13.3. 10 % av tiden er tapkostnadene over 143,55 NOK/h, og 50 % av tiden koster tapene over 71,966 NOK/h. De årlige tapkostnadene er 721 930 NOK. Den gjennomsnittlige kostnaden fra tapene er dermed 31,33 øre/kWh.

¹Data hentet fra <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/>



Figur 13.3: Varighetskurve for tapkostnader 2013.

13.3.2 Tapkostnader i semioptimal løsning

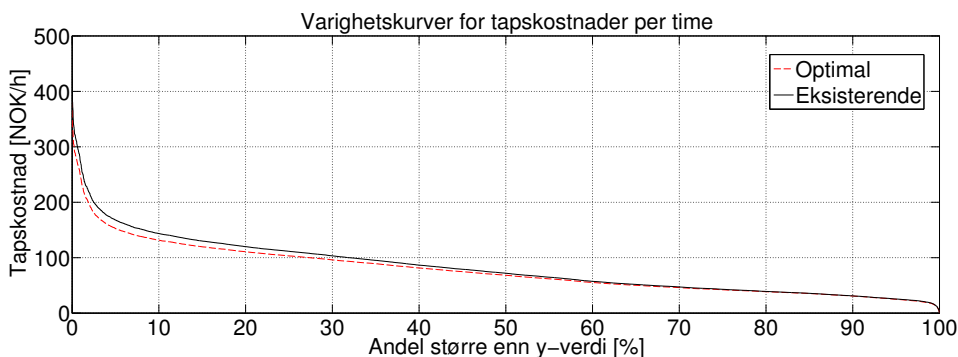
I løsningen uten nedtrinning i lettlast utgjør tapene 2,1632 GWh, og tapene koster til sammen 676 500 NOK. Mot dagens trinningsstrategi er det dermed en årlig besparelse på 45 430 NOK for 2013, hvor den gjennomsnittlige tapkostnaden er på 31,28 øre/kWh. Som følge av at varighetskurven for tapkostnader er svært lik for semioptimal og optimal løsning er det valgt å ikke inkludere varighetskurven for tapkostnader i semioptimal løsning. Varighetskurven for optimal løsning er gitt i Figur 13.4.

13.3.3 Tapkostnader i optimal løsning

De totale tapene utgjør 2,160 GWh i den optimale løsningen. Dersom de totale tapene multipliseres med spotprisen time for time utgjør dette 675 670 NOK, noe som medfører en gjennomsnittlig strømpris for tap på 31,28 øre/kWh, som er 3 % høyere enn den gjennomsnittlige prisen på 30,34 øre/kWh.

Besparelsen av tapkostnader gjenspeiler seg i varighetskurven for tapkostnader som er gitt i Figur 13.4. 10 % av tiden er tapkostnadene større enn 131,62 NOK/h, mens ved 50 % av tiden er tapkostnadene større enn 68,212 NOK/h. En stor andel av tiden er det liten mulighet for tapsbesparelse. Årsaken til dette er lav energibesparelse fra mai til og med oktober.

De sparte tomgangstapene er totalt 3,2 MWh med en besparelse på 830 NOK mot semioptimal løsning. Dette tilsvarer 26,00 øre/kWh, som er godt under den gjennomsnittlige spotprisen på 30,34 NOK/kWh. Den lave besparelsen for tomgangstap skyldes at kraftprisen i lettlastsituasjoner ofte er lav. Årsaken til lav strømpris i lettlastsituasjoner er forholdet mellom forsyning og etterspørsel som ofte medfører lavere priser ved lav etterspørsel.



Figur 13.4: Varighetskurve sammenligning mellom varighetskurvene til dagens og optimal løsning.

13.4 Nåverdi av tapsbesparelsen

Kapitaliseringsfaktoren finnes fra (13.2) [43]

$$PV = F \cdot \frac{1 - (1 + r)^{-N}}{r} = F \cdot \alpha \quad (13.2)$$

Hvor

PV - Nåverdi [NOK]

F - Årlig besparelse [NOK]

r - Kapitaliseringsrente

N - Antall år

α - Kapitaliseringsfaktor

Med en rente på 4,5 % og konstant strømpris de neste 30 år vil kapitaliseringsfaktoren være 16,28, det er altså ikke tatt hensyn til en eventuell økning i strømprisen (inflasjon) i denne faktoren. Dersom faktoren benyttes for kapitalisering av ny trinningsstrategi på Huseby gir det en nåverdi på:

$$46260 \text{ NOK} \cdot 16,28 = 753 \text{ kNOK} \quad (13.3)$$

Siden den totale lasten på forsynt fra krafttransformatoren er 83,5 GWh utgjør dette en nåverdi på 0,00901796 NOK/kWh. Dersom dette skaleres opp til det total forbruket i TrønderEnergis distribusjonsnett, som i 2012 var 3061 GWh inkludert nettap [44], utgjør dette en mulig nåverdi på

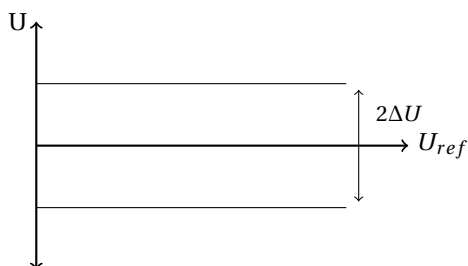
$$PV = \frac{753 \text{ kNOK}}{83,5 \text{ GWh}} \cdot 3061 \text{ GWh} = 27,6 \text{ MNOK} \quad (13.4)$$

14 Lastkoblerdynamikk

Hensikten med dette kapittelet er å analysere spenningens dynamiske forløp og innstillinger for lastkoblerregulatoren.

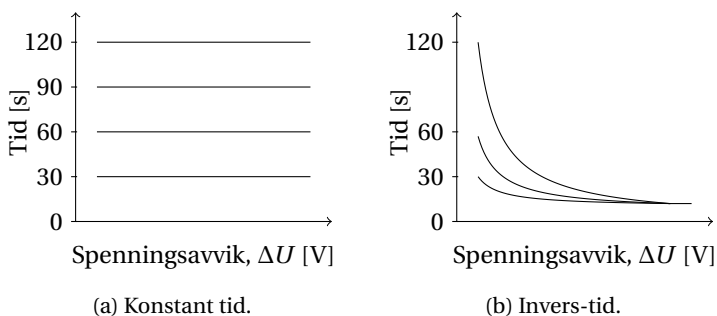
14.1 Dødbånd og tidsforsinkelse

For at en trinnregulator skal endre trinn må to betingelser være oppfylt. Den første er at spenningsavviket må være større enn dødbåndet, den andre betingelsen er at spenningen må ha vært utenfor dødbåndet en gitt tid. Altså starter regulatoren å telle ned når spenningen er for lav eller for høy, og endrer når tidsgrensen er nådd. Dødbåndet er illustrert i Figur 14.1, og for at regulatoren skal be om endret trinn må spenningen være utenfor $U_{ref} \pm \Delta U$.



Figur 14.1: Illustrasjon av dødbånd.

Regulatoren på Huseby er stilt inn med invers-tid karakteristikk, hvor det trinnes med en tidsgrense som er maksimalt 120 sekunder, og lavere dersom spenningsavviket er større enn minimum. Invers-tid karakteristikk er illustrert i Figur 14.2b hvor det kan observeres at ved et stort avvik vil regulatoren trinne hurtig.

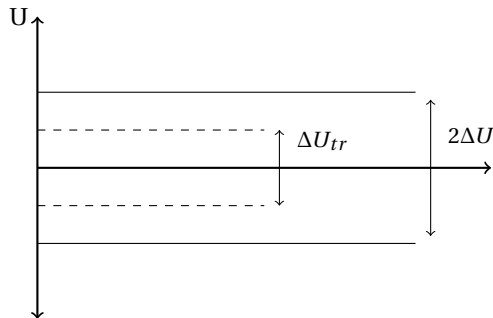


Figur 14.2: Mulige innstillinger for tidsforsinkelse basert på [45].

I et kraftnett med flere lastkoblerregulatorer bør regulatorene ha stigende tidsforsinkelse (sortert fra høyeste til laveste spenningsnivå), dette på grunn av at lastkobleren vil endre stilling færre ganger [46]. Dermed vil spenningen på de høyere spenningsnivåene komme til et stabilt nivå før det eventuelt gjøres endringer på et lavere spenningsnivå. Med denne framgangsmåten minimeres totalt antall trinninger som må gjøres av lastkoblere, noe som fører til at mekanisk slitasje på lastkoblere reduseres.

14.2 Innstilling av dødbånd

Her settes innstilling av dødbånd i sammenheng med størrelsen på trinnene i krafttransformatoren, og informasjonen er hovedsakelig hentet fra [47]. Figur 14.3 viser dødbandsområdet for regulatoren og trinnstørrelsen på transformatoren.



Figur 14.3: Prinsipp for innstilling av lastkoblerregulator.

Her er:

ΔU - Regulatorens dødbånd

ΔU_{tr} - Trinnstørrelse for krafttransformator

Dødbåndet velges slik at det tilsvarer noe over halvparten av trinnstørrelsen, og hvis det velges til verdi som er mindre, vil det føre til at regulatoren alltid trinner. Dersom regulatoren alltid trinner skyldes det at spenningen går fra en stilling utenfor dødbåndet til en ny spenningen utenfor dødbåndet.

14.3 Programvare for simuleringer

For å kunne simulere dynamikken i lastkobleren har SIMPOW blitt benyttet. For å konvertere nettet fra PSS®E til SIMPOW har konverteren "PSS/E Data Translator" blitt benyttet. Konverteren tar inngang fra en PSS®E.raw-fil i versjon 29 og konverterer denne til en SIMPOW optpow-fil. Med utgangspunkt i den konverterte filen har nettmodellen blitt utarbeidet med lastkoblerregulator og dynamiske simuleringer. Den benyttede nettmodellen kan finnes i Vedlegg I

14.4 Modellbeskrivelse

Den stasjonære nettmodellen er identisk med MATPOWER-modellen beskrevet i Kapittel 6. Den dynamiske modellen inkluderer en lastkoblerregulator som er beskrevet videre i dette kapittelet.

Modellen som benyttes for lastkoblerregulatoren heter TREGTCU og har følgende parametere [48]:

USTEP - Dødbånd [pu]

DTS1 - Tid fra stillstand til fullført trinning [s]

DTS2 - Trinnetid dersom motoren allerede går [s]

DTM - Tiden motoren går etter endring av lastkoblerstilling [s]

TMU = Tidskonstant for filter [s]

På bakgrunn av strategiene beskrevet i Kapittel 14.1 og 14.2 er tidsforsinkelsen til regulatoren satt til 120 sekunder og dødbåndet til 1 %. Skal-verdien for regulatoren må være innstilt slik at spenningen i lavspenningsnettet aldri blir over 253 V. Dermed må skal-verdien pluss dødbånd maks være lik 253 V. Som følge av dette kan det maksimalt benyttes en skal-verdi på 250,7 V. En liten sikkerhetsmargin har blitt benyttet i simuleringene slik at det benyttes skal-verdi på 250 V. Dermed er det anvendt følgende innstillinger på regulatoren:

USTEP = 0.01

DTS1 = 120.0

DTS2 = 5.0

DTM = 1.0

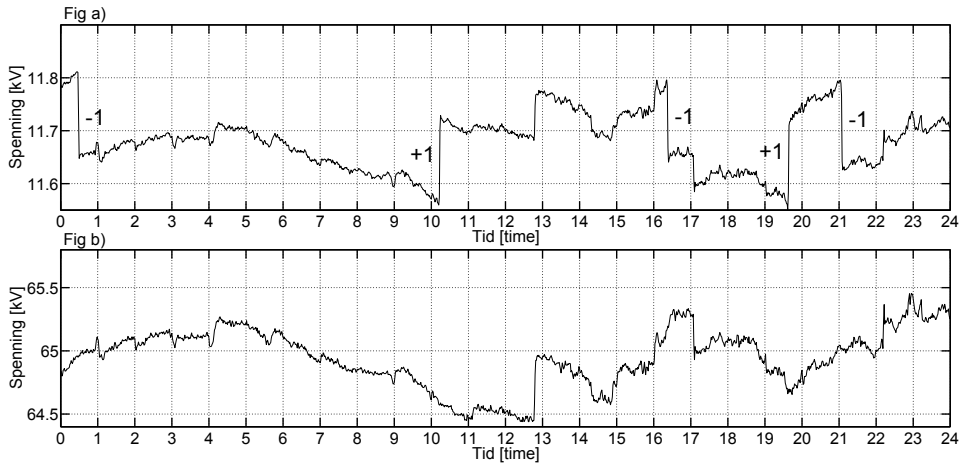
TMU = 0.20

Den mekaniske tidsforsinkelsen *DTS2* er satt til 5 sekunder på bakgrunn av at det i [46] er angitt at typisk mekanisk tidsforsinkelse ligger i området 1-5 sekunder.

Av simuleringstekniske årsaker er lastkobleren plassert på sekundærsiden av krafttransformatoren. Dette gjør ingen forskjell på simuleringresultatene da trinnstørrelsen til krafttransformatoren uansett opprettholdes på 1,5 %. For å oppnå fjernregulering er målepunktet til regulatoren satt på lavspente samleskinnen med høyest spenning.

14.5 Dagens regulator - målte verdier

I Figur 14.4 vises måledata fra 1. januar 2013 med dagens regulator. Man kan se at lastkobleren endrer stilling 5 ganger i løpet av 24-timersperioden. Årsaken til de største spenningsprangene i det overliggende nettet, er overliggende lastkoblere med trinnstørrelse på omtrentlig 0,75 %.



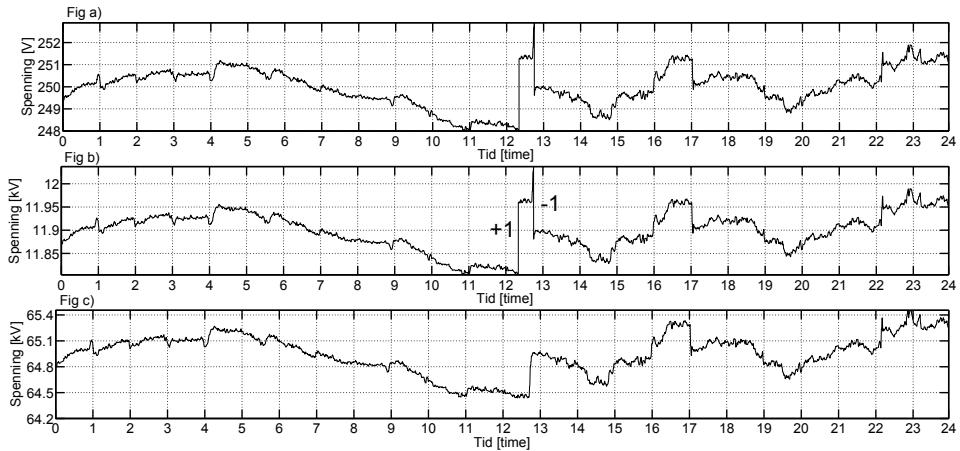
Figur 14.4: Trinnendringer med dagens lastkoblerregulator. Fig a) Måling på sekundærsiden av krafttransformator Fig b) Måling på primærsiden av krafttransformator.

Det kan fra Figur 14.4 observeres at regulatoren trinner ved omtrentlig 11,55 kV, og ved beregninger er den gjennomsnittlige verdien 11,67 kV. Dette medfører at dødbåndet tilsvarer 1,1 %.

14.6 Simuleringsresultater

14.6.1 Detaljsimulering med konstant last

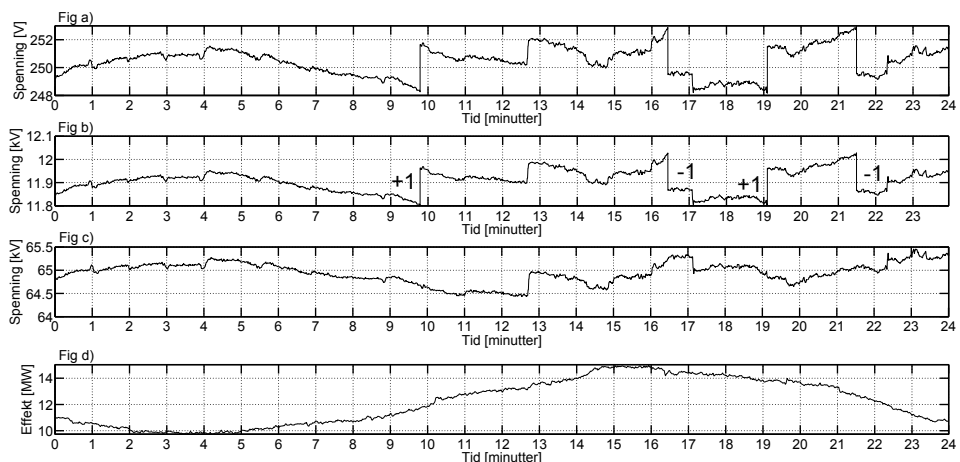
En detaljsimulering baserte på målinger med minuttverdi på 66-kV er plottet i Figur 14.5, hvor lasten er konstant ved middel last (17,86 MW). Som det kan observeres benyttes lastkobleren i tidsområdet klokken 12 til 13. Først faller spenning på høyspentsiden av krafttransformatoren, men før lastkobleren i det overliggende nett rekker å skifte trinnstilling skifter den lokale lastkobleren trinnstilling. Dette fører til at den lokale lastkobleren må trinne ned når lastkobleren i overliggende nett trinner opp.



Figur 14.5: Fig a) Spenning på sekundærside av fordelingstransformator som benyttes som målepunkt b) Spenning på sekundærside av krafttransformator c) Spenning på primærside av krafttransformator. Dato 01.01.2013.

14.6.2 Detaljsimulering med varierende lastdata

I Figur 14.6 er resultatene fra en simulering med lastdata, hvor lastdataene er plottet i Figur 14.6 d). Med lastdata endrer lastkobleren stilling totalt fire ganger i løpet av 24 timers perioden. Den gjennomsnittlige spenningen på 230 V samleskinne er 250 V, som er samme spenningen som er satt som skal-verdi i simuleringmodellen. Simuleringsmodellen kan finnes i Vedlegg I.



Figur 14.6: Fig a) Spenning på sekundærside av fordelingstransformator som benyttes som målepunkt b) Spenning på sekundærside av krafttransformator c) Spenning på primærside av krafttransformator. d) Total belastning på 11kV-samleskinne. Dato 01.01.2013.

14.6.3 Sammenligning av virkemåte

En ny trinningsstrategi gir 4 trinnendringer i den studerte perioden. 4 trinnendringer er en mindre enn hva dagens regulator endrer i den studerte perioden. Årsaken til differansen er at lastkoblerne starter i to forskjellige trinn. For å gjøre en sammenligning mellom antall trinn må derfor første trinnendring neglisjeres for dagens regulator, noe som medfører at antall trinnendringer er lik for dagens regulator og fjernregulator.

Nytt målepunkt i lavspennetnett ser dermed ikke ut til å endre virkemåte til lastkoblerregulatoren utover at det oppnås høyere spenning i lavspennettet. Et viktig resultat fra simuleringene er at det bør benyttes en skal-verdi på 250 V, noe som medfører at den gjennomsnittlig RMS-verdien over 230V-samleskinnen er 250 V.

15 Diskusjon

15.1 Lastens spenningsavhengighet

Modellering av lastens spenningsavhengighet viser seg å være en avveining mellom å oppnå stasjonært nivå for spenningsavhengighet og å unngå endring av lastsammensetningen som ikke skyldes spenningsavhengighet. Siden lasten varierer er det vanskelig å få fastsatt en spenningsavhengighetsekspONENT jo lavere spenningsnivået er. Mye av arbeidet som tidligere har blitt gjort på lastmodellering har blitt gjort med hensyn på stabilitet for kraftsystemet. Dette var tilfellet i blant annet [19] hvor målet var å benytte lastmodellen til analyse av spenningsstabilitet. Denne oppgaven bidrar dermed med nyttig forskning til et område som foreløpig har fått lite fokus.

De modellerte spenningsavhengighetsekspONENTene ligger nært verdiene i [19]. EkspONENTene varierer mye, og det kan derfor stilles spørsmål ved om lasten alltid oppnår stasjonært nivå. Resultatene tyder på at lasten kun oppnår semistasjonært nivå før naturlig lastendring blir dominerende. Den naturlige lastendringen påvirker dermed den modellerte stasjonære spenningsavhengigheten. Den transiente analysen viser en høy andel av ohmsk last, som høyst sannsynlig er en stor andel av termostatstyrte varmeovner.

Lastens spenningsavhengighet påvirkes av den tilkoblede lasten. Dermed vil lastens spenningsavhengighet kunne endres som funksjon av tid. I masteroppgaven "Elektrotekniske forhold i Trondheim kommunes veilysnnett" [49] dokumenteres spenningsavhengigheten for belysningen i Trondheim. Hoveddelen av belysingen benytter konvensjonell forkobling og er svært spenningsavhengig [49]. Siden behovet for belysning er tidsavhengig, vil også den totale spenningsavhengighetsekspONENTen variere med hvilken tid det er på døgnet.

I USA er det foretatt flere analyser som studerer spart energiforbruk ved å redusere spenningen i blant annet [50, 51, 52]. I [50] viser resultatene at lasten øker med omlag 0,25 % dersom spenningen økes 1 % gitt at lasten består av termostatstyrt rom- og vannoppvarming, men ikke avkjøling. Til sammenligning ble det oppgitt i [50] at lasten øker med 0,8 % dersom den ikke er termostatstyrt. Variasjonene som beskrives i både litteraturen og forsøket tyder på at en generell representasjon av lastens spenningsavhengighet er vanskelig å oppnå.

15.2 Trinningsstrategi

En jevn trinnkoblerstilling i det studerte nettet på Huseby gir en tilfredsstillende spenningskvalitet. Det kan derimot ikke gis som et generelt råd at trinnstillingene settes jevnt. Årsaken er at trinnkoblerstillingen tradisjonelt har blitt benyttet for å heve spenningen ved for lav spenning i lavspenningsnettet. Lav spenning oppstår i situasjoner med tunglast. Som vist kan ny lastkoblerregulator forbedre spenningen hos sluttbruker. Dette ved å gi en større margin for spenningsfall i lavspenningskretsene ved tunglast. Dermed vil en jevn trinnstilling kunne benyttes i flere tilfeller dersom det kombineres med fjernregulator.

Strømvhengige tap viste seg å være mindre dominerende enn først antatt. Dermed ble også strategien til regulatoren endret til å minimere spenning i lettlastsituasjoner. I perioden fra mai til oktober varierer optimal spenning for regulatoren mellom å minimere og maksimere spenningen. Det foreligger derfor lite potensiale for tapsbesparelse

av strømvhengige tap, og det kan derfor være aktuelt å ikke maksimere spenningen i perioden.

De beregnede tapene er både linje- og tomgangtap. Tapsbesparelsen er en optimering av tomgangs- og linjetap og besparelsen vil dermed varierer fra nett til nett. I høyt belastede nett vil en økt spenning kunne gi en høyere prosentvis tapsbesparelse enn i det studerte nettet. Nettet på Huseby er et lavt belastet nett, og det kan derfor være mulighet for en høyere tapsbesparelse for andre nett enn hva som er beregnet i denne oppgaven.

15.3 Feilkilder

En antagelse om spenningsuavhengige laster i nettsimuleringene er en mulig kilde til feil. Spesielt kan dette være feil med tanke på utebelysning som ikke benytter elektronisk forkobling som dermed er spenningsavhengig. Dersom nye trinningsstrategien sees i et lengre tidsperspektiv vil dette kunne bli et mindre problem, da det i Statens Vegvesens veiledning kreves at det benyttes elektronisk forkobling i nye anlegg dersom det er tilgjengelig [53].

Nettmodellen benytter konstant impedans for å representere tomgangstapene i transformatorene. Det er dermed antatt at magnetiseringen ikke går i metning, slik at magnetiseringsreaktansen er konstant.

I de økonomiske beregningene er det antatt at både lastgrunnlag og strømpris vil være konstant de neste 30 år. Beregningen tar derfor ikke hensyn til eventuell lastøkninger som vil slå positivt ut for den økonomiske nåverdien for en investering i ny lastkoblerregulator. I "Regional Kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2012-2027 Hovedrapport" oppgis det estimert lastvekst på 0,8 % per år fram til 2027 [54]. Forutsatt annualisert vekst vil lasten i 2027 være 113 % av lasten i 2012.

16 Konklusjon og anbefalinger

I denne oppgaven har det blitt presentert simuleringsresultater og feltmålinger for å analysere noen av konsekvensene og mulighetene ved å øke spenningen i fordelingsnett.

Det er vist at den transiente spenningsavhengigheten til den studerte lasten er svært nært rent ohmsk. Dette er blitt analysert ved å påføre spenningsprang på lasten i det studerte nettet. Lasten består av en høy andel av termostatstyrte laster. Den modellerte stasjonære spenningsavhengighetseksponentene varierer mye, men bør ikke modelleres med en større eksponent enn 1.

Fordelingstransformatorene i det studerte nettet bør trinnes jevnt etter lettlast for å oppnå en optimal spenningsfordeling i samtlige studerte driftssituasjoner. En jevn trinnstilling vil medføre at det kan oppnås høyere spenning enn dagens trinningsstrategi også i tunglast. Endringen av trinningsstrategi på fordelingstransformatorer er vist å gi en gjennomsnittlig spenningsøkning på 1,6 % i lettlast og 2,8 % i tunglast.

Det er vist at lastkoblerregulatoren bør minimere spenningen i lettlastsituasjoner og maksimere spenningen i tunglastsituasjoner. Dette for å minimere tap. Ved å benytte fjernregulator og ny trinnstilling viser simuleringsresultatene at de årlige energitapene kan reduseres med 6,52 %. Anvendelse av fjernregulator medfører også at sluttbrukeren med lavest spenning vil oppnå høyere spenning i tunglastsituasjoner. Spenningsøkningen resulterer i at denne sluttbrukeren vil kunne ha tilfredsstillende spenning ved en nettbelastning som er 38 % høyere enn med dagens regulatorstrategi. Det anbefales ikke å øke spenningen i perioden fra mai til oktober. I perioden fra mai til oktober er potensialet for reduksjon av linjetap begrenset. Det optimale forholdet mellom tomgangs- og linjetap er dermed å minimere tomgangstapene i deler av denne perioden.

17 Videre arbeid

Gjennom arbeidet i oppgaven har det kommet opp flere problemstillinger som det er ønskelig at det jobbes videre med:

- Koordinere fjernregulering mot distribuert generering, med fokus på minimering av tap i alle driftsituasjoner.
- Finne lastens spenningsavhengighet ved hjelp av statistikk. Dette kan kanskje gjøres ved å benytte formelen for tids- og temperaturavhengighet som er $P = A_{ks} + B_{ks} \cdot t$. Spenningen på sekundærsiden av fordelingstransformatoren kan endres og deretter analysere endringer av koeffisientene A_{ks} og B_{ks} med hensyn på spenning. Dersom koeffisientene er uavhengig av benyttet spenning virker det sannsynlig at lasten er spenningsuavhengig.
- Utvikle komplett LTC-regulatormodell til simuleringsprogrammet SIMPOW eller annet moderne kraftnettsimuleringsverktøy. Modellen bør inneholde invers-tid karakteristikk og Z-kompensering.
- Studere levetid på komponenter og risiko hos sluttbrukere ved å øke spenningen til 250 V.

Referanser

- [1] Olje- og energidepartementet, “Olje- og energidepartementet: Energiutredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø.” <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/14/1.html?id=675589>, mai 2014.
- [2] S. Haugen, C.-P. Haugland, L. Vingås og A. Johnsen-Solløs, “Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet - NVE.” <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202004/Rapport%202004/Trykkefil%20rap%201-04.pdf>, januar 2004. [TILGJENGELIG 14.05.2014].
- [3] T. Toftevaag og H. G. Svendsen, “Strategi for trinning av fordelingstransformato-
rar,” Tech. Rep. TR F6917, SINTEF Energi AS, Trondheim, februar 2010.
- [4] T. Hårstad, “Regression analysis of electric loads and losses in a smart grid,” For-
dypningsprosjekt TET4510, Norwegian University of Science and Technology, de-
sember 2013.
- [5] Powel ASA, *NetBas Hjelp - Vedlegg B. Krav for å kjøre beregninger*, 2014.
- [6] NVE, “Energy consumption 2012 - household energy consumption.” http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013_16.pdf,
2013. [TILGJENGELIG 16.05.2014].
- [7] S. L. Forsyth, “Electric heating in the home,” *Electrical Engineering*, vol. 76, no. 2,
pp. 118–123, 1957.
- [8] N. Feilberg og O. Mogstad, “Lastmodellering i lav- og høyspenningsnettet,” SINTEF
Energi AS, 2006.
- [9] N. Lu, T. Taylor, W. Jiang, J. Correia, L. R. Leung og P. C. Wong, “The temperature
sensitivity of the residential load and commercial building load,” in *Power Energy
Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pp. 1–7, juli 2009.
- [10] K. Lindén og I. Segerqvist, “Modelling of load devices and studying Load/System
characteristics,” Chalmers University of Technology, Göteborg, august 1992.
- [11] H. Saadat, *Power System Analysis Third Edition*. United States: PSA Publishing, juni
2010.
- [12] J. Machowski, J. W. Bialek og J. R. Bumby, *Power system dynamics stability and con-
trol*. Chichester, U.K.: Wiley, 2008.
- [13] C. Concordia og S. Ihara, “Load representation in power system stability studies,”
Power Engineering Review, IEEE, vol. PER-2, no. 4, pp. 41–42, 1982.
- [14] M. Sadeghi og G. Sarvi, “Determination of zip parameters with least squares opti-
mization method,” in *Electrical Power Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE*, pp. 1–
6, oktober 2009.
- [15] Siemens PTI, “PSS/E 33.2 program application guide,” juni 2012.
- [16] DiGSILENT, “PowerFactory 14.1 user’s manual - power system analysis functions,”
august 2012.

-
- [17] R. Kearsley, "Restoration in Sweden and experience gained from the blackout of 1983," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 2, pp. 422–428, mai 1987.
- [18] D. Karlsson og D. Hill, "Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 157–166, februar 1994.
- [19] D. Karlsson, *Voltage Stability Simulations Using Detailed Models Based on Field Measurements*. Chalmers University of Technology, 1992.
- [20] R. Lind og D. Karlsson, "Distribution system modelling for voltage stability studies," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 1677–1682, november 1996.
- [21] H. Gabrielsen, "Kapasitetsutnyttelse og stabilitet ved nettilknytning av vindkraftverk," Master's thesis, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering, 2013.
- [22] S. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*. New York, NY: McGraw-Hill Science/Engineering/Math, 4 edition, oktober 2003.
- [23] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez og R. J. Thomas, "Matpower steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education," *IEEE - Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011.
- [24] J. D. Glover, M. S. Sarma og T. Overbye, *Power System Analysis and Design, Fifth Edition*. Stamford, CT: Cengage Learning, 5th edition, januar 2011.
- [25] A. T. . Holen, K. J. Olsen og O. B. . Fosso, *TET4115 Power system analysis ; TET 5100 Power engineering updates*. Trondheim: Tapir, Kompendieforlaget, 2009.
- [26] N. vassdrags-og energidirektorat, "Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet." <http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>, januar 2007. [TILGJENGELIG 17.02.2014].
- [27] K. Sand, "What is quality of supply," Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2013. Forelesning i ELK10 2013.
- [28] K. Sand, "Supply voltage variations causes - consequences - solutions," Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2013. Forelesning i ELK10.
- [29] Elspec, "http://www.elspec-ltd.com/category/Power_Quality_Analysis_Technology," 2013. [TILGJENGELIG 03.03.2014].
- [30] Mathworks, "MATLAB - least-squares fitting." <http://www.mathworks.se/help/curvefit/least-squares-fitting.html>, 2014. [TILGJENGELIG 01.12.2013].
- [31] D. C. Montgomery, E. A. Peck og G. G. , Vining, *Introduction to linear regression analysis*. Hoboken, NJ: Wiley, 2012.
- [32] Inés Romero Navarro, "Dynamic load models for power systems - estimation of time-varying parameters during normal operation," (Lund), p. 232, Lund University, 2002.

- [33] S. Lefebvre, G. Gaba, A.-O. Ba, D. Asber, A. Ricard, C. Perreault og D. Chartrand, "Measuring the efficiency of voltage reduction at hydro-québec distribution," in *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pp. 1–7, juli 2008.
- [34] H. Sæle, N. Feilberg og E. Rosenberg, "State-of-the-art projects for estimating the electricity end-use demand," SINTEF A16854, SINTEF Energy Research, Trondheim, januar 2010.
- [35] M. J. Heathcote og D. P. Franklin, *The J & P transformer book: a practical technology of the power transformer*. Burlington, MA: Newnes, 2007.
- [36] Wikimedia Commons, "Tap changing switch." http://en.wikipedia.org/wiki/Tap_changer#mediaviewer/File:Tap_changing_switch.gif, juni 2014. [TILGJENGELIG 05.06.2014].
- [37] H. Wang, C. Murillo-Sanchez, R. Zimmerman og R. Thomas, "On computational issues of market-based optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 1185–1193, august 2007.
- [38] A. Le, K. Muttaqi, M. Negnevitsky og G. Ledwich, "Response coordination of distributed generation and tap changers for voltage support," in *Power Engineering Conference, 2007. AUPEC 2007. Australasian Universities*, pp. 1–7, desember 2007.
- [39] M. Stifter, B. Bletterie, H. Brunner, D. Burnier, H. Sawsan, F. Andren, R. Schwalbe, A. Abart, R. Nenning, F. Herb og R. Pointner, "DG DemoNet validation: Voltage control from simulation to field test," pp. 1–8, desember 2011.
- [40] K. R. Bakke, J. Berntzen og E. Ungersness, "SYSTEMUTFORMING FOR DISTRIBUTUSJONSNETT." http://nettbiblioteket.hafslundnett.no/NettLib/Retningslinjer/10%20Distribusjonsnett/01%20Planlegging%20og%20bygging/10_01_01_Systemutforming_distribusjonsnett.pdf, januar 2001. Hafslund, [TILGJENGELIG 14.05.2014].
- [41] E. Tønne, J. A. Foosnæss og K. Sand, "Planlegging av fremtidens smarte aktive distribusjonsnett," in *NEF Teknisk Møte 2014*, pp. 41 – 50, Trondheim: Norsk Elektroteknisk Forening, mars 2014.
- [42] Nord Pool, "Power system overview." <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Elspot-Market-Overview/Elspot-Prices/>, mai 2014. [TILGJENGELIG 01.04.2014].
- [43] Eivind Solvang, "ELK-11-4 (fordypningsemne)," september 2013.
- [44] TrønderEnergi, "TrønderEnergi AS - Årsrapport 2012." <http://tronderenergi.no/media/pdf/arsrapporter/2013/aarsrapport-2012-tronderenergi.pdf>, 2013. [TILGJENGELIG 15.05.2014].
- [45] ASEA, "Voltage regulating relay type RCEA - for transformers with on-load tap-changers." [http://www05.abb.com/global/scot/scot349.nsf/veritydisplay/387c0e444c380a86c125754c0061de4c/\\$file/rk82-2e_en_rcea_voltage_regulating_relay.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot349.nsf/veritydisplay/387c0e444c380a86c125754c0061de4c/$file/rk82-2e_en_rcea_voltage_regulating_relay.pdf), 1973. [TILGJENGELIG 01.10.2013].

-
- [46] Mats Larsson, *Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems*. PhD thesis, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation Lund University, Lund, mars 2010.
- [47] S. Persson og T. Thorsen, "Spenningsregulering av krafttransformatorer," Samkjøringen av kraftverkene i Norge mars 1989.
- [48] STRI AB, *SIMPOW USER MANUAL 11.0*, september 2010.
- [49] A. Roberg, "Elektrotekniske forhold i trondheim kommunes veilysnett," Master's thesis, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering, 2007.
- [50] Leidos, *Distribution Efficiency Initiative*. Northwest Energy Efficiency Alliance and Leidos Engineering, https://www.leidos.com/NEEA-DEI_Report.pdf, desember 2007. [TILGJENGELIG 27.05.2014].
- [51] D. Kirshner and P. Giorsetto, "Statistical test of energy saving due to voltage reduction," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-103, pp. 1205–1210, juni 1984.
- [52] EPRI Institute, "Green circuit distribution efficiency case studies," 1023518, EPRI, oktober 2010, <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001023518> [TILGJENGELIG 15.06.2014].
- [53] V. Statens, "Veiledning - teknisk planlegging av veg- og tunnelbelysning." http://www.vegvesen.no/_attachment/61499/binary/880805?fast_title=H%C3%A5ndbok+264+Teknisk+planlegging+av+veg-+og+gatebelysning.pdf, oktober 2013. [TILGJENGELIG 13.05.2014].
- [54] A. Sylte og T. Szabo, "REGIONAL KRAFTSYSTEMUTREDNING FOR SØR-TRØNDELAG 2012 – 2027 hovedrapport." <http://tronderenerginett.no/media/tronderenergi-nett/dokumenter/kraftsystemutredning-st-2012-27.pdf>, June 2012. TrønderEnergi Nett AS, [TILGJENGELIG 10.05.2014].

Vedlegg

A Innstillinger Elspecinstrumenter

A.1 Nettstasjon

I nettstasjonen ble Elspec G4400 benyttet som er utformet som en stasjonær enhet. Dermed er strømtransformatorer innebygd, i motsetning til Elspec G4500 som benytter strømtenger eller lignende.

PQZip Configuration		
PQZip Mode	Quality Thresholds (%)	
Fixed Quality	V	I
	0.2	0.5
File Capacity	Record Mode	FFT Mode
30 min	FULL	V:512 I:128

Figur A.1: Kvalitetsinnstillinger

Apply Changes		Refresh Data	Power configuration	Delta 3 wires
Potential Transformer (PT)	Voltage Polarity	Nominal F		
Primary	V _N	F (Hz)		
230	Normal	50		
Secondary	V ₁	Nominal V		
230	Normal	V _{LL} (V)		
Smoothing Filter	V ₂	230		
<input checked="" type="checkbox"/> Harmonics <input type="checkbox"/> RMS	Normal			
	V ₃			
	Normal			

Figur A.2: Innstilling av spenningsmåling

Current Transformer (CT)	Nominals	Current Polarity
I ₁ Primary	I ₁ (A)	I _N
1500	1500	Normal
I ₁ Secondary	I ₂ (A)	I ₁
5	1500	Normal
I ₂ Primary	I ₃ (A)	I ₂
1500	1500	Normal
I ₂ Secondary	I _N (A)	I ₃
5	50	Normal
I ₃ Primary		
1500		
I ₃ Secondary		
5		
I _N Primary		
50		
I _N Secondary		
50		
Non-measured Currents		
Missed Phase	All Present	

Figur A.3: Innstilling av strømmåling

A.2 Transformatorstasjon

Nedenfor er alle innstillingen på måleinstrumentet i transformatorstasjon, med unntak av spenningsinnstillingene. De ble satt til det samme som i Figur A.2 med unntak av omsetningsforhold som var primær 11000 V og sekundær 110 V.

PQZip Configuration		
PQZip Mode		Quality Thresholds (%)
Fixed Quality ▾		V 0.2 I 0.5
File Capacity	Record Mode	FFT Mode
30 min ▾	FULL ▾	V:512 I:128 ▾
Capture VDC		Capture IDC
Disable ▾		Disable ▾

Figur A.4: Kvalitetsinnstillinger

Current Probes Info						
Channel	CT Ratio (A)		Nominal (A)	Polarity	Clamp Info	Behavior simulation
	Primary	Secondary				
I ₁	400	5	400	Normal ▾	Mini 1-6A:1A/0.1V	No Simulation ▾
I ₂	400	5	400	Normal ▾	Mini 1-6A:1A/0.1V	No Simulation ▾
I ₃	400	5	400	Normal ▾	Mini 1-6A:1A/0.1V	No Simulation ▾
I _N	---	---	---	Normal ▾	No Probe Detected	No Simulation ▾
I ₅	50	50	50	Normal ▾	Custom clamp I ₅	No Simulation ▾

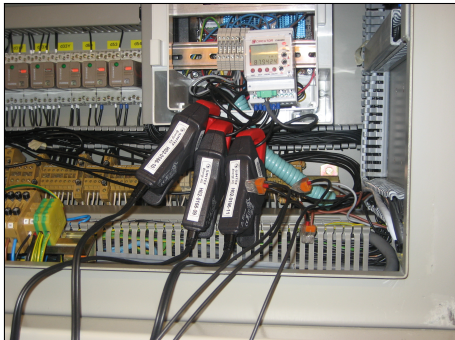
Custom/DC probes Info			
Clamp Info	I/V Ratio		Hardware Range
	Current	Voltage	
Custom clamp I ₅	1	0.001	2144.047363 A ▾

Non-measured Currents	
Calculated Phase	All Present ▾

Figur A.5: Instilling av strømmåling

B Oppsett Huseby

B.1 Transformatorstasjon

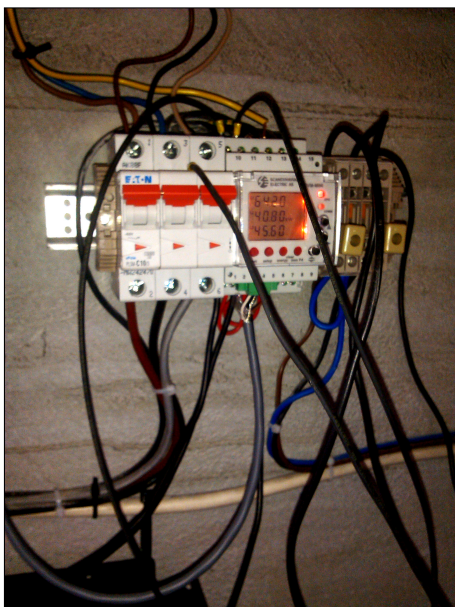


(a) Tilkobling av strømtenger og spenningsmåling



(b) Elspec G4500 BLACKBOX

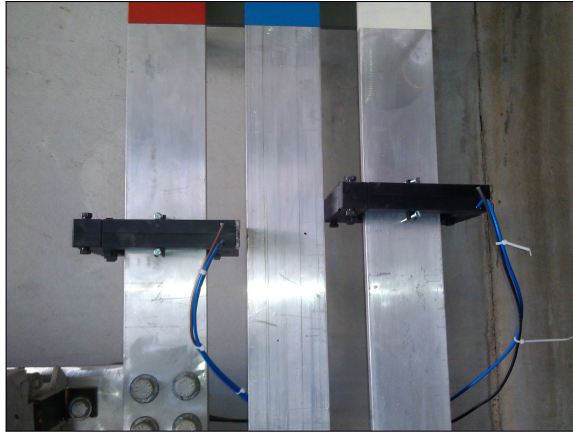
B.2 Nettstasjon



(a) Tilkobling strøm og spenningsmåling



(b) Elspec G4400



Figur B.3: Circuitor strømtransformatorer

C Funksjon for å beregne optimal spenning

For å finne den optimale stillingen på regulatoren krever funksjonen at man har fullstendig nett i en MATPOWER-case (helst i tunglast). Funksjonen tar inngangsverdier med MATPOWER-case, belastning fra (av tunglast) og belastning til (tunglast). Dersom det skulle være konvergeringsproblemer som medfører at den optimale lastflyten ikke blir funnet vil funksjonen avsluttes.

Nedenfor er kildekoden til funksjonen. Den er avhengig av MATPOWER og TSPOPE.

```
function [ Spenning, Effekt] = OptimalSpenning( mpc, fra, til, skalering )
% Funksjonen er avhengig av MATPOWER og TSPOPF. Disse maa derfor vaere lagt inn i MATLAB
% for aa kunne kjoere filene

Index = mpc.bus(:,3)>0

antall = (til-fra)/skalering;
% OPF
for i=1:antall
    temp = mpc;
    temp.bus(Index,3) = temp.bus(Index,3) * (fra+skalering*(i));
    temp.bus(Index,4) = temp.bus(Index,4) * (fra+skalering*(i));
    [T, temp,fullfort] = evalc('runopf(temp)');
    if ~fullfort
        error('STOPP!');
        % Ofte paa grunn av stort spenningsfall
        % i lavspenkretser og strengte restriksjoner
        % Loesningen er og kjoere med mindre effekt
        % Eller endre paa trinnkoblerstillingene
    end

    Spenning(i) = temp.gen(6);

    Effekt(i) = temp.gen(2);
    disp([num2str(i)]);
end
```


D Funksjon for tilnærmet lastflyt

Funksjonen tar utgangspunkt i at all last som trekkes fra krafttransformatoren er sluttlast (antar lite tap). Funksjonen er avhengig av en modifisert versjon av MATPOWER som returnerer tomgangstap og linjetap. Kildekoden finnes under.

```
function [generatorspenning, generatorkonsum, totallast, Tomgangstap, Linjetap ] =  
    OptimalLastFlytTidsere( mpc, Last, mpopt)  
% MPC = MATPOWERCASE  
% LAST = Tidsserie for effekt maalt paa krafttransformator  
% MPOPT = MPOPTION som brukes for MATPOWER.  
  
Index = mpc.bus(:,3)>0  
Tunglast = sum(mpc.bus(Index,3));  
  
% OPF  
for i=1:length(Last)  
    temp = mpc;  
    Faktor = Last(i) / (Tunglast*1000);  
    temp.bus(Index,3) = temp.bus(Index,3) * Faktor;  
    temp.bus(Index,4) = temp.bus(Index,4) * Faktor;  
    [temp,fullfort] = runopf(temp, mpopt);  
    % Dersom optima lastflyt ikke kjoeres stopper programme for  
    % aa gi en advarsel  
    if ~fullfort  
        warning('Feil i OPF');  
    end  
  
    generatorspenning(i) = temp.gen(6);  
    generatorkonsum(i) = temp.gen(2);  
    totallast(i) = sum(temp.bus(:,3));  
    Tomgangstap(i) = temp.Tomgangstap;  
    Linjetap(i) = temp.Linjetap;  
end
```


E Regulator halveringsmetode

```
function matpowercase = FjernregulatorkunMATPOWER(MATPOWERCASE)
% Funksjonen tar en MATPOWERCASE som inngang, og finner fra dette
% Finner først lastnoden med hoyest spenning
res = runpf(MATPOWERCASE)
NrogSpenning = res.bus(res.bus(:,3)>0,[1,8])
[~,I] = max(NrogSpenning(:,2))
disp(['Bus som er brukt som maalepunkt for fjernttrinner er samleskinne nr '
      ,num2str(NrogSpenning(I,1)),' med opprinnelig spenning ',num2str(NrogSpenning(I,2))

% Finner index i den opprinnelige matrisen
BUS = find(res.bus(:,1)==NrogSpenning(I,1)) % Dette er busen som
% skal brukes som maalepunkt i nettransformatoren

% Starter halveringsmetoden ved aa U_min = 0.9 og U_max = 1.2 paa 11 kV
% samleskinne

MATPOWERCASE1= MATPOWERCASE;
MATPOWERCASE2= MATPOWERCASE;
MATPOWERCASE3= MATPOWERCASE;

a=0.9
b=1.4

MATPOWERCASE1.gen(6) = a;
MATPOWERCASE2.gen(6) = b;
res1= runpf(MATPOWERCASE1);
res2= runpf(MATPOWERCASE2);

% Halveringsmetoden
STEG = 0.00001
while (b - a >=STEG)
    c = (a + b)/2;
    MATPOWERCASE1.gen(6) = a;
    MATPOWERCASE2.gen(6) = b;
    MATPOWERCASE3.gen(6) = c;

    % Kjorer alle MATPOWER casene
    res1= runpf(MATPOWERCASE1);
    res2= runpf(MATPOWERCASE2);
    res3= runpf(MATPOWERCASE3);

    % Finner spenningen paa bussen
    fc = res3.bus(BUS,8) -1.1;
    fa = res1.bus(BUS,8) -1.1;

    % Halveringsmetoden
    if ( fc == 0 )
        break;
    elseif ( fa*fc < 0 )
        b = c;
    else
        a = c;
    end
end

matpowercase = MATPOWERCASE3;
```


F MATPOWER-casefiler HS+LS (digitalt)

Noen av vedleggene inneholder sensitiv informasjon. Det er derfor valgt å ikke publisere vedleggene som er listet opp på denne siden. For tilgang til filene kontakt veileder eller forfatter.

F.1 Dagens løsning

F.2 Semioptimal løsning

F.3 Optimal løsning

G MATPOWER-casefiler HS (digitalt)

G.1 Korrigert nettmiddel

G.2 Kvalitetssikret nettmiddel

G.3 Optimalisert trinnstilling

H Målinger Elspecinstrumenter(digitalt)

H.1 Nettstasjon

H.2 Fordelingstransformator

I SIMPOW-modell (digitalt)

J Spesifikasjoner for fordelingstransformatorer (digitalt)

K Oversikt over samleskinner (digitalt)