

OPTIMAL PRODUKSJON AV REAKTIV EFFEKT I REGIONALNETTET I TELEMARK & VESTFOLD

Martin Eldrup

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2009
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Oppgavetekst

Kraftforsyningen i Telemark og Vestfold har en lang historie tilbake til 1885 da Laugstol Bruk satte i drift det første kraftverket i Norge for alminnelig forsyning. Fra dette har også utbyggingen av kraftverk, men også prosessindustrien, først på Notodden og Rjukan senere i Grenland, hatt stor betydning for utforming av nettstrukturen i fylkene. Regionalnettet i området som har spenning 132 kV og 66 kV, er dels forsynt fra mer enn 20 kraftverk og dels fra Sentralnettet med i alt 5 innmatingspunkter.

Denne oppgaven skal konsentreres om å finne fram til en optimal strategi for produksjon av reaktiv effekt i kraftverk / kraftverksgrupper. Oppgaven skal ta utgangspunkt i en samfunnsøkonomisk vurdering av tapskostnader i nettet og den kostnad regionalnettet blir påført ved uttak av reaktiv effekt fra Sentralnettet.

Skagerak Energi eier de to selskapene Skagerak Nett og Skagerak Kraft. Skagerak Skagerak Nett har etablert modeller for regionalnettet i beregningsverktøyet PSS/E for Telemark og Vestfold. En del av oppgaven vil være å videreutvikle disse, enten i samme beregningsverktøy eller ved hjelp av andre og tilsvarende. Oppgaven vil således omfatte en vurdering av metodikk for beregning av nettapene og for optimalisering av spenningsnivå / reaktiv effektproduksjon. Resultatet bør presenteres som en oversikt over den optimale spenningsprofil i regionalnettet og den tilsvarende fordeling av reaktiv effektproduksjon med varierende belastning i nettet. Denne oversikten bør også inneholde kostnadssignaler for endring i innmating / uttak av reaktiv effekt i kraftverkene og noen utvalgte belastningspunkter.

Regionalnettet i Telemark og Vestfold med kraftverk kan deles i adskilte områder:

- Tinnelva / Hjarthøla med Årlifoss, Grønvollfoss, Svelgfoss, Tinfos, Hjarthøla og evt. Såheim og mulig framtidig Sauland kraftverker. Deling mellom såkalt Vestfold- og Telemarksdrift.
- Eidselva og Midt-Telemark med Vrangfoss, Eidsfoss og underliggende 66 kV nett med Hogga og Ulefoss.
- Brokkenettet med Finndøla, Haukrei og Fjone.

Dette er omfattende problemstillinger og lista for gjennomføring kan betraktes som prioritert i ovenfor nevnte rekkefølge. Viktigste problemstilling er Tinnelva / Hjarthøla mot Telemark og Vestfold-drifter.

Oppgaven gitt: 19. januar 2009
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Forord

Denne oppgaven ble utført ved Institutt for elkraftteknikk ved NTNU våren 2009 og var gitt av Skagerak Energi. Oppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven som ble utført høsten 2008 som så på produksjonskostnadene ved reaktiv effektproduksjon ved Hjartdøla kraftverk i Telemark.

Grunnet den store informasjonsmengden i denne oppgaven er det det lagt ved datafiler som inneholder ytterligere informasjon fra optimaliseringene.

Jeg vil takke mine kontaktpersoner i Skagerak Energi, Gunne John Heggli og Taale Korsnes Stette for god informasjon og støtte gjennom arbeidet med prosjekt- og masteroppgave. En takk rettes også til min veileder ved NTNU, professor Olav Bjarte Fosso, for hans innspill og gode veiledning.

Sammendrag

Skagerak Energi AS eier og drifter mesteparten av regionalnettet og kraftverkene i Telemark og Vestfold. Med denne oppgaven ønsker de å bedre samdriften av kraftverkene og regionalnettet i området. Arbeidet skulle resultere i en oversikt over optimal produksjon av reaktiv effekt i kraftverkene i tillegg til en oversikt over spenningsprofilen i nettet.

Optimaliseringsverktøyet som ble brukt i denne oppgaven var MATPower som inneholder forskjellige algoritmer for løsning av generelle lastflyter og optimale lastflyter.

Året ble delt i to perioder, hvor tunglastperioden utgjør tidsrommet fra og med desember til og med februar, mens resten av året ble modellert med sommerbelastning. Optimaliseringen tar utgangspunkt i en minimalisering av taps- og produksjonskostnader, men i tunglastperioden ble det i tillegg inkludert kostnader forbundet med uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet.

Sammenligningsgrunnlaget er en optimalisering uten uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene, noe som er i nærheten av dagens drift. De andre optimaliseringene ble sammenlignet med denne og viste at en optimalisering av reaktivt uttak fra kraftverkene ga en stor kostnadsbesparelse.

Kostnaden ved uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet er den som reduseres mest ved optimalisering av reaktivt effektuttak ved kraftverkene. Kostnadene ble redusert ved optimaliseringer både med og uten kostnaden for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. Taps- og produksjonskostnadene ble også redusert i forhold til sammenligningsgrunnlaget.

Sammenligningsgrunnlaget ga de høyeste kostnadene uansett belastning og produksjonsnivå.

Innhold

1 Innledning	9
2 Valg av program	10
2.1 PowerFactory	10
2.2 PSS/E	10
2.3 MATPower	11
3 Datagrunnlag	13
3.1 Koblinger mot sentralnettet	13
3.2 Produksjonspunkter	14
3.3 Belastninger	18
3.4 Produksjon	19
3.5 Trinning av transformatorene	19
3.6 Spenningsgrenser	20
3.7 Effektfaktorer	21
4 Kostnadsberegninger	23
4.1 Totale kostnader	23
4.2 Sentralnettskostnad	24
4.3 Nettap	25
4.4 Generator- og transformator tap	26

5	Optimalisering	31
5.1	Dagens drift av kraftsystemet	31
5.2	Målfunksjonen	33
5.3	Innstillinger for optimaliseringene	34
6	Tolkning av resultater	37
6.1	Optimaliseringsforklaring	37
6.2	Kostnader	38
6.3	Andre forhold	38
7	Kostnader	41
7.1	Sammenligning av kostnader i tunglast	41
7.2	Sammenligning av kostnader ved sommerbelastning	45
8	Regionalnettet	47
8.1	Regionalnettet i tunglastperioden	47
8.2	Regionalnettet ved sommerbelastning	48
9	Tinnelva og Hjartdøla	51
9.1	Tinnelva og Hjartdøla i tunglastperioden	51
9.2	Tinnelva og Hjartdøla ved sommerbelastning	59
10	Eidselva og Midt-Telemark	63
10.1	Eidselva og Midt-Telemark i tunglastperioden	63
10.2	Eidselva og Midt-Telemark ved sommerbelastning	65
11	Brokkenettet	67
11.1	Brokkenettet i tunglastperioden	67
11.2	Brokkenettet ved sommerdrift	68

12	Diskusjon	71
12.1	Antagelser	71
12.2	Optimaliseringsprogrammet	73
12.3	Vurdering av resultater	73
13	Bruk av resultater	79
13.1	Kraftverk og regionalnett	79
14	Konklusjon	81
15	Videre arbeid	83
A	MATPower	91
A.1	Optimalisering i MATPower	91
A.2	Ekstra krav utover MATPower	93
B	Bruk av MATPower	95
B.1	Datagrunnlag	95
B.2	MATLab-skript	96
C	Endringer i modellbeskrivelsen	99
C.1	Optimalisering av Vestfoldnettet	99
C.2	Optimalisering av Telemarksnettet	100

1 Innledning

Skagerak Nett og Skagerak Kraft AS er heleide datterselskaper av Skagerak Energi AS og eier og drifter mesteparten av kraftverkene og regionalnettet i Telemark og Vestfold.

Optimal produksjon av reaktiv effekt i regionalnettet reduserer tapskostnader i nettet som følge av at det flyter mindre strøm i linjene. Regionalnettet i Telemark og Vestfold er forsynt fra mer enn 20 kraftverk i tillegg til 5 innmatingspunkter koblet til sentralnettet.

Skagerak Kraft ønsker gjennomføre en optimalisering slik at samdriften av kraftverkene og nettet kan gi reduserte kostnader for både nett- og kraftverksdrift. Det er meningen at dette skal gi en samfunnsøkonomisk gevinst. Optimaliseringene skal gjennomføres for flere forskjellige produksjons- og belastningssituasjoner for å kunne komme med anbefalinger for drift av kraftsystemet.

Følgende faktorer skal være med i optimaliseringen:

- Tapskostnader i nettet
- Kostnad for uttak av reaktiv effekt i tunglastperioden
- Kostnad ved produksjon av reaktiv effekt i kraftverkene

Nettet i Telemark og Vestfold er delt opp i to forskjellige nett som optimaliseres hver for seg. Det skal fokuseres på tre forskjellige deler av nettet og disse er:

- Tinnelva og Hjarthøla
- Eidselva og Midt-Telemark
- Brokkenettet

Optimaliseringen baserer seg på et allerede utviklet program for optimale lastflytberegninger som er implementert i en egen programkode som skal tilpasse dataene før utføring av en optimal lastflyt. Programmet som er benyttet er MATLAB, sammen med en programpakke som kalles MATPower.

2 Valg av program

Det ble vurdert flere metoder for å løse problemstillingen. Programmer som ble vurdert var PowerFactory, PSS/E og MATPower. Skagerak Energi har gått til innkjøp av lisenser for PSS/E og har også produsert modeller av regionalnettet i dette programmet. Det var derfor ønskelig å benytte disse dataene i den løsningsmetoden som ble valgt.

2.1 PowerFactory

PowerFactory er et program som er utviklet av DlgSILENT (DIgital SIMuLator for Electrical NeTwork) og inneholder avanserte funksjoner for analyse og beregninger for vurdering av ulike sider av elektriske kraftsystemer. Dette programmet ble vurdert, men med en begrensning på maksimalt 50 samleskinner, grunnet den tilgjengelig lisensen, var det ikke mulig bruke dette programmet.

2.2 PSS/E

PSS/E (Power System Simulator for Engineering) er utviklet av PTI (Power Technologies Inc.) i SIEMENS og er et kraftig og avansert beregningsverktøy. Den består av flere tilleggsmoduler og en av disse modulene er OPF (Optimal Power Flow) som gir brukeren mange muligheter for optimaliseringer. Ved optimaliseringer er det mulig å velge mellom flere målfunksjoner og kombinasjoner av disse. Ved en kombinasjon av målfunksjoner kan disse vektas forskjellig for å ta hensyn til forskjellige kostnader.

På tross av de mange mulighetene ble det ikke funnet en metode som lot seg gjennomføre for problemstillingen i denne oppgaven. Det fantes ikke en mulighet for å inkludere kostnaden for reaktiv effekt fra sentralnettet i optimaliseringen, og det ble programmet ble derfor valgt bort.

2.3 MATPower

MATPower er en tilleggsmodul til MATLAB som er et avansert kommersielt programmeringsprogram. MATPower kommer som fri kode til bruk i MATLAB og er utviklet for å utføre lastflyt og optimal lastflyt. MATPower benytter seg av flere forskjellige løsningsalgoritmer alt etter tilgjengelige tilleggspakker og problemet som skal løses. Noen løsningsalgoritmer brukt i av MATPower er mer tidkrevende enn andre og passer til enkle og ganske små problemstillinger, men det finnes også flere gode algoritmer for løsning av større, mer komplekse problemer. En av disse er MINOS Solver som er utviklet av Bruce Murtagh og Michael Saunders og distribuert av Stanford Business Software Inc.

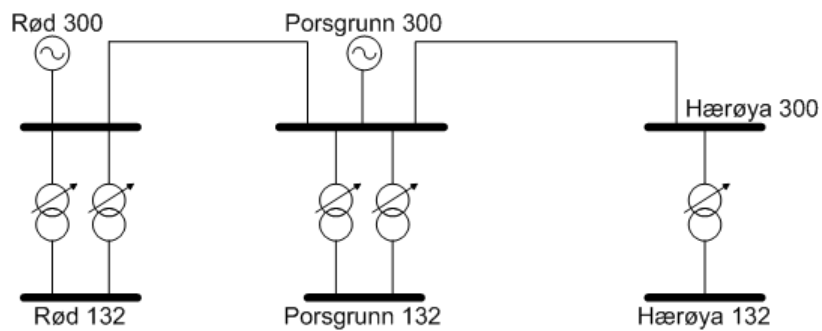
Denne løsningsalgoritmen passer både for lineære problemstillinger og problemstillinger med ulineære målfunksjoner og begrensninger. Det er denne som er brukt i løsningen av problemstillingen. En nærmere gjennomgang blir presentert i vedlegg A.

3 Datagrunnlag

For å kunne optimalisere kraftsystemet må datagrunnlaget være godt nok for de forskjellige driftssituasjonene. I dette kapitlet blir forskjellige forutsetninger og antagelser presentert, samt en liten oversikt over nettet i Telemark og Vestfold.

3.1 Koblinger mot sentralnettet

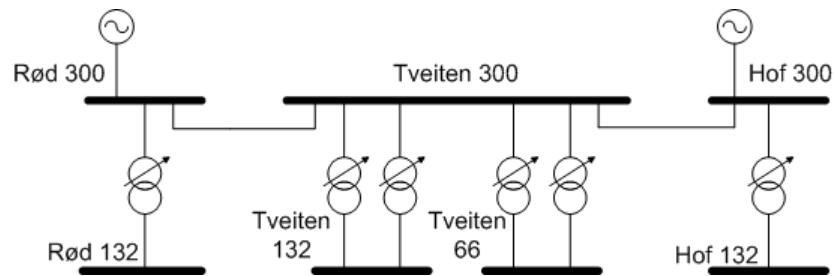
Regionalnettet i Telemark er tilknyttet sentralnettet i tre transformatorstasjoner, Rød , Porsgrunn og Hærøya, med spenningsnivå på 300 kV. Under er en figur som viser hvordan koblingene mot sentralnettet er for Telemarksnettet.



Figur 3.1: Koblinger mot sentralnettet for regionalnettet i Telemark

Regionalnettet i Vestfold har tre koblinger mot sentralnettet, Rød, Tveiten og Hof, med spenningsnivå på 300 kV. Ved Rød er det kobling mot både Telemark og Vestfold.

Under er en figur over regionalnettet i Vestfold med koblinger mot sentralnettet.



Figur 3.2: Koblinger mot sentralnettet for regionalnettet i Vestfold

I modellen som er brukt for optimaliseringen av kraftsystemet er sentralnettet modellert som en svingemaskin. Dette gjøres for å fjerne innvirkningen av sentralnettet i optimaliseringen. Denne måten å modellere sentralnettet på vil føre til at det ikke er noen spennings- eller vinkelforskjell i sentralnettet.

3.2 Produksjonspunkter

3.2.1 Tinnelva og Hjartdøla

Tinnelva og Hjartdøla består av kraftverkene Hjartdøla, Svelgfoss, Tinfoss, Årlifoss, Grønnvollfoss og Såheim. Kraftverkene blir delt mellom det som kalles Telemarksdrift og Vestfoldsdrift. Normalt går Hjartdøla, Svelgfoss og Tinfoss mot Vestfoldsdriften, mens Årlifoss, Grønnvollfoss og Såheim går mot Telemarksdriften.

Kraftverkene ved Tinnelva som normalt går mot Telemarksdriften er vist i tabell 3.1.

Kraftverk	Installert effekt
Grønnvollfoss	32 MW
Årlifoss	23 MW
Såheim A	40 MW

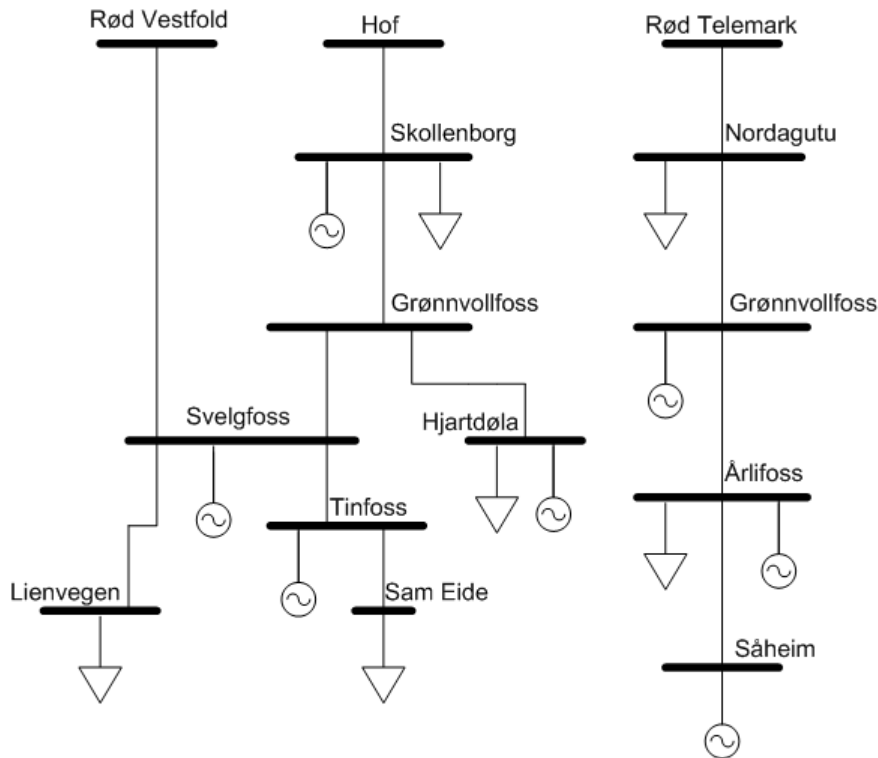
Tabell 3.1: Kraftverk ved Tinnelva mot Telemarksdriften

Kraftverkene ved Tinnelva og Hjartdøla som normalt går mot Telemarksdriften er vist i tabell 3.2.

Kraftverk	Installert effekt
Hjartdøla	120 MW
Svelgfoss	100 MW
Tinfoss	44 MW

Tabell 3.2: Kraftverk ved Tinnelva mot Vestfoldsdriften

Figur 3.3 viser nettet slik det er modellert i oppgaven med Rød Vestfold, Hof og Rød Telemark som samleskinnene under sentralnettet. Vestfoldsdriften til venstre og Telemarksdriften til høyre. Ved Grønnvollfoss er det koblinger både mot Telemarksdriften og til Vestfoldsdriften.

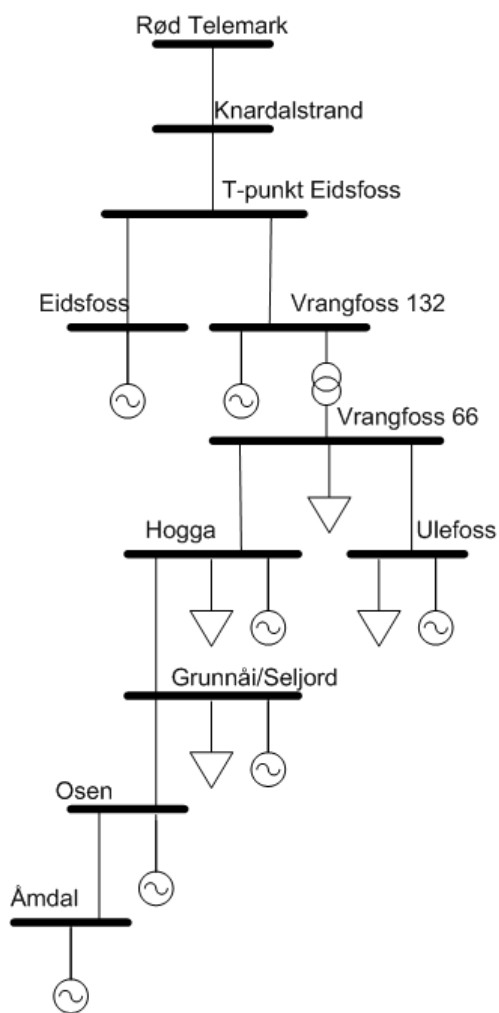


Figur 3.3: Modell over kraftverkene ved Tinnelva og Hjartdøla

3.2.2 Eidselva og Midt-Telemark

Eidselva og Midt-Telemark inkluderer kraftverkene Eidsfoss, Vrangfoss, Hogga, Ulefoss, Grunnåi, Osen og Åmdal. Eidsfoss og Vrangfoss ligger i 132 kV nettet, mens resten ligger i 66 kV nettet.

Figur 3.4 viser hvordan kraftverkene er plassert i forhold til hverandre.



Figur 3.4: Modell over kraftverkene ved Eidselva og i Midt-Telemark

Kraftverkene ved Eidselva og i Midt-Telemark er vist i tabell 3.3.

Kraftverk	Installert effekt
Eidsfoss	15 MW
Vrangfoss	35 MW
Hogga	17 MW
Ulefoss	7,5 MW
Grunnåi	15 MW
Osen	15 MW
Åmdal	21 MW

Tabell 3.3: Kraftverk ved Eidselva og i Midt-Telemark

3.2.3 Brokkenettet

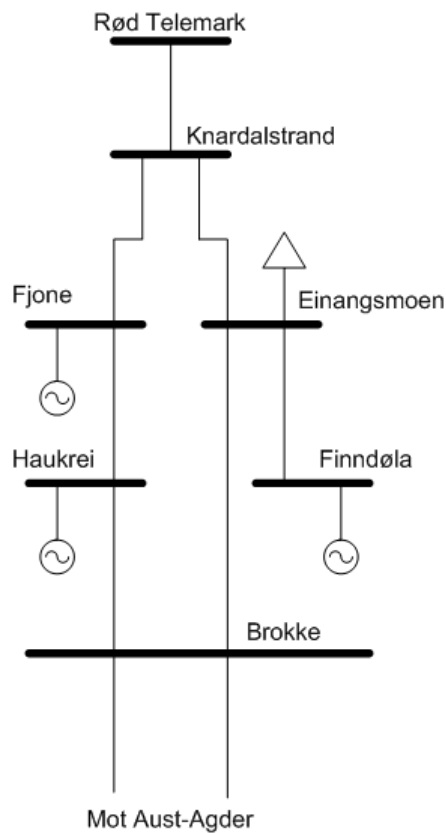
Brokkenettet går sørover fra Rød og er koblet mot regionalnettet i Agder ved Brokke. Det er antatt at det ikke er noen utveksling av hverken aktiv eller reaktiv effekt ved Brokke.

Kraftverkene i Brokkenettet i Telemark etter at Brokke transformatorstasjon er bygget mot 420 kV er vist i tabellen under[5].

Kraftverk	Installert effekt
Finndøla	108 MW
Fjone	50 MW
Haukrei	16 MW

Tabell 3.4: Kraftverk ved Brokkenettet

Kraftverkene som er koblet til denne delen av nettet er Fjone, Haukrei og Finndøla. Nettet er vist i figur 3.5.



Figur 3.5: Modell over kraftverkene i Brokkenettet

3.3 Belastninger

Gjennom året varierer belastningen og dette gir forskjellige løsninger på optimaliseringsproblemet. Belastningsendringen gjelder i hovedsak boliger og næringsvirksomhet, mens industrien har tilnærmet samme belastning gjennom hele året.

Av de tre PSS/E-modellene som var tilgjengelige, var det to som dekket Vestfoldnettet ved tunglast og med sommerbelastning, samt en modell som dekket Telemarksnettet med sommerbelastning.

For å kunne optimere Telemarksnettet i tunglastperioden, måtte modellen tilpasses. Som en grov tilnærming blir belastningen om sommeren satt til 50 % av belastningen om vinteren med unntak av belastninger knyttet til industri.

	Sommer	Vinter
Industri	100 %	100 %
Øvrig	50 %	100 %

Tabell 3.5: Belastning sommer og vinter

Samleskinner som er tilknyttet industri er Rafnes, Roligheten, Hærøya og halve belastningen ved Brevik[6].

3.4 Produksjon

Produksjonen vil variere gjennom året, men ikke på samme måte som belastningen. Produksjonen i et konkurranseutsatt marked vil variere med prisen på elektrisk energi og situasjonen i magasiner og elver. Det kan ikke gjøres en beregning ut i fra en fast produksjonssituasjon, og det gjøres derfor flere beregninger med forskjellig produksjon i de forskjellige belastningssituasjonene.

I denne oppgaven tas det utgangspunkt i fire forskjellige produksjonssituasjoner med utgangspunkt i kraftverkens installerte ytelse. Alle kraftverkene blir modellert med 25 %, 50 %, 75 % og 100 % av installert ytelse. I denne oppgaven er det antatt at alle kraftverk kan reguleres til disse nivåene. Dette vil ikke alltid være tilfellet i kraftverk med kun en generator.

3.5 Trinning av transformatorene

I den løsningsmetoden som er valgt er det ikke mulig med automatisk trinning av transformatorer i optimaliseringsprosessen og det er derfor gjort systematiske tilnærmelser for å holde spenningen ved innmatingspunktene innenfor gitte begrensninger. Trinningen på transformatorene mellom sentralnettet og regionalnettet blir satt slik at spenningen blir tilnærmet nivået i tabellen under. [4]

Sentralnettspunkt	Spenning
Rød Telemark	127 kV
Porsgrunn	127 kV
Rød Vestfold	130 kV
Tveiten	130 kV
Hof	130 kV

Tabell 3.6: Konstant spenning ved sentralnettspunkter

Data for transformatorene finnes i PSS/E, men er ikke brukt av MATPower, så for å kunne trinne transformatorene systematisk er det laget en egen fil med data om transformatorene. Disse blir brukt for systematisk trinning av transformatorene i nettet.

Transformatorene mellom sentralnettet og regionalnettet blir justert lineært slik at spenningen holdes på et tilnærmet konstant nivå som angitt i tabell 3.6. Andre modellerte transformatorer i resten av nettet blir trinnet systematisk med en fast trinnstørrelse. For Telemarksnettet blir tre transformatorer trinnet, mens det i Vestfoldnettet kun er en transformator som blir trinnet.

3.6 Spenningsgrenser

Spenningsene ved innmatingspunktene bestemmer mye av spenningene utover i nettet, men det finnes likevel flere spenningsbegrensninger i tilknytning til generatorer. Tabellen angir viktige spenningsbegrensninger i nettet utover spenningene ved innmatingspunktene[4].

Kraftverk	Maksimal spenning
Hjartdøla	11 kV + 5 %
Årlifoss	9,5 kV + 5 %
Grønnvollfoss	8 kV + 5 %
Svelgfoss	11 kV + 5 %

Tabell 3.7: Maksimal spenningsbegrensning på generatorklemmer

Disse spenningsbegrensningene er implementert i modellen slik at samleskinnen ved kraftverket har en øvre spenningsbegrensning på 1.05 pu. Hvis spenningen kommer helt opp i 1.05 pu ved høyspentsiden av transformatoren, vil spenningen på generatoren være høyere den angitte grensen på +5 %.

Spenningsreferansene er forskjellige i modellene for Telemark og Vestfold. Telemarksnettet har en spenningsreferanse på 132/56 kV, mens Vestfoldsnettet har 130/66 kV. Dette gjør at spenningsbegrensningene på 1.05 pu blir forskjellige i de to kraftsystemene.

3.7 Effektfaktorer

Det er ønskelig at generatorer skal operere med omtrent samme effektfaktorer og derfor er det også lagt inn begrensinger for dette. Ut i fra uttaket av aktiv effekt fra kraftverkene og beregnes så maksimalt og minimalt uttak av reaktiv effekt. Denne effekten registreres for hver enkelt kraftverk. Det er i denne oppgaven valgt å sette effektfaktoren til mellom 1 og 0.95[11].

4 Kostnadsberegninger

For å kunne minimere kostnadene forbundet med reaktiv effekt i regionalnettet må det bestemmes hvilke kostnadselementer som skal tas med.

I denne oppgaven fokuseres det på kostnader forbundet med tap i linjer, produksjon av reaktiv effekt ved kraftverkene, samt uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet i tunglastperioden.

Siden sentralnettskostnadene kun inntreffer i en tunglastperiode, er optimaliseringen delt opp i en tunglastperiode og en periode med sommerbelastning som dekker resten av året. Tunglastperioden er perioden fra og med desember til og februar, som utgjør ca. 2160 timer.

4.1 Totale kostnader

Formålet med optimaliseringen er å minimere kostnader som oppstår ved produksjon og overføring av reaktiv effekt i kraftnettet i Telemark og Vestfold.

Totale kostnader ved sommerbelastning

Utenfor tunglastperioden blir det ikke avregnet for uttak av reaktiv effekt og optimaliseringen vil bestå av en minimalisering av taps- og produksjonskostnader.

Totale kostnader ved sommerbelastning finnes slik:

$$K_{Total} = K_{Tap} + K_{Produksjon} \quad (4.1)$$

Totale kostnader i tunglastperioden

I tunglastperioden må kostnaden for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet tas med i optimaliseringen i tillegg til taps- og produksjonskostnader

Totale kostnader i tunglast finnes slik:

$$K_{Total} = K_{Tap} + K_{Produksjon} + K_{Snett} \quad (4.2)$$

hvor

K_{Total} - Totale kostnader [NOK/time]

K_{Snett} - Kostnader ved uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet [NOK/time]

K_{Tap} - Kostnader av tap i nett [NOK/time]

$K_{Produksjon}$ - Kostnader ved tap i generator og transformator [NOK/time]

Optimaliseringen som er benyttet i denne oppgaven tar utgangspunkt i kostnader per time og sentralnettskostnaden blir derfor fordelt over antall timer i en tunglastperiode.

4.2 Sentralnettskostnad

Kostnader ved uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet beregnes ut i fra en av fem kontrolltimer som etter tunglastperioden blir bestemt av Statnett. Det er den kontrolltimen med høyest uttak av reaktiv effekt som blir valgt. Den reaktive effekten tarifferes av Statnett med 25 000 NOK/MVAr rundet ned til nærmeste 5 MVAr[12]. I optimaliseringen blir det sett bort i fra avrundingen, og kostnaden for reaktivt uttak blir derfor proporsjonalt med den reaktive effekten.

Reaktiv effekt blir avregnet en gang per år og kan beregnes som kostnad [NOK/MVArh] per time i tunglastperioden slik:

$$k_Q = \frac{25000}{2160} \approx 11.6 \quad (4.3)$$

Dette er sentralnettskostnaden fordelt utover tunglastperioden fra og med desember til og med februar, ca. 2160 timer.

Kostnader forbundet med uttak av reaktiv effekt beregnes slik:

$$K_{Snett} = Q_{Snett} \cdot k_Q \quad (4.4)$$

hvor

K_{Snett} - kostnader ved uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet [NOK/time]

Q_{Snett} - reaktivt uttak fra sentralnettet ved tunglast [MVA_r]

k_Q - pris for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet [NOK/MVA_rh]

4.3 Nettap

Kostnaden ved tap i nettet blir implementert i optimaliseringen og blir beregnet ut i fra effekttapene i den aktuelle lastsituasjonen. Tapskostnadene vil endres med kostnaden for elektrisk energi. Tapskostnadene kan inkludere en energikostnad og en effektkostnad. Effektkostnad må beregnes når effekttapene gir en begrensning på produksjon og overføringskapasitet. Spesifikke tapskostnader kan beskrives slik[8]:

$$K_{Tap} = k_p \cdot \Delta P_{max} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt \quad (4.5)$$

hvor

K_{Tap} - kostnader av tap [NOK/år]

$k_w(t)$ - energikostnad tidspunkt t [NOK/kWh]

k_p - effektkostnad (tunglast) [NOK/kW år]

ΔP_{max} - effekttap (tunglast) [kW]

$\Delta P(t)$ - effekttap tidspunkt t [kW]

Ved å bruke brukstider for tap kan ligningen omformes til:

$$K_{Tap} = k_p \cdot \Delta P_{max} + \Delta P_{max} \cdot k_w \cdot T_t \quad (4.6)$$

hvor

T_t - Tapenes brukstid [h]

I denne oppgaven blir det sett bort i fra effektkostnadene, og kostnadene for tap blir da kun avhengig av kostnaden for elektrisk energi og tapene i nettet. Verdien på elektrisk energi er satt til 300 NOK/MWh. Denne forenklingen gjør at kostnadene for tap finnes slik:

$$K_{Tap} = k_p \cdot \Delta P_{max} \quad (4.7)$$

4.4 Generator- og transformortap

I modellen kan tap i kraftverket implementeres som en kostnad for produksjon av aktiv og reaktiv effekt. Kostnadene kan registreres i MATPower som både funksjoner eller som delvis lineære kostnader. Dette gjør programmet fleksibelt med hensyn til å gi den reaktive effekten forskjellig verdi.

I modellen er generatorer med transformatorer modellert med kun en generator koblet rett på en samleskinne uten transformator. Det er ikke registrert egne verdier for hverken transformatoren eller generatoren. De verdiene som er registrert er kun maksimal og minimal aktiv og reaktiv effekt.

4.4.1 Tapsberegninger

For å finne tapene i generatorene og transformatorene ved økning av reaktiv effektproduksjon, må det utføres en del beregninger. Disse beregningene er basert på tall for Hjartdøla kraftverk og er skalert etter installert ytelse i andre kraftverk. Resultatet blir så implementert i modellen.

I beregningene av tapskostnader i generator og transformator er det antatt følgende:

- Resistansen i stator og rotor er antatt å være konstant ved endring av effektfaktoren, men er i virkeligheten ikke konstant da den endrer med temperaturen. Ved annen drift enn ved nominell drift vil total belastning være mindre og temperaturen vil også være mindre, noe som fører til lavere resistans og mindre tap.
- Det er også antatt at det kan sees bort i fra andre tap i generatoren, sidene tapene i rotor og stator bidrar mest til de totale belastningstapene. De andre tapene inkluderer magnetiseringstap og virvelstrømstap i rotor og stator.

Hjartdøla kraftverk

Ved å utgangspunkt i data fra Hjartdøla kraftverk og beregnes tap i generator og transformator for en generator og en transformator. Hjartdøla består av to generatorer og tre enfase transformatorer. Data for Hjartdøla kraftverk er hentet fra [11], [13] og [14] og vises i tabellen under. Dataene er for en generator og en enfase transformator ved nominell drift.

Generator		Transformator	
Effekt	75 MVA	Effekt	47 MVA
Effektfaktor	0.8	Primærspenning	138 kV
Spenning	11 kV	Sekundærspenning	11 kV
Direkteaksens reaktans	0.95 pu	Kortslutningsresistans	0.29 %
Tverraksens reaktans	0.62 pu	Kortslutningsimpedans	10 %
Magnetiseringsstrøm	845 A		
Magnetiseringsspenning	210 V		
Turbinbegrensning	60 MW		
Belastningstap	410 kW		

Tabell 4.1: Data for Hjartdøla kraftverk

Siden turbinbegrensningen er på 60 MW er det denne som bestemmer maksimal effekt i kraftverket. Maksimal effekt som kan leveres av de to generatorene er derfor 120 MW.

Belastningstap i generator er for en generator ved nominell drift og det er dette som blir brukt som utgangspunkt for tapsberegningen i generatoren.

Beregninger av kostnader ved produksjon av reaktiv effekt

Beregningene som er utført i denne oppgaven ble delvis gjort i en tidligere prosjektoppgave [2], men måtte endres noe for å passe denne oppgaven. For beregning av kostnader ble det i denne oppgaven brukt MATLAB som programmeringsspråk, noe som gjorde det mulig å implementere beregnede produksjonskostnader i MATPower.

Transformertap

Bruker et forenklet ekvivalentskjema og setter tomgangsimpedansen til ∞ , noe som gjør at magnetiseringsstrømmen, I_m , kan neglisjeres. Dette kan gjøres på grunnlag av følgende betraktninger:

$$X_m \gg X \quad (4.8)$$

$$R_m \gg X_m \quad (4.9)$$

Det forenklete ekvivalentskjemaet blir kun bestående av kortslutningsimpedansen og en ideell transformator for transformering av spenningen.

Følgende formel brukes for å finne aktive tap i transformatoren:

$$P_{\text{transformertap}} = 3R_t I_t^2 \quad (4.10)$$

hvor

$P_{\text{transformertap}}$ - aktive tap i transformator [W]

R_t - kortslutningsresistansen til transformatoren [Ω]

I_t - Strømmen i transformatoren per fase [A]

Deretter bestemmes tapene i generatoren ut i fra de dataene som er gitt i tabellen. Metoden som er brukt for å finne disse tapene er en forenklet metode av den som ble brukt i prosjektoppgaven [2].

Tap i generator

Tapene i generatoren blir funnet ut i fra beregnet strøm i generatoren, samt belastningstap og generatorstrøm ved nominell drift.

$$P_{\text{generatortap}} = P_{\text{generatortap},n} \left(\frac{I_{\text{generatorstrøm}}}{I_{\text{generatorstrøm},n}} \right)^2 \quad (4.11)$$

hvor

$P_{\text{generatortap}}$ - tapene i generator [kW]

$I_{\text{generatorstrøm}}$ - strømmen i generator [A]

$P_{\text{generatortap},n}$ - tapene i generator ved nominell drift [kW]

$I_{\text{generatorstrøm},n}$ - strømmen i generator ved nominell drift [A]

Totale tap og kostnader

Totale tap blir da summen av tapene i transformator og generator

$$P_{\text{tap}} = P_{\text{transformatortap}} + P_{\text{generatortap}} \quad (4.12)$$

For å finne kostnaden for den reaktive effekten som blir produsert i kraftverket brukes prisen for elektrisk energi, k_P :

$$k_Q = P_{\text{tap}}(Q)k_P \quad (4.13)$$

hvor

k_Q - kostnad for produsert reaktiv effekt per time [NOK/h]

k_P - kostnad for elektrisk energi [NOK/MWh]

$P_{\text{tap}}(Q)$ - Aktive tap ved produsert reaktiv effekt, Q [MW]

Dette gir en kostnad per time for den reaktive effekten som produseres i kraftverket.

Registrering av produksjonskostnader i MATPower

MATPower kan bruke polynomiske funksjoner ved optimalisering av målfunksjonen, og den kostnaden som ble funnet kan modelleres som en slik polynomisk funksjon med stor nøyaktighet:

$$k_Q = c_2 Q^2 + c_1 Q + c_0 \quad (4.14)$$

Her er c_2 , c_1 og c_0 konstanter, mens Q er den reaktive effekten produsert i kraftverket. Konstantleddet, c_0 , blir satt til null i MATPower. Dette vil ikke endre resultatet.

4.4.2 Skalering av kostnader

Beregningen av kostnadene ved reaktiv effektproduksjon ved Hjartdøla kraftverk blir brukt som et utgangspunkt for resten av kraftverkene. For å bestemme kostnadene i andre kraftverk enn i Hjartdøla, skaleres kostnaden ved å ta utgangspunkt i en verdi som beskriver størrelsen på et kraftverk. I denne oppgaven brukes installert ytelse i kraftverkene som skaleringsverdi og det antas en lineær sammenheng.

Det blir antatt at kostnadsøkningen ved å produsere en ekstra MVA i Hjartdøla gir en dobbel så stor kostnadsøkning i et kraftverk på halvparten av størrelsen. Kostnadene blir skalert slik.

$$\Delta K_1(Q) = \Delta K_0(Q) \frac{P_0}{P_1} \quad (4.15)$$

hvor

$\Delta K_0(Q)$ - Ekstra kostnad for produsert reaktiv effekt i Hjartdøla [NOK/h]

$\Delta K_1(Q)$ - Ekstra kostnad for reaktiv effekt i annet kraftverk [NOK/h]

P_0 - Effekten i kraftverk Hjartdøla [MW]

P_1 - Effekten i annet kraftverk [MW]

5 Optimalisering

Formålet med optimalisering er som nevnt tidligere å finne en optimal spenningsprofil og en optimal produksjon av reaktiv effekt utifra en driftssituasjon. Siden det finnes flere kombinasjoner av disse må det kjøres flere optimaliseringer med forskjellig datagrunnlag.

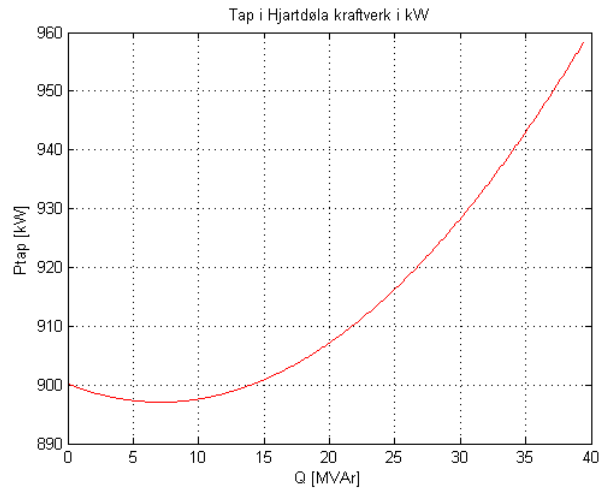
5.1 Dagens drift av kraftsystemet

Dagens drift av kraftsystemet baserer seg ikke på en samdrift av kraftverkene og nettet. Kraftverkene blir driftet etter en "tommelfingerregel" som sier at effektfaktoren ved generatoren skal være på rundt 1.00. Dette fører til at kraftverket totalt sett vil trekke reaktiv effekt for magnetisering av transformatoren.

Nettet blir driftet slik at spenningsprofilen ligger innenfor de begrensningene som er satt, og er ikke optimalisert noe videre. Den reaktive effekten vil bli dekket gjennom uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet.

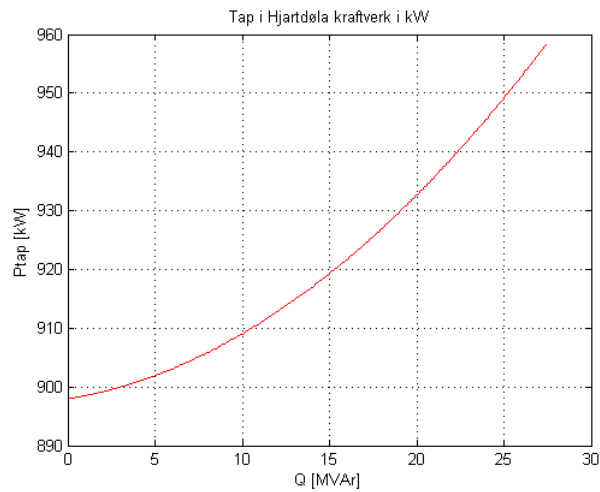
Optimal drift av Hjartdøla kraftverk

Tapsberegningen for Hjartdøla kraftverk viser at den optimale driften av kraftverket i seg selv med tanke på tapene, vil være å produsere nok reaktiv effekt for å dekke tap i transformatoren. Figuren viser at minimum tap i Hjartdøla kraftverk oppstår ved en produksjon ut av generatorene på ca. 7 MVar. Dette vil dekke tapene i transformatoren.



Figur 5.1: Tap i Hjartdøla kraftverk som funksjon av produsert reaktiv effekt i generatorene

Figur 5.2 viser at minimum kostnad for Hjartdøla kraftverk oppstår ved uttak av 0 MVar fra kraftverket. Det reaktive uttaket vil her være på høyspentsiden av kraftverkestransformatoren.



Figur 5.2: Tap i Hjartdøla kraftverk som funksjon uttak av reaktiv effekt fra Hjartdøla

5.2 Målfunksjonen

MATPower optimaliserer løsningen til problemet utifra kostnader for aktiv og reaktiv effekt som er gitt i en matrise. I denne matrisen velges kostnader per MW og MVAR for hvert enkelt kraftverk. Kostnadene kan være funksjoner av en polynomisk funksjon eller de kan være delvis lineære og det skilles mellom aktiv effekt og reaktiv effekt. Målfunksjonen i MATPower kan skrives slik:

For tunglastperioden:

$$\min F = k_P P_{\text{svingemaskin}} + \sum k(Q)_i + \sum k_Q Q_{\text{Snett},j} \quad (5.1)$$

med kostnad for reaktiv effekt per time

$$k_Q = 25000/2160 \approx 11.6 \quad (5.2)$$

For andre lastsituasjoner:

$$\min F = k_P P_{\text{svingemaskin}} + \sum k(Q)_i \quad (5.3)$$

hvor

F - Totale kostnader beregnet av MATPower [NOK]

k_P - Kostnad per MWh [NOK/MWh]

$P_{\text{svingemaskin}}$ - Aktiv effekt produsert ved svingemaskin

k_Q - Kostnad for reaktiv effekt per time [NOK/MVArh]

$k(Q)_i$ - Kostnad for reaktiv effekt produsert i generator i [NOK/MVArh]

$Q_{\text{Snett},j}$ - Reaktiv effekt fra sentralnettspunkt j [MVAR]

Q_i - Reaktiv effekt produsert i generator i [MVAR]

Minimeringen av kostnader tar utgangspunkt i kostnader knyttet til hver enkelt generator. Aktiv effekt er konstant på alle andre generatorer enn svingemaskinen og det vil derfor ikke være mulig å minimere kostnadene her. Derfor er det kun nødvendig å minimere kostnadene forbundet med svingemaskinen.

Reaktiv effekt blir tariffert av Statnett ved uttak fra sentralnettet og kostnaden per MVArh blir registrert for svingemaskinen.

Når det gjelder reaktiv effekt fra kraftverkene i regionalnettet vil denne kostnaden måtte registreres for hvert enkelt kraftverk. Kostnaden skal reflektere den ekstra kostnaden som blir påført av reaktiv effektproduksjon i kraftverkene.

Ved å optimalisere på timesbasis i tunglast blir det antatt at det i enhver driftssituasjon kan bli avregnet for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. Optimaliseringen vil derfor optimere produksjonen av reaktiv effekt for å minimere de totale kostnadene med sentralnettskostnaden.

5.3 Innstillinger for optimaliseringene

Før optimalisering av kraftsystemet, må det settes en del begrensninger for at optimaliseringen skal gi en gyldig løsning. Innstillingene før optimalisering er følgende:

- Spenningsnivået på vanlige samleskinner blir satt til å være mellom 1.1 og 0.9 pu.
- Spenningene på samleskinner tilkoblet kraftverk blir satt til å være mellom 1.05 og 0.90 pu.
- Spenningene i sentralnettet blir satt til 1.0 pu, 300 kV.
- Vindingsforholdet mellom sentralnett og regionalnett blir justert slik at det blir transformert ned fra 300 kV til 130 kV i Vestfoldsnettet og til 127 kV i Telemarksnettet..
- Andre transformatorer i nettet får spenningsgrenser satt av transformatoren.
- Effektfaktorene på samleskinner med generatorer i regionalnettet er begrenset til mellom 1 og 0.95.
- Kostnad for aktiv effekt blir vektet med en kostnad tilsvarende prisen for elektrisk energi, 300 NOK/MWh.
- Kostnad for reaktiv effekt i tunglast blir vektet med en kostnad tilsvarende sentralnettstariffen fordelt over en tunglastperiode på 2160 timer/år og blir da satt til 11.6 NOK/MVArh.

- Kostnad for reaktiv effekt produsert i kraftverkene blir beregnet utifra data for Hjartdøla kraftverk og skalert i forhold til installert effekt i de andre kraftverkene. Denne kostnaden blir forskjellig fra kraftverk til kraftverk og prisen for elektrisk energi.
- Det blir antatt at belastningene er spenningsuavhengige.

6 Tolkning av resultater

Kostnader og reaktiv effektproduksjon er presentert hver for seg, og fordelt på tunglastperioden og en periode med sommerbelastning.

6.1 Optimaliseringsforklaring

Det ble utført tre optimalisering for å kunne sammenligne resultatene opp mot hverandre. Disse optimaliseringene minimaliserer kostnadene knyttet til to eller tre kostnadselementer. Optimaliseringene som blir utført er følgende:

- **Optimalisering 1**

- Drift av kraftverkene slik at det ikke er uttak av reaktiv effekt fra disse.
- Minimaliserer så kostnadene forbundet med tap i linjer og uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet
- Skal gi et bilde på kostnadene ved uavhengig optimalisering av kraftverksdrift og nettdrift

- **Optimalisering 2**

- Minimaliserer kostnader forbundet med tap i linjene og produksjon av reaktiv effekt i kraftverkene.
- Skal gi et bildet på optimal drift av nettet når det ikke tas hensyn til kostnader forbundet med uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet.

- **Optimalisering 3**

- Minimaliserer kostnadene knyttet til tap i linjer, produksjon av reaktiv effekt i kraftverkene og uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet.
- Skal gi en indikasjon på hvordan kraftsystemet burde driftes i tunglastperioden hvis det, ved den aktuelle driftsituasjonen, blir avregnet for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet.

- Denne optimaliseringen blir ikke utført ved sommerbelastning.

Videre i oppgaven blir det referert til disse optimaliseringene som **O1**, **O2** og **O3** for henholdsvis **Optimalisering 1**, **Optimalisering 2** og **Optimalisering 3**.

6.2 Kostnader

- Kostnadene som er presentert i resultatene er per time der det ikke står noe annet.
- Kostnadene er ikke reelle driftskostnader siden de ikke tar med seg med alle kostnadselementer ved drift av et kraftsystem.
- Produksjonskostnadene angir endring av kostnaden forbundet med produksjon av reaktiv effekt. Utgangspunktet er drift som gir minst tap i kraftverkene, noe som vil si null utveksling av reaktiv effekt mellom kraftverkene og nettet. Produksjonskostnadene angir kostnader utover dette.
- Kostnadene som er presentert er med for å kunne sammenligne resultatene av de ulike optimaliseringene.

6.3 Andre forhold

- Det er installert ytelse i kraftverkene som er brukt som maksimal aktiv effekt registrert i MATPower modellen. Dette gir mer aktiv effekt ut på nettet enn det som er riktig siden modellen ikke tar hensyn til tap i kraftverkene.
- Q_{maks} angir den maksimale reaktive effekten levert ut på nettet. Der det refereres til maksimal reaktiv effekt, menes den reaktive effekten som maksimalt kan produseres ved det aktuelle produksjonsnivået med en begrensning av effektfaktoren på 0.95 med reaktiv effekt ut på nettet.
- Øvre spenningsbegrensning for kraftverkene er +5 % av spenningsreferansen. Spenningsreferansene for Telemarksnettet og Vestfoldsnettet er forskjellige med en spenningsreferanse i Telemarksnettet på 132/56 kV og 130/66 kV i Vestfoldsnettet. Dette gir forskjellige spenningsbegrensninger i Telemarksnettet og i Vestfoldsnettet med begrensning på 1.05 p.u.

- Der det refereres til produksjonsnivå, menes aktiv effektproduksjon i prosent av installert effekt i kraftverkene. Det er optimalisert for 100, 75, 50 og 25 % av installert effekt i kraftverkene ved sommerbelastning. I tunglastperioden er det optimalisert med produksjonsnivåer på 100, 75 og 50 %. Ved produksjonsnivå på 25 % ble det ikke funnet en løsning som tilfredstilte de begrensningene som var gitt.
- Produksjonsnivået endres samtidig i alle kraftverkene og resultatene gjelder derfor kun når alle kraftverkene ligger på samme produksjonsnivå.
- Der det rederes til sentralnettskostnaden, menes kostnaden ved uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet i tunglastperioden.
- Det er et stort reaktivt uttak i Sam Eide på 25 MVar, og som vil påvirke produksjonen av reaktiv effekt i nærliggende kraftverk. Nærmest ligger Tinfos, deretter Svelgfoss.
- Resultatene er gyldige kun ved de driftssituasjonene som er optimalisert og med de antagelser som er gjort. Endringer av PSS/E-modellene er beskrevet i vedlegg C.

7 Kostnader

Ved sammenligning av kostnadene er det valgt å presentere de totale kostnadene som inkluderer kostnadene ved optimaliseringene av Telemarksnettet og Vestfoldsnettet.

Kostnadene er ikke fordelt på de områdene det i oppgaven skulle fokuseres på. Dette er på grunn av at optimaliseringen tok for seg hele nettet i Telemark og Vestfold og at kostnadene derfor vanskelig lar seg fordele på områder.

7.1 Sammenligning av kostnader i tunglast

I tunglastperioden er kostnaden for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet tatt med i optimaliseringen. Disse optimaliseringene er sammenlignet med en optimalisering der sentralnettskostnaden er neglisjert, samt en optimalisering der det i tillegg ikke er reaktivt uttak fra kraftverkene.

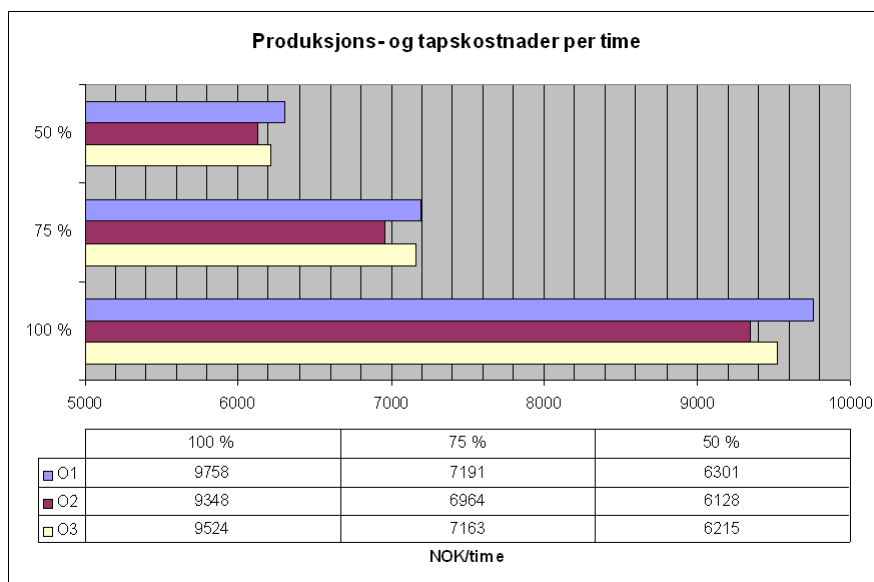
7.1.1 Produksjons- og tapskostnader

Produksjons- og tapskostnadene er gitt som kostnader per time ved de forskjellige produksjonsnivåene. Figur 7.1 viser timeskostnadene for alle produksjonsnivåene ved de forskjellige optimaliseringene.

Timeskostnadene viser at driften uten uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene, gir den mest kostbare driften. Produksjonskostnadene ved denne optimaliseringen, **O1**, er satt til null, slik at resultatene kun representerer tapskostnader.

Den laveste driftskostnaden når sentralnettskostnaden er utelatt, er ved optimaliseringen av taps- og produksjonskostnader som i **O2**.

Taps- og produksjonskostnadene ved optimaliseringen som inkluderer sentralnettskostnaden gir høyere timeskostnad når en ser på taps- og produksjonskostnader. Dette er fordi produksjonen av reaktiv effekt i kraftverkene øker når uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet får en kostnad.



Figur 7.1: Totale produksjons- og tapskostnader per time i tunglast

De optimaliseringene hvor uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene var tillatt ga en kostnadsbesparelse per time på flere hundre kroner i enkelte tilfeller. Besparelsen av taps- og produksjonskostnader ved drift etter optimaliseringene **O2** og **O3** er vist i tabell 7.1 med verdier i NOK/time.

	100 %	75 %	50 %
Kostnadsbesparelse O2	410	227	173
Kostnadsbesparelse O3	234	28	86

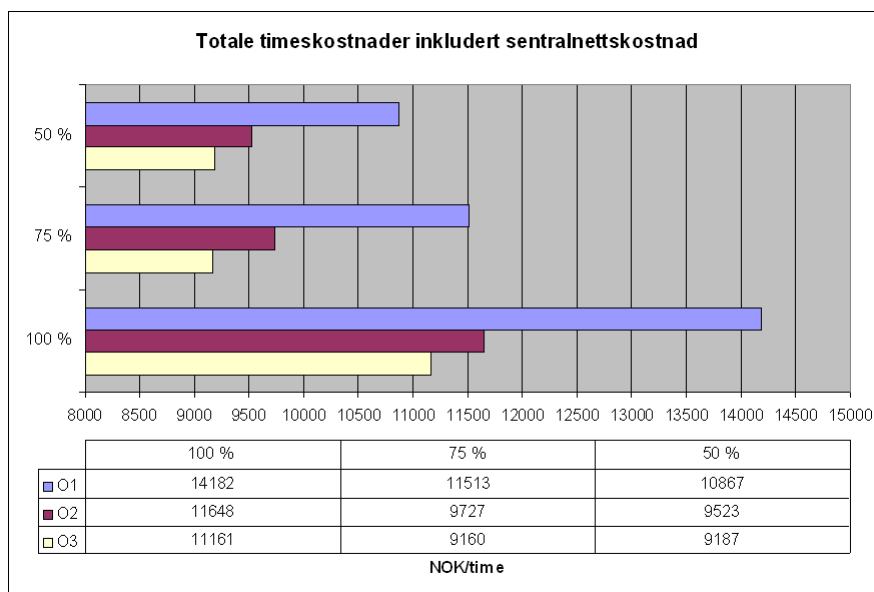
Tabell 7.1: Kostnadsbesparelse per time i forhold til **O1**

Gjennomsnittlig besparelse i **O2** er 270 NOK/time. Med denne besparelsen gjennom hele tunglastperioden vil den totale kostnadsreduksjonen forbundet med tap og reaktiv effektproduksjon bli på ca. 580 kNOK/år. Dette forutsetter 2160 timer i tunglast med gjennomsnittlig besparelse på 270 NOK/time.

For **O3**, med en gjennomsnittlig besparelse på ca. 116 NOK/time, blir total kostnadsreduksjon i tunglastperioden på ca. 250 kNOK/år.

7.1.2 Totale kostnader med sentralnettskostnad

Ved å inkludere kostnaden for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet fordelt over tunglastperioden, blir optimaliseringen **O3** den som gir de laveste timeskostnadene. Også i dette tilfellet ga **O1** de høyeste timeskostnadene.



Figur 7.2: Totale kostnader per time i tunglast med sentralnettskostnad

Kostnadsbesparelsen ved drift etter optimaliseringene **O2** eller **O3**, i forhold til ved drift etter **O1**, øker når sentralnettskostnaden blir inkludert. Dette kommer av at all reaktiv effekt som ikke blir produsert i regionalnettet blir hentet fra sentralnettet. I tabell 7.2 vises kostnadsbesparelsen per time ved drift etter **O2** og **O3** i forhold til ved drift etter **O1**.

Besparelse er på over 1300 NOK/time. I alle tilfeller er kostnadsbesparelsen ved drift etter **O3** høyere enn ved drift etter **O2**.

	100 %	75 %	50 %
Kostnadsbesparelse O2	2 534	1 786	1 344
Kostnadsbesparelse O3	3 021	2 353	1 680

Tabell 7.2: Kostnadsbesparelse per time i forhold til **O1**

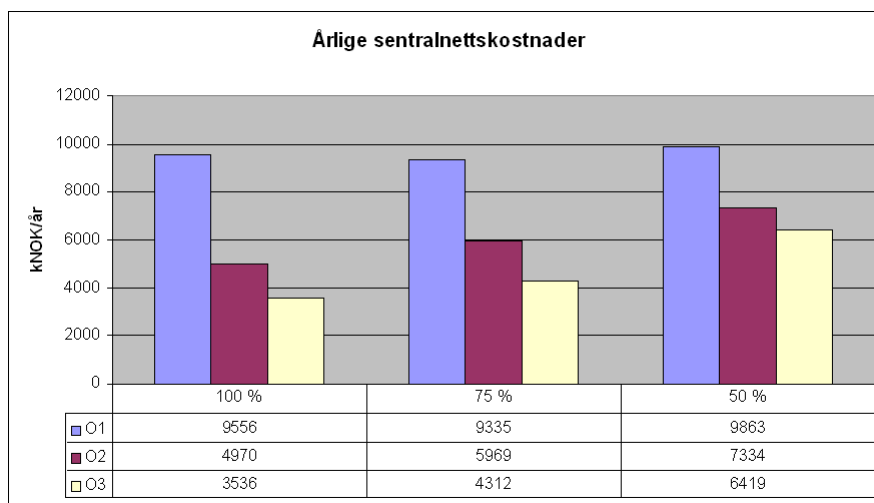
7.1.3 Årlige sentralnettskostnader

Kostnaden for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet er på 25 000 NOK/MVAr og gir en årlig sentralnettskostnad etter hvor mye reaktiv effekt som ble tatt ut i avregningstimen.

I denne oppgaven er denne sentralnettskostnaden fordelt utover en tunglastperiode på 2160 timer, noe som vil gi en timeskostnad på ca. 11.6 NOK/MVArh. Årlige sentralnettskostnader er da den beregnede sentralnettskostnaden per time multiplisert med 2160 timer/tunglastperiode. Resultatet er vist i figur 7.3, med kostnader i kNOK/år.

Sentralnettskostnaden er høyest ved **O1**-optimaliseringen siden det ikke blir tatt ut noe reaktiv effekt fra kraftverkene. Ved et produksjonsnivå på 50 % vil overføring av aktiv effekt fra sentralnettet føre til behov av mer reaktiv effekt i regionalnettet, noe som fører til høyere sentralnettskostnad enn ved produksjonsnivå på 75 %.

I optimaliseringen hvor sentralnettskostnaden er neglisjert, **O2**, er sentralnettskostnaden høyere enn i **O3**.



Figur 7.3: Årlige sentralnettskostnader i kNOK/år

Kostnadsbesparelsen ved å drifte kraftsystemet etter optimaliseringene **O2** og **O3** er vist i tabell 7.3 med kostnadene i kNOK/år.

Tabellen viser en kostnadsbesparelse på over 2,5 millioner NOK ved drift etter **O2**-optimaliseringen og over 3,4 millioner NOK ved drift etter **O3**-optimaliseringen.

	100 %	75 %	50 %
Kostnadsbesparelse O2	4 586	3 366	2 529
Kostnadsbesparelse O3	6 020	5 023	3 444

Tabell 7.3: Årlig kostnadsbesparelse i forhold til kostnaden i **O1**

7.2 Sammenligning av kostnader ved sommerbelastning

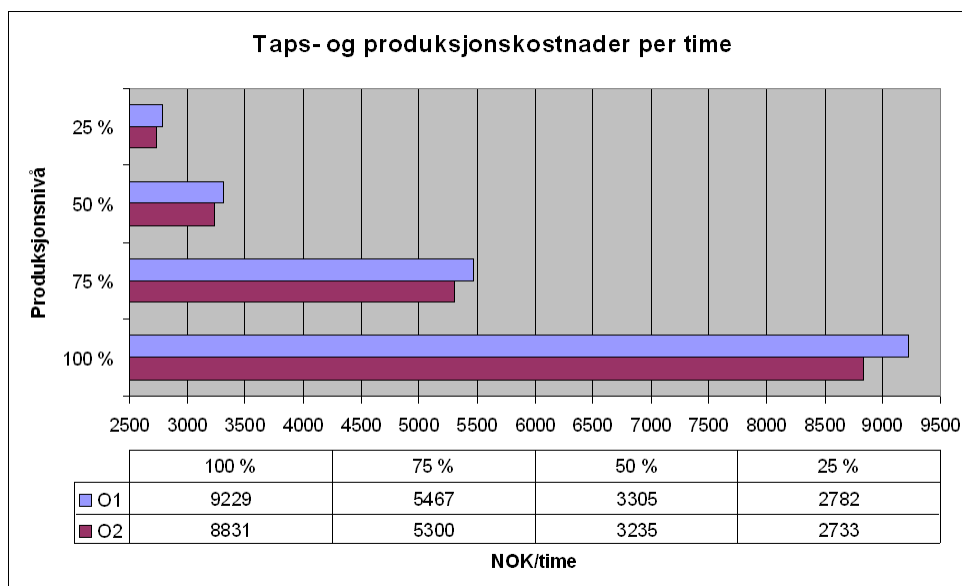
Utenfor tunglastperioden blir ikke uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet avregnet, slik at denne kostnaden kan ses bort i fra ved optimalisering med sommerbelastning.

7.2.1 Totale kostnader

Produksjons- og tapskostnader er de eneste kostnadene som man trenger å minimalisere ved sommerbelastning. Det er foretatt tre optimaliseringer, hvor **O1**-optimaliseringen tar for seg driften uten reaktivt uttak fra kraftverkene. **O2**-optimaliseringen tar for seg en optimalisering med en effektfaktorbegrensning på 0.95.

I figur 7.4 vises de totale kostnadene ved de forskjellige optimaliseringene med sommerbelastning.

For alle produksjonsnivåer vil kostnaden ved å drive kraftsystemet med null reaktivt uttak fra kraftverkene, som i **O1**, gi høyest kostnad av de to optimaliseringene. Forskjellene er likevel ikke like store som i tunglastperioden.



Figur 7.4: Produksjons- og tapskostnader ved sommerbelastning

Tabell 7.4 viser kostnadsbesparelse per time ved å drifte kraftsystemet etter optimalisering **O2**, istedenfor etter **O1**. Produksjonskostnadene i **O1**-optimaliseringen er referansen, og produksjonskostnadene i **O2**-optimaliseringen viser derfor kun kostnader utover denne referansekostnaden.

Hvis kraftsystemet driftes etter **O2**-optimaliseringen og man bruker gjennomsnittlig besparelse for de fire produksjonsnivåene på 171 NOK/time, blir det en total kostnadsbesparelse på nesten 1,13 millioner NOK/år. Dette forutsetter en gjennomsnittlig besparelse på 171 NOK/time gjennom et helt år utenom tunglastperioden, det vil si 8760-2160=6600 timer/år.

	100 %	75 %	50 %	25 %
Tapskostnad O1	9 229	5 467	3 305	2 782
- Tapskostnad O2	8 754	5 263	3 218	2 726
= Reduksjon	475	204	87	56
- Produksjonskostnader O2	77	37	17	7
= Kostnadsbesparelse	398	167	70	49

Tabell 7.4: Kostnadsbesparelse ved drift i **O2** i forhold til i **O1**

8 Regionalnettet

For å få et bilde av hvor mye reaktiv effekt som blir produsert i kraftverkene i de forskjellige driftssituasjonen, er samlet produksjon av reaktiv effekt i kraftverkene presentert som diagrammer.

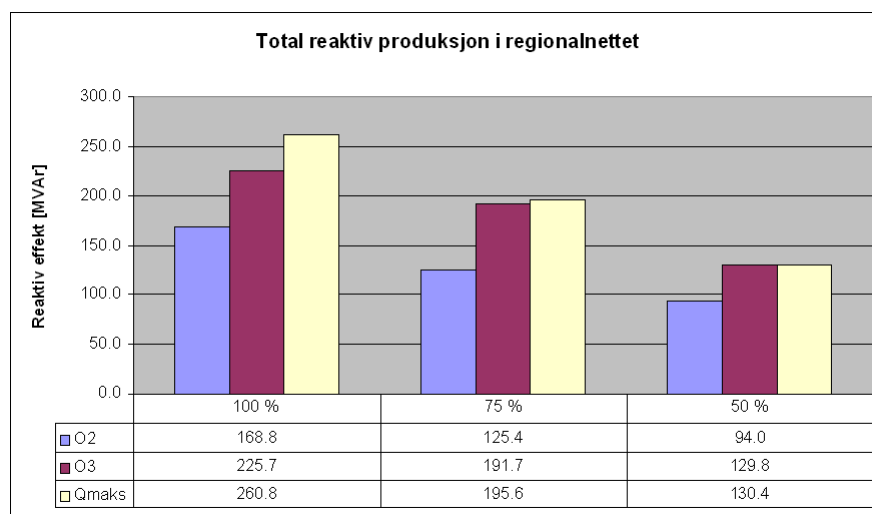
8.1 Regionalnettet i tunglastperioden

Figur 8.1 viser total reaktiv effektproduksjon i tunglastperioden ved forskjellige produksjonsnivåer og optimaliseringer.

Resultatene viser at reaktiv produksjon ved inkludering av sentralnettskostnader, ligger helt opp mot maksimalt tillatt produksjon ved produksjonsnivåene 75 % og 50 %, som er begrenset av effekt faktoren på 0.95.

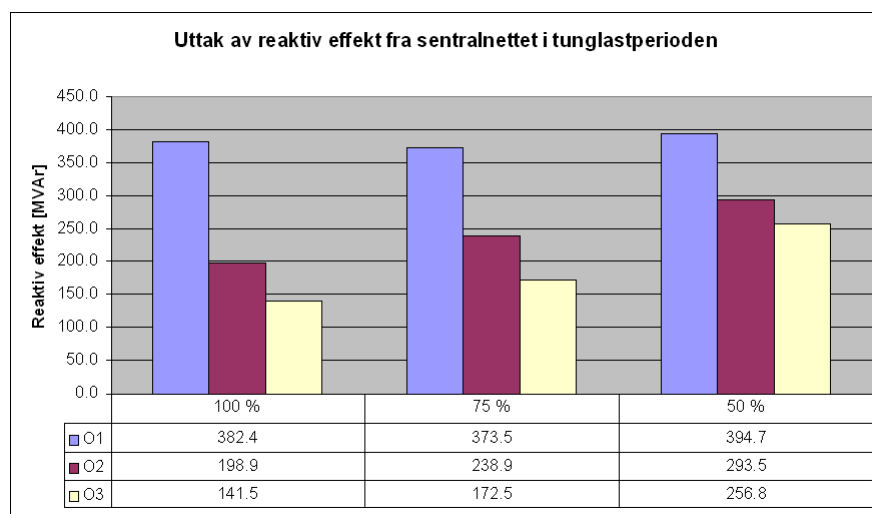
Ved et produksjonsnivå på 100 % er det en større forskjell, selv om reaktiv produksjon ligger på 86.5 % av maksimal produksjon.

Når sentralnettskostnaden ikke blir inkludert i optimaliseringen ligger reaktiv effektproduksjon litt under maksimal produksjon.



Figur 8.1: Samlet reaktiv effektproduksjon i tunglastperioden

Figur 8.2 viser uttaket av reaktiv effekt i tunglast perioden for de forskjellige optimaliseringene. Uttaket av reaktiv effekt fra kraftverkene reduserer uttaket av reaktiv effekt fra sentralnettet . Optimaliseringen som kun tar utgangspunkt i taps- og produksjonskostnader vil ikke redusere uttaket med like mye som med en optimalisering som også tar med sentralnettskostnaden.

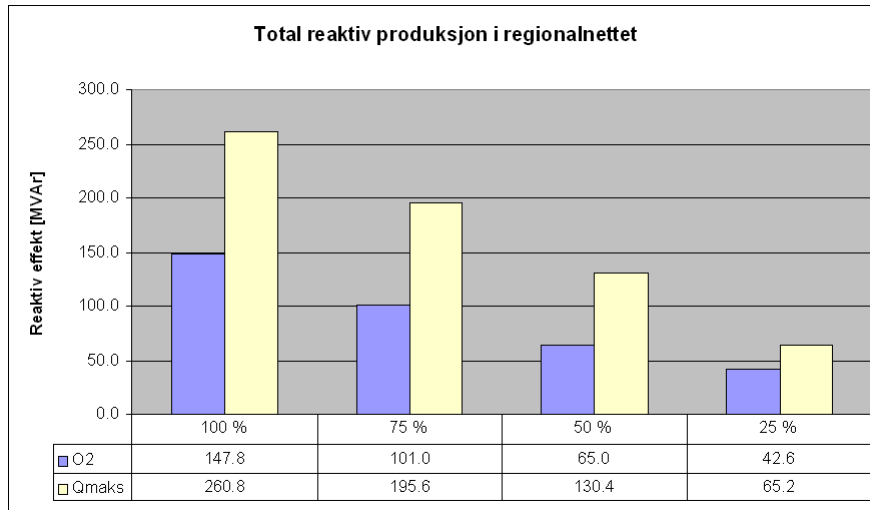


Figur 8.2: Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet ved sommerbelastning

8.2 Regionalnettet ved sommerbelastning

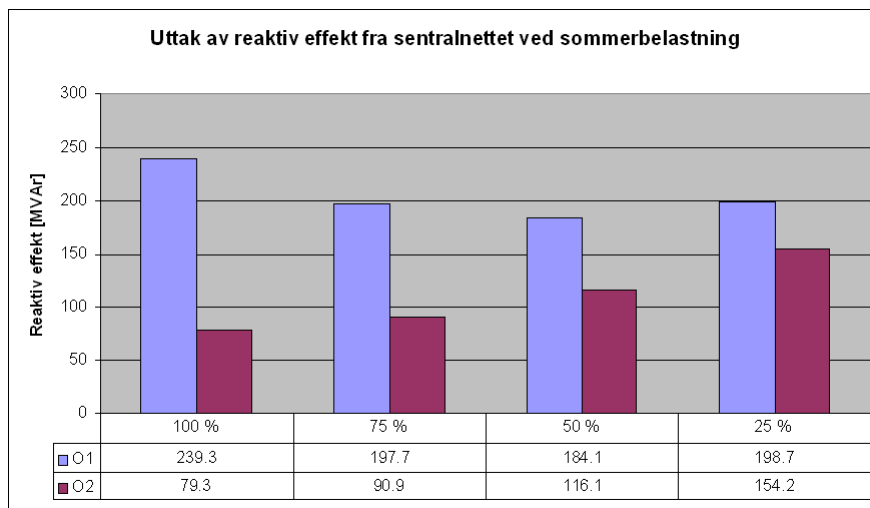
Figur 8.3 viser total reaktiv effektproduksjon ved sommerbelastning ved de forskjellige produksjonsnivåene.

Produksjonen av reaktiv effekt ligger i motsetning til i tunglastperioden godt under maskimal produksjon og viser at produksjonen av reaktiv effekt i Telemark og Vestfold avtar med minkende produksjonsnivå.



Figur 8.3: Samlet reaktiv effektproduksjon ved sommerbelastning

Figur 8.4 viser uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet ved optimaliseringer med sommerbelastning. Det vil ikke være forbundet kostnader med dette uttaket.



Figur 8.4: Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet ved sommerbelastning

9 Tinnelva og Hjartdøla

Tinnelva og Hjartdøla består av kraftverkene Hjartdøla, Svelgfoss, Tinfoss, Årlifoss, Grønnvollfoss og Såheim. Vanligvis går Hjartdøla, Svelgfoss og Tinfoss mot Vestfoldsdriften, mens Årlifoss, Grønnvollfoss og Såheim går mot Telemarksdriften.

Såheim, Årlifoss og Grønnvollfoss ligger på samme radial med Såheim ytterst, deretter Årlifoss og Grønnvollfoss.

9.1 Tinnelva og Hjartdøla i tunglastperioden

Resultatene viser at **O2**-optimaliseringen generelt gir lavere reaktiv effektproduksjon i kraftverkene enn i **O3**. Dette var som forventet og kommer av at uttaket av reaktiv effekt fra sentralnettet i **O2** var satt til å være kostnadsfritt, mens uttaket i **O3** var satt til 11.6 NOK/MVAr.

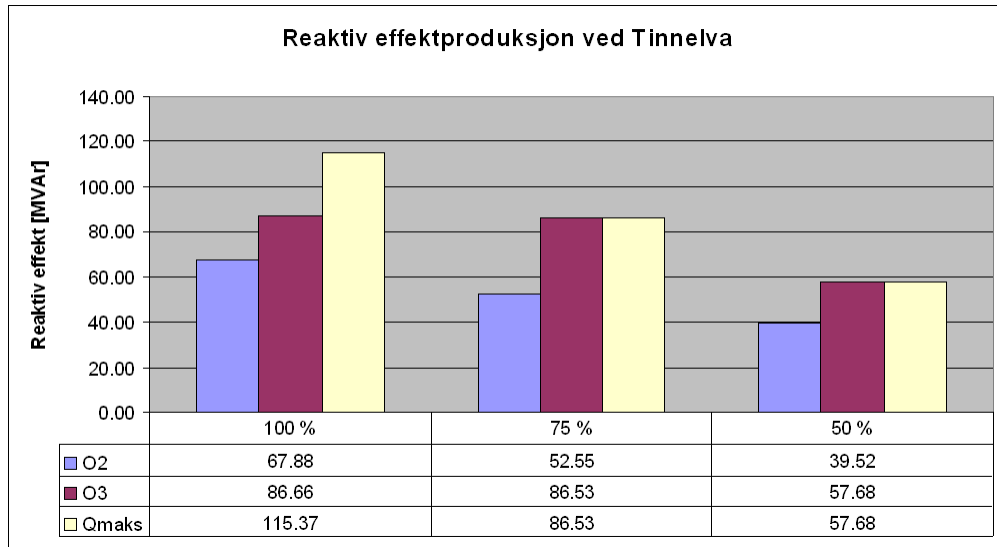
Spenningen på nettsiden av kraftverkene minker med minkende reaktiv effektproduksjon.

9.1.1 Total reaktiv effektproduksjon

Figur 9.1 viser total reaktiv effektproduksjon i området ved Tinnelva og Hjartdøla. Produksjonen av reaktiv effekt minker med minkende produksjonsnivå. Dette kommer av mindre effektoverføring, noe som minsker spenningsfall og behov for reaktiv effekt.

Den totale mengden med reaktiv effekt som produseres i området Tinnelva og Hjartdøla er som forventet høyere ved optimaliseringen som tar med sentralnettskostnaden. Kostnaden ved å ta inn reaktiv effekt fra sentralnettet er såpass høy at det vil være mest økonomisk lønnsomt å produsere den reaktive effekten i kraftverkene.

Siden reaktiv effektproduksjon i **O3**, er høyere enn i **O2**, er også spenningene høyere.

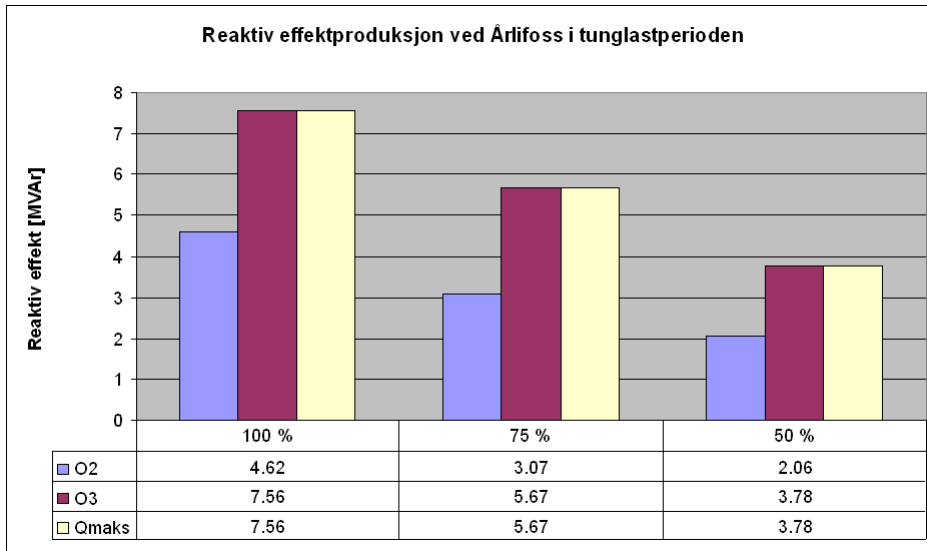


Figur 9.1: Produsert reaktiv effekt ved Tinnelva og Hjartdøla i tunglastperioden

9.1.2 Årlifoss

Årlifoss kraftverk er i optimaliseringene plassert slik at det leverer effekt til Telemarksdriften.

Figur 9.2 viser produksjon av reaktiv effekt i Årlifoss ved forskjellige produksjonsnivåer og optimaliseringer. Ved alle produksjonsnivåer er produksjonen av reaktiv effekt i **O3** høyere enn i **O2**. I **O3**-optimaliseringen er produksjonen av reaktiv effekt maksimal, det vil si at effekt faktoren er 0.95 på samleskinnen der kraftverket er tilkoblet.



Figur 9.2: Produsert reaktiv effekt ved Årlifoss i tunglastperioden

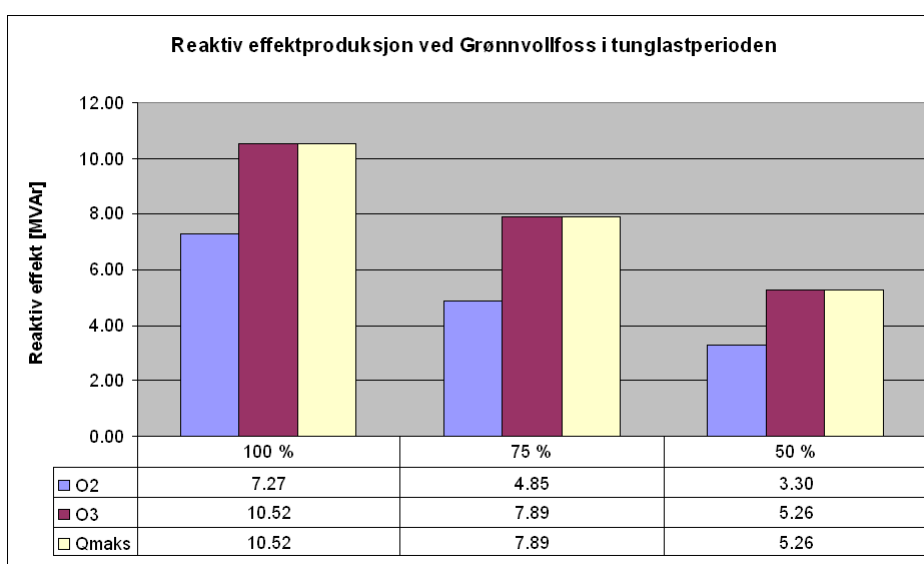
Tabell 9.1 viser at reaktiv effektproduksjon i **O3** er begrenset av effekt faktoren for alle produksjonsnivåer.

Produksjonsnivå	Effektfaktor		Spenning [kV]		
	O2	O3	O1	O2	O3
100 %	0.980	0.950	130.7	133.3	135.5
75 %	0.985	0.950	129.7	131.4	133.7
50 %	0.984	0.950	128.7	129.7	131.4

Tabell 9.1: Effektfaktor og spenning ved Årlifoss i tunglastperioden

9.1.3 Grønnvollfoss

Grønnvollfoss kraftverk er koblet til Telemarksdriften og figur 9.3 viser produksjonen av reaktiv effekt her. Kraftverket ligger nærmest forbruket i nedre del av Telemark, før både Såheim og Grønnvollfoss. Som i Årlifoss, produseres det mer reaktiv effekt i kraftverket ved å inkludere kostnad for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet i optimaliseringen. Produksjonen er lik maksimalt tillatt reaktiv effektproduksjon for alle produksjonsnivåer i **O3**.



Figur 9.3: Produsert reaktiv effekt ved Grønnvollfoss i tunglastperioden

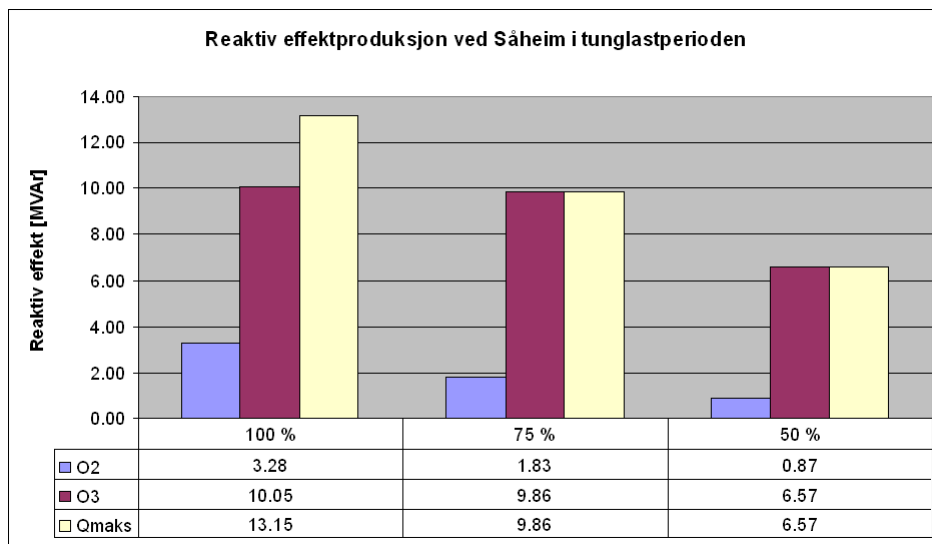
Tabell 9.2 viser at produksjonen av reaktiv effekt i **O3**-optimaliseringen i Grønnvollfoss, som i Årlifoss, er begrenset av effektfaktoren på 0.95.

Produksjonsnivå	Effektfaktor		Spenning		
	O2	O3	O1	O2	O3
100 %	0.975	0.950	130.4	132.8	135.0
75 %	0.980	0.950	129.5	131.2	133.3
50 %	0.979	0.950	128.5	129.5	131.1

Tabell 9.2: Effektfaktor og spenning ved Grønnvollfoss i tunglastperioden

9.1.4 Såheim

Såheim er kraftverket som ligger lengst ut i radialen av Såheim, Årlifoss og Grønnvollfoss. Reaktiv effekt produsert her fører derfor til større overføringstap enn hvis samme mengde reaktiv effekt skulle bli produsert i enten Grønnvollfoss eller Årlifoss. Dette gjelder så lenge det er et overskudd av reaktiv effekt ved Såheim.



Figur 9.4: Produsert reaktiv effekt ved Såheim i tunglastperioden

Reaktiv effektproduksjon er ikke begrenset av effekt faktoren i **O1**, men når sentralnettskostnaden blir inkludert i optimaliseringen, vil effekt faktoren være begrensende ved produksjonsnivå på 75 % og 50 %. Ved 100 % er det spenningen som er begrensende for produksjonen av reaktiv effekt i **O3**-optimaliseringen.

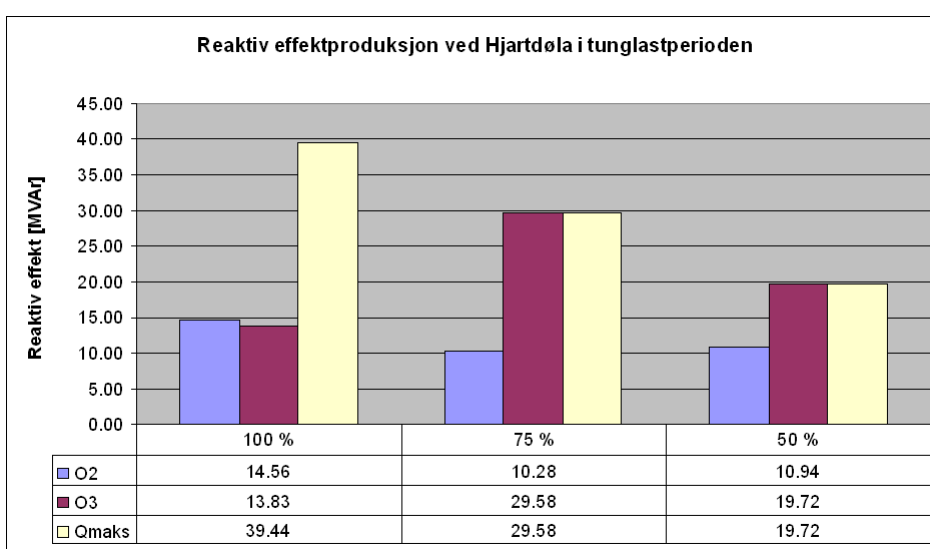
Produksjonsnivå	Effekt faktor		Spenning		
	O2	O3	O1	O2	O3
100 %	0.997	0.970	132.6	133.3	138.6
75 %	0.998	0.950	131.2	133.2	136.4
50 %	0.999	0.950	129.7	130.8	133.3

Tabell 9.3: Effektfaktor og spenning ved Såheim i tunglastperioden

9.1.5 Hjartdøla

Hjartdøla er i modellen koblet til Vestfoldsdriften og er koblet opp mot kraftverkene rundt Tinnelva via en relativt lang linje. Forbruket i Hjartdøla er lite og ligger på 5 MW og 1.6 MVAr i tunglast. Det vil derfor være gunstig å produsere reaktiv effekt i andre kraftverk som ligger nærmere forbrukerne.

Ved et produksjonsnivå på 100 % vil produksjonen av reaktiv effekt ligge godt under den maksimalt tillatte produksjonen.



Figur 9.5: Produsert reaktiv effekt ved Hjartdøla i tunglastperioden

Effektfaktoren er begrensende ved produksjonsnivå på 75 % og 50 % i **O3**-optimaliseringen. Ved 100 % produksjonsnivå er det i **O3**-optimaliseringen, spenningen som er begrensende for reaktiv effektproduksjon.

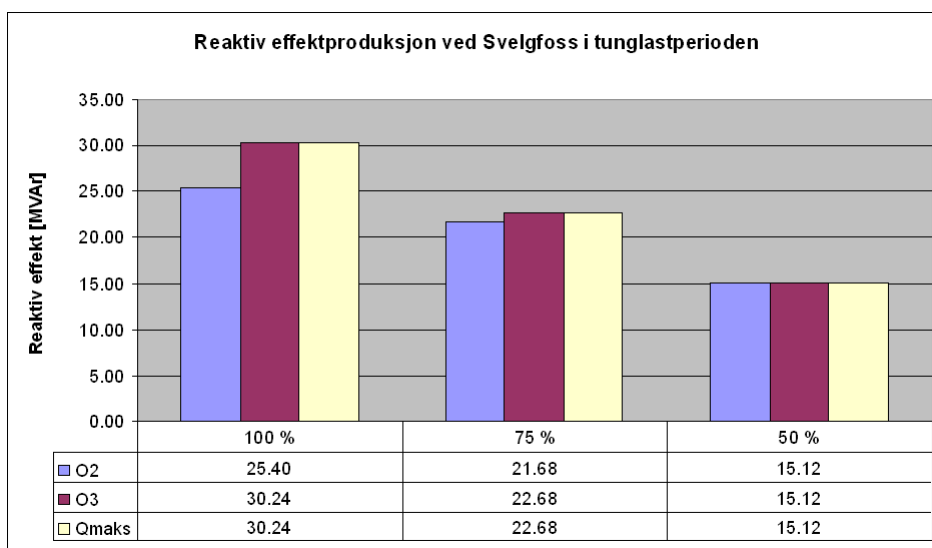
Produksjonsnivå	Effektfaktor		Spenning		
	O2	O3	O1	O2	O3
100 %	0.993	0.993	130.5	136.0	136.5
75 %	0.994	0.950	129.3	133.6	136.3
50 %	0.984	0.950	127.7	131.4	132.6

Tabell 9.4: Effektfaktor og spenning ved Hjartdøla i tunglastperioden

9.1.6 Svelgfoss

Svelgfoss kraftverk er koblet opp mot Vestfoldsdriften og ligger sammen med Tinfoss i et området med høyt reaktivt forbruk. Reaktivt effektbehov er derfor omtrent uendret ved endring av produksjonsnivå. Forbruket i området er i tunglast på 122.4 MW og 39.4 MVAR. Dette dekker belastningen ved Sam Eide, Lienvegen og Svelgfoss.

Figur 9.6 viser at med en optimalisering som inkluderer sentralnettskostnaden, vil ikke produksjonen av reaktiv effekt øke mye utover produksjonen i **O2**. Dette kommer av at Svelgfoss sammen med Tinfoss forsyner et stort reaktivt forbruk, slik at det uansett vil bli produsert mye reaktiv effekt i kraftverket.



Figur 9.6: Produsert reaktiv effekt ved Svelgfoss i tunglastperioden

Tabell 9.5 viser at effektfaktoren i **O3**-optimaliseringen er begrensende for alle produksjonsnivåer. Det samme gjelder i **O2** ved 50 % produksjonsnivå.

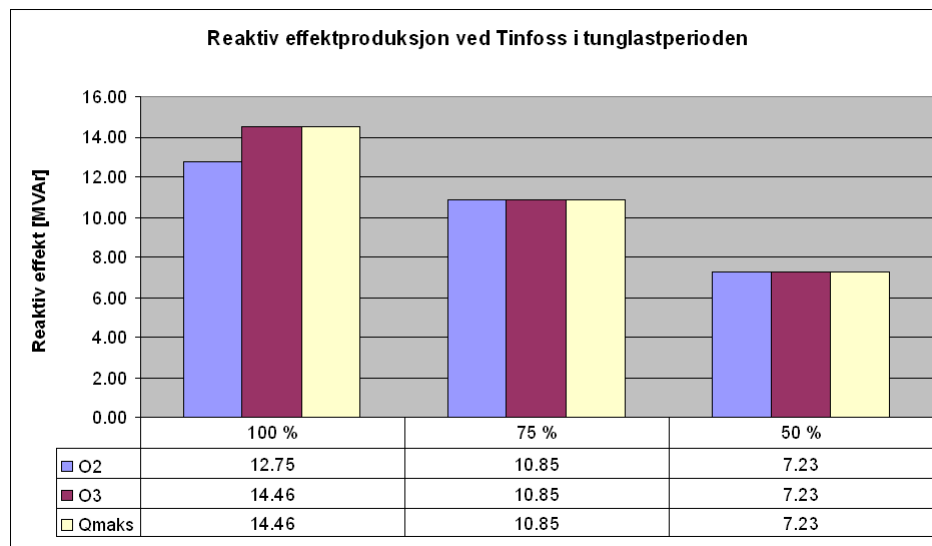
Produksjonsnivå	Effektfaktor		Spenning		
	O2	O3	O1	O2	O3
100 %	0.964	0.950	128.2	133.2	133.9
75 %	0.954	0.950	127.3	131.3	132.9
50 %	0.950	0.950	126.1	129.2	129.9

Tabell 9.5: Effektfaktor og spenning ved Svelgfoss i tunglastperioden

9.1.7 Tinfoss

Tinfoss kraftverk ligger nærmere den største forbrukeren i området enn det Svelgfoss kraftverk gjør og det er derfor naturlig at Tinfoss produserer nærmere effektfaktorbegrensningen enn Svelgfoss.

Figur 9.7 viser at reaktiv effektproduksjon i **O2** og **O3** er lik ved produksjonsnivå på 75 % og 50 %. Dette kommer av at Tinfoss er nærmest det store reaktive forbruket ved Sam Eide, og det vil derfor være lønnsomt å produsere mye reaktiv effekt her. Dette gjelder også når man ikke tar med sentralnettskostnaden i optimaliseringen.



Figur 9.7: Produsert reaktiv effekt ved Tinfoss i tunglastperioden

Tabell 9.6 viser at effektfaktoren er begrensende i **O2** og **O3** ved alle produk-

sjonsnivåer unntatt ved 100 % i **O2**. Derfor er også den reaktive effektproduksjonen lik for produksjonsnivå fra 75 % til 50 % som vist i figur 9.7.

Produksjonsnivå	Effektfaktor		Spenning		
	O2	O3	O1	O2	O3
100 %	0.960	0.950	128.1	133.2	133.8
75 %	0.950	0.950	127.2	131.3	132.8
50 %	0.950	0.950	125.9	129.1	129.8

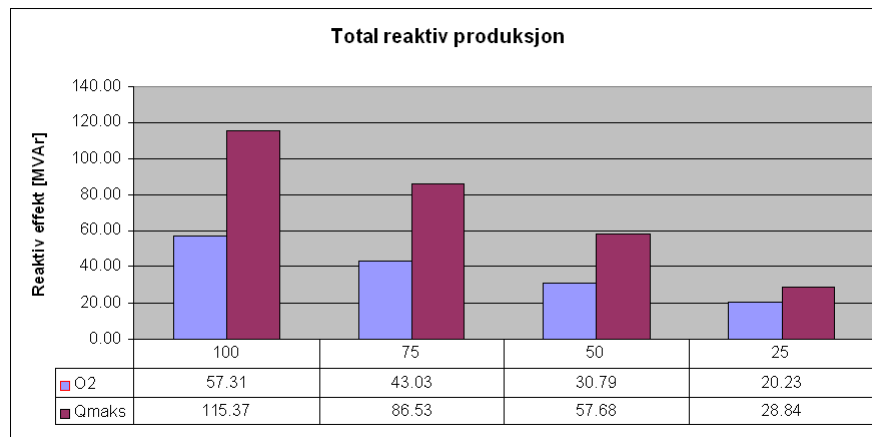
Tabell 9.6: Effektfaktor ved Tinfoss ved tunglast

9.2 Tinnelva og Hjartdøla ved sommerbelastning

Utenom tunglastperioden inkluderes ikke sentralnettskostnaden i optimaliseringen, og resultatet av dette er at det blir produsert mindre reaktiv effekt i kraftverkene. Resultatene er delt inn i de to optimaliseringene **O1** og **O2**.

9.2.1 Total reaktiv produksjon

Tabell 9.8 viser at total reaktiv effektproduksjon er en god del mindre enn maksimal produksjon av reaktiv effekt. Produsert reaktiv effekt i området med Tinnelva og Hjartdøla er ca. 50 % av maksimal produksjon, med unntak av ved et produksjonsnivå på 25 %.



Figur 9.8: Total produsert reaktiv effekt ved Tinnelva i sommerlast

9.2.2 Optimalisering 1

For å få et sammenligningsgrunnlag er det utført en optimalisering uten uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene, noe som vil si at underskuddet av reaktiv effekt i regionalnettet er tatt ut fra sentralnettet. Tabellen under gir en oversikt over spenningene ved Tinnelva-kraftverkene og Hjartdøla. Såheim, Årlifoss og Grønnvollfoss går mot Telemarksdriften, mens Hjartdøla, Svelgfoss og Tinfoss går mot Vestfoldsdriften.

	100 %	75 %	50 %	25 %
Årlifoss	131.4	130.6	129.4	128.2
Grønnvollfoss	131.1	130.3	129.2	128.1
Såheim	133.3	132.1	130.5	128.8
Hjartdøla	132.0	131.0	129.7	127.9
Svelgfoss	129.8	129.1	128.2	126.8
Tinfoss	129.7	129.0	128,1	126.6

Tabell 9.7: Tabell over spenninger ved **O1** ved sommerbelastning

9.2.3 Optimalisering 2

I forhold til **O1** er spenningen høyere i **O2**. Dette kommer av at det er uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene.

Reaktiv effekt i Hjartdøla, Svelgfoss og Tinfoss blir brukt til å forsyne det reaktive forbruket i nærheten av Tinfoss kraftverk. Det reaktive forbruket ved Svelgfoss og Tinfoss kraftverk er modellert med 32.2 MVA totalt, mens forbruk av aktiv effekt er 81.2 MW.

Produksjonen av reaktiv effekt minker med minkende produksjonsnivå i alle kraftverkene.

Spenningen i Hjartdøla har nådd begrensningen i spenningen på 136.5 kV ved et produksjonsnivå på 100 %.

	100 %		75 %		50 %		25 %	
	[MVA _r]	[kV]	[MVA _r]	[kV]	[MVA _r]	[kV]	[MVA _r]	[kV]
Årlifoss	4.14	133.8	2.47	131.9	1.30	130.1	0.59	128.4
Grønnvollfoss	6.61	133.4	4.00	131.6	2.17	129.9	1.11	128.3
Såheim	2.98	136.1	1.46	133.5	0.41	131.2	0.00	129.0
Hjartdøla	10.16	136.5	8.59	134.4	5.23	132.1	7.35	129.9
Svelgfoss	22.17	134.2	17.39	132.4	14.46	130.6	7.56	128.5
Tinfoss	11.26	134.1	9.12	132.3	7.23	130.5	3.62	128.3

Tabell 9.8: Tabell over reaktiv produksjon og spenninger ved **O2**

Effektfaktoren er ikke begrensende annet enn i Svelgfoss ved 25 % produksjon og ved Tinfoss ved 25 % og 50 % produksjon. Lav produksjon og en begrensning av effektfaktoren på 0.95, fører til at reaktiv effekt fra kraftverkene Svelgfoss og Tinfoss ligger på maksimalt nivå.

	100 %	75 %	50 %	25 %
Årlifoss	0.984	0.990	0.994	0.995
Grønnvollfoss	0.979	0.986	0.991	0.991
Såheim	0.997	0.999	1.000	1.000
Hjartdøla	0.996	0.995	0.996	0.971
Svelgfoss	0.972	0.970	0.954	0.950
Tinfoss	0.969	0.964	0.950	0.950

Tabell 9.9: Effektfaktor ved **O2** ved sommerbelastning

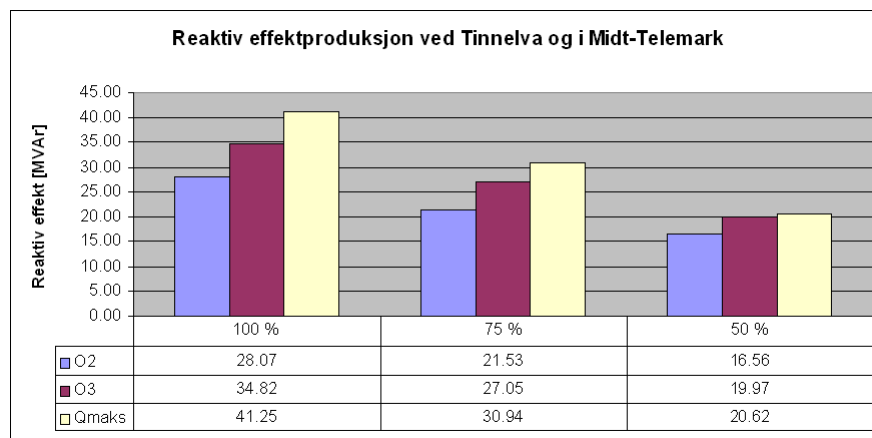
10 Eidselva og Midt-Telemark

Eidselva og Midt-Telemark inkluderer kraftverkene Vrangfoss, Eidsfoss, Hoggå, Ulefoss, Osen, Åmdal og Grunnåi ved Seljord. Kraftverkene har en samlet installert effekt på 126.5 MW.

10.1 Eidselva og Midt-Telemark i tunglastperioden

Total reaktiv produksjon ved kraftverkene ved Eidselva og i Midt-Telemark viser, som for Tinnelva, at det reaktive uttaket fra kraftverkene stiger ved minimalisering av kostnadene med sentralnettskostnad. **O3**-optimaliseringen gir høyere reaktivt uttak ved alle produksjonsnivåer enn i **O2**-optimaliseringen.

Det totale uttaket i **O3**-optimaliseringen utgjør mindre del av det maksimalt tillatte uttaket, enn det uttaket gjorde ved optimaliseringen for Tinnelva og Hjartdøla.



Figur 10.1: Produsert reaktiv effekt ved Eidselva og i Midt-Telemark

10.1.1 Reaktiv effektproduksjon i kraftverkene

Tabell 10.1 viser produksjonen av reaktiv effekt i kraftverkene for optimaliseringene **O2** og **O3**. Uthevede tall betyr at reaktiv effektproduksjon er begrenset av effektfaktoren på 0.95.

Det er generelt ikke stor forskjell i produksjonen av reaktiv effekt ved **O2** og **O3**. Med et produksjonsnivå på 50 % vil produksjonen være lik i **O2** og **O3** med unntak av Osen og Åmdal. Det er disse som ligger lengst ute i radialen, noe som gjør at spenningen er begrenset og ikke effektfaktoren.

Ved inkludering av sentralnettskostnaden i optimaliseringen, som i **O3**, vil det i alle kraftverkene med unntak av Åmdal produseres reaktiv effekt helt opp mot effektfaktorbegrensningen på 0.95. Ved Åmdal er det spenningen som er begrensende.

I **O2**-optimaliseringen er det kun ved Hogga og Grunnåi at effektfaktoren er begrensende ved produksjonsnivåer på 100 % og 75 %.

	100 %		75 %		50 %	
	O2	O3	O2	O3	O2	O3
Vrangfoss	10.17	11.15	7.17	8.63	5.57	5.57
Eidsfoss	4.38	4.93	3.10	3.70	2.47	2.47
Hogga	5.59	5.59	4.19	4.19	2.79	2.79
Ulefoss	2.19	2.47	1.74	1.85	1.23	1.23
Grunnåi	4.93	4.93	3.70	3.70	2.47	2.47
Osen	0.81	4.93	1.63	3.70	1.44	2.47
Åmdal	0.00	0.47	0.00	1.28	0.41	2.79
Totalt	28.07	94.13	21.53	27.05	16.56	19.97

Tabell 10.1: Tabell over reaktiv produksjon i MVar i **O2** og **O3**

10.1.2 Spenningene ved kraftverkene

Spenningene ved kraftverkene kan finnes i vedlagt Excel-fil.

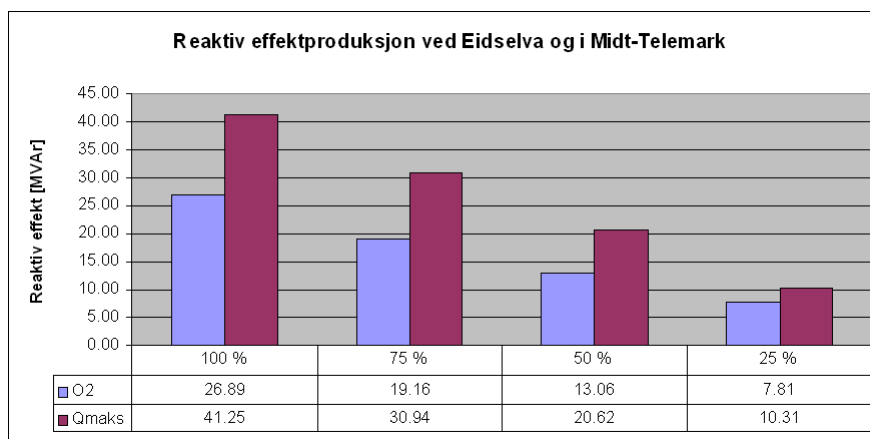
Spenningene er ikke begrenset annet enn ved Åmdal, hvor spenningsbegrensningen på 1.05 pu begrenser produksjon av reaktiv effekt i **O2** og **O3**.

10.2 Eidselva og Midt-Telemark ved sommerbelastning

Total produksjon av reaktiv effekt i området Eidselva og Midt-Telemark ved sommerbelastning er vist i figur 10.2.

Resultatene viser at produksjonen av reaktiv effekt minker ved minkende produksjonsnivå i kraftverkene. Dette er samme tendens som ble observert for Tinnelva og Hjartdøla.

Produksjonen av reaktiv effekt ligger godt under det som er maksimal reaktiv effektproduksjon i området ved alle produksjonsnivåer med unntak av ved 25 %. Ved 25 % ligger den totale reaktive effektproduksjonen på ca. 75 % av maksimal produksjon.



Figur 10.2: Total produsert reaktiv effekt ved Eidselva og i Midt-Telemark

10.2.1 Reaktiv effektproduksjon i kraftverkene

Tabell 10.2 viser produksjonen av reaktiv effekt i kraftverkene ved Eidselva og Midt-Telemark ved sommerbelastning. Uthevede tall betyr at reaktiv effektproduksjon er begrenset av effektfaktoren på 0.95.

Produksjonen av reaktiv effekt er begrenset av effektfaktoren kun ved et produksjonsnivå på 25 %. Produksjonen av reaktiv effekt ved Åmdal er begrenset av spenningsbegrensningen på 1.05 pu for alle produksjonsnivåer.

Spenningene kan ses i Excel-filen som er levert med rapporten.

	100 %	75 %	50 %	25 %
Vrangfoss	11.5	8.0	4.9	2.9
Eidsfoss	4.9	3.4	2.1	1.2
Hogga	5.6	4.2	2.6	1.4
Ulefoss	2.5	1.4	1.1	0.6
Grunnåi	2.4	2.2	2.0	1.2
Osen	0.0	0.0	0.4	0.4
Åmdal	0.0	0.0	0.0	0.0
Totalt	26.9	19.2	13.1	7.8

Tabell 10.2: Tabell over reaktiv produksjon i MVA_r i **O2**

10.2.2 Overføring av effekt

Eidselva og Midt-Telemark er normalt koblet mot resten av kraftsystemet via en linje som går fra Vrangfoss/Eidsfoss til Knardalsstrand. Tabell 10.3 viser overføringer over denne linjen i **O1** og **O2** ved forskjellige produksjonsnivåer.

Ved produksjonsnivå på 25 % vil det nesten ikke overføres aktiv effekt over denne linjen. Ved et produksjonsnivå på 100 % går det 89 MW fra kraftverkene i området til Knardalsstrand. Samtidig går det 23 MVA_r andre veien for å dekke reaktivt forbruk og tap.

	100 %		75 %		50 %		25 %	
	MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r
O1	88.93	-22.72	60.68	-12.50	31.24	-6.53	0.51	-5.06
O2	89.19	5.69	60.83	7.31	31.28	6.68	0.53	2.85

Tabell 10.3: Effektoverføring fra Eidselva og Midt-Telemark til Knardalsstrand

11 Brokkenettet

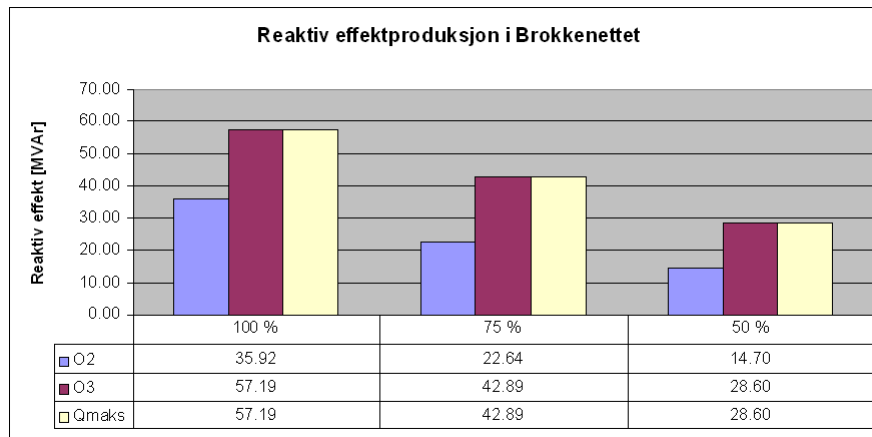
Kraftverkene som er koblet til Brokkenettet er Haukrei, Fjone og Finndøla. Brokkenettet er koblet til nettet i Telemark i den ene enden, mens den andre enden går sørover mot Agderfylkene. Det er antatt at det ikke er utveksling av hverken aktiv eller reaktiv effekt mot regionalnettet i Agderfylkene.

11.1 Brokkenettet i tunglastperioden

Figur 11.1 viser total reaktiv produksjon i kraftverkene koblet til Brokkenettet i tunglastperioden.

Resultatene viser nok en gang at med en optimalisering som tar med sentralnettskostnaden, vil produksjonen av reaktiv effekt i kraftverkene øke i forhold til en optimalisering som kun tar hensyn til taps- og produksjonskostnader.

I tilfellet med kraftverkene i Brokkenettet vil reaktiv effektproduksjon i **O3** være over 20 MVar høyere enn i **O2**-optimaliseringen for alle produksjonsnivåer. I figur 11.1 er total produksjon av reaktiv effekt i **O3** lik maksimal produksjon av reaktiv effekt, mens produksjonen i **O2** er godt under maksimal reaktiv effektproduksjon.



Figur 11.1: Samlet reaktiv effektproduksjon ved Brokkenettet i tunglastperioden

11.1.1 Reaktiv effektproduksjon i kraftverkene

Tabell 11.1 viser produksjonen av reaktiv effekt i kraftverkene for optimaliseringene **O2** og **O3**. Uthevede tall betyr at reaktiv effektproduksjon er begrenset av effektfaktoren på 0.95.

Ved inkludering av sentralnettskostnaden i optimaliseringen, som i **O3**, vil det i alle kraftverkene produseres reaktiv effekt helt opp mot effektfaktorbegrensningen på 0.95.

I **O2**-optimaliseringen er ikke effektfaktoren begrensende ved noen av kraftverkene, uansett produksjonsnivå.

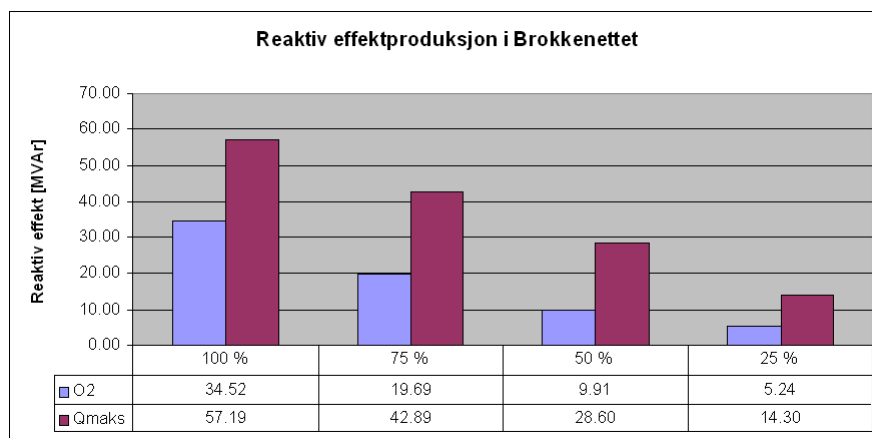
	100 %		75 %		50 %	
	O2	O3	O2	O3	O2	O3
Fjone	12.8	16.4	8.8	12.3	6.5	8.2
Finndøla	19.5	35.5	11.7	26.6	6.9	17.8
Haukrei	3.6	5.3	2.1	3.9	1.3	2.6
Totalt	35.9	57.2	22.6	42.8	14.7	28.6

Tabell 11.1: Tabell over reaktiv produksjon i MVAr i **O2** og **O3**

11.2 Brokkenettet ved sommerdrift

Figur 11.2 viser total reaktiv produksjon i kraftverkene koblet til Brokkenettet ved sommerbelastning.

Resultatene viser en jevnt minkende produksjon av reaktiv effekt med minkende produksjonsnivå. Reaktiv effektproduksjon ligger også godt under maksimal produksjon.



Figur 11.2: Samlet reaktiv effektproduksjon ved Brokkenettet ved sommerbelastning

11.2.1 Reaktiv effektproduksjon i kraftverkene

Tabell 11.2 viser produksjonen av reaktiv effekt i kraftverkene ved Eidselva og Midt-Telemark med sommerbelastning.

Produksjonen av reaktiv effekt er ikke begrenset av effektfaktorbegrensningen på 0.95 eller spenningsbegrensningen på 1.05 pu.

Spenningene kan ses i Excel-filen som er levert med rapporten.

	100 %	75 %	50 %	25 %
Fjone	12.3	7.7	4.8	3.4
Finndøla	18.8	10.2	4.4	1.6
Haukrei	3.4	1.8	0.7	0.2
Totalt	34.5	19.7	9.9	5.2

Tabell 11.2: Tabell over reaktiv produksjon i MVar ved **O2**

12 Diskusjon

12.1 Antagelser

Produksjonskostnader

Beregningen av produksjonskostnader knyttet til reaktiv effekt er basert på data for Hjartdøla kraftverk. Disse tapsberegningene ble delvis utført i prosjektoppgaven[2], men ble endret for å implementere kostnadene i denne oppgaven.

Skaleringen av produksjonskostnadene bygger på antagelsen om at en tapsøkning i et kraftverk som Hjartdøla med 120 MW installert effekt, gir en dobbelt så stort tapsøkning i et kraftverk på halvparten av størrelsen, altså 60 MW, ved samme økning av mengde reaktiv effekt.

Det er antatt at spenningen ved kraftverkene er konstante. Antagelsen om at spenningen er konstant kan gjøres på bakgrunn av at spenningsvariasjonen i optimaliseringen er satt til å ikke varierer med mer enn +/- 5 % av referansespenningen.

Det er også antatt at resistansene ikke øker ved økning av belastningene. Ved utregning av belastningstapene for Hjartdøla kraftverk ble det tatt utgangspunkt i tapene ved nominell drift. Dette vil være driftssituasjonen med størst strøm i generator og transformator og dermed den situasjonen som gir størst varmeproduksjon, og som igjen gir den største resistansverdien. Andre driftssituasjoner vil da gi mindre belastning, noe som også fører til at resistansen minker. De beregnede tapene vil da være litt høyere enn de virkelige.

Modellbeskrivelse

Ved optimalisering av kraftsystemet måtte det gjøres flere antagelser om hvilke kraftverk og linjer som skulle være i bruk, samt hvordan svingemaskinen skulle modelleres inn mot regionalnettet.

Det ble antatt null spennings- og vinkeldifferanse i sentralnettet, slik at det ble like forhold på høyspentsiden av transformatorene mellom sentralnett og regionalnett. Antagelsen ble gjort for å fjerne innvirkningen av aktive og reaktive tap i sentralnettet i optimaliseringen.

En mer detaljert beskrivelse av andre endringer i modellbeskrivelsen finnes i vedlegg C.

Spenningsbegrensninger

Det er ble antatt en øvre spenningsbegrensning på 1.05 p.u. for alle kraftverkene. Dette ble gjort på grunnlag av informasjon om spenningsbegrensninger på +5 % for flere generatorer[4]. Spenningsbegrensningen ble flyttet til høyspentsiden av transformatoren og klemmespenningene på generatorene kan derfor bli høyere enn +5 % av nominell spenning.

Begrensning av effektfaktoren

Det ble antatt en begrensning av effektfaktoren på 0.95 for uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene. Denne antagelsen ble gjort på grunnlag av informasjon om fornuftig intervall for effektfaktoren ved produksjon i kraftverkene[4].

Effektkostnad ved tap i linjer

Effektkostnaden ved tap i linjer ble i denne oppgaven sett bort i fra. Effektkostnaden kommer inn som en kostnad når tapene begrenser overføring av effekt eller produksjon. Denne situasjonen oppstår vanligvis i perioder med stor belastning, men kan også oppstå i tilfeller med lav belastning og stor overføring av effekt fra et området med overskudd av effekt til et annet med underskudd.

I denne oppgaven ble det valgt å se på flere forskjellige produksjons- og belastningssituasjoner og det måtte ha blitt vurdert om effektkostnaden i de enkelte driftssituasjonene skulle med eller ikke. Dette ville gjøre sammenligningen av optimaliseringene vanskeligere og det ble derfor valgt å ikke ta med effektkostnaden i denne oppgaven.

Transformator

Ved trinning av transformatorer endres vindingsforholdet, noe som også vil endre resistans og reaktans. Det er antatt at denne endringen er så liten at den kan ignoreres.

12.2 Optimaliseringsprogrammet

Begrensninger

MATPower er et generelt optimaliseringsprogram som er utviklet for å løse forskjellige typer problemer. Dette gjør MATPower til et program som kan løse mange problemer knyttet til optimaliseringer av kraftsystemer.

Programmet støtter ikke trinning av transformatorer, noe som fører til at eventuell trinning av transformatorer må gjøres systematisk for å finne en optimal løsning. Med mange transformatorer i nettet blir dette en arbeidskrevende prosess som kan ta lang tid.

I denne oppgaven ble det valgt en løsning for systematisk trinning av transformatorene. Transformatorene mellom sentralnettet og regionalnettet ble justert lineært slik at spenningen på regionalnettsiden ble 130 kV for Vestfoldnettet og 127 kV for Telemarksnettet. Resten av transformatorene ble systematisk trinnert med en satt lengde på trinningen.

I Vestfoldnettet var det kun en transformator som ble trinnert, mens det i Telemarksnettet tre transformatorer som ble trinnert.

Modellbeskrivelse

Det er brukt flere antagelser i oppgaven, hvor de fleste går på detaljer i kraftsystemene som var modellert i to PSS/E-filer. Disse inneholder en stor mengde informasjon om nettet som skulle tilpasses til bruk i MATPower og optimaliseringen i denne oppgaven.

Konvertering fra PSS/E til MATPower ble utført med en ferdig skrevet kode som ble levert med MATPower-pakken. Data som ikke ble med fra PSS/E til MATPower var transformatordata for trinning av transformatorer. Dette ble lagt i en egen fil for implementering i egen kode for systematisk trinning av transformatorer.

12.3 Vurdering av resultater

Resultatene ble fordelt på to perioder, en tunglastperiode og en periode som dekker resten av året. Dette ble gjort siden optimaliseringen i tunglastperioden inkluderer en kostnad for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet, mens det

i tidsrommet med sommerbelastning ikke er forbundet noen kostnad med det samme uttaket.

12.3.1 Kostnader i tunglastperioden

Resultatene viser at optimalisering av kraftverk og nett hver for seg, som i **O1**-optimaliseringen, gir de høyeste kostnadene uansett produksjonsnivå. Denne løsningen er den minst optimale av de tre optimaliseringene; **O1**, **O2** og **O3**

Resultatene viser at det er kostnadsbesparende å optimalisere nettet med tanke på produksjons-, taps- og sentralnettskostnader. Ved å ta med sentralnettskostnaden i optimaliseringene, reduseres kostnadene ytterligere i forhold til resultatene ved optimaliseringen uten denne kostnaden.

Totale kostnader i tunglastperioden

Resultatene viser at det det er en stor kostnadsbesparelse ved å optimalisere driften av kraftsystemet. Alle resultatene blir sammenlignet med drift etter optimaliseringen der det ikke er uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene. Det er denne optimaliseringen som ligger nærmest dagens driftssituasjon.

Optimaliseringene vil gi en en kostnadsreduksjon forbundet med tap i linjer og produksjon av reaktiv effekt i kraftverkene. Gjennomsnittlig besparelse ved **O2** er 270 NOK/time. Med denne besparelsen gjennom hele tunglastperioden vil den totale kostnadsreduksjonen forbundet med tap og produksjon av reaktiv effekt bli på ca. 580 kNOK/år. Dette forutsetter 2160 timer i tunglast med gjennomsnittlig besparelse på 270 NOK/time.

For **O3** med en gjennomsnittlig besparelse på ca. 116 NOK/time, blir total kostnadsreduksjon i tunglastperioden på ca. 250 kNOK/år.

I tillegg vil det ved optimalisering av driften i tunglastperioden, bli et redusert uttak fra sentralnettet i forhold til i **O1**. I følge beregningene vil gjennomsnittlig besparelse ved drift etter **O2**-optimaliseringen være ca. 3,5 millioner NOK, mens besparelsen for drift etter **O3** vil være ca. 4.8 millioner NOK.

Total besparelse i forhold til ved drift etter **O1** vil da bli på over 4 millioner NOK for **O2**-optimaliseringen og over 5 millioner NOK for **O3**-optimaliseringen.

Sentralnettskostnaden

Kostnaden for uttak av reaktiv effekt er mye høyere enn å produsere reaktiv effekt i kraftverkene, noe som fører til det høye uttaket fra kraftverkene. Timeskostnaden for uttak av reaktiv effekt er beregnet til 11.6 NOK/MVA_h i en tunglastperiode på 2160 timer. En økning av reaktiv effekt fra sentralnettet på 1 MVA_h vil da føre til en kostnad per time på 11.6 NOK/time.

Med utgangspunkt i Hjartdøla kraftverk med maksimal effektproduksjon på 120 MW og en effektfaktor på 0.975, vil en økning av reaktiv effektproduksjon på 1 MVA_h gi en beregnet tapsøkning på 3.5 kW. Med en energipris på 300 NOK/MWh vil disse tapene gi en kostnad per time på 1.05 NOK/time.

Dette gir en differanse på 10.55 NOK/time, noe som fører til den store økningen av produksjonen av reaktiv effekt i kraftverkene i optimaliseringen.

Valg av driftsoptimalisering

Avregning for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet baserer seg på den timen av fem kontrolltimer, bestemt av Statnett, som har høyest uttak. Det er uttaket av reaktiv effekt fra denne timen som er utgangspunktet for beregning av den årlige sentralnettskostnaden. Den årlige kostnaden vil derfor være bestemt av uttaket i den aktuelle driftssituasjonen, og for alle andre timer vil det lønne seg å kun å minimalisere produksjons- og tapskostnader.

Problemet er at det ikke på forhånd er kjent hvilke kontrolltimer som blir plukket ut, slik at en minimering av reaktivt uttak fra sentralnettet i kun disse timene er umulig. Derfor blir det også et spørsmål hvilken optimering man skal drifte kraftsystemet etter.

Gjennom tunglastperioden vil kostnadene forbundet med kun produksjon og tap, være minst ved en optimering som kun tar hensyn til produksjons- og tapskostnader. Ved en optimering som i tillegg tar med sentralnettskostnaden, vil produksjons- og tapskostnadene være høyere enn i det første tilfellet. Kostnaden for uttak av reaktiv effekt vil derimot være høyere i den første optimeringen, **O2**, enn i den siste optimeringen, **O3**.

Differansen for kostnadene forbundet med uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet i **O2** og **O3** er vist i tabell 12.1. Differansen viser en årlig kostnadsbesparelse for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet på mellom 915 og 1 657 kNOK ved at nettet blir driftet etter **O3** istedenfor etter **O2**.

	100 %	75 %	50 %
Sentralnettskostnad O2	4 970	5 969	7 334
Sentralnettskostnad O3	3 536	4 312	6 419
Differanse	1 435	1 657	915

Tabell 12.1: Årlig besparelse av sentralnettskostnader i kNOK

Hvis en av de optimaliserte driftssituasjonene skulle havne i en av de fem kontrolltimene, må produksjons- og tapskostnadene i tunglastperioden være minimum 915 000 NOK lavere i **O2** enn i **O3**, for at det skal være mer kostnadsbesparende å drifte nettet etter en optimalisering som i **O2**.

Siden tunglastperioden er på 2160 timer kan kostnadsdifferansen per time for uttak av reaktiv effekt beregnes. Dette er vist i tabell 12.2.

	100 %	75 %	50 %
Kostnad per time	664	767	424

Tabell 12.2: Kostnadsdifferansen fordelt utover en tunglastperiode

For at det skal lønne seg å drifte nettet etter **O2**-optimaliseringen, må gjennomsnittlig produksjons- og tapsbesparelse gjennom tunglastperioden, være på minimum 424 NOK/time. Besparelsen ved å drifte nettet etter **O2**-optimaliseringen i forhold til **O3**-optimaliseringen for de optimaliserte driftssituasjonene er vist i tabell 12.3.

	100 %	75 %	50 %
Produksjons- og tapskostnad O3	9 524	7 163	6 215
Produksjons- og tapskostnad O2	9 348	6 964	6 128
Differanse	176	199	87

Tabell 12.3: Kostnadsbesparelse i tunglastperioden i NOK/time

I følge resultatene vil det ikke lønne seg å drifte nettet etter en optimalisering som kun tar med kostnadene ved produksjon og tap. Kostnadsdifferansen per time for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet er høyere enn kostnadsdifferansen per time for tap og produksjon.

Ved å drifte nettet etter en optimalisering som tar hensyn til sentralnettskostnaden vil kostnadene i tunglast bli minst.

12.3.2 Kostnader ved sommerbelastning

Ved optimalisering av driften av kraftsystemet ved sommerbelastning er det ikke nødvendig å ta med kostnader knyttet til uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. Dette kommer av at avregning av reaktivt uttak fra sentralnettet kun skjer i perioden fra og med desember til og med februar. Optimaliseringen av kraftsystemet ved sommerbelastning tar derfor kun med kostnadene knyttet til produksjon av reaktiv effekt og tap i overføringsnettet.

Tabell 12.4 viser en kostnadsbesparelse fra 49 til 398 NOK/time, ved å ta ut reaktiv effekt fra kraftverkene i forhold til å ikke ta ut noe reaktiv effekt som i **O1**-optimaliseringen.

Produksjonskostnadene som er oppgitt i tabellen viser kun kostnadsdifferansen mellom kostnadene for produksjon i **O1** og **O2**.

	100 %	75 %	50 %	25 %
Tapskostnad O1	9 229	5 467	3 305	2 782
Tapskostnad O2	8 754	5 263	3 218	2 726
Reduksjon	475	204	87	56
Produksjonskostnader O2	77	37	17	7
Kostnadsbesparelse	398	167	70	49

Tabell 12.4: Kostnadsbesparelse per time ved drift i **O2** i forhold til i **O1**

Gjennomsnittlig kostnadsbesparelse er 171 NOK/time. Hvis denne verdien er gjennomsnittlig kostnadsbesparelse gjennom hele året med unntak av tunglastperioden, noe som vil si 6600 timer, vil årlig kostnadsbesparelse bli ca. 1,13 millioner NOK.

De økte produksjonskostnadene utgjør omtrent 16 % av reduksjonen av tapskostnader.

12.3.3 Uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene

Tunglastperioden

Uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene vil nesten uten unntak være så høyt at grensen for enten effektfaktoren eller spenningen er nådd ved inkludering av kostnaden for uttak av reaktiv effekt.

Ved å ikke inkludere sentralnettskostnaden blir uttaket av reaktiv effekt fra kraftverkene mindre begrenset av effektfaktoren på 0.95 og av spenningsbegrensningen på 1.05 pu. Denne driften av nettet virker mer riktig i forhold til fordeling av produksjonen av reaktiv effekt i regionalnettet, enn i optimaliseringen som inkluderte sentralnettskostnaden. Med denne optimaliseringen vil også reaktive effektreserver være større i tilfellet det oppstår større spenningsvariasjoner i nettet.

Sommerbelastning

Ved sommerbelastning vil det ikke være forbundet kostnader med uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. Optimaliseringen baserer seg da kun på produksjons- og overføringskostnader.

Med sommerbelastning, vil ikke produsert reaktiv effekt ved kraftverkene være begrenset av hverken effektfaktoren eller spenningen, utenom noen få tilfeller. Dette er tilfellene med lav produksjon og stor overføring av effekt til forbrukere, noe som vil føre til større spenningsfall utover i nettet, som igjen vil føre til en økning av reaktivt uttak fra kraftverkene. Reaktivt uttak kan da bli begrenset av effektfaktorbegrensningen eller av spenningsbegrensningen.

13 Bruk av resultater

Målet med optimaliseringene i denne oppgaven er å minimere de samfunnsøkonomiske kostnadene forbundet med produksjon og overføring av reaktiv effekt. Det vil aldri være direkte sammenlignbare driftsforhold med de optimaliserte driftssituasjonene, men resultatene fra optimaliseringen skal kunne brukes som veiledende spenningsprofiler og reaktiv effektproduksjon.

13.1 Kraftverk og regionalnett

Bedre samdrift av nett og reaktiv effektproduksjon i kraftverkene kan gi kostnadsbesparelser for det totale systemet, men vil kunne gi en av partene større kostnader forbundet med produksjon av reaktiv effekt. Ved å øke produksjonen av reaktiv effekt vil det oppstå større tap i generatorer og transformatorer, noe som vil medføre en kostnad for disse produsentene. Netteierene vil på sin side oppleve en reduksjon av de totale kostnadene, siden optimaliseringen tar for seg tapene i nettet og uttak av reaktiv effekt.

13.1.1 Kraftprodusenter

Det er kraftprodusentene som vil oppleve en kostnadsøkning ved produksjon av reaktiv effekt. Denne kostnaden kommer i form av økte tap som må dekkes inn. Disse tapene oppstår som følge av:

- Økt magnetiseringsstrøm
- Økt statorstrøm som følge av ekstra reaktiv effekt
- Økte tap i transformator som følge av ekstra reaktiv effekt

Kraftprodusentene vil ønske disse ekstra tapene dekket, og en eventuell fortjeneste som følge av den totale kostnadsreduksjonen. Spørsmålet er da hvor mye disse kraftprodusentene skal ta seg betalt for den produserte reaktive effekten.

13.1.2 Netteiere

Netteiere vil oppleve en kostnadsreduksjon ved en mer optimal fordeling av reaktiv effektproduksjon. Denne kostnadsreduksjonen kommer av følgende forhold:

- Mindre tap i nettet
- Mindre uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet i tunglastperioden

Siden optimaliseringen tar hensyn til både tap i nettet, tap i kraftverkene og uttak av reaktiv effekt, skal resultatet føre til at totalresultatet blir en kostnadsreduksjon. Den kostnadsreduksjonen som netteier vil oppleve vil delvis måtte tilfalle produsentene for å dekke deres tap og en eventuell ekstra fortjeneste.

14 Konklusjon

Resultatene fra optimaliseringen av kraftsystemet i Telemark og Vestfold viser en kostnadsbesparelse ved å bedre samdriften av kraftverk og nett. Resultatene viser at uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene vil bidra til å redusere de totale kostnadene ved drift av kraftsystemet. Økte kostnader ved produksjon av reaktiv effekt i kraftverkene, oppveies av reduserte kostnader i forbindelse med reduserte tap i nettet og redusert uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet.

Dagens drift av kraftverkene blir drevet etter en "tommelfingerregel" om at effektfaktoren ved generatoren skal være rundt 1.00. Derfor ble det laget et sammenligningsgrunnlag hvor det ikke var uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene. Optimaliseringene med en effektfaktorbegrensning på 0.95 ble sammenlignet med den første optimaliseringen.

Redusert uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet i tunglastperioden viste seg å være den største kostnadsreduksjonen. Den minste kostnadsbesparelsen var på 2,5 millioner NOK for redusert uttak av reaktiv effekt for regionalnettet i Telemark og Vestfold. I tillegg kom en kostnadsreduksjon forbundet med lavere totale taps- og produksjonskostnader.

Kostnaden ved å ta inn reaktiv effekt fra sentralnettet viste seg å være så stor at reaktiv effektproduksjon i kraftverkene i tunglastperioden var helt opp mot begrensningen for effektfaktoren eller spenningen. Det vil være kostnadsbesparende å kun minimalisere kostnadene for tap og produksjon av reaktiv effekt, men inkludering av sentralnettskostnaden vil gi en større kostnadsreduksjon.

Også optimaliseringen ved sommerbelastning viste en kostnadsbesparelse i forhold til ved ikke å ta ut reaktiv effekt fra kraftverkene.

I oppgaven skulle det fokuseres på forskjellige deler av regionalnettet i Telemark og Vestfold. Tinnelva og Hjartdøla var det viktigste området, men også Eidselva/Midt-Telemark og Brokkenettet skulle studeres. For alle optimaliserte driftssituasjoner ble det funnet at uttak av reaktiv effekt fra kraftverkene ville gi en total kostnadsreduksjon. For kraftverkene ved Tinnelva og Hjartdøla var det spesielt ved kraftverkene ved Tinfoss og Svelgfoss at optimaliseringen viste en stor økning av reaktiv effektproduksjon. Dette kom av et stort lokalt reaktivt forbruk.

15 Videre arbeid

Ved beregning av kostnader forbundet med produksjon av reaktiv effekt i kraftverkene ble det tatt utgangspunkt i data for Hjartdøla kraftverk. Deretter ble kostnadene skalert i forhold til installert ytelse i de andre kraftverkene. For et mer korrekt resultat burde det gjennomføres en beregning av produksjonskostnadene basert på data for hvert enkelt kraftverk.

Det ble ikke gjennomført følsomhetsanalyser for endringer av energipris. Energiprisen vil endres gjennom året og vil i Norge være større gjennom tunglastperioden enn i perioden med sommerbelastning. Energiprisen vil også endres fra år til år, slik at optimaliseringene burde testes for andre energikostnader enn 300 NOK/MWh.

Programmet som er brukt er MATLAB sammen med MATPower-pakken som inneholder optimaliseringsverktøy. Resultatene fra denne optimaliseringen burde sammenlignes med resultater fra andre programmer for å verifisere resultatene. Det ble ikke funnet et annet program som kunne optimere med en målfunksjon med kostnader for både aktiv og reaktiv effekt.

Resultatene viser en kostnadsbesparelse ved optimaliseringer som inkluderer taps-, produksjons- og sentralnettskostnader. Resultatene viser større kostnadsbesparelse ved å inkludere sentralnettskostnaden i optimaliseringen, men også uten sentralnettskostnaden vil det være en stor kostnadsbesparelse. Brukstider i tunglast burde implementeres for å få et mer riktig bilde av kostnadsbesparelsen mellom de to optimaliseringene i tunglast.

En videre studie for å se på lønnsomhet ved installasjon av kondensatorbatterier eller andre komponenter burde gjennomføres. Dette for å redusere nødvendig uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet som gir store kostnader i tunglast.

Bibliografi

- [1] Michael A. Saunders Bruce A. Murtagh. *MINOS 5.5 User's guide*. Stanford University, 1998.
- [2] Martin Eldrup. Forprosjekt: Optimal forvaltning av reaktiv effekt i regionalnettet i telemark og vestfold. Technical report, NTNU, 2008.
- [3] Ray D. Zimmerman Carlos E.Murillo-Sánchez. *MATPOWER User's Manual, A MATLAB Power System Simulation Package, Version 3.2*. PSERC(Power System Engineering Research Center), 2007.
- [4] Gunne John Heggliid. E-post 02.03.2009.
- [5] Gunne John Heggliid. E-post 19.03.2009.
- [6] Gunne John Heggliid. E-post 29.05.2009.
- [7] Charles I. Hubert. *Electric Machines; Theory, Operation, Applications, Adjustment and Control*. Prentice Hall, 2002.
- [8] Einar Jordanger, editor. *Planleggingsbok for kraftnett*. SINTEF Energiforskning AS, 1993.
- [9] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. Electric Power Research Institute, 1993.
- [10] Anna Kucaba-Pietal Marcin Paprzycki, Deborah Dent. Solvers for nonlinear algebraic equations; where are we today? *PPAM 2001, LNCS 2328*, pages 719–728, 2002.
- [11] Taale Korsnes Stette og Gunne John Heggliid. E-post 13.11.2008.
- [12] Statnett. Sentralnettstariffen 2009.
- [13] Taale Korsnes Stette. E-post 08.10.2008.

[14] Taale Korsnes Stette. E-post 28.10.2008.

Figurer

3.1	Koblinger mot sentralnettet for regionalnettet i Telemark	13
3.2	Koblinger mot sentralnettet for regionalnettet i Vestfold	14
3.3	Modell over kraftverkene ved Tinnelva og Hjartdøla	15
3.4	Modell over kraftverkene ved Eidselva og i Midt-Telemark	16
3.5	Modell over kraftverkene i Brokkenettet	18
5.1	Tap i Hjartdøla kraftverk som funksjon av produsert reaktiv effekt i generatorene	32
5.2	Tap i Hjartdøla kraftverk som funksjon uttak av reaktiv effekt fra Hjartdøla	32
7.1	Totale produksjons- og tapskostnader per time i tunglast	42
7.2	Totale kostnader per time i tunglast med sentralnettskostnad	43
7.3	Årlige sentralnettskostnader i kNOK/år	44
7.4	Produksjons- og tapskostnader ved sommerbelastning	46
8.1	Samlet reaktiv effektproduksjon i tunglastperioden	47
8.2	Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet ved sommerbelastning	48
8.3	Samlet reaktiv effektproduksjon ved sommerbelastning	49
8.4	Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet ved sommerbelastning	49
9.1	Produsert reaktiv effekt ved Tinnelva og Hjartdøla i tunglastperioden	52
9.2	Produsert reaktiv effekt ved Årlifoss i tunglastperioden	53

9.3	Produsert reaktiv effekt ved Grønnvollfoss i tunglastperioden . . .	54
9.4	Produsert reaktiv effekt ved Såheim i tunglastperioden	55
9.5	Produsert reaktiv effekt ved Hjartdøla i tunglastperioden	56
9.6	Produsert reaktiv effekt ved Svelgfoss i tunglastperioden	57
9.7	Produsert reaktiv effekt ved Tinfoss i tunglastperioden	58
9.8	Total produsert reaktiv effekt ved Tinnelva i sommerlast	59
10.1	Produsert reaktiv effekt ved Eidselva og i Midt-Telemark	63
10.2	Total produsert reaktiv effekt ved Eidselva og i Midt-Telemark . .	65
11.1	Samlet reaktiv effektproduksjon ved Brokkenettet i tunglastpe- rioden	67
11.2	Samlet reaktiv effektproduksjon ved Brokkenettet ved sommer- belastning	69
B.1	Flytskjema for optimal lastflyt med trinning	97

Tabeller

3.1	Kraftverk ved Tinnelva mot Telemarksdriften	14
3.2	Kraftverk ved Tinnelva mot Vestfoldsdriften	15
3.3	Kraftverk ved Eidselva og i Midt-Telemark	17
3.4	Kraftverk ved Brokkenettet	17
3.5	Belastning sommer og vinter	19
3.6	Konstant spenning ved sentralnettspunkter	20
3.7	Maksimal spenningsbegrensning på generatorklemmer	20
4.1	Data for Hjartdøla kraftverk	27
7.1	Kostnadsbesparelse per time i forhold til O1	42
7.2	Kostnadsbesparelse per time i forhold til O1	43
7.3	Årlig kostnadsbesparelse i forhold til kostnaden i O1	45
7.4	Kostnadsbesparelse ved drift i O2 i forhold til i O1	46
9.1	Effektfaktor og spenning ved Årlifoss i tunglastperioden	53
9.2	Effektfaktor og spenning ved Grønnvollfoss i tunglastperioden	54
9.3	Effektfaktor og spenning ved Såheim i tunglastperioden	55
9.4	Effektfaktor og spenning ved Hjartdøla i tunglastperioden	56
9.5	Effektfaktor og spenning ved Svelgfoss i tunglastperioden	58
9.6	Effektfaktor ved Tinfoss ved tunglast	59
9.7	Tabell over spenninger ved O1 ved sommerbelastning	60

9.8	Tabell over reaktiv produksjon og spenninger ved O2	61
9.9	Effektfaktor ved O2 ved sommerbelastning	61
10.1	Tabell over reaktiv produksjon i MVAR i O2 og O3	64
10.2	Tabell over reaktiv produksjon i MVAR i O2	66
10.3	Effektoverføring fra Eidselva og Midt-Telemark til Knardalsstrand	66
11.1	Tabell over reaktiv produksjon i MVAR i O2 og O3	68
11.2	Tabell over reaktiv produksjon i MVAR ved O2	69
12.1	Årlig besparelse av sentralnettskostnader i kNOK	76
12.2	Kostnadsdifferansen fordelt utover en tunglastperiode	76
12.3	Kostnadsbesparelse i tunglastperioden i NOK/time	76
12.4	Kostnadsbesparelse per time ved drift i O2 i forhold til i O1 . .	77

A MATPower

Optimal lastflyt blir brukt for å minimere eller maksimere en målfunksjon. Den optimale lastflytanalysen vil finne den løsningen som tilfredsstillers målfunksjonen best innenfor de begrensninger som er gitt. I et vanlig kraftsystem er det vanlig å minimalisere tap eller kostnader med begrensninger for spenninger på samleskinner, produksjonskapasiteter og overføringskapasiteter. Optimal lastflyt tar for seg kraftsystemet ved stasjonære forhold og tar ikke for seg transiente eller dynamiske forløp.

A.1 Optimalisering i MATPower

Selve optimaliseringen i denne oppgaven blir gjort av MATPower som løser generelle optimaliseringsproblemer. MATPower kan bruke flere forskjellige løsningsalgoritmer som løser disse problemene, og alle har sine sterke og svake sider. Den største utfordringen er størrelsen på problemet som fører til at flere programmer kan utelukkes. MINOPF, TSPOPF og fmincon er tre metoder som kan brukes i forbindelse med optimalisering i MATPower. Programmet fmincon kan ikke brukes i dette tilfellet da den ikke er egnet for større kraftsystemer. MINOPF og TSPOPF kan begge brukes for større kraftsystemer og begge er basert på MEX-koding. MEX-programmer kan kjøres fra MATLAB, men er raske enn programmer som er skrevet i MATLAB. Forskjellen på programmene er at MINOPF er skrevet i FORTRAN og bruker MINOS som er utviklet og distribuert av Stanford Business Software Inc., mens TSPOPF er skrevet i programmeringsspråket C[3].

A.1.1 Optimalisering med MINOS

I problemet som er presentert i denne oppgaven, er det valgt et optimaliseringsprogram basert på MINOS. MINOS er en programpakke for løsning av større optimaliseringsproblemer, både lineære og ulineære.[10]

MINOS er et basert på Fortran og designet for å løse større optimaliseringsproblem uttrykket i følgende standard form:

$$\min \quad F(x) + c^T x + d^T y$$

$$\text{for} \quad f(x) + A_1 y = b_1$$

$$A_2 x + A_3 y = b_2$$

$$l \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u$$

Vektorene c , d , b_1 , b_2 , l , u og matrisene A_1 , A_2 , A_3 er konstante.

Hvis $F(x)$ og $f(x)$ ikke eksisterer, blir problemet et lineært problem. Ved lineære problemstillinger bruker MINOS en metode som kalles *primal simplex*.

Problemer med en ulineær målfunksjon og lineære begrensninger blir løst med *reduert gradient* metoden som igjen bruker *kvasi-Newton* metoden for tilnærming av den reduserte Hessianmatrisen. Kvasi-Newton metoden baserer seg på Newtons metode for å finne et stasjonært punkt hvor gradienten er 0. I Kvasi-Newton metoden brukes informasjon fra den forrige iterasjonen for å beregne en ny Hessian matrise, noe som reduserer maskinkravene i forhold til Newtons metode.

Med en ulineær målfunksjon og ulineære begrensninger vil MINOS bruke *projected augmented Lagrangian algorithm* [1].

A.1.1.1 Restriksjoner i MINOS

MINOS er designet for å finne løsninger som er lokalt optimale. Ulineære funksjoner i et problem må være glatte, det vil si at den første-deriverte må eksistere. Et løsningsrom er definert av lineære begrensninger og begrensningene til variablene. Hvis de ulineære funksjonene er konvekse i dette løsningsrommet, blir løsningen til dette problemet globalt optimalt. Ellers kan løsningene som finnes være et av flere lokalt optimale løsninger, som ikke nødvendigvis er globalt optimale. I slike tilfeller vil valg av initielle verdier som ligger i nærheten av det som blir ansett som et globalt optimum, øke sannsynligheten for å finne det globale optimumet[1].

A.2 Ekstra krav utover MATPower

MATPower inneholder store valgmuligheter, men siden programmet skal kunne brukes til generelle løsninger, er ikke all funksjonalitet som behøves i denne oppgaven med. Det gjelder i utgangspunktet trinning av transformatorer, en funksjonalitet som MATPower ikke støtter. Dette må implementeres i løsningsalgoritmen, slik at trinningen av transformatorene hjelper til med å redusere kostnadene. Løsningen som er valgt, er å systematisk trinne transformatorene slik at kostnadene blir redusert mest mulig for hvert trinn. Denne funksjonaliteten blir skrevet i MATLAB-kode.

I tillegg er det ønskelig å endre data før det kjøres en optimal lastflyt, og dette blir også implementert i MATLAB-koden.

Det er laget noe funksjonalitet for presentasjon av resultater i både grafer og tabeller etter kjøring av optimal lastflyt.

A.2.1 Trinning av transformator

Det finnes to hovedtyper av transformatorer med trinning, en som trinnes uten belastning og en som kan trinnes med belastning. Transformatorer som trinnes uten belastning er brukt for å trinne ved sesongvariasjoner, mens transformatorer som kan trinnes med belastning brukes der behovet for hyppigere variasjoner er tilstede, for eksempel ved døgnvariasjoner. De kommer i to varianter, enten en trefaseenhet eller tre enfaseenheter, hvor sistnevnte normalt brukes i store EHV(Extra High Voltage) transformatorer og distribusjonstransformatorer. Transformatorer med trinning har oftest trinningen på høyspentsiden fordi det er på den siden strømmen er minst. Med trinning kan vindingsforholdet normalt endres 10 % til 15 % [9].

For vanlige transformatorer kan følgende tilnærmelser gjøres:

$$X \gg R$$

$$X_m \gg X$$

$$R_m \gg X_m$$

I datagrunnlaget som MATPower bruker er transformatordataene implementert i data for linjene. Informasjonen som brukes av MATPower og MINOS er vindingsforholdet og faseforskyvningen. Ved trinning av transformatorene blir vindingsforholdet oppdatert. Det blir antatt at endringen av resistansen og reaktansen kan ignoreres.

Tomgangstapene til transformatoren kan ignoreres når den opereres i nærheten av nominell effekt og kommer av at magnetiseringsstrømmen er liten i forhold til belastningsstrømmen. Ved belastning på mindre enn 25 % av nominell effekt må derimot tomgangstapene tas hensyn til for å unngå store feil[7]. I denne oppgaven antas det at tomgangstapene er små i forhold til belastningstapene og at de derfor kan ignoreres.

B Bruk av MATPower

B.1 Datagrunnlag

MATPower baserer seg på standarden til IEEE og det følger med et eget konverteringsprogram for å importere data for bruk med MATPower. Til denne oppgaven var datagrunnlaget PSSE-filer som inneholdt informasjon om kraftsystemet i Telemark og Vestfold. For å konvertere disse dataene til bruk i MATPower, måtte disse dataene først konverteres til IEEE-format. Dette ble gjort ved å lagre dataene som en egen fil i IEEE standard i PSSE.

Data som er registrert i filene som brukes av MATPower er lagret i flere matriser:

- bus** matrisen inneholder data om samleskinnene og inkluderer blant annet belastningsdata i MW og MVA_r, spenningsbegrensninger, type samleskinne(PQ, PV eller svingemaskin), samt ID-nummer.
- branch** matrisen inneholder data om koblingen mellom to samleskinner og inkluderer ID-numrene til de to samleskinnene, overføringskapasitet, resistans, reaktans, samt vindingsforholdet og faseforskyvningen hvis linjen inkluderer en transformator
- gen** matrisen inneholder data om generatorene og inkluderer ID-nummeret til samleskinnen den er koblet til, aktiv og reaktiv effektproduksjon, aktive og reaktive effektbegrensninger, samt nominell effekt og spenning.
- gencost** matrisen inneholder data om kostnader forbundet med produksjon av aktiv og reaktiv effekt, samt kostnader forbundet med start og stopp av generatoren.

I tillegg er det registrert en tilsynelatende effekt som er referanseeffekten. Disse matrisene danner grunnlaget for alle beregninger som utføres av MATPower. I tillegg til disse matrisene er det behov for data til de forskjellige transformatorene og registrering av valg som er gjort under før løsning av optimaliseringsproblemet.

trafodata matrisen inneholder data knyttet til transformatorene i nettet med blant annet ID-numre til to samleskinner, maksimal og minimal trinnposisjon, maksimal og minimal spenningsbegrensninger.

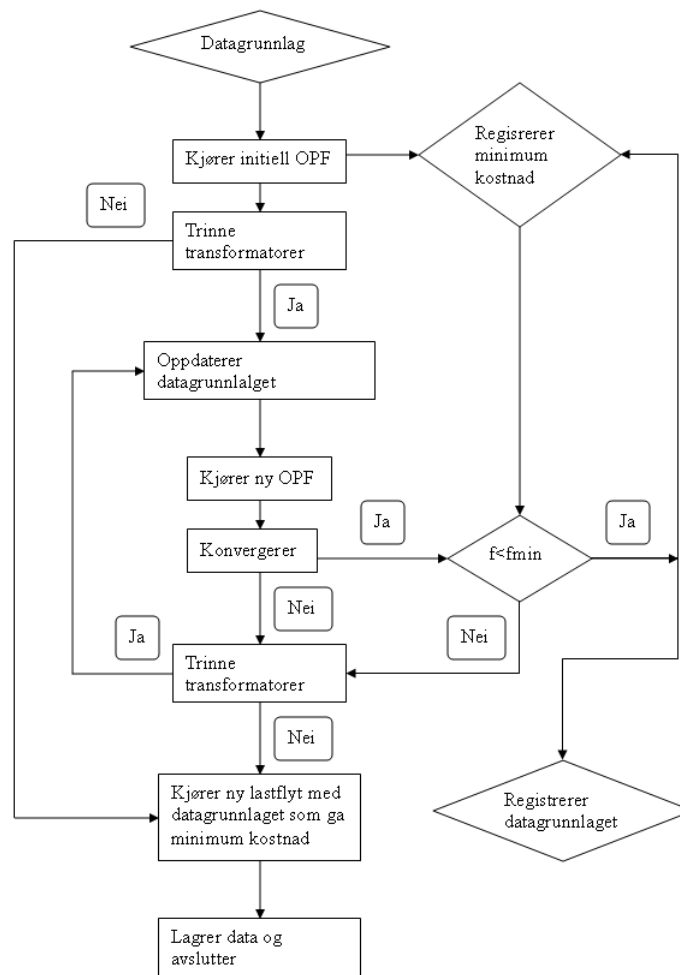
B.2 MATLAB-skript

For å endre beregningsparametere er det valgt å skrive en egen kode for dette istedenfor å endre dataene direkte i filen. Endringer som vil være nødvendig å gjøre inkluderer:

- Produksjonsnivå
 - Velges som prosent av installer ytelse
- Generelle spenningsbegrensninger
 - Angir øvre og nedre spenningsgrense på vanlige samleskinner i pu
- Spesielle spenningsgrenser for transformatorer
 - Prosent av målspenningen etter transformatorene
 - Spesifiserte spenningsgrenser gitt i trafodata
- Begrensning av effektfaktoren ved kraftverkene
 - Angir øvre og nedre grense for effektfaktorene ved kraftverkene
- Endre data for trinning av transformatorer
 - Ved trinning av transformatorene velges hvor mange trinn som skal trinnes på hver transformator i tillegg til antall trinn som skal trinnes for hvert av disse trinnene igjen.
 - Kun to transformatorer kan trinnes av gangen
- Endring av kostnad for aktiv og reaktiv effekt
 - Kostnaden for aktiv effekt ut i fra kostnad for elektrisk energi og driftstid
 - Kostnad for reaktiv effekt fra tariffen satt av Statnett
 - Kostnad for produsert reaktiv effekt i kraftverkene

B.2.1 Trinning av transformatorer

Siden MATPower og MINOS ikke støtter trinning av transformatorer i utgangspunktet, måtte denne funksjonaliteten bli implementert som en separat funksjon. Den løsningen som er valgt bruker funksjonaliteten i MATPower og MINOS på en systematisk måte ved at det kjøres en optimal lastflyt for det antall trinn som er valgt



Figur B.1: Flytskjema for optimal lastflyt med trinning

Det kjøres en optimal lastflyt for alle trinnings som er valgt av brukeren og resultatet av kjøringen sjekkes opp mot tidligere resultater for å sjekke om den aktuelle trinningen fører til reduserte kostnader for kraftsystemet. Hvis så er tilfellet, registreres de nødvendige data. Den endelige løsningen er om ikke et globalt minimum iallefall et lokalt minimum, som skal gi et godt nok resultat. Hvis løsningen antas å være gal, kan det velges å kjøre optimaliseringen på nytt med flere trinnings av transformatorene. I ytterste konsekvens kan det velges å sjekke alle trinnings av transformatorene, men dette vil normalt ikke være hensiktsmessig, siden optimaliseringen da tar lang tid.

B.2.2 Registrering av kostnader

Siden optimaliseringen skal ta utgangspunkt i kostnader, må disse implementeres i modellen. Dette gjøres i **gencost**-matrisen, og MATPower vil så optimalisere på grunnlag av aktiv og reaktiv produksjon i kraftverkene. Det er tre kostnader å ta hensyn til i modellen, tapskostnader, sentralnettskostnader og reaktive produksjonskostnader.

C Endringer i modellbeskrivelsen

C.1 Optimalisering av Vestfoldnettet

Optimalisering av Vestfoldnettet tar utgangspunkt i data som er hentet fra PSS/E. Dataene ble tilpasset før konvertering til IEEE-formatet. Tilpassningene som ble utført er følgende for både tunglast og sommerlast:

- Alle sentralnettspunkter ble slått sammen og svingemaskinen ble plassert her.
- FLESAKER ble fjernet fra modellen.
- Tinfoss ble implementert i modellen for å modellere Vestfoldsdriften med den mest sannsynlige fordelingen av kraftverkene. Maksimal aktiv effekt ble satt til 44 MW. I tillegg ble Lienvegen og Sam Eide tatt med i modellen.
- Installert ytelse i kraftverkene ble oppdatert i de tilfeller der dataene PSS/E ikke stemte overens med data fra andre kilder.
- Det ble lagt inn belastninger i Lienvegen og Sam Eide med effektfaktor på 0.95 gjennom hele året[4].

C.1.1 Tunglast

Modellen for Vestfoldsnettet i tunglast baserer seg på modellen for tunglast i PSS/E og ytterligere endringer som måtte til er følgende:

- Belastning i Hjartdøla ble lagt inn med 5 MW og 1.6 MVar.
- Belastningen i Lienvegen ble lagt inn med 36.4 MW og 6.4 MVar.
- Belastningen i Svelgfoss ble lagt inn med 46 MW og 8 MVar.
- Belastningen i Sam Eide ble satt til å være 40 MW og 25 MVar.

C.1.2 Sommerlast

Modellen for Vestfoldnettet i sommerlast baserer seg på modellen for sommerlast i PSS/E og ytterligere endringer som måtte til er følgende:

- Belastning i Hjartdøla ble lagt inn med 50 % av vinterlasten og ble da satt til 2.5 MW og 0.8 MVA.
- Belastningen i Lienvegen ble lagt inn med 18.2 MW og 3.2 MVA.
- Belastningen i Svelgfoss ble lagt inn med 23 MW og 4 MVA.
- Belastningen i Sam Eide ble antatt å være lik som vinterbelastningen
- Produksjonen i Sørtveit ble tatt med i optimaliseringen.

C.2 Optimalisering av Telemarksnettet

Optimaliseringen av Telemarksnettet tar i likhet med optimaliseringen av Vestfoldnettet utgangspunkt i data fra PSS/E, men for Telemarksnettet var det kun tilgjengelig data for belastningssituasjonen om sommeren. Derfor måtte dataene tilpasses for optimalisering i tunglastperioden. Dette kommer i tillegg til følgende tilpasninger:

- Det er planlagt at Rjukan kobles mot 420 kV nettet og at linjen mellom Årlifoss og Såheim kun er reserve. Rjukan blir derfor ikke med i optimaliseringen av nettet. En del av produksjonen ved Såheim er fortsatt med i modellen, med maksimal effekt på 40 MW.
- Modellen inneholder også en del av nettet som knyttes til Vestfolddriften og blir fjernet i modellen som er brukt i denne oppgaven.
- Produksjonen i Grønnvollfoss går i PSS/E mot Vestfolddriften og denne produksjonen blir flyttet slik at den går mot Telemarksdriften.
- Alle sentralnettpunkter ble slått sammen og svingemaskinen ble plassert her.
- Grunnåi kraftverk ble lagt til i modellen ved Seljord med en maksimal effekt på 15 MW.
- Transformatorytelsen for en av transformatorene mellom Porsgrunn og sentralnettet ble endret fra 60 MVA, som var feil, til 200 MVA. Dette ble gjort etter kontakt med driftssentralen.

C.2.1 Tunglast

Modellen for Telemarksnettet med sommerbelastning er utgangspunktet for optimaliseringen i tunglast. Endringer som måtte utføres inkluderer:

- Belastningene ble halvert på alle samleskinner uten industri.
- Belastninger knyttet til industri ble holdt konstant. Dette inkluderer samleskinnene Rafnes, Roligheten, Herøya og halvparten av belastning ved Brevik.

C.2.2 Sommerlast

Sommerbelastningen er som modellert i PSS/E med de endringene som er beskrevet tidligere. Det er ikke gjort ytterligere endringer av nettet i sommerlast.