

Optimal forvaltning av reaktiv effekt i regionalnettet i Buskerud

Harald Hole Dietrichson

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2008
Hovedveileder: Arne Torstein Holen, ELKRAFT

Oppgavetekst

Energiselskapet Buskerud eier og driver deler av regionalnettet i Buskerud og flere kraftverk tilknyttet dette nettet. Konsernet ønsker å finne ut hvordan de kan redusere sine samlede kostnader forbundet med forvaltning av reaktiv effekt ut fra de tre kilder som er aktuelle: reaktiv uttak fra sentralnettet, reaktiv produksjon i kraftstasjonene og reaktiv effekt produsert i kondensatorbatterier. Det betyr at så vel driftskostnader forbundet med nett-tap, tap i generatorer og kjøp av reaktiv effekt fra sentralnettet så vel som investeringskostnader forbundet med installasjon av nye kondensatorbatterier inngår i analysen.

Oppgaven bygger videre på en innledende analyse som ble utført i en prosjektoppgave høsten 2007. Da ble oppgaven løst ved en metode som i noen grad ble "skreddersydd" for regionalnettet i Buskerud. Målet med masteroppgaven er å finne en generell metode for å minimere kostnader i forbindelse med reaktiv effektlyt og produksjon, og deretter benytte denne metoden for å optimalisere forvaltning av reaktiv effekt i regionalnettet i Buskerud.

Oppgaven gitt: 14. januar 2008

Hovedveileder: Arne Torstein Holen, ELKRAFT

Forord

Arbeidet med denne rapporten er utført våren 2008 ved Institutt for elkraftteknikk ved NTNU i samarbeid med Energiselskapet Buskerud. Oppgaven er en videreføring av arbeidet som ble utført av undertegnede i forbindelse med prosjektoppgaven ”*Reaktiv effekt i regionalnettet i Buskerud. Hvordan flyter den, og hva kan gjøres for å redusere kostnader?*” ved NTNU høsten 2007.

Jeg vil takke mine kontaktpersoner i Energiselskapet Buskerud, Knut Olav Bakkene og Terje Økland. Jeg vil også takke Bent Gabrielsen, Erling Juul og Harald Nes i Energiselskapet Buskerud for hjelp i forbindelse med datainnsamling og for gode innspill. En stor takk rettes også til min veileder ved NTNU, professor Arne T. Holen, for hans bidrag og engasjement.

Trondheim 9. juni 2008

Harald Dietrichson

Sammendrag

Arbeidet som presenteres i denne rapporten er utført i samarbeid med Energiselskapet Buskerud (EB). Oppgavens formål har vært å utarbeide en generell metode for å minimere kostnader knyttet til reaktiv effektflyt i regionalnettet og deretter benytte denne metoden for å optimalisere reaktiv effektflyt i regionalnettet eid av EB.

Regulering av reaktiv produksjon i kraftstasjoner og installasjon av kondensatorbatterier er vurdert som mulige tiltak for å endre den reaktive effektflyten. Disse tiltakene medfører kostnader i form av aktive tap i generatorer eller på grunn av kostnader til installasjon av kondensatorbatterier. Reaktiv effektflyt bidrar til kostnader i form av nettap og reaktivt uttak fra sentralnettet tarifferes av Statnett. I optimaliseringen tas det sikte på å minimere summen av disse fire kostnadselementene.

Faste kostnader ved installasjon av kondensatorbatterier fører til at optimalisering av reaktiv effektflyt er et diskret optimaliseringsproblem. Optimaliseringen er derfor utført ved bruk av genetisk algoritme, en optimaliseringsmetode som ble antatt å fungere godt for diskrete problemer. Ved optimalisering med genetiske algoritmer er det ikke mulig å fastslå med sikkerhet at optimal løsning blir funnet, og det er derfor knyttet noe usikkerhet til resultatene. Et optimaliseringsprogram ble programmert i Matlab, og programmet Matpower 3.2 ble implementert i optimaliseringsprogrammet for å utføre lastflytberegninger.

Resultatene fra optimaliseringen var konsistente og ga en klar kostnadsreduksjon i forhold til dagens drift. Dette tyder på at optimalisering med genetisk algoritme fungerer godt for denne problemstillingen. Beregningstiden for de største optimaliseringene var rundt 5 minutter.

Optimalisering av reaktiv effektflyt ble gjennomført for to deler av regionalnettet i Nedre Buskerud. I begge nettene er det i dagens drift noe reaktiv produksjon i kraftstasjoner, men det er også et betydelig reaktivt uttak fra sentralnettet. Begge analysene viste at reaktiv produksjon i nettet bør økes i forhold til dagens nivå, først og fremst på grunn av store besparelser ved redusert reaktivt uttak fra sentralnettet. Også reduserte nettap bidro til kostnadsreduksjonene. Kostnadene kan reduseres betraktelig ved å øke reaktiv produksjon i kraftstasjonene i nettet, men størst kostnadsreduksjon oppnås ved installasjon av nye kondensatorbatterier. Optimaliseringen ble utført for ulike priser på sentralnettsuttak, og resultatene viste at prisen på reaktivt uttak fra sentralnettet må reduseres til under 10 kr/kVAr for at slikt uttak skal være lønnsomt. I dag er prisen på 25 kr/kVAr. Dette viser at konklusjonen om at reaktiv produksjon bør økes for å unngå reaktivt uttak fra sentralnettet er robust for endringer i sentralnettsprisen.

I nettet mot Kongsberg ga et kondensatorbatteri på 8 MVar i Glabak en maksimering av kostnadsreduksjonen. Denne investeringen har en internrente på 10 %. I nettet mot Modum ga kondensatorbatterier på 6,5 MVar i Hokksund T2 og 9 MVar i Hovde maksimal kostnadsreduksjon. Den samlede investeringen har en internrente på 12 %.

I en eventuell videreføring av arbeidet i denne rapporten kan det være aktuelt å teste optimaliseringsprogrammet for større problemer. Optimalisering med genetisk algoritme kan også brukes i andre nettrelaterte problemstillinger. En mer detaljert behandling av reaktiv produksjon i generatorer vil kunne gi forbedret datagrunnlag for optimaliseringen, og dette bør derfor vurderes i det videre arbeidet.

Innhold

1	INNLEDNING	1
2	PRODUKSJON AV REAKTIV EFFEKT I KRAFTSTASJONER	3
2.1	Alternativkostnad ved tapt aktiv produksjon	3
2.2	Tap i generatorer	6
2.3	Slitasje og aldring.....	9
2.4	Totalvurdering.....	9
3	OPTIMALISERING MED GENETISKE ALGORITMER	11
3.1	Introduksjon til optimalisering	11
3.2	Genetiske algoritmer	11
3.3	Genetiske algoritmer i bruk.....	15
4	OPTIMALISERING AV REAKTIV EFFEKTFLYT	19
4.1	Oppbygning av kromosomer	19
4.2	Beregning av fitnessverdi.....	20
4.3	Variasjoner i lastflyten	26
4.4	Mutasjonsmetoder	27
4.5	Null-sannsynlighet	27
4.6	Beregningshastighet	28
4.7	Oppsummering	31
5	FREMANGSMÅTE VED OPTIMALISERING	33
5.1	Dagens drift	33
5.2	Optimal drift.....	34
5.3	Optimal drift og installasjon av nye kondensatorbatterier	37
6	DATAINNSAMLING	39
6.1	Nettmodell.....	39
6.2	Spenningsrestriksjoner	39
6.3	Variasjoner i lastflyten	39
6.4	Generatordata	40
6.5	Kostnadsdata	41
7	OPTIMALISERING AV KONGSBERGNETTET	43
7.1	Dagens drift	43
7.2	Optimal drift av dagens nett	44
7.3	Optimal installasjon av kondensatorbatterier.....	45
7.4	Sammenligning av kostnadsreduksjoner	47
8	OPTIMALISERING AV MODUMNETTET	49
8.1	Dagens drift.....	49
8.2	Optimal drift av dagens nett	50
8.3	Optimal installasjon av kondensatorbatterier	51
8.4	Sammenligning av kostnadsreduksjoner	54

9	FØLSOMHETSANALYSE	55
9.1	Optimalisering av drift	55
9.2	Optimalisering av kondensatorbatterier	55
10	DISKUSJON	57
10.1	Kostnadsberegninger ved reaktiv produksjon i generatorer.....	57
10.2	Optimaliseringsprogrammet.....	57
10.3	Resultater fra optimaliseringen	59
11	KONKLUSJON	63
12	VIDERE ARBEID	65
13	REFERANSER	67

Figurliste

Figur 2-1:	Kapabilitetsdiagram	3
Figur 2-2:	Kapabilitetsdiagram for $P_{\max} > P_n$	4
Figur 2-3:	Belastningstap ved ulike effektfaktor	6
Figur 2-4:	Viserdiagram for en synkrongenerator.....	7
Figur 3-1:	Kromosomer og gener	12
Figur 3-2:	Optimalisering med ulike mutasjonsrater	16
Figur 4-1:	Enlinjeskjema for eksempelnett	19
Figur 4-2:	Kromosom og gener for eksempelnett	20
Figur 4-3:	Betydning av null-sannsynlighet.....	28
Figur 4-4:	Lastflytberegningers betydning for total beregningstid	29
Figur 4-5:	Betydning av sortering for ulike mutasjonsrater	30
Figur 7-1:	Oversikt over kostnadsreduksjoner i Kongsbergnettet	47
Figur 8-1:	Oversikt over totale kostnadsreduksjoner	54
Figur 9-1:	Sentralnettsuttak ved varierende sentralnettspris	55
Figur 9-2:	Optimal batteriytelse ved varierende energipris	56

Tabelliste

Tabell 3-1:	Forventet reproduksjon med ruletthjulmetoden	13
Tabell 3-2:	Paring av kromosomer	13
Tabell 3-3:	Behov for mutasjoner	14
Tabell 7-1:	Kostnader i Kongsbergnettet ved dagens drift	44
Tabell 7-2:	Kostnadsreduksjon ved optimal reaktiv produksjon i kraftstasjoner.....	45
Tabell 7-3:	Kostnadsreduksjon ved optimal installasjon av kondensatorbatterier.....	47
Tabell 8-1:	Kostnader ved dagens drift i Modumnettet	50
Tabell 8-2:	Kostnadsreduksjon ved optimal reaktiv produksjon i kraftstasjoner.....	51
Tabell 8-3:	Kostnadsreduksjon ved optimal installasjon av nye kondensatorbatterier	53

1 Innledning

Energiselskapet Buskerud AS (EB) er hovedeier i selskapene EB Kraftproduksjon AS (EBK) og EB Nett AS (EBN). EBN eier regionalnettet i Nedre Buskerud, og EBK eier en rekke kraftstasjoner tilkoblet dette regionalnettet. Driften av nettet og kraftstasjonene styres fra en felles driftssentral.

EB ønsker å optimalisere sin produksjon av reaktiv effekt i kraftstasjonene, og ønsker også å undersøke om installasjon av kondensatorbatterier kan være lønnsomt. I dag blir mye av den reaktive lasten i regionalnettet i Nedre Buskerud dekket av reaktiv innmating fra sentralnettet, og dette medfører en kostnad.

Det blir i dette arbeidet vurdert to mulige tiltak for å endre den reaktive flyten i regionalnettet:

- Installasjon av kondensatorbatterier
- Endret produksjon av reaktiv effekt i kraftstasjonene

Reaktiv produksjon i kraftstasjoner eller kondensatorbatterier påvirker tap i nettet og reaktivt uttak fra sentralnettet. Kostnader knyttet til reaktiv effektflyt avhenger dermed av fire faktorer:

- Kostnader til investering, vedlikehold og drift av kondensatorbatterier
- Produksjonskostnader i kraftstasjonene
- Kostnader ved uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet
- Tapkostnader

I første del av oppgaven er grunnleggende teori om reaktiv produksjon i generatorer presentert.

For å optimalisere reaktiv produksjon i regionalnettet i Nedre Buskerud har det først blitt utarbeidet en generell metode for optimalisering av reaktiv effektflyt. Optimaliseringen er basert på teorien om genetiske algoritmer, og denne teorien er gjennomgått i korte trekk.

Som en del av arbeidet med denne rapporten har det deretter blitt laget et optimaliseringsprogram i Matlab. Programmet Matpower 3.2 er implementert i dette optimaliseringsprogrammet for å utføre lastflytberegninger som brukes i optimaliseringen. Rapporten inneholder en gjennomgang av optimaliseringsprogrammets oppbygning og funksjon.

Optimaliseringsprogrammet er testet på to deler av regionalnettet i Nedre Buskerud. I forbindelse med denne analysen er det først gjennomført en datainnsamling. Det er gjort beregninger av dagens drift av nettet slik at kostnadsreduksjoner som følge av optimal reaktiv effektflyt kan beregnes. Deretter er reaktiv effektflyt optimalisert, og kostnadsreduksjoner er beregnet på bakgrunn av optimaliseringsresultatet. Optimaliseringen er også gjennomført for variasjoner i noen viktige beregningsparametere slik at betydningen av endringer i disse kan vurderes.

2 Produksjon av reaktiv effekt i kraftstasjoner

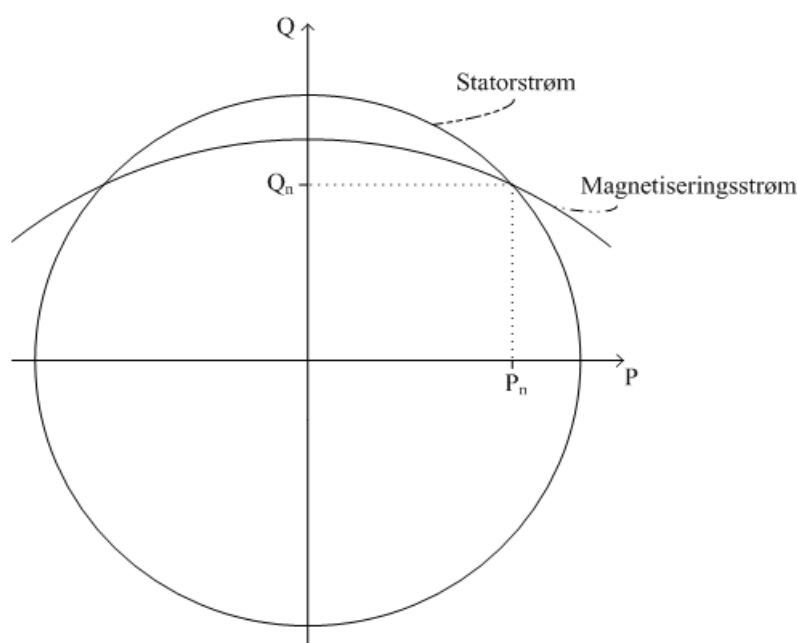
I dagens driftning av kraftstasjonene i regionalnettet i Nedre Buskerud er det usikkerhet knyttet til hvor store kostnader reaktiv produksjon medfører. Den reaktive produksjonen i kraftstasjonene begrenses av antatte maksimalgrenser, og netteier betaler kraftprodusent en fast pris for reaktiv effekt produsert i kraftstasjonene i tunglast.

For at optimal produksjon av reaktiv effekt i kraftstasjoner skal kunne beregnes, må det vurderes hvor store faktiske kostnader reaktiv produksjon i kraftstasjoner medfører.

Krav til stabilitet har også betydning for produksjonsmuligheten i generatoren, men stabilitetskravet er kun begrensende ved reaktivt forbruk i generatoren. Stabilitetskrav er derfor ikke inkludert i denne analysen.

2.1 Alternativkostnad ved tapt aktiv produksjon

En synkrongenerators produksjonsmulighet er blant annet begrenset av grenser for maksimal strøm i rotor og stator. På bakgrunn av disse grensene kan det lages et kapabilitetsdiagram som viser generatorens produksjonsbegrensninger [1].

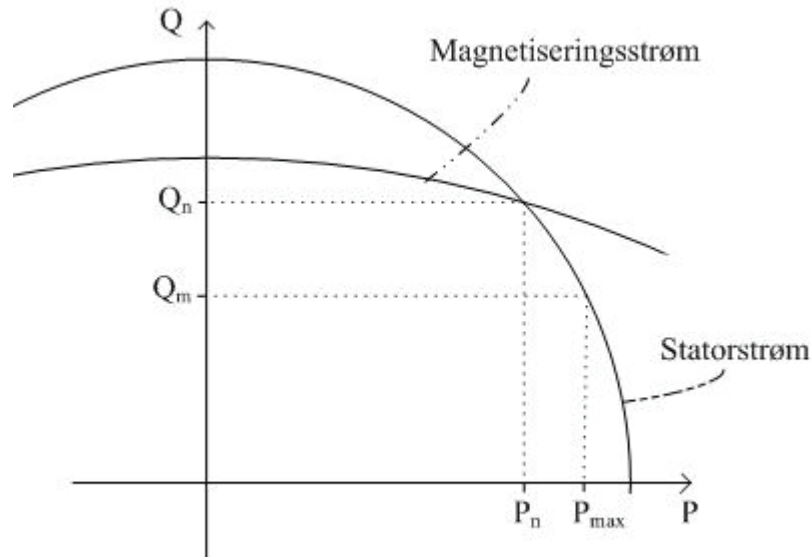


Figur 2-1: Kapabilitetsdiagram

Det tas utgangspunkt i en situasjon med merkeproduksjon av aktiv og reaktiv effekt, henholdsvis P_n og Q_n . Hvis det er ønskelig å øke den reaktive produksjonen over Q_n , må aktiv produksjon reduseres for at ikke generatoren skal operere utenfor kapabilitetskurven. Når P er mindre enn P_n , er det grensen for magnetiseringsstrømmen som begrenser produksjonen i generatoren. Det går fram av Figur 2-1 at kapabilitetskurven i dette området er tilnærmet horisontal. Dette betyr at en liten økning i reaktiv produksjon krever en relativt stor reduksjon av aktiv produksjon for at produksjonen skal holdes innenfor kapabilitetskurven [2]. Reaktiv produksjon over Q_n medfører derfor en stor kostnad i form av redusert aktiv produksjon. Det

er antatt at reduksjonen i aktiv produksjon er så stor at reaktiv produksjon over Q_n ikke er lønnsomt, men det er ikke gjort beregninger som bekrefter dette.

Det kan være tilfeller hvor vannføring og turbinytelse gjør det mulig å produsere mer aktiv effekt enn merkeproduksjonen P_n .



Figur 2-2: Kapabilitetsdiagram for $P_{\max} > P_n$

Ved aktiv produksjon P_{\max} større enn P_n må reaktiv produksjon reduseres i forhold til merkeproduksjonen Q_n for å unngå at statorstrømmen overstiger maksimalgrensen. Det er altså statorstrømmen som er begrensende for produksjonen når P_{\max} er større enn P_n . I dette området er kapabilitetskurven brattere enn når magnetiseringsstrømmen begrenser produksjonen. En brattere kapabilitetskurve betyr at reaktiv produksjon har mindre betydning for aktiv produksjon [2]. Ved å analysere kapabilitetskurven i området mellom P_n og P_{\max} kan bytteforholdet mellom aktiv og reaktiv effekt beregnes, og beregningsresultatene kan brukes for å vurdere kostnader ved reaktiv produksjon

Forholdet mellom Q og P i området mellom P_n og P_{\max} beregnes ved å derivere P med hensyn på Q . For å kunne gjøre dette må P uttrykkes som en funksjon av Q . Kurven som representerer begrensninger i statorstrøm er en sirkel med radius lik generatorens merkeytelse S_n :

$$P = \sqrt{S_n^2 - Q^2} \quad \text{for} \quad Q_m \leq Q \leq Q_n \quad (2.1)$$

Bytteforholdet mellom Q og P finnes ved å derivere P med hensyn på Q :

$$\frac{dP}{dQ} = \frac{-Q}{\sqrt{S_n^2 - Q^2}} \quad \text{for} \quad Q_m \leq Q \leq Q_n \quad (2.2)$$

Det er nå mulig å beregne hvor mye reaktiv produksjon koster i form av redusert aktiv produksjon. Det er viktig å understreke at denne kostnaden kun eksisterer hvis vannføring og turbinytelse er slik at P_{\max} er større enn P_n . Hvis P_{\max} er mindre eller lik P_n , beregnes det ingen

alternativkostnad for reaktiv produksjon mellom Q_n og Q_m . Det er også viktig å presisere at det kun er reaktiv produksjon over Q_m som bidrar til redusert aktiv produksjon.

I elvekraftverk er det begrensede muligheter til å regulere aktiv produksjon siden den aktive produksjonen i stor grad bestemmes av vannføring i elva. En reduksjon av aktiv produksjon kan føre til at noe av vannet må føres forbi turbinen og dermed ikke blir utnyttet til produksjonen. Dette medfører en kostnad i form av reduserte inntekter. I magasinkraftverk kan redusert aktiv produksjon spares og produseres senere ved å lagre vannet i magasinet. Hvis man ser bort i fra prissvingninger og fare for overløp i magasinkraftverk, er derfor beregning av alternativkostnad på grunn av redusert aktiv produksjon kun aktuell i elvekraftverk.

For å kunne beregne alternativkostnaden ved redusert aktiv produksjon er det nødvendig med kjennskap til variasjoner i vannføring og energipris, i tillegg til et anslag over hvor lang periode den reaktive produksjonen skal opprettholdes. En forenklet kostnadsberegning er uttrykt i ligningen under:

$$K = (Q - Q_m) \cdot \frac{dP}{dQ_m} \cdot T \cdot a \cdot k_w \quad (2.3)$$

hvor

- K - kostnader på grunn av redusert aktiv produksjon [kr]
- Q - reaktiv produksjon (må være større enn Q_m) [MVAR]
- T - antall timer den reaktive produksjonen skal opprettholdes [h]
- a - andel av perioden T hvor P_{\max} er større enn P_n
- k_w - gjennomsnittlig energipris i perioden T [kr/MWh]

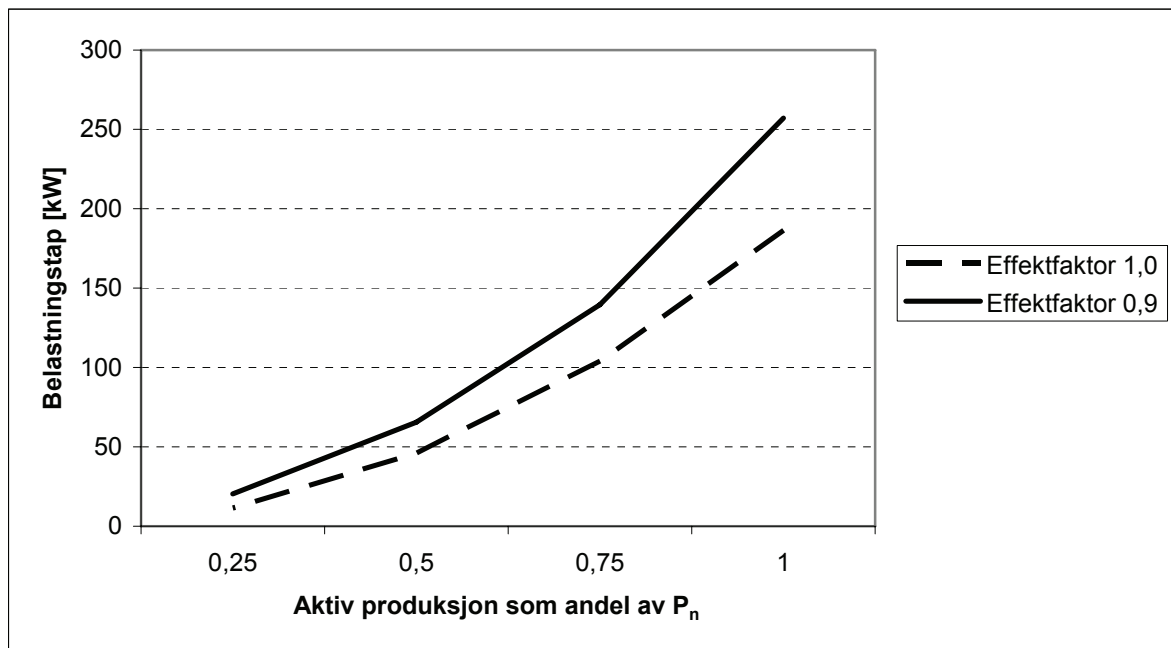
Kostnaden på grunn av tapt aktiv produksjon må vurderes i forhold til verdien av den reaktive produksjonen. Reaktiv produksjon større enn Q_n er kostbart på grunn av store reduksjoner i aktiv produksjon, og det er derfor antatt at reaktiv produksjon ikke bør overstige Q_n . Produksjon av aktiv og reaktiv effekt går ikke på bekostning av hverandre når både aktiv og reaktiv produksjon er mindre enn eller lik merkeverdier. Det er dermed kun ved reaktiv produksjon mellom Q_n og Q_m at det er aktuelt å beregne hvor stor kostnad reaktiv produksjon medfører i form av redusert aktiv produksjon.

Begrensninger i turbinen

I flere av kraftstasjonene eid av EB er generator- og transformatorytelse dimensjonert noe høyere enn turbinytelsen. Dette er gjort for å ha reserve i de elektriske komponentene for eventuelle oppgraderinger i kraftstasjonene [3]. Turbinytelsen i de fleste av EBKs kraftstasjoner er tilnærmet lik generatorens aktive merkeproduksjon P_n . I slike tilfeller kan generatoren ikke produsere aktiv effekt større enn merkeproduksjonen P_n , og alternativkostnad på grunn av reaktiv produksjon på bekostning av aktiv produksjon kan utelukkes.

2.2 Tap i generatorer

Den reaktive produksjonen i synkrongeneratorer reguleres ved å endre magnetiseringsstrømmen i rotorviklingene. Økt magnetiseringsstrøm gir redusert effektfaktor og økt reaktiv produksjon, men også økte tap i rotoren. I tillegg bidrar reaktiv produksjon til økte statortap på grunn av økt statorstrøm [2]. I Figur 2-3 er vises summen av rotor- og statortap i for ulike produksjonsnivåer og effektfaktorer i en av generatorene tilkoblet regionalnettet i Nedre Buskerud. Disse verdiene er basert på målinger.

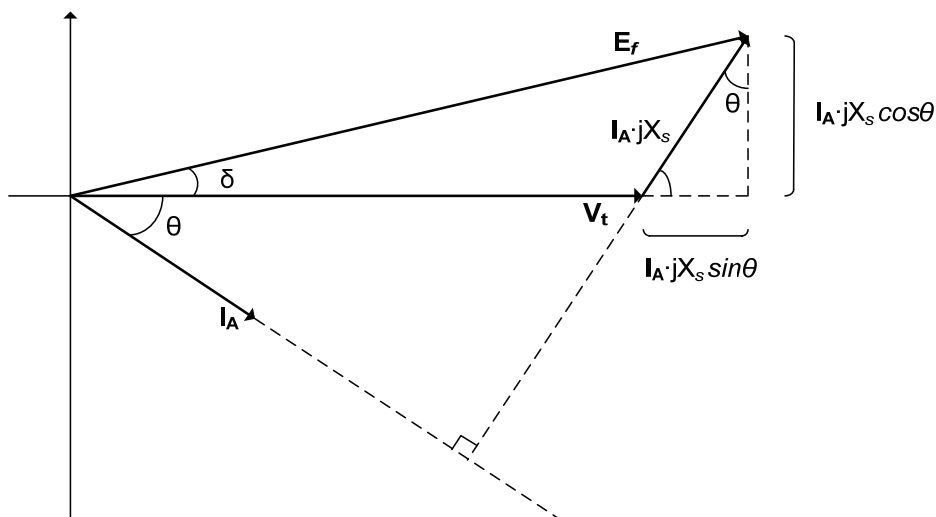


Figur 2-3: Belastningstap ved ulike effektfaktor

Som det går frem av figuren er tapene større ved lav effektfaktor enn ved høy, noe som bekrefter at reaktiv produksjon fører til økte tap i generatoren.

Tap i rotor

Magnetfeltet som settes opp i rotor er et resultat av en likestrøm i rotorviklingene. Størrelsen på dette magnetfeltet antas å være proporsjonalt med induisert spenning E_f [4]. Sammenhengen mellom E_f , terminalspenningen V_t og aktiv og reaktiv produksjon kan illustreres i et viserdiagram. Resistansen i rotorviklingene er neglisjert i viserdiagrammet [4].



Figur 2-4: Viserdiagram for en synkrongenerator

Hvis V_t og impedans i stator X_s antas konstante, kan produksjon av aktiv og reaktiv effekt uttrykkes som proporsjonale størrelser avhengige av statorstrømmen I_A og vinkelen θ [4]:

$$P \propto I_A \cos \theta \quad (2.4)$$

$$Q \propto I_A \sin \theta \quad (2.5)$$

En reduksjon i Q fører til en reduksjon av den reelle komponenten til E_f . Den imaginære komponenten til E_f avhenger av P , og denne komponenten reduseres når P reduseres. Når det ikke er noen produksjon av P , er den imaginære komponenten til E_f lik null. Med utgangspunkt i den foreklede beskrivelsen av generatoren som er gitt her kan E_f beregnes når P , Q , V_t og X_s er kjent [2].

Det er antatt at E_f er proporsjonal med magnetfeltet i rotor, og at magnetfeltet i rotor er proporsjonalt med strømmen i rotor I_R [4].

$$E_f \propto \Phi_f \propto I_R \quad (2.6)$$

Hvis rotorstrømmen og resistansen R_R i rotor er kjent, kan tapene i rotor enkelt beregnes:

$$P_{rotortap} = R_R \cdot I_R^2 \quad (2.7)$$

Hvis resistansen i rotor antas konstant, kan rotortapene beregnes for ulike verdier av I_R . Siden I_R er proporsjonal med E_f , vil følgende ligning gi tapsverdier for ulike verdier av E_f [2]:

$$P_{rotortap} = P_{rotortap,n} \cdot \left(\frac{I_R}{I_{R,n}} \right)^2 = P_{rotortap,n} \cdot \left(\frac{E_f}{E_{f,n}} \right)^2 \quad (2.8)$$

I ligning (2.8) angir notasjonen n verdien ved merkeproduksjon.

Generatorer med utpregede poler

Synkrongeneratorer brukt til vannkraftproduksjon i Norge er utelukkende generatorer med utpregende poler [2]. Viserdiagrammet i Figur 2-4 er en forenkling i forhold til viserdiagrammet for generatorer med utpregende poler. Et korrekt viserdiagram for generatorer med utpregede poler og fremgangsmåte for korrekt beregning av E_f finnes i Vedlegg 1-1 [5]. For en grundig beskrivelse av generatorer med utpregende poler henvises det til [5].

Vurdering av antagelser

Når E_f er beregnet, kan denne verdien brukes for å finne tapene i rotor ved å benytte formel (2.8). Denne fremgangsmåten vil imidlertid medføre noen feil. Som nevnt er det antatt et proporsjonalt forhold mellom E_f og magnetfeltet satt opp i rotor. Magnetfeltet er derimot ikke fullstendig proporsjonalt med strømmen i rotorviklingene, og det er dermed vanskelig å fastslå med sikkerhet størrelsen på rotorstrømmen ved ulike verdier av E_f . Det er også antatt konstant resistans i rotorviklingene. I virkeligheten er resistansen i rotorviklingene temperaturavhengig og dermed avhengig av rotorstrømmen. Eksakte rotortap kan derfor ikke beregnes selv om beregningen av E_f er korrekt.

Tap i stator

Tap i stator er noe enklere å beregne enn tap i rotor. Statorstrømmen I_A kan beregnes når P , Q og V_t er kjent:

$$I_A = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot V_t} \quad (2.9)$$

Som i rotor er resistansen i stator temperaturavhengig, og det er derfor ikke mulig å beregne eksakte statortap selv om statorstrømmen er kjent. Hvis resistansen i stator antas konstant, blir uttrykket for statortapene som følger:

$$P_{stator} = P_{stator,n} \cdot \left(\frac{I_A}{I_{A,n}} \right)^2 \quad (2.10)$$

Terminalspenning

Både ved beregning av statortap og rotortap er det antatt konstant terminalspenning V_t . Generatorene som er tilkoblet regionalnettet i Nedre Buskerud opererer innenfor +/- 5 - 7 % av oppgitt merkespenning [6]. Rotortapene vil øke ved høyere spenning fordi E_f må økes for at aktiv og reaktiv produksjon skal holdes konstant ved en økning i V_t . Statortapene vil reduseres ved høyere terminalspenning fordi statorstrømmen reduseres ved økt spenning og uendret reaktiv og aktiv produksjon.

2.3 Slitasje og aldring

Det er vist at reaktiv produksjon fører til økte tap i rotor og stator. Økte tap betyr økt varmeutvikling i generatoren, og høyere temperatur i generatoren fører generelt til større slitasje på generatoren og raskere aldring. Dette er imidlertid mest kritisk hvis generatoren overbelastes, altså hvis den opererer utenfor kapabilitetsdiagrammet [2]. Hvis generatoren opererer innenfor kapabilitetsdiagrammet, er både rotor- og statorstrøm innenfor de verdier generatoren er konstruert for å tåle, og økt aldring på grunn av slik kjøring er derfor av mindre betydning [2].

Kvantifisering av økte kostnader som følge av økt slitasje kan være vanskelig[2].

2.4 Totalvurdering

I vedlegg 2-1 er kostnader på grunn av tapt aktiv produksjon ved økt reaktiv produksjon beregnet for en av generatorene som er tilkoblet regionalnettet i Nedre Buskerud. Beregningene viser at reaktiv produksjon på bekostning av aktiv produksjon medfører en svært stort kostnad, i dette tilfellet rundt 5 ganger høyere enn prisen på reaktivt uttak fra sentralnettet. Det er derfor besluttet å sette grenser for reaktiv produksjon slik at maksimal aktiv produksjon ikke påvirkes av den reaktive produksjonen. Dette fører til at maksimal grense for reaktiv produksjon i noen generatorer reduseres noe i forhold til merkeverdien Q_n .

Det er liten slitasje i generatoren når produksjonen holdes innenfor kapabilitetsdiagrammet. Grensene for aktiv og reaktiv produksjon som er brukt i optimaliseringen settes slik at generatorene ikke opererer utenfor kapabilitetsdiagrammet. Kostnader som følge av slitasje og aldring ved reaktiv produksjon er derfor neglisjert fra kostnadsberegningene i forbindelse med optimalisering av reaktiv effektflyt.

Det er dermed antatt at kostnader i generatorer som følge av reaktiv produksjon kun avhenger av tap rotor og stator. Disse tapene kan, med en viss usikkerhet, beregnes. Beregning av tap og tapskostnader i generatorer er inkludert i optimaliseringen.

3 Optimalisering med genetiske algoritmer

3.1 Introduksjon til optimalisering

Når reaktiv effektlyt i nettet skal optimaliseres, blir ofte flere forskjellige mulige plasseringer for nye kondensatorbatterier vurdert. I forkant av optimaliseringen er det vanskelig å avgjøre hvor mange batterier som bør installeres, i tillegg til batterienes størrelse og plassering. På grunn av faste kostnader i forbindelse med installasjon av kondensatorbatterier er optimaliseringsproblemet et diskret problem. Dette gjør det vanskelig å løse optimaliseringsproblemet med metoder basert på derivasjon for å finne maksimums- eller minimumsverdier i et løsningsrom.

Testing av alle løsninger

En mulig metode for å finne optimal løsning er å undersøke alle mulige løsninger, og finne den løsningen som gir lavest kostnader. For problemer over en viss størrelse kreves det svært lang beregningstid ved bruk av denne metoden. Dette er vist i Vedlegg 1-2.

3.2 Genetiske algoritmer

For å løse optimalisere reaktiv produksjon i kraftstasjoner og kondensatorbatterier er det i denne oppgaven brukt en metode basert genetiske algoritmer.

Genetiske algoritmer er inspirert av evolusjonsteorien og er basert på ideen om at de individene med de beste egenskapene har størst sannsynlighet for å føre sine gener videre til neste generasjon [7]. Individuer med dårlige egenskaper har derimot liten sannsynlighet for å føre sine gener videre. Siden individenes egenskaper avgjøres av genene, betyr dette at gener som gir gode egenskaper overlever, mens dårlige gener dør ut. Gjennom paring og mutasjoner vil det oppstå nye kombinasjoner av gener som gir individer med nye egenskaper, og i hver generasjon blir de gode genene favorisert i kampen om å overleve. Når genene i populasjonen forbedres for hver generasjon, blir også individenes egenskaper gradvis bedre fra generasjon til generasjon. Gjennom evolusjonen foregår det altså en optimalisering av individenes egenskaper, og dette er også prinsippet bak genetiske algoritmer.

I genetiske algoritmer representerer en løsning ett individ, og flere individer, altså mulige løsninger, er samlet i en populasjon. Det er dermed mange ulike løsninger som inngår i optimaliseringen. Dette er en viktig egenskap ved genetiske algoritmer som gjør optimaliseringen mer robust enn optimalisering ut i fra et enkelt sett parametere [8].

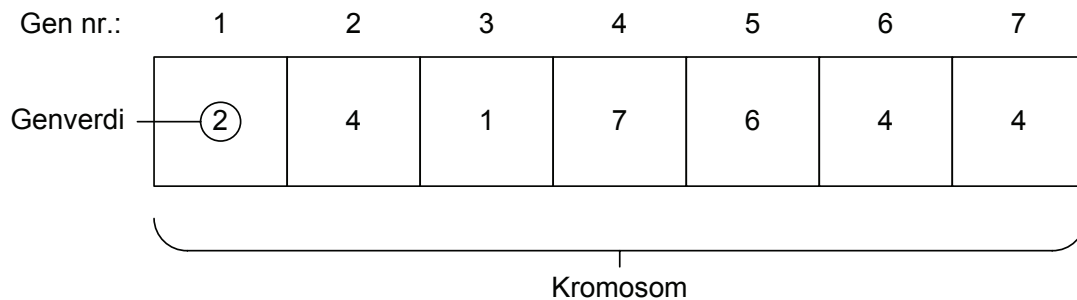
Optimalisering med genetiske algoritmer er sannsynlighetsbasert, og dette bidrar også til en robust optimalisering [8]. Individenes egenskaper avgjør sannsynligheten for at genene videreføres, men tilfeldigheter kan også føre til at mindre gode gener overlever. Dette sikrer stor variasjon i populasjonen, noe som forbedrer optimaliseringen og gjør den robust.

Kromosomer

For at et problem skal kunne optimaliseres med genetisk algoritme, må de kontrollvariable som inngår i optimaliseringen kunne uttrykkes som en streng med en bestemt lengde. Hver

kontrollvariabel kan kun variere innenfor et bestemt intervall [8]. Hvert sett av kontrollvariable tilsvarer et kromosom og hver variabel et gen. Begrepene individ, kromosom og sett av kontrollvariable betyr i realiteten det samme, og er altså et sett verdier som representerer en løsning av optimaliseringsproblemet.

Et kromosom er illustrert i Figur 3-1.



Figur 3-1: Kromosomer og gener

Hvert gen har en verdi, og kombinasjonen av disse verdiene bestemmer individets egenskaper.

Ved begynnelsen av optimaliseringen må det lages en populasjon av ulike individer. Disse individenes kromosomer kan lages ved å gi hvert gen en vilkårlig verdi innenfor genenes maksimums- og minimumsverdier. Dette betyr at kromosomene i populasjonen ved optimaliseringens begynnelse er tilfeldig konstruert, og variasjonen i genene vil da være stor.

Fitnessverdi og reproduksjon

Sannsynligheten for at genene i et kromosom reproduseres avhenger av hvor gode egenskaper individet har. Formålet med optimaliseringen må være å minimere eller maksimere en objektfunksjon. Objektfunksjonen for hver mulige løsning kan beregnes ut i fra verdiene til genene i hvert enkelt kromosom. Når genetiske algoritmer brukes i optimalisering, blir det beregnet en fitnessverdi for hvert kromosom. Denne fitnessverdien er basert på objektfunksjonens verdi.

Kromosomene er del av en gruppe kromosomer som er samlet i en populasjon. Fitnessverdien til alle kromosomene i populasjonen må beregnes, og fitnessverdien avgjør sannsynligheten for at hvert enkelt kromosom skal reproduseres. Det finnes flere fremgangsmåter for å bestemme denne sannsynligheten, og her blir kun den såkalte ruletthjulmetoden omtalt. Metoden består i å beregne hvert enkelt kromosoms fitnessverdi som andel av populasjonenes totale fitnessverdi, og deretter tildele kromosomene plasser på et ruletthjul. Hvert kromosom får tildelt plasser på et ruletthjul tilsvarende dets andel av den totale fitnessverdien. Reproduksjon av kromosomene bestemmes deretter ved å snurre ruletthjulet, og kromosomer med høy fitnessverdi og stor andel av plassene på ruletthjulet vil dermed ha stor sannsynlighet for å reproduseres [8]. For enkelhets skyld holdes antallet kromosomer i populasjonen konstant, slik at ruletthjulet snurres et antall ganger tilsvarende populasjonens størrelse.

I Tabell 3-1 er det et eksempel på reproduksjon med ruletthjulmetoden i en populasjon med fire kromosomer.

Kromosom	Fitnessverdi	Andel av total fitnessverdi	Forventet reproduksjon
1	10	0,50	2,0
2	4	0,20	0,8
3	5	0,25	1,0
4	1	0,05	0,2
Totalt	20	1	4

Tabell 3-1: Forventet reproduksjon med ruletthjulmetoden

Sannsynligheten for at et kromosom skal reproduseres bestemmes altså av kromosomenes fitnessverdi. Dette er ingen garanti for at de beste kromosomene føres videre til neste generasjon. "Uflaks" ved svinging av ruletthjulet kan føre til at gode kromosomer ikke reproduseres, mens dårlige kromosomer reproduseres. For å øke sannsynligheten for at de beste kromosomene overlever, vil både populasjonens størrelse og antall generasjoner ha stor betydning for resultatet.

Verdiene for forventet reproduksjon i Tabell 3-1 forteller noe om hvor mange ganger det er forventet at hvert kromosom skal pare seg. Det betyr ikke at det er forventet at neste generasjon vil inneholde to identiske kopier av kromosom 1. Verdi for forventet reproduksjon uttrykker at det er forventet at kromosom 1 skal pare seg to ganger.

Paring

Når de kromosomene som skal reproduseres er valgt ut ved ruletthjulmetoden, blir disse individene paret med hverandre. Dette kan gjøres på flere måter. Et alternativ er å sortere kromosomene etter fitnessverdi, og deretter pare to og to kromosomer etter hverandre [6]. Med denne metoden blir kromosomer med relativt lik fitnessverdi paret. Et annet alternativ er å la valg av partner være tilfeldig, og denne fremgangsmåten er valgt i optimaliseringen i denne oppgaven.

Når det er bestemt hvilke to kromosomer som skal pares, må det avgjøres hvordan genene i kromosomene skal blandes. Alle kromosomene i populasjonen har like mange gener, og i hver paring velges det et tilfeldig punkt som bestemmer hvor de to kromosomene skal splittes og pares. Dette er vist i Tabell 3-2, hvor den vertikale stiplede linjen viser delingspunktet i paringen.

Kromosom 1	1	3	2	6	7	3
Kromosom 2	3	5	1	4	6	8
Avkom 1	1	3	2	4	6	8
Avkom 2	3	5	1	6	7	3

Tabell 3-2: Paring av kromosomer

Kromosomene har seks gener, og det er dermed fem mulige steder å dele kromosomene. Alle stedene har lik sannsynlighet for å bli valgt, og i tilfellet i Tabell 3-2 ble det valgt deling i skillet mellom gen 3 og gen 4. Dette gir to nye kromosomer, avkom 1 og 2, mens kromosom 1 og 2 forsvinner fra populasjonen. Hver paring av to kromosomer gir altså to nye

kromosomer, og hvert avkom består av gener fra begge foreldrene. Antall avkom med gener fra et kromosom er dermed det dobbelte av antall paringer et kromosom tar del i.

Paring av kromosomene i populasjonen sørger for at genene blandes og at nye kromosomer oppstår. De nye kromosomene kan ha både høy og lav fitnessverdi, slik at sannsynligheten for å bli reproduisert varierer. Kromosomer oppstår og forsvinner, og hele tiden er det de beste kromosomene som har størst sannsynlighet for å overleve og føre genene videre til neste generasjon. Det vil altså være en naturlig utvelgelse av de beste kromosomene, slik at fitnessverdiene gradvis forbedres.

Når kromosomer pares, videreføres genene i kromosomene til neste generasjon. Selv om genene videreføres, går de kromosomene som pares tapt. Dette skyldes at avkommene er en blanding av de to kromosomene som inngår i paringen. Følgen av dette er at gode og eventuelt også optimale kromosomer kan forsvinne fra populasjonen, foreløpig eller permanent. For å oppstå på nytt må kromosomer gjenskapes i senere generasjoner ved nye paringer og mutasjoner, noe som kan være både tidkrevende og lite sannsynlig. Dette problemet kan løses ved å til en hver tid ta vare på de beste kromosomene og kopiere disse til neste generasjon. Denne prosedyren blir presentert senere i dette kapittelet.

Mutasjoner

Mutasjoner er ukontrollerte og tilfeldige endringer i et gens verdi. Dette forekommer i naturen og er også en viktig del av genetiske algoritmer for å sikre nødvendig variasjon i genene og dynamikk optimaliseringen [8].

Ved å pare to kromosomer kan nye kombinasjoner av gener oppstå, og dette gir stor variasjon i populasjonen. Det kan imidlertid oppstå situasjoner hvor kromosomene i populasjonen er så like at paring ikke gir den nødvendige variasjonen i genene. Et eksempel på en slik situasjon er beskrevet i Tabell 3-3. Genene i kromosomene i eksempelet kan kun ha verdiene 1 og 0.

Kromosom	Gen nr.			
	1	2	3	4
1	1	0	1	0
2	0	0	1	1
3	0	0	1	0
4	1	1	1	1

Tabell 3-3: Behov for mutasjoner

Her har alle kromosomenes gen nummer 3 verdien 1. Dette betyr at uansett hvordan kromosomene pares, vil alle kromosomene alltid ha verdien 1 i gen nummer 3. Kromosomer med verdien 0 i gen nummer 3 kan altså ikke oppstå gjennom reproduksjon og paring. Dette svekker optimaliseringen, siden en gruppe kromosomer på denne måten ekskluderes fra optimaliseringen.

Når muligheten for mutasjon inkluderes i algoritmen, vil problemer på grunn av situasjoner som beskrevet i Tabell 3-3 reduseres. I optimaliseringen har alle genene i alle kromosomene lik sannsynlighet for å mutere, og denne sannsynligheten kalles mutasjonsrate. Det er tilfeldig hvilke gener som muterer, men når populasjonen har vært gjennom mange generasjoner, stiger sannsynligheten for at et gen har vært gjennom en mutasjon. Genene i populasjonen blir

dermed mer varierte, samtidig som mutasjonene motvirker at populasjonen blir for homogen, noe som kan være tilfellet etter mange reproduksjoner.

Generasjoner og konvergens

Sammen utgjør reproduksjon, paring og mutasjon grunnmuren i genetiske algoritmer [8]. Ved å gjennomgå disse tre prosessene blir svært mange ulike kromosomer undersøkt, samtidig som sannsynligheten for at de beste genene førest videre er stor. Ved å gjenta reproduksjon, paring og mutasjoner mange ganger, på samme måte som en populasjon overfører sine gener fra generasjon til generasjon, blir genene i populasjonen gradvis bedre.

For å avgjøre når optimaliseringen bør avbrytes kan konvergenstester inkluderes i optimaliseringen. Det kan imidlertid ofte være vanskelig å vurdere hva som bør være kriteriet for å avbryte optimaliseringen, og i en del tilfeller kan det se ut som at optimaliseringen konvergerer før den optimale løsningen er funnet [8]. Dette problemet kan løses ved å bestemme antallet generasjoner i forkant av optimaliseringen, uavhengig av hvordan optimaliseringen forløper. Denne fremgangsmåten kan føre til både for lange og for korte optimaliseringer, men man unngår at optimaliseringen avbrytes for tidlig på grunn av tilsynelatende konvergens. Riktig antall generasjoner må vurderes i hvert enkelt tilfelle, og det kan være fornuftig å gjennomføre optimaliseringen med varierende antall generasjoner for å undersøke hvordan dette påvirker resultatet.

3.3 Genetiske algoritmer i bruk

Når en genetisk algoritme skal benyttes i praksis, er det av stor betydning hvordan parametrene i den genetiske algoritmen velges.

Mutasjonsrate

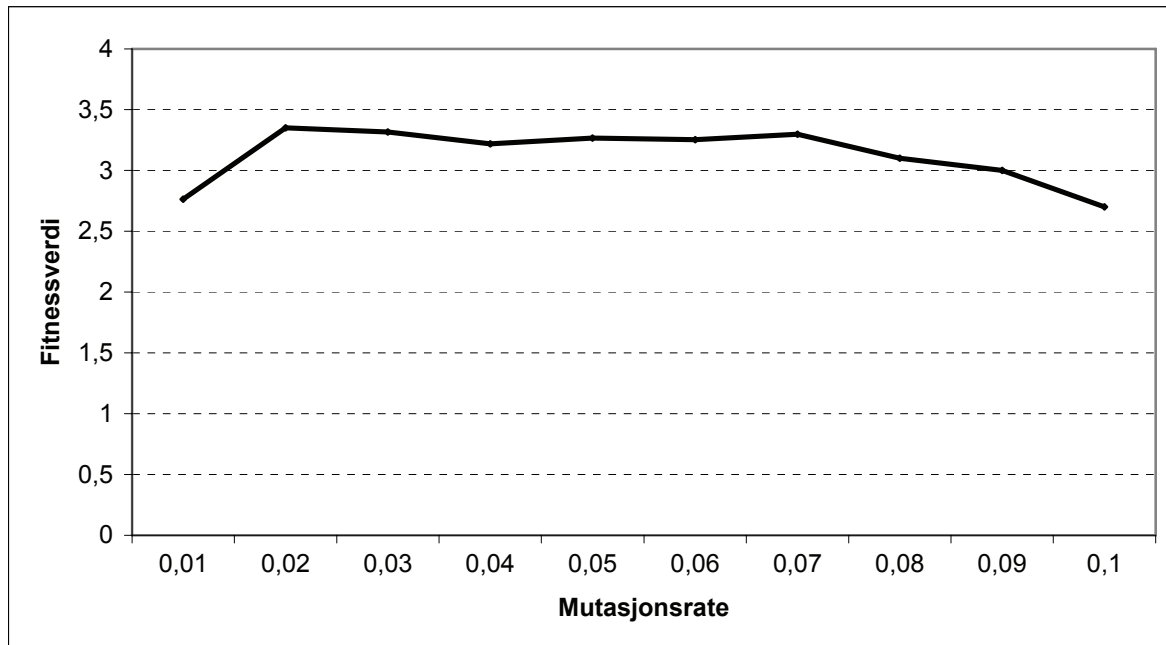
Sannsynligheten for at hvert enkelt gen skal mutere, mutasjonsraten, har stor betydning for hvor godt en genetisk algoritme fungerer.

Hvis mutasjonsraten settes for lavt, kan det kreve en stor populasjon og mange generasjoner for å oppnå den variasjon i kromosomene som er nødvendig for å finne den optimale løsningen. Det kan også være situasjoner hvor for lav mutasjonsrate gjør det svært usannsynlig at den beste løsningen blir funnet, selv om populasjonens størrelse og antall generasjoner er av tilstrekkelig høy verdi. Mutasjonsraten har altså betydning både for resultatet og beregningshastigheten.

Hvis mutasjonsraten er for høy, kan dette også påvirke optimaliseringen negativt. En høy mutasjonsrate gir stor variasjon i genene, men en for høy mutasjonsrate kan også føre til at gode gener forsvinner. Dette kan forekomme ved at flere gener i et kromosom muterer samtidig. Den første mutasjonen kan være positiv og bør derfor videreføres og spres i populasjonen. Hvis den andre mutasjonen er negativ, slik at kromosomets fitnessverdi totalt sett blir redusert på grunn av de to mutasjonene, er det sannsynlig at kromosomet forsvinner. Genet som var gjennom den positive mutasjonen går dermed tapt, selv om denne mutasjonen isolert sett førte til en forbedret fitnessverdi.

Riktig valg av mutasjonsrate vil variere og avhenger blant annet av hvor mange gener hvert kromosom inneholder. Det vil derfor ofte være nødvendig å undersøke flere ulike mutasjonsrater for å finne den best egnede i hvert enkelt optimaliseringsproblem.

Ulike mutasjonsrater ble testet i optimaliseringen av reaktiv effektflyt i en del av regionalnettet i Nedre Buskerud. I testingen av hver mutasjonsrate er populasjonens størrelse og antall generasjoner holdt konstant. Optimaliseringen er gjennomført 5 ganger for hver mutasjonsrate og gjennomsnittet av beste fitnessverdi for hver mutasjonsrate er beregnet og illustrert i Figur 3-2.



Figur 3-2: Optimalisering med ulike mutasjonsrater

Det går frem av figurene at i dette tilfellet ga en mutasjonsrate mellom 0,02 og 0,07 best resultater.

Populasjonens størrelse

Populasjonens størrelse har stor betydning for hvordan optimaliseringen i en genetisk algoritme fungerer og for hvor lang tid optimaliseringen tar. En stor populasjon øker sannsynligheten for at optimal løsning blir funnet, samtidig som nødvendig antall generasjoner for å finne den optimale løsningen reduseres. Den eneste negative virkningen av en stor populasjon er at beregningshastigheten for hver generasjon øker. Det kan derfor ofte være vanskelig å vite om en stor populasjon fører til raskere eller kortere beregningstid siden antall generasjoner reduseres, mens beregningstiden per generasjon øker.

Ved valg av populasjonens størrelse må derfor to vurderinger gjøres. For det første må populasjonen være stor nok til at optimal løsning finnes. For det andre må det vurderes hvilken kombinasjon av populasjonens størrelse og antall generasjoner som gir den korteste beregningstiden.

Kopi av beste løsninger

Det er ønskelig at identiske kopier av kromosomer som gir svært høye fitnessverdier også blir å finne i kommende generasjoner. På grunn av paring og mutasjoner blir kromosomene delt og forandret fra generasjon til generasjon, slik at gode kromosomer ofte forsvinner fra optimaliseringen selv om genene videreføres og spres.

Ved å sortere kromosomene etter fitnessverdi kan de beste kromosomene i populasjonen identifiseres. Det er da mulig å unnta de beste kromosomene fra paring og mutasjoner, slik at identiske kopier av disse kromosomene kan videreføres til neste generasjon. På denne måten sikres det at de beste løsningene alltid overlever [7].

Det må vurderes hvor mange av de beste kromosomene som skal kopieres, og dette antallet uttrykkes som en andel av den totale populasjonen. Denne verdien har betydning både for programmets evne til å finne optimal løsning og for beregningshastigheten.

Paringsrate

Det kan være gunstig for optimaliseringen at ikke bare de beste løsningene kopieres til neste generasjon, men at også et tilfeldig utvalg av resten av populasjonen unntas fra paringsprosessen og kopieres til neste generasjon [8]. Dette sikrer enda større variasjon i populasjonen og kan være positivt for optimaliseringen.

Oppsummering

Hovedprinsippene bak genetiske algoritmer er presentert, og en rekke parametere med betydning for optimaliseringen er kommentert. Disse parameterne inkluderer:

- Populasjonens størrelse
- Antall generasjoner
- Mutasjonsrate
- Rate for kopi av de beste løsningene
- Paringsrate

I tillegg til å bestemme disse verdiene må optimaliseringen inkludere en metode for å beregne hvert enkelt kromosoms fitnessverdi.

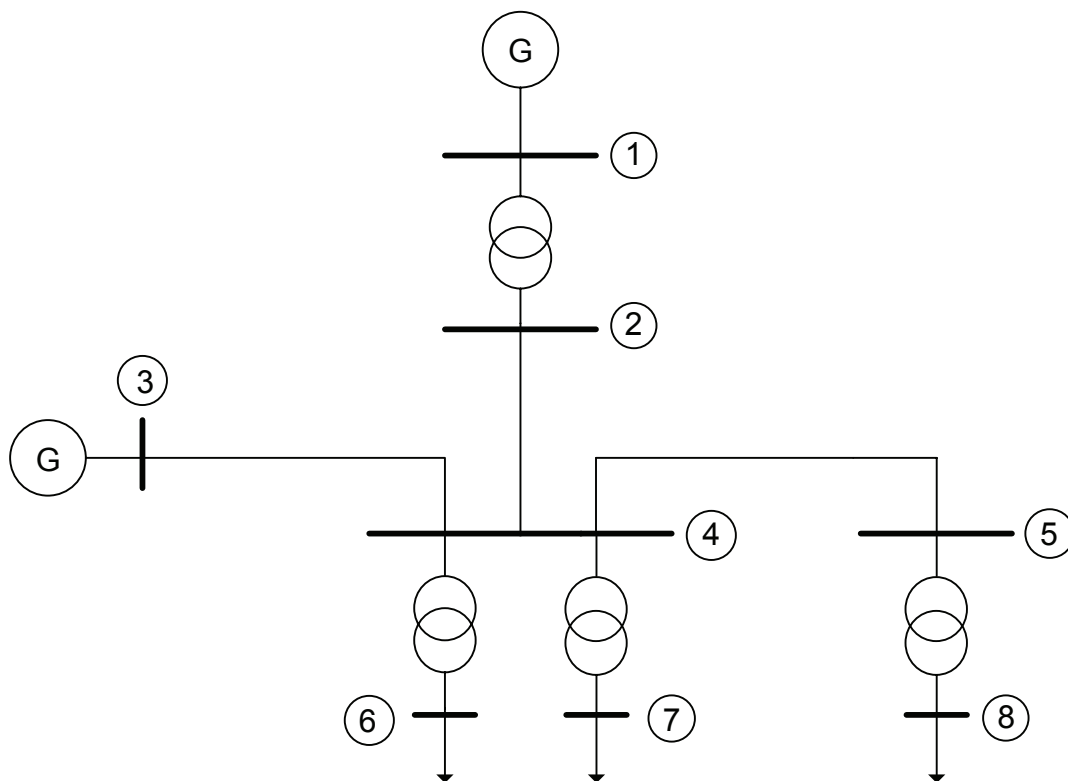
4 Optimalisering av reaktiv effektflyt

Basert på den generelle teorien om genetiske algoritmer presentert i forrige kapittel har det som en del av arbeidet med denne masteroppgaven blitt laget et program i Matlab som optimaliserer reaktiv innmating. For at optimaliseringen skulle kunne løses med genetisk algoritme, måtte det gjøres en del tilpasninger. Lastflytberegninger som er brukt i optimaliseringen har blitt utført i Matpower 3.2 [9], og dette programmet er implementert i optimaliseringsprogrammet som her blir presentert.

4.1 Oppbygning av kromosomer

For å optimalisere reaktiv lastflyt ved bruk av en genetisk algoritme må hver enkelt løsning kunne uttrykkes som et kromosom. I optimaliseringen er aktivt og reaktivt forbruk, samt aktiv produksjon, antatt konstant. Nettet er uendret for alle løsninger, slik at lastflyten kun varieres ved å endre reaktiv innmating på samleskinnene i nettet. De samleskinnene hvor endret reaktiv produksjon er aktuelt, altså hver kontrollvariabel, representerer et gen. Hvert gens verdi tilsvarer størrelsen på den reaktive innmatingen fra den enkelte samleskinne.

Et eksempel på et nett er vist i Figur 4-1.



Figur 4-1: Enlinjeskjema for eksempelnett

Svingmaskinen er plassert på SSK 1, og uttaket av reaktiv effekt fra svingmaskinen er ubegrenset og kun avhengig av flyten i resten av nettet. Generatoren på SSK 3 kan maksimalt produsere 4 MVar og maksimalt forbruke 3 MVar. Det blir i dette tilfellet vurdert å installere kondensatorbatteri på SSK 6, 7 og 8. Batterienes maksimale størrelse antas å være

20 MVar. Det er altså mulig å endre produksjon av reaktiv effekt på fire samleskinner, og kromosomene som representerer dette nettet består derfor av fire gener. I Figur 4-2 er kromosomet med maks- og minimumsgrenser for reaktiv produksjon illustrert.

SSK nr.:	3	6	7	8
Gen nr.:	1	2	3	4
Genverdi max/min:	4 / -3	20 / 0	20 / 0	20 / 0

Figur 4-2: Kromosom og gener for eksempelnett

For at problemet skal kunne løses med genetisk algoritme, kan hvert gen kun ha et begrenset antall verdier. Det må derfor velges en trinnstørrelse som bestemmer hvor mange ulike verdier hvert gen kan ha. Antall trinn i hvert gen, altså antall mulig verdier hvert gen kan ha, er uttrykt i ligning (4.1):

$$Antall\ trinn = \frac{Maxverdi - minverdi}{Trinnstørrelse} + 1 \quad (4.1)$$

Lavere trinnstørrelse gjør optimaliseringen mer nøyaktig, men kan også føre til at den blir mer tidkrevende og at det blir vanskeligere å finne optimum. For at optimaliseringen skal fungere må antall trinn være 0 eller et positivt heltall for alle genene.

4.2 Beregning av fitnessverdi

Tunglast

I forbindelse med gjennomgang av kostnadsberegninger for ulike driftssituasjoner er det behov for å klargjøre noen begreper. Begrepet *tunglast* er i utgangspunktet et litt diffust begrep som blir brukt om situasjoner hvor forbruket i nettet er stort og nettet er tungt belastet [10]. Normalt inntreffer maksimale tap i nettet samtidig som maksimalt forbruk.

I nettene som har blitt analysert i denne rapporten inntreffer maksimale tap i nettet normalt i mai eller juni. Dette er en periode med stor produksjon og lite forbruk, og et stort produksjonsoverskudd som transporteres til overliggende nett fører til maksimale tap i nettet i denne perioden. Maksimalt forbruk i nettene inntreffer vinterstid, normalt i januar. Nettet er altså ikke maksimalt belastet i den perioden forbruket er størst.

Når begrepene tunglast og topplast blir brukt i denne rapporten, er det den perioden eller timen med størst forbruk som blir omtalt. Når det snakkes om maksimal belastning av nettet, menes det da den perioden eller timen i året hvor tapene i nettet er høyest. Tunglast er dermed om vinteren, mens maksimal belastning inntreffer om sommeren. Når begrepet *tunglastperioden* benyttes, menes det perioden fra og med desember til og med februar.

Kostnadsberegninger

Formålet med optimaliseringen er å minimere kostnadene, og fitnessverdiene må derfor baseres på beregninger av de kostnadene som kan knyttes til reaktiv effektflyt. Det er i utgangspunktet fire forskjellige kostnadselementer som påvirkes av reaktiv effektflyt. Disse kostnadselementene inngår i beregningen av fitnessverdien til hvert enkelt kromosom og omfatter kostnader til nettap, generatortap, uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet og kostnader i forbindelse med installasjon av nye kondensatorbatterier.

For å beregne tap i nettet og uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet må det gjennomføres en lastflytberegning. Dette gjøres ved at verdier fra hvert kromosom automatisk legges inn i en nettmodell. Nettmodellen inneholder fra før informasjon om aktiv og reaktiv last, aktiv produksjon og nettets oppbygning. For hvert kromosom utføres det deretter en lastflytberegning.

Når reaktiv produksjon fra svingmaskinen og totale tap i nettet er beregnet i lastflytberegningen, blir verdiene returnert til optimaliseringsprogrammet.

Sentralnettskostnad

Kostnader til reaktivt uttak fra sentralnettet beregnes med utgangspunkt på bakgrunn av reaktivt uttak i en kontrolltime i tunglastperioden bestemt av Statnett. Reaktivt uttak i denne timen rundes ned til nærmeste 5 MVAR [11].

I optimaliseringen er nedrunding til nærmeste 5 MVAR neglisjert, og det antas dermed en lineær sammenheng mellom maksimalt reaktivt uttak i tunglastperioden og betaling til Statnett. Enhetsprisen på reaktivt uttak i tunglastperioden tilsvarer prisen i sentralnettstariffen. Totale kostnader til reaktivt uttak fra sentralnettet kan da beregnes:

$$K_{SNett} = Q_{SNett} \cdot k_{SNett} \quad (4.2)$$

hvor

K_{SNett} - kostnader ved uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet [kr]

Q_{SNett} - reaktivt uttak fra sentralnettet ved tunglast [MVAR]

k_{SNett} - pris for reaktivt uttak fra sentralnettet i tunglastperioden [kr/MVAR]

Nettap

Basert på beregnede effekttap fra lastflytberegningen kan tapskostnadene beregnes [12].

$$K_{nett} = \Delta P_{max} \cdot k_p + \Delta P_{max} \cdot T_{nett} \cdot k_w = \Delta P_{max} \cdot (k_p + T_{nett} \cdot k_w) \quad (4.3)$$

hvor

- K_{nett} - kostnader til nettap [kr]
- ΔP_{max} - tap i nettet ved tunglast [kW]
- k_p - effektkostnad (maksimale effekttap) [kr/kW]
- T_{nett} - brukstid for nettap [h]
- k_w - energikostnad [kr/kWh]

Denne beregningsmetoden forutsetter at maksimale effekttap i nettet inntreffer ved tunglast. Hvis ikke dette er tilfellet, blir beregning av effektkostnaden avhengig av maksimale effekttap, og ikke effekttapene ved tunglast. Dette omtales nærmere senere i dette kapitlet.

Generatortap

Et kromsom inneholder informasjon om produksjon i generatorer og kondensatorbatterier for en enkelt lastflytsituasjon. Denne informasjonen kan hentes direkte ut fra kromosomet og inngår i kostnadsberegninger for generatortap.

Produksjon fra eksisterende generatorer medfører ingen installasjonskostnader, kun tapskostnader i generatoren. Tapene i hver enkelt generator beregnes ved bruk av fremgangsmåten som er beskrevet i Vedlegg 1-1. Tapskostnadene i hver generator kan deretter kalkuleres:

$$K_{generator} = \Delta P_{gentap} \cdot T_{gen} \cdot k_w \quad (4.4)$$

hvor

- $K_{generator}$ - kostnader til tap i en generator [kr]
- ΔP_{gentap} - effekttap i generator ved tunglast [kW]
- T_{gen} - brukstid for generatortap [h]
- k_w - energikostnad [kr/kWh]

Kondensatorbatterier

På samme måte som ved beregning av generatortap er beregningen av kostnader til installasjon, drift og vedlikehold av kondensatorbatterier basert på informasjon i hvert enkelt kromosom.

Kostnader til installasjon av kondensatorbatterier avhenger både av batteriets størrelse og om det er et ledig bryterfelt i transformatorstasjonen der batteriet skal installeres. Informasjon om

ledige bryterfelt i hver transformatorstasjon registreres i optimaliseringsprogrammet og brukes i beregningen av kondensatorbatterier installasjonskostnader:

$$K_{KB,installasjon} = k_{bryter} + k_{fast} + Q_{KB} \cdot k_{var} \quad (4.5)$$

hvor

$K_{KB,installasjon}$	- totale installasjonskostnader for et kondensatorbatteri [kr]
k_{bryter}	- kostnader til utvidelse av trafostasjon [kr]
k_{fast}	- fast installasjonskostnad [kr]
Q_{KB}	- kondensatorbatteriets ytelse [MVA _r]
k_{var}	- variabel installasjonskostnad [kr/MVA _r]

Kostnader til utvidelse av transformatorstasjoner skal kun inkluderes der det ikke er ledig bryterfelt. For å uttrykke installasjonskostnaden som en årlig kostnad må installasjonskostnaden multipliseres med en annuitetsfaktor. Annuitetsfaktoren avhenger av kondensatorbatteriets og bryterfeltets økonomiske levetid og kalkulasjonsrenten som benyttes [12].

Det er noe tap i kondensatorbatterier, normalt 0,02 % - 0,05 % av batteriets ytelse [12]. Dette er så lite at tap i kondensatorbatterier neglisjeres fra kostnadsberegningene.

Installering av kondensatorbatterier medfører årlige kostnader til drift og vedlikehold av batteriet. Det antas at årlige kostnader til drift og vedlikehold kan beregnes som en andel av de totale installasjonskostnadene:

$$K_{KB,D\&V} = K_{KB,installasjon} \cdot d \quad (4.6)$$

hvor

$K_{KB,D\&V}$	- årlige kostnader til drift og vedlikehold [kr]
$K_{KB,installasjon}$	- totale installasjonskostnader for et kondensatorbatteri [kr]
d	- andel av installasjonskostnader til drift og vedlikehold

Alle kostnadselementene, også kondensatorbatterienes installasjonskostnader, kan dermed uttrykkes som årlig kostnader. For hvert kromosom eller lastflytsituasjon er det da mulig å beregne totale årlige kostnader. Totale årlige kostnader er grunnlaget for beregning av kromosomenes fitnessverdier, og en minimering av kostnadene gir en maksimering av fitnessverdien. Fremgangsmåter for beregning av fitnessverdien varierer noe for ulike versjoner av optimaliseringen, og dette er beskrevet nærmere i kapittel 5 *Fremgangsmåter for optimalisering*.

Effekttap i nettet

Effekttap i nettet medfører en kostnad på grunn av at effekttapene beslaglegger produksjonskapasitet og kapasitet i nettet. Effekttapene bidrar dermed til behov for investeringer i produksjonskapasitet og nettkapasitet [12]. I [12] er det beregnet verdier for effektkostnaden k_p i ulike nettnivåer, og det er antatt at effekttapene i et nettnivå bidrar til effekttap i alle overliggende nettnivåer. Det er derfor den samfunnsøkonomiske kostnaden til effekttap i nettet som blir beregnet når denne effektkostnaden benyttes. For å beregne slike samfunnsøkonomiske kostnader til effekttap i nettet brukes tapsverdier for tunglast, siden nettet generelt er høyest belastet i denne perioden.

Det kan være deler av nettet hvor maksimale effekttap ikke inntreffer i nettets topplasttime. Dette kan skyldes stort produksjonsoverskudd og høy belastning av nettet ved transport av energi til overliggende nett. En slik situasjon kan for eksempel inntreffe om våren med høy vannføring i elver og stor og uregulerbar produksjon i elvekraftverk. Driften om våren, med stort produksjonsoverskudd og maksimale tap, vil derfor være dimensjonerende for nettkapasiteten. For eieren av dette nettet vil effekttap om vinteren ikke bidra til behov for nettutbygging, siden tapene om vinteren ikke er dimensjonerende for nettet. Derimot kan effekttap om vinteren i denne delen av nettet ha betydning for dimensjoneringen av overliggende nett. Det oppstår her en skille mellom samfunnsøkonomiske kostnader og bedriftsøkonomiske kostnader.

Når kostnader til effekttap i nettet skal beregnes, er det i denne oppgaven er det valgt å fokusere på netteiers kostnader og ikke samfunnsøkonomiske kostnader. Som vist i ligning (4.3) beregnes effektkostnaden ut i fra effekttap i tunglast, altså vinterdrift. Hvis maksimale effekttap i nettet inntreffer utenfor vinterperioden, antas det at kostnader til effekttap på grunn av tap i tunglast kan neglisjeres. Effektkostnaden k_p settes da lik null. Effekttapene vil fortsatt føre til en kostnad selv om de inntreffer i sommerhalvåret, men dette er en periode med liten reaktiv effektflyt. Det kan da antas at optimalisering av reaktiv effektflyt har liten påvirkning på maksimale effekttap. Hvis maksimale effekttap inntreffer i sommerhalvåret antas det derfor at effektkostnaden kan neglisjeres fra kostnadsberegninger som er knyttet til reaktiv effektflyt.

Hvis maksimale effekttap inntreffer i vinterperioden, vil effekttap i tunglast bidra til dimensjoneringen av nettet og utbyggingskostnader. Den reaktive effektflyten i denne perioden er ikke ubetydelig, og effektkostnaden k_p kan derfor ikke neglisjeres. Verdier for effektkostnaden k_p er beregnet i [12], og disse kan brukes i optimaliseringen. Det er da viktig å være klar over at det er de samfunnsøkonomiske kostnadene av effekttap ved tunglast som beregnes.

Resonnementet som her er presentert ligger til grunn for de antagelser som er gjort i optimaliseringen. I optimaliseringsprogrammet kan effektkostnaden k_p enkelt endres hvis det er ønskelig å legge andre antagelser til grunn i optimaliseringen.

Spenningsrestriksjoner

Reaktiv effektflyt påvirker spenningene i nettet. Når et løsningsalternativ for reaktiv innmating skal vurderes, er det derfor ikke kun kostnadsberegninger som er av interesse. Spenningene i nettet må også vurderes, og det må stilles krav til at spenningene i hele nettet

har akseptable verdier. Grenser for maksimums og minimumsspenning på hver samleskinne registreres i nettmodellen som blir brukt i optimaliseringen. Etter at en lastflytberegning for et kromosom er gjennomført, returneres ikke bare verdier for tap og reaktivt uttak fra sentralnettet, men også verdier for spenningene på hver samleskinne i nettet. Det kan deretter kontrolleres om alle spenningene er innenfor sine grenser. Ulike strategier kan velges for å unngå at optimaliseringen resulterer i en løsning med uakseptable spenninger.

Den enkleste fremgangsmåten består i å forkaste alle kromosomer hvor ikke alle spenningene er innenfor sine grenser. Dette betyr at hvis en eller flere spenninger er utenfor grensene, settes kromosomets fitnessverdi til null. Denne fremgangsmåten forhindrer effektivt at optimaliseringen resulterer i en løsning som ikke tilfredsstillende spenningsgrensene. Det kan også bidra negativt til optimaliseringen ved at mangfoldet og variasjonen i populasjonen reduseres.

En annen fremgangsmåte er valgt i optimaliseringen som er presentert i denne rapporten. For å sikre tilfredsstillende spenningsverdier er det innført en straffekostnad for kromosomer med spenninger utenfor grensene. For hvert kromosom sammenlignes alle spenningene med registrerte spenningsgrenser, og antall samleskinner med uakseptable spenningsverdier summeres. Antall samleskinner med uakseptable spenninger kan deretter multipliseres med en ekstrakostnad per spenningsavvik. Denne kostnaden, som kun er en fiktiv kostnad brukt i optimaliseringen, legges til kromosomets kostnader og bidrar negativt til kromosomets fitnessverdi. Dette fører til at løsninger som gir uakseptable spenninger gis en redusert fitnessverdi, uten at de automatisk ekskluderes fra optimaliseringen. I situasjoner hvor populasjonen inneholder kromosomer som ligner det optimale, men som gir utilfredsstillende spenninger, kan dette være gunstig. Et slikt kromosom blir ikke automatisk fjernet, men kan videreføre sine gode gener og bidra til at den optimale løsningen lettere og raskere blir funnet. Ved valg av denne fremgangsmåten er det av stor betydning hvordan ekstrakostnaden for spenningsavvik settes, og det er særlig viktig å påse av straffekostnaden er så høy at optimaliseringen ikke resulterer i en situasjon med spenninger utenfor grensene.

Størrelsen på spenningsavviket i hver samleskinne blir ikke beregnet, og størrelsen på dette avviket har ingen betydning for beregning av spenningskostnaden. Spenningskostnaden kunne ha blitt beregnet som en kostnad avhengig av spenningsavvikets størrelse, slik at store avvik ga større spenningskostnad enn små. Svært små spenningsavvik da ville gitt svært små ekstrakostnader. Når ekstrakostnaden på grunn av spenningsavvik er liten, er det vanskelig å sikre at den optimale løsningen ikke har slike små spenningsavvik, og denne fremgangsmåten for beregning av spenningskostnad er derfor ikke valgt.

Konvergens i lastflyten

Endringer i reaktiv produksjon i nettet kan føre til at lastflytberegningen ikke konvergerer. Verdiene for tap og uttak fra sentralnettet fra en lastflytberegning som divergerer er verdiløse, og et kromosom som gir divergerende lastflytberegning må fjernes fra optimaliseringen. Det er ikke aktuelt å innføre en straffekostnad for divergerende kromosomer, og fitnessverdien settes lik null. Kromosomer som gir divergerende lastflyt vil dermed forsvinne fra populasjonen.

Siden det må undersøkes om hvert kromosom gir konvergerende lastflyt, må lastflytprogrammet returnere en verdi som forteller om lastflyten konvergente eller divergente.

Oppsummering av fitnessberegninger

Fra hver lastflytberegning returneres det altså fire verdier som har betydning for beregningen av fitnessverdiene:

- Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet
- Aktive tap i nettet
- Spenninger på hver samleskinne
- Konvergens eller divergens

I tillegg beregnes kostnader til produksjon av reaktiv effekt i form av tap i generatorer eller kostnader til installasjon av nye kondensatorbatterier.

4.3 Variasjoner i lastflyten

Når ytelse og plassering av kondensatorbatterier skal optimaliseres, benyttes en nettmodell for toppplasttiden, og energiberegninger utføres på bakgrunn av brukstider og effektverdier. Etter at ytelse og plassering av kondensatorbatteriet er bestemt, vil det ofte være ønskelig å optimalisere drift av kraftstasjonene og kobling av kondensatorbatteriet for andre tider på året. Dette gjelder også situasjoner hvor nye kondensatorbatterier ikke er inkludert i analysen og hvor reaktiv produksjon i generatorer er de eneste kontrollvariable i optimaliseringen. I tillegg til optimalisering i toppplasttiden er derfor optimaliseringsprogrammet konstruert for optimalisering av reaktiv effektflyt for ulike tider på året.

For å utføre optimalisering for ulike tider på året må aktiv og reaktiv last og aktiv produksjon justeres i nettmodellen slik at modellen representerer en normal lastflytsituasjon for den tiden på året hvor driften skal optimaliseres. Når last og produksjon skal justeres, må dette skje på bakgrunn av registrerte års- og døgnvariasjoner. Årsvariasjonen angir størrelsen på maksimal effekt i hver måned som andel av maksimal effekt gjennom året. Døgnvariasjonen angir størrelsen på maksimal effekt i hver time som andel av maksimal effekt i løpet av et døgn.

Lastens eller produksjonens størrelse for en bestemt time beregnes ved å multiplisere verdier for årsvariasjon og døgnvariasjon med lastens maksimalverdi.

$$P_{m,t} = P_{maks} \cdot v_m \cdot v_t \quad (4.7)$$

hvor

$P_{m,t}$ - justert effektverdi for en valgt måned og time [MW]

P_{maks} - maksimal effekt i løpet av året [MW]

v_m - årsvariasjon for den valgte måneden

v_t - døgnvariasjon for den valgte timen

Det er ikke lagt inn egne data for variasjoner i reaktivt forbruk. I optimaliseringen antas det at effekt faktoren til alle lastuttak i nettmodellen er konstant, slik at variasjoner i reaktivt forbruk kan beregnes med de samme variasjonsdataene som for aktivt forbruk.

4.4 Mutasjonsmetoder

Mutasjoner er nødvendig for å gi nødvendig variasjon i kromosomene i populasjonen. I prinsippet er det to forskjellige former for mutasjoner.

Den ene typen mutasjon fungerer ved at verdien til genet som muterer endres med ett trinn i forhold til den opprinnelige verdien. Sannsynligheten for at verdien skal økes eller reduseres med ett trinn er like stor. Med denne mutasjonstypen er det muterte genets nye verdi nesten lik den opprinnelige verdien, og denne mutasjonstypen er nyttig for å forbedre genene i et kromosom som allerede har en høy fitnessverdi.

Den andre mutasjonstypen utføres ved at et gen får en ny vilkårlig verdi innenfor genets maksimums- og minimumsverdi. Den nye genverdien er altså helt uavhengig av den opprinnelige verdien. Denne mutasjonstypen er svært viktig siden den introduserer genverdier som er uavhengige av de eksisterende. Dette gir genene i populasjonen den variasjonen som er nødvendig for at optimaliseringen skal fungere bra.

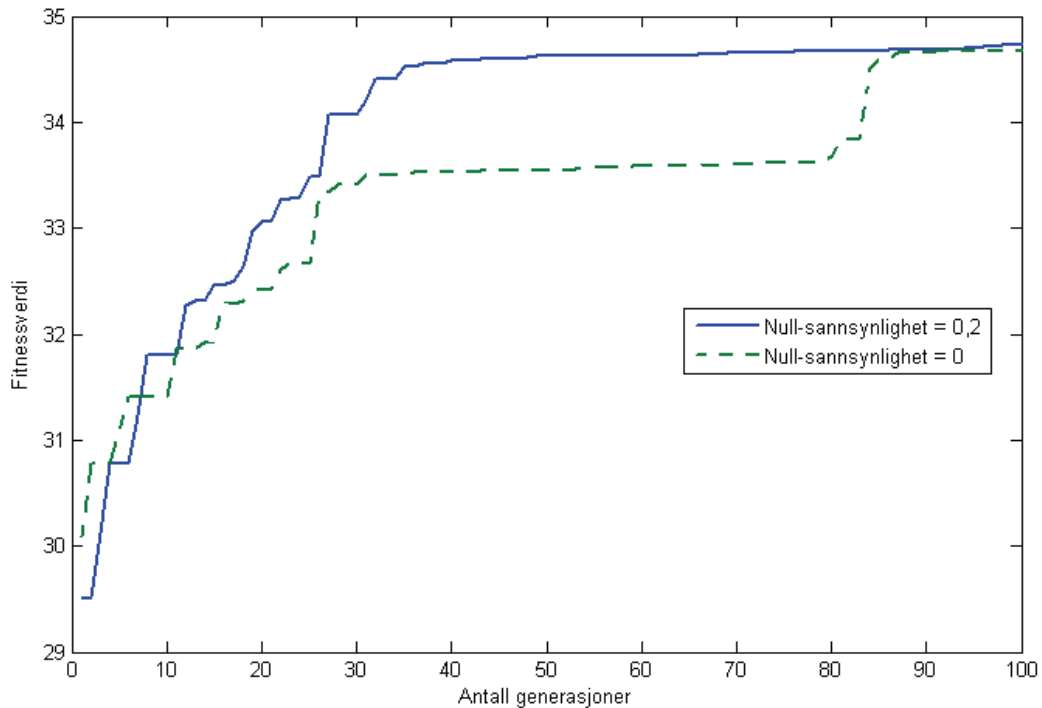
For hver av de to mutasjonstypene er sannsynligheten for at en mutasjon skal inntreffe lik mutasjonsraten. For hvert gen er dermed sannsynligheten for å mutere lik det dobbelte av mutasjonsraten.

4.5 Null-sannsynlighet

Når en genetisk algoritme benyttes for å optimalisere installasjon av kondensatorbatterier, kan det være fornuftig å modifisere i mutasjonsmetodene noe. Dette skyldes kondensatorbatteriernes faste installasjonskostnad. Når et gen som representerer et kondensatorbatteri har verdien null, betyr dette at kondensatorbatteriet ikke eksisterer. Installasjonskostnadene er da lik null. Hvis det samme genet øker verdien til 0,5 MVar, må både faste og variable installasjonskostnader inkluderes i den totale kostnadsberegningen. I dette tilfellet vil kostnadsforskjellen være stor, mens lastflyten endres lite av den marginale økningen i reaktiv innmating. Det er altså en stor forskjell på kostnader med og uten kondensatorbatteriet installert. Hvis batteriet først er antatt installert, er det kun variable kostnader som endres på grunn av endret ytelse.

Hvis et gen som representerer et kondensatorbatteri muterer og gis en helt ny verdi, er sannsynligheten for at genet får en verdien null svært liten. Dette skyldes at genet endres til en tilfeldig verdi mellom 0 og øvre grense. Det er altså lite sannsynlig at et gen muterer og får verdien null, slik at kondensatorbatteriet fjernes og installasjonskostnader unngås. Dette er uheldig siden fravær av kondensatorbatterier er viktige alternativer i løsningene og derfor bør forekomme hyppig. For å løse dette problemet er mutasjonsmetoden modifisert, slik at brukeren selv kan bestemme hvor stor sannsynlighet det er for at den nye genverdien skal bli null, såkalt null-sannsynlighet. Dette gjelder kun mutasjoner som gir ny vilkårlig verdi, mutasjoner med skrittvis endring i forhold til utgangsverdien utføres uten endringer.

I Figur 4-3 er beste fitnessverdi for hver generasjon tegnet for en optimalisering med null-sannsynlighet lik 0,2. Dette resultatet er sammenlignet med et resultat fra en optimalisering hvor null-sannsynlighet ikke er inkludert.



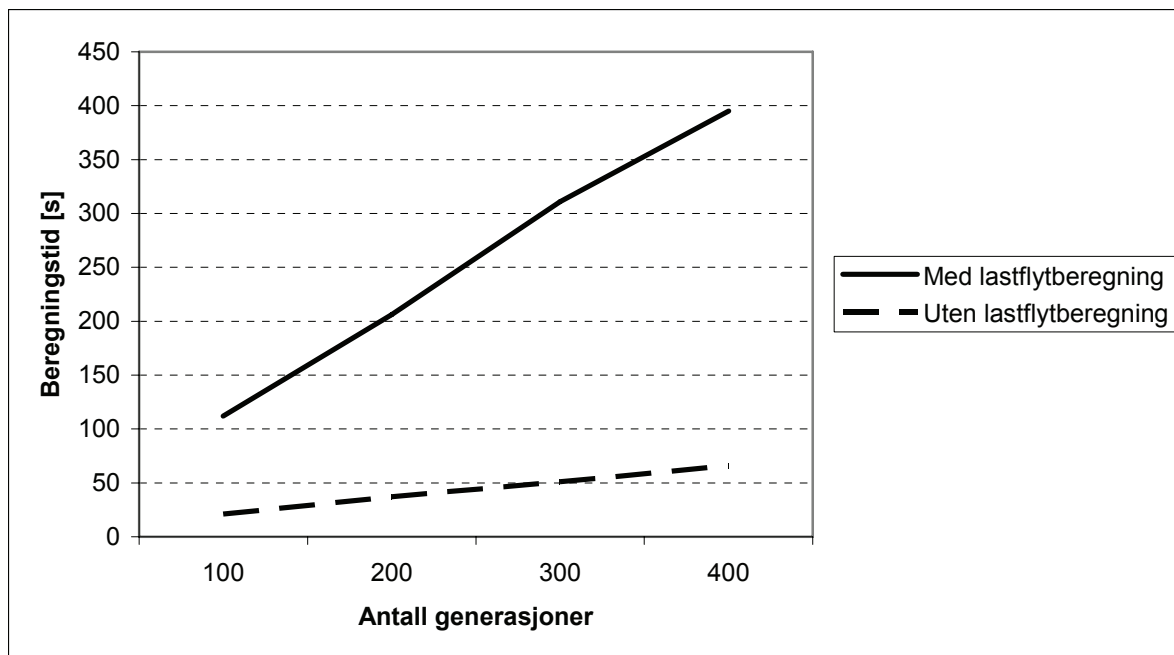
Figur 4-3: Betydning av null-sannsynlighet

4.6 Beregningshastighet

Optimaliseringsprogrammet i Matlab har som formål å finne optimal reaktiv produksjon i et vilkårlig nett. Det er forsøkt å lage programmet på en slik måte at beregningshastigheten blir så lav som mulig, men dette har ikke vært hovedfokus i programmeringsprosessen.

Det kan være interessant å undersøke hvor stor betydning lastflytberegningene har å si for beregningshastigheten. Det har derfor blitt laget en identisk versjon av optimaliseringsprogrammet, bortsett fra at lastflytberegningen er ekskludert. Optimaliseringen vil naturligvis ikke fungere når lastflytberegningen er fjernet fra programmet, og dette er kun gjort for å sammenligne programmets beregningshastighet med og uten lastflytberegninger inkludert i optimaliseringen

I Figur 4-4 er sammenhengen mellom antall generasjoner i optimaliseringen og beregningstiden illustrert. Populasjonens størrelse er holdt fast på 200 kromosomer.



Figur 4-4: Lastflytberegningers betydning for total beregningstid

Som det går frem av figuren er det i all hovedsak lastflytberegningene som bidrar til beregningstiden.

Sortering for å redusere beregningstid

Lastflytberegningene, og dermed også fitnessberegningene, er altså den viktigste bidragsyteren til tiden optimaliseringen bruker. Optimaliseringsprogrammet er derfor konstruert slik at antall fitnessberegninger begrenses.

Ved å undersøke alle kromosomene i populasjonen kan identiske kromosomer i populasjonen identifiseres. Identiske kromosomer har identisk fitnessverdi, og det er derfor unødvendig å beregne fitnessverdien to ganger for to identiske kromosomer. Hvis alle kromosomene undersøkes og sorteres slik at fitnessverdien for identiske kromosomer kun beregnes en gang, kan dette virke positivt på beregningshastigheten. Selve sorteringen av kromosomene vil medføre økt tidsbruk, og det må vurderes om sortering bidrar til å redusere beregningstiden.

I den første generasjonen i optimaliseringen består populasjonen av tilfeldig skapte kromosomer. Det er derfor lite sannsynlig at det er mange like kromosomer i de første generasjonene. Etter hvert som optimaliseringen går gjennom flere generasjoner vil de beste kromosomene bli overrepresentert på grunn av høy fitnessverdi, og populasjonen blir gradvis bedre og mer homogen. Etter hvert som populasjonen blir mer homogen, øker effekten av sorteringen.

Mutasjonsraten har også stor betydning for virkningen av sortering. Alle genene har like stor sannsynlighet for å mutere, og sannsynligheten for at ingen av genene i et kromosom muterer kan uttrykkes ved ligning (4.8):

$$P = (1 - 2m)^n \quad (4.8)$$

hvor

P – sannsynlighet for at ingen gener i et kromosom muterer

m – mutasjonsrate

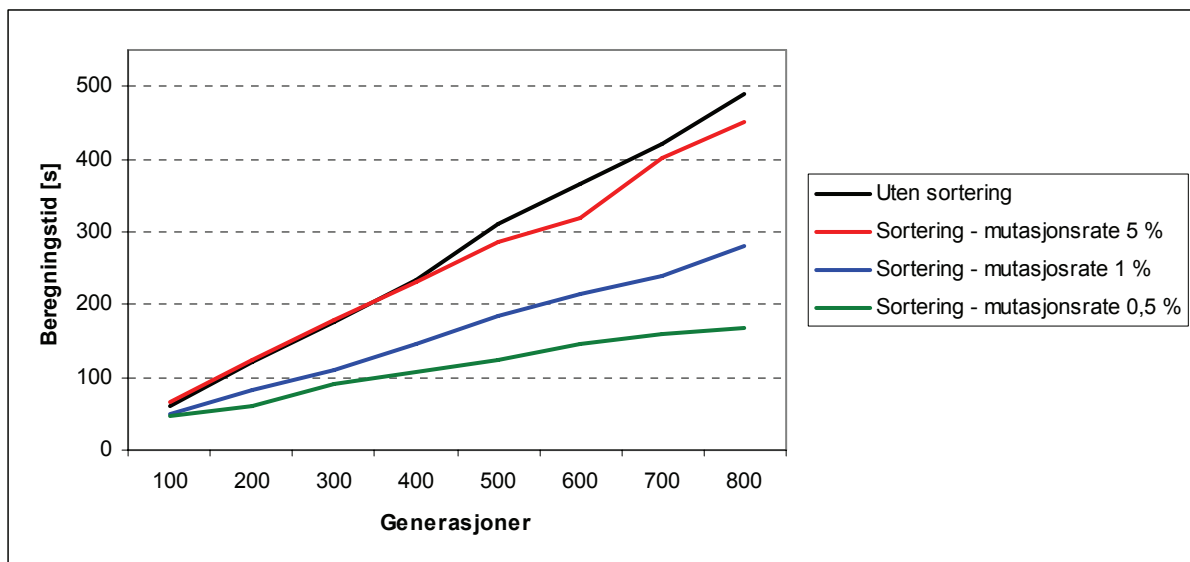
n – antall gener i hvert kromosom

Mutasjonsraten multipliseres med to fordi mutasjonsraten er sannsynligheten for at både skrittvis mutasjon eller mutasjon med helt ny verdi inntreffer. Sannsynligheten for at et gen skal mutere er derfor det dobbelte av mutasjonsraten.

Hvis kromosomene har 15 gener og mutasjonsraten er 5 %, er det 21 % sannsynlighet for at ingen av genene i et kromosom muterer. Reduseres mutasjonsraten til 1 %, øker sannsynligheten for ingen mutasjon til 74 %.

For at to identiske kromosomer skal forbli identiske, forutsetter dette enten at ingen av genene i begge kromosomene muterer eller at samme mutasjon skjer i begge kromosomene. Det første avhenger i stor grad av mutasjonsraten, mens det siste er svært usannsynlig i de aller fleste tilfeller. Antall identiske kromosomer i en populasjon er derfor påvirket av mutasjonsraten, og dette påvirker beregningshastigheten.

I Figur 4-5 er beregningstid med og uten sortering for ulike mutasjonsrater illustrert som funksjon av antall generasjoner. Populasjonens størrelse holdes fast på 100 kromosomer.



Figur 4-5: Betydning av sortering for ulike mutasjonsrater

Det går frem av figuren at sortering av identiske kromosomer reduserer beregningstiden betraktelig hvis mutasjonsraten er lav, mens for mutasjonsrater opp mot 5 % er gevinsten av sortering marginal.

4.7 Oppsummering

En rekke ulike data er nødvendige for at optimaliseringsprogrammet i Matlab kan brukes for å optimalisere reaktiv effektflyt.

Det er en forutsetning for optimaliseringen at det er opprettet en nettmodell med verdier for aktivt og reaktivt forbruk, i tillegg til aktiv produksjon i kraftstasjoner. Verdier for reaktiv produksjon fra hvert kromosom legges inn i denne nettmodellen i forkant av lastflytberegningen slik at lastflyten for hvert enkelt kromosom kan beregnes. Filen med nettmodellen må lages i tråd med de retningslinjer som bruk av Matpower 3.2 krever [9].

For at kostnadsberegninger skal kunne gjennomføres, må kostnadsdata registreres. Slike kostnadsdata omfatter blant annet energipris, investeringskostnad til kondensatorbatterier og pris for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. Det må også registreres om hvert gen i kromosomet representerer reaktiv produksjon i en generator eller reaktiv produksjon i et nyinstallert kondensatorbatteri.

Det må gis verdier til parametere med betydning for hvordan den genetiske algoritmen fungerer. Disse parameterne inkluderer blant annet populasjon, mutasjonsrate og antall generasjoner.

Hvis det er ønskelig å optimalisere reaktiv effektflyt for forskjellige tidspunkter i løpet av året, må data for års- og døgnvarisjon registreres.

Optimaliseringsprogrammets virkemåte og betydningen av de ulike beregningsparameterne er beskrevet i rapportens hoveddel. Prosedyrer for registrering av data ved bruk av optimaliseringen er presentert i Vedlegg 1-3. Vedlegg 1-3 inneholder også en detaljert beskrivelse av hvordan optimaliseringsprogrammet brukes i praksis.

5 Fremgangsmåter ved optimalisering

Optimaliseringsprogrammet kan brukes til ulike typer optimalisering til forskjellige tider på året.

5.1 Dagens drift

For å kunne beregne hvor store kostnadsbesparelser en optimalisering av driften vil medføre er det nødvendig å beregne kostnader ved dagens drift av nettet. For å finne kostnader ved dagens nettdrift må tap i generatorer, tap i nettet og sentralnettskostnader beregnes.

Energitap i nettet

Detaljsimulering i Netbas

I Netbas er det mulig å gjennomføre detaljsimulering for et helt år. I detaljsimuleringen blir det gjort lastflytberegninger for hver time gjennom året, og på bakgrunn av effektverdiene for hver enkelt time blir det gjort energiberegninger for produksjon, last og tap.

Netbas varierer last og produksjon på bakgrunn av registrerte variasjonsdata.

Variasjon i reaktivt forbruk og produksjon

I detaljsimuleringen i Netbas antas det at lastenes effektfaktor er konstant, slik at reaktivt forbruk varierer på samme måte som aktivt forbruk.

Variasjonen av reaktiv produksjon avhenger av om innmatingspunktet er definert som PU- eller PQ-punkt. Hvis produksjonspunktet er definert som PU-punkt, blir den reaktive produksjonen regulert for å holde spenningen konstant. Hvis produksjonspunktet er definert som PQ-punkt, holdes den reaktive produksjonen konstant uavhengig av variasjoner i den aktive produksjonen. Det er derfor hensiktsmessig å definere produksjonspunkter som PQ-punkter og deretter regulere den reaktive produksjonen manuelt til ønsket verdi.

Energiberegninger

Hvis Netbas brukes for å gjøre energiberegninger, bør det brukes flere ulike nettmodeller som representerer ulike tider på året. Man kan da justere koblinger av kondensatorbatterier og reaktiv produksjon i kraftstasjonene, i tillegg til eventuelle koblinger i nettet.

Det må gjennomføres en detaljsimulering for hver av nettmodellene, og verdier fra de månedene hver nettmodell representerer må hentes ut fra beregningene. Ved å kombinere månedsverdiene fra alle nettmodellene kan det gjøres energibetraktninger for året som helhet.

I arbeidet med denne rapporten ble det valgt å utføre energiberegning i Netbas for fire ulike deler av året: vinter (desember – februar), vår (mars – mai), sommer (juni – august) og høst (september – november). Hver årstid var representert av en nettmodell hvor reaktiv produksjon i kraftstasjonene var justert i henhold til målte og antatte årsvariasjoner for reaktiv produksjon i dagens drift.

Effekttap i nett

Maksimalt effekttap i nettet medfører en kostnad på grunn av at tapene bruker overføringskapasitet og dermed bidrar til behov for nettutbygginger [12]. Som kommentert i kapittel 4.2 *Beregning av fitnessverdi* er kostnader til effekttap kun antatt å ha sammenheng med reaktiv effekttap hvis maksimalt effekttap sammenfaller med maksimalt forbruk. For å beregne kostnader til effekttap må derfor timen med maksimalt effekttap i nettet identifiseres, og det må deretter vurderes om effekttap skal inkluderes i analysen. Hvis maksimalt effekttap sammenfaller med maksimalt forbruk kan beregnede effektkostnader for effekttap i nettet fra [12] brukes i beregningen.

Energitap i generatorer

Ved å kombinere årsvariasjon for aktiv og reaktiv produksjon kan effekttap i generatorene beregnes for hver måned. Basert på de beregnede effekttapene i generatorene kan totale energitap i hver enkelt generator beregnes ved å multiplisere effekttap med antatt brukstid i hver måned.

Sentralnettskostnad

Sentralnettskostnaden beregnes ved å finne reaktivt uttak fra sentralnettet i tunglast i dagens drift og multiplisere dette uttaket med prisen for reaktivt uttak.

5.2 Optimal drift

Når reaktiv produksjon i dagens nett uten nye kondensatorbatterier skal optimaliseres, blir den kombinasjonen av reaktiv produksjonen i kraftstasjonene som gir de laveste kostnadene funnet. I tunglastperioden blir regionalnettseieren tariffert for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet, men dette er ikke tilfellet i resten av året. Kostnadsfunksjonen er dermed ikke lik i tunglastperioden og i perioden utenfor tunglast. Det må derfor benyttes to forskjellige versjoner av optimaliseringsprogrammet for optimalisering av driften i tunglastperioden og i resten av året.

Optimal drift i tunglastperioden

I tunglastperioden utgjør kostnader til nettap, generatortap og uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet de samlede kostnadene. Driften i tunglast blir optimalisert med det formål å maksimere kostnadsreduksjonen i forhold til dagens drift. Kostnadsreduksjon som hvert enkelt kromosom i optimaliseringen representerer blir beregnet som beskrevet i ligning (5.1):

$$\Delta K_{\text{år}} = (\Delta P_{N,0} - \Delta P_{N,\text{opt}}) \cdot (k_p + T_{\text{nett}} \cdot k_w) + (Q_0 - Q_{\text{opt}}) \cdot k_{SN} + \sum_{i=1}^n (\Delta P_{G_i,0} - \Delta P_{G_i,\text{opt}}) \cdot T_{\text{gen}} \quad (5.1)$$

hvor

- $\Delta K_{\text{år}}$ - kostnadsreduksjon per år [kr]
- $\Delta P_{N,0}$ - effekttap i nettet ved dagens drift (tunglast) [kW]
- $\Delta P_{N,\text{opt}}$ - effekttap i nettet ved ny drift (tunglast) [kW]
- k_p - effektkostnad (tunglast) [kr/kW]
- T_{nett} - brukstid for tapsendring i nettet i tunglastperioden [h]
- k_w - energikostnad [kr/kWh]
- Q_0 - reaktivt uttak fra sentralnettet i tunglast ved dagens drift [MVA]
- Q_{opt} - reaktivt uttak fra sentralnettet i tunglast ved ny drift [MVA]
- k_{SN} - pris for uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet [kr/MVA]
- $\Delta P_{G_i,0}$ - effekttap i generator nr i ved dagens drift (tunglast) [kW]
- $\Delta P_{G_i,\text{opt}}$ - effekttap i generator nr i ved ny drift (tunglast) [kW]
- T_{gen} - brukstid for tapsendring i generatorer i tunglastperioden [h]
- n - antall generatorer som inngår i optimaliseringen

Det er her antatt at effekttapene i nettet er maksimale ved maksimalt forbruk, slik at endring i maksimale effekttap medfører en kostnadsbesparelse.

Basert på beregningen av kostnadsendringen som hvert kromosom representerer kan fitnessverdien beregnes. Det er ønskelig å maksimere kostnadsreduksjonen. Ved optimaliseringens begynnelse blir det laget en populasjon av tilfeldige kromosomer. Ofte vil det være stor sannsynlighet for at disse tilfeldige kromosomene fører til en kostnadsøkning i forhold til dagens drift, altså en negativ kostnadsreduksjon. Optimaliseringsprogrammet er avhengig av kromosomer med positive fitnessverdier for å fungere. For å gjøre det mindre tidkrevende å lage en startpopulasjon med positive fitnessverdier blir det lagt til en basiskostnad i fitnessfunksjonen slik at også negative kostnadsreduksjoner kan gi positive fitnessverdier. Ekstrakostnad på grunn av spenningsavvik inkluderes også i beregningen av fitnessverdien. Funksjonen for beregning av fitnessverdien kan da uttrykkes i ligning (5.2):

$$F = K_{\text{start}} + \Delta K_{\text{år}} - U_{\text{feil}} \cdot k_U \quad (5.2)$$

hvor

- F - fitnessverdi [kr]
- K_{start} - basiskostnad [kr]
- $\Delta K_{\text{år}}$ - kostnadsreduksjon per år [kr]
- U_{feil} - antall samleskinner med spenningsavvik
- k_U - kostnad per spenningsavvik [kr]

Brukstid

Når reduksjoner i energitap i nettet og generatorer skal beregnes, må det gjøres antagelser om brukstiden til endringer i effekttapene. Det er viktig å legge merke til at det er tapsendringens brukstid som er av interesse, ikke tapenes brukstid. Det er også viktig å presiseres at brukstiden som benyttes kun brukes for å beregne endring i energitap i tunglastperioden, ikke tapsendring for året som helhet. Driften optimaliseres kun for tunglastperioden, og det er derfor kun tapsendring i tunglastperioden som er av interesse.

Etter at driften er optimalisert for tunglastperioden, kan beregnede endringer i effekt- og energitap i nett og generatorer brukes for å undersøke om antatte brukstider for endring i generator- og nettap stemmer med beregningene. Brukstiden beregnes i ligning (5.3).

$$T = \frac{W_0 - W_{opt}}{\Delta P_0 - \Delta P_{opt}} \quad (5.3)$$

hvor

- T - tapsendringens brukstid [h]
- W_0 - energitap i dagens drift (tunglastperioden) [kWh]
- W_{opt} - energitap i optimal drift (tunglastperioden) [kWh]
- ΔP_0 - effekttap i dagens drift (tunglast) [kW]
- ΔP_{opt} - effekttap i optimal drift (tunglast) [kW]

Hvis avviket er stort, bør det vurderes om optimaliseringen skal utføres på nytt med nye antagelser om tapsendringenes brukstider.

Optimal drift utenfor tunglast

Utenfor tunglastperioden er det kun energitap i generatorer og nett som fører til kostnader. For å optimalisere driften utenom tunglastperioden er det derfor ikke nødvendig å utføre kostnadsberegninger, det er tilstrekkelig å minimere tapene. For at minimale tap skal gi maksimal fitnessverdi, må fitnessverdien tilsvare differansen mellom et antatt maksimaltap og de beregnede tapene. Fitnessverdien som benyttes når drift utenfor tunglast skal optimaliseres beregnes i ligning (5.4)

$$F = \Delta P_{tak} - \Delta P_N - \sum_{i=1}^n \Delta P_{G_i} \quad (5.4)$$

hvor

- F - fitnessverdi [kW]
- ΔP_{tak} - tak for maksimale tap [kW]
- ΔP_N - effekttap i nettet [kW]
- ΔP_{G_i} - effekttap i generator nr i [kW]
- n - antall generatorer i optimaliseringen

Løsninger hvor totale tap er større enn ΔP_{tak} får negativ fitnessverdi, og disse fjernes fra optimaliseringen.

Hvis det er registrert døgn- og årsvariasjoner for produksjon og last, kan driften optimaliseres for ulike driftsituasjoner. Ved å regulere aktivt og reaktiv forbruk og aktiv produksjon endres driftsituasjonen og forutsetningene for optimaliseringen, og dette fører til at en ny kombinasjon av reaktiv produksjon gir optimalt resultat.

I beregningene som er utført i denne rapporten er driften optimalisert for toppplasttiden i hver måned, og optimale effekttap er beregnet i optimaliseringen. Basert på effekt- og energiberegninger for dagens drift er brukstiden for tap i hver måned beregnet. Denne brukstiden er brukt for å beregne energitap ved optimal drift.

5.3 Optimal drift og installasjon av nye kondensatorbatterier

Det endelige målet med arbeidet i denne rapporten har vært å finne optimal drift av nettet, i tillegg til optimal plassering og ytelse ved installasjon av kondensatorbatterier.

Optimal plassering og dimensjonering av kondensatorbatterier

For å bestemme optimal plassering og ytelse av eventuelle nye kondensatorbatterier utføres en optimalisering for en nettmodell for toppplasttiden. I optimaliseringen maksimeres kostnadsreduksjonen i forhold til dagens drift av nettet. Kostnadsendring som følge av endring i nettap, generatortap og reaktivt uttak fra sentralnettet beregnes på samme måte som $\Delta K_{\text{år}}$ blir beregnet i ligning (5.1). Det er antatt at årlig kostnadsendring er konstant gjennom hele analyseperioden. Installasjon, drift og vedlikehold av kondensatorbatterier inkluderes også kostnadsberegningene, og analyseperioden settes lik kondensatorbatteriets levetid. Nåverdien av totale kostnadsendringer i analyseperioden beregnes som vist i ligning (5.5):

$$\Delta K_{\text{periode}} = \Delta K_{\text{år}} \cdot \lambda_{r,n} - K_{KB} \cdot (1 + d \cdot \lambda_{r,n}) \quad (5.5)$$

hvor

- $\Delta K_{\text{periode}}$ - total kostnadsreduksjon i hele analyseperioden [kr]
- $\Delta K_{\text{år}}$ - kostnadsreduksjon per år [kr]
- $\lambda_{r,n}$ - kapitaliseringsfaktor
- r - kalkulasjonsrente
- n - analyseperiode
- K_{KB} - total installasjonskostnad for alle kondensatorbatterier og bryterfelt [kr]
- d - andel av investeringskostnad til årlig drift og vedlikehold

Den eneste forskjellen fra optimalisering uten kondensatorbatterier er at kostnader til installasjon, drift og vedlikehold av kondensatorbatterier er inkludert. Kostnader til bryterfelt skal kun tas med hvis det ikke er ledig bryterfelt i transformatorstasjonen hvor et batteri skal installeres.

Fitnessverdien beregnes på samme måte som ved optimalisering uten kondensatorbatterier og er uttrykt i ligning (5.6):

$$F = K_{start} + \Delta K_{periode} - U_{feil} \cdot k_U \quad (5.6)$$

hvor

F	- fitnessverdi [kr]
K_{start}	- basiskostnad [kr]
$\Delta K_{periode}$	- kostnadsendring i analyseperioden [kr]
U_{feil}	- antall samleskinner med spenningsavvik
k_U	- kostnad per spenningsavvik [kr]

Driftsoptimalisering med nyinstallerte kondensatorbatterier

Når plassering og ytelse på nye kondensatorbatterier er valgt, kan driften av nettet med de nyinstallerte batteriene optimaliseres for alle månedene i året. Driften i tunglastperioden må optimaliseres med kostnader til sentralnettsuttak inkludert, mens driften i resten av året kan optimaliseres kun med hensyn på å minimere tapene. Reaktiv produksjon fra kondensatorbatterier kan ikke reguleres på annen måte enn å koble batteriene inn eller ut. Driftsoptimalisering for hver måned beregner dermed hva som er optimal reaktiv produksjon i kraftstasjoner og optimal kobling av kondensatorbatterier. Beregning av fitnessverdier i og utenfor tunglastperioden utføres på samme måte som ved driftsoptimalisering uten nyinstallerte kondensatorbatterier.

Som ved optimalisering uten kondensatorbatterier bør det undersøkes om antatt brukstid for tapsendring i tunglastperioden stemmer med beregnede verdier.

6 Datainnsamling

6.1 Nettmodell

Data for aktiv produksjon, aktivt og reaktivt forbruk og nettes topografi, impedans og kapasitans er hentet fra en nettmodell i Netbas. Nettmodellen i Netbas er noe mer detaljert enn den nettmodellen som er brukt i optimaliseringen i Matlab.

6.2 Spenningsrestriksjoner

Spenningen i nettet må reguleres slik at spenningen hos sluttbrukerne holdes innenfor akseptable grenser. I regionalnettet i Nedre Buskerud reguleres spenningene på sekundærsiden av regionalnettstrafoene ved bruk av automatisk trinning i trafoene. Dette gjelder for alle trafoene mellom regionalnett og høyspent distribusjonsnett, bortsett fra en trafo hvor trinningen er fast. I denne delen av nettet reguleres spenningen ved å endre reaktiv produksjon i en generator tilkoblet underliggende nett [13].

For å fastsette spenningsgrenser i nettet er det tatt utgangspunkt i en lastflytsituasjon fra 14. april 2008 kl 13:30 [14]. Det er antatt at spenningene på samleskinnene på lavspentsiden i denne lastflytsituasjonen skal kunne opprettholdes ved trafotrinning. Når spenningen på hver sekundærsamleskinne er kjent, i tillegg til omsetningsforhold og trinningsmuligheter i hver trafo, kan maksimums- og minimumsverdier for spenningen på primærsiden beregnes. For spenninger innenfor disse verdiene er det mulig å trinne trafoen slik at spenningen på sekundærsiden holdes tilnærmet konstant. Det er ikke mulig å oppnå helt konstant spenning på sekundærsiden fordi reguleringen av omsetningsforholdet i trafoen skjer trinnvis og ikke kontinuerlig.

Spenningen på sekundærsiden kan variere noe, og kravet om at spenningen på sekundærsiden skal kunne holdes tilnærmet konstant ved bruk av trafotrinning er noe strengt. Den beskrevne fremgangsmåten fungerer imidlertid godt for å identifisere hvilke samleskinner i nettet hvor spenningsgrensene er unormalt lave eller høye. Slike samleskinner kan være begrensende for spenningene i hele nettet, og de bør derfor undersøkes mer detaljert.

Tilfredsstillende spenninger i overliggende nett vil gi tilfredsstillende spenninger i underliggende nett siden dette var kriteriet for beregningen av spenningsgrensene i overliggende nett. Det er derfor tilstrekkelig å legge inn grenser for spenningene på samleskinnene i det overliggende nettet, i dette tilfellet på primærsiden av trafoer tilkoblet regionalnettet på 60 kV.

Spenningsgrenser som er brukt i optimaliseringen finnes i Vedlegg 2-2.

6.3 Variasjoner i lastflyten

I Netbas er det registrert døgn- og årsvariasjoner for både aktivt forbruk og aktiv produksjon. Disse variasjonene er gjennomsnittsverdier av målinger fra de siste 6 årene [15].

Det er registrert døgnvariasjon for ulike lastkategorier, blant annet industri, husholdninger og produksjon. Hver kategori inneholder informasjon om døgnvariasjonen i tunglast virkedag, tunglast helgedag, lettlast virkedag og lettlast helgedag.

I dataene i Netbas er det ingen døgnvariasjon i produksjonen, slik at hver time i døgnvariasjon av type "Produksjon" har verdien 100 %. Dette betyr at produksjonen er antatt konstant i hver måned.

Det er registrert årsvariasjon for hvert innmatings- og uttakspunkt i regionalnettet. Alle kunder i distribusjonsnettet har årsvariasjon av type "Standard".

Det foreligger ikke data for variasjoner i reaktivt forbruk og produksjon. Siden det er antatt at lastens effektfaktor er konstant, slik at forbruk av reaktiv effekt har samme variasjon som aktivt forbruk, er det ikke behov for variasjonsdata for reaktivt forbruk.

Data for års- og døgnvariasjon som er brukt i optimaliseringen finnes i vedlagte filer for variasjonsdata, "*kongsbergnett_variasjon.m*" og "*modumnett_variasjon.m*".

Variasjoner i reaktiv produksjon

Produksjonen av reaktiv effekt i generatorene er uavhengig av aktiv produksjon, forutsatt at generatoren opererer innenfor kapabilitetskurven. Det er derfor ikke mulig å anta konstant effektfaktor for generatorene slik det blir gjort for lasten. Data for variasjoner i reaktiv produksjon i dagens drift er nødvendig for å kunne beregne kostnader i nettet ved dagens drift. Det er derfor ønskelig å anslå hva som er normal produksjon av reaktiv effekt i kraftstasjonene ved dagens drift.

For noen generatorer foreligger det målinger av reaktiv produksjon for alle timer fra februar 2007 til april 2008. Disse målingene har blitt brukt for å anslå hvordan reaktiv produksjon normalt varierer gjennom året. Den beregnede årsvariasjonen vil i disse tilfellene kun være basert på ett enkelt år, og det er derfor stor usikkerhet knyttet til disse årsvariasjonen. Siden det ikke foreligger målinger for flere år tilbake, er det imidlertid vanskelig å gjøre bedre beregninger av normal årsvariasjon for reaktiv produksjon.

I de generatorene hvor det ikke foreligger målinger av reaktiv produksjon må det gjøres antagelser om normal variasjon i reaktiv produksjon. Disse antagelsene er gjort på bakgrunn av opplysninger fra EB [13].

I vedlegg 2-3 finnes årsvariasjon for aktiv og reaktiv produksjon for alle generatorene som inngår i optimaliseringen. I hvert enkelt tilfelle går det frem om variasjoner i reaktiv produksjon er basert på målinger eller antagelser.

6.4 Generatordata

En rekke data for hver generator som inngår i analysen er nødvendige i optimaliseringen. Disse dataene brukes både for å bestemme grenser for maksimal aktiv og reaktiv produksjon i hver enkelt generator, i tillegg til å inngå i beregningen av generatortap for ulike driftssituasjoner.

Generatordata brukt i optimaliseringen er registrerte data fra EB, eller data basert på antagelser og estimerer [13]. I noen tilfeller foreligger det motstridende data om generatorer og turbiner, og datagrunnlaget for generatorer er ikke fullstendig [16].

Data brukt i optimaliseringen er samlet i Vedlegg 2-4. I de tilfeller hvor det foreligger beregninger av tap i generatoren er disse måleverdiene sammenlignet med tapsberegninger som er gjort på bakgrunn av fremgangsmåter og antagelser presentert i kapittel 2.2 *Tap i generatorer* og Vedlegg 1-1.

Ved dagens drift av kraftstasjonene i regionalnettet i Nedre Buskerud er det gjort antagelser om grenser for reaktiv produksjon [17]. Disse grensene er altså ikke basert på beregninger. De grenser for reaktiv produksjon som er brukt i optimaliseringen er basert på teorien presentert i kapittel 2 *Produksjon av reaktiv effekt i kraftstasjoner*. Dagens grenser avviker i til dels stor grad fra de grenser som har blitt brukt i optimaliseringen i denne oppgaven. Bakgrunnen for de antagelsene som ligger til grunn for dagens drift bør derfor undersøkes nærmere.

6.5 Kostnadsdata

Energipris

I kostnadsberegninger er energipriser basert på gjennomsnittlige månedspriser fra NordPool de siste to årene [18]. Oversikt over beregning av pris per måned finnes i vedlegg 1-4.

I optimaliseringen er det antatt en konstant pris på 0,3 kr/kWh gjennom hele tunglastperioden. Det er også antatt at denne prisen er konstant gjennom hele analyseperioden som er tilsvarende kondensatorbatterienes levetid.

Energipris i tiden utenfor tunglastperioden inngår ikke i optimaliseringen.

Effekttap i nettet

I den grad effekttap i nettet er inkludert i analysen, er kostnader for effekttap i nettet basert på verdier fra [12].

Sentralnettskostnad

Sentralnettskostnaden er hentet fra sentralnettstariffen som hvert år bestemmes av Statnett [11].

Investeringskostnad

Kostnader i forbindelse med installasjon av kondensatorbatterier er basert på tall fra [12]. Dette gjelder både kondensatorbatteriets faste og variable kostnader, i tillegg til kostnader til utvidelser av transformatorstasjoner.

Det benyttes risikofri rente på 2 % [19] og et risikotillegg for investeringer i kraftnettet på 2,5 % [20]. Dette gir en kalkulasjonsrente på 4,5 %. Kondensatorbatteriets økonomiske levetid er antatt å være 25 år [21]. Den samme økonomiske levetiden antas for bryterfeltet. Årlige kostnader til drift og vedlikehold antas å være 1,5 % av investeringskostnaden [20]. Utvikling i konsumprisindeks er hentet fra [22] og avgiftsnivået er basert på tall fra [23].

Beregning av kostnader ved installasjon av kondensatorbatterier og utvidelse av transformatorstasjoner finnes i Vedlegg 1-5.

7 Optimalisering av Kongsbergnettet

Optimal reaktiv innmating i 60 kV regionalnettet fra Flesaker mot Kongsberg ble funnet ved bruk av optimaliseringsprogrammet i Matlab. For å beregne kostnadsreduksjon i forhold til dagens drift måtte først kostnader ved dagens drift beregnes.

Enlinjeskjema over Kongsbergnettet finnes i Vedlegg 2-20.

7.1 Dagens drift

Detaljer fra energi- og kostnadsberegninger ved dagens drift finnes i Vedlegg 2-5 og Vedlegg 2-6.

Energitap i nettet

Nettap i dagens drift er beregnet med detaljsimulering i Netbas. I detaljsimuleringen av året utføres en lastflytberegning for hver time i året med sesong- og døgnvariasjoner i aktiv produksjon, aktiv last og reaktiv last. Det ble brukt en nettmodell for hver årstid, og den eneste forskjellen mellom nettmodellene er reaktiv produksjon i kraftstasjonene. Koblinger i nettet er uendret gjennom hele året for alle nettmodellene [24].

Totale årlige energitap ble beregnet til å være 3068 MWh. Dette gir totale årlige kostnader til energitap i nettet på 880 000 kr.

Effekttap i nettet

Maksimalt effekttap er beregnet med detaljsimulering i Netbas.

Maksimalt nettap er 895 kW og inntreffer i time 3 en virkedag i mai. Dette er en time med høy last og lav produksjon og det er derfor antatt at effektkostnaden ikke blir påvirket av reaktiv effektflyt. Effektkostnaden neglisjeres derfor fra den videre optimaliseringen ved at effektkostnaden k_p settes lik 0 kr/kW i optimaliseringsprogrammet.

Energitap i generatorer

Energitap i generatorer er regnet ut for hver måned. Beregning av effekttap for hver måned er gjort med utgangspunkt i målte og antatte verdier for aktiv og reaktiv produksjon i hver enkelt generator. Det er antatt at produksjon av både aktiv og reaktiv effekt er uendret for hver måned, og beregnet energitap er produktet av beregnede verdier for effekttap og antall timer i hver enkelt måned.

De totale energitapene for alle generatorer gjennom hele året ble beregnet til å være 1871 MWh. Samlet kostnad for energitap i generatorer representerer en kostnad på 553 000 kr per år.

Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet

Maksimalt uttak av reaktiv effekt i tunglastperioden ble beregnet ved å utføre en lastflytberegning for toppplasttiden, time 10 en virkedag i januar.

Beregnet maksimalt reaktivt uttak fra sentralnettet er 6,54 MVA_r. Med de antagelser som er gjort og en sentralnettspris på 25 000 kr/MVA_r [11] blir årlig kostnad til reaktivt uttak fra sentralnettet 163 500 kr.

Totale kostnader

Summen av de årlige kostnadene for nettap, generatortap og reaktivt uttak fra sentralnettet er samlet i Tabell 7-1.

Energitalp i nettet	kr 879 639
Energitalp i generatorer	kr 552 704
Sentralnettskostnad	kr 163 500
Totalt	kr 1 595 843

Tabell 7-1: Kostnader i Kongsbergnettet ved dagens drift

7.2 Optimal drift av dagens nett

Når reaktiv produksjon i dagens nett skal optimaliseres, er det kun mulig å endre reaktiv produksjon i generatorene i nettet. Driften ble optimalisert for hver måned med det formål å maksimere kostnadsreduksjonen i forhold til dagens drift.

Optimaliseringen for desember, januar og februar ble foretatt med en versjon av optimaliseringsprogrammet hvor både kostnader til tap og sentralnettsuttak ble beregnet. Antatt brukstid for tapsreduksjon i tunglast perioden var henholdsvis 1500 timer og 2000 timer for nettap og generatortap. Kostnad for energitalp i nettet ble satt til 0 kr/kW fordi maksimale effekttap ikke inntreffer i tunglastperioden.

Optimaliseringen for resten av året ble foretatt med en versjon av optimaliseringsprogrammet hvor driften ble optimalisert kun med hensyn på tap i nett og generatorer. For hver måned ble det foretatt en optimalisering for månedens toppplasttime, time 10 i en virkedag. Optimal drift for hver måned er samlet i Vedlegg 2-7.

Optimal drift i toppplasttiden

Optimal drift i toppplasttiden er gitt ved reaktiv produksjon i Pikerfoss på 6,5 MVA_r og reaktiv produksjon i Gamlebrofoss på 5,5 MVA_r. Produksjonen i Gamlebrofoss er lik grensen for maksimal reaktiv produksjon. Den totale produksjonen i toppplasttiden i de to generatorene er rundt 7 MVA_r større ved optimal drift enn ved dagens drift.

Vurdering av antatte brukstider

Brukstider for nett- og generatortap ved optimal drift i tunglastperioden er beregnet, og utregningene finnes i Vedlegg 2-8. Det er ikke noe avvik mellom beregnet og antatt brukstid

for nettap på 1500 timer. Avviket mellom beregnet brukstid på 2250 timer og antatt brukstid på 2000 timer for generatortapene er akseptabelt, og optimaliseringen gjentas ikke med nye antagelser av brukstidene.

Kostnadsreduksjoner

Detaljer fra beregningene av kostnadsreduksjoner i forhold til dagens drift finnes i Vedlegg 2-7.

Energitalp i nettet

Beregnet reduksjon i energitalp i nettet ved optimal drift i forhold til dagens drift er 62 MWh. Dette gir en kostnadsreduksjon på rundt 20 000 kr i året.

Energitalp i generatorer

Endringene i energitalp i generatorer fra dagens drift til optimal drift er beregnet, og den økte reaktive produksjonen fører til økte energitalp i generatorer på 109 MWh. Dette gir en kostnadsøkning på 33 000 kr i året fra dagens drift til optimal drift.

Reaktivt uttak fra sentralnettet

Maksimalt reaktivt uttak fra sentralnettet i tunglast med optimal drift er 0,21 MVar. Dette er en reduksjon fra dagens drift på 6,33 MVar og gir en årlig kostnadsbesparelse på 158 250 kr.

Totale kostnadsreduksjoner

De totale kostnadsreduksjonene ved optimal drift i forhold til dagens drift er samlet i Tabell 7-2.

Energitalp i nettet	Kr 20 000
Energitalp i generatorer	- Kr 33 000
Sentralnettskostnad	Kr 158 250
Totalt	Kr 145 250

Tabell 7-2: Kostnadsreduksjon ved optimal reaktiv produksjon i kraftstasjoner

Kostnadsreduksjonen utgjør en reduksjon på 9,1 % i forhold til dagens kostnader.

7.3 Optimal installasjon av kondensatorbatterier

Optimal plassering og ytelse beregnes ved å finne maksimal kostnadsreduksjon basert på en modell for topplasttiden. I dette tilfellet var topplasttiden time 10 en virkedag i januar. Antatt brukstid for tapsendring i nett og generatorer var henholdsvis 1500 timer og 2000 timer. Kostnader for effekttap i nettet ble satt til 0 kr/kW fordi maksimale nettap ikke inntreffer i tunglastperioden.

I optimaliseringen ble det beregnet at et kondensatorbatteri på 8 MVA_r i Glabak T2 var optimal løsning. Med kondensatorbatteriet installert var optimal produksjon i Pikerfoss og Gamlebrofoss henholdsvis 1,5 MVA_r og 2,5 MVA_r.

For resten av året ble optimal reaktiv produksjon i kraftstasjonene og optimal kobling av kondensatorbatteriene beregnet. Som for optimal drift ble det brukt ulike versjoner av optimaliseringsprogrammet for tunglastperioden og for resten av året. Optimal drift og kobling for hver måned er samlet i Vedlegg 2-9.

Vurdering av antatte brukstider

Antatte brukstider for tapsendring er henholdsvis 1500 timer og 2000 timer for nettap og generatortap i tunglastperioden. Brukstider beregnet fra resultatene av optimaliseringen gir brukstid 943 timer for nettap. Dette er noe mindre enn den antatte brukstiden. Beregnet brukstid for generatortap var 2636. Dette er høyere enn den antatte brukstiden. Avvikene ble vurdert til å være akseptable, og optimaliseringen ble ikke gjentatt med nye antagelser for brukstider for nett- og generatortap. Beregningene av brukstider er samlet i Vedlegg 2-10.

Kostnadsendringer

Detaljer fra kostnadsberegningene finnes i Vedlegg 2-9.

Energitap i nettet

Med installasjon av kondensatorbatteriet og optimal drift og kobling i hver måned ble energitapene i nettet redusert med 106 MWh i året i forhold til dagens drift. Dette gir en kostnadsbesparelse på 34 000 kr i året.

Energitap i generatorer

Energitap i generatorer er beregnet for hver måned på bakgrunn av normal aktiv produksjon og den optimale reaktive produksjonen som er beregnet for hver måned. Dette gir en reduksjon i generatortap på 147 MWh per år i forhold til dagens drift. Kostnadsreduksjonen som følge av reduserte generatortap er 45 000 kr.

Reaktivt uttak fra sentralnettet

Maksimalt reaktivt uttak fra sentralnettet i tunglast med installasjon av kondensatorbatteriene er 0 MVA_r. Dette er en reduksjon fra dagens drift på 6,54 MVA_r og gir en årlig kostnadsbesparelse på 163 500 kr.

Installasjon av kondensatorbatterier

Installasjon av kondensatorbatteriet koster 497 600 kr. Annuiteten av denne investeringskostnaden er 33 554 kr.

Årlige utgifter til drift og vedlikehold er på 7 464 kr.

Totale kostnadsendringer

De totale kostnadsreduksjonene per år i forhold til dagens drift ved optimal installasjon av kondensatorbatterier og optimal drift er samlet i Tabell 7-3.

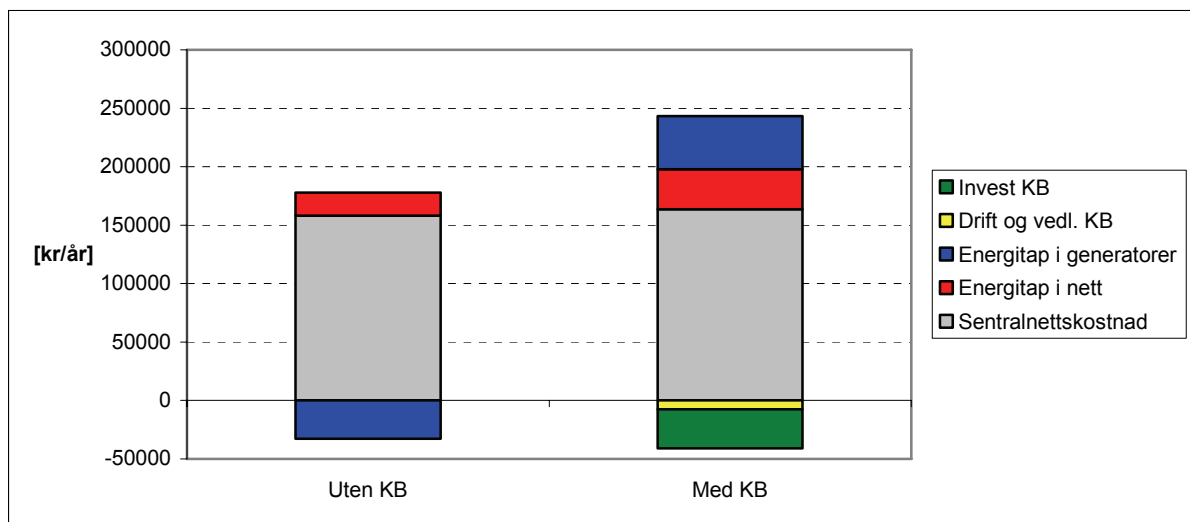
Årlig kostnadsreduksjon	kr
Energitap i nettet	34 000
Energitap i generatorer	45 000
Sentralnettskostnad	163 500
Kostnader til KB	
Annuitet av installasjonskost	- 33 554
Årlig drift og vedlikehold	- 7 464
Totalt	201 482

Tabell 7-3: Kostnadsreduksjon ved optimal installasjon av kondensatorbatterier

Kostnadsreduksjonen utgjør en reduksjon på 12,6 % i forhold til dagens kostnader. Gevinsten ved å installere et kondensatorbatteri i forhold til å kjøre optimal reaktiv produksjon i kraftstasjonene er rundt 56 000 kr i året. Dette gir installasjonen av kondensatorbatteriet en internrente på 10 %. Beregning av internrente er gjort i Vedlegg 1-6.

7.4 Sammenligning av kostnadsreduksjoner

I Figur 7-1 er kostnadsreduksjoner i forhold til dagens drift illustrert for optimalisering med og uten nye kondensatorbatterier.



Figur 7-1: Oversikt over kostnadsreduksjoner i Kongsbergnettet

8 Optimalisering av Modumnettet

Reaktiv innmating i 60 kV nettet fra Flesaker mot Modum ble optimalisert. I forkant av optimaliseringen ble kostnader ved dagens drift beregnet.

Enlinjeskjema over Modumnettet finnes i Vedlegg 2-21.

8.1 Dagens drift

Detaljer fra beregningene finnes i Vedlegg 2-11 og Vedlegg 2-12.

Energitap i nettet

Nettap i dagens drift er beregnet med samme fremgangsmåte som for Kongsbergnettet. Fire nettmodeller, en for hver årstid, er brukt i detaljsimulering i Netbas, og reaktiv produksjon i kraftstasjonene er endret i hver nettmodell. Det er ingen forskjeller i koblinger mellom de fire nettmodellene, og det eksisterende kondensatorbatteriet i Hokksund T1 er antatt innkoblet i hele året.

Totale årlige energitap ble beregnet til å være 16 869 MWh. Årlige kostnader til energitap i nettet er på 4 919 000 kr.

Effekttap i nettet

For å beregne kostnad av effekttap i nettet er maksimale effekttap beregnet ved hjelp av detaljsimulering i Netbas.

Maksimale nettap i løpet av året er 3,246 MW og inntreffer i time 3 en virkedag i mai. Dette er en time med høy last og lav produksjon, og det er antatt at effektkostnaden ikke blir påvirket av reaktiv effektflyt. Effektkostnaden neglisjeres derfor fra den videre optimaliseringen ved at effektkostnaden k_p settes lik 0 kr/kW i optimaliseringsprogrammet.

Energitap i generatorer

Fremgangsmåten for beregning av energitap i generatorer er den samme som for beregninger gjort for Kongsbergnettet. Basert på beregninger av effekttap i hver enkelt generator i hver måned er totale energitap for alle generatorene beregnet.

De totale energitapene for alle generatorer gjennom hele året ble beregnet til å være 6450 MWh. Dette utgjør en kostnad på 1 916 000 kr per år.

Uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet

Maksimalt uttak av reaktiv effekt i tunglastperioden ble beregnet ved å utføre en lastflytberegning toppplasttimen, time 20 en virkedag i januar.

Beregnet maksimalt reaktivt uttak fra sentralnettet er 12,66 MVar. Dette uttaket representerer en årlig kostnad på 316 500 kr.

Totale kostnader

Summen av de årlige kostnadene for nettap, generatortap og reaktivt uttak fra sentralnettet er samlet i Tabell 8-1.

Energitalp i nettet	Kr 4 919 000
Energitalp i generatorer	Kr 1 916 000
Sentralnettskostnad	Kr 316 500
Totalt	Kr 7 151 500

Tabell 8-1: Kostnader ved dagens drift i Modumnettet

8.2 Optimal drift av dagens nett

Reaktiv innmating i dagens nett optimaliseres ved å beregne optimal produksjon av reaktiv effekt i kraftstasjonene. Det er i denne optimaliseringen ikke mulig å installere nye kondensatorbatterier. Driften ble optimalisert for hver måned med det formål å maksimere kostnadsreduksjonen i forhold til dagens drift.

Optimaliseringen for tunglastperioden, bestående av desember, januar og februar, ble utført med hensyn på både kostnader til tap og sentralnettsuttak. Antatt brukstid for tapsreduksjon i tunglast perioden var 1500 timer både for nettap og generatortap. Kostnad for energitalp i nettet ble satt til 0 kr/kW fordi maksimale effekttap ikke inntreffer i tunglastperioden.

For optimalisering av resten av året ble det kun tatt sikte på å minimere totale tap i nett og generatorer. Driften ble optimalisert for toppplasttimen, time 20 i en virkedag, i hver måned. Alle resultatene fra optimaliseringen, inkludert kostnadsberegninger, er samlet i Vedlegg 2-13.

Optimal drift i toppplasttimen

Optimalisering av reaktiv produksjon i toppplasttimen gir en økning i reaktiv produksjon i forhold til dagens drift på rundt 12 MVAR for alle kraftstasjonene sett under ett. Mest markant er økningen på 7 MVAR i Embretsfoss kraftstasjon.

Vurdering av antatte brukstider

I beregningene av optimal drift i tunglastperioden ble det antatt en brukstid i tunglastperioden på 1500 timer for endring i effekttap i nett og generatorer.

Effekttap i toppplasttimen og energitalp i tunglastperioden er beregnet for den optimaliserte driften. På bakgrunn av disse beregningene er brukstiden for tapsendringer i tunglastperioden beregnet for både nett- og generatortap. De beregnede brukstidene er 1380 timer og 1458 timer for henholdsvis nett- og generatortap. Avviket fra de antatte brukstidene er ubetydelig, og detaljer fra utregningene er samlet i Vedlegg 2-14.

Kostnadsreduksjoner

Energitap i nettet

Beregnet reduksjon i energitap i nettet ved optimal drift i forhold til dagens drift er 683 MWh. Dette fører til en kostnadsreduksjon på rundt 203 000 kr i året.

Energitap i generatorer

Endringene i energitap i generatorer fra dagens drift til optimal drift er beregnet, og den økte reaktive produksjonen fører til økte energitap i generatorer på 116 MWh. Dette gir en kostnadsøkning på 36 000 kr i året.

Reaktivt uttak fra sentralnettet

Maksimalt reaktivt uttak fra sentralnettet i tunglast med optimal drift er 0 MVar. Dette er en reduksjon fra dagens drift på 12,66 MVar og gir en årlig kostnadsbesparelse på 316 500 kr.

Totale kostnadsreduksjoner

De totale kostnadsreduksjonene ved optimal drift i forhold til dagens drift er samlet i Tabell 8-2.

Energitap i nettet	Kr 203 000
Energitap i generatorer	- Kr 36 000
Sentralnettskostnad	Kr 316 500
Totalt	Kr 483 500

Tabell 8-2: Kostnadsreduksjon ved optimal reaktiv produksjon i kraftstasjoner

Kostnadsreduksjonen utgjør en reduksjon på 6,8 % i forhold til dagens kostnader.

8.3 Optimal installasjon av kondensatorbatterier

Optimal plassering og ytelse beregnes ved å finne maksimal kostnadsreduksjon basert på en modell for toppplasttiden. I dette tilfellet var toppplasttiden time 20 en virkedag i januar. Antatt brukstid for tapsendring i nett og generatorer var 1500 timer. Kostnader for effekttap i nettet ble satt til 0 kr/kW fordi maksimale nettap ikke inntreffer i tunglastperioden.

I optimaliseringen ble det beregnet at et kondensatorbatteri på 9 MVar i Hovde og et kondensatorbatteri på 6,5 MVar i Hokksund T2 var optimal løsning. Med begge kondensatorbatteriene installert ble optimal produksjon redusert med 3,5 MVar i forhold til dagens drift og 15,5 MVar i forhold til optimal drift. Produksjonen av reaktiv effekt ved optimal drift i kraftstasjoner og optimal installasjon av kondensatorbatterier er dermed like stor.

For resten av året ble optimal reaktiv produksjon i kraftstasjonene og optimal kobling av kondensatorbatteriene beregnet. Som for optimal drift ble det brukt ulike versjoner av

optimaliseringsprogrammet for tunglastperioden og for resten av året. Optimal drift og kobling for hver måned, samt kostnadsberegninger, er samlet i Vedlegg 2-15.

Vurdering av antatte brukstider

I etterkant av optimalisering av driften ble de antatte brukstidene sammenlignet med brukstider beregnet fra optimaliseringsresultatene. Dette er gjort i Vedlegg 2-16. Beregnet brukstid i tunglastperioden for nettap var 1421 timer. Avviket fra antatt brukstid på 1500 timer var dermed lite. Beregnet brukstid i tunglastperioden for generatortap var hele 3655 timer, betydelig høyere enn den antatte brukstiden på 1500 timer. Det ble derfor besluttet å gjenta optimaliseringen med antatt brukstid for generatortap endret til 3500 timer.

Optimaliseringen med nye brukstider viste at Hovde og Hokksund T2 fortsatt var optimal plassering av kondensatorbatterier, men optimal ytelse på de to batteriene økte til henholdsvis 15 MVAR og 8 MVAR. Beregningene finnes i Vedlegg 2-17.

Brukstiden for nett- og generatortap ble beregnet på nytt for den nye optimaliseringen, og beregningene finnes i Vedlegg 2-18. Denne gangen ble beregnede brukstider for nett- og generatortap henholdsvis 1140 timer og 2488 timer. Avviket mellom antatt og beregnet brukstid for nettapene økte noe. Avviket for generatortapenes brukstid var fremdeles høyt, denne gangen med antatt brukstid høyere enn beregnet brukstid.

For å vurdere hvilken av de to løsningene som var best ble reduksjon av totale energitap i nett og generatorer i tunglastperioden sammenlignet. Med batteriytelser på 9 MVAR og 6,5 MVAR var total tapsreduksjon i nett og generatorer på 332 MWh. Med batteriytelser på 15 MVAR og 8 MVAR var tapsreduksjonen på 346 MWh. Forskjellen i reduserte energitap i tunglastperioden var altså liten mellom de to alternativene.

Det ble besluttet å ikke gjenta optimaliseringen på nytt med nye antagelser om brukstider for nett- og generatortap. Av de alternative løsningene ble den med den laveste ytelsen på kondensatorbatteriene valgt. Dette ble gjort på grunn av antagelser om at kondensatorbatterier med lav ytelse kan være innkoblet i større deler av året, i tillegg til at små batterier er lettere å håndtere ved inn- og utkobling. Det ble altså valgt å fortsette optimaliseringen for resten av året med kondensatorbatterier i Hovde og Hokksund T2 på 9 MVAR og 6,5 MVAR til tross for det store avviket mellom antatt og beregnet brukstid for endring i generatortap.

Kostnadsendringer

Detaljer fra beregningene finnes i Vedlegg 2-15.

Energitap i nettet

Med installasjon av de to kondensatorbatteriene og optimal drift og kobling for hver måned ble energitapene i nettet redusert med 812 MWh i året i forhold til dagens drift. Dette gir en kostnadsbesparelse på 245 000 kr i året.

Energitap i generatorer

Energitap i generatorer er beregnet for hver måned på bakgrunn av normal aktiv produksjon og den optimale reaktive produksjonen som er beregnet for hver måned. Dette gir en

reduksjon i generatortap på 411 MWh per år i forhold til dagens drift. Kostnadsreduksjonen som følge av reduserte generatortap er 125 000 kr.

Reaktivt uttak fra sentralnettet

Maksimalt reaktivt uttak fra sentralnettet i tunglast med installasjon av kondensatorbatteriene er 0 MVAR. Dette er en reduksjon fra dagens drift på 12,66 MVAR og gir en årlig kostnadsbesparelse på 316 500 kr.

Installasjon av kondensatorbatterier

Installasjon av kondensatorbatteriene medfører en investeringskostnad på 978 850 kr. Annuiteten av denne kostnaden gjennom analyseperioden er 66 005 kr.

Årlig kostnad til drift og vedlikehold utgjør 14 683 kr i året.

Totale kostnadsendringer

Kostnadsendringer per år er beregnet ved å finne annuiteten til de beregnede nåverdiene. Årlige kostnadsendringer er samlet i Tabell 8-3.

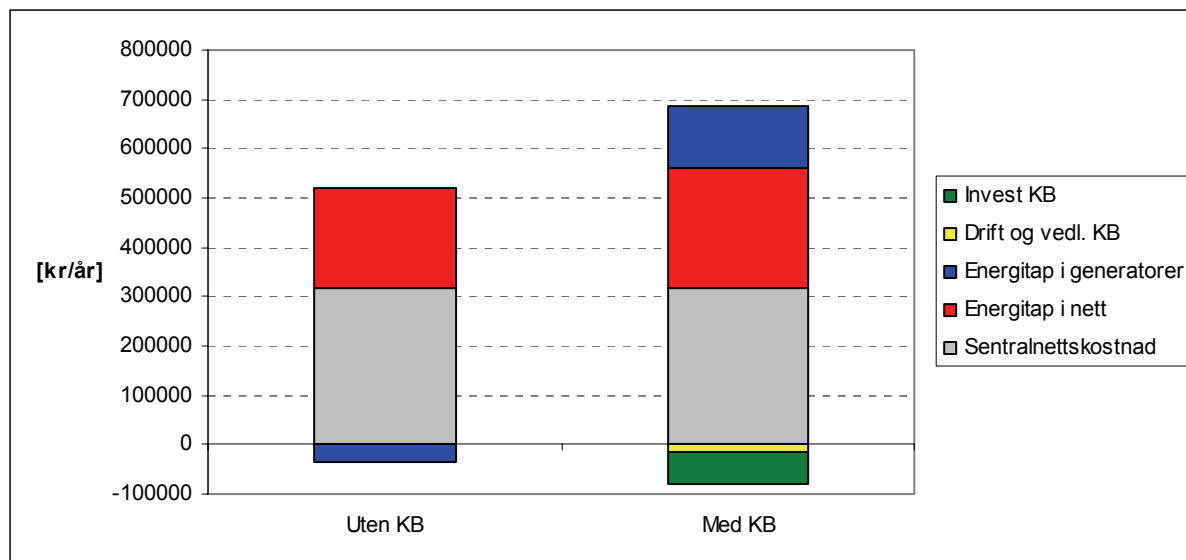
Årlig kostnadsreduksjon	kr
Energitalp i nettet	245 000
Energitalp i generatorer	125 000
Sentralnettskostnad	316 500
Kostnader til KB	
Annuitet av installasjonskost	- 66 005
Årlig drift og vedlikehold	- 14 683
Totalt	605 812

Tabell 8-3: Kostnadsreduksjon ved optimal installasjon av nye kondensatorbatterier

Kostnadsreduksjonen utgjør en reduksjon på 8,5 % i forhold til dagens kostnader. Gevinsten ved å installere kondensatorbatteriene er rundt 122 000 kr i året i forhold til optimal drift i kraftstasjonene. Dette gir investeringene en internrente på 12 %. Beregning av internrente er gjort i Vedlegg 1-6.

8.4 Sammenligning av kostnadsreduksjoner

I Figur 8-1 er kostnadsreduksjoner med og uten installasjon av nye kondensatorbatterier illustrert.



Figur 8-1: Oversikt over totale kostnadsreduksjoner

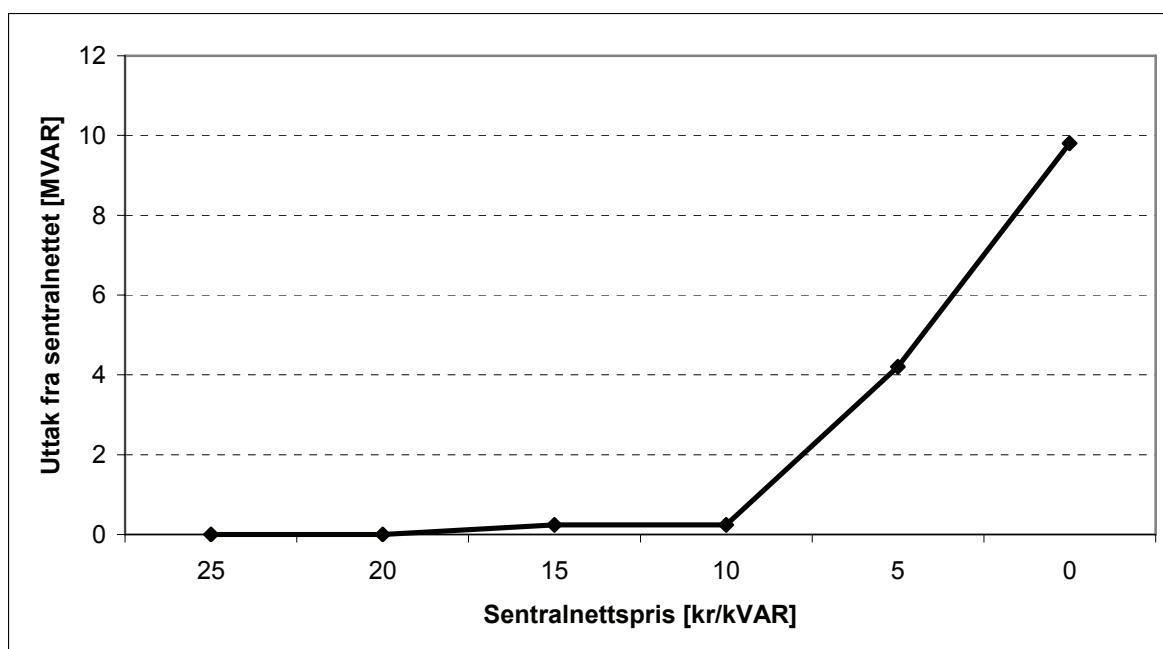
9 Følsomhetsanalyse

For å undersøke betydningen av variasjoner i ulike beregningsparametere ble det gjennomført en følsomhetsanalyse. Analysene er kun gjennomført for Modumnettet og komplett samling av resultatene finnes i Vedlegg 2-19.

9.1 Optimalisering av drift

Optimal drift uten installasjon av nye kondensatorbatterier ble undersøkt for ulike priser på uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet og ulike energipriser.

I Figur 9-1 er det vist hvordan optimalt reaktivt uttak fra sentralnettet varierer med varierende pris på uttak fra sentralnettet.

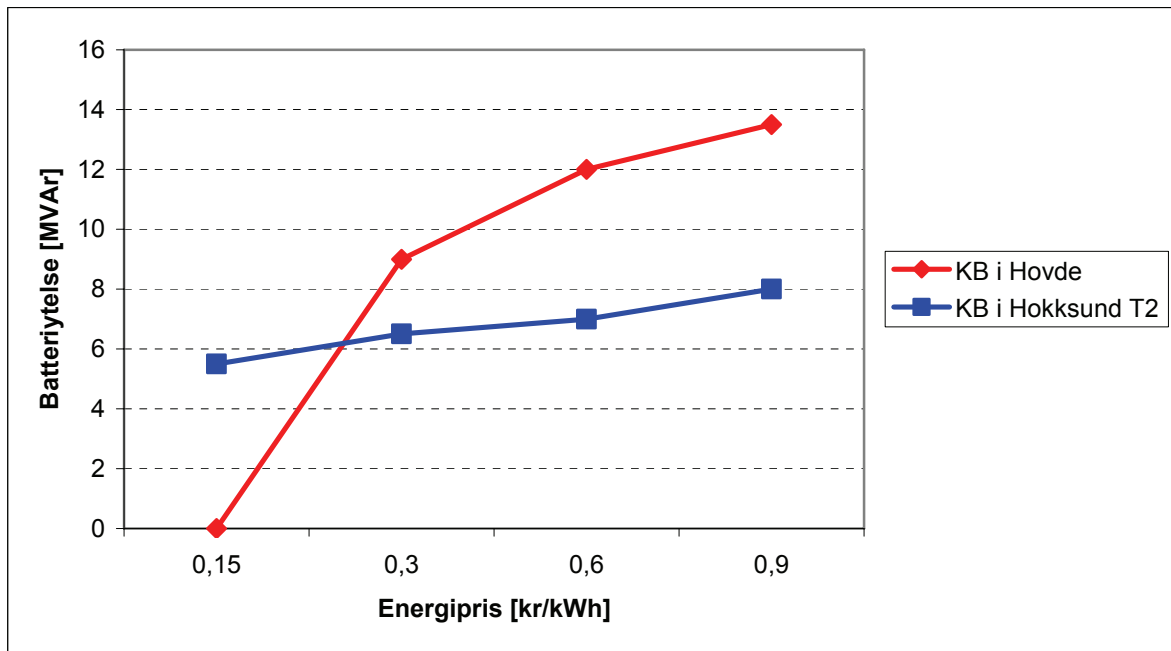


Figur 9-1: Sentralnettsuttak ved varierende sentralnettspris

9.2 Optimalisering av kondensatorbatterier

Optimalisering av ytelse og plassering av kondensatorbatterier ble undersøkt for variasjoner i energipriser og installasjonskostnader.

I Figur 9-2 er optimal ytelse på kondensatorbatteriene i Hovde og Hokksund T2 for varierende energipriser illustrert.



Figur 9-2: Optimal batteriytelse ved varierende energipris

10 Diskusjon

10.1 Kostnadsberegninger ved reaktiv produksjon i generatorer

Ved beregning av tap i generatorer er det antatt at terminalspenningen V_t er konstant og lik generatorens merkespenning for alle tapsberegningene. Terminalspenningen vil variere noe og antagelsen medfører dermed en feil. Denne feilen er imidlertid antatt å være liten, siden generatorene kun opererer innenfor +/- 5-7 % av oppgitt merkespenning.

Beregning av tap i generatorer er generelt noe høyere sammenlignet med målte verdier for ulike driftssituasjoner. Ved tapsberegningene er det tatt utgangspunkt i produksjon ved merkeverdier, og både magnetiseringsstrømmen og statorstrømmen er maksimal i denne driftssituasjonen. Resistans i stator- og magnetiseringsviklingene er antatt konstante, men vil i realiteten synke ved lavere strømmer på grunn av redusert temperatur. Når rotor- og statorstrøm er mindre enn maksimalgrensene, er antatt resistans i rotor og stator derfor høyere enn faktisk resistans. Dette bidrar til at tapsberegningene generelt gir høyere tapsverdier enn de målte verdiene.

Det er til dels stort avvik mellom grenser for reaktiv produksjon i generatorene som er brukt i optimaliseringen og de grenser for reaktiv produksjon som i dag benyttes ved i EBs driftssentral. Siden dagens antagelser ikke er basert på beregninger, er det vanskelig å vurdere riktigheten av dagens grenser for reaktiv produksjon i forhold til de som er benyttet i optimaliseringen.

10.2 Optimaliseringsprogrammet

Funksjonalitet

Under arbeidet med optimaliseringen ble det observert at optimaliseringen i noen tilfeller ikke ga optimal løsning. I slike tilfeller fant optimaliseringsprogrammet en god, men ikke optimal, plassering av ett eller flere kondensatorbatterier, og optimaliseringsprogrammet greide ikke å gå over til andre, mer optimale plasseringsalternativer. Dette kan sammenlignes med at optimaliseringen går seg fast i bestemte spor som det ikke evner å komme ut av, fordi dette krever et usannsynlig sammenfall av ulike endringer. For optimaliseringsproblemer av den størrelsen som har blitt behandlet i denne rapporten kunne dette problemet reduseres ved å justere blant annet mutasjonsrate, populasjonens størrelse og antall generasjoner.

Det er umulig å fastslå med sikkerhet at optimaliseringsprogrammet finner den optimale løsningen. For å kunne vite om optimaliseringsprogrammet har funnet den beste løsningen må den optimale løsningen være kjent, og man er dermed tilbake ved utgangspunktet. Resultatene fra optimaliseringene viser imidlertid at optimaliseringsprogrammet alltid lykkes i å finne en *god* løsning.

Optimaliseringene som er gjort i arbeidet med denne oppgaven gir gode, entydige resultater, og dette tyder på optimalisering med genetisk algoritme fungerer godt for denne problemstillingen. Optimaliseringen er imidlertid kun utført for to nettmodeller. I det ene tilfellet besto kromosomene av 7 gener, i det andre tilfellet besto kromosomene av 15 gener. Hvordan optimaliseringsprogrammet fungerer for større nett og kromosomer med flere gener, altså flere kontrollvariable, er ikke undersøkt, og det er derfor vanskelig å vurdere hvor godt

det vil fungere i slike tilfeller. Det er imidlertid verdt å understreke at optimaliseringen gikk raskere og ga mer entydige resultater da kromosomene bestod av 7 gener enn da kromosomene bestod av 15 gener. Dette tyder på at optimaliseringsprogrammet er mindre egnet for store problemer.

Beregningshastigheten for det største nettet, Modumnettet, tok rundt 5 minutter. Dette er en akseptabel beregningstid.

Under konstruksjonen av optimaliseringsprogrammet ble det fokusert lite på beregningshastigheten til programmet, og det er antakeligvis rom for forbedringer i denne forbindelse. Forbedringspotensialet er imidlertid begrenset, siden beregningstiden i stor grad avhenger av antall lastflytbergninger som må gjennomføres. Beregningshastigheten til lastflytberegningene avhenger av lastflytprogrammet Matpower 3.2, og det har ikke blitt forsøkt å redusere beregningshastigheten til optimaliseringsprogrammet ved å modifisere lastflytberegningene.

Betydning av beregningsparametere

At optimaliseringsprogrammet fungerer som ønsket er en forutsetning for å få gode resultater, men ingen garanti. For å gjennomføre en optimalisering kreves det en lang rekke input-data, og valg av input-verdier medfører i noen tilfeller ulike grader av forenklinger og antagelser. Dette må nødvendigvis være tilfellet når optimaliseringen utføres med utgangspunkt i en tunglastmodell, og beregning av energitap utføres med utgangspunkt i effektverdier fra en lastflytanalyse. Det er derfor viktig å være klar over hvilke antagelser som er gjort, og hvor stor betydning disse antagelsene har for resultatene. Dette er til en viss grad undersøkt ved å teste følsomheten for variasjoner i inputverdiene.

Da ytelse og plassering av kondensatorbatterier i Modumnettet skulle optimaliseres, oppsto det en situasjon hvor avviket mellom antatt brukstid og beregnet brukstid generatortap var så stort at optimaliseringen ble utført på nytt med nye antagelser om generatortapenes brukstid. Det viste seg at de nye antagelsene førte til forholdsvis store endringer i resultatene, i tillegg til at avviket mellom antatt brukstid og beregnet brukstid forble stort. Dette beskriver hvordan problemer kan oppstå når det gjøres antagelser om brukstider i energiberegninger basert på effektverdier fra lastflytberegninger. Det må derfor utvises skjønn ved valg av brukstider og vurdering av hvilken løsning som er optimal.

I optimaliseringen av den reaktive effektflyten i nettet er spenningsgrensene på de forskjellige samleskinnene av stor betydning for resultatene. Disse grensene kan enkelt endres i filen med nettdata, og optimalisering av reaktiv effektflyt kan gjennomføres for ulike spenningsgrenser. Ved å sammenligne totale kostnadsreduksjoner ved ulike spenningsgrenser kan verdien av økte spenningsgrenser beregnes. Slike beregninger har ikke blitt gjort i arbeidet med denne rapporten, men slike analyser kan være aktuelle når spenningsendringer i nettet skal vurderes.

Antagelser og feilkilder

Grenser for termisk grenselast i komponentene i nettet er ikke inkludert i optimaliseringen. Dette kan føre til at en beregnet optimal løsning fører til overbelastning av trafoer eller linjer. Dette problemet er imidlertid antatt å være lite siden optimaliseringen reduserer kostnader i nettet. I de fleste tilfeller betyr en kostnadsreduksjon også en reduksjon av nettap, slik at strømmene i nettet reduseres og overbelastning unngås. Dette betyr ikke at det ikke kan

oppstå situasjoner hvor optimal løsning fører til overbelastning noen steder i nettet. Dette kan for eksempel være tilfellet hvis det er store avstander og svakt nett mellom last og produksjon.

Spenningsgrenser på høyspentsiden av regionalnettstransformatorene er registrert i optimaliseringen slik at kriteriet om spenninger innenfor fastsatte grenser kan ivaretas. Det er imidlertid kun gjennomført optimalisering av driften for toppplasttiden i hver måned. Dette betyr at spenningene kan avvike i andre lastflytsituasjoner uten at slike avvik oppdages i optimaliseringen. Dette problemet kan løses på flere måter. En mulighet er å sette strengere spenningsbegrensninger på samleskinnene. Det kan også være fornuftig å undersøke resultatet fra optimaliseringen i Netbas slik at spenningsforholdene i ulike lastflytsituasjoner kan undersøkes.

Nettmodellen som brukes i lastflytberegningene i optimaliseringen er basert på en nettmodell fra Netbas. Nettmodellen i Netbas er en detaljert modell, og mange linjer består av flere linjeseksjoner. Nettmodellen i Matlab som blir brukt i optimaliseringen er noe forenklet i forhold til modellen i Netbas, og dette kan føre til små feil i optimaliseringen. Ulikhetene i nettmodellene antas å ikke føre til store feil, men for å unngå usikkerhet kan det være fornuftig å undersøke resultatene fra optimaliseringen i Netbas.

Ved innkobling av kondensatorbatterier kan det oppstå transiente overspenninger som gjør at overspenningsvernet slår inn [25]. Slike og andre transiente problemer er det ikke tatt hensyn til i optimaliseringen, da denne kun tar hensyn til stasjonære forhold. Ved dimensjonering og plassering av kondensatorbatterier bør alle hensyn tas med i vurderingen, og det kan derfor være fornuftig å se på optimaliseringsresultatene kun som et veiledende utgangspunkt i en totalvurdering av installasjon av nye kondensatorbatterier.

I optimaliseringen blir totale kostnader i analyseperioden beregnet, og den løsningen som gir de laveste totale kostnadene regnes som den beste løsningen. Analyseperioden settes like lang som kondensatorbatterienes antatte økonomiske levetid. I optimaliseringen er det antatt at produksjon og forbruk er uendret gjennom hele analyseperioden, slik årlige endringer i nettap, generatortap og uttak fra sentralnettet også kan antas konstante. Denne antagelsen gir konstante årlige kostnadsendringer mellom en alternativ løsning og dagens drift gjennom hele analyseperioden. Årlige kostnadsreduksjoner kan dermed kapitaliseres for å finne nåverdien av kostnadsreduksjonene. Antagelsen om uendret produksjon og forbruk er en forenkling, og i [26] er det antatt en uniform årlig forbruksvekst på 1,2 %. Det er vanskelig å forutsi betydningen av en slik forbruksøkning for optimaliseringsresultatet, men det er naturlig å anta at den positive virkningen av økt reaktiv produksjon øker hvis lasten øker.

10.3 Resultater fra optimaliseringen

På bakgrunn av resultatene fra optimaliseringen er det mulig å vurdere betydningen av ulike kostnader og anbefale generelle retningslinjer for drift av regionalnettet i Nedre Buskerud.

Kongsbergnettet

Optimal drift uten nytt kondensatorbatteri

Optimalisering av driften i Kongsbergnettet viste at reaktiv produksjon i kraftstasjonene i tunglast bør økes i forhold til dagens produksjonsnivå. Optimal produksjon i Gamlebrofoss var lik grensen for maksimal reaktiv produksjon, noe som tyder på at Gamlebrofoss er et

gunstig sted for reaktiv produksjon. Dette er naturlig på grunn av nærheten til store lastuttak i Kongsberg næringspark og Glabak transformatorstasjon. Økt reaktiv produksjon i kraftstasjonene gir kostnadsbesparelser først og fremst på grunn av redusert uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet, men også reduserte nettap bidrar til lavere kostnader. Det økte produksjonsnivået i kraftstasjonene fører til økte energitap og tapskostnader i generatorene, men denne kostnadsøkningen er liten i forhold til de totale kostnadsreduksjonene.

Optimal plassering og ytelse av nytt kondensatorbatteri

I optimaliseringen ble beregnet at optimal ytelse og plassering for et kondensatorbatteri i denne delen av nettet er et batteri på 8 MVAR i Glabak transformatorstasjon. Installasjon av et slikt batteri fører til ytterligere kostnadsreduksjoner i forhold til optimal reaktiv produksjon i kraftstasjonene. Reduserte kostnader til sentralnettet er marginalt høyere med kondensatorbatteri enn ved optimal drift uten kondensatorbatteri. Dette skyldes at sentralnettsuttaket kan reduseres til 0 MVAR i hele tunglastperioden hvis kondensatorbatteriet installeres, mens det var et lite reaktiv uttak fra sentralnettet ved optimal produksjon i kraftstasjonene. Reduserte nettap øker også noe i forhold til ved optimal drift uten kondensatorbatteri, men den viktigste forskjellen mellom de to alternativene er forskjellen i kostnader til generatortap. Med kondensatorbatteri i Glabak kan den reaktive produksjonen i kraftstasjonene reduseres, både i forhold til optimal drift uten kondensatorbatteri og i forhold til dagens drift. Dette betyr at reduksjonen i kostnader til generatortap reduseres betraktelig hvis kondensatorbatteriet installeres, og det er i hovedsak denne kostnadsreduksjonen som gjør installasjon av kondensatorbatteriet lønnsomt. I dette tilfellet øker kostnadsreduksjon på 56 000 kr i året gjennom hele analyseperioden hvis kondensatorbatteriet installeres. Denne reduksjonen er i forhold til optimal drift av kraftstasjonene uten installasjon av nytt kondensatorbatteri, og denne kostnadsreduksjonen uttrykker derfor den årlige gevinsten som følge av kondensatorbatteriet.

Optimal reaktiv produksjon i nettet var i samme størrelsesorden med og uten kondensatorbatteri inkludert i analysen. Dette viser at optimalt samlet produksjonsvolum av reaktiv effekt i nettet er tilnærmet upåvirket av om produksjonen finner sted i kraftstasjoner og kondensatorbatterier. Dette styrker konklusjonen om at reaktiv produksjon bør økes i forhold til dagens nivå.

Modumnettet

Resultatene fra optimaliseringen av Modumnettet er i stor grad i samsvar med resultatene fra optimalisering av Kongsbergnettet.

Optimal drift uten nye kondensatorbatterier

I sammenligningen av dagens drift og optimal drift uten nye kondensatorbatterier kom det tydelig frem at det er potensial for kostnadsreduksjoner. Ved å øke reaktiv produksjon i flere av generatorene i nettet ble både kostnader til uttak fra sentralnettet og tap i nettet betraktelig redusert. Det var kun økningen i generatortap som bidro til økte kostnader. Kostnader til økte generatortap var svært små i forhold til den totale kostnadsreduksjonen som følge av redusert sentralnettskostnad og nettap. Reaktivt uttak fra sentralnettet ble redusert til 0 MVAR og var den viktigste kostnadsreduksjonen.

Optimal ytelse og plassering av nye kondensatorbatterier

Installasjon av kondensatorbatterier ble også vurdert, og nye kondensatorbatterier i Hokksund T2 og Hovde ga optimalt resultat. Optimal størrelse på batteriene ble beregnet til å være henholdsvis 6,5 MVAR og 9 MVAR. Av de transformatorstasjonene som ble vurdert som mulig plassering for kondensatorbatterier var Hokksund T2 og Hovde de to eneste med ledig bryterfelt. Installasjonskostnadene i disse transformatorstasjonene ble derfor betraktelig lavere enn for installasjon i de andre transformatorstasjonene, hvor kostnader til nytt bryterfelt også måtte inkluderes i installasjonskostnaden. Det er naturlig å anta at dette har hatt betydning for resultatene, men det er ikke gjort analyser som bekrefter dette.

Som for optimal drift uten kondensatorbatterier viste resultatene fra optimaliseringen at det er lønnsomt å unngå reaktivt uttak fra sentralnettet, og rundt halvparten av kostnadsreduksjonen ved optimal installasjon av kondensatorbatterier skyldes reduksjon av sentralnettsuttaket til 0 MVAR. Også reduserte kostnader til nettap og generatortap bidro til lavere kostnader. Kostnader til installasjon, drift og vedlikehold av kondensatorbatteriene var små i forhold til de totale kostnadsreduksjonene, og installasjon av kondensatorbatterier var derfor svært lønnsomt i forhold til dagens drift.

Det er interessant å sammenligne kostnadsreduksjoner ved optimal drift med og uten nye kondensatorbatterier. Resultatene viser at redusert sentralnettskostnad er lik begge tilfeller, mens reduserte nettkostnader er noe større ved installasjon av kondensatorbatterier enn uten. Det er imidlertid reduksjonen i generatorkostnader som utgjør den største forskjellen i kostnadsreduksjoner mellom de to alternativene. Dette skyldes at kondensatorbatteriene erstatter reaktiv produksjon i generatorene og dermed reduserer generatortapene. Installasjonen av kondensatorbatteriene må derfor i stor grad finansieres av denne tapsreduksjonen i generatorene, siden reduksjoner i sentralnettskostnaden og nettkostnaden er tilnærmet lik for de to alternativene.

Total reaktiv produksjon i nettet var identisk ved optimalisering med og uten kondensatorbatterier. Som for Kongsbergnettet bekrefter dette at reaktiv produksjon bør økes i forhold til dagens nivå, uavhengig av hvilken produksjonsmetode som velges.

Følsomhetsanalyser

Følsomhetsanalyser ble kun utført for Modumnettet.

Det ble først utført følsomhetsanalyser for optimalisering av reaktiv produksjon i kraftstasjonene uten installasjon av nytt kondensatorbatteri. Følsomhetsanalysene viste at sentralnettsprisen må reduseres til under 10 kr/kVAR for at det skal være lønnsomt å ha reaktivt uttak fra sentralnettet. For priser over dette bør uttaket fra sentralnettet være rundt 0 MVAR. Også ved en kraftig økning i energiprisene påvirket optimalt sentralnettsuttak i liten grad, og sentralnettsuttaket bør holdes lavt også ved høye energipriser. Disse beregningene styrker konklusjonen om at reaktivt uttak fra sentralnettet bør holdes lavt, samtidig som det viser at denne konklusjonen er robust og lite påvirket av prisendringer.

Optimal installasjon av kondensatorbatterier ble beregnet for ulike installasjonskostnader og energipriser. Resultatene fra disse beregningene bekrefter også konklusjonene fra optimaliseringsresultatene. Høy installasjonskostnad for kondensatorbatteriet reduserer reaktiv produksjon i kondensatorbatterier, og dette må kompenseres av en økt produksjon i

generatorene og økte generatortap. Høyere energipris gjør det lønnsomt å øke ytelsen på kondensatorbatteriene, slik at reaktiv produksjon i kraftstasjoner, og dermed også generatortap, minker. Dette viser tydelig at reaktiv produksjon i kraftstasjoner og kondensatorbatterier substituerer hverandre, og at den optimale produksjonsfordelingen avhenger av installasjonskostnader og energipris. Installasjonskostnad og energipris uttrykker produksjonskostnaden for reaktiv effekt i henholdsvis kondensatorbatterier og kraftstasjoner, og det er naturlig at en relativ økning i produksjonspris hos en av produsentene gjør det lønnsomt å overføre produksjon til den andre produsenten.

11 Konklusjon

Det er i forbindelse med denne oppgaven laget et optimaliseringsprogram i Matlab som optimaliserer reaktiv produksjon i kraftstasjoner og installasjon av nye kondensatorbatterier. På grunn av faste installasjonskostnader i kondensatorbatterier er dette et diskret optimaliseringsproblem, og optimaliseringen er basert på genetiske algoritmer. Lastflytberegninger i optimaliseringen utføres i lastflytprogrammet Matpower 3.2. Optimalisering av reaktiv produksjon er utført for to deler av nettet i Nedre Buskerud; 60 kV nettet fra Flesaker mot Kongsberg og 60 kV nettet fra Flesaker mot Modum.

Beregninger tyder på at maksimale grenser for reaktiv produksjon som legges til grunn ved dagens drifting av kraftstasjonene i regionalnettet i Nedre Buskerud er for lave.

Resultatene fra optimaliseringen er konsistente og gir store kostnadsreduksjoner, både for nettet mot Kongsberg og for nettet mot Modum. Dette tyder på at optimaliseringsprogrammet basert på genetiske algoritmer fungerer godt for optimalisering av reaktiv produksjon. Det er ikke mulig å garantere at optimal løsning blir funnet, men optimaliseringen er robust og finner alltid en god løsning som er i nærheten av det antatt optimale.

Ved å regulere beregningsparametere som mutasjonsrate, populasjonens størrelse og antall generasjoner påvirkes både beregningshastighet og resultatene i optimaliseringen. Optimaliseringsprogrammet er ikke testet for problemer med mer enn 15 kontrollvariable, og det er usikkert hvordan det vil fungere for mer omfattende problemer med flere kontrollvariable. Beregningstiden for et problem med 15 kontrollvariable var rundt 5 minutter.

I dagens drift av nettet mot Kongsberg blir noe reaktiv effekt produsert i kraftstasjonene, men det er også et betydelig uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. I nettet mot Modum er det installert ett kondensatorbatteri som sammen med reaktiv produksjon i kraftstasjonene mater reaktiv effekt inn på nettet. Det er også et betydelig uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet ved dagens drift.

Både resultatene fra nettet mot Kongsberg og mot Modum viser at det er lønnsomt å øke den reaktive produksjonen i nettet i forhold til dagens drift slik at det reaktive uttaket fra sentralnettet reduseres til 0 MVAR. En økning i reaktiv produksjon i nettet reduserer både kostnader til uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet og kostnader på grunn av tap i nettet. Disse kostnadsreduksjonene er betydelige. Hvis reaktiv produksjon i kraftstasjonene økes, vil tapene i generatorene også øke noe. Dette er imidlertid en liten kostnadsøkning i forhold til reduksjoner i sentralnettskostnaden og kostnader til nettap.

Ved å optimalisere produksjonen av reaktiv effekt i kraftstasjonene i nettet mot Kongsberg kan de årlige kostnadene reduseres med 145 000 kr i forhold til dagens drift. Installasjon av nye kondensatorbatterier er da ikke inkludert i optimaliseringen. For å oppnå denne kostnadsreduksjonen må den reaktive produksjonen i kraftstasjonene i denne delen av nettet økes med totalt 7 MVAR i forhold til dagens drift.

Optimalisering av kondensatorbatteri i nettet mot Kongsberg viser at et kondensatorbatteri i Glabak transformatorstasjon på 8 MVAR er optimale plassering og ytelse. Installasjon av et slikt batteri kombinert med optimal produksjon av reaktiv effekt i kraftstasjonene fører til en kostnadsreduksjon på 201 000 kr per år i forhold til dagens drift.

De samme optimaliseringene ble utført for nettet mot Modum. Uten nytt kondensatorbatteri ga optimalisering av reaktiv produksjon i kraftstasjonene en kostnadsreduksjon på 484 000 kr i året. Dette forutsetter en samlet økning av reaktiv produksjon i kraftstasjonene i dette nettet på 12 MVAR i forhold til dagens drift.

Optimaliseringen ble også gjennomført med kondensatorbatterier inkludert, og resultatene viste at ett kondensatorbatteri på 9 MVAR i Hovde transformatorstasjon og ett batteri på 6,5 MVAR tilkoblet T2 i Høksund transformatorstasjon ga den største kostnadsreduksjonen. Total kostnadsreduksjon ved installasjon av disse to kondensatorbatteriene var rundt 606 000 kr i året.

Det går frem av alle resultatene at reaktiv produksjon bør økes i forhold til dagens drift. Den totale økningen i reaktiv produksjon ved optimalisering med og uten kondensatorbatterier er tilnærmet lik. Dette viser at optimalt produksjonsvolum av reaktiv effekt i nettet i stor grad er uavhengig av om effekten produseres i kraftstasjoner eller kondensatorbatterier. Reaktiv produksjon i kondensatorbatterier og kraftstasjoner er dermed substituerbar. Resultatene viser at reaktiv produksjon i kondensatorbatterier i hovedsak er mer lønnsomt enn reaktiv produksjon i kraftstasjoner.

Den viktigste kostnadsreduksjonen som følge av økt reaktiv produksjon kommer av redusert uttak av reaktiv effekt fra sentralnettet. Også reduserte nettap bidrar til kostnadsreduksjonen.

Det er utført noen følsomhetsanalyser for Modumnettet. Optimaliseringer utført for variasjoner i sentralnettsprisen viser at det ikke er økonomisk å kjøpe reaktiv effekt fra sentralnettet for sentralnettspriser på 10 kr/kVAr eller mer. I dag er prisen 25 kr/kVAr. Konklusjonen om at reaktivt uttak fra sentralnettet bør unngås er dermed robust for endringer i sentralnettsprisen.

Det understrekes at disse konklusjonene kun kan bekreftes for de deler av nettet hvor optimaliseringen er utført. Resultatene er imidlertid så entydige og robuste for disse nettene at gyldigheten av de samme retningslinjene også bør vurderes for andre, lignende deler av regionalnettet.

12 Videre arbeid

Ved beregning av kostnader i generatorer som følge av reaktiv produksjon er det gjort noen antagelser og forenklinger. En mer grundig analyse av produksjonskostnader i generatorer kan gjennomføres for å vurdere de antagelsene som er gjort. Videre analyser av generatorene kan også være nyttige i forbindelse med vurderingen hvilke grenser for maksimal reaktiv produksjon som bør benyttes ved driften av kraftstasjonene. De grenser for maksimal reaktiv produksjon som i dag benyttes i driften av kraftstasjonene bør undersøkes nærmere og vurderes i forhold til beregnede grenser.

Optimaliseringsprogrammet fungerte godt for de nettene det ble testet på, men programmet er ikke testet på større problemer. Det største nettet inneholdt 15 kontrollvariable. Det er usikkert hvordan optimaliseringsprogrammet fungerer for større nett med flere kontrollvariable, og en aktuell videreføring av arbeidet som er gjort i denne rapporten er å teste optimaliseringsprogrammet for større problemer.

Programmet som er brukt i optimaliseringen er laget i Matlab, og all data som beskriver nettet, generatorer og variasjoner i last og produksjon er hentet fra Netbas. For å redusere arbeidet med manuell dataoverføring, og også for å redusere mulighetene for feil i dataoverføringen, kan konstruksjon av input-filer til optimaliseringen i Matlab automatiseres. En annen mulighet er å implementere optimalisering med genetisk algoritme i andre beregningsprogrammer for lastflytberegninger.

Det er kun to deler av regionalnettet i Nedre Buskerud som har blitt analysert i denne rapporten. Optimalisering reaktiv produksjon i resten av nettet i Nedre Buskerud gjenstår, og dette bør gjennomføres for å utarbeide en helhetlig plan for reaktiv kjøring i hele regionalnettet.

En kortfattet følsomhetsanalyse er utført, og betydningen av noen viktige beregningsparametere og kostnadsdata er undersøkt. Det er imidlertid rom for å gjøre en mer omfattende følsomhetsanalyse, hvor betydningen av flere input-verdier i optimaliseringen blir analysert. Dette gjelder både verdier som har betydningen for hvordan optimaliseringsprogrammet fungerer og verdier som påvirker resultatene av optimaliseringen, for eksempel tekniske data og kostnadsdata.

Problemstillingen som har vært utgangspunkt for arbeidet som her har blitt presentert omhandler kun optimalisering av reaktiv produksjon. Optimal reaktiv effektflyt kan også beregnes for varierende spenningsgrenser i nettet, og kostnadsbesparelser som følge av endrede spenningsgrenser kan på denne måten beregnes. Optimalisering med genetisk algoritme kan også brukes for andre problemstillinger.

13 Referanser

- [1] Kiameh, P., *Power Generation Handbook*. New York: McGraw-Hill, 2003
- [2] Nysveen, A., Personlig samtale, Trondheim 6. april 2008
- [3] Økland, T., Personlig kommunikasjon [e-post], 29. mars 2008
- [4] Hubert, C. I., *Electric Machines, Second Edition*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2002
- [5] Fitzgerald, A. E., Kingsley, C. Jr., Umans, S. D., *Electric Machinery, Fourth Edition*. New York: McGraw-Hill, 1983
- [6] Gabrielsen, B., Tekniske data for generatorer i regionalnettet i Nedre Buskerud, 7. april 2008
- [7] Haupt, R. L., Haupt, S. E., *Practical Genetic Algorithms, Second Edition*. Hoboken, NJ: Wiley, 2004
- [8] Goldberg, D. E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Reading, MA: Addison-Wesley, 1989
- [9] Matpower 3.2. [Online]. Hentet fra: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/> (25. januar 2008)
- [10] Holen, A. T., Personlig samtale, 5. juni 2008
- [11] Statnett SF, *Sentralnettstariffen for 2008* [online]. Hentet fra: <http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div%202007/Tariffhefte%202008%20.pdf>
- [12] Sintef Energiforskning AS, *Planleggingsbok for kraftnett* [online]. Trondheim: Sintef Energiforskning AS. Hentet fra: <http://www.planbok.no/> (mai 2008)
- [13] Gabrielsen, B., Personlig kommunikasjon [e-post], 23. april 2008
- [14] Gabrielsen, B., Utskrifter fra driftsentralen til Energiselskapet Buskerud AS. Drammen, 14. april 2008
- [15] Stensrud, L., Personlig kommunikasjon [e-post], 7. april 2008
- [16] Økland, T., Personlig kommunikasjon [e-post], 24. mai 2008
- [17] Juul, E., Kjøring av MVAr vinteren 2006/2007. (Internt dokument, Energiselskapet Buskerud AS) 17. desember 2006
- [18] NordPool [online]. Area price, monthly, this + 2 previous years, Norway 1. Hentet fra: <http://www.nordpoolspot.com/reports/areaprice/> (22. mai 2008)

- [19] Finansdepartementet, *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser* [online]. Finansdepartementet, 2005. Hentet fra: http://www.regjeringen.no/upload/FIN/Vedlegg/okstyring/Veileder_i_samfunnsokonomiske_analyser.pdf (4. juni 2008)
- [20] NVE, *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* [online]. NVE, 2003. Hentet fra: <http://www.nve.no/FileArchive/530/Trykkefil%20håndbok%201-03.pdf> (4. juni 2008)
- [21] Nes, H., Personlig kommunikasjon [e-post] 8. november 2007
- [22] SSB, *Konsumprisindeks, tabeller – Prognoser for neste 4 år*. Oslo: SSB, 2007. Hentet fra: www.ssb.no/kt (12. november 2007)
- [23] Finansdepartementet, *Avgiftssatser 2007 og 2008* [online]. Oslo: Finansdepartementet, 2007. Hentet fra: http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/tema/Skatter_og_avgifter/Avgiftssatser-2008.html?id=485574 (19. november 2007)
- [24] Gabrielsen, B., Personlig kommunikasjon [e-post], 26. april 2008
- [25] Gabrielsen, B., Internt møte hos Energiselskapet Buskerud, 26. mai 2008
- [26] Nes, H, *Kraftsystemutredning region Buskerud 2007-2017*. Drammen: EB Nett AS, 29. mai 2007

Vedlegg

Åpent vedlegg

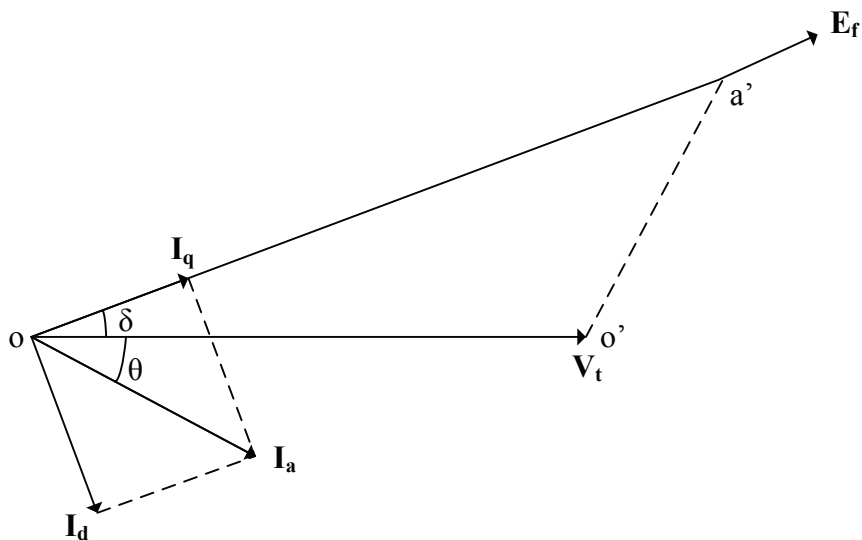
- Vedlegg 1-1: Beregning av feltspenning E_f i synkrongeneratorer med utpregede poler
- Vedlegg 1-2: Optimalisering med testing av alle løsninger
- Vedlegg 1-3: Brukerveiledning for optimaliseringsprogram i Matlab
- Vedlegg 1-4: Energipriser
- Vedlegg 1-5: Kostnadsberegninger for kondensatorbatterier
- Vedlegg 1-6: Internrente

Begrenset vedlegg

- Vedlegg 2-1: Kostnad ved reaktiv produksjon i Embretsfoss G4
- Vedlegg 2-2: Spenningsgrenser
- Vedlegg 2-3: Produksjonsvariasjoner og tapsberegninger i generatorer
- Vedlegg 2-4: Tekniske data for generatorer
- Vedlegg 2-5: Energiberegninger for dagens drift i Kongsbergnettet
- Vedlegg 2-6: Kostnadsberegninger for dagens drift i Kongsbergnettet
- Vedlegg 2-7: Optimal drift av kraftstasjoner i Kongsbergnettet
- Vedlegg 2-8: Kontroll av antatt brukstid – 1
- Vedlegg 2-9: Optimal installasjon av kondensatorbatteri i Kongsbergnettet
- Vedlegg 2-10: Kontroll av antatt brukstid – 2
- Vedlegg 2-11: Energiberegninger for dagens drift i Modumnettet
- Vedlegg 2-12: Kostnadsberegninger for dagens drift i Modumnettet
- Vedlegg 2-13: Optimal drift av kraftstasjoner i Modumnettet
- Vedlegg 2-14: Kontroll av antatt brukstid – 3
- Vedlegg 2-15: Optimal installasjon av kondensatorbatterier i Modumnettet
- Vedlegg 2-16: Kontroll av antatt brukstid – 4
- Vedlegg 2-17: Optimal installasjon av kondensatorbatterier i Modumnettet – nye brukstider
- Vedlegg 2-18: Kontroll av antatt brukstid – 5
- Vedlegg 2-19: Følsomhetsanalyse
- Vedlegg 2-20: Enlinjeskjema Kongsbergnettet
- Vedlegg 2-21: Enlinjeskjema Modumnettet

Vedlegg 1-1: Beregning av industert spenning E_f i synkrongeneratorer med utpregede poler

Fremgangsmåten som er brukt for å beregne industert spenning i generatorene blir her beskrevet. Denne fremgangsmåten må brukes når det skal gjøres beregninger for generatorer med utpregede poler. Beskrivelsen av denne fremgangsmåten er identisk med den beskrevet i [5], og det henvises til denne boken for ytterligere informasjon om generatorer med utpregede poler. Det er her ikke gjort noe forsøk på å forklare årsaken til beregningsmetoden, det har kun vært fokus på fremgangsmåten.



V_t og I_a er tegnet i viserdiagrammet over. I tillegg må X_d og X_q være kjent. Første skritt i beregningen består i å dekomponere I_a i to komponenter, en komponent for kvadraturaksen og en komponent for den direkte aksen. Dette gjøres ved å beregne vektoren $o'a'$.

$$o'a' = j \cdot I_a \cdot X_q$$

Resistansen i stator neglisjeres i beregningene. Vektoren oa' kan dermed finnes ved å summere den beregnede vektoren $o'a'$ med terminalspenningen V_t .

Vinkelen til vektoren oa' er lik vinkelen til I_q , kvadraturkomponenten til I_a . Det er nå mulig å beregne I_q og I_d .

$$I_q = I_a \cos(\theta + \delta)$$

$$I_d = I_a \sin(\theta + \delta)$$

E_f beregnes ved å forleng den beregnede vektoren oa' med en vektor med samme vinkel. Forlengelsen beregnes ved å multiplisere den direkte komponenten med differansen mellom X_d og X_q :

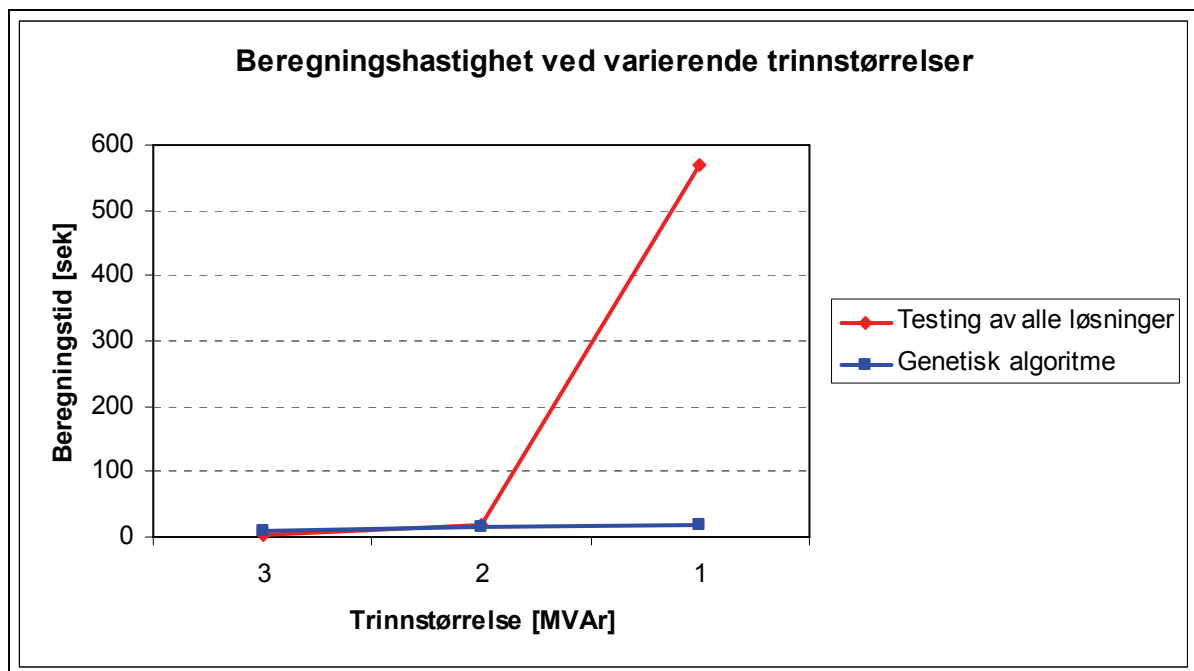
$$E_f = oa' + jI_d \cdot (X_d - X_q)$$

Vedlegg 1-2: Optimalisering med testing av alle løsninger

I dette eksempelet er beregningstiden ved testing av alle løsninger undersøkt. Et problem med 6 kontrollvariable er testet for ulike trinnstørrelser. Maksimums- og minimumsverdier til hver av de kontrollvariable er satt til henholdsvis 6 MVAR og 0 MVAR. Beregningshastighet for ulike trinnstørrelser er samlet i tabellen under. Beregningstidene er sammenlignet med beregningstid ved bruk av optimalisering med genetisk algoritme. Ved beregninger med den genetiske algoritmen er populasjonens størrelse og antall generasjoner til en hver tid valgt slik at optimaliseringen gir riktig svar i 10 av 10 forsøk.

Trinnstørrelse	Teste alle løsninger		Genetisk algoritme
	Løsning	Beregningstid [s]	Beregningstid per optimalisering [s]
3	[3 3 6 0 0 0]	3,7	8,1
2	[4 4 4 0 0 0]	19,8	14,9
1	[3 4 5 0 0 0]	569,7	19,5

I figuren under er beregningshastighet for ulike trinnstørrelser fremstilt grafisk.



Det går tydelig frem at beregningstiden fort blir så høy at testing av alle løsninger ikke kan brukes i optimalisering av problemer med en viss størrelse.

Vedlegg 1-3: Brukerveiledning for optimaliseringsprogram i Matlab

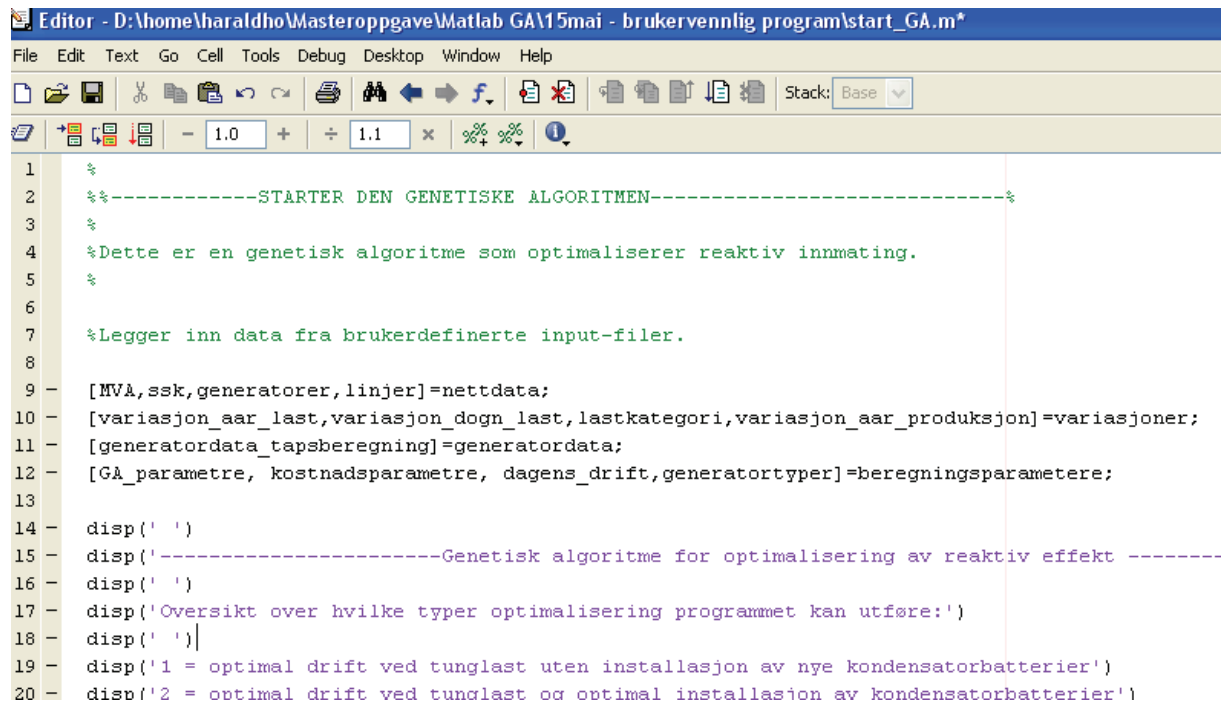
For at optimaliseringsprogrammet skal fungere som ønsket, er det nødvendig å lage filer med data som brukes i optimaliseringen. Disse filenes filnavn må legges inn i filen som starter optimaliseringen.

Kjøring av optimaliseringsprogram

Innlesing av hvilke datafiler som skal brukes

Startfilen har følgende filnavn: start_GA.m

Det er fire forskjellige datafiler som er nødvendige for å kjøre optimaliseringen. Disse fire inneholder informasjon om henholdsvis nettdata, variasjoner i produksjon og forbruk, generatordata til tapsberegninger og økonomiske og tekniske beregningsparametere. Hvordan filene legges inn i optimaliseringen er vist i skjermbildet under:



```
Editor - D:\home\haraldho\Masteroppgave\Matlab GA\15mai - brukervennlig program\start_GA.m*
File Edit Text Go Cell Tools Debug Desktop Window Help
[Icons] Stack: Base
1.0 1.1
1 %
2 %%-----STARTER DEN GENETISKE ALGORITMEN-----%
3 %
4 %Dette er en genetisk algoritme som optimaliserer reaktiv innmating.
5 %
6 %
7 %Legger inn data fra brukerdefinerte input-filer.
8
9 - [MVA,ssk,generatorer,linjer]=nettdata;
10 - [variasjon_aar_last,variasjon_dogn_last,lastkategori,variasjon_aar_produksjon]=variasjoner;
11 - [generatordata_tapsberegning]=generatordata;
12 - [GA_parametre, kostnadsparametre, dagens_drift,generatortyper]=beregningsparametere;
13
14 - disp(' ')
15 - disp('-----Genetisk algoritme for optimalisering av reaktiv effekt -----')
16 - disp(' ')
17 - disp('Oversikt over hvilke typer optimalisering programmet kan utføre:')
18 - disp(' ')|
19 - disp('1 = optimal drift ved tunglast uten installasjon av nye kondensatorbatterier')
20 - disp('2 = optimal drift ved tunglast og optimal installasjon av kondensatorbatterier')
```

I linje 9 til linje 12 skrives filnavnet på input-filene:

- nettdata erstattes med nytt filnavn i linje 9
- variasjoner erstattes med nytt filnavn i linje 10
- generatordata erstattes med nytt filnavn i linje 11
- beregningsparametere erstattes med nytt filnavn i linje 12

Det følger med filer for Kongsbergnettet og Modumnettet i programpakken. Disse filene kan brukes som utgangspunkt ved konstruksjon av nye filer.

Når nye filnavn er lagt inn i filen "start_GA.m", må startfilen lagres og programmet kjøres ved å skrive "start_GA" i kommandofeltet i Matlab. Mappen med optimaliseringsprogrammet må være åpnet i Matlab for at programmet skal kjøres.

Valg av optimaliseringstype

Etter at optimaliseringsprogrammet er startet, må brukeren velge mellom hvilken type optimalisering som skal gjøres. Ved valg av måned og time må heltall mellom fra 1 til 12 og heltall fra 1 til 24 velges. Det er fem mulige optimaliseringstyper som kan utføres.

Optimalisering uten nye kondensatorbatterier

Alternativ 1

Optimalisering av drift i tunglast uten mulighet for installasjon av nye kondensatorbatterier. Det må også velges måned og time i tunglastperioden driften skal optimaliseres for.

Alternativ 2

Optimalisering av drift i utenfor tunglast uten mulighet for installasjon av nye kondensatorbatterier. Det må velges måned og time optimaliseringen skal utføres for.

Optimalisering med nye kondensatorbatterier

Alternativ 3

Dimensjonering av optimale kondensatorbatterier. Velg hvilken måned og time som skal brukes ved optimalisering av kondensatorbatterier. Valgt time og måned bør være den timen med størst forbruk gjennom året, altså topplasttiden.

Alternativ 4

Her optimaliseres drift av kraftstasjoner og kobling av et nyinstallert kondensatorbatteri i tunglastperioden. Den eller de kondensatorbatteriene som ble beregnet optimale i Alt 3 må derfor legges inn i denne optimaliseringen. Brukeren skriver først inn hvor mange nye kondensatorbatterier som skal installeres i nettet. Ved valg av nye kondensatorbatterier er det kun mulig å velge kondensatorbatterier som er registrert i generatormatrisen i filen med nettdata. Kondensatorbatteriet velges ved å taste inn batteriets radnummer i generatormatrisen i nettdatafilen. Generatormatrisen fra nettdatafilen er vist i bildet under.

Konstruksjon av datafiler

I optimaliseringen som er utført i denne rapporten er følgende filer brukt som input-filer:

kongbergnett.m
kongsbergnett_generatordata.m
kongsbergnett_variasjon.m
kongsbergnett_inndata.m

modumnett.m
modumnett_variasjon.m
modumnett_generatordata.m
modumnett_inndata.m

Nettdata

Datafilen med nettdata inneholder der input-verdiene som er nødvendige for at lastflytberegningene skal kunne utføres. I optimaliseringsprogrammet er det kun reaktiv produksjon som varieres. For hver lastflytberegning blir reaktiv produksjon endret, mens resten av input-dataene som brukes i lastflytberegningen er hentet fra nettdatafilen.

Lastflytberegningene i optimaliseringsprogrammet utføres i programmet Matpower 3.2. Strukturen i datafilen med nettdata følger derfor prosedyren for lastflytberegninger i Matpower 3.2, og det henvises derfor til Matpower 3.2 Users Manual for detaljert beskrivelse av oppbygning av nettdatafil. I nettdatafilen er det kun nødvendig å registrere verdier i variablene "baseMVA", "bus", "gen" og "branch". De to siste variablene "areas" og "gencost" brukes ikke i ordinære lastflytberegninger.

Variabelen "baseMVA" er referanseeffekten i systemet registrert.

I matrisen "bus" registreres blant annet aktivt og reaktivt lastuttak og spenningsgrenser på alle samleskinnene.

I matrisen "branch" registreres data for overføringslinjer og transformatorer i nettet.

I matrisen "gen" registreres alle generatorene i nettet. Eventuelle kondensatorbatterier modelleres som generatorer hvor P_{\max} er 0, mens Q_{\max} gis en hensiktsmessig verdi. Dette betyr at på hver samleskinne som antas å være en mulig plassering for et kondensatorbatteri, må det registreres en generator med P_{\max} lik 0. I filen med beregningsparametere velger brukeren hvilke av generatorene i matrisen "gen" som skal inngå i optimaliseringen. Optimaliseringen kan dermed utføres med alle eller noen av de registrerte generatorene i matrisen "gen", men aldri med flere.

For at optimaliseringsprogrammet skal fungere må det være samsvar mellom registrerte grenser for reaktiv produksjon i de generatorene som skal inngå i optimaliseringen og valgt trinnstørrelse. Differansen mellom maksimums- og minimumsproduksjon av reaktiv effekt dividert på trinnstørrelsen må bli ett heltall, hvis ikke fungerer programmet og optimaliseringen blir avbrutt.

I filen med nettdata er alle verdier i PU. Referanseytelsen i nettet er registrert i "baseMVA" og referansespenning på hver samleskinne er registrert i matrisen "bus".

Variasjoner

I filen med informasjon om variasjoner blir års- og døgnvariasjon for ulike lastuttak og produksjoner registrert. Denne informasjonen brukes til å justere last og produksjon når optimalisering av driften skal foretas for lastflytsituasjoner utenom tunglast. Data for årsvariasjon for hver last og generator må være registrert i denne filen. I de tilfeller hvor årsvariasjon mangler blir optimaliseringen gjennomført, og den aktuelle last eller produksjon blir tildelt en verdi lik maksimalverdien for alle årets måneder.

Årsvariasjon for last legges inn i en matrise. Matrisen har like mange rader som det er samleskinner i nettmodellen, mens antall kolonner er 12, en kolonne per måned. Årsvariasjonen til hvert lastuttak legges inn i den raden som tilsvarer nummeret på samleskinne hvor lastuttaket er. I hver kolonne registreres årsvariasjon for hver måned. For de samleskinner hvor det ikke er lastuttak er det ikke nødvendig å registrere årsvariasjon.

Årsvariasjon for produksjon registreres på samme måte som last, men i en egen matrise. Hver rad i matrisen tilsvarer en generator, og radnummeret tilsvarer radnummeret den enkelte generator har i matrisen "gen".

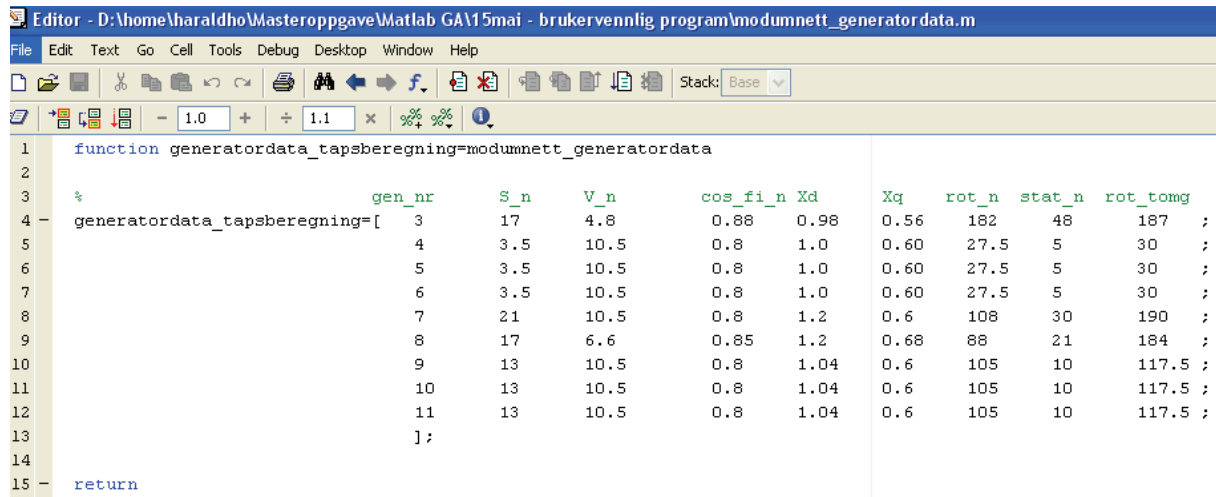
For hver last må det registreres hvilken kategori lasten tilhører. Hver lastkategori er representert med et nummer som avhenger av lastkategoriernes rekkefølge i matrisen med døgnvariasjon "variasjon_dogn_last".

Døgnvariasjon for ulike lastkategorier registreres i en matrise. Matrisen inneholder døgnvariasjon for tunglast virkedag, tunglast helgedag, lettlast virkedag og lettlast helgedag. Matrisen har 24 kolonner, en per time i døgnet, og hver lastkategori har 4 rader som hver representerer de ulike typer dagene som er nevnt. Første rad er tunglast virkedag, andre rad er tunglast helgedag, tredje rad er lettlast virkedag og fjerde rad er lettlast helgedag. Døgnvariasjon for alle lastkategoriene registreres i samme matrise, slik at rad 1-4, 5-8, 9-12, osv, representerer hver sin lastkategori, og hver rad representerer en type dag. Dette er vist i skjermbildet under:

```
variasjon_dogn_last=[72 69 69 68 69 72 80 86 84 82 82 79 77 75 76 82 91 95 99 100 98 96 90 79; %Tunglast, virkedag - kategori 1 = Husholdning
75 70 68 68 69 69 71 74 79 87 91 90 89 88 88 92 93 95 98 100 99 94 90 80; %Tunglast, helgedag - kategori 1 = Husholdning
71 68 67 67 68 70 76 84 86 85 83 81 78 78 80 87 93 97 99 100 99 97 92 81; %Lettlast, virkedag - kategori 1 = Husholdning
75 69 68 67 67 68 69 72 78 86 91 92 89 88 91 93 95 97 99 100 99 96 91 82; %Lettlast, helgedag - kategori 1 = Husholdning
35 35 37 41 40 49 69 92 98 99 100 100 99 97 93 79 68 61 51 47 42 39 37 36; %Tunglast, virkedag - kategori 2 = Industri 1
35 33 33 33 33 33 34 34 36 39 40 41 40 40 39 38 38 38 37 37 36 36 36 35; %Tunglast, helgedag - kategori 2 = Industri 1
35 32 32 34 34 34 43 63 90 98 99 100 100 99 98 92 74 63 56 50 46 42 38 36; %Lettlast, virkedag - kategori 2 = Industri 1
34 32 31 31 31 31 33 33 34 37 38 39 38 38 37 36 36 36 35 35 35 34 34 34; %Lettlast, helgedag - kategori 2 = Industri 1
72 69 69 68 69 72 80 86 90 93 88 85 77 75 76 82 91 95 99 100 98 96 90 79; %Tunglast, virkedag - kategori 3 = Standard
75 70 68 68 69 69 71 74 85 92 91 90 89 88 88 92 93 95 98 100 99 94 90 80; %Tunglast, helgedag - kategori 3 = Standard
71 68 67 67 68 70 76 84 90 92 85 81 78 78 80 87 93 97 99 100 99 97 92 81; %Lettlast, virkedag - kategori 3 = Standard
75 69 68 67 67 68 69 72 78 86 91 92 89 88 91 93 95 97 99 100 99 96 91 82; %Lettlast, helgedag - kategori 3 = Standard
];
```

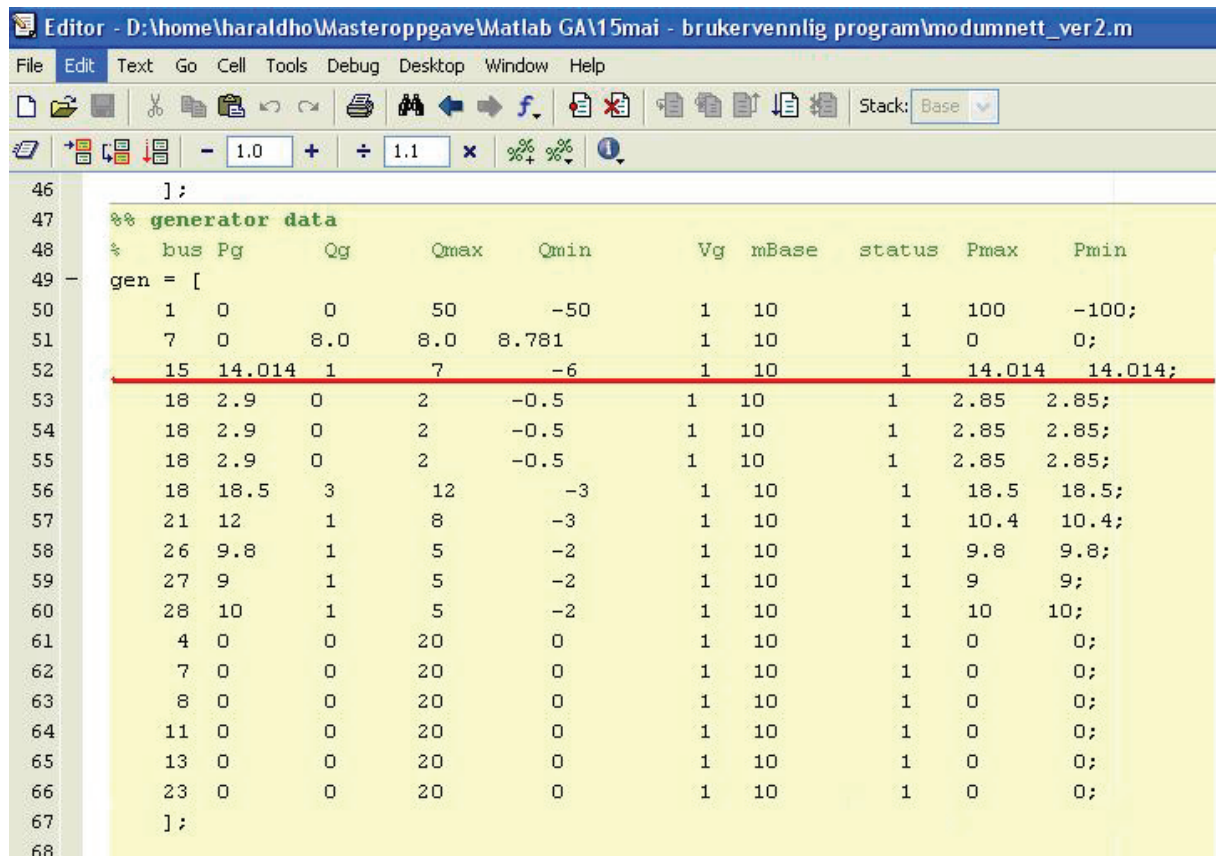

Generatordata

For å gjøre tapsberegninger i generatorer ved varierende aktiv og reaktiv produksjon er det nødvendig med data for hver enkelt generator i nettet. Disse dataene leses inn i en fil med generatordata. Et eksempel på en slik fil er vist i bildet under.



```
1 function generatordata_tapsberegning=modumnett_generatordata
2
3 %           gen_nr      S_n      V_n      cos_phi_n Xd      Xq      rot_n      stat_n      rot_tomg
4 generatordata_tapsberegning=[ 3      17      4.8      0.88      0.98      0.56      182      48      187 ;
5                               4      3.5      10.5      0.8      1.0      0.60      27.5      5      30 ;
6                               5      3.5      10.5      0.8      1.0      0.60      27.5      5      30 ;
7                               6      3.5      10.5      0.8      1.0      0.60      27.5      5      30 ;
8                               7      21      10.5      0.8      1.2      0.6      108      30      190 ;
9                               8      17      6.6      0.85      1.2      0.68      88      21      184 ;
10                              9      13      10.5      0.8      1.04      0.6      105      10      117.5 ;
11                             10      13      10.5      0.8      1.04      0.6      105      10      117.5 ;
12                             11      13      10.5      0.8      1.04      0.6      105      10      117.5 ;
13                              ];
14
15 return
```

I denne filen er det kun en matrise som inneholder all nødvendig informasjon. Kolonne en i matrisen "generatordata_tapsberegning" inneholder verdien "gen_nr". Dette generatormnummeret tilsvarer det radnummeret generatoren har i generator-matrisen i nettdatafilen. I bildet under er generatormatrisen fra nettdatafilen vist.



```
46 ];
47 %% generator data
48 % bus Pg      Qg      Qmax      Qmin      Vg      mBase      status      Pmax      Pmin
49 gen = [
50 1 0      0      50      -50      1 10      1 100      -100;
51 7 0      8.0      8.0      8.781      1 10      1 0      0;
52 15 14.014 1      7      -6      1 10      1 14.014 14.014;
53 18 2.9 0      2      -0.5      1 10      1 2.85 2.85;
54 18 2.9 0      2      -0.5      1 10      1 2.85 2.85;
55 18 2.9 0      2      -0.5      1 10      1 2.85 2.85;
56 18 18.5 3      12      -3      1 10      1 18.5 18.5;
57 21 12 1      8      -3      1 10      1 10.4 10.4;
58 26 9.8 1      5      -2      1 10      1 9.8 9.8;
59 27 9 1      5      -2      1 10      1 9 9;
60 28 10 1      5      -2      1 10      1 10 10;
61 4 0 0      20      0      1 10      1 0 0;
62 7 0 0      20      0      1 10      1 0 0;
63 8 0 0      20      0      1 10      1 0 0;
64 11 0 0      20      0      1 10      1 0 0;
65 13 0 0      20      0      1 10      1 0 0;
66 23 0 0      20      0      1 10      1 0 0;
67 ];
68
```

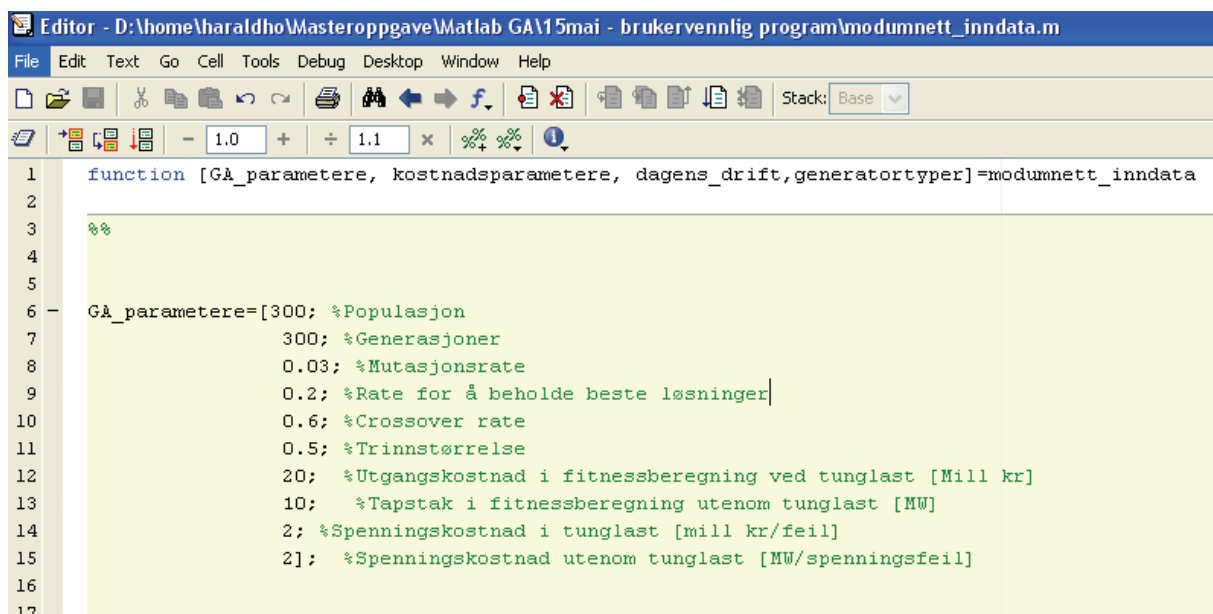
Generatoren med rød understrekning er på rad nummer tre, og tilsvarer dermed generatoren på første linje i matrisen "generatordata_tapsberegninger" i filen med generatordata.

Filen med generatordata inneholder i tillegg til generatornummer også merkeverdier for S_n , V og $\cos \theta$, impedansen X_d og X_q , tapsverdier i rotor og stator ved merkeproduksjon og tomgangstap i rotor.

Beregningsparametere

De tre datafilene som til nå er beskrevet inneholder teknisk informasjon om det nettet som skal analyseres. Dette er informasjon som forteller om fysiske forhold i nettet, og når korrekte verdier er lagt inn, er det ikke behov for justeringer i disse filene.

Filen med beregningsparametere inneholder data som har ulik betydning for hvordan optimaliseringsprogrammet fungerer. Den første matrisen i denne filen har betydning for hvordan den genetiske algoritmen fungerer, og denne matrisens oppbygning er vist i bildet under.



```
1 function [GA_parametere, kostnadsparametere, dagens_drift, generatortyper]=modumnett_inndata
2
3 %%
4
5
6 GA_parametere=[300; %Populasjon
7               300; %Generasjoner
8               0.03; %Mutasjonsrate
9               0.2; %Rate for å beholde beste løsninger
10              0.6; %Crossover rate
11              0.5; %Trinnstørrelse
12              20; %Utgangskostnad i fitnessberegning ved tunglast [Mill kr]
13              10; %Tapstak i fitnessberegning utenom tunglast [MW]
14              2; %Spenningskostnad i tunglast [mill kr/feil]
15              2]; %Spenningskostnad utenom tunglast [MW/spenningsfeil]
16
17
```

Som det går frem av bildet består matrisen av parametre som brukes i den genetiske algoritmen. Betydningen av alle disse parametrene er beskrevet i rapportens hoveddel. Det er imidlertid en del restriksjoner som må tas hensyn til når disse parametrene tildeles verdier

- Populasjonen må være et positivt partall, hvis ikke fungerer ikke paringen som den skal og optimaliseringen blir avbrutt.
- Antall generasjoner må være et positivt heltall. Hvis produktet av populasjonen og antallet generasjoner er for stort, blir beregningstiden svært stor. Med en populasjon med 300 individer og 300 generasjoner blir beregningstiden rundt 460 sekunder.
- Mutasjonsraten, rate for å beholde beste løsninger og krysningsrate må være større enn 0 og mindre enn 1.

Den siste matrisen i filen "beregningsparametere.m" inneholder informasjon om generatorene i matrisen "gen" er kraftstasjoner eller kondensatorbatterier. Det skilles også mellom kondensatorbatterier i transformatorstasjoner med ledig bryterfelt, og kondensatorbatterier i transformatorstasjoner uten ledig bryterfelt. Disse får henholdsvis verdiene 2 og 3, men generatorer får verdien 1. Generatornummeret er som før generatorens radnummer i matrisen "gen".

```
39 %%
40 %-----Fordeling av generatorer og kondensatorbatterier---
41 %
42 %Type 1 er generator
43 %Type 2 er kondensatorbatteri i en transformatorstasjon med ledig
44 %bryterfelt
45 %Type 3 er kondensatorbatteri i en transformatorstasjon uten ledig
46 %bryterfelt
47
48          %gen nr      type
49 - generator typer = [      3      1;
50                      4      1;
51                      5      1;
52                      6      1;
53                      7      1;
54                      8      1;
55                      9      1;
56                     10      1;
57                     11      1;
58                     12      3;
59                     13      3;
60                     14      2;
61                     15      3;
62                     16      3;
63                     17      2];
```

Vedlegg 1-4: Energipriser

Energiprisene er hentet fra NordPool[18]. Gjelder for prisområdet Norway 1.

							Snittpris
	[kr/MWh]		[kr/MWh]		[kr/MWh]		[kr/MWh]
06 Jan	312,4	07 Jan	229,18	08 Jan	360,24		300,6067
06 Feb	344,15	07 Feb	223,89	08 Feb	294,98		287,6733
06 Mar	416,72	07 Mar	193,21	08 Mar	211,84		273,9233
06 Apr	421,46	07 Apr	181,75	08 Apr	217,04		273,4167
06 May	311,41	07 May	170,35	08 May	-		240,88
06 Jun	343,14	07 Jun	177,17	08 Jun	-		260,155
06 Jul	396,61	07 Jul	100,91	08 Jul	-		248,76
06 Aug	533,1	07 Aug	42,71	08 Aug	-		287,905
06 Sep	537,49	07 Sep	142,99	08 Sep	-		340,24
06 Oct	475,41	07 Oct	272,64	08 Oct	-		374,025
06 Nov	391,08	07 Nov	365,41	08 Nov	-		378,245
06 Dec	274,11	07 Dec	376,91	08 Dec	-		325,51

Vedlegg 1-5: Investeringskostnader for kondensatorbatterier

Kondensatorbatteri

Investeringskostnader referert til 2005 eksklusive avgifter [10]:

Fast kostnad	= 180 000 kr
Variabel kostnad	= 25 000 kr/MVAr

Det antas at prisene følger utviklingen i konsumprisindeksen. For 2005 og 2006 var økningen på henholdsvis 1,6 % og 2,3 %. Det er brukt prognose for utvikling i konsumprisindeksen i 2007 på 0,8 % [22]. I tillegg inkluderes merverdiavgift på 25 % [23]. Innkjøpspris referert til 2008 blir dermed:

Fast kostnad	= $180000\text{kr} \cdot 1,016 \cdot 1,023 \cdot 1,008 \cdot 1,25 = 236000\text{kr}$
Variabel kostnad	= $25000\text{kr/MVAr} \cdot 1,016 \cdot 1,023 \cdot 1,008 \cdot 1,25 = 32700\text{kr/MVAr}$

Bryterfelt

Kostnaden for å utvide en 11 kV eller 22 kV transformatorstasjon er 450 000 kr referert til 2005 eksklusive avgifter [10]. De samme forutsetningene som ved beregning av kondensatorbatteriets investeringskostnader benyttes.

$$\text{Investeringskostnad} = 450000\text{kr} \cdot 1,016 \cdot 1,023 \cdot 1,008 \cdot 1,25 = 589000\text{kr}$$

Omregnet til prisnivå referert til 2008 inkludert avgifter er kostnadene ved bygging av et bryterfelt 589 000 kr.

Vedlegg 1-6: Internrente

For å vurdere investeringens lønnsomhet er det av interesse å finne internrenten. Internrenten er den årlige avkastningen av investeringen gjennom analyseperioden. Sagt på en annen måte er internrenten den kalkulasjonsrenten som gjør at nåverdien blir null.

Ved å finne annuiteten til nåverdien av kostnadsreduksjonene gjennom analyseperioden finnes årlige kostnadsreduksjoner. Den annuitetsfaktoren som gir annuitet av investeringskostnader lik årlig kostnadsreduksjon kan da beregnes.

$$\varepsilon_{r,n} = \frac{\text{årlig kostnadsreduksjon}}{\text{nåverdi investering}} \quad (0.1)$$

Den korresponderende rentesatsen til den beregnede annuitetsfaktoren kan finnes i en tabell oversikt over annuitetsfaktorer for ulike kalkulasjonsrenter.

$$\varepsilon_{r,n} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}} \quad (0.2)$$

Analyseperioden er 25 år

Kalkulasjonsrente [%]	Annuitetsfaktor		Kongsberg	Modum
1	0,045406753	Nåverdi investering	497 600	978 850 kr
2	0,051220438	Årlig kostnadsreduksjon	56 000	122 000 kr
3	0,057427871	Annuitetsfaktor	0,11254	0,1246
4	0,064011963			
5	0,070952457			
6	0,078226718			
7	0,085810517			
8	0,093678779			
9	0,101806251			
10	0,110168072			
11	0,118740242			
12	0,12749997			
13	0,136425928			
14	0,145498408			