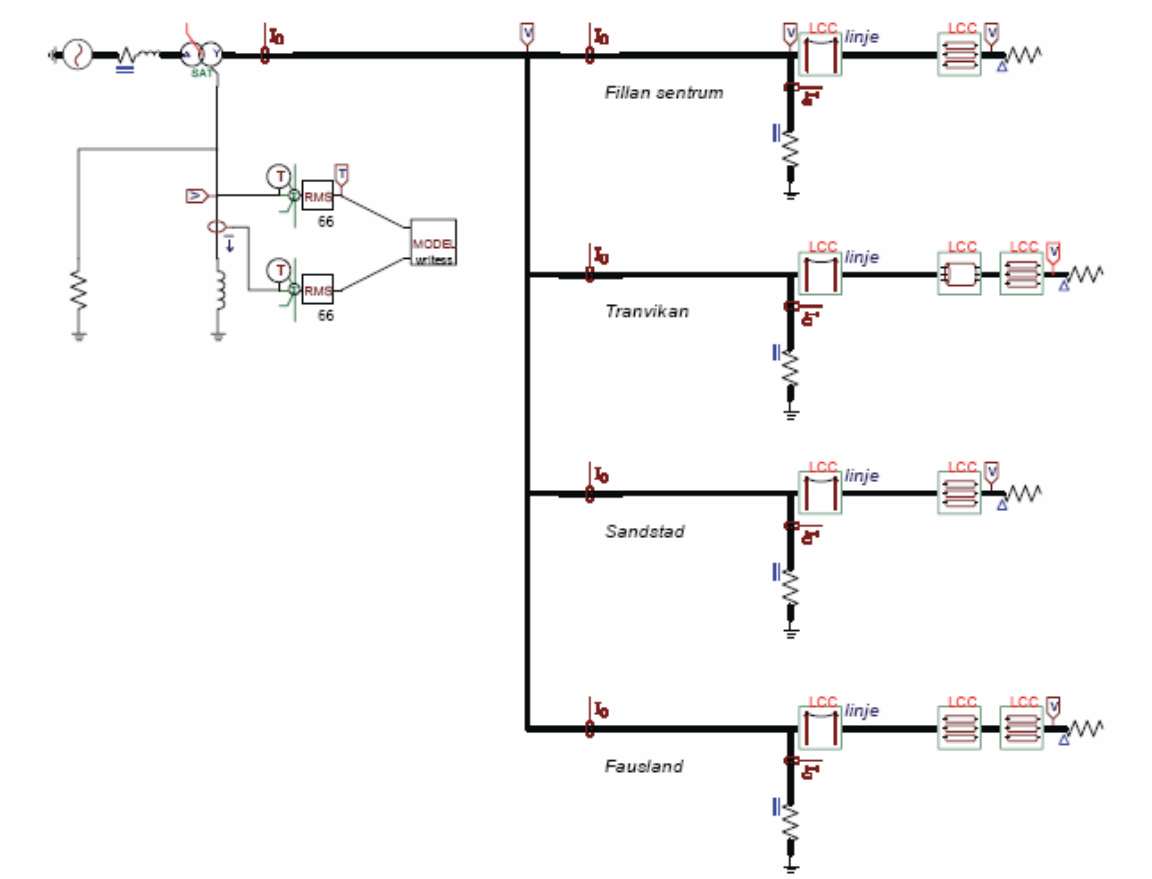
Masteroppgaver 2007

NTNU
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi, matematikk og elektroteknikk
Institutt for elkrafteknikk

Sammendrag av

Masteroppgaver 2007

Institutt for elkrafteknikk



Figur: Simulering av spolejording på Hitra

NTNU
Det skapende universitet

NTNU

Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering
Department of Electric Power Engineering

A summary of Master Theses 2007

This internet published pamphlet gives a summary of all Master Theses submitted to the Department of Electric Power Engineering in 2007.

NTNU, October 3, 2007

Erling Ildstad
Leader of the Department

Address
Sem Sælandsvei 5
NO-7491 Trondheim

Org.no. 974 767 880
E-mail:
postmottak@elkraft.ntnu.no
http://www.elkraft.ntnu.no

Location
O.S.Bragstadsplass 2
Elektroblokk E, 3.etg
NO-7034 Trondheim

Phone
+ 47 73 59 42 10
Fax
+ 47 73 59 42 79

INNHOLDSFORTEGNELSE

Student	Tittel	Faglærer	Side
Asklund, Kime Ove	Fjernstyring og bryterplassering i høyspent fordelingsnett: kriterier og metode for å finne optimale løsninger	Holen, Arne T.	1
Bakken, Jonas Sjolte	Study and development of Solid State based Long Pulse Klystron Modulaators for future Linear Accelerators at CERN	Undeland, Tore	3
Birkeland, Kjell Vegard	Børsteslitasje i vannkraftgeneratorer	Fosso, Olav Bjarte	5
Bjerkan, Tor	Superledere i synkronmaskiner	Nysveen, Arne	7
Elgsaas, Kristin Moe	Klimapåkjenninger og sårbarhet i kraftnett	Solvang, Eivind	9
Evju, Svein Erik	Fundamentals of Grid Connected Photo-Voltaic Power Electronic Converter Design	Norum, Lars	11
Fitje, Erlend	Spenningssammenbrudd i Midt-Norge	Fosso, Olav Bjarte	13
Fjellheim, Øystein	Ekspertsystem for styring og overvåking av vannkraftverk	Norum, Lars	14
Foosnæs, Anders Holm	Nettregulering i en nordisk kontekst	Doorman, Gerard	16
Fossan, Tor Martin	Rural Electrification in Brazil; evaluation of system solutions for samm-scale stand-alone electrification projects	Gjengedal, Terje	18
Giljarhus, Sigrid	AC losses in MgB2 superconductors	Runde, Magne	20
Guldal, Magnus	Jordfeildeteksjon I spolejorda distribusjonsnett	Høidalen, Hans Kristian	22
Gärtner, Torstein	Ground Resistance Measurements on Transmission Towers with Overhead Ground Wires	Høidalen, Hans Kristian	24
Hoem, Olav Egil	Design av undervanns høyspenningskomponenter	Ildstad, Erling	26
Hole, Håkon	2D Finite Element (FE) modeling and simulation of the stator winding of synchronous machines in adjustable degree of detailing	Nilssen, Robert	28
Karlsen, Thomas	Automation of Testing of Polymer HVDC Cables using Controlled Rapid Voltage Surges	Ildstad, Erling	30
Kristoffersen, Andreas Hoon W.	Sub Sea Power Electronics	Undeland, Tore	32
Larsen, Marius	Planlegging av Mølnelva kraftverk	Gjengedal, Terje	35
Larssen, Marit	Balancing Costs for Wind Power	Gjengedal, Terje	37
Lium, Frode	30 kW Power Boost System for Drive Trains for Electric Vehicles Base don Supercapacitor Technologies	Undeland, Tore	39

Lundestad, Ole Vegard	Småskala vannkraftprosjekt	Wangensteen, Ivar	41
Mindeberg, Sigrun Kavli	Fra avfall til energi på Sveberg i Malvik	Holen, Arne T.	44
Muggerud, Hans Kristian	Detektering av Øydrift i Distribusjonsnettet	Høidalen, Hans Kristian	46
Noddeland, Nils Børge og Røkke, Astrid	Investigating the Potentil of Two Large Diameter Magnetic Bearings	Nilssen, Robert	48
Ohma, Håvar	Børsteslitasje i vannkraftgeneratorer	Runde, Magne	51
Ottosen, Endre	Regional energi- og klimaanalyse av fem kommuner i Sør-Østerdalen. Testing og bruk av modelleringsverktøy.	Finden, Per	53
Ramskjell, Ørjan	Tekniske og økonomiske forhold ved bruk av alternative strukturer i bygningsinstallasjoner	Hansen, Eilif Hugo	56
Rasmussen, Øivind	Hynor, knutepunkt Romerike – Dimensjonering av hydrogenfyllestasjon	Finden, Per	
Reiersølmoen Trond Rypestøl Ole-Martin	Ressurskartlegging av vindkraftlokasjoner	Gjengedal, Terje	58
Reigstad, Tor Inge	Direct Driven Permanent Magnet Synchronous Generators with Diode Rectifiers for Use in Offshore Wind Turbines	Undeland, Tore	59
Roaas, Annette G.	Technical and Economic Analysis of a Power Plant based on Rice Husk	Finden, Per	61
Roberg, Anders	Elektrotekniske forhold i Trondheim kommunes veilysnett	Hansen, Elif Hugo	65
Sandhaug, Svein	Energisparepotensiale ved armaturutskiftning i eldre veilysanlegg	Hansen, Eilif Hugo	68
Skjervheim, Ottar	Wave Energy Converson Direct Coupled Point Absorber i Heave with Induction Machine as Power Take Off	Undeland Tore	69
Skånøy, Thomas	Steady-state and dynamic converter modeling in system analysis	Fosso, Olav B.	71
Solland, Kaia	Simulering av kraftsituasjonen I Midt-Norge med Samkkjøringsmodellen	Doorman, Gerard	73
Solvang, Tarjei Benum	Large-scale wind power integration in Nordland	Fosso, Olav B.	75
Stangeland, Hilde	Elektriske branner i lavspenningsanlegg	Høidalen, Hans Kristian	77
Trøtscher, Thomas	Large-scale Wind Power integration in a Hydro-Thermal Power Market	Holen, Arne T.	79
Vestrum, Johan I.	Gasskraftverk Kårstø	Fosso, Olav B.	81
Wethelund, Tord	Svært anstrengte kraftsituasjoner	Wangensteen, Ivar	83
Willumsen, Vegard	Bidding Wind Power on the Day-Ahead Market by Minimizing the Imbalance Costs	Holen, Arne T.	86

Studenter fordelt på faggrupper

Elektriske anlegg			
Birkeland, Kjell Vegard	Børsteslitasje i vannkraftgeneratorer	Fosso, Olav Bjarte	5
Bjerkan, Tor	Superledere i synkronmaskiner	Nysveen, Arne	7
Giljarhus, Sigrid	AC losses in MgB2 superconductors	Runde, Magne	20
Guldal, Magnus	Jordfeildeteksjon I spolejorda distribusjonsnett	Høidalen, Hans Kristian	22
Gärtner, Torstein	Ground Resistance Measurements on Transmission Towers with Overhead Ground Wires	Høidalen, Hans Kristian	24
Hoem, Olav Egil	Design av undervanns høyspenningskomponenter	Ildstad, Erling	26
Karlsen, Thomas	Automation of Testing of Polymer HVDC Cables using Controlled Rapid Voltage Surges	Ildstad, Erling	30
Muggerud, Hans Kristian	Detektering av Øydrift i Distribusjonsnettet	Høidalen, Hans Kristian	46
Ohma, Håvar	Børsteslitasje i vannkraftgeneratorer	Runde, Magne	51
Ramskjell, Ørjan	Tekniske og økonomiske forhold ved bruk av alternative strukturer i bygningsinstallasjoner	Hansen, Eilif Hugo	56
Roberg, Anders	Elektrotekniske forhold i Trondheim kommunes veilysnett	Hansen, Elif Hugo	65
Sandhaug, Svein	Energisparepotensiale ved armaturutskiftning i eldre veilysanlegg	Hansen, Eilif Hugo	68
Stangeland, Hilde	Elektriske branner i lavspenningsanlegg	Høidalen, Hans Kristian	77
Energiomforming			
Bakken, Jonas Sjolte	Study and development of Solid State based Long Pulse Klystron Modulaators for future Linear Accelerators at CERN	Undeland, Tore	3
Evju, Svein Erik	Fundamentals of Grid Connected Photo-Voltaic Power Electronic Converter Design	Norum, Lars	11
Fjellheim, Øystein	Ekspertsystem for styring og overvåking av vannkraftverk	Norum, Lars	14
Hole, Håkon	2D Finite Element (FE) modeling and simulation of the stator winding of synchronous machines in adjustable degree of detailing	Nilssen, Robert	28
Kristoffersen, Andreas Hoon W.	Sub Sea Power Electronics	Undeland, Tore	32
Lium, Frode	30 kW Power Boost System for Drive Trains for Electric Vehicles Base don Supercapacitor Technologies	Undeland, Tore	39
Noddeland, Nils Børge og Røkke, Astrid	Investigating the Potentil of Two Large Diameter Magnetic Bearings	Nilssen, Robert	48

Reigstad, Tor Inge	Direct Driven Permanent Magnet Synchronous Generators with Diode Rectifiers for Use in Offshore Wind Turbines	Undeland, Tore	59
Skjervheim, Ottar	Wave Energy Converson Direct Coupled Point Absorber i Heave with Induction Machine as Power Take Off	Undeland Tore	69
Kraftsystemer			
Asklund, Kime Ove	Fjernstyring og bryterplassering i høyspent fordelingsnett: kriterier og metode for å finne optimale løsninger	Holen, Arne T.	1
Elgsaas, Kristin Moe	Klimapåkjenninger og sårbarhet i kraftnett	Solvang, Eivind	9
Fitje, Erlend	Spenningssammenbrudd i Midt-Norge	Fosso, Olav Bjarte	13
Foosnæs, Anders Holm	Nettregulering i en nordisk kontekst	Doorman, Gerard	16
Fossan, Tor Martin	Rural Electrification in Brazil; evaluation of system solutions for samm-scale stand-alone electrification projects	Gjengedal, Terje	18
Larsen, Marius	Planlegging av Mølnelva kraftverk	Gjengedal, Terje	35
Larssen, Marit	Balancing Costs for Wind Power	Gjengedal, Terje	37
Lundestad, Ole Vegard	Småskala vannkraftprosjekt	Wangensteen, Ivar	41
Mindeberg, Sigrun K	Fra avfall til energi på Sveberg i Malvik	Holen, Arne T.	44
Ottosen, Endre	Regional energi- og klimaanalyse av fem kommuner i Sør-Østerdalen. Testing og bruk av modelleringsverktøy.	Finden, Per	53
Rasmussen, Øivind	Hynor, knutepunkt Romerike – Dimensjonering av hydrogenfyllestasjon	Finden, Per	
Reiersølmoen Trond Rypestøl Ole-Martin	Ressurskartlegging av vindkraftlokasjoner	Gjengedal, Terje	58
Roaas, Annette G.	Technical and Economic Analysis of a Power Plant based on Rice Husk	Finden, Per	61
Skånøy, Thomas	Steady-state and dynamic converter modeling in system analysis	Fosso, Olav B.	71
Solland, Kaia	Simulering av kraftsituasjonen I Midt-Norge med Samkkjøringsmodellen	Doorman, Gerard	73
Solvang, Tarjei Benum	Large-scale wind power integration in Nordland	Fosso, Olav B.	75
Trøtscher, Thomas	Large-scale Wind Power integration in a Hydro-Thermal Power Market	Holen, Arne T.	79
Vestrum, Johan I.	Gasskraftverk Kårstø	Fosso, Olav B.	81
Wethelund, Tord	Svært anstrengte kraftsituasjoner	Wangensteen, Ivar	83
Wie, Åsmund	Nettplanlegging – Regionalnettet i Trondheim	Holen, Arne T.	85
Willumsen, Vegard	Bidding Wind Power on the Day-Ahead Market by Minimizing the Imbalance Costs	Holen, Arne T.	86

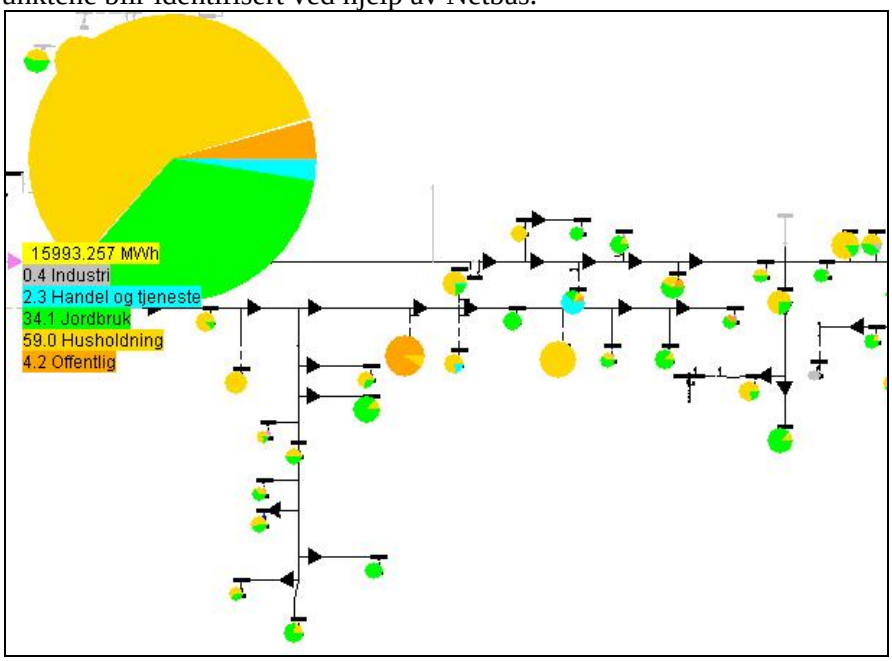
Fjernstyring og bryterplassering i høyspent fordelingsnett: kriterier og metode for å finne optimale løsninger

Student: **Kim Ove Asklund**
Veileder: **Arne T. Holen**
Utføres i samarbeid med: **NTE**

KILE-ordningen ble innført i 2001 med den hensikt å gi netteiere et incentiv til å oppnå en samfunnsøkonomisk optimal leveringskvalitet. En optimal leveringskvalitet innebærer en minimering av både kunders- og netteiers kostnader forbundet med levering av elektrisitet. Netteiere får et årlig fradag eller tillegg i inntektsrammen basert på kostnader ved ikke levert energi.

Rapporten omhandler en metodikk for å finne optimal plassering til fjernstyrte brytere i høyspent fordelingsnett. Denne metodikken skal identifisere høye avbruddskostnader i nettet og vurdere om en investering av fjernstyrte brytere kan bli lønnsom. Metodikken er utprøvd på fire avganger i Nord-Trøndelags distribusjonsnett. Et av eksemplene ser også på hvordan fjernstyrte brytere kan brukes sammen med normalt åpne brytere, der det er gjort et søk etter optimale delingspunkter.

Metoden starter med et søk etter lastpunkter med høy KILE-sats og stor belastning. Det er disse lastpunktene som bidrar til størst KILE-kostnader i nettet. Figuren under viser hvordan disse lastpunktene blir identifisert ved hjelp av Netbas.



Andre steg i metodikken tar bakgrunn i formelen for avbruddskostnader. Ved å starte i andre enden av formelen og kreve at en fjernstyring skal være lønnsom, må resultatet være større eller lik null. Dette brukes til å finne et krav til reduksjon i årlig avbruddstid for å gjøre tiltaket lønnsomt. Det forutsettes at KILE-sats og belastning da er kjent. Den nye formelen er gitt ved:

$$\Delta U = U_{nå} - U_{etter} \geq \frac{I}{\lambda_{r,N} \cdot P_{mid} \cdot k_{ILE}}$$

Der I = Investeringskostnad
U = Avbruddstid

Verdien som denne formelen gir vurderes opp mot årlig avbruddstid simulert i Netbas, og avbruddstider fra tidligere år. En kan da vurdere om denne fjernstyringen har mulighet til å være lønnsom. Videre brukes fysisk forståelse av nettet til å vurdere plasseringen av fjernstyringen og i tillegg vurdere nettet i helhet. Dersom det er fjernstyrte brytere eller effektbrytere i nettet fra før, vil dette påvirke lønnsomheten av en ny bryter. Størrelsen på nettet vil også være avgjørende, dersom det er få komponenter i nettet utenfor bryteren vil det være vanskeligere å få redusert den årlige avbruddstiden. Til slutt skal en stå igjen med noen få alternative plasseringer til fjernstyring. Det må da gjennomføres en pålitelighetsanalyse for å et avgjørende svar på om tiltaket vil være lønnsom. Det er også gjort en usikkerhetsanalyse med hensyn på feilfrekvensen for pålitelighetsberegningene.

Denne metodikken er utprøvd på fire forskjellige nett i Nord-Trøndelags distribusjonsnett. Tre av nettene; Levanger FR1, Eidum ST1 og Eidum LÅ1 ser kun på plassering av fjernstyrte brytere. Det siste eksemplet, i Åsen, ser også på hvordan optimale delingspunkt kan finnes og brukes sammen med optimal plassering av fjernstyrte brytere. Her er beregningene for Eidum ST1 oppsummert:

I Eidum ST1 ble det funnet fire lastpunkt med høye avbruddskostnader som ville være aktuelle plasseringer for fjernstyrte brytere. Kravet til endring i avbruddstid, sammenlignet med simulert avbruddstid og statistisk avbruddstid, var tilfredsstillende for alle lastpunktene. Oppbyggingen av nettet gjorde det mulig å redusere avbruddstiden for alle lastpunktene med en enkelt fjernstyring.

Lastpunkt	Krav til endring i avbruddstid	Simulert avbruddstid	Avbruddsstatistikk
1	1,14	2,67	1,96
2	2,77	2,59	1,96
3	0,59	2,41	2,12
4	1,39	2,69	2,12

Pålitelighetsberegningene viste en endring i avbruddskostnader på 10 418 kroner per år når den nye fjernstyringen var innsatt. Med en investeringskostnad på 50 000 kroner ga dette et resultat på 51 155 kroner. Usikkerhetsanalysen viste at man med god sikkerhet kan si at dette er et robust og lønnsomt tiltak.

Eksemplene viser at metodikken fungerer til sin hensikt, å identifisere aktuelle plasseringer til fjernstyrte brytere og deretter eliminere de alternativene som ikke oppfyller metodikkens kriterier. I nett er det ikke vil være lønnsomt med fjernstyrte brytere, blir alle aktuelle plasseringer eliminert før pålitelighetsberegningen. I nett der det vil være lønnsomt med nye fjernstyrte brytere, viser metodikken at det kan være lønnsomt og en pålitelighetsanalyse er anbefalt for endelig svar på lønnsomheten. Det finnes nett med tvilstilfeller, det en pålitelighetsanalyse kan slå ut i både positiv og negativ retning, der viser metodikken at det kan være lønnsomt med nye brytere og det bør gjennomføres en pålitelighetsanalyse for endelig svar. Konklusjonen er derfor at metodikken fungerer som den skal, å forenkle søket etter plasseringer til fjernstyrte brytere.

Utvikling av langpuls klystronmodulator for fremtidige lineærakseleratorer på CERN

Student: **Jonas Sjolte Bakken**
Faglærer: **Tore M Undeland**
Veileder: **Carlos De Almeida Martins**
Utføres i samarbeid med: **CERN**

Dette sammendraget er skrevet før innlevering av oppgaven og har derfor noen mangler.

Problemstilling

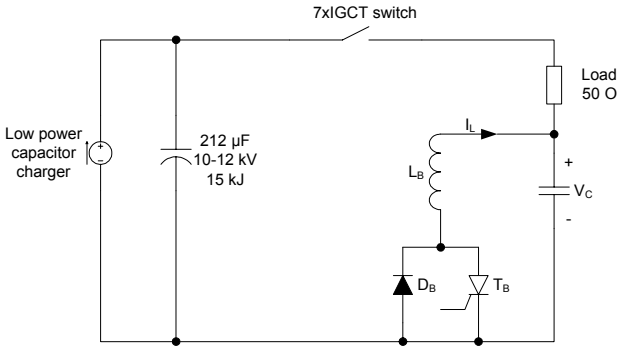
I partikkelforskningen på CERN er basert på bruk av partikkelakseleratorer. En typisk partikkelakselerator aksellererer partiklene ved hjelp av RF energi i form av mikrobølger levert av et RF-rør. Det mest brukte RF-røret er *klystronen.* RF rørene drives av høyeffekt kraft elektronikk, som er tema for denne oppgaven. Partikkelakselerasjonen gjøres pulsvis og RF rørene må derfor drives med pulset høyspenning. Denne oppgaven tar sikte på utvikle en pulset høyspenningsomformer for lineære akselleratorer basert på kraftelektronikk. Kravet til omformeren er 20 A levert ved -100 kV i en 800 μs puls. Repetisjonsraten er 2 Hz. Maks tillatt rippel er 0,1 %. Det tillates inntil 1 % sakte fluktuerende avvik. I tillegg må omformeren kunne håndtere og beskytte RF-røret mot lysbuer med påfølgende kortslutning som kan oppstå i RF-røret. Ved en kortslutning må det maksimalt dissiperes 10 J i RF-røret.

Oppgaven

Oppgaven innledes ved å gjennomgå tilgjengelig teknologi på området, og allerede eksisterene systemer basert på nye teknologi. To systemer virker interessante for videre arbeid; et system basert på en enkeltkoblende høyspenningstransistor med pulstransformator og en løsning basert på rekke av seriekoblede resonansomformere. Løsningen med resonansomformer er den mest elegante løsningen da den kan operere med standardiserte komponenter, er styrbar og har naturlig kortslutningsbeskyttelse. Det er også den mest kompliserte løsningen og en del utviklingstid må påregnes. Siden CERN er avhengige av å ha en omformer ferdig allerede høsten 2007 er det besluttet å bygge den enkeltkoblende da denne er enklere og vil være raskere å utvikle. Ulempene med den enkeltkoblende topologien er at den ikke har mulighet for å regulere utspenningen og at den er basert på dyre og sjeldne komponenter. For å kompensere for spenningstap i kondensatorbanken er det utviklet en egen resonansbasert kompenseringskrets. En stor del av oppgaven dreier seg om virkemåte og dimensjonering av denne.

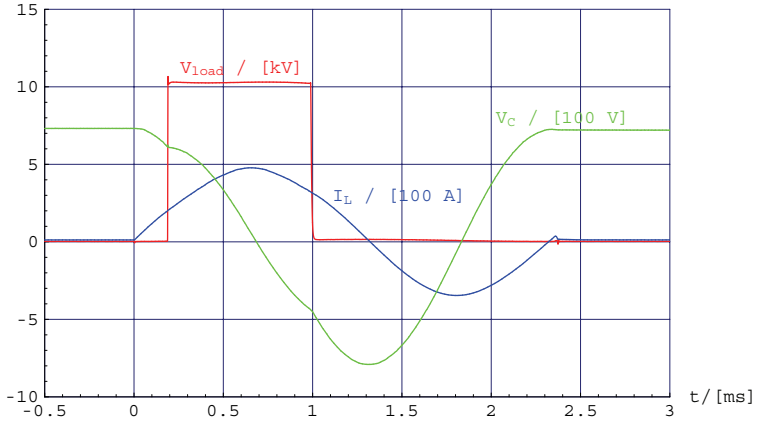
Modell/målinger

Et oppsett av omformeren ble bygget i laboratorie. Laboratorieoppsettet er bygget for fullskala effekttesting, men er uten puls transformator og når derfor bare et spenningsnivå på 12 kV. Laboratoriekretsen med resonanskompensasjon er gjengitt i figuren på neste side. En fullskala prototyp som skal inngå i akseleratortesting på høsten 2007 er under konstruksjon, og vil inngå som en del av oppgaven.



Beregninger

Grafen under viser resultatet fra testing med laboppsettet. Den røde kurven viser utgangsspenningen. Den blå og den grønne kurven viser henholdsvis strøm og spenning i kompensasjonskretsen som angitt i kretsskjemaet. Siden dette er en enkeltsvitsjende løsning er det ingen rippel på utgangen. Maksimalt spenningsavvik er på 0,80 %.



Konklusjon

Laboratorietesten er innenfor kravspesifikasjonen. Det gjenstår å måle effekten pulstransformatoren. Simuleringer med oppgitte data fra produsent viser at denne vil øke stigetiden, men at innvirkningen på pulsflatheten vil være liten. Det skal derfor være mulig å møte den totale kravspesifikasjonen.

Simuleringer med resonansomformeren viser at det kreves høy switchefrekvens for å holde rippelen under kravspesifikasjonen. En konfigurasjon med 5 faseskiftede, seriekoblede moduler som opererer på 20 kHz får en resulterende rippelfrekvens etter likeretting på 200 kHz. Denne konfigurasjonen viste seg akkurat tilstrekkelig. For å operere på dette frekvensnivået kreves det softswitching for å unngå overoppheting av transistorene.

Problemstillinger knyttet til start av store motorer i svake nett

Student: **Kjell Vegard Birkeland**
Faglærer: **Professor Olav Bjarte Fosso**
Veileder: **Terje Hovland**
Utføres i samarbeid med: **Statoil ASA**

Oppgaven knytter seg oppstart av store asynkronmotorer som driver vanninjeksjonspumper på et produksjonsskip for olje/gass-utvinning. Båten er utstyrt med 2 stk gassturbiner og 2 stk dieselturbiner som driver hver sin generator. Det er ønskelig å redusere påkjenningene i nettet under start av vanninjeksjonspumpene. Dette krever utviklingsarbeid innenfor reguleringsutrustningene med fokus på å redusere overspenninger og spenningsfall ved regulerings og oppstartsforløp. Oppgaven bygger på en modell etablert i foregående prosjektarbeid og følgende aktiviteter er relevante:

- Oppgradere SIMPOW-modell etablert i høstprosjektet med fokus på å verifisere modeller og forklare avvik i forhold til tidligere etablerte modeller av anlegget.
- Inkludere oppgradering av ny gassturbin og generator med de innvirkningene som dette kan ha for anlegget. Eksempelvis kan det være mulig å kjøre anlegget med færre generatorer innkoblet ved å kompensere spesielt for reaktivt effektbehov.
- Sammenligne modellen med idriftsettelsesprosedyrer for gassturbin, målinger fra motorstart på anlegget og analyser med simuleringsprogrammet EDSA.
- Vurdere alternativer/justeringer i magnetiseringssystemet for å forbedre spennings- og frekvensforløp ved oppstart av motorer.

På det kombinerte produksjons og lagerskipet for olje og gassproduksjon Norne FPSO er det installert fire vanninjeksjonspumper på 5,2 MW hver. Vanninjeksjonspumpene opprettholder trykket i olje og gassreservoarene. Motorene startes direkte på 11 kV nivå og startmetoden fører til uønskede spenningsforhold. Det antas at spenningsforholdene under starten kan skade det elektriske anlegget.

Prosjektet er en videreføring av en prosjektoppgave som ble påbegynt høsten 2006. Hovedmålet med prosjektet er å kartlegge tiltak som kan bedre spenningsforholdene under motorstarten. Simuleringsprogrammet SIMPOW blir benyttet til analysene. SIMPOW-Modellen som ble etablert i høstprosjektet er ytterligere oppgradert og nye komponenter inkluderes i modellen. En oppgradering av hovedgeneratorene er påbegynt og ytelsen skal økes. Dette medfører at ytelsen til gassturbinene som driver generatorene må økes. Innvirkningen på driftsforholdene og installasjonen som følge av oppgraderingen er aktuelt å studere nærmer. Resultatene ble sammenlignet med målinger fra motorstart, idriftsettelsesprosedyre for generatorene og dynamiske analyser som tidligere var utført med simuleringsprogrammet EDSA.

Det er gjort simuleringer av motorstarter i ulike driftsituasjoner og med forskjellig antall generatorer innkoblet. Det er ikke samsvar mellom resultatene fra simuleringsprogrammene SIMPOW og EDSA. Fra dokumentasjonen som er tilgjengelig antas det at modellene samsvarer forholdsvis bra, men resultatene fra analysen er noe ulike. Simuleringsprogrammet EDSA gir en raskere respons for spenningskurven under starten av vanninjeksjonspumpene.

Det er heller ikke samsvar mellom målinger fra en motorstart på anlegget og resultatene fra SIMPOW og EDSA.

For å bedre spenningsforholdene er det gjort simuleringer med statisk magnetiseringssystem, kompensering med statisk VAr system og tyristorstyrt kondensatorer og innføring av tilleggssignal i spenningsregulatoren. Tiltaket som gir den største reduksjonen av spenningstoppen var det statiske magnetiseringssystemet. Det statiske VAr systemet gir gode spenningsforhold under starten, men reduksjonen i spenningstoppen var mindre enn for det statiske magnetiseringssystemet. Reduksjonen av spenningstoppen med statisk Var system er ikke i så stor grad knyttet til innkoblete generatorer som tilleggssignalet. Statisk VAr system og statisk magnetiseringssystem krever ombygging av den eksisterende installasjonen. Det kreves mer vedlikehold av et statisk magnetiseringssystem enn av det roterende magnetiseringssystemet som er installert på nåværende tidspunkt. Tilleggssignalet i spenningsregulatoren gir reduksjon i spenningstoppen, men reduksjonen var noe mindre enn de foregående forsøkene. Antall generatorene som er tilkoblet har innvirkning på reduksjonene av spenningstoppen. Flere genereringsenheter innkoblet gir større reduksjon av spenningstoppen med tilleggsignalet. Initieringsmetoden som er brukt for tilleggssignalet i simuleringene er ikke tilrådelig, små avvik i starttiden for vanninjeksjonsmotoren kan gi store utslag i spenningen. Forsøkene har imidlertid vist at tilleggssignalet kan benyttes til å redusere spenningstoppen, men en bedre initieringsmetode trengs.

For verifikasjon av simuleringsresultatene anbefales det å gjøre flere målinger fra motorstarter. Hvis et av tiltakene fra analysene som er gjort kommer til å bli tatt i brukt på Norne FPSO, bør en grundigere studie av innvirkningen på det elektriske anlegget gjennomføres.

Superledere i synkronmaskiner

Student: **Tor Bjerkan**
Faglærer: **Arne Nysveen**
Veileder: **Magne Runde**

Oppgaven
Mye forskning og utviklingsarbeid har blitt gjort verden over på anvendelsen av superledere i synkronmaskiner. Arbeidet startet så tidlig som på 1970- tallet. Mange land har vært, og er delaktig i dette arbeidet. Oppgaven skal beskrive de gjennomførte betydeligste prosjektene verden over i et historisk perspektiv.

Det skal også dimensjoneres en konvensjonell og to superledende maskiner, for å kunne sammenligne viktige størrelser og egenskaper hos teknologiene. Dette skal gjøres ved hjelp av et formelverktøy, innsatt i et Excelark. Til slutt skal FEMLAB benyttes for å kontrollere designforslaget fra dimensjoneringen, og en optimalisering skal gjennomføres om nødvendig, for å oppnå et tilfredsstillende design.

Konklusjon
De viktigste gevinstene av å kunne benytte superledere i synkrone maskiner er betraktelig økt virkningsgrad, kraftig redusert vekt og volum, forbedret stabilitet, og betraktelig redusert støymengde i maskinen.

De deltagende vestlige landene arbeidet med lavtemperatur superlederer i synkronmaskiner fra omlag 1970 til midten av 1980-tallet. Deretter ble fokuset rettet mot arbeid med anvendelse av høytemperatur superledere i maskinene. Asiatiske land derimot, startet omlag samtidig som vestlige land med arbeidet med lavtemperatur superleder (LTS). Men ingen av de deltagende asiatiske landene flyttet fokuset over på høytemperatur superleder (HTS), etter oppdagelsen av HTS i 1986. De fortsatte å jobbe med LTS, men brukte ofte LTS i arbeidet mot HTS teknologien. Dette fordi lavtemperatur superledere var billigere og lettere å jobbe med, enn de første høytemperatur superlederne.

Anvendelsesområdet for teknologien ble flyttet samtidig som fokuset ble flytte fra LTS til HTS. Under arbeidet med LTS, ble det jobbet utelukkende med turbogeneratorer for anvendelse i store termiske kraftverk. Etter overgangen til HTS, ble anvendelsesområdene for teknologien flyttet til skipsfremdriftsmaskiner og synkronkompensatorer. Det finnes likevel enkeltstående unntak for begge anvendelsesområdene.

Det største fremskrittet som er gjort for teknologien i den senere tid, er bestillingen av to kommersiell synkronkompensatorer av TVA, Tennessee Valley Authority, USA, i 2005. Denne bestillingen markerte et markant fremskritt ved teknologien, og det viser at en kommersialisering virkelig er mulig.

Det ble gjennomført et dimensjoneringseksempelet av en 20 Hz konvensjonell maskin, og to superledende maskiner, på henholdsvis 20 og 50 Hz. Alle tre maskinene hadde maskinytelse på 10 MVA, og var tenkt til å være skipsfremdriftsmaskiner. Det benyttede formelverket i Excelarket, har betydelige svakheter ved dimensjonering av maskiner med betydelig større flukstettheter og strømtettheter enn konvensjonelle vannkraftsmaskiner. Det ble derfor brukt utelukkende for å studere muligheten for volumreduksjon ved benyttelse av den nye teknologien.

Dimensjoneringseksempelet viste at en betydelig krymping av volumet kan bli oppnådd. For 20 Hz maskinen ble det oppnådd en volumreduksjon i forhold til den konvensjonelle på 2,85. Det må imidlertid presiseres at de valgte superlederegenskapene til de dimensjonerte superledende maskinene, er bedre enn hva dagens teknologi kan vise til. Derfor er den oppnådde volumreduksjonen litt for stor. Men den viser hvilket potensial teknologien har, hvis den blir god nok.

Ved benyttelse av FEMberegninger på det foreslåtte 20 Hz superledende maskindesignet fra Excelarket, viste disse beregningene at Excelarket ikke er egnet for dimensjonering av maskiner med svært høye flukstettheter. Fluksfordelingen i stator i maskinen dimensjonert i Excelarket ble funnet til å være for lav, og ville derfor ikke gitt den ønskede statorspenningen. Excelarket blir derfor utilstrekkelig for en dimensjonering av maskiner med stort effektivt luftgap.

Etter litt optimalisering med FEMLAB, ble det funnet at de mest gunstig tiltakene for å forbedre fluksfordelingen i maskinen, var å benytte en smal polkjerne, med en lav og bred polvikling. En høy og smal polspole var det mest ugunstige designforslaget, fordi dette førte til redusert flukstetthet i statorviklingene og stor lekkfluks i selve polspolen.

Den eksisterende superlederteknologien for anvendelse i synkrone maskiner, kan pr i dag ikke utkonkurrere den konvensjonelle teknologien, med altså et unntak. De viktigste grunnene til dette er at prisen på teknologien er for høy, og at påliteligheten ikke er bevist bedre enn hos den konvensjonelle teknologien. Slik at forbedringene som må oppnås for at den superledende teknologien skal kunne utkonkurrere den konvensjonelle teknologien, er at superlederteknologien må bli billigere. Og billigere gjennom forbedrede superlederegenskaper og mindre kostbar kjøling.

LTS benyttet i synkrone maskiner er ansett som for kostbar av nesten alle landene som har arbeidet med teknologien verden over. Det er den komplekse og kostbare kjølingen med helium ved omlag 4-5 Kelvin, som gjør at teknologien ikke kan konkurrere med den konvensjonelle teknologien. Også anvendelse av superledere i statorviklingen er blitt ansett som utenkelig gjennom noen utførte prosjekt. De store ac-tapene i superlederen gjør kjølingen for kompleks og kostbar.

Potensialet for HTS i synkrone maskiner er derimot mye større. Men det er som sagt avhengig av forbedringer av teknologien. Den eneste til nå benyttede HT- superlederen, BSCCO, må enten forbedres, eller det må finnes andre og bedre superledere. Pr i dag finnes det to alternativ som kan bli morgendagens HTS: YBCO og MgB_2. Men de har til nå ikke vist tilstrekkelig gode superlederegenskaper. Alternativet til å forbedre de eksisterende superlederne, er å finne nye og forbedrede ledere. Men dette krever stor økonomisk innsats, og det er heller ikke sikkert at forskningsarbeidet fører til en oppdagelse av en forbedret superleder eller superlederteknologi.

Det er uansett ingen tvil om at potensialet for teknologien er stor. Men den er avhengig av at kostnaden på teknologien og kjølesystemet blir konkurransedyktig med den konvensjonelle teknologien. I all hovedsak dreier dette seg om å finne en superleder, som har høyere kritiske verdier enn dagens BSCCO-leder. Hvorvidt den superledende teknologien vil bli kommersialisert, er et økonomisk spørsmål. Den superledende teknologien kan bare utkonkurrere den eksisterende teknologien, hvis det er økonomisk fordelaktig å velge den.

Klimapåkjenninger og sårbarhet i kraftnett

klimarelatert sårbarhet i norske regional- og distribusjonsnett

Kristin Moe Elgsaas
Hovedveileder: Eivind Solvang, ELKRAFT

SAMMENDRAG

En rekke alvorlige hendelser har de siste årene ført til økt fokus på sårbarhet. Potensiell sårbarhet har fått stor oppmerksomhet i media i etterkant av for eksempel ekstremvær, store strømbrudd og terrorangrep. Også i fagmiljøer har en stilt spørsmål ved robustheten til dagens samfunn, og understreket viktigheten av en faglig evaluering av dette. Denne oppgaven tar for seg sårbarhet i kraftnettet, med spesiell fokus på sårbarhet i regional- og distribusjonsnett forårsaket av klimapåkjenninger i en norsk sammenheng.
Gjennom litteraturstudie, selvstendig tenkning, innhenting av erfaring og etablering av case søker en svar på fire grunnleggende spørsmål:
• Hva innebærer sårbarhet i kraftnettet, og hvordan kan det defineres på en hensiktsmessig måte?
• Hvordan registreres og evalueres sårbarhet i kraftnettet, og finnes det bedre måter å gjøre dette på?
• Hva har klimapåkjenninger å si for sårbarheten i kraftnettet, og hvordan kan klimarelatert sårbarhet evalueres?
• Hva er utbyttet av sårbarhetsanalyser, og hvilket potensial har de?
Oppgaven viser at sårbarhet i kraftnettet overføres til sårbarhet i samfunnet, og at fravær av forsyning gir en domino-effekt av samfunnsmessige konsekvenser. En hensiktsmessig definisjon av sårbarhet i kraftnettet bør ta hensyn til dette. Følgende definisjon foreslås:
Sårbarhet i kraftnettet er en nedsatt funksjonsevne i dette systemet som forplanter seg til en nedsatt funksjonsdyktighet i samfunnet generelt.

Tidligere studier viser at det finnes en rekke parametere som brukes til å beskrive sårbarhet. Avbrutt effekt, ikke-levert-energi og avbruddstid er av de mest brukte. Et poeng som understrekes i denne oppgaven er at sårbarhet er en flerdimensjonal størrelse, og de fleste parametere kan i enkelte tilfeller gi et noe misvisende resultat. Som løsning på dette foreslås det i oppgaven at avbrudd klassifiseres ut fra parametere gitt av det rammede området uavhengig av den aktuelle hendelsen. Det utvikles som sårbarhetsindiaktor en grafisk fremstilling av utetid pr karakteristisk effekt og KILE pr kunde pr time. Hensikten er å sammenligne ulike hendelser i ulike områder på en hensiktsmessig måte, og å fokusere på faktisk reduksjon i samfunnets funksjonsdyktighet ved en hendelse fremfor totale kostnader.

Ved å se på aktuelle forskrifter slås det fast at det finnes faste rutiner for registrering og analyse av feilhendelser i nettet, og at et sårbarhetsbegrep er i ferd med å arbeides inn i normgrunnlaget. I forhold til sårbarhetsbegrepet brukt i denne oppgaven, finner en imidlertid svakheter ved metoden for risiko- og sårbarhetsanalyse som legges til grunn i forskrift. Det anbefales at sårbarhetsindikatoren presentert i oppgaven tas med i analysen. Dette antas å gi et samfunnsøkonomisk akseptabelt og ikke minst samfunnsmessig

rasjonelt resultat som vektlegger reelt sårbarhetsreduserende tiltak. Oppgaven viser at klimapåkjenninger er svært aktuelt i et sårbarhetsperspektiv ettersom de står for en betydelig andel av avbrudd og andel ikke-levert-energi samtidig som påkjenningen selv er utenfor ens kontroll. Klimapåkjenninger kan dessuten komme inn ved flere aspekter av en hendelse. De kan være bakeforliggende, utløsende, forverrende og/eller forlengende årsaker. Metoden som anbefales og vises i denne oppgaven er en kombinasjon mellom risiko- og sårbarhetsanalyse som beskrevet i norm og sårbarhetsindikatoren presentert i oppgaven.

Oppgaven viser et solid potensial for sårbarhetsanalyse. En grundig gjennomgang av kraftnettet og de eventualiteter som kan oppstå er med på å øke forståelse av systemet en er satt til å drifte, og kan være et viktig utgangspunkt for å vurdere om en har nødvendige kunnskaper, rutiner, ressurser og beredskap til å utføre oppgaven på en best mulig måte. Sårbarhetsanalyser kan også være et nyttig verktøy i forhold til å overføre og spre erfaringsbasert kunnskap. En del arbeid står igjen i forhold til å etablere gode indikatorer og allment aksepterte metoder for sårbarhetsanalyse. Med utgangspunk i oppgaven synes det imidlertid klart at slike analyser, og da spesielt utvidede analyser som den introduserte sårbarhetsindikatoren representerer, er et nyttig verktøy som det er verdt å videreutvikle.

Fundamentals of Grid Connected Photo-Voltaic Power Electronic Converter Design

Student: **Svein Erik Evju**
Teacher: **Lars Norum**
Supervisor: **Lars Norum**

Problem description

The goal of this master thesis is to design a power electronic converter for use with solar power systems. The converter is meant to be used in the renewable energy laboratory at NTNU. It should be focused on the overall system, and the design should therefore be made with basic solutions in order to make the complexity low. In order to make this design, a literature study giving an overview of photo-voltaic systems and the power electronic converters used should be made. The study shall focus on both the hardware configurations, but also the control of these systems. To verify the theoretical studies made, simulations and experimental tests of the system should be made.

Summary

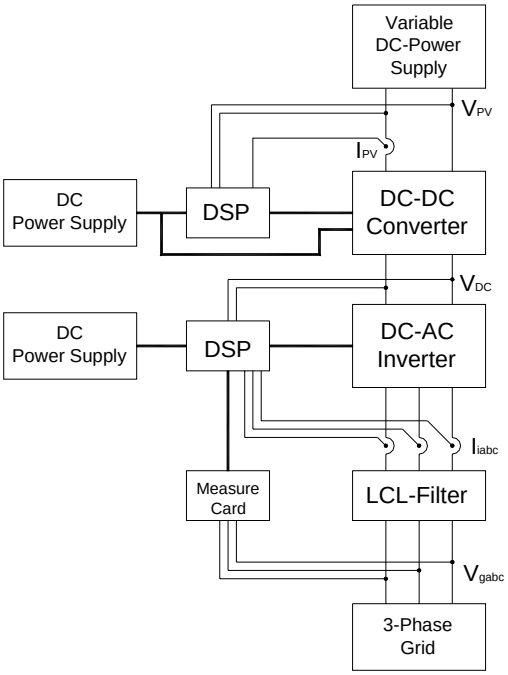
In this master thesis the basic theory of grid connected photo-voltaic systems is explained, giving an introduction to the different aspects of system design. Starting with a look at the standards concerning grid connection of distributed resources, and working its way through how the photo-voltaic cells work, to how photo-voltaic modules with electrical converters can be arranged. Some different converter topologies suitable for use with photo-voltaics are found, and based on these topologies, solutions for how to control these converters have been examined. These controls involve methods for utilizing the maximum power from solar panels, methods for synchronizing with the grid and methods for current and voltage control.

Models

Based on the theory described a system model is made, including an *isolated current fed full bridge DC-DC converter* in cascade with a three phase *full bridge DC-AC converter* having a *LCL filter* as grid interface. Models for the control system has been derived based on linear system theory, and the control system has been optimized based on these models. The models include a stationary and a dynamic model of the DC-DC converter, and a dynamic model of the LCL filter. Based on the models derived a DC-DC converter has been designed and constructed.

Simulations and experiments

This system model is simulated in Simulink and experiments are made on a laboratory setup, where focus has been on the control system. The simulations have been made using Simulink, and the control system for the converters has been implemented in two DSP’s, one for each converter.



Figur 1 Laboratory setup of the grid connected converter system

Conclusion

The design and construction of the DC-DC converter has been made in this thesis, but it showed out to be more complicated then first assumed. Because of this, too little time was spent in the design of the circuit and too much time was spent on testing and correcting errors. It ended with a non functional converter, and therefore the experiments made had to be done without the DC-DC converter. However the report shows that the isolated current fed full bridge DC-DC converter is a promising topology in photo-voltaic systems, and should be investigated closer.

It is found in the simulations and experiments made, that the system models derived give a dynamic response close to the real, and are suitable for giving a basic understanding of the system dynamics and for optimizing the control system. The control system consists of a maximum power point tracker which effectively finds the point where the photo-voltaic modules delivers the highest power, and in order to synchronize to the grid voltage a phase locked loop is used, which locks the converter output to the grid voltage in less then 10ms. In order to control the power flow into the grid, current control in a rotating reference frame locked to the grid voltage is used. This has simplified the control since it gives DC values stationary, and has made it possible to separately control the active and reactive power flow.

Most of the tests made in the simulations and experiments have been made with operating conditions close to ideal. In order to verify how the system handles varying operating conditions, and to see if it coincides with the requirements in the standards, more extensive testing should be made of the system. This includes testing with varying irradiance of the solar panels, grid disturbances and grid failures.

Spenningssammenbrudd i Midt-Norge

Student: **Erlend Fitje**
Faglærer: **Olav B. Fosso**

Utføres i samarbeid med: Statnett SF

I Midt-Norge er det i dag et stort kraftunderskudd, på grunn av økende industrilast i regionen forventes det at underskuddet stiger i årene som kommer. Det finnes planer for å etablere ny produksjon i området, men investeringsbeslutninger mangler. For tiden arbeides det med å bygge en ny forbindelse mellom Nea Järpstraumen. Prosjektet skal etter planen ferdigstilles i 2009. Utover dette har ikke NVE gitt konsesjon til ytterligere linjeutbygginger i området per 2007-06-20. Fremtidig forbruksøkning må derfor transporteres inn til Midt-Norge gjennom et sentralnett som allerede er sterkt belastet. Når importen øker, stiger faren for spenningssammenbrudd ved forstyrrelser i nettet. Dersom det oppstår spenningssammenbrudd vil hele Midt-Norge miste strømmen. En slik hendelse vil være uakseptabelt og må unngås.

I denne oppgaven er det undersøkt hvor mye effekt det er forsvarlig å importere til Midt-Norge uten at det er fare for spenningssammenbrudd ved forstyrrelser i nettet. Det er gjort stasjonære og dynamiske analyser ved hjelp av kraftsystemsimulatoren PSS/E. For å forenkle arbeidet med simuleringene er det også utført noe programmering i Python og Visual Basic.

I analysene er det sett på to case som er representative for hvordan man tror situasjonen vil være i 2010. Den ene casen representer en typisk vintersituasjon, med høy last og store deler av produksjonskapasiteten i Midt-Norge er tilgjengelig. Den andre casen representerer en situasjon tidlig på våren. På grunn av lite vann i magasinene sparer mange produsenter på vannet og den tilgjengelige generatorkapasiteten i Midt-Norge er kraftig redusert. Forbruket er imidlertid fortsatt høyt og det vil være nødvendig med stor import.

Begrensningene av resultatene ligger i modelleringen av nettet, generatorene og belastningene. I tillegg er det gjort enkelte antagelser angående lastsammensetning og produksjonsfordeling. Dersom noen av antagelsene viser seg å være noe annerledes enn det som er forutsatt, kan dette gi andre resultater og konklusjoner. De forløpene som simuleringene viser, vil likevel gi en indikasjon på hvordan systemet vil respondere på ulike hendelser.

Simuleringsresultatene viser ingen antydning til spenningssammenbrudd når tilgjengelig produksjonskapasitet i Midt-Norge er høy. Analysene indikerer at det vil være fare for spenningssammenbrudd i Midt-Norge når tilgjenglig produksjonskapasitet i området er redusert. I følge analyseresultatene, vil utfall eller kortslutning av Nea Järpstraumen eller Nea Klæbu føre til at det kan oppstå spenningssammenbrudd i Midt-Norge. Imidlertid ser det ut til at sammenbrudd kan unngåes hvis importen begrenses til mellom 1300 og 1600 MW.

Ekspertsystem for styring og overvåking av vannkraftverk

Student: **Øystein Fjellheim**
Faglærer: **Lars Norum**
Veileder: **Øyvind Holm**
Utføres i samarbeid med: **Voith Siemens Norge**

Problemstilling
I elektroteknikkens barndom var maskinmesteren den viktigste brikken i styring og overvåking av et kraftverk. Etter hvert er driften blitt mer og mer automatisert, men fortsatt er det en rekke forhold en maskinmester vil oppdage raskere og sikrere ved å bruke sine 5 sanser og erfaring. Hva skal til av ny teknologi for å digitalisere maskinmesterens sanser slik at vi kan utvikle enda bedre kontrollanlegg? Hva trengs for å lage et kontrollsystem som har maskinmesterens evne til å lære av erfaring? Problemstillingen går i korthet ut på å undersøke om det er mulig å forbedre kontrollanlegget i en kraftstasjon ved å innføre ny intelligens gjennom et ekspertsystem.

Grunnet bruk av spesiell programvare er rapporten båndlagt. Figurer og bilder fra rapporten er derfor ikke presentert her.

Sammendrag
I dag er alle kraftstasjoner i Norge i mer eller mindre grad fjernstyrte. Dette stiller høye krav til en sikker og pålitelig styring og overvåking. Styring, overvåking og sikkerhet i kraftstasjonen er godt ivaretatt gjennom kontrollanlegget, men det finnes enda problemområder og feilsituasjoner som ikke fanges opp. Hensikten med denne oppgaven var derfor å undersøke om et ekspertsystem kan gjøre overvåkingen og styringen av en kraftstasjon enda sikrere og komplettere dagens løsninger.

Ekspertsystemer er en omfattende og vidtspennende gren innen fagområdet kunstig intelligens. Grunnleggende teori, prinsipper og funksjonsmåte for ekspertsystemer er først beskrevet. Deretter er tre forskjellige utviklingsverktøy for ekspertsystemer testet. I testen ble spesielt tilgjengelighet, brukergrensesnitt og kommunikasjonsmuligheter med et eksternt operativsystem vektlagt. Dette resulterte i at programvaren *TrollCreek* ble valgt. *TrollCreek* er senere videreutviklet til programvaren *Volve*. Det må påpekes at det finnes flere kommersielle alternativer til denne programvaren.

I *Volve* er det utført et forsøk med reelle data fra en simulert feilsituasjon i en kraftstasjon. Feilsituasjonen er simulert i operativsystemet IGSS32 og er tette eller ufunksjonelle kjølere i kjølevannsanlegget. Feilsituasjonen er representert ved tre forskjellige parametere: aggregatets effekt, åpning av kjølevannsventilen og kaldlufttemperaturen i generator. Aggregatets effekt er konstant under hele feilforløpet, mens åpning av kjølevannsventil og kaldlufttemperaturen i generator øker. Etter at kjølevannsventilen er åpnet til 100 %, stiger kaldlufttemperaturen i generator inntil aggregatet går til hurtigstopp.

Forsøket har vist at *Volve* kan predikere, og dermed hindre og unngå både kjente og nye feilsituasjoner på et langt tidligere tidspunkt enn hva som er tilfellet i dagens kontrollanlegg. Det antas at et ferdigutviklet system vil kunne være en viktig beslutningsstøtte for operatører av kraftverk. *Volve* har også fokus på kommunikasjon med et eksternt operativsystem, noe som er kritisk for bruk i et kraftverk.

En systemmodell og en kunnskapsmodell av en kraftstasjon med fokus på kjølevannsanlegget er også utviklet. Modellene tar utgangspunkt i et referansesystem med bestemte tilhørende komponenter og anleggsdeler. Modellene gir et oversiktlig og lett forståelig bilde av hvordan en kraftstasjon er bygd opp, og hvordan kunnskap kan representere forskjellige feilsituasjoner i kjølevannsanlegget. Modellene ansees å være et godt utgangspunkt for det videre utviklingsarbeidet.

I rapporten blir det konkludert med at for å digitalisere maskinmesterens sanser trenger man programvaren *Volve*. *Volve* har funksjoner som gjør det mulig å utvikle intelligens som kan sammenlignes med kunnskapen til en maskinmester. Når system- og kunnskapsmodellen skal videreutvikles, blir utfordringen å spesifisere og representere maskinmesterens kunnskap i programmets modelleringsverktøy. I tillegg har *Volve* evnen til å lære av erfaring ved å utvide sin egen kunnskapsdatabase når nye og ukjente situasjoner oppstår.

Konklusjoner
Gjennom omfattende beskrivelser, diskusjoner og et casestudium gir denne rapporten innsikt i forskjellige problemstillinger rundt temaet ekspertsystem for forbedret styring og overvåking av vannkraftverk. I tillegg til forståelse av generelle prinsipper og funksjonsmåte for ekspertsystemer er det lagt vekt på å beskrive hvorfor og hvordan et ekspertsystem kan gjøre overvåkingen og styringen av en kraftstasjon bedre.

En kraftstasjon er gunstig i forhold til bruk av ekspertsystemer av to hovedgrunner.
Når ekspertsystemet predikerer at en feil snart vil inntreffe kan man planlegge stans og reparasjoner på et gunstig tidspunkt. Dette vil si et tidspunkt hvor strømprisen er lav, og hvor dermed stansen koster minst penger. I tillegg er en kraftstasjon gunstig fordi man har et stort antall tilgjengelige signaler og parametere som kan brukes direkte i resoneringsprosessen i ekspertsystemet.

Kraftbransjen har, og har alltid hatt stort fokus på driftsikkerhet og pålitelighet i sine systemer. Hovedgrunnen til dette er økonomi. Et produkt som kan gjøre systemet sikrere, og som dermed hindrer uønskede stopp av aggregater eller uforutsette reparasjoner og vedlikehold, vil utvilsomt være økonomisk interessant. I tillegg kan ekspertsystemet gjøre jobben til en operatør lettere ved å analysere og tolke signaler, trender og situasjoner. Dette betyr også at antallet signaler som presenteres for operatøren kan reduseres. Interessen for et slikt produkt har allerede vist seg å være stor, og antas å øke jo nærmere et komplett produkt man kommer.

Nettregulering i en nordisk kontekst

Student: Anders Holm Foosnæs
Faglærer: Gerard Doorman

I denne rapporten er det gitt en beskrivelse av de forskjellige reguleringsregimene i Danmark, Finland, Norge og Sverige. Alle regulatorene bruker, eller er i ferd med å innføre, benchmarkingsmodeller for å sammenligne nettselskapenes prestasjoner. I Norge og Finland brukes DEA, i Danmark skal Netvolumen brukes og i Sverige brukes Nettnyttemodellen. Den største forskjellen mellom regimene er måten benchmarkingsresultatene benyttes til å lage krav til nettselskapene. I Norge benyttes en kombinasjon av historiske kostnadstall og benchmarkingsresultat direkte til å fastsette selskapenes inntektsrammer. I Danmark skal benchmarkingsresultat benyttes til å gi selskapsspesifikke effektiviseringskrav til hvert enkelt selskap. I Finland og Sverige benyttes benchmarkingsresultatene som et vurderingsgrunnlag for hvilke selskaper som skal undersøkes nærmere. I rapporten er flere aspekter ved reguleringsregimene og de respektive benchmarkingsmodellene sammenlignet.

For ytterligere sammenligning ble det utført en case-studie, hvor tre norske distribusjonsselskap ble satt inn i den danske benchmarkingsmodellen Netvolumen. Resultatene fra disse analysene viser at det norske selskapet med høyest kundetetthet kom dårligst ut. I følge Dansk Energi er det en klar tendens til at city- / byselskaper kommer dårlig ut i den danske benchmarkingen. Resultatene fra analysene viser også at de norske selskapene oppnår en lav effektivitetsscore sammenlignet med de danske selskapene. Dette kan skyldes at det generelt er dyrere å drifte et nett i Norge grunnet andre rammevilkår eller at norske selskaper har en lavere effektivitet enn danske selskaper. En stor andel av forskjellen kan også skyldes forskjeller i datagrunnlaget, da det er forskjeller i regnskapsføringspraksis og skatte- og arbeidslover.

Det ble også utført en spørreundersøkelse blant distribusjonsselskaper i Danmark, Finland, Norge og Sverige. 103 selskaper har svarte innen tidsfristen. Resultatene fra denne undersøkelsen finnes i bilag 1.

Summary

A detailed description of the different regulation models of distribution companies (electricity sector) in Denmark, Finland, Norway and Sweden is presented in this report. The regulators in all these countries are using, or are about to introduce, benchmarking as a tool to compare the distribution companies' performance. In Norway and Finland DEA is used, in Denmark a grid volume model (Netvolumen) is going to be used and in Sweden an ideal grid model (Nätnyttomodellen) is used. The most distinct difference between the regulation regimes is the method which is used to establish the allowed income for each company. In Norway, a combination of historical cost data and benchmark results are directly used to establish the revenue cap. In Denmark they use a historically fixed revenue cap with efficiency demands established by benchmark results. In Finland and Sweden, the benchmark results are merely used as a tool to consider which companies that needs to be investigated more thoroughly. In the report, comparison of several aspects of the different regimes and their benchmark models are found.

To learn more about the regulation process, a case study were conducted. Three Norwegian distribution companies were included in the Danish benchmark model. The results from these analyses showed that the Norwegian company with the highest costumer density got the lowest efficiency score. According to Danish Energy, companies operating in an urban environment have a clear tendency to get low efficiency scores in the Danish model. The results from the analyses also showed that the Norwegian companies generally achieved lower efficiency scores than the Danish companies. This may be caused by a general higher cost of operation in Norway due to other operating conditions. It may also be caused by a lower efficiency in Norwegian companies. A big part of the difference might also be caused by differences in the input data, since accounting practice and tax- and labour laws are different in the two countries.

In relation to this project, a survey was conducted, where distribution companies in Denmark, Finland, Norway and Sweden were asked a few questions about how they experience the regulation. 103 companies answered before the deadline. The results from the survey can be found in appendix 1.

NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY
FACULTY OF INFORMATION TECHNOLOGY, MATHEMATICS AND ELECTRICAL ENGINEERING

Department of Electrical Power Engineering



MASTER'S THESIS

Student's name: Tor Martin Fossan

Subject: TET4900 - Electric Power Technology, Master's Thesis

Title: Rural Electrification in Brazil; evaluation of system solutions for small-scale stand-alone electrification projects

Description:

The assignment is to evaluate various power generation solutions for small-scale electrification projects in Brazil, with special focus on projects similar to the ongoing electrification projects run by the International Energy Initiative (IEI) at Cananéia in the state of São Paulo.

The following tasks shall be undertaken:

- Collection and evaluation of wind and solar resource data in Brazil
- Collection of technical specifications and prices for various energy solutions
- Development of a load demand estimate
- Simulation of project solutions using the micro optimization model HOMER
- Cost and benefit analysis based on the different project alternatives
- Brief discussion of social impacts
- Recommendations for succeeding projects

Start date	:	September 15th 2006
Deadline	:	March 26th 2007
Submission date	:	
Supervisor	:	Terje Gjengedal, NTNU

Trondheim,
Professor

ABSTRACT

The International Energy Initiative (IEI) develops small-scale stand-alone rural electrification projects in Brazil. This study is a contribution to the planning of new projects.

It compares power generation solutions for electrification projects with daily load demands between 1 kWh and 4 kWh, which may represent the load of a rural school. The evaluated system designs include photovoltaic arrays (PV), five small wind turbines (SWTs) and a thermal generator. Cost estimates are based on turnkey offers. The HOMER Micropower Optimization Model has been used to compare project costs and benefits.

The analysis show that solar resources in Brazil are good, thus any stand-alone system should include a PV array. Adding a SWT may reduce the Net Present Cost (NPC) if the wind resource is good and the daily load is 2 kWh or above, but it has to be used together with a PV array. Increasing supply security by adding a thermal generator is not recommended because analyses show that it is better to increase the renewable power generation capacity.

The NPC of a 2 kWh project is around R$ 50,000 (US$ 23,000) if it is a pure PV system. Adding a SWT may reduce the NPC with a few percent if the average wind speed at 30 meters height is between 5 m/s and 7 m/s, but this depends on the solar resource as well. If the daily load increases to 4 kWh, a SWT may reduce the NPC with 10 – 20 % for the same wind resource.

A PV tracker can be used to increase power output in months with many sunny hours per day, while it makes little difference in months with few hours of sun per day. A PV tracker has little or no value if the load is stable, but it is a good option if excess energy during sunny months is considered valuable by the consumer.

The cost per kWh for small-scale rural electrification projects is high. A careful selection of electrical equipment and special attention on energy efficiency is important.

AC losses in MgB2 superconductors

Student: **Sigrid Giljarhus**
Teacher: **Magne Runde**
Supervisor: **Niklas Magnusson**

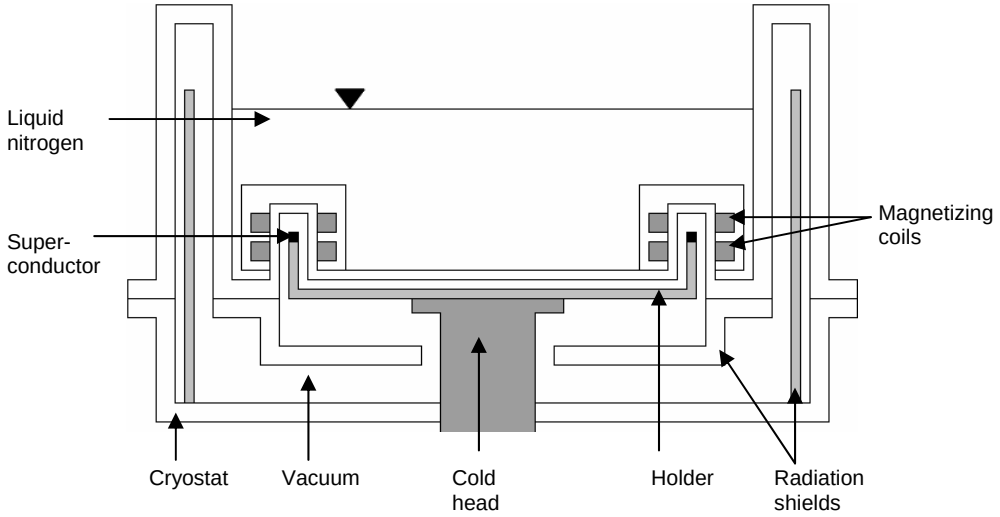
Task
Superconductors will, when subjected to time varying magnetic fields, e.g. when carrying ac currents, have losses. These so-called "ac losses" are of obvious importance for many power applications of superconductors. MgB2 was a few years ago found to be superconducting when cooled below 39 K. Up to now little experimental work is reported on ac losses in this material.

The student should:

- Look into relevant literature on superconductivity in general, and ac losses in particular.
- Perform ac loss measurements in the temperature range 25 - 45 K on received MgB2 samples using an existing calorimetric setup.
- Compare the results with the Bean model for electromagnetic behaviour and ac losses, and also with results obtained by others.

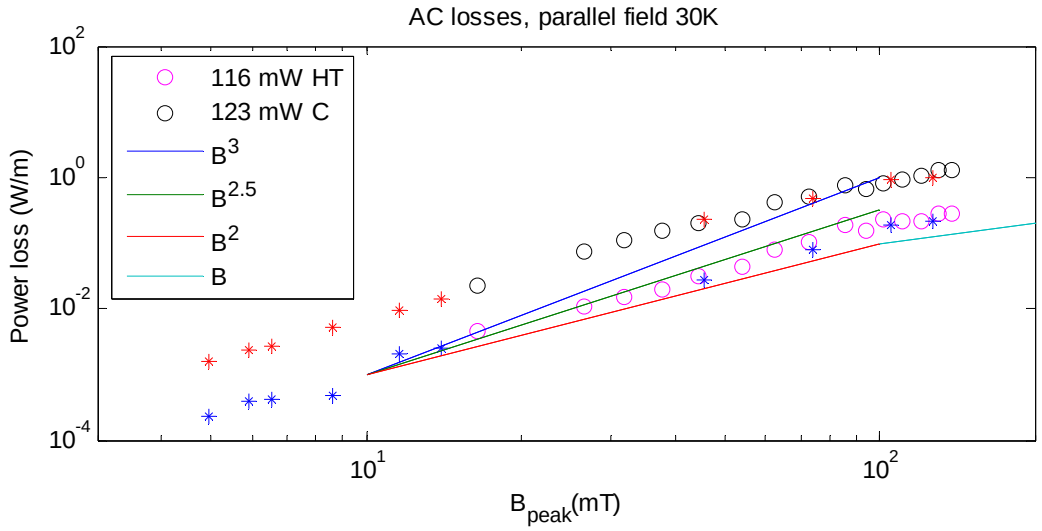
Background
The superconductive state is limited by critical current, critical current density and critical magnetic field. If one of the three is exceeded, the conductivity becomes normal.
When a superconductor is cooled below the critical current and is carrying direct current or is placed in a constant magnetic field, the resistivity in the material is zero, and there are no losses. However, when it is placed in an alternating magnetic field or carries alternating current, losses in the form of heat are generated. Theoretical models on AC losses in superconductors exist, where the first was established by Charles Bean. The Bean model losses are proportional to the applied field cubed below a limit called the penetration field and proportional to the applied field above this limit. The main purpose of the measurements is to study whether the measured losses fit the Bean model by finding the loss slopes and penetration fields. Loss equations for cylindrical conductors are also used for comparison.
The AC loss measurements performed are on the superconductor magnesium diboride. It was discovered in 2001 and has a critical temperature of 39 Kelvin.

Model/measurements
The measuring system is calorimetric where the AC losses are measured as a temperature increase in a thin copper wire glued onto the superconductor. The increased temperature gives increased resistivity in the copper and a changed voltage across the wire is thus detected. The AC losses arise when an outer alternating magnetic field is applied to the superconductor. A cross-sectional sketch of the measuring setup is shown below. The sketch is not to scale.



Results

The figure below is an example of the measured AC losses. Measurements were done on two samples from different manufacturers, marked HT and C. At this temperature (30 Kelvin) two series were run. The first series is marked with circles, the second with stars. From the figure it is sought to find the loss slopes and penetration fields. The lines drawn in the figure are used as reference when establishing the loss slopes present.



Conclusion

The measured losses do not fit the loss equations slope and also not the cylindrical conductor equations. It may not from the basis of these measurements be determined if the losses fall into another loss category (called coupling losses), but it does not seem likely that measuring errors is the reason for the deviation. This is because the error would have to be systematic. When looking to other studies done on MgB_2 and other superconductors, it has both been found results fitting and not fitting the Bean loss equations. Some have concluded with coupling losses, others have left the question unanswered.

Jordfeildeteksjon i spolejorda distribusjonsnett
-Mulige årsaker til utilsiktet utfall av linjer i Fillan transformatorstasjon

Student: **Magnus Guldal**
Faglærer: **Hans Kristian Høidalen**
Veileder: **Lars Hofstad**
Utføres i samarbeid med: **TrønderEnergi**

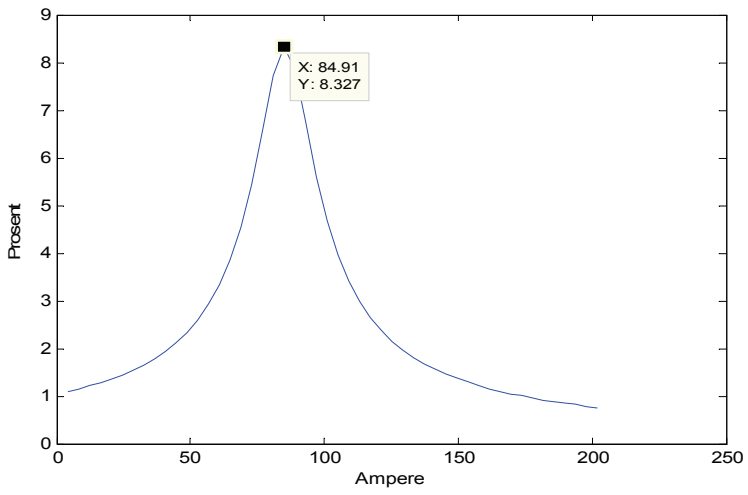
I denne oppgaven er det sett på nullpunktspenninger i det spolejordete Fillan-nettet på Hitra. Grunner til variasjoner i nullpunktspenningen er undersøkt, spesielt med hensyn å avdekke hvorfor man i noen tilfeller får unormalt høye spenninger. Dette har i det aktuelle nettet tidligere ført til uønskede utkoblinger av feilfritt nett.

Nullpunktspenningen samt nullstrømmene for de fire avgangene i nettet er logget i perioden 7. februar til 14. mars. Dette ble gjort for å undersøke en eventuell sammenheng mellom nullpunktspenningen og værforholdene. På grunn av en feil i jordslutningsspolens regulatorkrets den 12. februar ble perioden hvor målingene kunne brukes veldig kort.

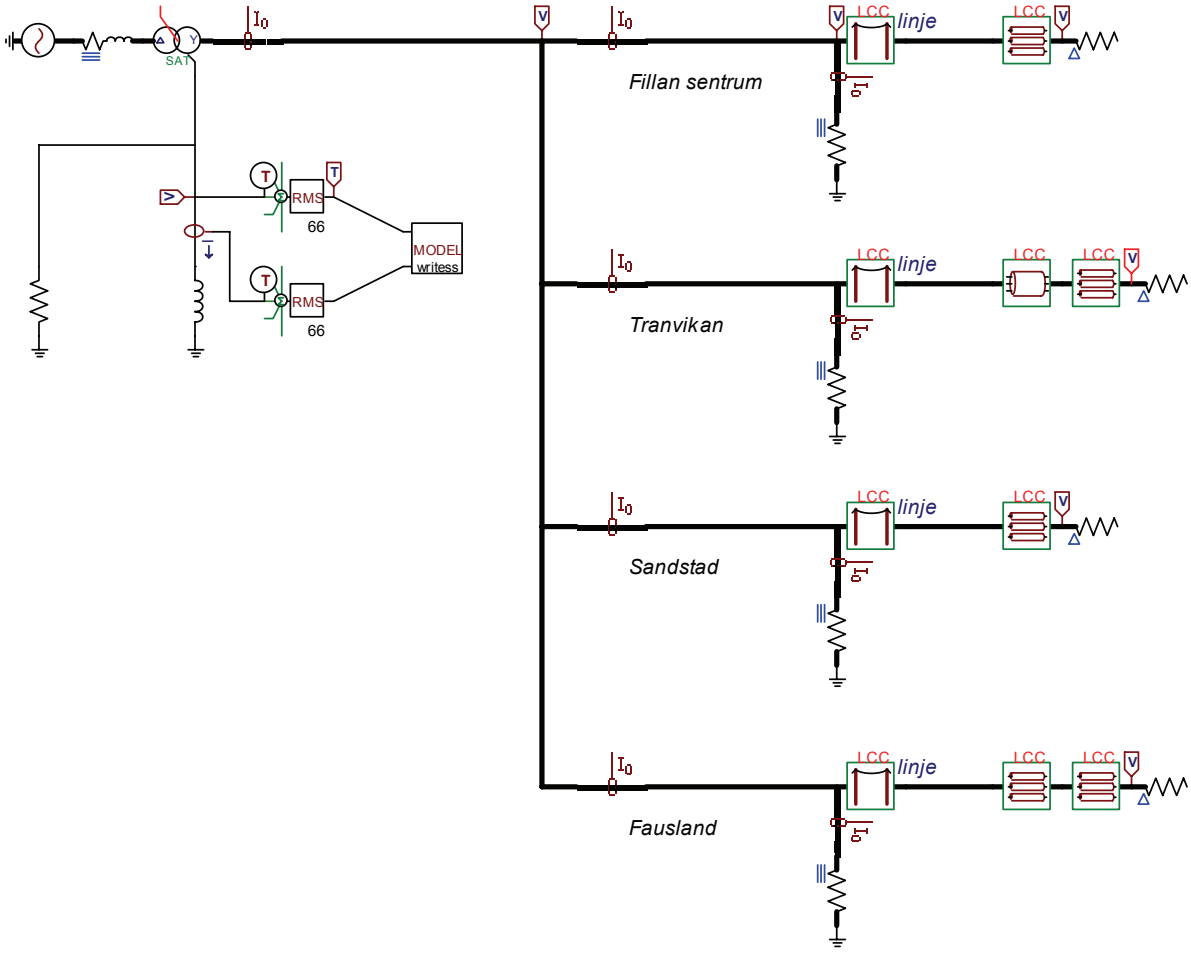
Det ble funnet en sammenheng mellom nedbør og nullpunktspenning, hvor nullpunktspenningen var lavere i regnvær. Dette kan forklares ut fra økt konduktiv avledning i vått vær. Det kunne imidlertid være ønskelig med flere målinger for å verifisere dette da datagrunnlaget er noe tynt.

En sammenheng mellom lastforholdene i nettet og nullpunktspenningen ble også vist. Variasjonene som følge av dette var imidlertid begrensede og kan ikke forklare nullpunktspenninger i en størrelsesorden som vil aktivere jordfeilvernene.

Nettet på Hitra ble simulert i programmet ATP. Simuleringene viste at en lav symmetrisk konduktiv avledning vil kunne aktivere jordfeilvernene, men at vernene i disse tilfellene ikke vil løse ut linjen grunnet for lav wattmetrisk nullstrøm. Det må i forbindelse med simuleringene nevnes at samsvar mellom kretsparametrene i simuleringen og målingene ikke ble oppnådd, og at dette kanskje kan føre til feil. I figuren under er resonanskurven for det simulerte nettet vist, med nullpunktspenning i prosent på x-aksen og spoleinduktans oppgitt i ampere på y-aksen.



Den grafiske kretsmodellen som ble laget i ATPDraw er vist i følgende figur:



Variasjoner i den kapasitive usymmetrien som følge av endringer i temperatur, luftfuktighet, lufttrykk og nedbør kan sannsynligvis avskrives som grunn til endringer i nullpunktspenningen. Her må det imidlertid tas forbehold på grunn av et tynt målegrunnlag.

Det ble ikke observert nullpunktspenninger som var høye nok til å aktivere jordfeilvernene i perioden hvor målinger ble gjort. Det ble heller ikke funnet noen sikker forklaring på hvorfor dette har oppstått tidligere.

Ground Resistance Measurements on Transmission Towers with Overhead Ground Wires

Student: **Torstein Gärtner**
Faglærer: **Hans Kristian Høidalen**
Veileder: **Sonja Berlijn, STRI**
Utføres i samarbeid med: **Statnett, STRI**

Problemstilling

Measurement of transmission towers' ground resistance is essential to verify that the transmission line meets the requirements concerning personal safety and reliability. International standards and norms have different recommendations for measurements on interconnected transmission towers. The Norwegian transmission system operator, Statnett, has doubted the results of their currently used method for ground resistance measurements on interconnected transmission towers, and initiated an investigation on grounding involving Statnett, STRI and NTNU.

Oppgaven

The main object of this master's thesis was to investigate different methods for ground resistance measurements, and how applicable they are to measurements on transmission towers interconnected by overhead ground wires. The investigation was based on both numerical calculations in CDEGS, and practical measurements on real transmission towers.

The following topics have been addressed:

- Identification of actual measuring methods based on international recommendations
- Investigation of the obtained methods applicability for Statnett's transmission line designs, using CDEGS
- Suggestion of an adequate method for Statnett to use
- Investigation of how representative resistance measurements done at a specific time is for the resistance throughout the year

Sammendrag

In this thesis six methods are explained, and their qualities are investigated by simulations in CDEGS as well as practical research measurements. Based on this investigation it was possible to identify a method that met the complex requirements for ground resistance measurements on interconnected transmission towers, as well as Statnett's preferences regarding time-consumption.

The most adequate method for Statnett to use is one particular variation of the Fall of Potential method. This method involves a correction factor to find the real resistance of the ground electrode. When performing measurements on counterpoise electrodes, the current electrode is located perpendicular to the transmission line, at a distance equal to the ground electrode's extension in the measuring direction. Similarly, for ring electrodes it is located at a distance of four times the ground electrode's extension. The potential electrode is located in the middle of the ground electrode and the current electrode for both counterpoise and ring electrodes.

Simulations performed using this measuring method, with soil conditions representative for Norwegian tower sites, show that it has an accuracy of ± 22%, which is acceptable. The method requires short test electrode distances. As a result of this it is less time-consuming and less sensitive to local variations in soil resistivity nearby the ground electrode, compared to the other methods.

Other investigated methods also resulted in good accuracy when simulating the measurement methods. However, these methods are more time-consuming and more sensitive to soil conditions or the potential electrode's location. Some of the methods resulted in resistances that were substantially lower than the actual resistance of the ground electrode under test.

An instruction for ground resistance measurements on interconnected transmission towers has been made. With the help of this, a work instruction will be written and the method will be implemented at Statnett during summer 2007.

Design av undervanns høyspenningskomponenter

Student: **Olav Egil Hoem**
Faglærer: **Erling Ildstad**

Med store deler av de ”lett” tilgjengelige petroleumsressursene allerede utvunnet, er man nå i stadig større grad interessert i å utvinne olje – og gassfelt som tidligere ble betraktet som økonomisk ulønnsomme. En slik trend krever utvikling av ny teknologi for utvinning av petroleum fra større dyp og under mer ekstreme omgivelsesforhold. Denne utviklingen fører til fokus på utvinning fra subsea installasjoner i stedet fra plattformer og skip og gir store teknologiske utfordringer i utvikling av subsea prosess og kraftforsyningssystemer.

Hensikten med denne rapporten er å gi en oversikt over enkelte av de mest kritiske komponentene for subsea kraftforsyning og hvilke designkriterier som er viktige for disse komponentene. Utvinning fra større dyp krever også en lengre borestreng og stiller større konstruksjonskrav til denne og mer ekstreme forhold med tanke på trykk og temperatur av boreslammet. For overvåkning av brønnstrømmen har man hittil benyttet akustiske teknikker, men elektrisk signaloverføring for analyse og overvåkning av brønnstrømmen er også av økende interesse. For denne teknikken er halvledende elementer et av de kritiske designaspektene. Elektrisk ledningsevne av halvledere ble derfor sett nærmere på og et laboratorieoppsett ble brukt for å undersøke hvordan resistansen av sotfylte polymerer varierer med trykk og temperatur.

De viktigste aspektene knyttet til design av våte konnektorer knytter seg til beskyttelse mot vanninntrengning og kompabilitet mellom fast isolasjon og olje samt beskyttelse mot høye hydrostatiske trykk. Beskyttelse mot vanninntrengning under kobling er kanskje det viktigste designaspektet og en konstruksjon som forhindrer vanninntrengning under og etter kobling er av essensiell betydning. I tillegg består konnektorene som regel av et hybrid isolasjonssystem av fast isolasjon og olje. Det er da viktig at disse er kompatible da uheldige kombinasjoner kan gi forringing av isolasjonsegenskapene. Spesielt viktig er det at man sørger for god holdfasthet i grenseflatene mellom fast isolasjon og olje, da man i enkelte tilfeller har opplevd en betydelig reduksjon i holdfastheten i dette sjiktet ved uheldige betingelser.
I tillegg må man etterstrebe gode prosedyrer for kvalitetskontroll av konnektorer da høy pålitelighet er påkrevd på grunn av høye kostnader ved reparasjon og vedlikehold. Dette fremmer derfor et ønske om standarder for kvalifisering av konnektorer slik at man kan oppnå et produkt med så høy pålitelighet som mulig.

For resistans i halvledere ble det funnet av teorien at man ved økende temperatur har en PTCeffekt som fører til en kraftig økning av resistansen ved økende temperaturer, gjerne i regionen 100-150 °C. Disse temperaturmekanismene er kompliserte og teoriene omkring disse er enda uklare og trenger nærmere undersøkelse. For økende trykk er det klart at resistansen minker da sotpartiklene i polymeren vil danne ledende sotkjeder under komprimering.

Forsøk bekreftet teoriene omkring temperaturavhengighet og mekanisk påkjenning på resistansen i sotfylte polymerer. Målinger ble foretatt for konstant temperatur under økende trykk. Resistansen ble redusert med en faktor 12-18 ved økning av trykket fra atmosfæretrykk til et trykk på 50-100 bar. Det ble observert en rask reduksjon i resistansen ved økt trykk fra atmosfære til 10-20 bar og deretter en utflatning, noe som tydet på at sotpartiklene hadde dannet ledende sotkjeder under komprimeringen og ytterligere økning av trykket gav derfor

ingen vesentlig reduksjon av resistansen. Ved økning av temperaturen fra romtemperatur opplevde man en kun svak økning i resistansen ved 60 °C og 90 °C. Ved ytterligere temperaturøkning til 120 °C ble det imidlertid registrert en resistansøkning på 5-7 ganger i forhold til tilsvarende trykk ved lavere temperaturer. Dette kan etter all sannsynlighet tilskrives PTC-effekten i materialet.

Forsøket som ble gjennomført var av nokså begrenset omfang og det vil være av interesse å gjennomføre et mer omfattende forsøk der man benytter et mer skreddersydd oppsett for målingene og gjennomfører målinger på flere ulike sotfylte polymerer for å undersøke hvordan ulike typer halvlederelementer påvirkes av forhøyede trykk og temperaturer.

2D Finite Element (FE) modelling and simulation of the stator winding of synchronous machines in adjustable degree of detailing

Student: **Håkon Hole**
Faglærer: **Robert Nilssen**
Veileder: **Dr. Stefan Lahres**
Utføres i samarbeid med: **Voith Siemens Hydro Power Generation GmbH**

Problemstilling

Verktøyet General Purpose 2D Electromagnetic Tool (GP2DET) ved Voith Siemens Hydro er utviklet for simulering og beregning av elektriske parametere i store vannkraftmaskiner ved hjelp av Finite Element (FE) analyse. I dette verktøyet har statorviklingene tidligere blitt modellert som massive blokker av ledere, og strøm i lastsituasjoner har blitt påtrykt som uniform strømtetthet. For å kunne utvide simulasjonsmulighetene i GP2DET til å omfatte beregning av tap fra sirkulerende strømmer og Eddy-strømmer, er det nødvendig å modellere statorviklingene i full detalj, med modellering av alle del-ledere og isolasjon, i stedet for massive blokker. Strømmer må kunne induseres i stedet for å påtrykkes som strømtetthet, slik at strømmenes fordeling i lederne kommer frem, og de nevnte tap kan beregnes.

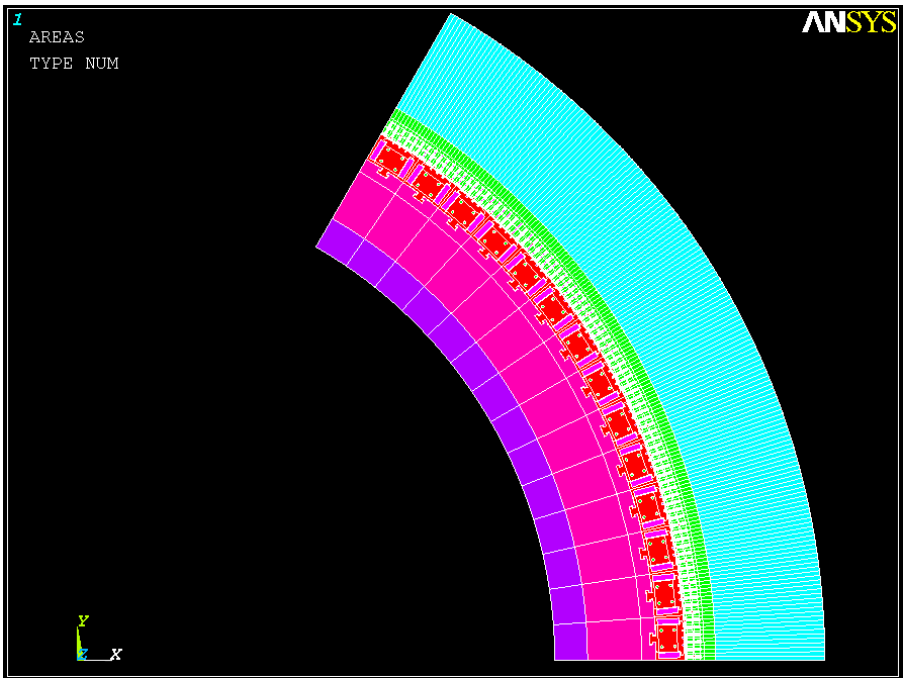
Oppgaven

Det eksisterende GP2DET-verktøyet hos Voith Siemens Hydro skal tilpasses en automatisk modellering av statorviklingene i detaljert grad, og dette skal gjøres ved programmering av makroer i ANSYS APDL. Forskjellige alternativer for hvilke ledere som skal modelleres detaljert, og hvilke som skal forbli massive blokker, skal implementeres. På denne måten skal brukeren kunne velge detaljeringsalternativ alt etter hvilke effekter som er ønskelig å studere, samt hvilken type maskin som behandles. Detaljeringen skal testes på forskjellige maskiner, og simulasjonsresultater skal sammenlignes med beregninger fra andre verktøyer.

Modell/målinger

2D-ANSYS modellene som bearbeides er fremstilt i GP2DET fra CAD-geometri av hver aktuelle maskin. Visse kriterier gjelder for hvilke maskiner som er støttet. Maskinene må ha to-lags statorviklinger, enten utført som stav- eller spoleviklinger. Stavviklingene kan være konfigurert som bølge- eller sløyfeviklinger, med eller uten Roebel transposisjon. Spoleviklingene kan være transponert på tre forskjellige steder; innad i en spole, i koblingen mellom to spoler innad i en spolegruppe, og i koblingen mellom spolegrupper. Antall og oppsett av del-ledere i viklingene kan variere. Antallet statorspor per pol per fase kan være et heltall eller en brøk. I tilfelle det siste kan modellering av relativt store deler av en maskin være nødvendig for å fremstille et periodisk segment. Et eksempel på dette er vist i Figur 1.

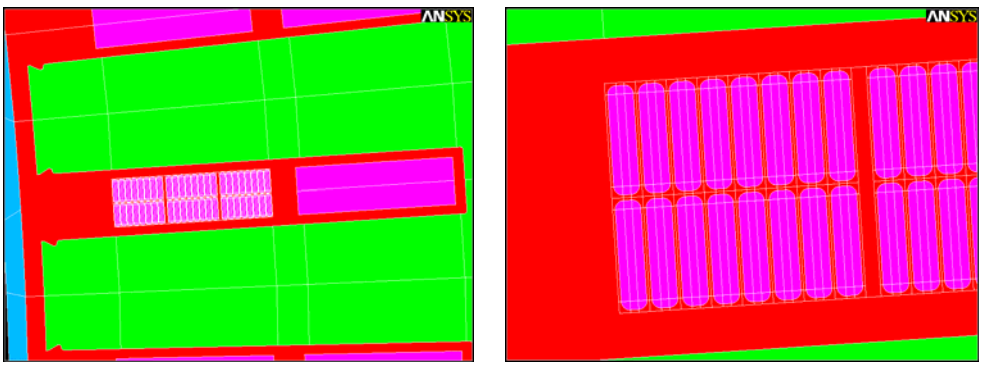
Et sett makroer ble skrevet for automatisk behandling av modeller fremstilt i GP2DET. Makroene støtter de nevnte maskinkriterier og bytter ut massivt modellerte statorviklinger med detaljerte. 17 detaljeringsalternativer ble implementert, og for spoleviklinger blir kobling av del-lederene utført. Koblingene lages unikt for hver del-leder, og lager lukkede kretser av ledere i forskjellige statorspor, innad i en spole. Dersom del-lederene ikke er kortsluttet på endene av hver spole, lages også kretskoblinger mellom spoler og spolegrupper.
Detaljert modellering støttes for viklinger der alle del-ledere er like store og uten forskyvning i forhold til hverandre. Del-lederene i hver statorvikling er modellert som massive ledere i ANSYS, slik at strøm kan induseres, og det kan studeres hvordan strømmene fordeler seg.



Figur 1 ANSYS-modell av maskin med 14 poler per periodiske segment

Beregninger

De 17 detaljeringsalternativene ble testet på tre forskjellige maskiner, hvorav to hadde stavviklinger og den siste hadde spoleviklinger. Alle maskinene hadde forskjellige geometriske mål, så vel som andre maskinparametere. Samtlige detaljeringsalternativer ble utført automatisk og kjørte feilfritt. Enkelte av disse tar relativt lang tid å utføre. Figur 2 viser hvordan den øvre viklingen i et spor har blitt byttet ut. Kobling av kretser ble automatisk utført for spoleviklinger. Koblinger mellom detaljerte og udetaljerte viklinger, så vel som kjøring av simulasjon, er foreløpig kun mulig manuelt, og ikke automatisert. Under utviklingen ble det ikke tid til å produsere sammenlignbare simulasjonsresultater.



Figur 2 Detaljert modell av den øvre viklingen i et spor. Venstre bilde viser begge viklinger. Høyre viser nærbilde av den detaljerte viklingen. Jern er farget grønt, luft og isolasjon er rødt, og kopper er rosa.

Konklusjon

Detaljert modellering av statorviklinger ble implementer i GP2DET. 17 alternativer for detaljering er støttet, og disse utføres automatisk for forskjellige maskiner. Kobling av kretser utføres automatisk for spoleviklinger. Sammenlignbare simulasjonsresultater ble ikke oppnådd.

Støtte for del-ledere av ulik størrelse og konfigurasjon burde bygges inn, og endringer burde gjøres i detaljeringsprosedyren for å spare tid. Automatisk kobling mellom detaljerte og udetaljerte viklinger må bygges inn, og fokus videre bør være på beregninger og simulasjon.

Automation of Testing of Polymer HVDC Cables using Controlled Rapid Voltage Surges

Student: **Thomas Karlsen**
Faglærer: **Erling Ildstad**

Due to and commercialization of the energy markets and environmental considerations there is an increasing interest in large-scale exchange of power between different countries and continents.

For the highest rated voltages in DC today, only oil-impregnated paper is utilized as cable insulation. Extruded polymer solutions are currently being developed but many questions are still unanswered. This is connected to among others, choice of testing methods for documentation of high production quality and good long-term properties. The test procedure chosen must be relevant regarding the service stress and sensitive for detection of production weaknesses.

In a NFR- and industrially supported project it is at NTNU/SINTEF being worked on developing a simplified voltage surge technique for detecting insulation weaknesses in high voltage DC insulation.

It has been shown that initiation of electrical trees in polymeric cable insulation can occur from contaminations when being subjected to abrupt surges at a voltage significantly lower than the breakdown voltage.

With basis in the developed experimental circuit, the student shall develop an automated system that will replace the manual performing of subsequent rapid voltage surges and detecting cable failures.

This report aims to describe the work done in order to develop and create a solution for automation of failure detection and performance of rapid voltage surges. The automated system was developed with basis in the experimental circuit developed at NTNU/SINTEF. The circuit relied on manually performing rapid voltage surges and detecting cable failure. Meaning that inequality in the performance of each grounding may introduce unknown variables.

The realized automation system consisted of two parts. The first part was a switch that was able to withstand the voltage applied and able to perform the rapid voltage surges. The second part was a program that controlled the switch and regularly monitored the condition of the cable object, indicating failure when electrical treeing had caused breakdown in the cable insulation.

Two solutions for switches were examined. One switch utilized an arm moving between two electrodes for grounding the objects, using textile Bakelite as insulation and support frame for the electrodes. The other switch utilized a sphere gap with air as insulation and electric field strength close to the breakdown strength of the air. Groundings in the sphere gap switch were performed using a striker to greatly enhance the electric field and cause a spark between the spheres, causing a transition from a highly insulating state to a highly conductive state.
As the experimental circuit had a large current limiting resistance, the experimental circuit was sensitive to leakage currents as they set up a voltage over the resistance, instead of the

cable objects. Leakage currents in the switches were examined and it was found that the arm switch had leakage current unacceptable for use in the experiment. Similarly, leakage currents in the sphere gap switch were examined and found to be acceptable for use in the experiment.

The behaviour of cable objects that, due to electrical treeing had developed insulation failure was examined and measurement parameters for detecting cable failure were found. These parameters were implemented using LabView as a platform for creating a a control program and interface to the instruments connected to the switch.

Having fully created the automated system, the system was used in testing cable objects and was found able to inflict and detect a cable failure due to electrical treeing. However, compared to previous results, a lower number of groundings was needed, which may indicate that the introduction of the sphere gap switch has altered the circuit in a manner such that new results will differ from former results.

Sub Sea Power Electronics

Student: **Andreas Hoon Wenaas Kristoffersen**
Faglærer: **Tore M. Undeland**
Veileder: **Tore M. Undeland, Snorre Frydenlund, Magnar Hernes**
Utføres i samarbeid med: **Norsk Hydro**

Problemstilling
Oil and gas installations on the sea bed saves a lot of money compared to traditional platforms on the surface. Both environmentally and economically, there are a lot of benefits by putting components on the sea bed, but it also arises some challenges that need to be solved to get a reliable and efficient system. One of these challenges related to natural gas production is the need for a compressor unit in the several MW range on the sea bed to maintain production pressure in the reservoir as the gas is extracted from the field. Since access to the unit for maintenance is limited, the system should be as reliable as possible.

A compressor unit with electrical drives to control the performance is suggested as a good solution, but when placed on the sea bed, there is major difference in the working environment for the electronic components which are designed for surface conditions. A way to cope with this problem is to encapsulate the components in a tank holding one atmosphere and fill it with a fluid. This solution is used today, but as the depths increase along with larger physical size on the drives, the tank and penetration for wiring will become expensive. As an alternative, the tank could be completely filled with insulating oil with walls allowing the pressure on the inside to be the same as on the outside. The work in this report is based on that alternative and some aspects around it are investigated.

Oppgaven
Sub sea compression for maintaining reservoir pressure in a gas field is important to have a steady production of gas as it is extracted from the field. Electrical drives in the several megawatt range are suitable to control the compressor motor since it is not desirable to have gears which need maintenance. Problems related to the location on the sea bed have so far been overcome by using massive pressure tanks which hold 1 atmosphere. A new approach would be to allow the pressure on the sea bed to be applied on the electrical components. This will reduce and simplify the system only needing a thin walled casing filled with oil to contain the electronics, but the electronic components then need to be compatible with the oil and function at high hydrostatic pressure. This report include suitable electrical power systems for a compression application, theory around the most likely to be used switch, some available modules and an experimental set up for testing IGBT compatibility with oil.

Converters consisting of rectifiers and inverters are widely used in industrial motor drives and it is assumed that such a converter will be used consisting of a diode bridge rectifier and a neutral point clamped inverter. High voltage applications often operate with voltages above the rated value of many semiconductor components which means that switches must be series connected. A neutral point clamped inverter with series connected switches will be able to handle the high voltages and produce a good spectral output to the motor terminals.

The switches used in the inverter will probably be IGBTs. The IGBT evolved as the most successful device for high power, high switching frequency applications blending MOSFET switching capabilities with BJT on-state conduction properties. Development has produced a lot of versions of this kind of switch, and by modifying doping profiles and geometrical

properties a set of devices with improved characteristics has been made. Packaging techniques make it possible to integrate the switches in different environments. Examples are the press pack modules which can be hermetically sealed and the standard DBC solutions.

To test compatibility with insulating oil, an experiment was set up. An IGBT inverter leg module was placed inside a tank which was filled with oil. The module was operated in an H-bridge configuration with another bridge leg on the outside of the tank. Thorough testing before submerging it was performed to ensure and document normal behaviour. When fully submerged the module was tested and the results compared with those from the initial testing. Short duration of continuous switching was also performed followed by intermittent operation with current pulses and long term continuous switching. None of the captured scope pictures or temperature measurements showed deviation from normal IGBT behaviour or change of characteristics. It can then be concluded that when submerging an IGBT module, no instant failure or change of electrical behaviour occurs.

Modell/målinger

Fig 1 is a picture of the complete experimental set up with some important components marked with yellow arrows. The test object in this picture is inside the tank which in turn is filled with oil. All the other equipment is set up to operate the IGBT module in the tank together with one bridge leg on the outside as an H-bridge. The inductor is not labelled, but can be seen just above the supply label. Documentation was saved using the scope and the data logger. The data logger was set up to measure temperatures on five different places which are listed in Table 1, while the scope captured pictures of the current through the inductor and selected voltages of interest.

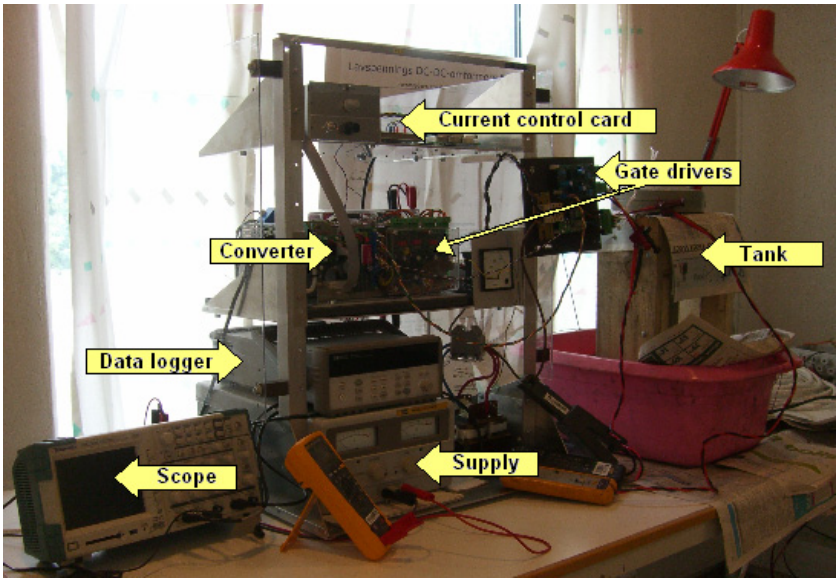


Fig 1 Complete experemental set up

Table 1 Data logger channels

Ch 1	Temperature on heat spreader
Ch 2	Temperature inside tank at the bottom
Ch 3	Temperature inside the tank at the top
Ch 4	Temperature outside tank wall
Ch 5	Room temperature

The test object inside the tank is shown in Fig 2. After this picture was taken, a few modifications were made to ensure electrical isolation from the inside of the tank wall. A plastic casing was put over the capacitors to fully cover the conducting wires, and collector and emitter connections were inspected to see if contact could occur.

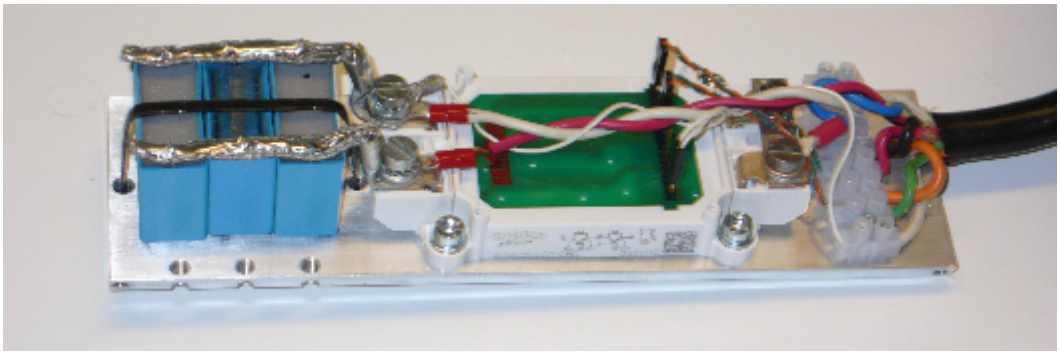


Fig 2 Test object

Temperature measurements were assembled on the module using one of the spare screw holes seen in front of the capacitors.

Beregninger

In Fig 3 the gate-emitter voltage is plotted when the transistor was operated in room environment. Compared with the plot in Fig 4 taken after 6 days of continuous switching fully submerged in silicon oil, it can be seen that the characteristic waveform of the gate-emitter voltage has not changed.

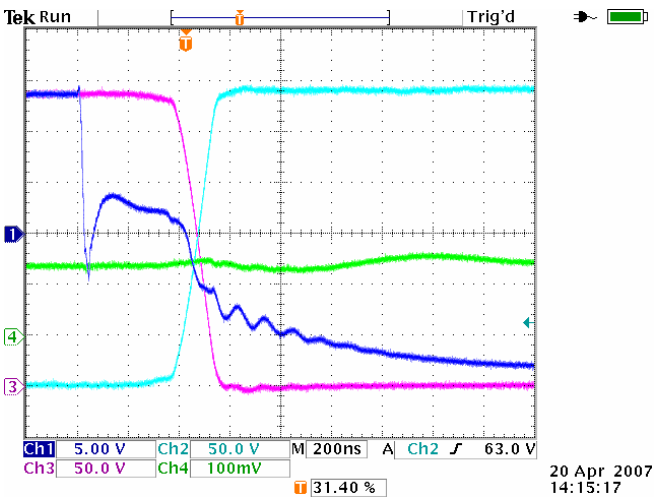


Fig 3 Gate-emitter voltage when operated in room environment (blue graph)

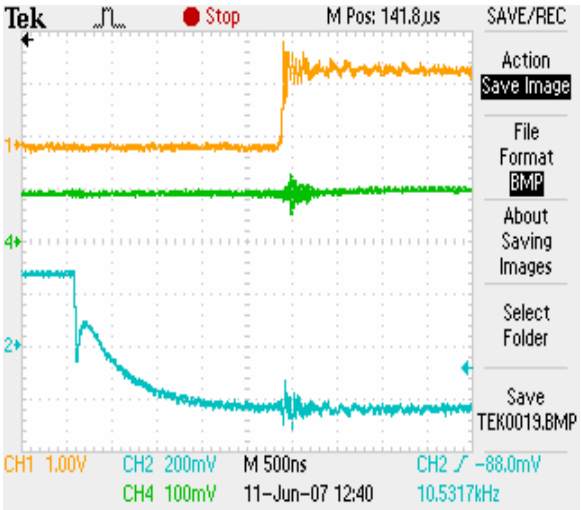


Fig 4 Gate-emitter voltage when operated submerged in silicon oil (blue graph)

Konklusjon

It can be concluded that no instant failure or change of behaviour occurs when an IGBT module is fully submerged in silicon oil and operated with continuous switching. It is still a long way to go before completing a system, but an important part of the process is investigated and documented in this report.

Planlegging av Mølnelva kraftverk

Student: **Marius Larsen**
Faglærer: **Terje Gjengedal**
Veileder: **Harald Linde, Statkraft Energi**

Bakgrunn:
"De store vannkraftutbyggingers tid er forbi". På bakgrunn av dette foregår utbygging i dag i mindre skala. Også Statkraft ser på muligheten for slike utbygginger. Mølnelva i Beisfjord utenfor Narvik er en av dem. Denne oppgaven tar sikte på å utrede en god utbyggingsstrategi for Mølnelva, samt å belyse de tekniske installasjonene i anlegget. Nettilknytning av kraftverket er også en problemstilling som vil bli berørt.

I masteroppgaven skal det skal lages en utredning for småkraftverket i Mølnelva i Nordland Oppgaven skal utrede/prosjektere følgende:

- Utrede områdets hydrologi, og lage vannføringsdata for nedbørsfeltet.
- Lokalisere beste punkter for inntak, dam og kraftverk.
- Bestemme effekt, energipotensial og energiproduksjon.
- Estimere investeringskostnader og fremtidige inntekter.
- Gjøre en økonomisk vurdering av utbyggingen.
- Gjøre tekniske valg og beregninger hele veien fra inntak til nettilknytning.
- Utarbeide en teknisk beskrivelse av anlegget.
- Vurdere miljøkonsekvenser av tiltaket.

Energisituasjonen i Norge og Europa har ført til prisøkninger på elektrisitet. På bakgrunn av dette har en begynt å se på alternativer for produksjon, samtidig som flere og flere prosjekter blir lønnsomme. Den siste tids fokus på miljøsituasjonen, med global oppvarming og utslipp av klimagasser har ikke gjort dette mindre aktuelt.

I denne sammenheng har *Statkraft Energi* tatt frem et gammelt prosjekt. Tidlig på 1900-tallet kjøpte de fallrettigheter og grunn i Mølnelva i Beisfjord utenfor Narvik. Prosjektet har imidlertid aldri blitt realisert. Nå kan det være aktuelt. På oppdrag fra *Statkraft Energi* skulle energipotensialet i Mølnelva studeres, for å forsøke å finne en god utbyggingsstrategi.

Det hele startet med å finne ut hvor mye vann det egentlig er i Mølnelva, og til hvilke tider det er der. For å få oversikt over dette ble NVEs målestasjon 174.3 Øvstevatn benyttet. Denne ligger like sør for det aktuelle prosjektet. Spesifikk avrenning og størrelse var ikke veldig forskjellig fra Mølnelvas, i tillegg til at nedbørsfeltet kan regnes som representativt. Måleseriene fra stasjonen ble skalert ned for å tilfredsstille Mølnelva.

Ulike avveininger ble gjort for å plassere inntak og kraftstasjon. Optimal slukeevne ble beregnet til å være 1,69m3/s, installert effekt 4,06MW, årlig energiproduksjon 14,3GWh og optimal rørdiameter ble funnet til å være 0,9m. Problematikk rundt Beisfjord Vannverk blir også avklart.

Det ble beregnet at kraftverket kan bygges ut med en kostnad på i underkant av 2,1kr/kWh. I dag regnes dette for et lønnsomt kraftverk. Nåverdiberegninger (7%, 35år) viser at kraftverket vil være lønnsomt med gjennomsnittlige energipriser over 18,2øre/kWh. Kraftverk i Mølnelva vil etter beregningene være økonomisk gunstig.

En vil ha et inntak etablert med en gravitasjonsdam på kote 300. Herfra vil en 1000 meter

lang rørgate i dagen føre vannet ned til kraftstasjonen ved kote 15. Rørgata vil de øverste 400m være utført med GUP-rør. De resterende 600 meterne benyttes det duktile støpejernsrør. Optimalt tverrsnitt på rørgata er beregnet til 0,9m. Hovedventilen vil være en kuleventil grunnet det høye vanntrykket. Turbinen vil være en vertikalt oppstilt Pelton med 6 dyser.

Dette på grunn av høyere virkningsgrad på lavere last. I den størrelsesorden Mølnelva kraftverk er, vil det tjene inn investeringskostnaden. Generatoren vil ha en merkespenning på 6kV, og en ytelse på 4,5MVA. Den vil være en synkrongenerator med børsteløs magnetisering. Generatorspenningen vil bli transformert opp til nettspenningen i fordelingsnettet i hovedtransformatoren. Nettet har kapasitet for dette kraftverket alene, men det er planer for 3 andre kraftverk i Beisfjord, og da må det utvides.

Kraftverket vil være vannstandsregulert etter vannstanden i inntaksbassenget. Reguleringsforholdene er tilfredsstillende. Peltonturbinens deflektorer gjør at en ikke trenger ekstra tiltak med tanke på trykkstøt.

Kraftverket vil være et typisk småkraftverk, med drift hele sommeren. Om vinteren da vannstanden er lavest, vil en stenge ned og tømme rørgaten.

Miljøkonsekvensene for prosjektet regnes som moderate. Det er de estetiske hensyn som vil være de vanskeligste å godta med prosjektet. En lang rørgate i dagen er et drastisk inngrep. Likevel er det ikke bortfall av uberørt naturområder, da elva allerede benyttes til vannverket, samt Statnetts 400kV-linje som passerer området. Det er omtrent 0,4km^2 som blir borte med tiltaket. Kraftstasjonen vil bli liggende i bygda Beisfjord.

Balancing Costs for Wind Power

Student: **Marit Larssen**
Faglærer: **Terje Gjengedal**
Veileder: **Leon Notkevich, Statkraft**

Problem Description
Wind power is a variable power source which needs special consideration in a balancing market. In this task the prediction errors and the costs from balancing the deviations in the balancing market should be analysed. Furthermore should the current settlement in the balance market be compared to the new regime which is due in 2008. The new market structures are expected to increase the costs for balancing power. Models for calculation of the balancing costs should be established and used to compute the increased risk for the wind power producers.

Nordel is the organisation for the Nordel synchronous system, held by the Nordic Transmission System Operators. In their work to harmonise the Nordic electricity markets they have agreed upon harmonising the Nordic balance management. This will imply three large changes, firstly the settlement of the production balance will be done by a 2-price settlement, (instead of the 1-price settlement in Norway), and secondly there will be a new intraday market for settling the balances after 12- 36 hours and before operating time. Finally the Balance Responsible Parties will have to take their share of the costs for operating the reserves.

Paying a penalty through paying more in the regulating market than in the spot market is meant as an incentive for the market to maintain their power balance. This will help the system operator reduce their need to contract and use reserve power and consequently reducing total costs.

These new regulations will reduce the net income from producers of wind and other power plants that cannot control their production, like run of river hydro power plants.

The market for electricity is currently divided into three consecutive markets. Nord Pool fixes the price the day ahead of operation, followed by the intra-day market Elbas (not in Norway), where power is traded up to one hour before operation, and lastly, the balancing market which helps maintain the balance in the operational hour and settles the costs afterwards.

The costs of balancing wind power production in the balancing market (1-price and 2-price) are analysed. Wind series from three Norwegian wind parks have been nominated to the spot market and the deviation settled in the balancing market, by the 1-price settlement as reference and the 2-price settlement. The nominations have been done to three different years; 2004, 2005 and 2006 in Norway, and park A is nominated to 2006 in Sweden and Denmark. It is assumed that the wind power production and the spot and regulating prices are independent of each-other. The resulting change in income with deviation compared to making no prediction error for a 100 MW wind farm is presented. The highest loss compared to making no prediction error is when making a common bid for park A and B (11 677 000 in 2006), followed by the common bid for park A+B with wind series from the second year(8 555 000 in 2006) and park A (7 733 000 in 2006) in Denmark.

One of the best ways to integrate large amounts of wind energy is to improve the forecasting methods. In that way the production planning will go easier, and deviations and corresponding costs are reduced. The savings achieved by introducing a prediction tool equals 3 523 000, 4 122 000, 4 921 000 compared to the base case of the corresponding MAEs equal to 39%,30% and 18%.

The smoothing effect emerges when nominating geographically spread parks in a group(Holtinnen, 2005). Three parks, that are separated by several 100 km, are nominated by a single BRP. The resulting costs compared to separate nominations are reduced by 31,5 %. This result requires that the wind farms is in the same price area, which they in this case does not. The result is interesting nevertheless as Nordel continuously seek to invest in transmission capacity in order to create an efficient Nordic market for electricity.

The Elbas market is mainly a market to reduce risks. If a deviation should occur it is likely that the best way for balancing it, will be in the regulating market. This is due to the principle of the merit order, which implies that the cheapest regulating power offered is used first. By comparing the data there were quite a few hours were the middle Elbas price was higher than the regulating price. In this sense it might have been wise to wait, although the lower regulating price may also have been a result of more energy being settled in the Elbas market, reducing the volume needed to be settled in the regulating market, and accordingly reducing the price.

30 kW Power Boost System for Drive Trains for Electric Vehicles Based on Supercapacitor Technologies

Student: **Frode Lium**
Faglærer: **Tore M. Undeland**
Veileder: **Tore M. Undeland**
Utføres i samarbeid med: **Think Technology**

Problemstilling

In electric and fuel cell vehicles there is a need to boost the battery power during fast changes in power demand.

The goal is to design, dimension and construct a power boost system for the drive trains in electric vehicles, by utilizing supercapacitor technology. The system should consist of a supercapacitor bank and a converter, and be designed for use in the new Think electric vehicle. Each part of the converter should be dimensioned according to information provided by Think Technology.

The master thesis will be limited to the design, dimensioning and construction of the power boost system, while the implementation, interfacing and control of power sharing will not been dealt with.

Oppgaven

A topology for the power boost system has been chosen, as a result of a literature study. In automotive applications it is important to limit the size and power loss of the system and to use a system that can offer good dependability. The converter topology is shown the figure below.

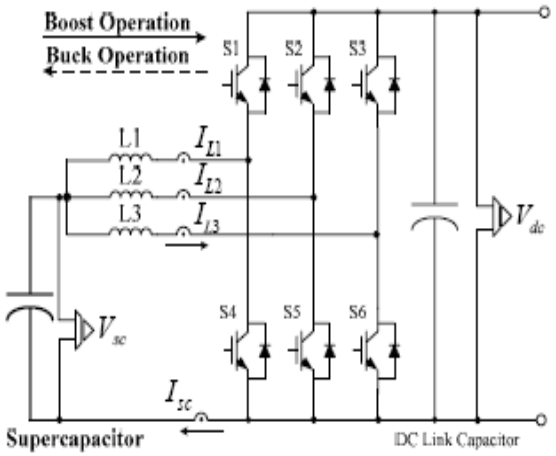


Figure 1: Converter topology

This topology is a bidirectional DC – DC converter that will reduce ripple currents at the supercapacitors, if it is controlled in an interleaved manner, and allows the inductors to be smaller and the switches to have lower current rating. In addition to the setup above, an electrolytic capacitor is necessary to reduce current ripple in the supercapacitors.

This system has been constructed and partially tested. The switches are based on a standard intelligent power module rated 600 V and 150 A, which is normally used for motor drives and

therefore commercially available. The thermal management of this module is solved with the use of a heat sink with fans for forced air flow rated 0.06 °C/W.

The inductors are made from amorphous alloys and copper foil. The cores are made by Metglas and are C shaped. The foil is wound 10 times around each leg of the core and connected in series. With a total air gap of 2.2 mm, an inductance of 0.25 mH was achieved at a weight of 2.2 kg each. The saturation limit of these inductors has been found and a maximum current rating of 100 A has been achieved. Voltage smoothing capacitors and measuring devices have also been implemented in the converter design.

The supercapacitor bank is built from 90 series connected cells rated 1500 F each, and can be safely charged up to 240 V. The bank is regarded as discharged when the voltage is 120 V, because the currents must be limited. This setup allows a total of 100 Wh to be stored in the bank.

Konklusjon



Based on tests of the various components, it is concluded that the power boost system is an up to date system and has achieved the design goals of delivering 30 kW for 12 seconds. Some tests are yet to be completed in order to make sure that the system works in continuous operation.

The boost power system should help the battery operate at a stable voltage during high power demands. This will decrease the strain on the battery, which will reduce losses due to high currents and increase the lifetime. During breaking the power boost system will collect the kinetic energy, which will further reduce losses. These effects will improve the overall performance of the electric vehicle and increase the maximum driving range.

Further work based on this master thesis should include more extensive testing on the system, and perform an optimization of the supercapacitor bank and the inductors. The intelligence for optimized load sharing must be created, and a communication interface with the power control unit in the Think electric vehicle must be made.

Figure 2: Power boost system

NTNU
Det skapende universitet

Småskala vannkraftprosjekt

Ole Vegard Lundestad

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juli 2007
Hovedveileder: Ivar Wangensteen, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkrafteknikk

Oppgavetekst

Det er et visst underskudd på kraft i Norge (i et normalår) og småskala vannkraft er et interessant alternativ for å styrke kraftbalansen. Energiloven av 1990 har medført endrede rammebetingelsene for kraftutbygging og økningen av kraftprisen den senere tid har ført til bedre utsikter for lønnsomme investeringer. De økonomiske betingelsene ved tilknytningen til det lokale kraftnettet kan ha betydningen for lønnsomheten ved lokal kraftproduksjon. Denne oppgaven er delvis knyttet til et konkret prosjekt: Gaula Kraftverk i øvre del av Gaula-vassdraget

Oppgaven består av følgende deler:

A. Kartlegging: Beskriv på grunnlag av tilgjengelige utredninger hvilke bidrag det er realistisk å regne med fra småskala vannkraft, samt hvilke rammebetingelser som gjør seg gjeldende for bransjen. Utred behovet for småkraft i det norske kraftsystemet, sett opp mot andre måter å balansere kraftunderskuddet på.

B: Beskriv et småskalaprosjektet med de hovedkomponenter som inngår og gjør rede for de dimensjoneringsproblemstillinger en står overfor. Det er aktuelt med ett eller to aggregat og det er valgmuligheter med hensyn til kategori. Utfør utredninger/beregninger som underbygger valg av aggregat.

C. Nett-tilknytning og marked: Gjennomfør en økonomisk analyse av prosjektet under alternative forutsetninger med hensyn til marked. Utred hva ulike betingelser for nett-tilknytning kan ha si for slike prosjekt.

Oppgaven gitt: 30. januar 2007
Hovedveileder: Ivar Wangensteen, ELKRAFT

Sammendrag

Energisituasjonen i Norge i dag gjør at det er behov for større kraftproduksjon. I og med at tiden for de store vannkraftutbyggingene i Norge er over, har det blitt en større bevisstgjøring rundt alternativ kraftproduksjon, deriblant småkraft. Med dagens prisnivå på strøm er det stadig flere aktuelle småkraftprosjekter som kan bli lønnsomme ved utbygging.
Dette viser godt igjen på NVE sin ressurskartlegging for småkraft, som tar for seg kraftpotensial med investeringsgrense mellom 0-5 kr/kWh. Rapporten fra NVE konkluderer med at det vil være mulig å bygge ut ca 5 TWh i løpet av en 10års periode.
Småkraft kan være et godt supplement til det norske kraftsystemet, men vil ikke være av avgjørende betydning i årene framover. Kraftproduksjonen gir noe økt volum, men ikke noe særlig bidrag til fleksibilitet i systemet. Lokalt, derimot, kan småkraft ha en svært gunstig virkning i områder med begrenset importmulighet.

Kraftverket som blir brukt som case i denne oppgaven er Gaula kraftverk. Dette er ikke en ordinær småkraftutbygging, men en total oppgradering av et allerede eksisterende kraftverk. Det er foretatt en sammenligning av å installere ett eller to aggregater, og det viser seg at løsningen med to aggregater er det som gir best utnyttelse og inntjening.
Viktige resultater fra beregningene (2 aggregater):

- Rørdiameter: 1,35 m
- Turbin: 2 stk Francisturbiner
- Maks slukeevne: hhv 1,0 m^3/s og 3,0 m^3/s
- Installert effekt: 2,7 MW
- Produksjon: 13,5 GWh
- Kostnad: 1,67 kr/kWh

I den økonomiske analysen for prosjektet, viser nåverdiberegninger (8% rente, 35 års levetid) svært god lønnsomhet for kraftverket. Her er det forutsatt middeltilsig og spotpriser som for de 5 siste år. Selv med spotpriser på 14 øre/kWh vil Gaula-prosjektet gå i balanse.

Når det gjelder nettilknytning for småkraft, kan dette veie meget sterkt økonomisk sett. Nettsituasjonen i det aktuelle området kan utløse både betydelige anleggsbidrag og høye nettariffer viss kapasiteten er dårlig og avstanden stor til nærmeste innmatingspunkt. Det er likevel store lokale variasjoner en må ta hensyn til.

Fra avfall til energi på Sveberg i Malvik

Student: **Sigrun Kavli Mindeberg**
Faglærer: **Arne T. Holen**
Veileder: **Bjørn H. Bakken, SINTEF Energiforskning**
Utføres i samarbeid med: **SINTEF Energiforskning**

Økt aksept for at klimavirkninger er forårsaket av mennesker og varslet økning i el- og energiprisene i Norge har gjort at interessen for å satse på nye fornybare energiressurser her til lands har økt. En av disse ressursene er biogass som dannes ved anaerob råtning av organiske materialer. Sammensetning av gassen er avhenger av hva slags råstoffer som brukes. Ved råtning i biogassanlegg oppnår en et metaninnhold på 60-70 %, noe som gir et energiinnhold på ca 6-7 kWh/Nm^3. Resten av gassen består i hovedsak av karbondioksid, men det finnes også små mengder andre gasser. Siden biogass, i likhet med naturgass, har metan som hovedbestanddel kan biogass brukes i alle applikasjoner designet for naturgass. Imidlertid vil det for noen applikasjoner kreves rensing av biogassen før den kan taes i bruk.

I tråd med trendene har Trønderenergi sett på muligheten i å bygge et biogassanlegg i tilknytting til et nytt storanlegg for slakting som bygges i Malvik i Sør-Trøndelag. Ideen er å lage biogass av slakteavfallet, for så å bruke biogassen til å forsyne slakteriet med energi. I denne oppgaven er det sett på lønnsomheten i et slikt prosjekt, både i et samfunnsøkonomisk og et bedriftsøkonomisk perspektiv. Til å gjøre denne analysen er et optimeringsverktøy for energiplanlegging utviklet av SINTEF Energiforskning AS, kalt eTransport, benyttet. Som et ledd av oppgaven er også eTransport videreutviklet til å inneholde komponenter for produksjon av biogass.

For den samfunnsøkonomiske analysen er det definert 3 investeringsalternativer for å forsyne slakteriet med energi. Det første alternativet, som omtales som nullalternativet, er et tradisjonelt elektrisk alternativ der hele energibehovet dekkes av elektrisitet fra nettet. Det andre alternativet innebærer å bygge et biogassanlegg tilknyttet slakteriet og å brenne biogassen i en kjele for å dekke slakteriets varmebehov. I dette alternativet blir det spesifikke elektrisitetsbehovet dekket av elektrisitet fra nettet. Også det siste alternativet innebærer bygging av et biogassanlegg, men i dette alternativet brukes biogassen til å produsere både elektrisitet og varme i et kraftvarmeverk. For alle tre alternativene er det i tillegg installert en oljekjel som reserve og for å dekke topplast. Resultatet av investeringsanalysen gjennomført med eTransport gir følgende rangering av disse alternativene:

1. Biogassanlegg med biogasskjel 6,46 millioner kr/år
2. Biogassanlegg med kraftvarmeverk 6,96 millioner kr/år
3. Nullalternativet 13,36 millioner kr/år

Rangeringen av alternativene er definert etter kostnader diskontert tilbake til analyseperiodens start i 2009, der restverdien av anleggene og inntekter fra behandling av husholdningsavfall og salg av biorest er trukket fra. I denne vurderingen er det imidlertid ikke tatt med miljøkostnader. Dette er kostnader som er vanskelig å fastsette blant annet på grunn av manglende empirisk grunnlag. I tillegg kan ulike vurderinger for eksempel rundt miljøvirkninger fra elektrisitetsforbruk ha store innvirkninger på konklusjonen. Det er derfor ikke helt entydig hvilket alternativ som kommer best ut miljømessig, men de to alternativene som innebærer bygging av biogassanlegg drar fordel av at biogass er en fornybar ressurs og at disse alternativene har et lavere elektrisitetsbehov enn nullalternativet.

I den andre analysen som er utført er det sett på den bedriftsøkonomiske lønnsomheten i å bygge et biogassanlegg for energiforsyning. Det er her definert to investeringsalternativer. I det første alternativet bygges det et kraftvarmeverk i tilknytting til biogassanlegget der biogassen brukes til å produsere både varme og elektrisitet slik at anlegget er selvforsynt med energi og kan selge resterende varme og el. I det andre alternativet brukes biogassen i en biogasskjel slik at det kun produseres varme. Elektrisitet til produksjonen må derfor kjøpes fra nettet. Det er antatt at all energi som selges, selges til slakteriet. Resultatet av analysen viser at det er alternativet som innebærer bygging av kraftvarmeverk som gir høyest bedriftsøkonomisk gevinst, med en årlig gevinst på 7,5 millioner kroner i analyseperioden 2009-2019. Alternativet med biogasskjel gir en årlig gevinst som er 1,2 millioner lavere enn dette.

For å gjøre analysene har det vært nødvendig å gjøre en rekke antakelser med tilhørende usikkerheter. Det har derfor blitt utført sensitivitetsanalyser for sentrale parametere i analysene. Disse viser at det må til relativt store endringer i parameterne for at det skal gi en endring i rangeringen av alternativene både i den samfunnsøkonomiske og den bedriftsøkonomiske analysen. For den samfunnsøkonomiske analysen er det sett på sensitivitet i energipriser, avfallspriser og slakteriets energibehov. For at nullalternativet skal bli rangert best må avfallsprisene reduseres med 70 %. Alternativet med kraftvarmeverk vil bli rangert best dersom enten elektrisitetsprisene øker med 20 øre/kWh til 52 øre/kWh og 62 øre/kWh for henholdsvis uprioritert og prioritert kraft, eller om oljeprisen reduseres med 50 % til 25 øre/kWh.

Sensitivitetsanalysen for det bedriftsøkonomiske resultatet viser at en tåler en reduksjon i avfallsprisen på 70 % før alternativene ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Alternativene er også lite sensitiv for endring i kalkulasjonsrenten da de har en internrente på 30 %. På forespørsel fra Trønderenergi har entreprenøren bak byggingen av slakteriet gjort et grovt anslag over forventet energiforbruk til slakteriet. Dette energibehovet er en god del høyere enn det som er brukt i resten av analysene. Selv om dette overslaget virket noe unøyaktig ble det valgt å gjøre en simulering for å se hvordan et slikt energiforbruk virket inn på resultatet. Simuleringen viser at alternativet med biogasskjel med dette gir høyest bedriftsøkonomisk gevinst.

Detektering av øydrift i distribusjonsnettet

Student:	**Hans Kristian Muggerud**
Faglærer:	**Hans Kristian Høidalen (NTNU)**
Veileder:	**Astrid Petterteig (Sintef Energiforskning AS), Jorun Marvik (NTNU)**
Utføres i samarbeid med:	**Sintef Energiforskning AS**

Problemstilling

Utbyggingen av småkraft har ført til økende grad av distribuert produksjon. Dette skaper nye utfordringer i distribusjonsnettet, deriblant ukontrollert øydrift. En øydrift defineres som en del av kraftsystemet med en eller flere distribuerte enheter som isoleres fra resten av hovednettet.

Det vil være fordelaktig å kunne drive deler av nettet med kontrollert øydrift, men per i dag er dette vanskelig på grunn av manglende opplysninger om eksisterende småkraftverk. Småkraftverk har ofte en forenklet regulatorutrustning der verken turbinregulatoren eller spenningsregulatoren er laget for separatdrift. En ukontrollert øydrift kan føre til ustabilitet i spenning og frekvens, og dette kan medføre skade hos forbrukere og på nettkomponenter. På grunn av dette ønskes det at ukontrollerte øydriftssituasjoner skal bli frakoblet hurtigst mulig. Utfordringen er å finne en vernutrustning som kan detektere alle øydrifter innen de tidskrav som settes til øydriftsdeteksjon.

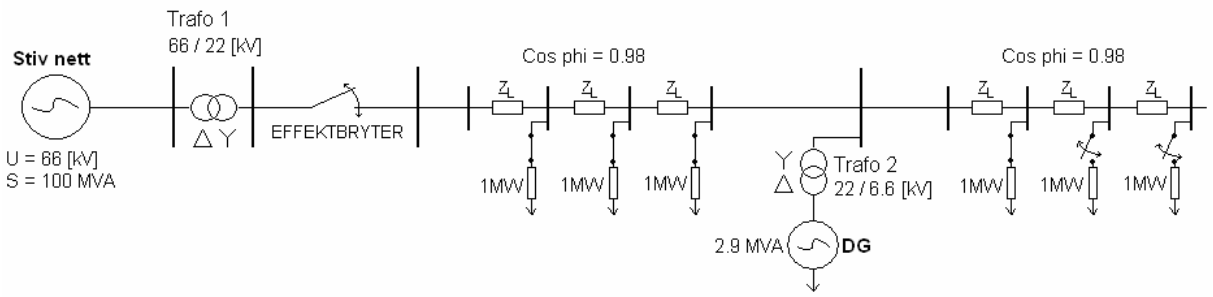
Et anti-øydriftsvern måler kontinuerlig på generatorklemmene og gir frakoblingssignal dersom det oppstår en unormal endring i måleverdien. I øydriftssituasjoner der lasten i nettet er forholdsvis lik produksjonen til generatoren, kan anti-øydriftsvernet feile i deteksjonsøyeblikket. I slike situasjoner fås en likevekt mellom generator og nett, dermed blir de målbare endringene vanskelige å detektere. Den største utfordringen er å finne en enkel anti-øydriftsløsning som fungerer i de fleste situasjoner, samtidig som vernet skal være driftsikkert ovenfor forstyrrelser i normal drift.

Oppgaven

Første del av rapporten er en litteraturstudie av ulike anti-øydriftsmetoder. I del to er fokus rettet mot vektorskiftvernet, RoCof-vernet, over-/underfrekvensvernet og over-/underspenningsvernet. Prinsippet til hvert enkelt vern ble modellert i simuleringsprogrammet PSCAD (EMTDC). Det ble fremkalt ulike øydriftssituasjoner og undersøkt om anti-øydriftsvernet gav sikker deteksjon i de simulerte tilfellene.

Modell/målinger

Figur 1 viser et forenklet enlinjeskjema av nettmodellen som ble benyttet i studien. Nettmodellen bestod av et stivt nett på 66 kV som representerte hovednettet i modellen. Øydriften ble fremkalt ved å åpne effektbryteren som vist i figuren.



Figur 1 – Forenklet enlinjeskjema for nettmodellen i studien.

Spenningen ble transformert ned fra 66 kV til 22 kV linjespenning i Trafo 1. Herfra gikk det 6 linjelengder med hver sin lastavgang. Lastene ble variert underveis avhengig av hvilken simuleringssituasjon som skulle analyseres. Hver linjelengde var 5 km lang og tverrsnittet på lederne ble redusert utover i radialen. Småkraftverket ble modellert 15 km etter effektbryteren mellom de 6 lastavgangene.

Alle målinger ble gjort på generatorklemmene til aggregatet. Det ble presentert fasespenninger, klemmespenning, generatorstrøm, frekvensforløp, etc. til hvert enkelt simuleringstilfelle.

Konklusjon

Vektorskiftvernet måler avstanden mellom fasespenningens nullgjennomganger på generatorklemmene, og er det hurtigste anti-øydriftsvernet i undersøkelsen. Studien viser at hurtigheten medfører en begrenset følsomhet overfor øydriftssituasjoner. Dette betyr at vernet krever stor ubalanse mellom generator og nett for å registrere en øydriftssituasjon. Dersom det skal oppnås en pålitelig anti-øydriftsbeskyttelse, anbefales det å benytte vernet i kombinasjon med andre anti-øydriftsvern, eksempelvis RoCof-vernet.

RoCof-vernet deriverer frekvensforløpet og finner endringen i frekvens. Vernet registrer en større andel øydrifter enn vektorskiftvernet, fordi målingen foregår i et lengre tidsrom. Totalt sett fremstår RoCof-vernet som et pålitelig anti-øydriftsvern. Vernet kan på grunnlag av simuleringsresultatene, fungere tilstrekkelig som anti-øydriftsbeskyttelse.

Over-/underfrekvensvernet kan fungere som anti-øydriftsvern, dersom verninnstillingene tilpasses til dette formålet. Vernets tidsbruk kan karakteriseres som en ulempe i noen situasjoner, men dersom det benyttes momentan frakobling ved 51 Hz overfrekvens og 48 Hz underfrekvens (retningslinjer fra Sintef Energiforskning AS), kan det oppnås en pålitelig øydriftsbeskyttelse. Påliteligheten vil økes ytterligere dersom over-/underfrekvensvernet benyttes i kombinasjon med RoCof-vernet.

Over-/underspenningsvernet fungerte ikke som anti-øydriftsvern i studiens simulerte øydrifter. Ubalansen i reaktiv effekt mellom generator og nett, ble ikke stor nok til å gi øydriftsdeteksjon.

Investigating the Potential of Two Large Diameter Magnetic Bearings

Student: **Astrid Røkke**
Børge Noddeland
Teacher: **Robert Nilssen**
Supervisor: **Robert Nilssen**
Stev Skaar
Carried out in cooperation with: **SmartMotor AS**

Problem

In 1842 Samuel Earnshaw presented a theorem that is important for magnetic bearings today. The theorem implies that it is impossible to make a purely magnetic bearing (permanent magnet bearing) stable in all dimensions. This signifies that if you want forces that stabilise the system in one direction there will act forces in another direction that are unstabilising.

There are ways of bypassing Earshaws theorem for example by using superconductors, controllable electromagnets or induced currents. In this assignment, we have focused on how to achieve a stable, self regulating and simple bearing by combining a permanent magnet bearing with an electrodynamic bearing. An electrodynamic bearing produces stabilising forces from the interaction of induced currents in short-circuited coils and magnetic fields.

Summary

A literature study has been conducted to identify promising bearing technologies. One permanent magnet bearing, the PASF bearing, and one heteropolar self regulating electrodynamic bearing, the null flux bearing, were selected for further investigation.

PASF bearings are passive permanent magnet (PM) bearings employing change of magnetic reluctance to create force. SLC is defined as the ratio between the maximum achievable force and the total self-weight of a magnetic bearing. They claim PASF bearings can achieve a SLC up to 450:1, ten times higher than conventional repulsive bearings (RPMBs). With this in mind, we have tried to make a simple PASF bearing.

The bearings have been modelled in COMSOL and further evaluated in MATLAB. Results from the PASF computations showed an axial force shape of the PASF bearing very different from that of the RPMB. The axial force curve is steep in axial direction close to the center position. Axial force increases with radial displacement, as opposed to the RPMB. Stabilizing the PASF bearing might be difficult due to high radial stiffness. Axial PASF bearings work in both axial directions without tradeoffs between force and stiffness or concern of touching. It can be constructed to utilize the magnets in a range of the magnetization curve where they work at the maximum energy product and where the risk of permanent demagnetization is minimal.

Null flux coils are used in Maglev trains, and have also been utilized in flywheel bearings. When they are situated in a desired centre position the sum of magnetic flux through the closed coil loop will be zero, and the coil will neither exert force nor consume power. When displaced from this position there will be a net flux passing through the coil. Moving the coil gives an alternating flux which will induce currents, giving a restoring force. Hence, null flux bearings require speed to function.

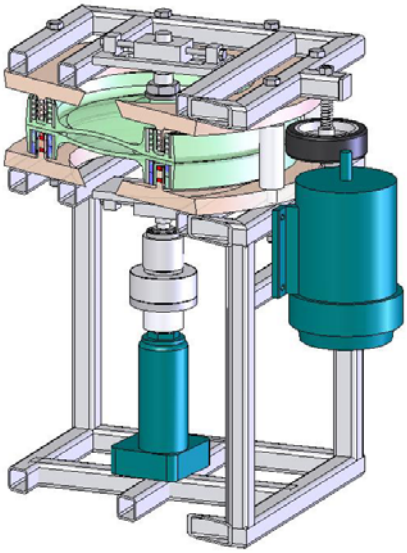
Forces were calculated based on equations for induced currents and forces on currents in magnetic fields, as is also done in. Two different drag force equations were found using two different methods. Identifying the right equation will later be done by measurements. Axial forces are proportional to axial displacement, while drag forces are proportional to the square of axial displacement. As a result of a trade off between induced current amplitude and

coinciding current and magnetic flux density, maximum force occurs when the impedance angle is 45 degrees. The bearing initially suggested, which is to be built, will only produce 5% of its own weight when displaced 2 mm. Connecting a given inductance in series with the existing ones increases the force to 77% of the rotor weight. Speed also influences the performance of the bearing.

The term unloader has been introduced by Lembke. In theory this bearing gives a constant force and no stiffness, hence it does not contribute to bearing stability. It would be very practical in applications exposed to constant forces such as gravity. Calculations performed indicate that theory does not correspond to reality in our. Further investigation is of interest, but has not been carried out in this project.

Earnshaws theorem constitutes the basis for magnetic bearing stability theory. The consequence of the physics described in the theorem is that there is no method of stabilizing a fully levitated bearing with only permanent magnets. However, there are ways of stabilizing permanent magnet bearings. Combinations of a mechanical bearing, electromagnetic bearing, diamagnetic bearing or electrodynamic bearing and a permanent magnet bearing is not covered by the theorem.

Stiffness is the change in force with respect to position. The sum of the bearing stiffnesses in all dimensions must be positive for a bearing to be stable. Earnshaw claims this is not possible for magnetic dipoles, and that the sum will always be zero. Our calculations neither confirmed, nor invalidated this allegation. A null flux bearing can contribute with a positive stiffness, making the sum positive.



For measurement and verification purposes, two test jigs were planned and nearly completed. The test jigs were constructed to allow axial force measurements with radial and axial displacement for both bearing types. Rotor and stator for both the PASF and null flux bearing were to be made of reinforced epoxy cast from the same moulds. This way the construction would be very strong, and changes in bearing design would be easy to implement in new casts. Several aspects of the building process were expected to involve difficulties. Magnet mounting turned out to be easier than suspected. Two of the main challenges when moulding epoxy is air bubbles and releasing the cast from the mould. Air bubbles were practically avoided, but releasing the cast resulted in a broken mould, terminating the building process and postponing the measurements for the time being.

A lot of work is still to be done. Finishing the moulding and assembling and performing the planned measurements are first in line. Further calculations on PASF bearings may include increasing the number of fingers and including back iron in the middle PASF finger. For the null flux bearing, varying the impedance of the coils by serial connecting inductances could improve the performance significantly. Investigating the dynamics of the null flux bearing is essential for further work on the bearing. Finally, combining a weak repulsive bearing with a null flux bearing to realise complete levitation might be feasible.

Conclusion

The possibility of making a passive magnetic bearing stable with the use of an electrodynamic bearing is neither confirmed nor excluded. The elecrodynamic bearing suggested in this thesis

was unfortunately too weak. The passive magnetic bearing showed great potential, but was not finished due to manufacture complications. Simulations of the unloader showed characteristics far from what was described in theory.

Børsteslitasje i vannkraftgeneratorer

Student: **Håvar Forsell Ohma**
Faglærer: **Magne Eystein Runde**
Veileder: **Johan K. Skjølberg**
Utføres i samarbeid med: **SINTEF Energiforskning AS**

Problemstilling

Vannkraftgeneratorer magnetiseres ved at en likestrøm påtrykkes rotorens feltviklinger. For større generatorer i Norge gjøres dette ved at strømmen føres fra stillestående kullbørster til en roterende slepering av stål. I denne bevegelige kontakten oppstår friksjon og slitasje, hovedsakelig av børstene, som er betydelig mykere enn sleperingen. Det er ønskelig å holde denne slitasjen på et minimum. Ved slitasje av børstene dannes elektrisk ledende børstestøv som kan legge seg på overflaten av isolatorer og danne ledende baner for krypstrømmer, og økt risiko for overslag og ikke planlagt generatorstopp, noe som er forbundet med høye kostnader. Børstestøv kan også føre til feil i elektroniske komponenter. Generelt fører børsteslitasje til økte vedlikeholdskostnader ved at børstestøv må fjernes og børster må byttes. I tillegg observeres ofte en meget ujevn strømfordeling mellom børstene. Dette kan føre til at enkelte børster blir overbelastet, og i verste fall at tilførselsledninger brenner av og magnetiseringsstrømmen blir brutt.

Det finnes flere kjente parametere som bidrar til slitasje av børstene. Av disse kan nevnes strøm, spenningsfall, temperatur, børstetype, overflate og hastighet på sleperingen og atmosfæriske forhold. Det finnes derimot få resultater som viser i hvor stor grad de forskjellige faktorene bidrar til børsteslitasjen.

Hovedformålet med denne oppgaven vil være å bidra til å øke forståelsen for hvordan de ulike parametrene påvirker børsteslitasjen ved å utføre kontrollerte målinger i laboratoriet. Det er her mest aktuelt å undersøke virkningen av ulike strøm- og spenningspåtrykk, børstetyper og sleperingshastighet, samt atmosfæriske forhold i den grad det er mulig. Det er også ønskelig å få dokumentert hvordan strømmen fordeler seg mellom flere børster i parallell og hvorfor ujevn strømfordeling oppstår, for deretter å kunne finne ut hvordan dette problemet kan begrenses. Laboratorieundersøkelsene bør støttes opp av undersøkelser av relevant litteratur.

Modell/målinger

Måleoppsettet som er benyttet består av en motor som roterer en trommel. Mot denne trommelen presses opptil tolv børster, seks positive og seks negative. Det er utført målinger for å finne ulike sammenhenger mellom parametrene og hvor mye børstene slites. I hovedsak ble det lagt vekt på å finne en sammenheng mellom strømnivået i børstene og slitasjen.

Konklusjon

Det er blitt gjennomført åtte sammenlignbare slitasjemålinger med parallellkoblede børster. I løpet av disse slitasjemålingene ble trommelen kjørt til sammen 78 611 km, med en gjennomsnittlig slitasjerate på 47,87 nm/km. I gjennomsnitt ble positive børster slitt 43 % mer enn negative børster, og slitasjerater ble registrert i området 0,59–159,79 nm/km. Resultatene

fra disse forsøkene dokumenterer utenfor rimelig tvil at slitasjeraten øker med økende strøm, når det gjelder parallellkoblede kullbørster mot slepering av stål.

Det er også blitt undersøkt hvordan slitasjen avhenger av den totale ladningen som passerer kontaktflaten. Når delt opp for positive og negative børster, ble denne sammenhengen svært lineær. Dette ble benyttet til å finne en proporsjonalitetskonstant som sier hvor mye slitasje som finner sted per passert ladning. For trommelhastigheten benyttet i det eksperimentelle arbeidet, ble denne konstanten funnet til henholdsvis f+=0,087 mm/kAh og f-=0,045 mm/kAh for positive og negative børster.

Observasjoner fra en slitasjeperiode med lav luftfuktighet, tyder på at slitasjen hos positive børster tiltar hurtigere når luftfuktigheten senkes, enn den gjør hos negative børster. Det er ikke funnet noen sammenheng mellom variasjon i børstestrøm og slitasje av børstene.

Det er utført en rekke undersøkelser hvor strømmen i børstene var konstant gjennom hver slitasjeperiode. Resultatene fra disse viser tendens til økende slitasje med økende strøm kun for positive børster, og sammenhengen er ikke klar i den grad den er for parallellkoblede børster. Med kun ett børstepar tilkoblet, er det også gjennomført sammenligninger av gjennomsnittlig kontaktspenningsfall og slitasje. Også her er det kun de positive børstene som viser en stigende trend.

Børsteslitasje benevnt som lengdereduksjon per kjørelengde er lavere for høye trommelhastigheter enn for lave. Imidlertid blir det for praktiske problemstillinger riktigere å se på slitasje per tid, da det er tiden det tar før en børste blir nedslitt som avgjør kostnadene. Slitasjen per tid øker lineært med økende trommelhastighet for de undersøkte trommelhastighetene. Resultatene tilsier at halvering av trommelens radius ved en gitt rotasjonsfart, vil kunne føre til nesten halvering av slitasje per tidsenhet.

Strømfordelingen er betydelig jevnere ved lavere periferihastigheter, og siden slitasjen øker med økende strøm, fører dette til jevnere slitasje. I generatorer praktiseres at alle børstene byttes når den første er nedslitt, og dermed fører lavere periferihastighet både til lavere slitasje per tid og til mindre forskjeller i slitasjen blant parallellkoblede børster. Mindre radius på sleperingen kan dermed redusere kostnadene betydelig, ved at det fører til mye lengre tid mellom hvert børstebytte og til mindre produsert børstestøv per tid.

Ved måling av kontaktspenningsfall som funksjon av trommelhastighet, var det en børste som skilte seg fra de andre. Hos denne børsten økte spenningsfallet kraftig med økende hastighet over ca. 15 m/s. Blant de andre børstene var to uendret, to minkende og én økende med økende hastighet. Børstene utviser en slags læreevne; når hastigheten senkes er spenningsfallet hele tiden lavere enn da hastigheten ble økt. Denne læreevnen vises også når spenningsfall måles som funksjon av strøm.

Overflaten til seks av børstene ble undersøkt i mikroskop etter en slitasjeperiode med svært ujevn strømfordeling. Resultatene tyder på at børster som leder mye strøm over en viss tid, vil vise spor av sleperingsmaterialet i overflaten.

I spesielle situasjoner kan strømmen i enkelte børster bli så høy at tilførselslissene brenner av. Dette kan bare skje ved meget høy strøm i enkeltbørster, som vil si at strømfordelingen må være svært ujevn. For å forhindre dette anbefales generelt å benytte børster av likt fabrikat, og å benytte sleperinger med så liten radius som mulig.

Analyse av energisystemet i fem kommuner i Sør-Østerdal, med testing og bruk av nytt modellverktøy.

Student: **Endre Ottosen**
Faglærer: **Per Finden**
Veileder: **Kari Aamodt Espegren**
Utføres i samarbeid med**: New Energy Performance AS**

Problemstilling

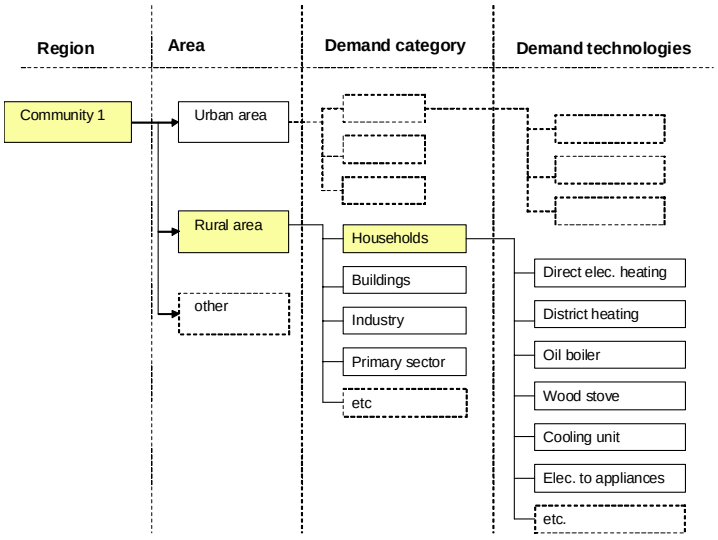
Siden 2003 har nettselskapene vært pålagt å utarbeide lokale energiutredninger for alle kommunene de har områdekonsesjon for. Siden det har stadig flere kommuner også utarbeidet energi- og klimaplaner, som går lengre enn utredningen i å stake ut kursen for kommunens fremtidens energisystem. Slike lokale energi- og klimaplaner er viktig fordi det må lokal handlekraft til for å nå nasjonale og globale målsetninger. Men fordi energisystemene ikke følger kommunegrensene, like lite som de følger landegrensene, kan kommunale energiplaner også ha sine begrensninger. Ved å se energisystemet i et regionalt perspektiv, blant annet ved hjelp av modellverktøy, kan man belyse nye utfordringer og muligheter.

Oppgaven

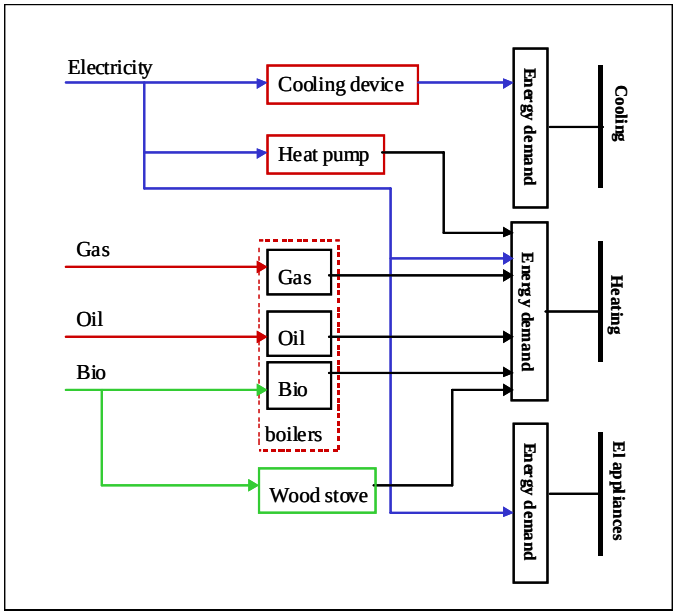
Denne masteroppgaven retter fokus mot regionale perspektivet, gjennom en analyse energisystemet i fem kommuner i Sør-Østerdalen; Elverum, Åmot, Stor-Elvdal, Engerdal og Trysil. Det er gjort en kartlegging av produksjon, distribusjon og forbruk av energi i regionen, og beregninger for det samlede ressursgrunnlaget for energiproduksjon. Tallmaterialet fra denne kartleggingen er så benyttet for å lage en modell av energisystemet i regionen, med modellverktøyet REAM(Regional Energy Analysing Modell). Ved hjelp av modellen simuleres to scenarier for utviklingen av energisystemet i den kommende 20-års perioden. På bakgrunn av disse scenariene skisseres også noen forslag til målsetninger og tiltak i forbindelse med den regionale energiplanleggingen. REAM er en ny versjon av modellverktøyet KRAM (Kommunbaserad Regional Analys Modell), og en del av oppgaven er å utføre en ”pilot” brukertest av programvaren, der de ulike brukerfunksjoner mht. relevans og funksjonalitet dokumenteres.

Modellverktøy

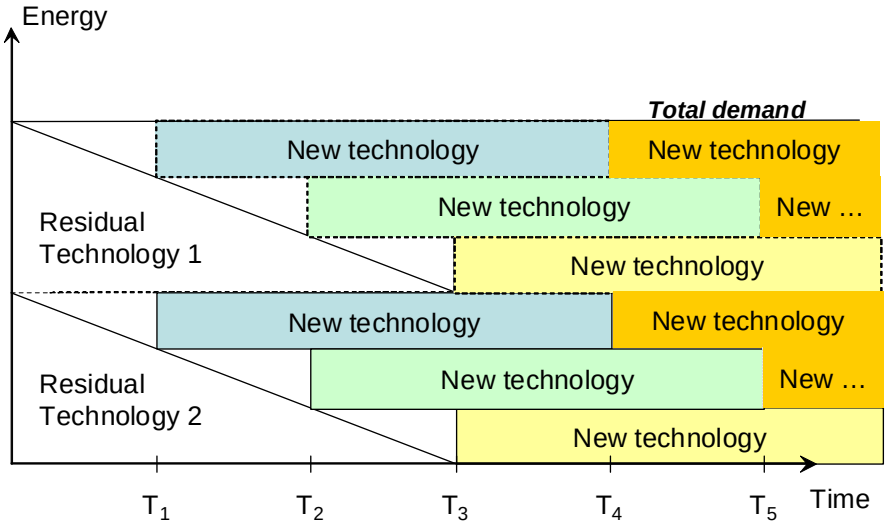
REAM er et verktøy for modellering av det stasjonære energisystemet i et geografisk område. Dette området kan bestå av flere underområder, som igjen kan deles inn i sektorer.



Småskala og storskala energiproduksjon, distribusjonsnett, brensler og utslipsskoeffisienter defineres av bruker. Deretter legges alle teknisk-økonomiske data inn i modellen, for produksjon, distribusjon og forbruk av energi, forbrenningsteknologier, brensler, utslipp etc.



REAM er basert på en kostnadsminimerende algoritme, der billigste teknologi velges, uavhengig av utslipp eller lignende. Bruker må sette restriksjoner dersom andre hensyn skal tas. Investering på forbrukssiden vil skje etter hvert som teknologiene definert ved T_0 fases ut(evt. dersom den variable kostnaden overstiger den totale kostnaden for en ny teknologi). Det gjenværende "gapet" på forbrukssiden vil da fylles av den teknologien med lavest total kostnad.



Den totale kostnaden er beregnet på følgende måte:

$AC = IC + FC + OMC + (FuC + TC + EC) / \eta$

AC = Total cost
IC = Investment, calculated as a fixed annual installment
FC = Fixed cost
OMC = Operation and maintenance costs
FuC = Fuels cost
TC = Tax costs
EC = Emissions costs
η = Technology efficiency

Beregninger/Konklusjon
Grunnet forsinkelser i forbindelse med utviklingen av modellverktøyet REAM, er ikke beregninger og konklusjon klare når dette går i trykken.

Tekniske og økonomiske forhold ved bruk av bussystemer for integrasjon av tekniske anlegg i bygningsinstallasjoner

Student:	Ørjan Ramskjell
Faglærer:	Eilif Hugo Hansen
Veileder:	Eilif Hugo Hansen
Utføres i samarbeid med:	Rambøll

Problemstilling

For de aller fleste nye bygninger utføres de tekniske installasjonene i stor grad etter tradisjonelle konsepter. Nye løsninger, som f.eks. installasjonsbussystemer, brukes gjerne til "å løse gårsdagens problemer med morgendagens løsninger". Det er liten vilje blant byggherrene for å velge utradisjonelle løsninger. Skepsisen kan skyldes usikkerhet rundt pålitelighet og funksjonalitet for nye løsninger, eller rundt kostnadene. Ofte ser en ikke sammenhengen mellom investerings- og driftskostnadene.

Kandidaten skal
* med utgangspunkt i eksisterende byggeprosjekter, foreslå alternative systemløsninger eller strukturer.
* gjøre analyser på tekniske og økonomiske forhold ved de foreslåtte løsningene.
* foreslå planleggingskriterier for systemløsninger i utvalgte prosjekttyper..

Oppgaven

Denne rapporten er en vurdering av alternative strukturer i utførelsen av moderne bygningsinstallasjoner. To konkrete bygninger er vurdert, Sentralbygg II (SBII) på NTNUs campus Gløshaugen, og en del av Byåsen Videregående Skole (BVS), også i Trondheim. Et pluggbart system for elektroinstallasjoner, Wieland Gesis, er vurdert opp mot konvensjonelle installasjoner i de aktuelle bygningene. I den alternative løsningen er det også benyttet 4-polte kurser med geografisk inndeling av laster. Det er i tillegg gjort vurderinger rundt økonomisk optimalisering av stigeledninger i bygninger.

Når det gjelder de konkrete bygningene, ble det vist at en full installasjon av SBII med den alternative konfigurasjonen kunne redusere installasjonskostnadene med 32 %, sammenliknet med de faktiske kostnadene. På BVS ble det alternative systemet sammenliknet mot en estimert pris for en konvensjonell installsjon. Den alternative løsningen var her 17,7 % rimeligere.

Sammenlikningen ble opprinnelig gjort med et system for romkontroll inkludert i den nye konfigurasjonen. Inklusive romkontrollen ble den nye løsningen bare lønnsom rent økonomisk i tilfellet SBII.

I analysen kom det fram at det var mye å spare som på at stigeledningene ble redusert som følge av en ny kalkulasjon av effektbehovet. Under dimensjonering viste det seg at prisen for å legge stigeledninger kan optimaliseres ved at det ikke nødvendigvis legges bare en kabel i passende størrelse, men det økonomisk gunstigste av 1 eller flere like store kabler. I mange tilfeller er det konfigurasjoner med flere kabler som lønner seg, også inkludert kostnadene for arbeid.

I konklusjonen er det fastslått at 4-polte, geografisk inndelte kurser sannsynligvis er mer økonomisk fremfor 2-polte med funksjonell inndeling, som er det vanlige i dag. Pluggbare systemer er også anbefalt, men fortrinnsvis i bygninger med funksjoner plassert rundt lange korridorer, og utstrakt bruk av systemhimlinger med innfelte armaturer som kan tilpasses det aktuelle systemet. Det er også utarbeidet en figur til hjelp for økonomisk optimalisering av stigekabler.

Konklusjon

• Tre-polte kurser er mer lønnsomt enn og anbefales over topolte kurser. Ved å bruke geografisk inndeling av kurser kan lønnsomheten ytterligere økes.
• Pluggbare systemer basert på distribusjon med flatkabler, som for eksempel Wieland Gesis sine, kan bidra til økt lønnsomhet. Disse er dog helt klart best egnet til anlegg med store lysinstallasjoner i systemhimlinger. Også i tilfeller med lange, slanke bygg med en sentral korridor kan slike systemer anbefales.

• Ved prosjektering av stigekabler gjelder det å beregne hvilken kombinasjon av kabler som gir den høyeste lønnsomheten. Det kan ofte være en kombinasjon av flere mindre kabler, fremfor en stor. En figur med grafer er utviklet som et hjelpemiddel.
• For prosjektering av stigekabler med radiell struktur, kan det være svært lønnsomt å fordele de tilkoblede laster i grupper slik at det kan prosjekteres optimale kabelkonfigurasjon(er). Med det menes at hvis flere fordelingstavler skal forsynes av felles kabler, kan lønnsomhet best oppnås hvis figuren med grafer i vedlegg

Ressurskartlegging av vindkraftlokasjoner

Studenter:	**Trond Arild Reiersølmoen, Ole-Martin Rypestøl**
Faglærer:	**Terje Gjengedal**
Veileder:	**Terje Gjengedal**
Utføres i samarbeid med:	**Agder Energi Produksjon AS**

Formålet med denne masteroppgaven er å dokumentere arbeidsoppgaver som gjennomføres under ressurskartleggingsprosessen for et potensielt vindparkområde. Det er lagt spesiell stor vekt på problemstillinger som reiser seg ved langtidskorrelasjon og bruk av programvare for modellering av vindforhold innad i vindparken. Fokuset for resultatene i oppgaven er rettet mot en planlagt vindpark lokalisert i Rogaland fylke i regi av Agder Energi. Resultatene viser at det er knyttet stor usikkerhet til disse delene av ressurskartleggingsprosessen. Det innebærer at beslutningen hvorvidt parken skal realiseres eller ikke, vanskelig lar seg fatte på det grunnlaget en skulle ønske.

I arbeidet er det vist at nærliggende meteorologiske værstasjoner har måledata som ikke tilfredsstiller kravene til kvaliteten som er nødvendig ved langtidskorrelering. Det er også påvist beskjedne homogenitetsbrudd for modelldata, men at disse likevel viser god korrespondanse i kraft som langtidsreferanse.

Matematisk kan langtidskorrelasjon gjøres ved mange forskjellige metoder. Ved valg av korrelasjonsmetode, må man vite hva slags resultat og hva slags dataform man ønsker resultatet på. For energiberegninger er en av de undersøkte metodene best egnet, men dersom gjennomsnittlig vindhastighet eller vindretningsfordeling er det ønskelige resultatet, er andre metoder bedre egnet. Undersøkelser viser at usikkerhet rundt 15 % i energiproduksjon kan forekomme. Derimot viser resultatene at langtidskorrelering som oftest reduserer usikkerheten i motsetning til å kun bruke lokale korttids måledata for ressursberegninger.

Ved kontrollmålinger viser modellverktøyene *WAsP* og *WindSim* en usikkerhet på 6 – 8 % i gjennomsnittlig vindhastighet ved målehøyde. *WindSim* viser seg å være marginalt bedre enn *WAsP* i tilfellene kontrollert i denne rapporten, men forskjellene er for tilfeldige til å trekke noen generell konklusjon.

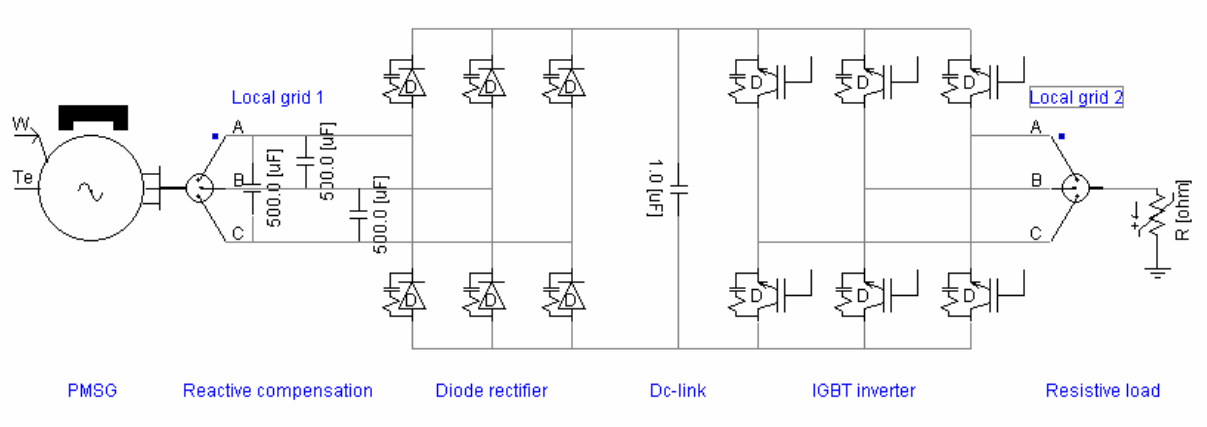
Modellverktøyene viser i gjennomsnitt relativt like vindressursestimater ved samme høyde som måledataene representerer. Derimot viser modellene forskjeller i det mest komplekse terrenget, spesielt i lesiden av høydedrag hvor *WAsP* ikke tar hensyn til separasjon og resirkulasjon av vindmasser. Forskjellene blir spesielt fremtredende når ekstrapolering er nødvendig. Ved en spesifikk parkdesign overestimerer *WAsP* resultatene til *WindSim* med 15 % i årlig energi. Dette indikerer en forskjell i årlig energiinntekt på 20 millioner kroner.

Resultatene i denne oppgaven demonstrerer at vindressursgrunnlaget er avhengig av svært mange variabler. Flere av variablene har kun et rent empirisk grunnlag, andre er utsatt for subjektive og stedsavhengige vurderinger. De aller fleste matematiske metodene som anvendes er også tilnærmelser av de reelle forhold. Akilleshælen i arbeidet er likevel at det ikke er mulig å anslå hvor tett fremgangsmåtene i kartleggingsprosessen kommer de faktiske vindforholdene. Ved å gjennomføre en identisk studie for et område hvor det foreligger et mer omfattende datagrunnlag, vil resultater og konklusjoner kunne anses mer slagkraftige, og kildene til usikkerhet vil lettere la seg adressere.

Direct Driven Permanent Magnet Synchronous Generators with Diode Rectifiers for Use in Offshore Wind Turbines

Student: **Tor Inge Reigstad**
Faglærer: **Tore Undeland**

This work is focused on direct-driven permanent magnets synchronous generators (PMSG) with diode rectifiers for use in offshore wind turbines. Reactive compensation of the generator, power losses and control of the generator are studied. Configurations for power transmission to onshore point of common connection are also considered. Costs, power losses, reliability and interface with the PMSG are discussed.



Figur 1: Schematic diagram of the PMSG system

The purpose of the laboratory tests and simulations are to learn how a PMSG with diode rectifier behaves. A 55kW PMSG is tested in “Vindlabben”, with and without reactive compensation. The schematic diagram is shown in Figure 1. The generator current and generator voltage are measured and the total harmonic distribution (THD) of the current and the voltage are calculated. The results are compared to simulations on an equal generator in PSCAD/EMTDC. A 2MW PMSG is also simulated to compare parallel and series compensation and to find how the generator efficiency varies with the wind speed. The generator is also simulated with constant DC-link voltage and varying local wind to find how much the turbine and generator efficiency decreases when a Cluster step-up configuration is used. The DC-link voltage is in this case equal for parts of the wind farm or the whole wind farms. A 3MW ironless PMSG with very low synchronous reactance is simulated to find how this generator behaves with a diode rectifier.

The laboratory tests and PSCAD simulations show that the maximal generator power increases when reactive compensation of the generator is used. The measured and simulated generator voltage and current shapes are found to be approximately equal. Series compensated PMSGs have lower generator current rms and lower current THD than parallel compensated PMSGs when the synchronous reactance is large. Therefore, the generator losses are 2-15% lower and the diode rectifier losses are 0-1% lower, depending on the wind speed. The diode rectifier losses are lower than 1%. The losses can be reduced even more if the diodes are connected in parallel. If a Cluster step-up configuration is used, the turbine efficiency is reduced by 3-4%. The generator efficiency is more or less the same.

The ironless PMSG has a low synchronous reactance and reactive compensation is not needed because the reactive power produced by the generator is low. Parallel connected capacitors have no positive effect and series connected capacitances must be very large and can therefore not be used. The generator current THD is very large when no reactive compensation is used. However, the current THD can be reduced by connecting an inductance to the DC-link.

Cluster step-up, two-step DC/DC system, turbine step-up and series connected wind turbine are the most relevant layouts of the wind farms transmission system discussed in this thesis. The cluster step-up system has low power losses since only one large DC/DC converter is used. Also, the power equipment in the turbine is very reliable. However, the turbine efficiency is reduced since the generator torque and generator speed could not be controlled for one specific turbine. The other transmission systems require DC/DC converters in the turbines and they are therefore probably not as reliable. The total cost is crucial for the chose of the transmission system. Further cost accountings for the different DC systems are needed.

NTNU
Innovation and Creativity

Technical and Economic Analysis of a Power Plant Based on Rice Husk

Optimized generation of power and amorphous silica ash based on controlled rice husk combustion

Anette Gulseth Roaas

Master of Science in Energy and Environment
Submission date: June 2007
Supervisor: Per Finden, ELKRAFT

Norwegian University of Science and Technology
Department of Electrical Power Engineering

Abstract

Elkem Materials is in the initial phase of developing rice husk combustion as a business strategy. By burning rice husk under controlled conditions the ash generated is amorphous silica in nature. This amorphous silica ash can be used as a substitute for micro silica in the concrete industry. Due to a growing demand for finely divided silica in the concrete industry, combustion of rice husk is an alternative method to generate this product.

Elkem Materials and SN Power are considering to join forces in a power project based on rice husk. The idea is to install 20MW power plants in designated Asian countries. The power will be generated from a steam cycle which heat exchanges with the rice husk combustion products. More insight is needed in order to understand how a general power plant based on rice husk can be put together.

Today, two companies have developed different combustion technologies that can control the strict combustion conditions required. Still, more experimental data is needed to investigate under which conditions the reactors have to operate in order to meet the strict ash quality required by Elkem Materials.

This thesis has carried out an evaluation of the major components in a 20MW power plant facility based on rice husk. A central part has been to develop a model for how the energy content in rice husk can be utilized in a combustion process for further heat utilization. Another model is developed to estimate the surface area required to transfer a certain amount of heat from the combustion products. These models can be used for different rice husk samples and for different combustion conditions.

All numbers calculated are guiding values. Lack of experiments and information has influenced their order of magnitude. Several assumptions and simplifications are carried out to be able to do some general estimations. The aim is to show the tendency, and more comprehensive calculations have to be done for further development of the project.

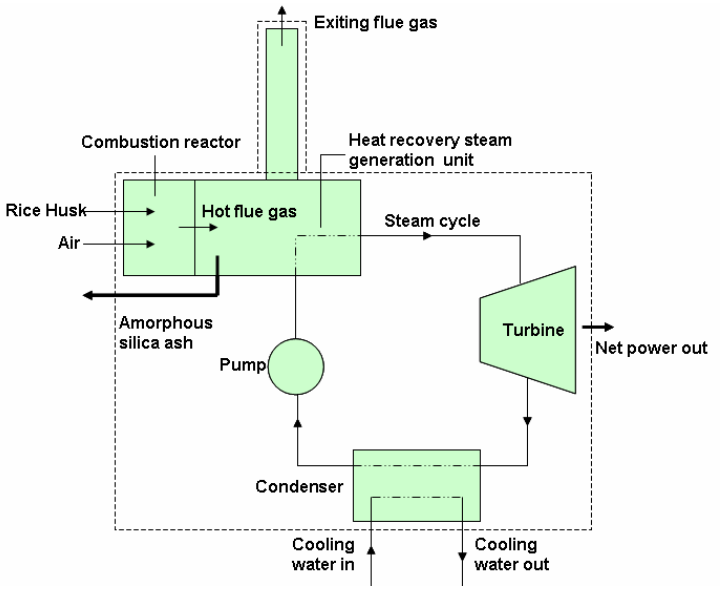
The energy utilization of rice husk has been studied for four different combustion temperatures. In addition, five different samples of rice husk are analyzed in the combustion process to see how their characterizations influence the operation of the power plant. The results are also given an economical aspect.

The greatest difference between each rice husk sample is the ash content. For the samples analyzed, this varies between 14-22% (mass basis). The moisture content is low for all samples, about 9%. Compared to other biomass fuels the carbon fraction is low and the oxygen fraction is high. This results in a low calorific value, between 12-14 MJ/kg. Lower ash content gives higher calorific value.

Rice husk has a low bulk density, about 120 kg/m^3, and enormous volumes are necessary for generation of 20MW electricity based on this fuel. The fuel feed varies between 480-580 ton/day, mainly depending on the calorific value. Different combustion temperatures have minor

effect on the fuel feed. To generate a constant heat rate, a little increase in the fuel feed is necessary when the combustion temperature decreases.

The ash product is a source for generating profit. Fuel with lower calorific value generates more ash. The fuel price is often decided by the calorific value, and in this case cheaper fuel will increase the profit. Between the two rice husk extremities analyzed, one sample generates 70 ton of ash per day, while the other 130 ton/day. A proximate and ultimate analysis of the different rice husk samples should be done prior to the decision of where to locate the power plant.



The steam cycle is defined to operate with 55 bar and 530°C into the turbine, while the outlet values are 0,08 bar and 42°C. This will generate about 21MW. 1 MW is available for own internal demands, and 20 MW can be supplied to the local electricity grid. Operating under these conditions, the steam cycle requires 63,25 MW of heat. Approximately 83MW of thermal effect is needed to satisfy this need. Heat losses are not included. Depending on the size of the reactor, this amount requires several reactors in parallel where the generated flue gas is conveyed into a joint heat recovery steam generation system. The flue gas temperature has been taken down to 125°C. The limited outlet temperature is decided by the amount of sulfur in the fuel, and by the SO_3 dew point temperature. To avoid degradation of the materials in lower temperature regions, the sulfur content and the corresponding dew point temperature have to be known.

The most complex component in this power plant is the heat transfer unit. Because the flue gas heat transfer coefficient is low, large surface areas are needed to transfer the required amount of heat. In addition, since the majority of the ash is conveyed with the flue gas into the heat exchange units, several design restrictions have to be implemented in the boiler system. Extended surface area tubes (finned tubes) can not be used because of the impure flue gas. By installing smooth tubes, the required area will be enormous. Factors that have greater influence on the required surface area are the ash emissivity, the gas side fouling factor and the flue gas velocity. Heat transfer from radiation may contribute remarkably because of the high ash content in the flue gas. The flue gas velocity has to be strictly regulated because of the flue gas composition. This affects how efficient the heat transfer might be. Further investigations should focus on how to avoid too much reduction in the velocity. By implementing appropriate cleaning techniques, the velocity can probably be kept at higher levels. The fouling factor is the last critical parameter. This interacts with the velocity and can also be reduced by cleaning systems. Bullet cleaning is a suitable cleaning technique.

When the combustion temperature decreases, the total surface area of the heat exchanger tubes will increase. Going from 850°C to 770°C the area increases about 1000m^2. The areas calculated are instructive numbers. However, it is a clear relation between the combustion temperature and the required surface area. The evaluations are based on single units. Integration of the reactor and the boiler will probably increase the heat transfer efficiency and reduce the tube's surface area.

To perfectly control the combustion temperatures, great amounts of oxygen are necessary. Seen from an energy utilization perspective, this is not a very efficient use of energy. A lot of air is used to reduce the temperature, and the flue gas' energy content is low. Due to high excess of air in the flue gas, recycling the outlet oxygen is an important supplement for increasing the combustion efficiency.

Depending on the rice husk sample and on the combustion temperature, the flue gas stream is approximately 80 kg/s. Secondary emission reduction measures are necessary to separate the fly ash from the flue gas stream. A recommended solution is to implement a cyclone to separate the larger particles (80-90%) in combination with bag house filters that separate the smaller once. For these quantities of flue gas streams, the magnitude of the ash collectors have to be extraordinary large. Because the ash has an economical value, investment in this technology is important. An alternative separation method could be to locate a cyclone prior to the heat recovery system. This would simplify several challenges linked to the impure flue gas entering the water-tubes. Yet, commercialized solutions for this practice are not developed.

From an economic perspective the project has great potential, though all numbers depend on future pricing, supply and demand. Realistic price estimates based on today's market justify investment in this type of power plant. The sold electricity will constitute 75% of the income, while the amorphous silica ash constitutes the other 25%.

Though this project seems beneficial, the size of the plant should be reconsidered. Due to low bulk density, the power plant has to be located close to the rice husk suppliers. Calculations show that 53 trucks are necessary to supply the power plant. In general, the rice milling industry is characterized by smaller mills, and rice husk collected from several milling plants is necessary. A perfect industrial symbiosis would be to locate the plant on site with the mill. This presumes smaller power plants, operating with the amount of rice husk generated by the mill. Experience with controlled rice husk combustion and power generation is scarce. By operating smaller power plants, further experience will be gained. This will improve the possibility for successful design of larger power plants.

Elektrotekniske og lystekniske forhold i Trondheim kommunes veilysnett

Student: **Anders Roberg**
Faglærer: **Eilif Hugo Hansen**
Veileder: **Eilif Hugo Hansen**
Utføres i samarbeid med: **Trondheim kommune**

Problemstilling
Trondheim kommune overtok eierskapet til veilysanleggene i kommunen fra Trondheim Energiverk 01.01.05. De ønsker nå en undersøkelse av tilstanden på anleggene, og en vurdering av tiltak for å gjøre de mer energiøkonomiske, mer pålitelige, mer vedlikeholdsvennlige, samt tilpasset for energiavregning.

Oppgaven
Kandidaten skal:

- skaffe oversikt over tilstanden for veilysanleggene i Trondheim
- gjennomføre elektrotekniske analyser av utvalgte veilyskurser
- gjennomføre forsøk for å kartlegge veilysarmaturers spenningsavhengighet og effektforbruk
- gjennomføre lystekniske undersøkelser av utvalgte veier
- foreslå tiltak for å bedre påliteligheten i anleggene

SAMMENDRAG
Veilyset i Trondheim ble vinteren 2006/07 (særlig høsten 2006) satt under søkelyset som følge av mørklagte gater/veier og mørke veilysarmaturer. Hensikten med denne oppgaven er følgelig å kartlegge status for veilysanlegget i Trondheim og komme med forslag til utbedring. I Trondheim er det ca 21 500 lyspunkt. I denne oppgaven er det plukket ut et knippe anlegg som er undersøkt.

I prosjektet er det gjennomført ulike undersøkelser for å løse problemet. Elektrotekniske undersøkelser er gjennomført for å kartlegge veilysarmaturers effektforbruk, spenningsavhengighet og harmonikkverdier forbundet med støy på nettet. På kursnivå er det gjennomført undersøkelser hvor fokus er vært rettet mot spenningsfall og tap i elektrisitetsoverføring. I prosjektet er det kommet frem til at de fleste veilysarmaturer i Trondheim benytter konvensjonelle forkoblinger. Disse forkoblingene er svært spenningsavhengige. Det vil si at armatureffekten, utsendt lysfluks og lysutbytte blir redusert når den påtrykte spenningen blir redusert. Følgelig er det nødvendig å opprettholde god nettspenning og lave spenningsfall på veilyskursene for at slike veilysarmaturer skal fungere optimalt. I undersøkelser gjennomført på operative veilyskurser i Trondheim er det opplevd at veilyskurser med høy belastning ikke har tilfredsstillende spenningsnivåer. I veilyskurser bør det ikke tillates mer enn max 10 % underspenning. Spenningsfallet er målt til mer enn 10 % ved to av elleve undersøkte veilyskurser. Dette er kurser med høy belastning og lave kabeltverrsnitt (10mm^2 Cu). Den ene av kursene er trefase, mens den andre er tofase/enfase. Problemet med trefasekursen er at den ikke er symmetrisk belastet (symmetrisk fordeling av armaturene mellom fasene). Trefasekurser bør belastes symmetrisk for å gi best mulig spenningsforhold. Begge kursene er antakeligvis blitt utvidet med flere veilysarmaturer i etterkant. Derfor er veilyskursene mest sannsynlig ikke dimensjonert for den effekten som er tilkoblet.

I undersøkelser gjennomført på operative anlegg er det dokumentert at gjennomsnittelig påtrykte armaturspenning i mange tilfeller ligger lavere enn armaturers merkespenning (230 V). Gjennomsnittelig påtrykt armaturspenning er beregnet til 216 V. Konsekvensene av dette er at armaturenes effektforbruk, utsendte lysfluks og lysutbytte blir redusert. Følgelig vil veibaneluminansen bli redusert.

Det er blitt utført luminansmålinger ved 7 veistrekninger i Trondheim. På to veistrekninger er målinger utført på både våt og tørr veibane. På de resterende veistrekningene er målingene kun utført på tørr veibane. Resultatene viser at anleggene har problemer med å oppfylle kravene til luminans. Undersøkelsen indikerer at 150 W armaturer med elektroniske forkoblinger gir en høyere veibaneluminans enn 150 W armaturer med konvensjonelle forkoblinger. Et anlegg som benytter elektroniske forkoblinger vil i de fleste tilfeller trekke mer effekt enn et anlegg som benytter konvensjonelle forkoblinger. Årsaken til dette ligger i at elektroniske forkoblinger er spenningsuavhengige i området 200 V til 250 V. Effektforbruket, lysfluksen og lysutbytte vil ikke bli redusert som følge av lavere påtrykt spenning.

Påliteligheten til veilysanlegget i Trondheim avhenger i stor grad av anleggets styrestrategi. Styrestrategien for veilyset i Trondheim bygger på kontaktorstyring hvor styresignalet blir overført over lavspent 230 V nettet. For å øke påliteligheten i anlegget er det i denne rapporten utarbeidet et forslag der antall styresignalsetter (fotoceller, astronomiske ur eller luminansmeter) blir økt. Dette vil skape større redundans i systemet.

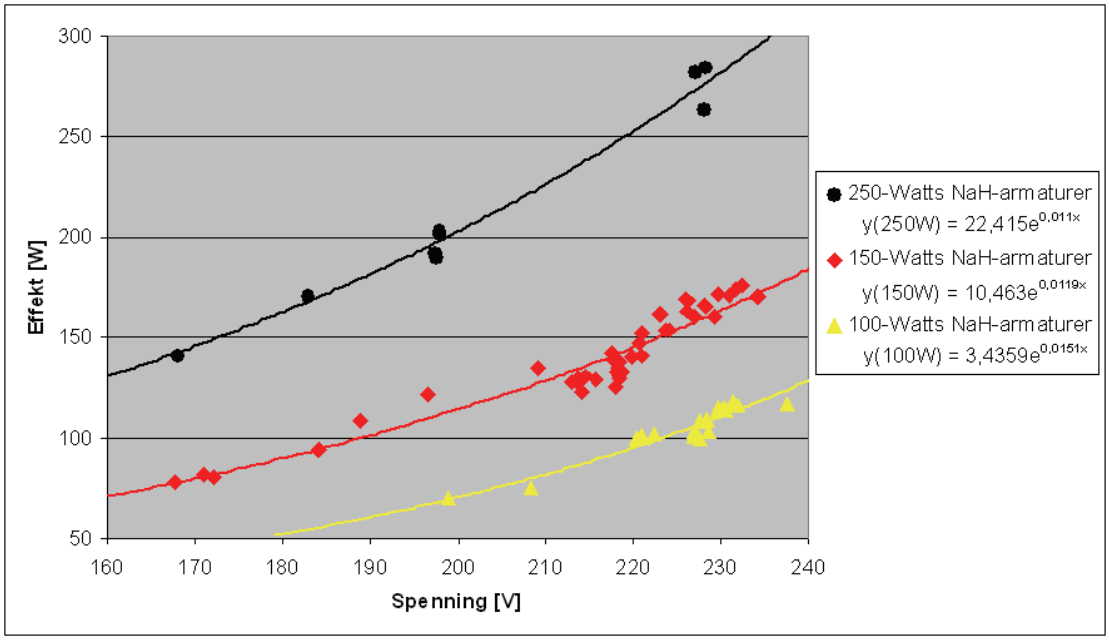
Energisparepotensialet ved armaturutskiftning i eldre veilysanlegg

Student: **Svein B. Sandhaug**
Faglærer: **Eilif Hugo Hansen**
Veileder: **Eilif Hugo Hansen**

Det er i tidligere oppgaver innen intelligent veibelysning her ved NTNU funnet store energibesparelsesmuligheter ved utskifting av konvensjonelle armaturer og innføring av en ny styringsstrategi. Dette prosjektet er en videreføring av disse. I tidligere prosjekter er det benyttet betraktninger fra effektmålinger av armaturer og erfaringer fra testanleggene for intelligent veibelysning til å beregne energibruken. I dette prosjektet utføres det målinger av elektriske forhold på armaturer både i laboratoriesammenheng, og ute i reelle utvalgte veilysanlegg i Trondheim. Disse målingene dokumenterer effektforbruk ved naturlige forhold i anleggene så vel som under kontrollerte varierbare forhold i laboratoriet. Målingene fra utvalgte anlegg danner videre grunnlag for beregninger av energisparepotensialet ved utskiftinger av armaturer og innføring av en dimmestrategi.

For å gi et grunnlag for vurdering av energisparepotensialet har effektbehovet for armaturer med både konvensjonelt og elektronisk forkoblingsutstyr blitt undersøkt ved varierende spenning. Resultatene fra disse viser at armaturene trekker bortimot det samme ved merkespenning, 230 Volt. Konvensjonelle armaturer trekker derimot lavere effekter desto lavere den påtrykte spenningen blir. Det er fortatt målinger ned til og med 170 Volt. Elektroniske armaturer holder effekten konstant uavhengig av spenningen. Det vil si at ved spenninger under 230 Volt trekker disse armaturene en høyere effekt enn de konvensjonelle armaturene. De elektroniske armaturene som det er målt på har derimot vist seg å ikke i alle tilfeller ”tåle” lave spenninger under 200 Volt. Den elektroniske Philipsarmaturen (150 W) klarte ikke å holde effekten konstant lenger ned enn til 200 Volt. Ved lavere spenninger falt effekten raskt. Dette forholdet bedret seg derimot når lampen var dimmet. Multiluxarmaturene av forskjellig merkeeffekt klarte alle å opprettholde konstant effekt ved lavere spenninger, men en av armaturene slukket allerede ved 172 Volt. Dette er av relevans ettersom det er målt spenninger under 170 Volt i reelle veilysanlegg.

Målingene som er utført i veilysanlegg i Trondheim viser at det er store forskjeller fra anlegg til anlegg. Selv om ikke anleggene ble valgt ut etter størrelse, og dermed ikke etter muligheten for stort spenningsfall, med ett unntak, ble det funnet to kurser med spenninger under 200 Volt. Den ene av disse har målte mastspenninger under 170 Volt. Dette medfører når kursene består av konvensjonelle armaturer, lave armatureffekter og markant lavere lysfluks fra armaturene. Resultatene viser også en sammenheng mellom spenningsfallet og trekt effekt for kursene med konvensjonelle armaturer. I kursene med målt minimal spenning lavere enn 4 % under merkespenningen, trekker ingen av kursene totalt over 10 % over installert effekt. Dette er inkludert tapene for kursene. Alle kursene med høyere minimale spenninger enn dette trekker derimot alle effekter over 10 % over installert effekt. For kurser med elektroniske armaturer blir virkningen motsatt. Tapene kommer her i tillegg til en fast armatureffekt, og økt spenningsfall tilsier høyere strømmer og dermed høyere tap. Mastmålingene i anleggene viser at de konvensjonelle armaturene i anleggene trekker en lavere effekt enn det laboratoriemålingene har indikert i denne rapporten og tidligere. Mastmålingene på de konvensjonelle armaturene er vist i Figur 1, og trendlinjene konstruert av disse, avhengig av merkeeffektene, er benyttet i videre effekt og energiberegninger for konvensjonelle armaturer.



Figur 1: Mastmålinger for konvensjonelle armaturer med inntegnete trendlinjer

Energiberegninger er utført for to kurser på 650 meter, med en PFSP 3*10mm^2 kobberkabel. Kursene har henholdsvis 3300 og 1700 Watt installert effekt. Energiberegningene viser at det er den reelle effekten de konvensjonelle armaturene trekker som er avgjørende for sparepotensialet. Den største kursen har i snitt en armatureffekt på 137 Watt pluss tap. Når tilsvarende elektroniske armaturer uavhengig av spenningen trekker i størrelsesordenen 170 Watt, så det klart at dimmingen har en del å "ta igjen" før det oppnås energibesparelse. Ved overgang fra fotocelledrift til elektroniske armaturer med 15 minutter forskjøvet astronomisk ur og dimming til 50 % pådrag mellom 23:30 og 04:45, gir det 0 % og 10 % energibesparelse for de to kursene.

Energiberegningene indikerer at spenningsfallet på kursene har store konsekvenser for energisparepotensialet. For å oppnå en vesentlig energibesparelse kan drastiske dimmestrategier eller redusering av armatureffektene være eneste løsningen for en del kurser. Det faktum at armaturene ofte trekker lavere effekter enn ved merkespenning medfører derimot konsekvenser for belysningen av anleggene ettersom armaturenes lysfluks henger sammen med armaturenes spennings/effektforhold. Denne konsekvensen kan være generelt for lavt belysningsnivå og store forskjeller i luminans i overgangen mellom kurser. En lite effektiv veilyskurs med konvensjonelle armaturer vil ha stort spenningsfall. Spenningsfallet vil kunne resultere i et lavt energiforbruk. Det lave energiforbruket kan være med på å redusere incitamentet til armaturutskiftning, og det kan igjen til syvende og sist gi redusert trafikksikkerhet.

Wave Energy Conversion

Direct Coupled Point Absorber in Heave with Induction Machine as Power Take Off

Student: **Ottar Skjervheim**
Faglærer: **Tore Undeland**
Veileder: **Marta Molinas, Pål Andreassen, Tore Undeland**
Utføres i samarbeid med: **Fred. Olsen**

Problemstilling
Det er mange utfordringer innen bølgekraft. Ei ny utfordring er å undersøke om kraftelektronikk kan brukes for å styre en punktabsorbator i heave.

Oppgaven
Gjennomføre modellering av hydrodynamikk for en punktabsorbator i heave. Modellen skal utvides med en full generatormodell, for å undersøke effekter fra en slik sammenstilling. I tillegg skal det gjennomføres en effektanalyse ved PCC.

Modell/målinger
SIMULINK-model

Beregninger
En fysisk modell er gjennomført, helt fra det dynamiske trykket i sjøen til den elektriske effekt på generatorklemmene

Konklusjon
En fullomformer kan brukes til styring av punktabsorbator i heave, og spenningsvariasjoner som følge av effektvariasjoner er en kjent problemstilling. . Generatormodellen kan sees bort fra ved simulering av effekt til nettet, noe som vil gi en konservativ analyse.

Samandrag

Innan offshore fornybar energi, kan bylgjekraft vera eit viktig tilskot. Heilt sidan den fyrste patenta vart søkt i 1799 [1] har det vore forska på bylgjekraft utan det store gjennombrotet. Denne diplomoppgåva vil studere omforminga av energien i bylgjene ved hjelp av ei samanstilling av ein induksjonsgenerator direkte til ein punktabsorbator som rører seg i vertikal retning.

Det er freista gjera ei fullstendig undersøking, frå det dynamiske trykket i sjøen til elektrisk effekt på generatorklemmene. For å kunne gjennomføre denne analysen har det blitt utvikla ein modell av hydrodynamikken, kombinert med ein modell for den elektriske generatoren. Målet er å undersøkje utfordringar innan direktekopla bylgjekraft generatorar. Simuleringar har vore gjort i tidsdomenet, for å studere den nemnte vertikale rørsla til punktabsorbatoren.

Tidligare forsking innan vindkraft viser at ein fullomformer til nettet vil kunne ta hand om variasjonar innan spenning, som fylgje av effektvariasjonar [2]. Bylgjekraft vil nok vera meir utfordrande, på den måten at variasjonane opptrer med ei periodetid som er lik bylgja si og ei høgare periodetid lik endringa i bylgjeklimaet. Distansen mellom plattformene har vore bestemt med utgangspunkt i bylgjeklimaet, for å undersøke om det er ein fornuftig måte å glatte ut den aktive effekten til nettet på.

Resultata viser at styrestrategien for punktabsorbatoren krev fleire undersøkingar, når ein veit at dimensjoneringa av generator og omformar er direkte påverka av momentet fordra av bøya. Ei multidisiplinær avgjersle med bakgrunn i økonomi lyt takast, for eit simultant val av styrestrategi, punktabsorbator og generator.

Steady-state and dynamic converter modeling in system analysis

Student: **Thomas Skånøy**
Faglærer: **Professor Olav Bjarte Fosso**
Utføres i samarbeid med: **Statnett**

Objective

The thesis was initiated to establish and evaluate an alternative model representation of the facility at Ormen Lange. Traditionally, a PQ-model has been used to represent Ormen Lange. This thesis, however, has implemented three two-terminal dc line models (converter models) to represent the facility.

Assignment

This work will address alternative load models to illustrate the necessity to go for more detailed models in the dynamic analysis also for such loads. The work should try to use the existing models within PSS/E to illustrate the performance by using such models compared to the traditional PQ-loads. One possibility is to use an HVDC-link to emulate the converter station. It is important to address assumptions, simplifications and data requirements in the dynamic modelling as well as discussing the performance of the model. For the load flow and dynamic analysis the tool should be PSS/E with Mid-Norway as basis. The Nordic power model given by Statnett should be used in the simulations

Modeling

The power flow establishment constitutes the basis for both power flow and dynamic simulations. The main focus in this part is the modeling of the two-terminal dc line model which is implemented at Nyhamna. Data for the two-terminal dc line model is presented on three consecutive data records. Since these data enables not only power flow analysis but also establishes the initial steady-state for the dynamic analysis, a detailed description is presented.

The dynamic modeling contains a detailed description of the two-terminal dc line model (CDC4T). Many of the chosen parameters are based on an example and do not necessary represent realistic values.

Simulations

This thesis contains both power flow and dynamic simulations. The objective is to gain knowledge about the performance of the two-terminal dc line model implemented at Ormen Lange and analyze the control actions of the CDC4T model under normal regulation and during temporary overriding the normal regulation. This was performed by introducing ac system faults which depressed the rectifier bus voltage to a varying degree.

Results and Conclusions

The result showed that with adjustable rectifier tap settings, the depression in rectifier bus voltage is handled by reducing the rectifier transformer tap position and firing delay angle. This increased the voltage on the valve side of the rectifier transformer and enabled the rectifier to maintain dc current control. Consequently, the scheduled dc values were

unaffected by the depression in rectifier bus voltage. However, with the rectifier tap setting locked, the transformer did not boost the voltage on the valve side of the rectifier transformer. This caused the control logic to reduce the rectifier firing delay angle to its minimum, and the inverter assumed control of the dc current. With the inverter in control of the current, the scheduled dc current was reduced by a fraction equal to the current margin along with the remainder dc values. Hence, the presence of an adequate rectifier transformer setting is essential for the two-terminal dc line model to maintain scheduled dc values during voltage depression.

All simulations showed that a voltage depression at the rectifier bus leads to a reduction in rectifier reactive power consumption. This is due to the action from the control logic which reduced the rectifier firing delay angle to counteract the voltage depression. The greatest reduction in rectifier reactive consumption was experienced when the rectifier firing delay angle was reduced to its minimum value. Hence, in situations with depressed bus voltage, the latter operation of the converter control logic causes the two-terminal dc line model to exhibit less stress to the ac system than the PQ-model.

The results from the dynamic simulations showed that CDC4T exhibited an instantaneous response to changes in rectifier ac voltage. This is because CDC4T is a pseudo steady-state dynamic model which omits the L/R dynamic of the dc system and high frequency firing angle controller dynamics.

Further, the results revealed an important characteristic of the CDC4T model. After fault clearance, the rectifier bus exhibited small voltage fluctuations. The rectifiers compensated these fluctuations by adjusting their firing delay angles correspondingly. Consequently, the latter resulted in fluctuations in reactive power consumption. This means that the ac system perceives the CDC4T model as a varying reactive load following fault clearance.

Comparing the ac system response when using the CDC4T model and when using the PQ-model, the results showed that the main difference was CDC4T’s generation of reactive power fluctuations. These fluctuations were experienced in the transmission line going into Nyhamna and Viklandet, and were substantial compared to the initial loading of the transmission lines. Two arguments were used to substantiate why the response from the CDC4T model only differs from the PQ-model in terms of reactive power fluctuations:

I. The calculated value of the short circuit ratio at Nyhamna indicated a strong interconnected ac/dc system.
II. The dynamic behavior of the pseudo-steady state model, CDC4T, is limited. Both the L/R dynamic of the dc line, smoothing reactors and high frequency controller dynamics are omitted.

In further studies where converter modeling at Ormen Lange is considered, a more complex dynamic dc model should be utilized to represent the converters. This model should include L/R dynamic of the dc system and high-speed controller dynamics, and will thus influence the ac system to a greater extent than CDC4T. Further, the model establishment should focus on achieving a sufficiently realistic load representation of Ormen Lange. In this manner, the converters’ influence on system stability can be evaluated.

Simulering av kraftsituasjonen i Midt-Norge med Samkjøringsmodellen

Student: **Kaia Solland**
Faglærer: **Gerard Doorman**

Problemstilling
De siste årene har det vært en stor vekst i kraftforbruket i Midt-Norge, og det forventes videre vekst i årene som kommer. Siden det ikke har vært en tilsvarende vekst i kraftproduksjonen i regionen, forventes det at Midt-Norge vil ha et betydelig kraftunderskudd i et normalår. Statnett har beregnet dette underskuddet til 9 TWh i 2010. I et tørrår vil dette underskuddet kunne bli betydelig større.

Oppgaven

Målet med oppgaven var å undersøke situasjonen i Midt-Norge ved hjelp av Samkjøringsmodellen. Statnetts eksisterende modell Basis 2010 vil ble benyttet etter en del oppdateringer.

Det ble også gjort undersøkelser på hva inndelingen av prisområder har å si for prisen i Midt-Norge.

En ny måte å modellere langsiktig treghet i forbruksfleksibilitet er under uttesting hos SINTEF. Dagens Samkjøringsmodell opererer med momentan utkobling av forbruket ved en pris over utkoblingsprisen. Empiriske data tyder på at det er en treghet i tilpasningen til forbrukerne. Den nye modelleringen av elastisitet ble testet ut og resultatene for Midt-Norge ble analysert

Metode
Kraftsituasjonen i Midt-Norge ble undersøkt med tanke på energibalanse, effektbalanse, priser og importbehov.

Prisene ved ulik prisområdeinndeling ble beregnet ut i fra vekting av prisen i forhold til forbruket. På denne måten ble det funnet to priser for Midt-Norge og Nord-Norge separat og en for dem felles.

Det ble gjort flere simuleringer med den nye måten å modellere elastisiteten. Resultatene herfra ble analysert på tilsvarende måte som referansemodellen.

Resultater/Konklusjon
Energibalansen viste at Midt-Norge vil ha et betydelig underskudd i år 2010. Underskuddet ble beregnet til å være 9,6TWh. Dekket blir dekket av import, men det vil kunne oppstå situasjoner det vil være nødvendig med rasjonering av forbruk.

Det viste seg at prisen i Midt-Norge vil dra opp prisen i Nord-Norge om disse inngår i samme prisområde. Om de to områdene danner to separate prisområder vil prisen i Nord-Norge bli betydelig lavere.

Uttesting av den nye måten å modellere treghet i tilpasning til forbrukerne viser at redusert fleksibilitet vil medføre høyere priser og mer rasjonering. Det vil bli ekstrempriser for flere av tilsigssårene.

Om fleksibiliteten reduseres tilstrekkelig vil programmet legge opp til en høyere magasinfylling og påfølgende mer flom.

Erfaringer med den nye modelleringen i Samkjøringsmodellen viser at for å få stabile resultater kreves videre uttesting.

Large-scale wind power integration in Nordland.

Student: Tarjei Benum Solvang
Faglærer: Professor Olav Bjarte Fosso
Veileder: Trond Toftevaag
Utføres i samarbeid med: Norsk Systemplan og Enøk AS (NORSEC)

Objective
The overall objective for this project is to illustrate the dynamic impacts from the planned wind farms at Sleneset and Sjonfjellet on the existing power system and the differences in impact depending on the various control strategies being used.

Assignment
The following elements are included in the assignment:

- Establish a steady-state and dynamic grid model describing the power system in question.
- Determine whether the wind farms are able to reach full production during different configurations without reaching an unacceptable operating state.
- Examine the impact from and behaviour of transformers with load tap changers.
- Illustrate the differences between different control modes in the wind farm connection point.

Modelling
The model used in this project is established by converting the steady-state model used in the steady-state analysis from Netbas to SIMPOW. The time in the steady-state model is set to January 2009.

The steady-state model is then expanded by introducing aggregated doubly-fed induction generators for power production in the wind farms. For some of the simulations, a static VAR compensator is inserted at Bardal.

The dynamic model is established by introducing a dynamic description of the components in the steady-state model. Due to lack of dynamic data, typical values are used for some of the components.

Simulations
Simulations describing an increase in wind power production from 50% to 100% are performed on the dynamic model describing the grid between Salten and Tunnsjødal. The timeframe of increase varies depending of the objective for the specific case.

Results and Conclusions
The simulations performed on the dynamic model indicate a need for reactive power compensation between the wind farms and the connection point at Nedre Røssåga. Without reactive power compensation on the radial connection, the wind farms are not able to reach full wind power production without breaching either voltage or thermal limits. This is the case even if local compensation is added at the wind farms.

With an SVC in voltage control placed at Bardal, the wind farms are able to reach full power production without violating any specified limits. The SVC maintains acceptable voltage levels within the radial. However, the amount of imported reactive power at the connection point increases during the production increase. This causes a depression in voltage in the rest of the grid.

If the SVC at Bardal is set to control the reactive power flow in the connection point, simulations indicate that the amount of reactive power drawn from the main grid can be considerable reduced. This, however, results in a larger need for reactive power production within the radial. A larger reactive power production increases the voltages. Without voltage control at the wind farms or voltage regulation by load tap changers, the simulations show that the voltage at the generator terminals increases above 1.05 pu.

Simulations demonstrate that tap-operations in the transformer at the connection point between the main grid and the wind farm radial increases the amount of imported reactive power. This takes place when the SVC operates in voltage control. The need for reactive power production within the radial is then reduced. The tendency is the same whether voltage control is introduced at the wind farms or not.

When the SVC operates in reactive power control and no voltage control is present at the wind farms, tap-operations from the same transformer result in an increase in reactive power production within the radial. However, if voltage control is included at the wind farms, tap-operations at the connection point will decrease the reactive power production. This is because in voltage control the wind farms are consuming reactive power in order to maintain a specified terminal voltage.

The results from the simulations indicate that the number of tap-operations from the transformer at the connection point is reduced when the SVC at Bardal operates in reactive power control compared to when it operates in voltage control. However, no wind models based on statistics are introduced in this project. It is therefore uncertain to what extent a similar result would be obtained under more realistic conditions.

All the simulations show that when the production from the wind farms increases, the voltages in the grid outside the radial decreases. This is due to increased reactive losses. The decrease is largest when the SVC at Bardal operates in voltage control due to reactive power drawn by the radial connection. The area in the main grid with the largest decrease is located between the connection point at Nedre Røssåga and Trofors.

This project is only a part of the necessary dynamic analyses that have to be carried out in the planning phase for the wind farms at Sleneset and Sjonfjellet. A natural continuation of this project could be to perform analyses in a light load situation, and analyses of the system's response to disturbances. Wind models obtained from statistical wind data should also be included in future dynamic analyses.

Elektriske branner i lavspenningsanlegg

Student: **Hilde Stangeland**
Faglærer: **Hans Kristian Høidalen**
Veileder: **Odd A. Rød, Arne Petter Brede**

Problemstilling
Rapporten *Fører hendelser på høyspenningsnettet til brannskader i lavspenningsinstallasjoner?* som ble utarbeidet av Gjensidige i 2005, hadde som mål å belyse hvorvidt jordingsforhold i forsyningsnett og ved transformatorstasjoner kan ha innvirkning på hyppigheten til branner og branntilløp i elektriske installasjoner. Høyspenningsapporten avdekket store variasjoner i brannfrekvens kommuner imellom, i tillegg til lite tilfredsstillende jordingsforhold flere steder i nettet. Gjensidige jobbet etter en hypotese om at feilstrømmer ved jordfeil på HV- nettet kan overføres til LV- nettet, og derfra inn i bygningsinstallasjoner og føre til brannskader i TT- nett og i IT- nett der hvor gjennomslagsvernet er havarert. I tillegg mener de at problemet vil være størst der overgangsmotstanden i/ved transformatoren er høyere enn hos abonnentene, og det ikke foreligger jordingsfelleskap mellom transformatorjord og abonnentjord.

Oppgaven går ut på undersøke årsaken til det høye antall forsikringsoppgjør med elektrisk årsak og den store variasjonen kommuner imellom. I hvilken grad hypotesene i Gjensidiges rapport er riktige er også viktig å belyse.

Fremgangsmåte
Den første delen av oppgaven er en teoretisk drøfting av Høyspenningsrapportens hypotese. En ser på hvordan overspenninger som oppstår i høyspenningsnettet kan overføres til lavspenningsnettet via potensialheving av transformatorarrangementet, og vurderer ulike scenarier i forhold til feilsituasjon, nettsystem og hvorvidt det er jordingsfellesskap eller ikke.

I rapportens andre del undersøkes aspekter som kan ha innvirkning for hva som gjør at det er så stor forskjell i brannfrekvens fra kommune til kommune. Aust- Agder, Vest- Agder og Nord- Trøndelag skilte seg ut i Gjensidiges statistiske fremstilling ved at de hadde enkelte kommuner med svært høy brannfrekvens, samtidig som andre kommuner hadde svært lav brannfrekvens. Årsakene til de store forskjellene ble vurdert med bakgrunn i nettdata fra nettselskapene i fylkene, Agder Energi og NTE, og branndata fra FNH.

Vurderinger
Høyspente jordfeilstrømmer kan overføres til lavspenningsnettet via potensialheving av transformatorkassen. Det ble funnet at jordingsfellesskap fungerer godt til å dempe påkjenninger fra temporære overspenninger siden feilstrømmene fordeler seg i hele jordingssystemet. Gjensidiges hypotese er dermed riktig, men gir et noe snevert bilde av hvilke hendelser i nettet som kan forårsake brannskader. Ved høyfrekvente overspenninger som oppstår ved lynnedslag eller koblinger i nettet vil en ikke få det samme utbytte av jordingsfelleskap, siden impulsmotstanden i jordingssystemet er mye større enn den stasjonære motstanden, og en risikerer dermed at de nærmeste abonnentene rammes hardest av transientene.

Statnetts lyndatabase viste seg å være mer usikker enn forventet, i og med at overgangen fra det gamle registreringssystemet til det nye medførte kommunikasjonsproblemer mellom sensorene og sentralenhetene i Oslo og Trondheim. Dette førte til at mye data har gått tapt, spesielt fra siste halvdel av 2000. Ifølge Frank Dahlslett ved Sintef Energiforskning er det de tre siste årene med registreringer som gir mest nøyaktige data.

Aust- Agder, Vest- Agder og Nord- Trøndelag skilte seg ut i Gjensidiges statistiske fremstilling ved at de hadde enkelte kommuner med svært høy brannfrekvens, samtidig som andre kommuner hadde svært lav brannfrekvens. Årsakene til de store forskjellene ble vurdert med bakgrunn i nettdata fra nettselskapene i fylkene, Agder Energi og NTE, og branndata fra FNH.

På bakgrunn av undersøkelser gjort i denne oppgaven kan det ikke slås fast at områder med stor andel kabelnett sjeldnere rammes av overspenningskader enn installasjoner i områder med mest luftnett, utenom for noen av innlandskommunene i Agder. Det er heller ikke fremtredende at installasjoner tilknyttet TT- system oftere rammes av elektriske branner enn installasjoner i IT- nett, selv om det er en del flere elektriske fenomenskader i Agder enn i Nord- Trøndelag. Det ser ut til at den store forskjellen i lynaktivitet mellom områdene som har størst innvirkning på brannfrekvensen. Det ble heller ikke avdekket store avvik i selve registreringen som kan forklare de store forskjellene kommunene imellom, men enkelte kommuner får høy brannfrekvens på grunn av enkelthendelser.

Kontroll og vedlikehold av nøytralpunktsvern, nøye planlagte vernløsninger og utbedring av jordingsforhold medvirker til redusert brannfrekvens fra 2004 i Nord- Trøndelag. Agder-fylkene er svært utsatt for lynaktivitet, noe som ser ut til å ha stor innvirkning på hyppigheten av elektriske fenomenskader. I Agder- fylkene forekommer en økning i antall branner i 2006, muligens i forbindelse med det høye antallet overstrømshendelser i det høyspente fordelingsnettet. En svært stor del av disse hadde utløsende årsak tordenvær eller snø/is.

Large Scale Wind Power integration in a Hydro-Thermal Power Market

Student: **Thomas Trötscher**
Faglærer: **Arne Torstein Holen**
Veileder: **Magnus Korpås**
Utføres i samarbeid med: **Hydro New Energy**

Background
It is expected that the share of wind power generation in the power market in the Nordic countries as well as in other parts of Europe will increase considerably in the years to come. This is expected to have an influence on power system operation as well as on the electricity prices. This thesis is focusing on the Nordpool power market area, with particular emphasis on Western Denmark where impact of wind power is very significant. The stochastic input from wind power requires the remaining generation to be operated more flexible, where also the end user flexibility becomes an interesting option. A large industrial customer that can contribute to this flexibility is particularly interesting. An example that is currently being discussed is electrolytic hydrogen production, which is a flexible load since it decouples hydrogen production and end use.

Summary
This master thesis describes a quadratic programming model used to calculate the spot prices in an efficient multi-area power market. The model has been adapted to Northern Europe, with focus on Denmark West and the integration of large quantities of wind power.

In the model, demand and supply of electricity are equated, at an hourly time resolution, to find the spot price in each area. Historical load values are used to represent demand which is assumed to be completely inelastic. Supply is modelled according to the type of generation: Thermal generators are represented by piecewise linear, upward sloping, marginal cost curves. Historical wind generation data is used to model the fluctuating wind power output, and wind power is considered to have zero marginal cost. Hydro power is modelled by one aggregate reservoir for Norway and one for Sweden; the marginal cost of hydro power is set as a function of the difference between the reservoir level and the historical median reservoir level. Additionally, decentral combined heat and power plants in Denmark are considered to operate irrespective of the market.

Six separate price areas constitute the model: Denmark West, Denmark East, Norway, Sweden/Finland, Germany, and Central Europe. The areas are modelled as having no internal bottlenecks and are connected by tie-lines constrained by active power limits.

This report quantifies the impact the installed wind power capacity has on the power price in Denmark West by scaling up the wind power output in the model, see figure 1. Because wind power has a marginal cost close to zero, it will force prices down. The effect will be most prominent during high wind speed hours in a power system with substantial amounts of wind power. Results show that the impact is modest; average power prices fall by only 10% if the installed wind power capacity is doubled, and thermal generation will set the power price in all hours until wind energy exceeds 50% of domestic demand in Denmark.

Since prices fall the most during hours with high wind power output, income to wind turbine owners will decline quickly as the installed capacity becomes large. The effect is most pronounced at wind energy shares above 40%, thereafter the income - per MWh sold - falls

rapidly. In absence of government subventions, this effect will limit the economically viable level of installed wind power capacity.

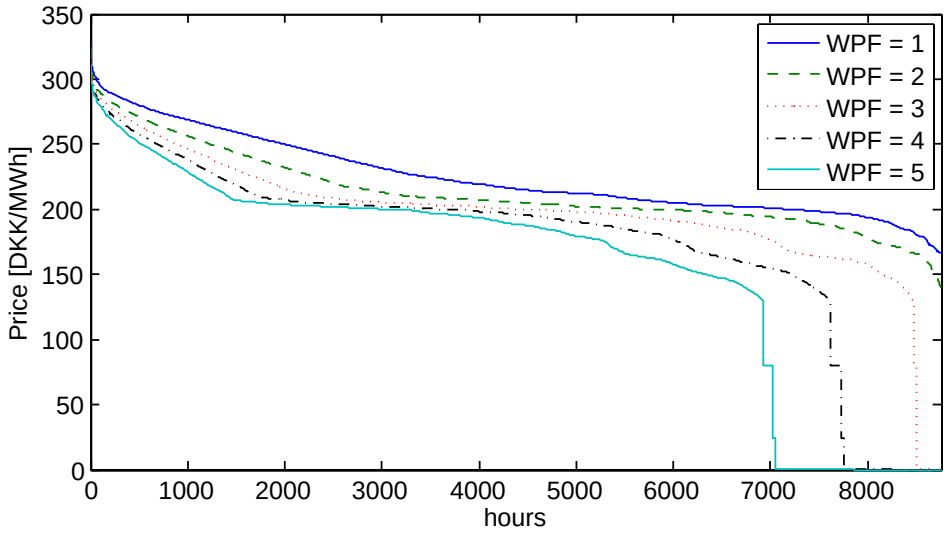


Figure 1: Duration diagram of simulated power prices in Denmark West for 5 levels of installed wind power. WPF = Wind power factor. A WPF=1 equals todays capacity level; a WPF=2 corresponds to twice the present capacity and so forth)

Expansion of the cross-border transmission capacity and higher thermal generation costs can both help offset the income reduction to wind turbine owners from higher wind power penetration. Alone, a 30% increase in thermal generation costs can allow 50% of wind energy and still retain today's income to wind turbine owners. Use of the Norwegian hydro reservoirs to balance out fluctuations in wind power output is found to stabilize and reduce the price. This benefits both consumers and wind turbine owners in Denmark. Expansion of transmission capacity to Norway will further stabilize the price; a new 1000MW cable lets the Danish market easily accommodate 50% wind energy.

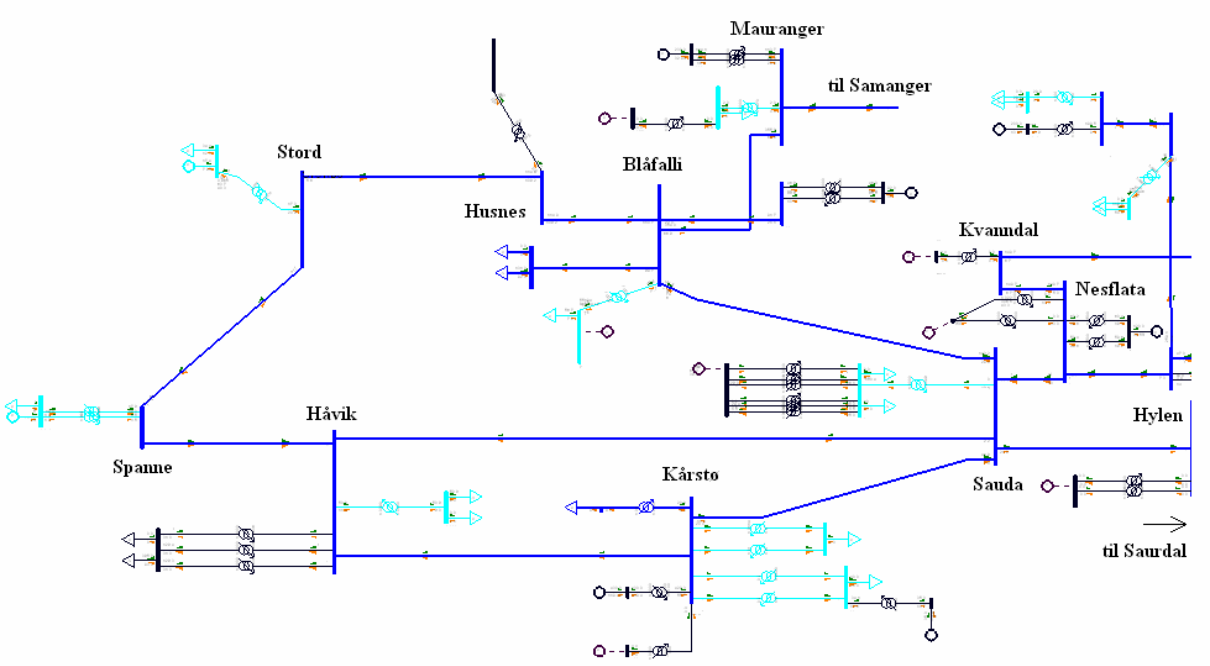
With lower and more volatile prices as a result of high wind power penetration, a load can profit by being flexible. Water electrolysis is one such load; it uses electricity to produce hydrogen, and production can quickly be ramped up and down in accordance with the power price. Presently, steam methane reforming is the least expensive method of producing hydrogen, but with higher wind power penetration, electrolysis might become competitive. Using a previously developed model to assess the cost of electrolysis, in combination with the power market model developed here, this report finds that wind energy must exceed 85% of domestic demand in Denmark, combined with higher natural gas prices, for electrolysis to break even with steam methane reforming.

Gasskraftverk Kårstø

Student: **Johan Inderberg Vestrum**
Faglærer: **Olav B. Fosso**
Veileder: **Trond Carlsen, Statnett SF**
Utføres i samarbeid med: **Statnett SF**

Denne diplomoppgaven er skrevet i samarbeid med Statnett. Naturkraft har under bygging et gasskraftverk på Kårstø i Rogaland. Dette er et såkalt *combined-cycle-kraftverk* (kombinert kraftverk), som består av en gassturbin i kombinasjon med en dampturbin. Gasskraftverket vil kunne bidra med 418MW inn i sentralnettet, og det er Statnetts ansvar at kraften levert til forbrukerne har god nok kvalitet. Oppgaven tar først og fremst for seg problemstillinger knyttet til dynamisk respons og transient stabilitet i forbindelse med kraftverket.

Statnett har bidratt med datamodell over nettet i Sør-Norge, og analyseverktøyet PSS/E er benyttet for å analysere kraftverkets respons ved ulike hendelser. Spesielt er det sett på regulerresponser ved frekvens- og spenningsendringer i nettet og kraftverkets egenskaper ved kortslutning. I tillegg er konsekvenser ved utfall av kraftverket analysert. Analyseresultatene er sjekket opp mot de relevante krav gitt i *Veiledende systemkrav til anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet i Norge (VtA)* og *Nordic Grid Code (NGC).*



Enlinjeskjema over sentralnettet i Sunnhordland og Nord-Rogaland

Det er av interesse å sammenligne responsen i gasskraftverket mot den i et typisk vannkraftverk. Av den grunn er det lagt til en modell av et vannkraftverk på samme sted som gasskraftverket. Foruten at forskjellen mellom gasskraftverket og vannkraftverket er analysert er det også benyttet to forskjellige turbinregulatormodeller for gasskraftverket: en enkel modell beregnet på gassturbiner, og en mer avansert modell beregnet på nettopp kombinerte kraftverk.

Det viser seg at den avanserte turbinregulatormodellen er den som egner seg best til simuleringer opp mot gasskraftverket. Skal man benytte den enkle modellen må man være obs på hvilket utgangspunkt man har, og hvilke hendelser man simulerer på. Spesielt ved fall i frekvensen kan ukritisk bruk av den enkle modellen gi et for optimistisk resultat. Gasskraftverket har problemer med fullstendig å overholde kravene gitt i VtA til drift under frekvensavvik, og simuleringer viser at responsen til magnetiseringssystemet er for kraftig. Kraftverket viser imidlertid god oppførsel ved feil i nettet, og bidrar til å gjenopprette spenningene i området etter feil. Ved normal drift tåler nettet et utfall av kraftverket godt, mens man ved svekkelser i nettet kan oppleve til dels lave spenninger etter et utfall.

Svært anstrengte kraftsituasjoner

Student: **Tord Wethelund**
Faglærer: **Ivar Wangensteen**
Veileder: **Torkel Bugten**
Utføres i samarbeid med: **Statnett**

Sammendrag

Formålet med denne oppgaven er å vise hvordan tiltak som skal sikre det norske kraftsystemet i en tørrårssituasjon, vil påvirke den normale disponeringen av vannmagasinene. Den høye vannkraftandelen i det norske produksjonssystemet gir helt andre utfordringer i forhold til tørrårssikring, enn hva som er tilfellet i termiskdominerte kraftsystemer. Disse utfordringene har økt de siste årene som en følge av at energibalansen i Norge er strammere enn hva den var før restruktureringen. I et tilsigsmessig normalår med normale temperaturforhold, var kraftunderskuddet i 2006 på 3 TWh. En strammere kraftbalanse observeres også dersom man sammenligninger magasinfyllingen relativt til det årlige forbruket. Fra begynnelsen av 1990 – tallet og fram til i dag, viser beregningene en reduksjon i magasinfylling ved inngangen til tappesesongen.

I oppgaven er det simulert tre prinsipielt forskjellige tiltak for å bedre det norske kraftsystemets evne til å takle tilsigssvikt. Det første tiltaket er å endre nivået på den kraftverdien markedet forventer at myndighetene griper inn i kraftsystemet med tvungen rasjonering. Ved å heve rasjoneringsprisen, øker forventningsverdien av vannet og dermed lagres mer vann i påvente av ekstremt høye priser. Den andre simuleringen er av SAKS – tiltakene reservegasskraftverk og opsjoner i forbruk. Dersom sannsynligheten for rasjonering stiger over 50 prosent, vil tiltakene bli aktivert. Bruk av disse tiltakene vil imidlertid påvirke kraftverdien i den anstrengte perioden, noe som kan føre til redusert vannverdi i forkant av situasjonen og dermed redusert magasinfylling. Det siste tiltaket som er modellert er strengere regulering av kraftmagasinene i Midt-Norge. I denne simuleringen holdes det tilbake mer med vann i Midt-Norge gjennom fyllingssesongen. På den måten bedres magasinfyllingen gjennom vårknipa.

Endringene i rasjoneringspris påvirker magasindisponeringen slik det var antatt på forhånd. Simuleringene viser imidlertid at dersom priselastisiteten ikke øker når kraftverdiene blir ekstreme, må man i korte perioder tillate kraftpriser på mellom 8 kr/kWh og 10 kr/kWh for å unngå rasjonering. Dersom SAKS – tiltakene implementeres i modellen, viser simuleringene at vannverdiene bare påvirkes i liten grad i forkant av de svært anstrengte situasjonene. Dermed tilføres systemet mer energi fra SAKS – tiltakene, enn den reduksjonen man observerer i forkant av situasjonen. Dette forutsetter imidlertid restriktiv bruk av tiltakene. Dersom tiltakene brukes for mye, økes påvirkningen på vannverdiene. En streng magasinregulering i Midt-Norge gav økte middelpriser gjennom året og høyere flomtap. Dette tiltaket gav også det laveste samfunnsøkonomiske overskuddet.

Dersom de samfunnsøkonomiske kostnadene ved rasjonering baseres på en rasjoneringspris på 300 øre/kWh, indikerer resultatene av simuleringene at man ikke bør benytte noen av de andre tiltakene. Det høyeste samfunnsøkonomiske overskuddet oppnås dersom det ikke implementeres andre tiltak i tillegg til denne rasjoneringsprisen. Dette observeres til tross for at rasjoneringsmengden reduseres dersom denne rasjoneringsprisen kombineres med ett eller

flere SAKS – tiltak. Dersom kostnadene for rasjonering baseres på KILE – kostnadene endres bildet. Resultatene tyder da på at en kombinasjon av forholdsvis høye rasjoneringspriser og en meget restriktiv bruk av SAKS – tiltakene, da vil være den mest hensiktsmessige tørrårssikringen i Norge.

Nettplanlegging – Regionalnettet i Trondheim

Student: **Åsmund Wie**
Faglærer:
Veileder: **Arne T. Holen**
Utføres i samarbeid med: **Trondheim Energi**

Problemstilling
I Trondheim er det flere 66 kV høyspenningslinjer i tettbebygde strøk, og disse legger beslag på verdifulle arealer. Trondheim Energi har fått flere forespørsler om kabling fra interessenter som ønsker å frigjøre arealene. I dette tilfellet er det snakk om å kable en konkret linjetrase mellom to transformatorstasjoner. Den ene av stasjonene er vurdert som et potensielt sårbart punkt, siden mye av strømforsyningen går via denne.

Oppgaven
Dersom luftledningene skal fjernes, må de erstattes med kabler på en eller annen måte. I denne oppgaven skulle det lages flere forslag til hvordan dette kunne løses. Siden mye av energien går via den ene stasjonen, var det ønskelig å vurdere nytten av å heller lede noe energi utenom denne stasjonen, og dermed oppnå økt forsyningssikkerhet og lavere avbruddskostnader.
Oppgavens første del var å etablere modell i Netbas over hele regionalnettet til Trondheim Energi, og deretter bruke modellen til å vurdere framtidige kablingsalternativer etter en teknisk-økonomisk analyse av alternativene og vurdering av resultatenes sensitivitet i forhold til usikre inngangsparametere.

Modell/målinger
Regionalnettsmodellen inkluderer alle transformatorstasjonene til Trondheim Energi, med 66 kV linjer og kabler mellom. Overliggende sentralnett er modellert noe forenklet. I transformatorstasjonene er det modellert transformatorer som transformerer ned til 11 kV. På hver transformator er det modellert et lastpunkt som representerer fordelingsnettet. Belastningsdata er referert 2007, men med prognoser for framtidig lastøkning.

Beregninger
Modellen er benyttet for å finne tap og dermed tapskostnader ved forskjellige lastsituasjoner og nettbilder. Den er også benyttet til simulering av utfall og har vært et viktig hjelpemiddel for å beregne avbruddskostnader.
Det ble foreslått fire kablingsalternativer som ble sammenliknet og rangert etter nåverdi. Ingen av tiltakene viste seg å være lønnsomme, siden investeringskostnadene ble mye høyere enn besparelsene i forhold til tap og avbrudd.

Konklusjon
Ingen av alternativene ble lønnsomme, men da er det ikke vurdert i forhold til betalingsvillighet til tomteinteressentene. Flere er villige til å være med å betale for fjerning av luftledninger. Dersom dette inkluderes i regnestykket kan kabling vise seg å være lønnsomt. Avbruddskostnadene er dessuten bare beregnet i forhold til avbrudd ved en bestemt transformatorstasjon, og ikke avbrudd av forbindelser. Avbruddsbesparelsene er derfor trolig høyere enn beregnet.

NTNU
Innovation and Creativity

Bidding Wind Power on the Day-Ahead Market by Minimizing the Imbalance Costs.

Vegard Willumsen

Master of Science in Energy and Environment
Submission date: July 2007
Supervisor: Arne Torstein Holen, ELKRAFT

Norwegian University of Science and Technology
Department of Electrical Power Engineering

Problem Description

With wind forecast being needed up to 38 hours ahead of the hour of operation for bidding in the day-ahead market, wind generators may be subjected to substantial imbalance costs in the regulation market. Knowledge about wind forecast error and regulation prices can be used to minimize the imbalance costs caused by the difference between actual generation and the day-ahead bid.

The aim of the thesis is to develop bidding strategies for wind power in the day-ahead market which minimizes the imbalance cost due to generation forecast uncertainty. Two bidding strategies will be investigated: One based on wind power bidding alone in the day-ahead market and one based on a mixed portfolio of wind power and conventional power. The bidding strategies will be tested using actual market data and wind power generation and forecast data.

Wind farms need to pay for the wind forecast service, and this service can be of various quality. The value of the forecast service and the affect it has on the profits will be simulated

In addition, the ethics and social welfare of the proposed bidding strategies will be investigated.

Assignment given: 17. January 2007
Supervisor: Arne Torstein Holen, ELKRAFT

Chapter 1

Introduction

The present day-ahead power markets are designed for trading conventional power that can be regulated to meet contracted generation. This structure is not ideal for stochastic resources, like wind power. The market expects a resource to commit well in advance, up to 36 hours in Scandinavia and the Netherlands, to deliver a contracted generation in the hour of operation. If the market participant fails to deliver the contracted energy it is penalized with an imbalance price in the regulation market that is usually less attractive than the day-ahead market clearing price, for the imbalanced power. Several markets, like the Dutch market, treat wind power on an equal footing with conventional generators and is thus fully integrated in the day-ahead and imbalance market structure.

In order to avoid the unremunerative imbalance prices, wind energy generation forecast has been greatly improved. However, the generation forecast will never give perfect results, and the participant with wind power in its portfolio needs to seek other ways to minimize the imbalance costs. Bidding the exact generation forecast is not necessarily the most profitable bidding strategy as the imbalance cost is also affected by the imbalance price levels. For instance, if the expected difference between the upward regulation price and the spot price is way larger than the difference between downward regulation price and the spot price, the optimal strategy is to bid lower than expected generation. By doing this the wind farm avoids the risk of buying expensive mismatched power. For the opposite case of expected price difference, bidding higher than the expected generation to avoid the risk of selling surplus energy at a low regulation price is the optimal bidding strategy.

This strategy yields as long as the producer is assumed to be a price taker in the regulation market. However, the volume traded at the regulation market is relatively low compared to the day-ahead market and a wind farm with a substantial mismatched balance may affect the regulation prices. The use of

this bidding strategy may lead to higher imbalances in the system and thus higher difference from the day-ahead price. Based on this, the research aims to find a bidding strategy that includes the price elasticity of the regulation market.

Another way of minimizing the imbalance cost is to team wind power with a conventional unit. A conventional unit, e.g. gas power plant, can be used to balance out the generation mismatches caused by the wind power, to meet the contracted generation. Hence, a bidding strategy based on a mixed portfolio is also proposed in this report. The two bidding strategies are simulated in the Dutch power market using actual market data from 2005 and 2006. The ethics and social welfare of the proposed bidding strategies are also examined.

The bidding strategies also provide a simple tool to investigate the value of the wind forecast accuracy. As the bidding strategies include wind forecast error probability distribution the accuracy can be simulated by altering the standard deviation of the probability distribution and examine the effect this has on the profits. This can be useful for the wind farms in terms of estimating the value of the wind forecast service, and to decide if more (or less) resources should be used on this service.

The report is built up as follows: A brief explanation of the basic principles of microeconomics and the power market, including an overview of system balancing in the presence of market forces and balance responsibility, is used to explain the state of the art bidding strategies. A new bidding strategy for stand-alone wind power and a mixed portfolio of wind power and conventional power are developed based on previous works. Testing procedures and simplifications of market rules and simulation of the bidding strategy are explained. Then simulation results for the two bidding strategies are presented and discussed using three representative days from the simulation year. Wind forecast accuracy dependency for the two proposed bidding strategies are also presented.

Based on the simulation results the ethics and social welfare of the bidding strategies are investigated. The conclusion summarizes the main results and consequences of the bidding strategies and provides a guideline for participants in the power market with wind power in their portfolios. At last, recommendations for future work are proposed.