



LUND INSTITUTE OF TECHNOLOGY
Lund University

CODEN: LUTEDX/(TEIE-5139)/1-63(1999)

Analys av driftdynamiken för små kraftverk med asynkrongenerator

Niklas Svensson

January 1999

Department of Industrial Electrical Engineering and Automation

Abstract

The general purpose of this project is to study the dynamics of an asynchronous generator and to analyse a small hydro power station located in Knislinge in the southern part of Sweden. The induction machine also called asynchronous machine is mostly used as a motor but can also be used as a generator. This is common in small hydro power plants and in windmills. The major advantages of the asynchronous generator are that it is cheap, reliable and has a simple control equipment. Little attention has been paid to the dynamic behavior of the asynchronous machine as a generator because the units are small.

In Knislinge several failures on the shunt capacitor bank for reactive power compensation have occurred without any obvious explanation. In other similar plants there has been damage and failure to the gearboxes with no reason identified.

The examination of the problems has been done by field measurements in the plant and simulations in Power System Blockset. Two possible causes of the capacitor failures have been identified: Self-excitation of the generator or more likley harmonic resonance. Connection of the generator to the grid may result in big mechanical tension on the gearbox if not done close to synchronous speed.

The results are: The failures on the capacitor bank probably are caused by harmonic resonance. Another finding is that self-excitation may result in very high voltages if the connection to the grid is lost. Even if this event is serious it is unlikely. The speed measurement which controls the connection has a time delay and only works satisfying at constant speed or at slow speed changes.

Förord

Den här rapporten är finalen av ett examensarbete utfört på institutionen för Industriell Elektroteknik och Automation vid Lunds Tekniska Högskola. Examensarbetet har utförts i samarbete med Kraftsystemanalys vid Sydkraft AB. Jag vill nu framföra ett tack till alla inblandade, utan Er hade detta projektet inte gått att ro i hamn: Mina handledare, Tekn. Dr. Magnus Akke (Sydkraft AB) och Tekn. Dr. Olof Samuelsson (IEA, LTH), uppmärksammade problemen och insåg att detta var ett lämpligt examensarbete. Bengt Jonsson (Båkab AB) är ägarens representant och lät oss göra mätningar i ett av deras kraftverk. Dewes Bengtsson och Bengt Olsson (ElektroSandberg AB) hjälpte till vid fältmätningarna. Min gode vän sedan många år, Peter Lehtinen, som läser Maskinteknik (på LTH), kunde med sina nyförvärvade kunskaper i Industriell ekonomi hjälpa mig att hitta rätt i den ekonomiska orddjungeln. Till sist inte att förglömma all personal och andra examensarbetare på IEA som under kaffepauser och vid andra tillfällen har kommit med goda råd.

Arbetet har innehållit en del praktiska moment, t.ex. förberedande och genomförande av fältmätningar i ett mindre vattenkraftverk. Jag har upplevt detta som ett mycket positivt komplement till det i övrigt ganska teoretiska arbetet, dessutom blir många problem lättare att lösa ju fler infallsvinklar man har.

Lund den 21:e januari 1999

Niklas Svensson

Innehållsförteckning

1 INLEDNING	1
1.1 RAPPORTENS DISPOSITION.....	1
1.2 PRINCIPEN FÖR ETT VATTENKRAFTVERK	2
1.3 BESKRIVNING AV ANLÄGGNINGEN I KNISLINGE.....	3
2 FÄLTMÄTNINGAR	6
2.1 MÄTUTRUSTNINGEN	6
2.2 MÄTNING 1	6
2.3 MÄTNING 2	12
2.4 SKATTNING AV STRÖMMEN TILL KONDENSATORBATTERIET.....	19
2.5 VIKTIGA RESULTAT.....	20
3 SIMULERINGSMODELLEN	21
3.1 MODELLBYGGE.....	21
3.2 POWER SYSTEM BLOCKSET	21
3.3 TEST AV MODELLEN.....	23
3.4 BRISTER I PROGRAMMET	24
4 EGENMAGNETISERING	25
4.1 TEORETISK ANALYS	25
4.2 SIMULERING AV FENOMENET	26
4.3 HUR KAN MAN LÖSA PROBLEMET.....	30
5 NÄTRESONANS	31
5.1 RESONANSPROBLEMET	31
5.2 FÖRSLAG TILL LÖSNINGAR PÅ PROBLEMET.....	35
6 TILLKOPPLING AV GENERATORN	37
6.1 HUR SKER TILLKOPPLING.....	37
6.2 BERÄKNINGAR OCH SIMULERINGAR AV TILLKOPPLING.....	39
6.3 ALTERNATIVA LÖSNINGAR.....	43
7 BEHOVET AV KONDENSATORBATTERI	45
8 SAMMANFATTNING OCH RESULTAT	48
9 FÖRSLAG TILL FORTSATT ARBETE	49
REFERENSLISTA	50
APPENDIX A1 – BERÄKNING AV SIMULERINGSMODELLENS PARAMETRAR	51
APPENDIX A2 – SIMULERINGSMODELLER I POWER SYSTEM BLOCKSET	54
APPENDIX B – RÄKNING MED STORHETER I PER UNIT	57
APPENDIX C – M-FILER	58

1 Inledning

Upprinnelsen till detta projekt var att ett kondensatorbatteri i ett av Sydkrafts mindre vattenkraftverk till synes utan anledning hade havererat två gånger på kort tid. Detta kraftverk som ligger i Knislinge i Helge ås vattensystem är bestyckat med asynkrongeneratorer. Det finns exempel på liknande problem i andra kraftverk samt haverier på växellådor som är svåra att förklara.

Asynkronmaskinen har sin största användning som motor vid många olika tillämpningar, men den går också att använda som generator. Asynkrongeneratoren är vanlig i vindkraftverk och små vattenkraftverk. Att en maskin är asynkron innebär att den roterar med ett varvtal som inte är en jämn multipel av nätfrekvensen och att varvtalet är olika beroende på hur mycket man belastar eller driver på maskinen. Fördelen med att använda en asynkrongenerator istället för en synkrongenerator är att dess enkla konstruktion gör den billig i inköp samt att den inte kräver så mycket underhåll. Kontrollutrustningen blir betydligt enklare eftersom det inte behövs någon magnetiseringsutrustning. Nackdelarna med en asynkrongenerator är att den måste tillföras reaktiv effekt utifrån för magnetiseringen samt att det är betydligt svårare att köra den som ensam generator i ett nät (önätsdrift). Behovet av att kunna köra kraftverken i önätsdrift är litet i Sverige eftersom tillförlitligheten i elförsörjningen är så stor. I Knislinge räcker produktionen dessutom inte ens till den lokala lasten.

Att göra en analys av förhållandena vid stationär drift är enkelt och bör utan större problem kunna utföras av en ingenjör med grundläggande elmaskinkunskaper. Den dynamiska analysen är mer komplicerad och är ganska svår att utföra genom handräkning. Kunskaperna om asynkronmaskinens dynamiska beteende var begränsade inom Sydkraft, men man insåg att förklaringen till haverierna troligen måste sökas i något dynamiskt fenomen. Av dessa anledningar var det lämpligt med ett examensarbete inom området med förhoppningen att kunna förklara problemen som man har haft i Knislinge. Vidare hoppas man kunna öka kunskaperna om de speciella problem som finns när man använder en asynkronmaskin som generator.

1.1 Rapportens disposition

I fortsättningen av kapitel 1 förklaras hur ett vattenkraftverk fungerar i allmänhet samt hur vattenkraftverket i Knislinge är utfört. I kapitel 2 presenteras utförande och resultat av fältmätningarna. I kapitel 3 beskrivs simuleringsverktygen och hur simuleringsmodellen skapades. Det är huvudsakligen tre fenomen som har studerats: egenmagnetisering, nätresonans samt tillkoppling av generatoren. Dessa har tilldelats kapitlen 4-6. I kapitel 7 behandlas frågan varför kondensatorbatteriet finns. Kapitel 8 och 9 sammanfattar arbetet och ger exempel på ytterligare arbete. Längst bak, i appendix A1-C, finns detaljerad information som inte är nödvändig för att förstå sammanhanget i den övriga texten.

1.2 Principen för ett vattenkraftverk

Vid utnyttjande av vattenkraft i det förindustriella samhället använde man ofta vattenhjul som direkt drev arbetsprocessen, t.ex. en kvarn eller en såg. Vattenhjulen utnyttjade ofta vattnets rörelse direkt (t.ex. den så kallade skvaltkvarnen) och därför blev effekten låg, men man kunde placera många vattenhjul direkt efter varandra. Användningen av vattenhjul är mycket gammal och man vet att vattenhjul användes i Romarriket för mer än 2000 år sedan, troligen hade de då redan funnits i Kina en tid, se sidan 110 i [1].

I de kraftverk som kommer att studeras i denna rapport omvandlas vattnets lägesenergi till rörelseenergi som sätter fart på en turbin, turbinen driver i sin tur en generator. Den energi som "produceras" lämnar kraftverket som elektrisk energi till skillnad från ett vattenhjul där det var mekanisk energi som man fick ut. De första "moderna" vattenkraftverken byggdes för ungefär 100 år sedan och har egentligen inte mycket gemensamt med äldre tiders vattenhjul. Eftersom lägesenergin är proportionell mot höjdskillnaden gäller det att få så stor höjdskillnad som möjligt och därför placerar man helst kraftverken där det finns stora naturliga höjdskillnader i terrängen.



Figur 1.1 Sprängskiss på ett vattenkraftverk. De viktigaste delarna är: 1: intag, 4: turbin, 5: generator, 7: utlopp, 9: aggregattransformator.

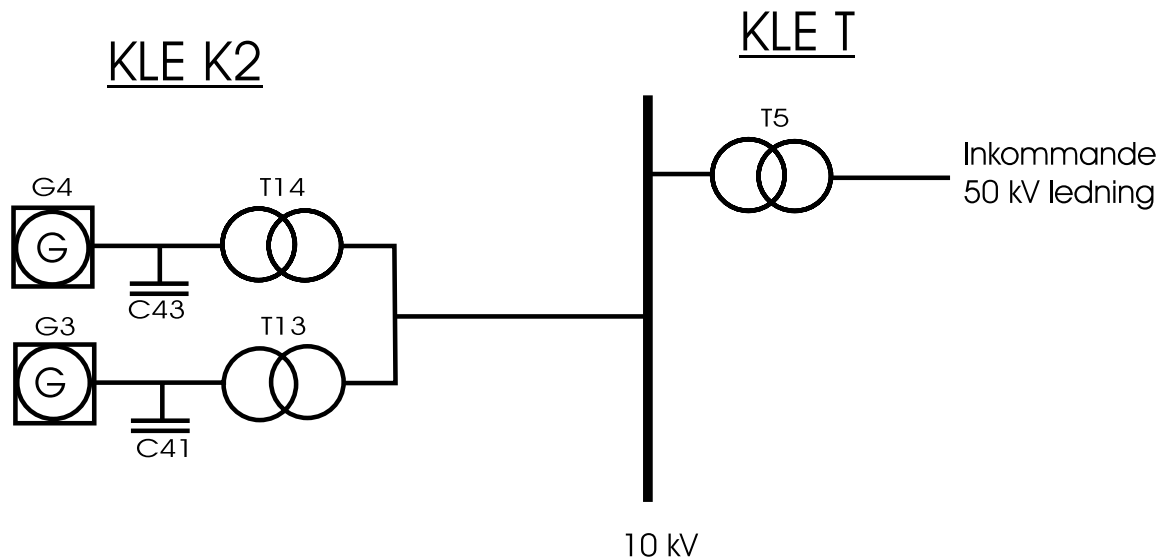
1.3 Beskrivning av anläggningen i Knislinge



Figur 1.2 *Foto på KLE K2. I förgrunden syns den gamla åfåran. Normalt är den gamla åfåran torrslagd, men när bilden togs var vattenföringen större än vad kraftverket kan ta emot. Till vänster i bakgrunden syns dammen. I mitten av bilden syns själva kraftverket med intaget längst bort och utloppet närmast i bilden.*

Vattenkraftverket i Knislinge är ett strömkraftverk (ingen regleringsdamm) med två nästan likadana aggregat se figur 1.3. Aggregat 3 har en horisontell *propellerturbin* och aggregat 4 har en horisontell *Kaplan-turbin*. Aggregat 4 har ställbart pådrag (löphjul) medan aggregat 3 har fast löphjul och endast kan gå för full effekt. Mellan turbin och generator sitter en växellåda för att generatorerna inte ska behöva ha så höga poltal. Generatorerna är 8-poliga asynkonmaskiner på 430 kVA resp. 440 kVA, märkvarvtalen är 765 varv/min resp. 760 varv/min (översynkront) och märkspänningen är på 400 V.

Anslutning till yttre 10 kV nät sker via transformatorer 10/0.4 kV på 500 kVA. Varje aggregat har ett kondensatorbatteri på 150 kVA anslutet på 400 V-sidan för kompensering av generatorns reaktiva effektförbrukning (magnetisering och läckinduktans). Förkortningarna i figur 1.3 är de som Sydkraft använder och i fortsättningen kommer de att användas omväxlande med de fullständiga namnen.



Figur 1.3 Översiktsschema för KLE K2 och KLE T. Kvadraten runt generator-symbolen betyder att generatoren är asynkron enligt Sydkrafts symbolstandard.

Vid normal drift är båda aggregaten igång: aggregat 3 går på full effekt och pådraget för aggregat 4 regleras så att övre vattenytan (övy) är konstant. När vattenföringen i ån är mindre än $10 \text{ m}^3/\text{s}$ står kraftverket stilla och det vatten som rinner till släpps förbi i den gamla åfåran. Om tillrinningen blir större än $10 \text{ m}^3/\text{s}$ startas båda aggregaten och regleras enligt tidigare beskrivning för normal drift. När tillrinningen är större än vad kraftverket kan ta emot (ca $20 \text{ m}^3/\text{s}$) görs övy-regleringen genom att vatten släpps förbi i den gamla åfåran. När ett aggregat startas släpps vatten på så att det accelererar lagom fort. Strax under synkront varvtal slås generatorbrytaren till och därefter regleras pådraget enligt tidigare beskrivning. Vid frånkoppling regleras effekten ner så att maskinen nästan går på tomgång varefter generatorbrytaren slås från. Alla beskrivna förlopp sköts automatiskt.



Figur 1.4 *Foto från maskinhallen i KLE K2. I förgrunden till höger syns växellådan till aggregat 3 och till vänster generator 3. I bakgrunden till höger syns turbinen till aggregat 4. Mitt i bilden syns den hydrauliska utrustningen som ställer in turbinens löphjul för olika pådrag.*

Det går att köra med endast ett aggregat igång, men då måste aggregat 3 stoppas manuellt. Detta kan behövas när vattenföringen under en längre tid är strax under $10 \text{ m}^3/\text{s}$ och tillrinningen alltså inte är tillräcklig för att köra ett aggregat för fullt. Kraftverket i Knislinge ingår i Helge ås regleringssystem som består av ett tiotal kraftverk och som använder Osbysjön för korttidsreglering. Den totala effekten är ca 600 kW vid fullt pådrag. Årsproduktionen är ca 2.2 GWh under ett normalår, vilket räcker till ca 400 hushåll eller till 90 småhus med elvärme. Kraftverket är ca 20 år gammalt och är därför relativt nytt med tanke på att livslängden för vattenkraftverk ofta är över 50 år.

2 Fältmätningar

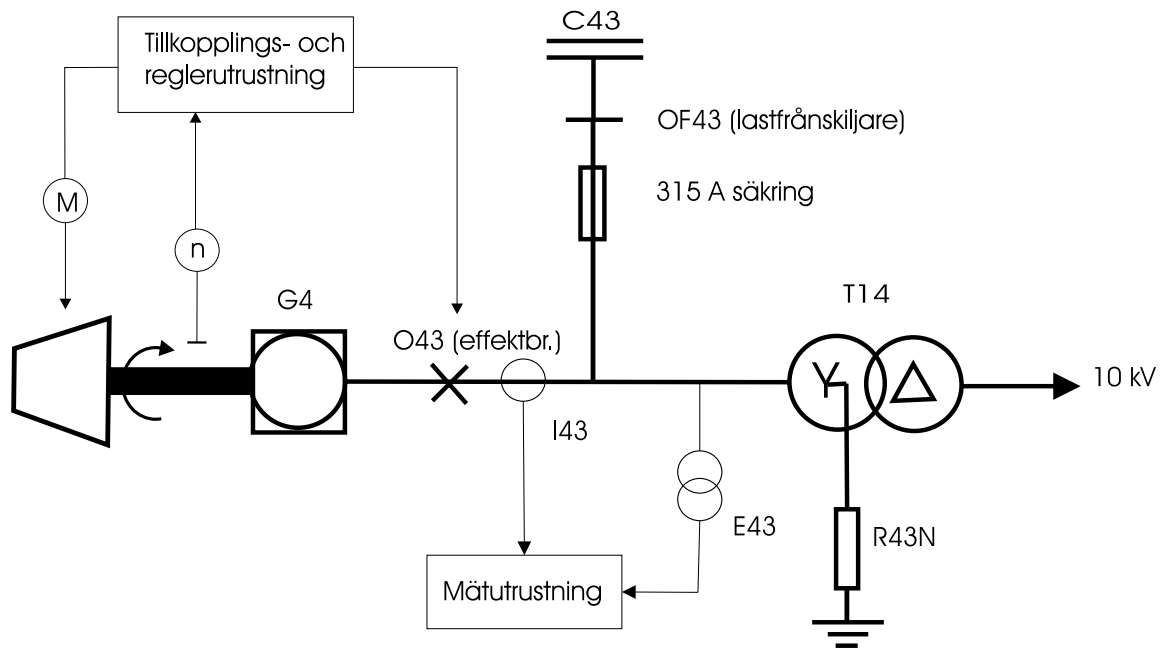
En viktig del i arbetet har varit mätningar på plats i Knislinge kraftverk. I anläggningen finns inga registrerande instrument och det finns därför ingen information om händelseförloppet då haverierna inträffade. Mätningarna behövs för att få en grov uppfattning om det dynamiska beteendet vid olika driftfall och för att verifiera simuleringsmodellerna. En förhoppning var dessutom att de skulle ge en genväg till lösning av problemet med kondensatorbatterierna. Mätningarna utfördes vid två olika tillfällen. Efter den första mätningen visade det sig att den behövde kompletteras, så därför utfördes ytterligare en mätning. Det ena kondensatorbatteriet var inte monterat vid någon av mätningarna. Detta är olyckligt eftersom dessa resultat som vi senare ska se kanske hade kunnat förklara problemen.

2.1 Mätutrustningen

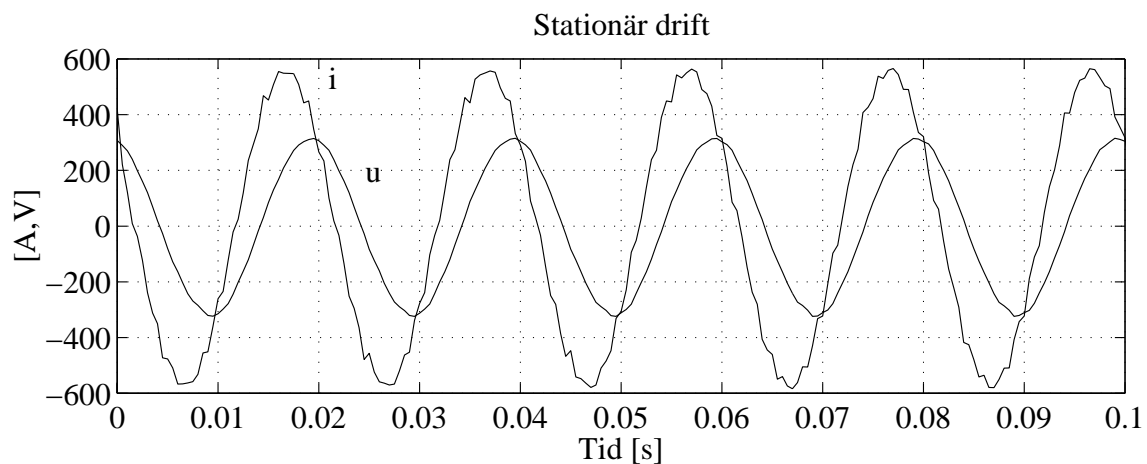
För mätningarna användes en mätutrustning som är uppbyggd runt en 16-bitars A/D-omvandlare och en bärbar dator med mjukvara anpassad för ändamålet. Insignalerna till A/D-omvandlaren passerar lågpasfilter av hög ordning med brytfrekvensen 1 kHz. Mätvärdena samplades med 2 kHz och eftersom den överförda signalen är liten strax över 1 kHz är risken för vinkningsdistorsion liten. Mätvärdena skalades i datorn (mjukvarumässigt) så att de motsvarade primärstorheterna. Mätsekvenserna startades och stoppades manuellt, men det går att starta en mätsekvens med en yttre triggsignal. För flera av mätserierna var vi främst intresserade av vad som händer under ett kort tidsintervall t.ex. vid tillkoppling av en generator. Det hade varit bra att starta dessa mätsekvenser automatiskt, men p.g.a. tidsbrist hade vi inte förberett detta och därför blev flera av mätsekvenserna onödigt långa.

2.2 Mätning 1

Inkopplingen av mätutrustning framgår av figur 2.1, som visar aggregat 4 mer detaljerat än i figur 1.3. Mätning gjordes av generatorns tre linjeströmmar och tre fasspänningar. En äldre benämning på linjeströmmar är fasströmmar. Mätutrustningen anslöts till befintliga mättransformatorer som används för reläskydd och mätning. För strömmätning användes strömtänger som arbetar enligt principen att kompensera strömmens magnetfält. Dessa strömtänger klarar att mäta likström, men har nackdelen att de behöver hjälpspanning (batteri som kan ta slut). Utsignalen från strömtängerna anslöts till ett mätkort med ett mätområde som är anpassat för deras utsignal. Spänningstransformatorernas sekundärsida kopplades till en spänningsdelare. Utspänningen från spänningsdelaren anslöts till mätutrustningen.

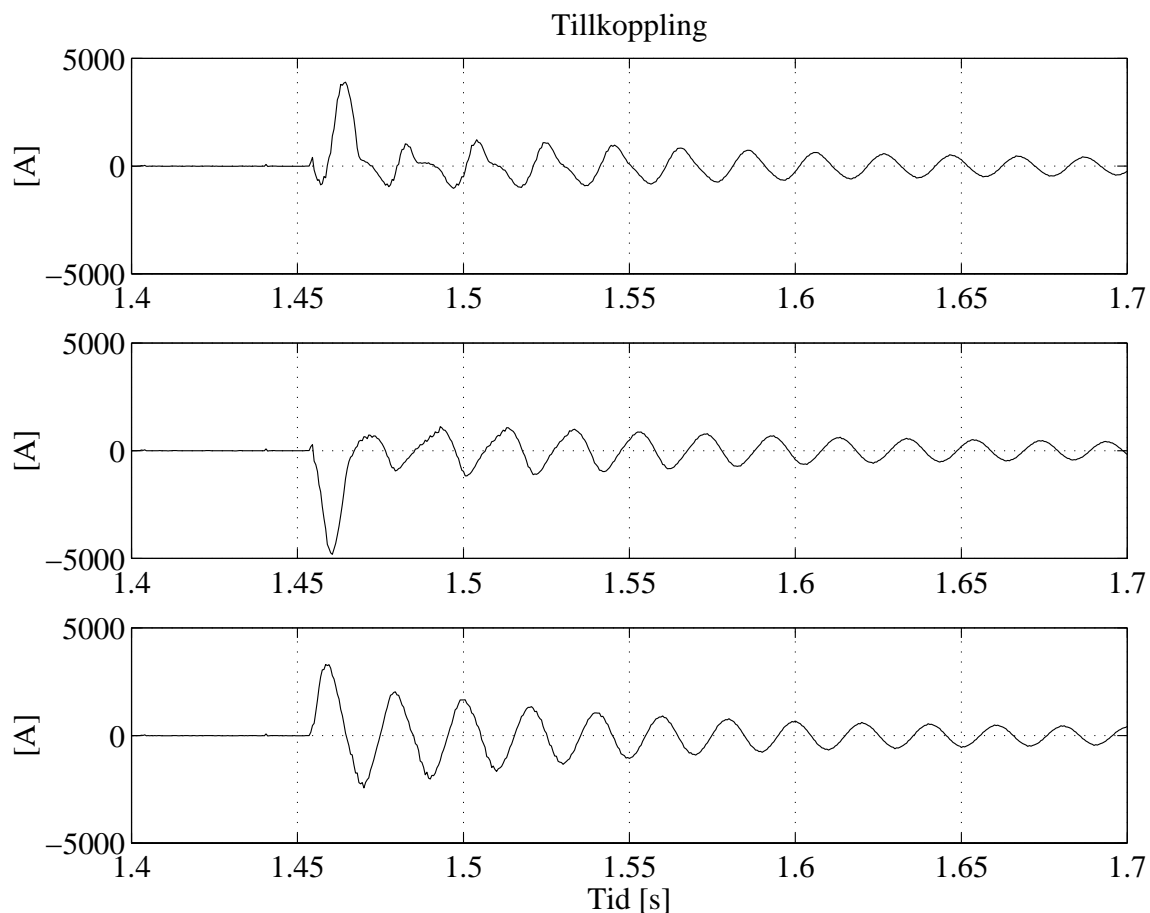


Figur 2.1 *Figur som visar hur mätutrustningen anslöts. I43 och E43 är de befintliga mättransformatorerna.*



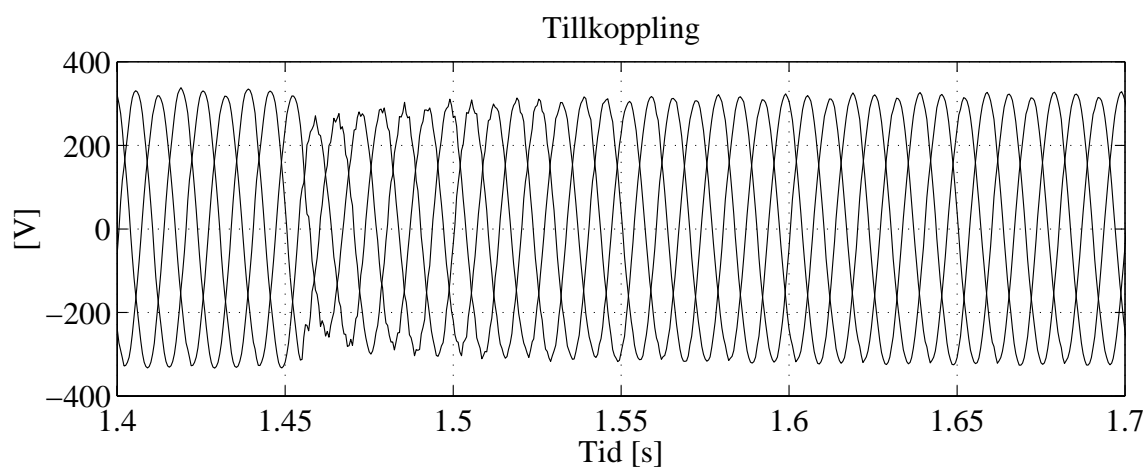
Figur 2.2 En linjeström och en fasspänning vid stationär drift.

Figur 2.2 visar en linjeström och en linjespänning till generatoren vid stationär drift. I figur 2.2 används generatoriskt refererensval och därför ligger strömmen före spänningen i fäsförskjutning. Generatoren går inte vid full effekt eftersom märkströmmen är 636 A (effektivvärde) och vi har knappt 600 A toppvärde i detta fall. Man kan se att strömmen innehåller en del övertoner, troligen *spårövertoner* från generatoren.



Figur 2.3 *Linjeströmmar vid tillkoppling av generatorn.*

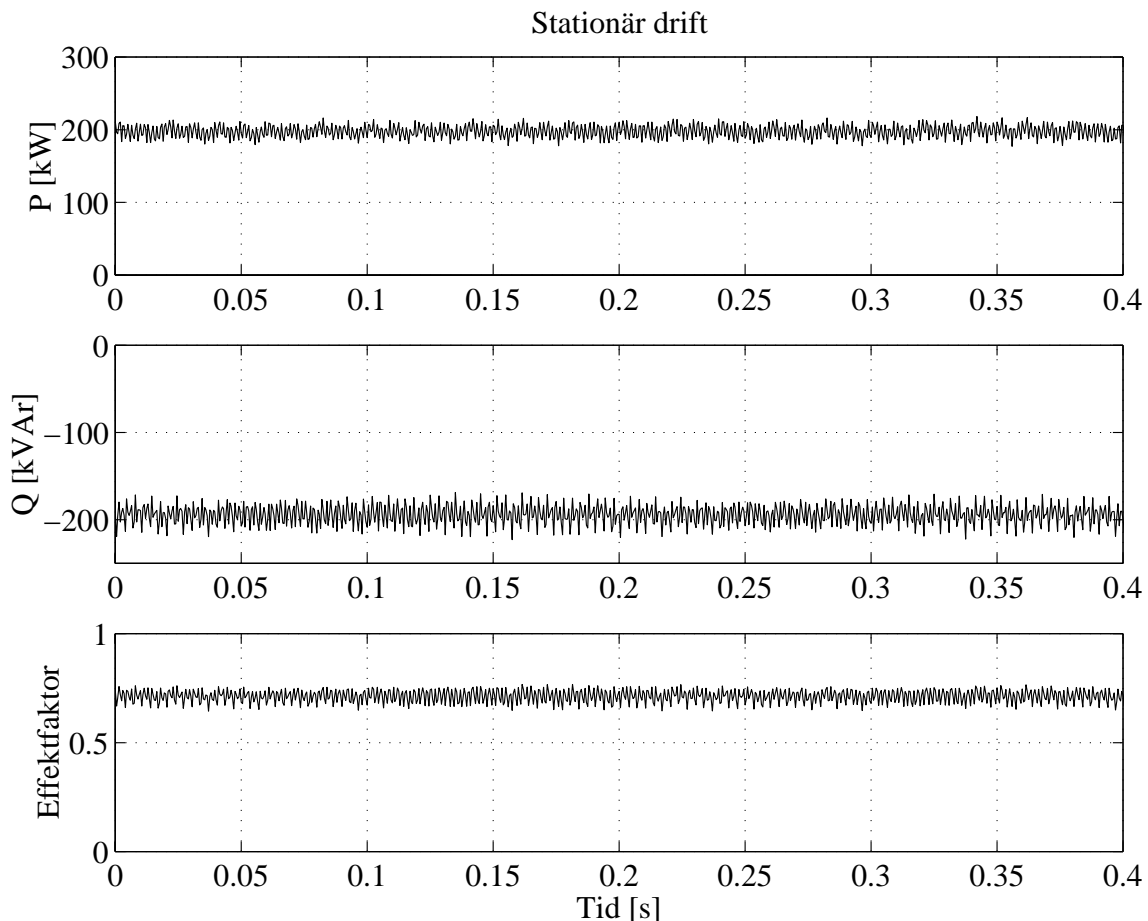
Inkopplingsströmmarna i de tre faserna visas i figur 2.3. De ser ut ungefär som man väntar sig och det är allmänt känt att inkopplingsströmmen är stor för en asynkronmaskin. Likströmskomponentens storlek påverkas av fasläget vid tillkoppling samt impedansen i maskinen och matande nät. Tidskonstanten bestäms av induktansen och resistansen i maskinen och matande nät.



Figur 2.4 *Fasspänningar vid tillkoppling av generatorn.*

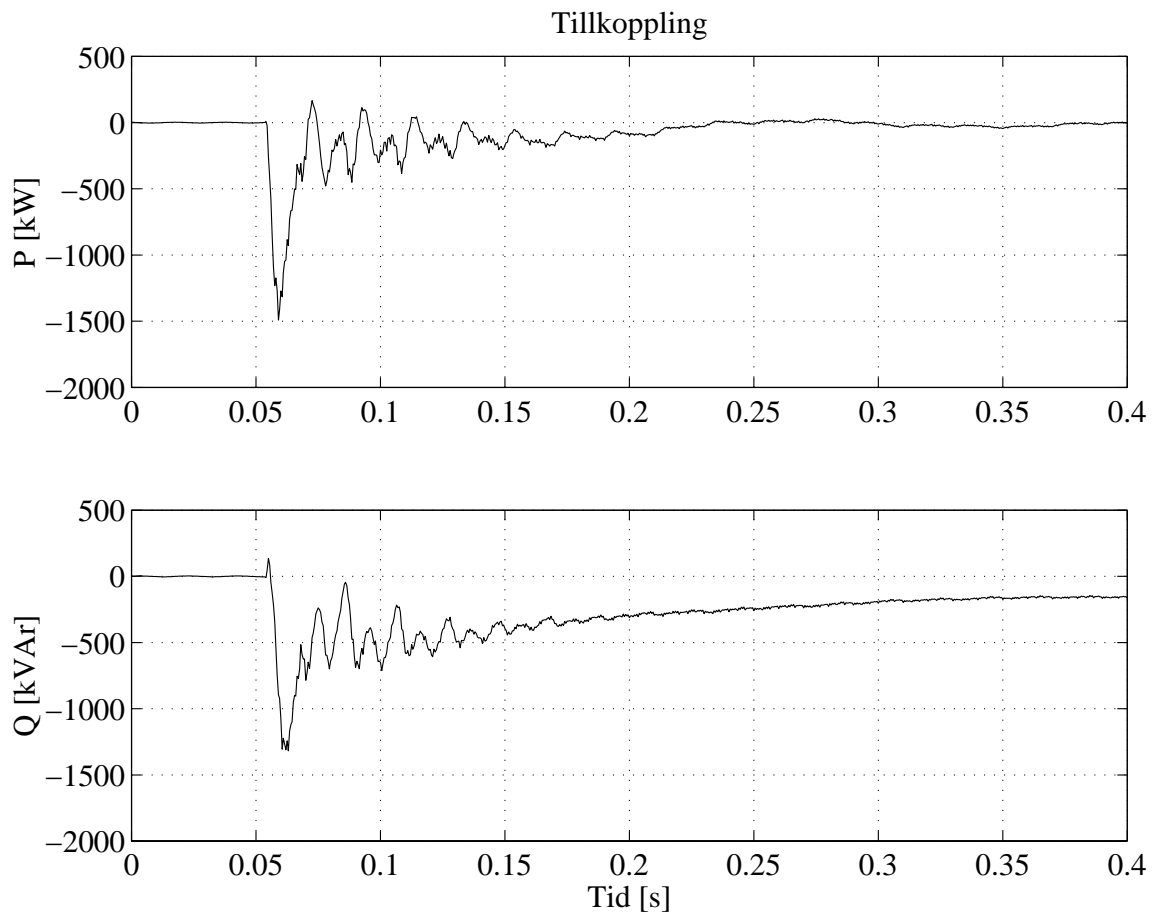
Den kraftiga inkopplingsströmstöten speglas i spänningssättningen som man kan se i figur 2.4. Om man jämför med linjeströmmarna ser man att spänningarna återhämtar sig när inkopplingsströmmen har klingat ut. Aktiv och reaktiv effekt beräknades ur ström och spänning (se appendix C). Principen är att först trefas-tvåfas-omvandla linjeströmmar och fasspänningar. Därefter är det enkelt att beräkna den skenbara effekten, vilken sedan ger den aktiva och reaktiva effekten.

$$S = UI^* \quad ; \quad P = \text{Re}(S) \quad ; \quad Q = \text{Im}(S)$$



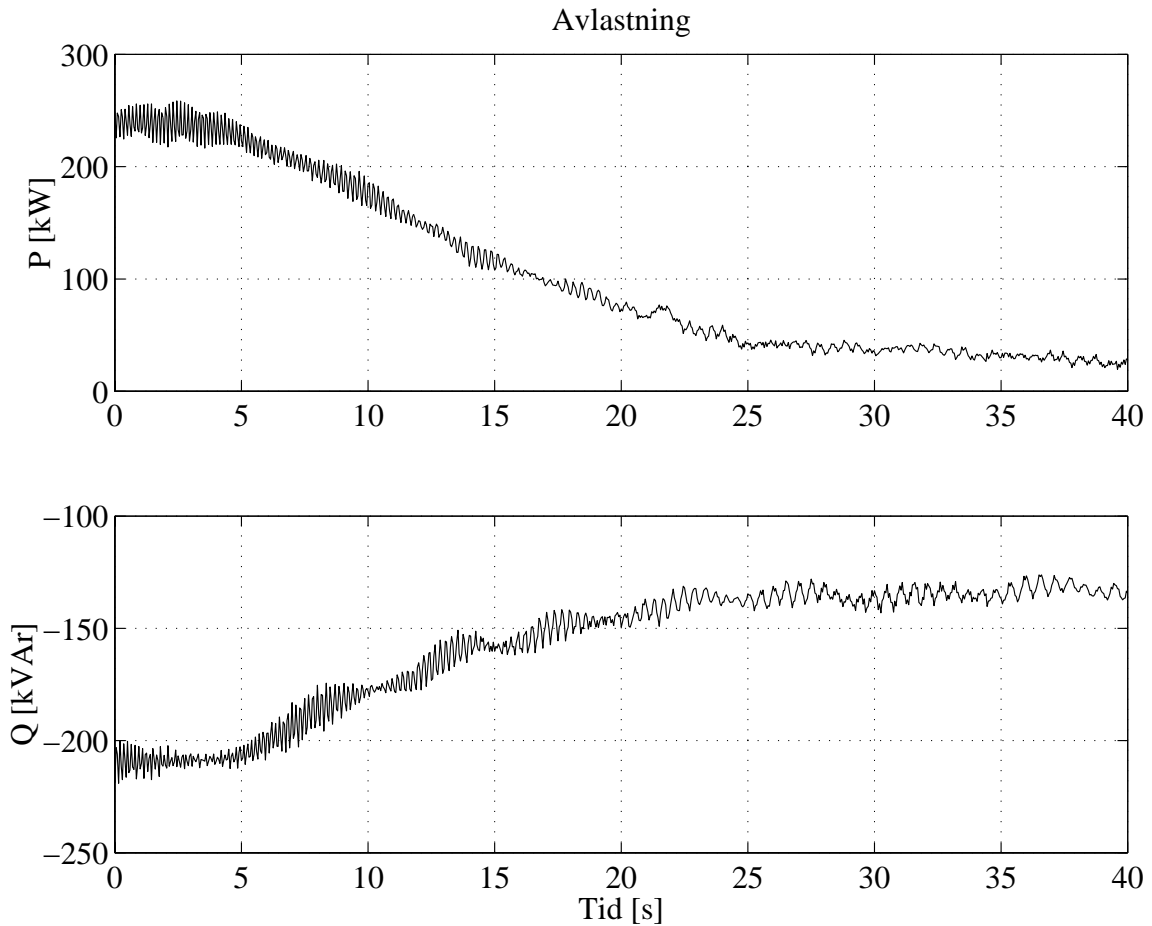
Figur 2.5 Effekter samt effektfaktor vid stationär drift.

Figur 2.5 visar effekter samt effektfaktor från generatorm och ser ut som man kan vänta sig. Effektfaktorn är lägre än vad som anges i märkdata, men det beror på att generatorm inte går med full effekt. Mätbruset orsakas förmodligen av mätutrustningen.



Figur 2.6 *Aktiv och reaktiv effekt vid tillkoppling av generatorm.*

Figur 2.6 visar den aktiva och reaktiva effekten vid tillkoppling av generatorm. På den aktiva effekten i figur 2.6 ser man att generatorm går omväxlande som motor och generator efter inkoppling. Den reaktiva effekten ställer in sig på den nivå som behövs för att hålla maskinen magnetiserad.



Figur 2.7 Aktiv och reaktiv effekt vid avlastning av generatorm.

I figur 2.7 ser vi att kontrollutrustningen beter sig riktigt före frånslag av generatorm. Generatorm ska slås ifrån vid låg effekt så att den inte rusar därför att den tappar det bromsande vridmomentet. Generatorm förbrukar mer reaktiv effekt vid full last än vid tomgång p.g.a. läckinduktanser i statorn och rotorn.

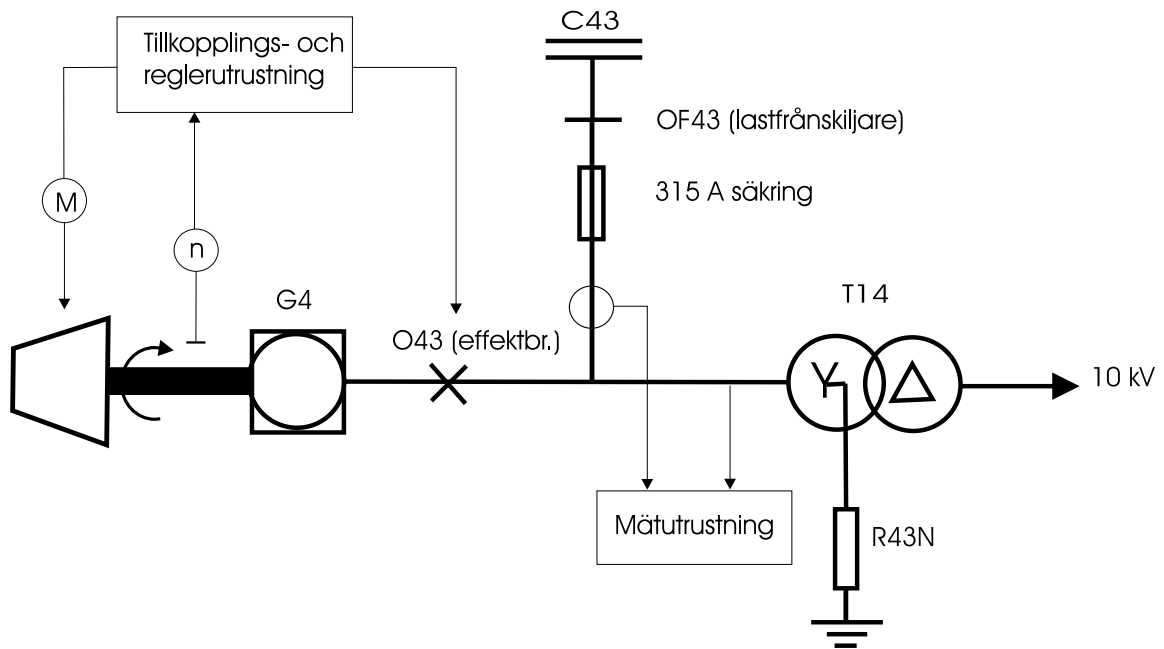
Vid utvärderingen av mätningarna uppmärksammades det att mätspänningarna hade fel fasföljd. Orsaken var troligen att det finns ett fel i dokumentationen för anläggningen: På den plint där vi mätte är troligen L1 och L3 mätspänning växlade. Detta blir extra troligt eftersom bakeffektskyddet (som mäter riktningen på den aktiva effekten) enligt dokumentationen är anslutet till L1 ström och L3 spänning, vilket förefaller orimligt.

2.3 Mätning 2

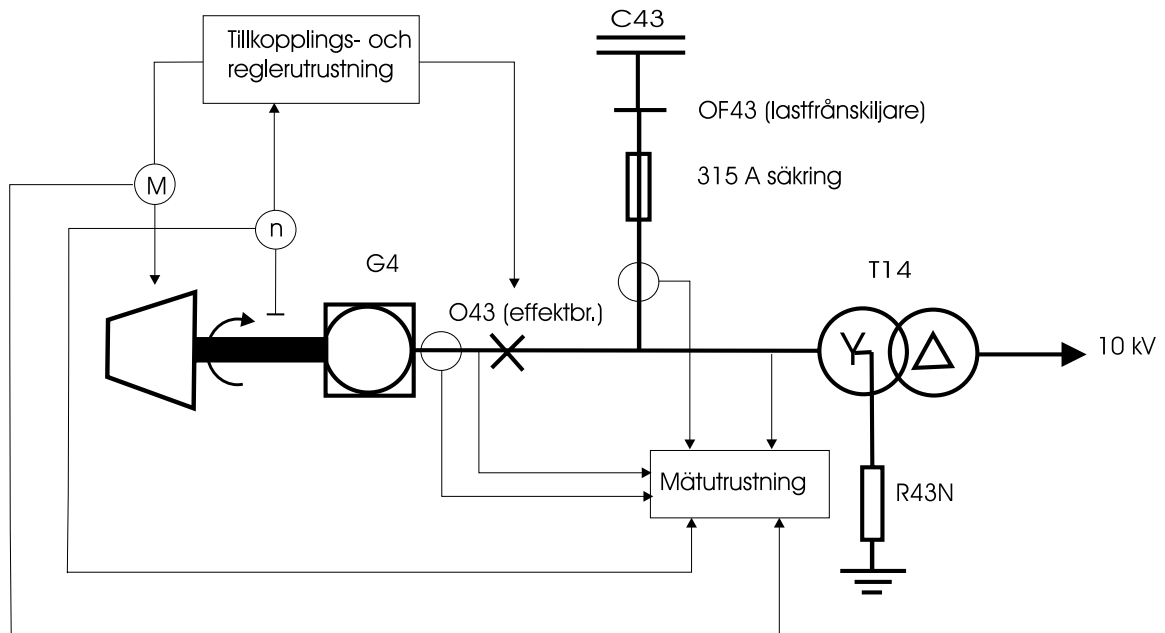
Inkopplingen av mätutrustningen framgår av figur 2.8 och figur 2.9. Vid detta tillfälle använde vi inte de befintliga mättransformatorerna utan vi mätte på primärstorheterna direkt i ställverket. Det finns två anledningar till detta, den ena är att det inte finns några strömtransformatorer till kondensatorbatteriet, men vi ville också se om spänningstransformatorerna påverkade frekvensinnehållet i mätspänningarna. Först mättes tre linjeströmmar och tre fasspänningar till kondensatorbatteriet vid stationär drift (figur

2.8). Vi mätte också en linjeström och en fasspänning på generator och kondensatorbatteri samt varvtal och turbinpådrag vid några olika driftfall (figur 2.9). I figur 2.10 visas hur strömtängerna ansluts runt kopparskenorna i ställverket vid mätning av strömmen till kondensatorbatteriet.

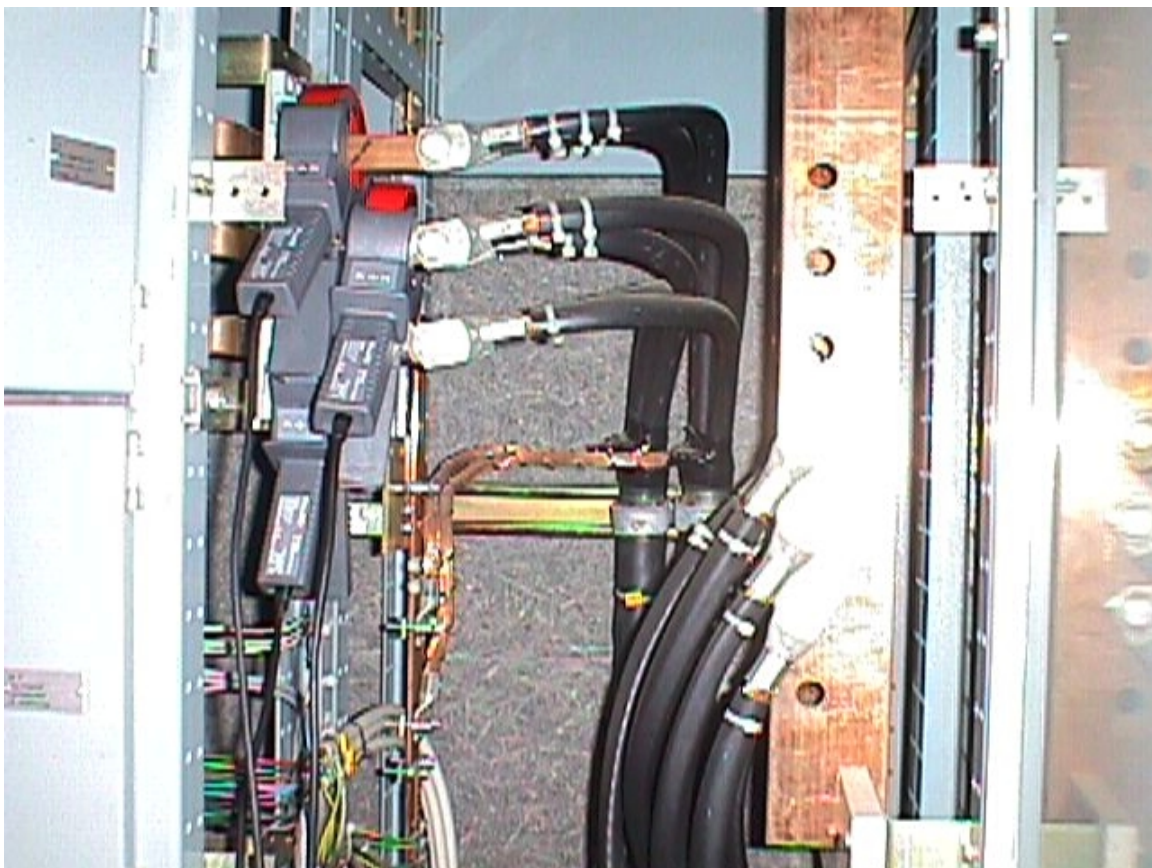
För strömmätning användes strömtänger som klarar 1000 A (effektivvärde). Spänningen mättes direkt i 400 V-ställverket med avsäkrade mätprobar. Utsignalen från strömtängerna anslöts till samma mätkort som vid den tidigare mätningen. Mätspänningen kopplades till en spänningsdelare. Utsignalen från spänningsdelaren anslöts till mätutrustningen.



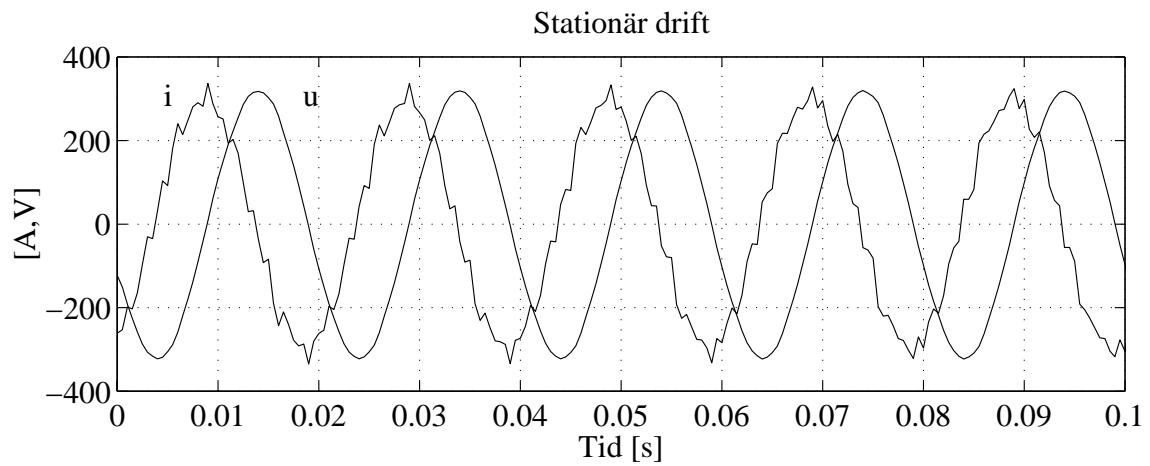
Figur 2.8 Anslutning av mätutrustning för mätning på kondensatorbatteriet.



Figur 2.9 Anslutning av mätutrustning för mätning av: strömmar och spänningar till kondensatorbatteri och generator samt varvtal och turbinpådrag.

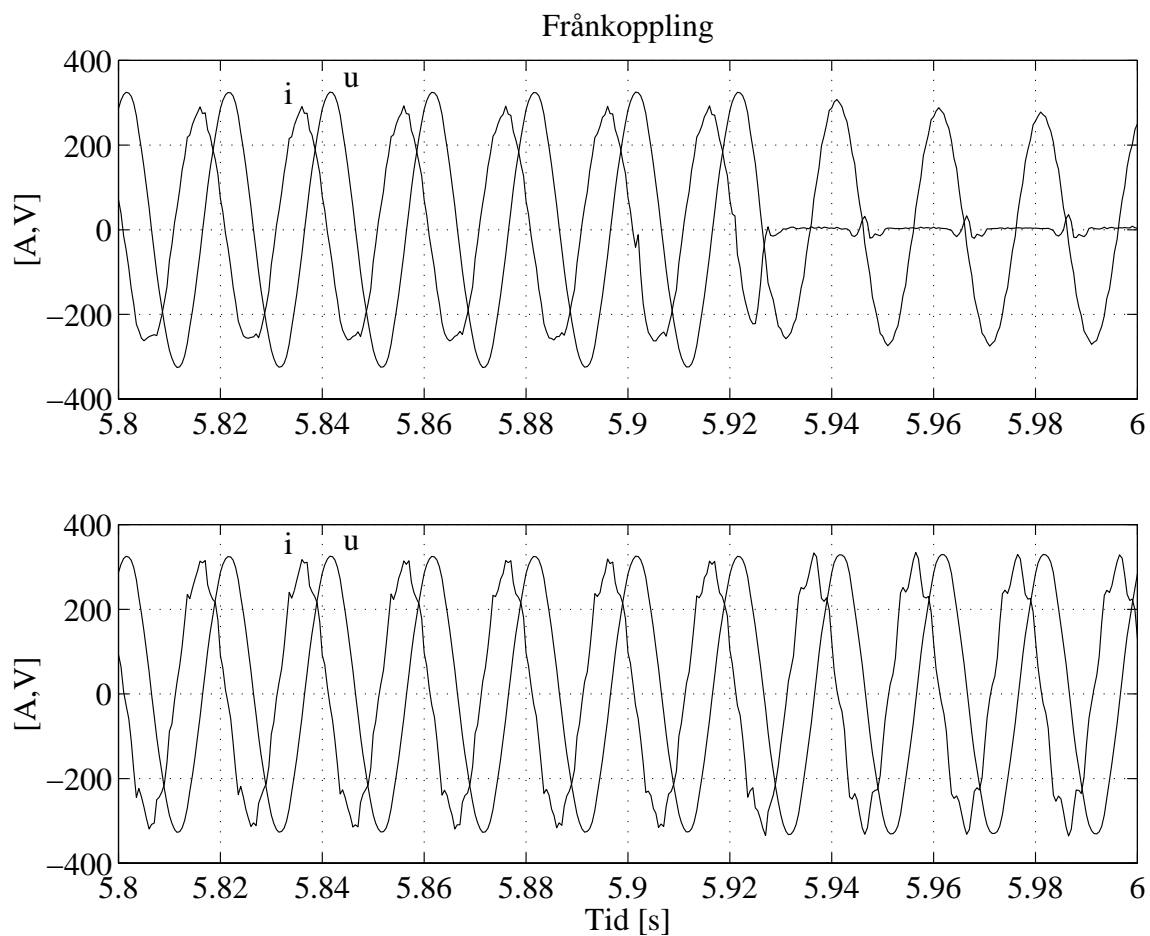


Figur 2.10 Inkoppling av strömtänger i 400 V-ställverket vid mätning av strömmen till kondensatorbatteriet. Observera bredden på kopparskenorna till höger.



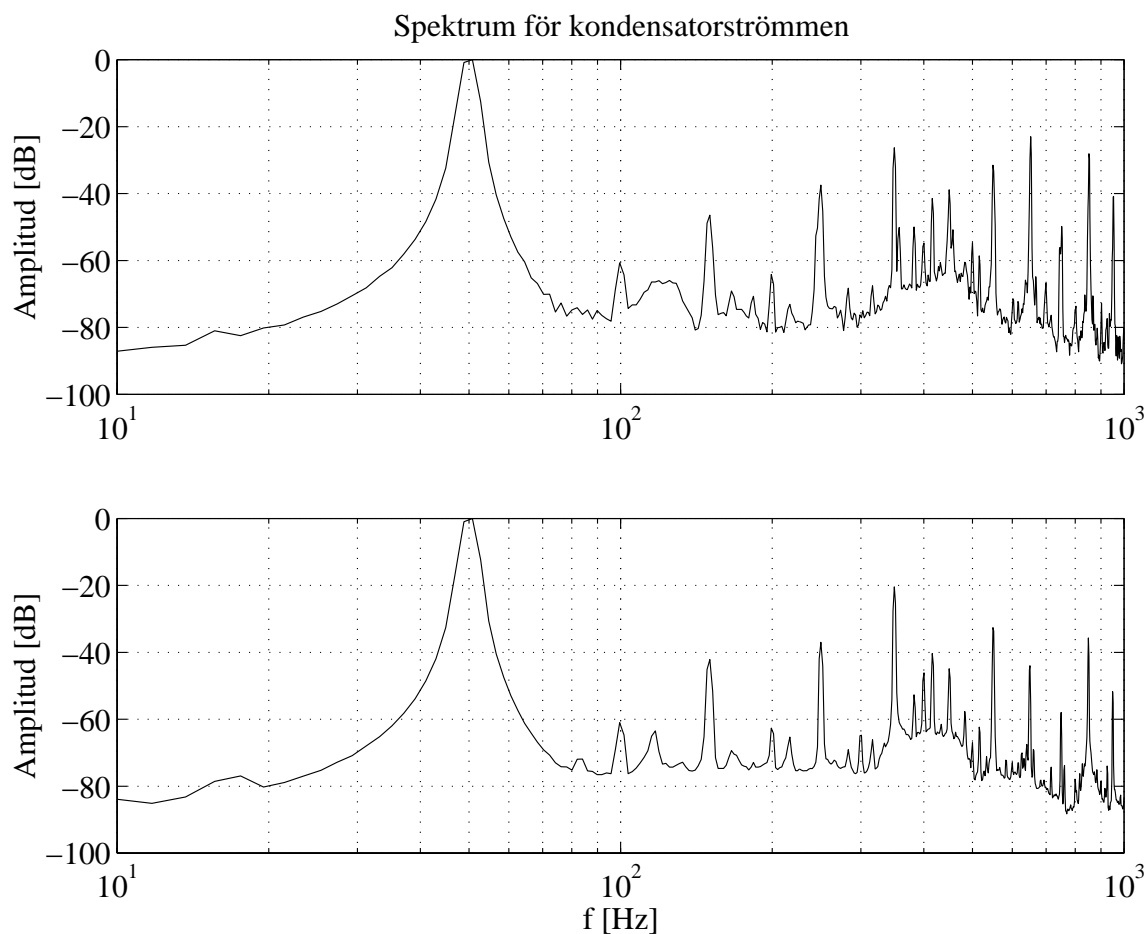
Figur 2.11 Ström och spänning till kondensatorbatteriet vid stationär drift.

I figur 2.11 ser man att övertonerna som knappast är märkbara i spänningen syns ordentligt i strömmen. Färförskjutningen är 90° som den ska vara för ett kondensatorbatteri.



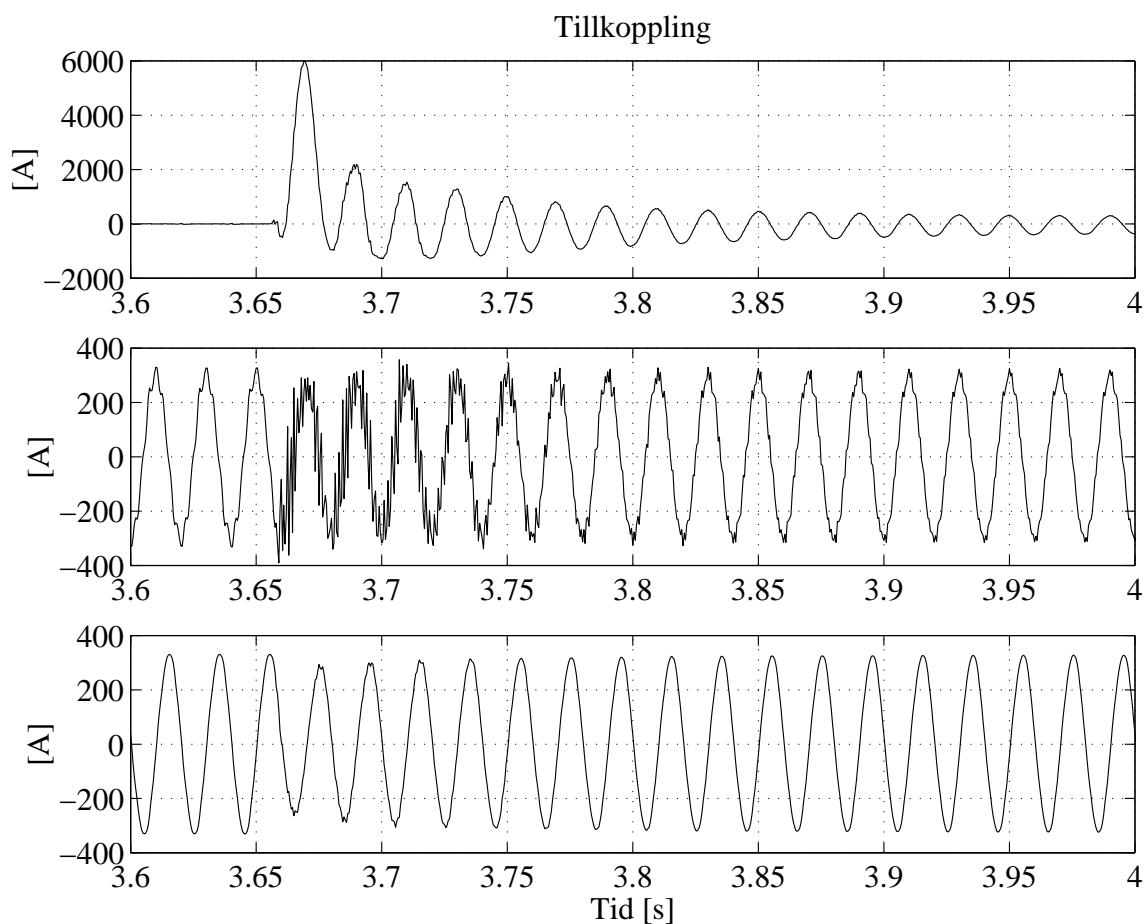
Figur 2.12 *Frånkoppling av generatorn. I det övre diagrammet visas ström och spänning (generatorns klämspänning) till generatorn med generatoriskt referensval. I det nedre diagrammet visas ström och spänning till kondensatorbatteriet med motoriskt referensval.*

I figur 2.12 visas strömmar och spänningar till generator och kondensatorbatteri vid frånkoppling av generatorn. Man ser att spänningen inte försvinner omedelbart från generatorn utan avtar långsamt. Anledningen till detta är den kvarvarande remanensen i rotern. Om man tittar noga i det nedre diagrammet kan man se att övertonsinnehållet i strömmen ändras efter frånkoppling av generatorn.



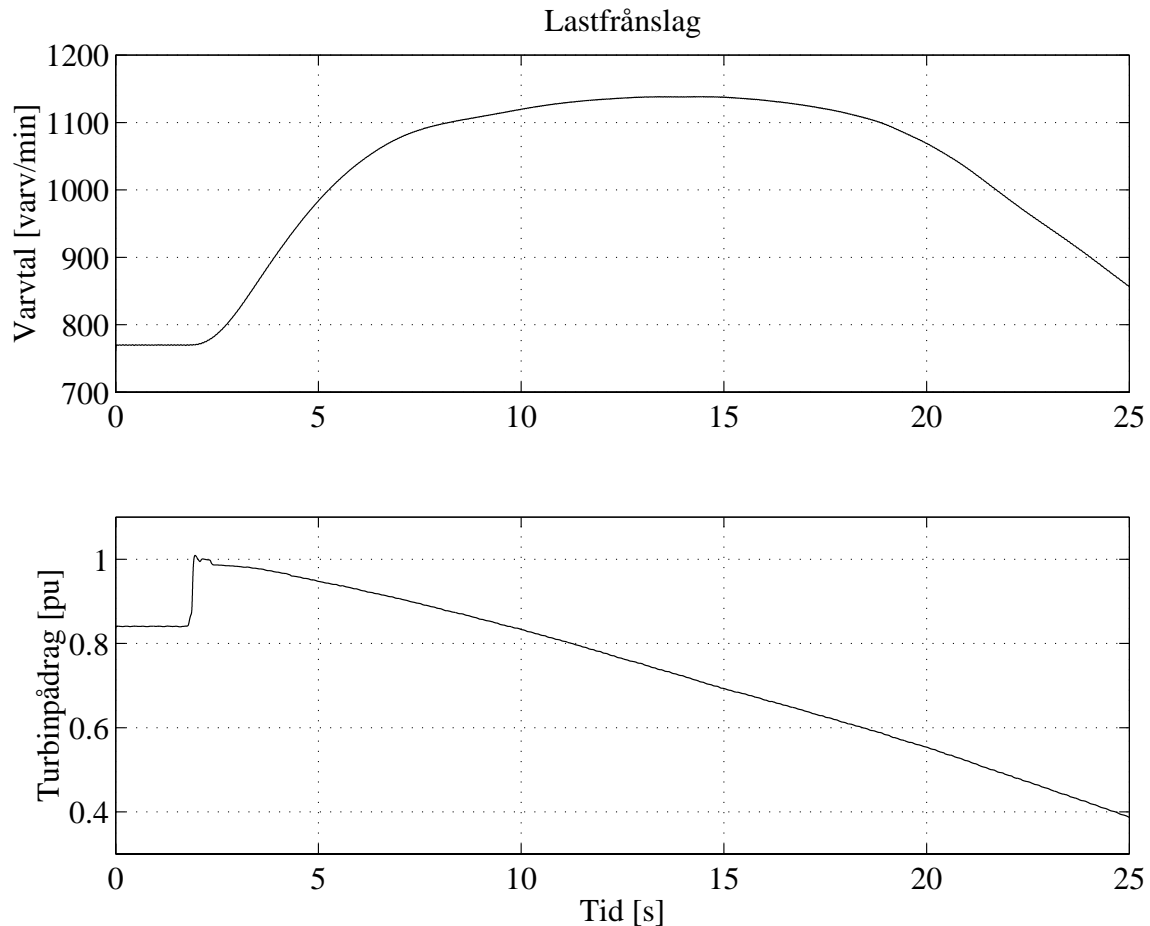
Figur 2.13 *Spektrum för en av kondensatorbatteriets linjeströmmar. Det övre diagrammet gäller när generatoren är inkopplad. Det undre diagrammet gäller när generatoren är fränkopplad.*

Figur 2.13 visar frekvensinnehållet i kondensatorbatteriets ström med generatoren inkopplad och fränkopplad. Om man studerar de två diagrammen noga ser man att övertonsinnehållet i strömmen till kondensatorbatteriet ändras när man kopplar från generatoren. De lägre tonerna upp till 7:e tonen är i stort sett oförändrade, medan 7:e tonsinnehållet ökar. Vissa högre toner minskar kraftigt troligen därför att de beror på *spårövertoner* från generatoren. Ökningen av 7:e tonsinnehållet förefaller märklig, men som vi ska se i avsnitt 6.2 ligger systemets resonansfrekvens i närheten av 350 Hz och tydligen är dämpningen större när generatoren är inkopplad. De övertoner som inte minskar när generatoren kopplas från kommer från det matande nätet och genereras av något annat som är anslutet till 10 kV-skenan i KLE T.



Figur 2.14 *Generatorström, kondensatorström samt spänningen vid tillkoppling av generatorn.*

Inkopplingsströmmen i figur 2.14 avviker något från resultaten vid den första mätningen (se figur 2.3). Troligen är det mätutrustningen som användes vid den första mätningen som deformerar mätströmmen något. Deformationen av spänningen som orsakas av inkopplingsströmmen ger upphov till kraftiga övertoner i strömmen till kondensatorbatteriet.



Figur 2.15 Varvtalssignal samt turbinpådrag vid lastfrånslag (generatorbrytaren slås från vid full last). Pådragssignalen har normerats för att bli mera överskådlig.

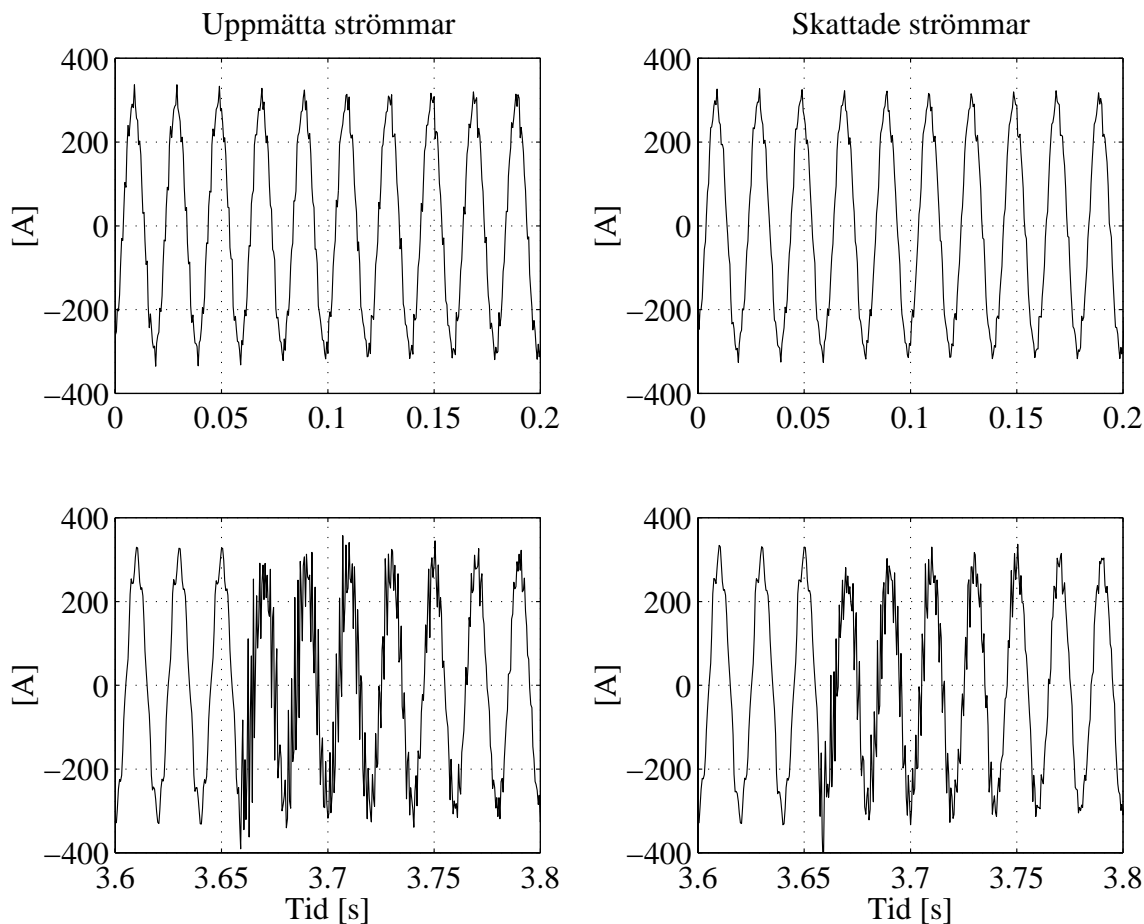
I figur 2.15 ser man att generatorns varvtal ökar mycket snabbt om generatorbrytaren slås från vid full last. Trots att kontrollutrustningen omedelbart minskar turbinpådraget ökar generatorns varvtal till ca 50 % över märkvarvtalet innan det börjar reduceras.

2.4 Skattning av strömmen till kondensatorbatteriet

Vid den första mätningen kunde vi inte mäta strömmen till kondensatorbatteriet därför att det inte finns några strömtransformatorer i kondensatorbatterifacket. Vid utvärdering av mätresultaten skattades istället strömmen till kondensatorbatteriet. Metoden finns beskriven längre ner. Efter mätning 2 fanns det tillgång till uppmätta värden och därför blev det intressant att prova metoden genom att jämföra skattade och uppmätta värden. Storleken på kapacitansen kan beräknas för den ekvivalenta Y-fasen (batteriet är D-kopplat), $C \approx 3$ mF.

$$i = C \frac{du(t)}{dt} \cup C \frac{u(kh) - u(kh-h)}{h} \quad \text{h: tidsavstånd mellan sampelvärden, k: heltal}$$

Uttryckt i Matlab kod blir det: `iskatt=C*diff(u)/h;`



Figur 2.16 Uppmätta och skattade strömmar till kondensatorbatteriet. Överst visas stationär drift och nederst hur det ser ut vid tillkoppling av generatoren.

Uppmätta strömmar samt skattade strömmar finns i figur 2.16. Vid stationär drift stämmer det bra trots att det finns övertoner med hög frekvens. Vid tillkoppling av G 4 är resultatet något sämre, men man får en hygglig uppfattning om vad som händer.

2.5 Viktiga resultat

Någon enkel förklaring till att kondensatorbatteriet har havererat går inte att finna i mätresultaten. Överttonshalten är så låg att dess direkta påverkan inte har någon större betydelse, däremot kan den indirekta påverkan som vi senare kommer se ha stor betydelse. De lägre övertonerna kommer från det överliggande nätet och de högre genereras till största del av generatoren. Om man tappar förbindelsen med det yttre nätet kommer generators varvtal att stiga mycket fort.

3 Simuleringsmodellen

Det viktigaste hjälpmedlet under detta projekt har varit simuleringsverktyget Power System Blockset som. Eftersom det är relativt besvärligt att räkna på de dynamiska förloppen är simulering en utmärkt metod för att studera händelseförloppen. Fältmätningarna kan inte ersätta simuleringarna, främst därför att vissa förlopp såsom egenmagnetisering inte går att prova i en riktig anläggning utan att riskera haverier. Att göra mätningar på alla förlopp som bedöms som intressanta skulle innebära en orimlig arbetsinsats både vid inhämtning av mätdata och vid utvärdering av dessa.

3.1 Modellbygge

Första steget vid skapandet av simuleringsmodellen var att skaffa den information som behövdes om anläggningen. Det visade sig vara ganska besvärligt att få reda på nödvändiga parametrar för de olika komponenterna. Sydkraft kunde endast bistå med data på aggregattransformatorerna samt nätets kortslutningseffekt. ABB upprätthåller en databas för levererade produkter och härifrån gick det att få vissa data på generatorerna. Det hade varit bra att få reda på turbinernas tröghetsmoment samt hur stora friktionsförlusterna hos turbinerna är, men här lyckades vi inte få fram några uppgifter. Vid mätning 2 fick vi möjlighet att göra ett lastfrånslag vid fullt turbinpådrag. Med hjälp av dessa data gick det att uppskatta tröghetsmomentet för hela aggregatet (turbin, växellåda och generator). Beräkningarna för modellen finns i Appendix A1.

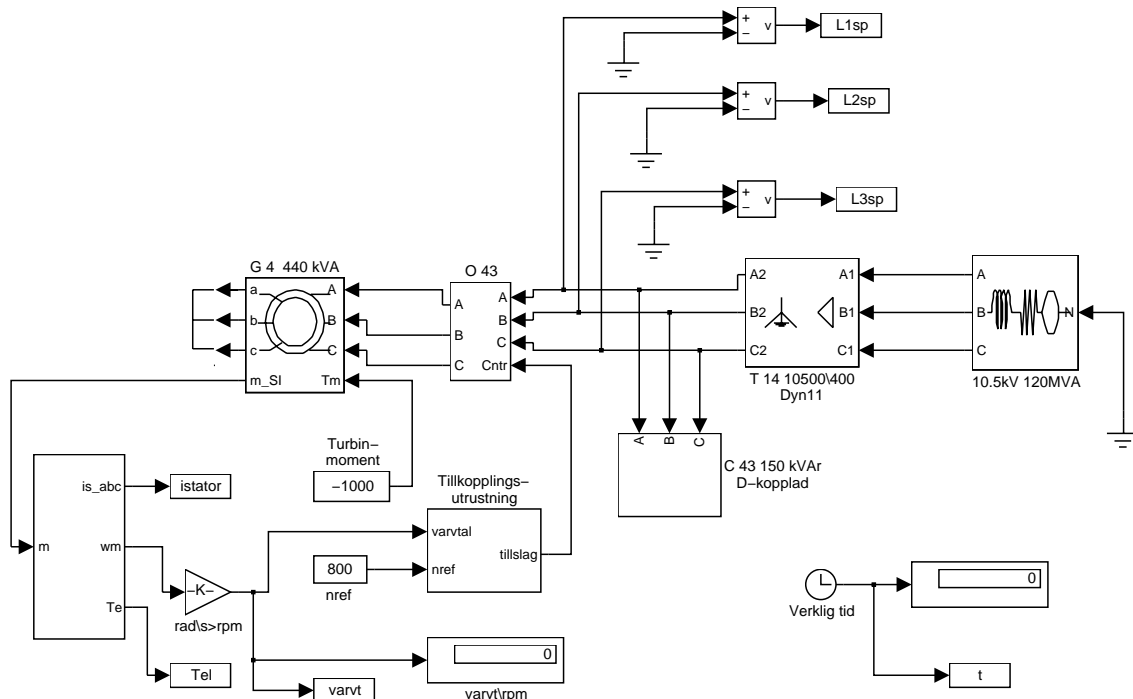
3.2 Power System Blockset

I detta avsnitt som bygger på [2] samt erfarenheter från simuleringarna beskrivs Power System Blockset version 1.0 med avseende på funktion och användning. Programmet tillhandahålls av Comsol AB, som är återförsäljare av Matlabprodukter i Sverige. Beskrivningen av programmets funktion är något förenklad mot verkligheten. Programmet arbetar i Simulink[®] miljö. Simulink är i sin tur ett program under MATLAB[®] som används som beräkningsplattform under simuleringarna.

En modell i Power System Blockset byggs upp grafiskt med hjälp av olika block såsom samlingsskenor och transformatorer. Man kan förutom dessa block använda mer allmänna block från Simulink, t.ex. tidfördröjningar, filter och logikblock. De olika blocken kopplas ihop genom att dra linjer mellan dem. När man ”klickar” på ett block får man upp ett formulär där man skriver in parametrar och annan information för den aktuella komponenten.

När modellen är färdig är det bara att starta simuleringen och om man inte har gjort någon ologisk koppling eller fått en för komplicerad modell så har man ganska snart simuleringsresultat för det aktuella fallet. När man startar simuleringen görs först en analys av kopplingen då det kontrolleras att det inte finns någon otillåten kombination, därefter hämtas alla blockparametrar. Nästa åtgärd är att beräkna en tillståndsmo- dell samt begynnelse- tillstånd. Tillståndsmo- dellens sparar i ett av mätblocken och därför måste man tänka på att alltid ha minst ett mätblock i sin simulering även om man inte har behov av

det. Det går att göra simuleringar utan att använda de grafiska symbolerna om man direkt anger en tillståndsmodell, men det är betydligt svårare.



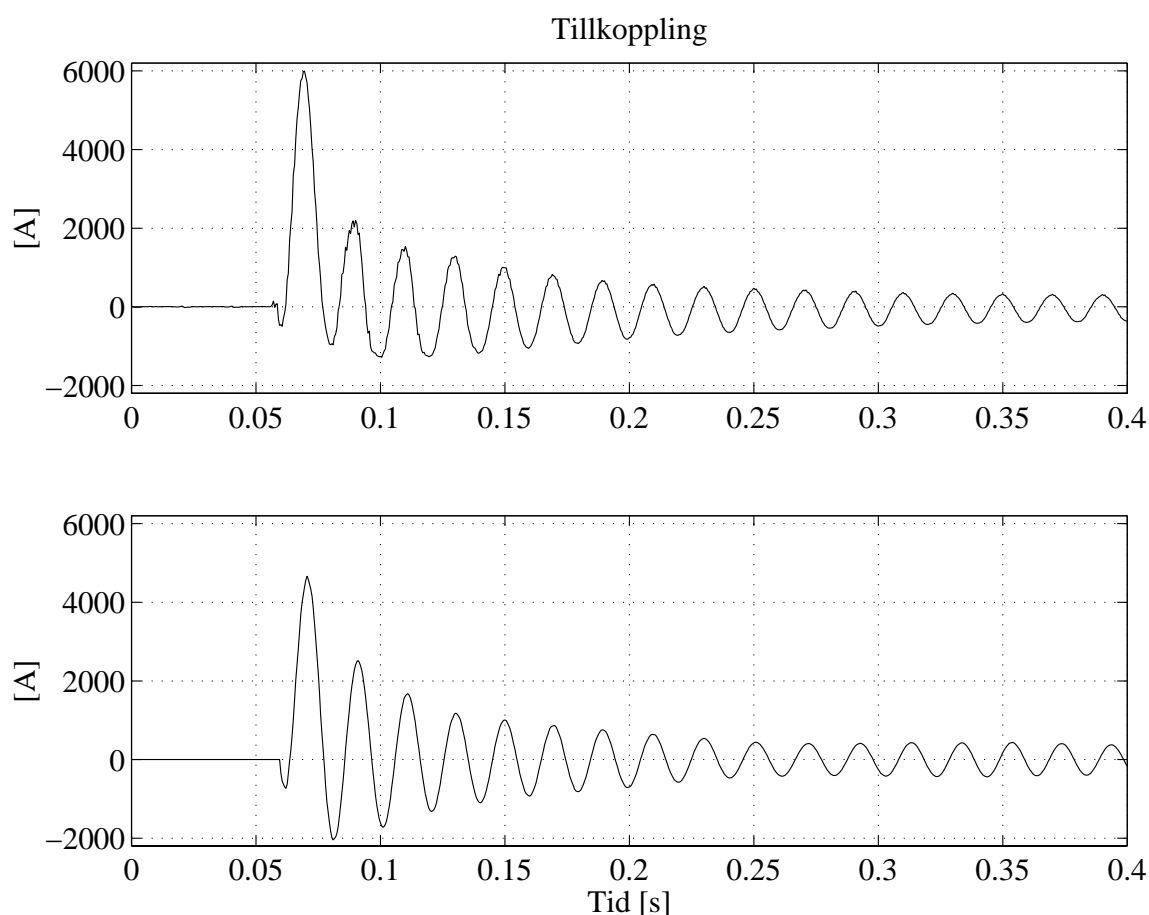
Figur 3.1 Modell för simulering av tillkoppling.

När man bygger sin modell ska man undvika algebraiska lopar som ökar simuleringstiden kraftigt. Programmet varnar om det finns en algebraisk lop. Om den inte kan undvikas så kan man ofta minska simuleringstiden kraftigt genom att lägga en tidsfördröjning eller en lågpasfiltering på ett lämpligt ställe. I figur 3.1 visas exempel på en simuleringmodell (tillkoppling av generatoren). Blocket tillkopplingsutrustning innehåller bland annat lågpasfilter för att effekten av den algebraiska lopen inte ska inverka så mycket på simuleringstiden.

Simuleringsresultaten kan antingen presenteras efterhand som de beräknas eller så kan de sparas som en vektor i Matlab och studeras där när simuleringen är klar. En stor fördel med Power System Blockset är att man har tillgång till alla hjälpmedel i Matlab för att behandla simuleringens data. Dessutom kan man ta insamlade data från t.ex. en mätning och använda vid simulering. Power System Blockset lämpar sig bäst för simulering av små system t.ex. ett enskilt kraftverk eller en industrianläggning. Simulering av ett större mera komplext system tar lång tid och bör nog göras i ett annat program. I [4] finns intressant läsning om simulering av en stor industrianläggning med flera generatorer i Power System Blockset och i Eurostag. Eurostag förutsätter att trefasströmmar och -spänningar är symmetriska och att alla storheter är sinusformade, men kan i gengäld simulera stora system mycket snabbt.

3.3 Test av modellen

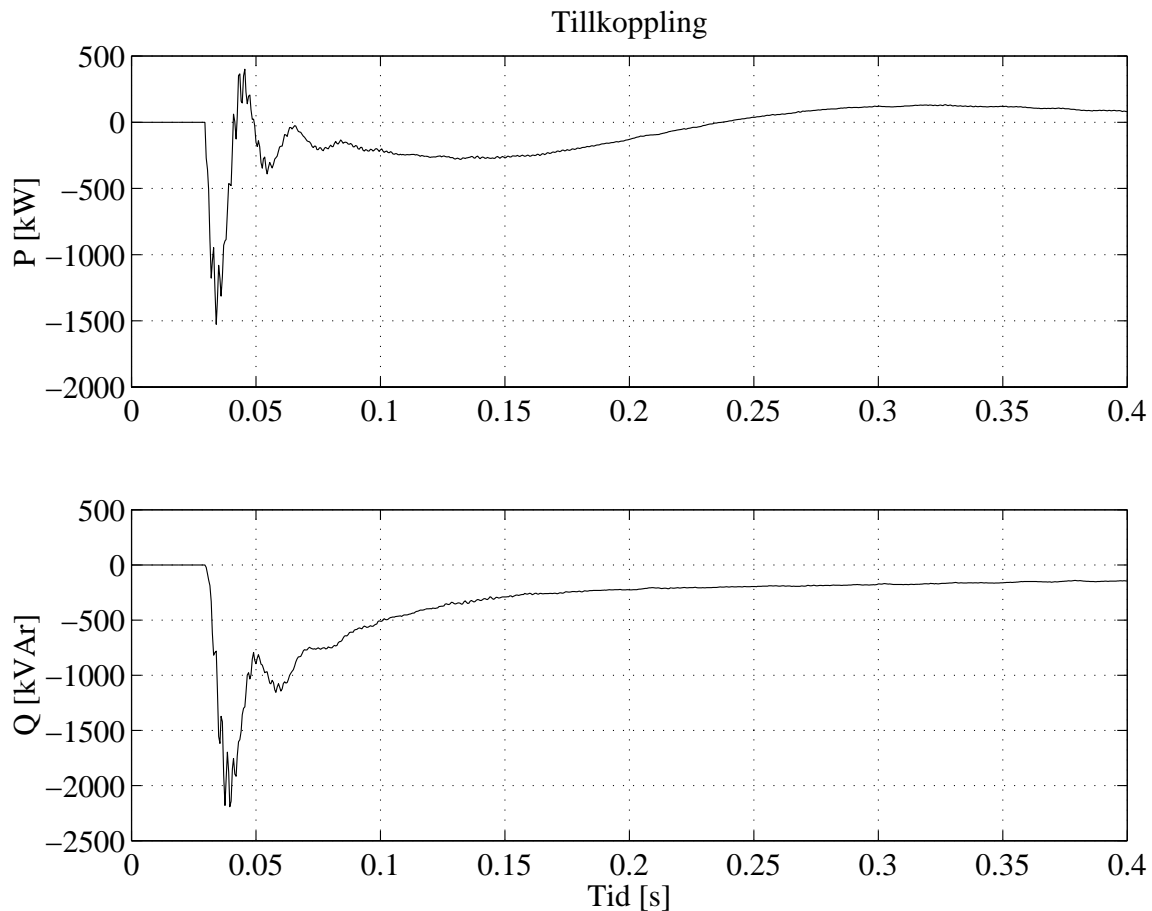
Modellen testades genom att simulera både stationära och dynamiska förhållanden. Stationärt drevs generatoren med det vridmoment som motsvarar märkeffekten. Genom att jämföra linjeström, effektfaktor och varvtal med generatorns märkdata kunde det konstateras att modellen fungerar bra stationärt. Friktionsmomentet blev dock alldeles för stort, vilket uppmärksammades vid simulering av tillkoppling: generatoren orkade inte upp till märkvarvtalet då friktionen bromsade för mycket. Problemet med friktionen behandlas ytterligare i nästa avsnitt. För att bedöma hur stort det accelererande vridmomentet från turbinen är vid tillkoppling jämfördes den uppmätta strömmen efter insvängning med motsvarande vid simulering. Det visade sig att ett vridmoment på 1000 Nm är ett lämpligt värde. Om man hade känt till tröghetsmomentet för aggregatet hade man kunnat räkna ut vridmomentet ur varvtalets förändring före tillkoppling.



Figur 3.2 Uppmätt (överst) och simulerad (underst) ström vid tillkoppling.

För att kontrollera att modellen fungerar korrekt även dynamiskt jämfördes simulerade och uppmätta storheter vid tillkoppling. I figur 3.2 visas inkopplingsströmmar medan aktiv och reaktiv effekt vid tillkoppling visas i figur 3.3. Jämför figur 3.3 med figur 2.6 i avsnitt 2.2. Modellen verkar fungera bra förutom att den simulerade aktiva effekten oscillerar mer än den uppmätta efter tillkoppling. Dämpningen av varvtalets förändring är

troligen större för den verkliga anläggningen p.g.a. turbinen. I simuleringsmodellen finns ingen mekanisk dämpning förutom friktionen.



Figur 3.3 Simulerad aktiv och reaktiv effekt vid tillkoppling.

3.4 Brister i programmet

En del mindre fel har upptäckts i Power System Blockset under simuleringarna. Det är första versionen som har använts och i den finns det smärre brister. I mätmodulen för asynkronmaskinen anges varvtalet i varv/min, men det borde vara rad/s. För att få varvtalet i varv/min kan man sätta in ett block som multiplicerar signalen med en konstant. Att ta hänsyn till friktionen i generatorn gick som tidigare nämnts inget vidare. Tanken var att ta med det beräknade värdet på friktionsfaktorn för generatorn och gissa ett värde för turbinen. När simuleringen kördes med $F = 0.249$ (endast friktionen i generatorn) blev friktionsmomentet 750 Nm vid 400 varv/min och 1400 Nm vid 750 varv/min alltså helt orimliga värden. Efter flera kontakter med Comsol lämnades beskedet att det är ett fel i programmet som orsakar problemet och därför utelämnades friktionen från modellen.

Något som inte är ett fel i programmet, men en brist, är att det inte går att använda mätblocken för effektivvärdesmätning när frekvensen varierar, se avsnitt 4.2. Se [4] för exempel på andra erfarenheter med Power System Blockset.

4 Egenmagnetisering

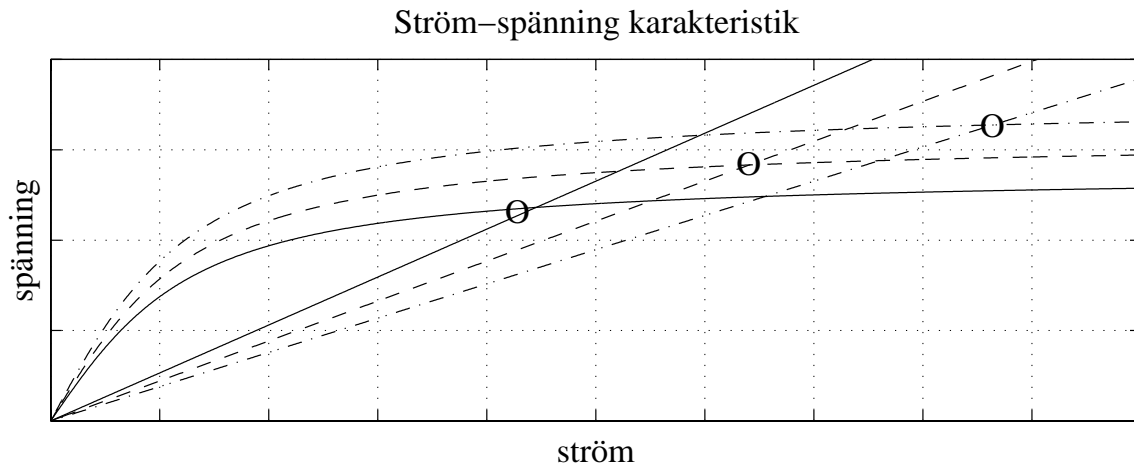
När en asynkronmaskin är ansluten till ett (starkt) yttre nät bestäms frekvensen i systemet av nätets frekvens, maskinen kommer att gå med en eftersläpning som beror på det drivande momentet. Medan en synkronmaskin magnetiseras av en separat magnetiseringskrets måste en asynkronmaskin magnetiseras utifrån genom att den förses med reaktiv effekt. Ofta har man ett kondensatorbatteri som producerar reaktiv effekt anslutet parallellt med generatoren för att inte uttaget av reaktiv effekt från nätet ska bli så stort.

Om en asynkrongenerator utan kondensatorbatteri kopplas bort från det yttre nätet kommer spänningen snabbt att falla till noll. En asynkrongenerator med kondensatorbatteri kan själv hålla spänningen uppe om den anslutna lasten inte är för stor. Fenomenet kallas egenmagnetisering (self excitation) och gör att spänningen ställer in sig på ett värde där generators reaktiva effektbehov balanseras av kondensatorbatteriets reaktiva effektproduktion. Möjligheten att på detta sätt köra en asynkrongenerator i ett eget nät har ingen större praktisk betydelse, utan är snarare ett problem, eftersom ett sådant system är svårt att styra. I [5] diskuteras mer om hur det går till att köra en asynkrongenerator i ett eget nät.

Problemet med egenmagnetisering är att om en kraftstation med liten lokal last vid fullt pådrag skulle ”tappa” yttre nät så finns det inget som bromsar generatoren. När generators varvtal ökar kommer spänningen troligen att stiga mycket snabbt och orsaka haveri på någon komponent såvida det inte finns något som skyddar mot detta. Fenomenet beskrivs bl.a. i [6] där man studerar en händelse då 10 av 37 kondensatorbatterier i en vindkraftpark havererade p.g.a. att den blev isolerad från yttre nät. Man fick egenmagnetisering av asynkrongeneratorerna samtidigt som generatorernas varvtal ökade snabbt när det bromsande elektriska momentet försvann.

4.1 Teoretisk analys

Teorin bakom fenomenet är ganska komplicerad och överskådlig. I detta avsnitt kommer endast principerna som styr fenomenet förklaras. I [6] och [7] ges en enklare teoretisk förklaring till fenomenet: När man tappar det yttre nätet så kommer kondensatorströmmen att bli lika stor som generatorströmmen bortsett från att det flyter en tomgångsström till transformatorn. Transformatorns tomgångsström är så liten i förhållande till kondensatorströmmen att den är försumbar. Spänningen kommer att anta det värde som gäller för den punkt där ström-spänning karakteristiken för generator och kondensatorbatteri skär varandra. När generators varvtal ökar kommer både generators arbetslinje och kondensatorbatteriets arbetslinje att ändras. Generators klämspänning ökar när varvtalet ökar och kondensatorströmmen ökar när frekvensen stiger. Den sammanlagrade effekten av detta kan bli att spänningen stiger mycket snabbt.

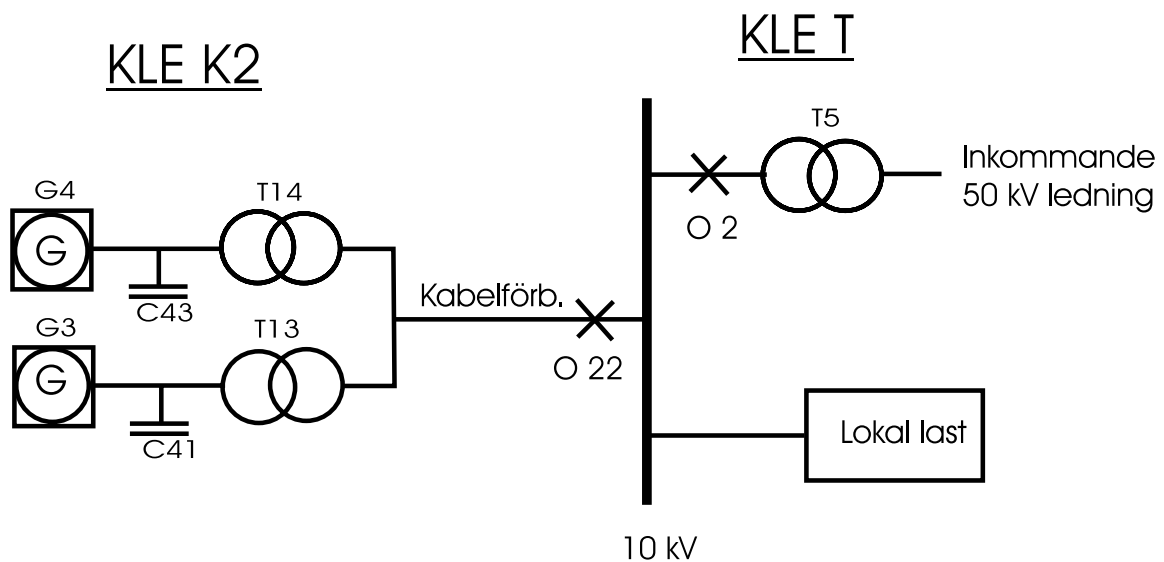


figur 4.1 *Generators och kondensatorbatteriets ström-spänning karakteristisk för olika frekvenser(varvtal). Heldragen linje: märkfrekvens, streckad linje: 10 % ökning, streckprickad linje: 20 % ökning.*

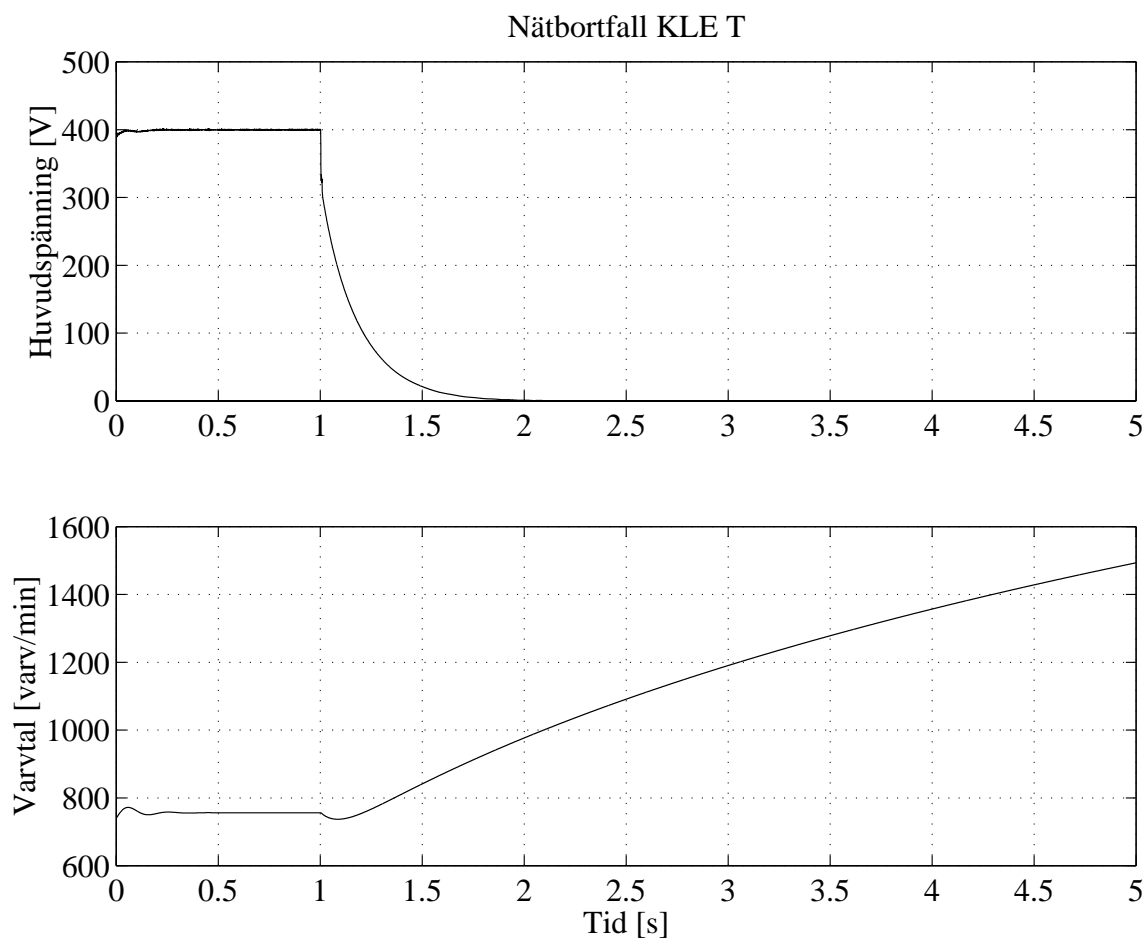
I figur 4.1 visas hur spänningen ändras när systemet flyttar sig mellan olika arbetspunkter.

4.2 Simulering av fenomenet

De två fallen som simulerades var att 50 kV nätet som matar KLE T blir spänningslöst och att brytare O22 i KLE T slås ifrån eller löser ut. Matande 50 kV nät består av mycket luftledning och därför är sannolikheten för fel (t.ex. blixtnedslag) ganska stor. Sannolikheten att O22 ska lösa ut är däremot liten eftersom det endast inträffar om det skulle bli något fel på kabelförbindelsen mellan KLE T och KLE K2 (ca 150 m).

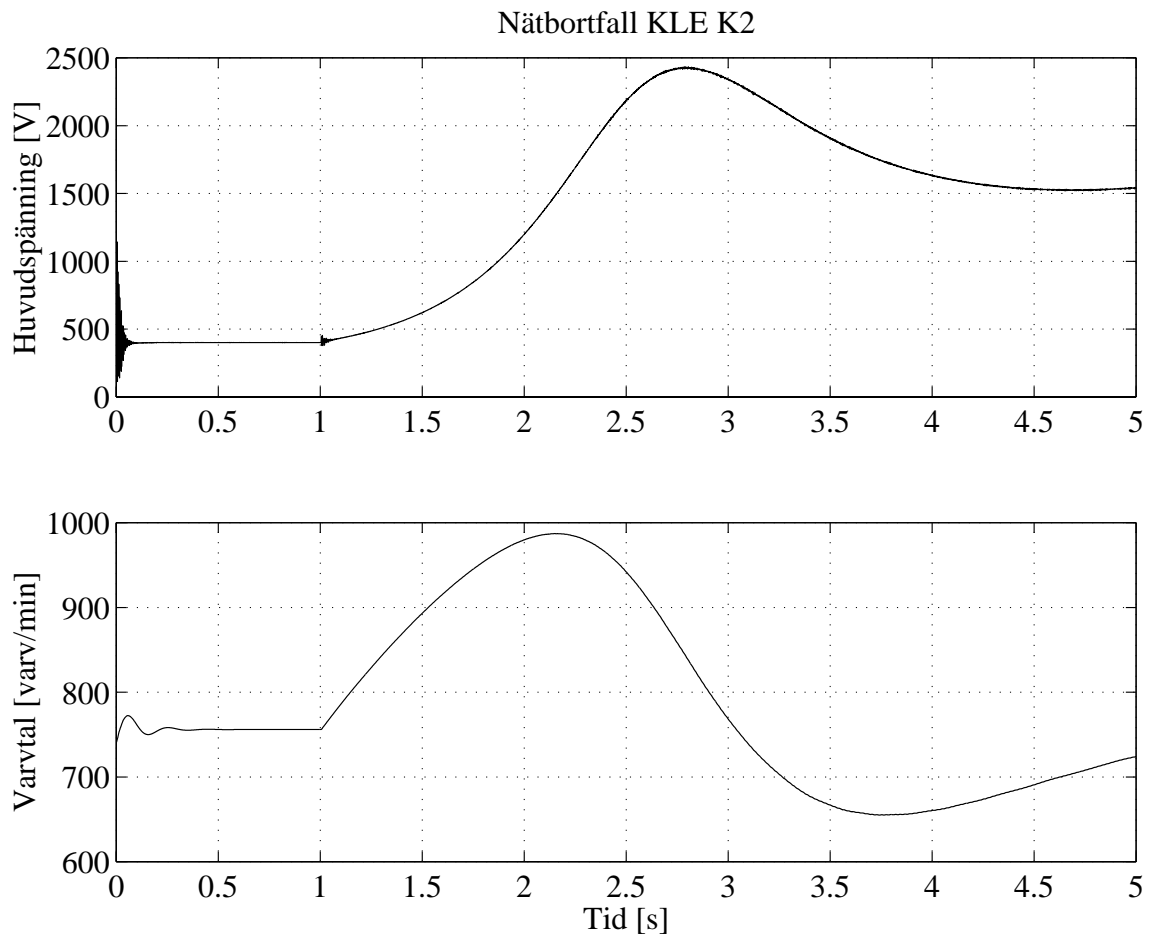


Figur 4.2 *Enlinjeschema över simuleringsmodellen som användes för att simulera egenmagnetisering. Det som simulerades var att 10 kV skenan blir spänningslös (O 2 slås från eller det överliggande 50 kV nätet blir spänningslöst) samt att O 22 slås från.*



Figur 4.3 *Bortfall av matande nät till KLE T 1s efter att simuleringen startades.*

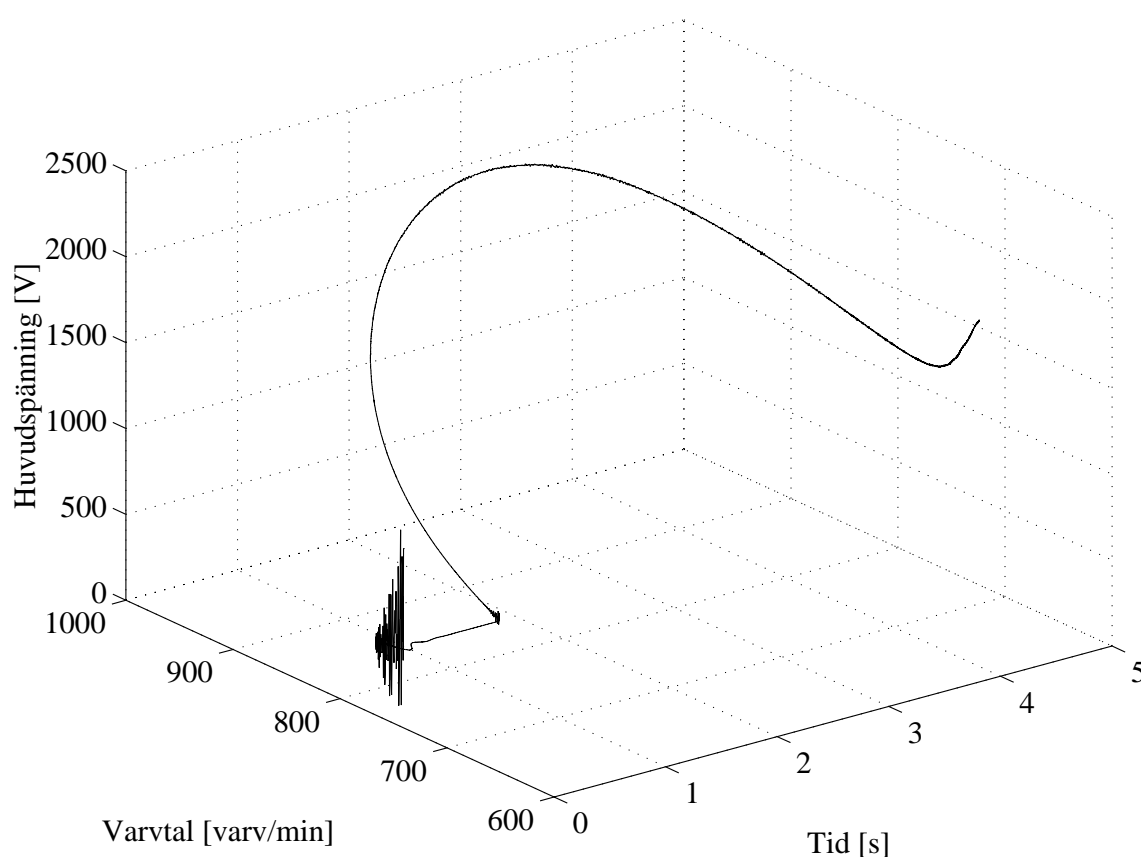
I figur 4.3 visas generatorns varvtal och spänning efter bortfall av matande nät till KLE T. Som vi ser i figur 4.3 händer det inget allvarligt om matande 50 kV nät skulle bli spänningslöst, den lokala lasten gör att spänningen nästan momentant sjunker till noll. När spänningen sjunker till noll löser underspänningsskyddet ut generatorbrytaren och aggregatet stoppas. Grundlasten har satts till det lägsta värde som normalt förekommer.



Figur 4.4 *Bortfall av förbindelsen (brytare O22 slås från) mellan KLE T och KLE K2 1s efter att simuleringen startades.*

I figur 4.4 visas generatorns varvtal och spänning efter bortfall av matande nät till KLE K2. I figur 4.4 ser vi att spänningen stiger mycket snabbt när generatorns varvtal börjar öka, efter ca 1.2 sekunder är spänningen 1500 V. Det finns inga skyddssystem som förhindrar detta. Underspänningsskyddet, som inte har någon tidsfördröjning, hjälper inte eftersom spänningen stiger. Överspänningsskyddet reagerar för 15% överspänning, men har en tidsfördröjning på 2 sekunder. Generatorns rusningsvakt är inställd på ca 1000 varv/min, men vid det varvtalet har troligen något haveri redan inträffat. Det finns säkringar som ska skydda kondensatorbatteriet, men de har alldeles för lång smälttid för att de ska kunna rädda situationen. I figur 4.5 visas det ömsesidiga sambandet mellan tid, varvtal och spänning.

Nätbortfall KLE K2



Figur 4.5 Bortfall av förbindelsen (brytare O22 slås från) mellan KLE T och KLE K2.

I simuleringsmodellen tas ingen hänsyn till magnetisk *mättning* av generatormen därför att denna funktion inte finns i det färdiga asynkronmaskinblocket samt att det inte finns några uppgifter på mättningsspänningen för generatormen. Magnetisk mättning innebär en övergång från någorlunda linjära förhållanden till kraftigt olinjära förhållanden, en liten ökning av spänningen resulterar i en kraftig ökning av strömmen. Magnetisk mättning kan bidra till att begränsa spänningen. I Power System Blockset finns ett transformatorblock som kan ta hänsyn till mättning, men då måste man veta mättningsspänningen. Mättningsspänningen för aggregattransformatorer är i allmänhet betydligt högre än vad den är för generatorer. Det har sannolikt viss betydelse att man bortser från magnetisk mättning, men hur stor är däremot svårt att bedöma.

Det är spänningens effektivvärde som redovisas, men den kunde inte mätas med de effektivvärdesmätmoduler som finns till Power System Blockset därför att de förutsätter att frekvensen är konstant. Lösningen blev att använda *vektormodellen* för ett trefassystem för att beräkna huvudspänningens effektivvärde. Det hela förenklades något av att statorspänningen finns tillgänglig i dq-koordinater (statorflödeskoordinater) från asynkrongeneratorns mätmodul. I appendix B.10 i [3] ges en ingående förklaring till hur man räknar med vektorer i ett trefassystem.

Omvandlingen till huvudspänning blir:
$$U_h = \sqrt{\frac{3}{2}((u_d)^2 + (u_q)^2)}$$

Ungefär 1.5 sekunder efter frånslag av brytare O22 avtar spänningen snabbt i samband med att varvtalet sjunker. En första tanke är att simuleringsprogrammet räknar fel någonstans, men i [6] presenteras simuleringsresultat för en ungefär likadan anläggning förutom att det är ett vindkraftverk och resultaten blir ungefär likvärdiga. I [6] nämns också att spänningen under ogynnsamma omständigheter kan stiga till nästan 14 gånger märkspänning på 1.6 sekunder under förutsättning att komponenterna tål denna spänning och att man inte får överslag någonstans.

4.3 Hur kan man lösa problemet

Det enklaste sättet att komma runt problemet med egenmagnetisering är att inte ha några kondensatorbatterier, men om kondensatorbatterierna anses nödvändiga finns det mer sofistikerade lösningar på problemet. I fallet med Knislinge kan man skicka en nödstoppsignal till KLE K2 från KLE T om O22 skulle lösa ut eller slås ifrån. Ett snabbt överspänningsskydd som löser ut generatorbrytaren innan spänningen hinner bli skadligt stor är en annan lösning på problemet. Om man kan acceptera att ha en kortare tidsfördröjning på det befintliga överspänningsskyddet, som nu har 2 sekunders tidsfördröjning, har man hittat en enkel och billig lösning. I andra anläggningar där egenmagnetisering kan orsaka problem får man åtgärda problemet utifrån de lokala förutsättningarna. I modernare vindkraftverk med asynkrongenerator brukar man ha snabba överfrekvensskydd och då är man naturligtvis skyddad mot höga spänningar vid egenmagnetisering.

5 Nätresonans

Självsvängning eller *resonans* kan uppstå i många olika typer av system t.ex. elektriska eller mekaniska. Ett system som kan självsvänga har en eller flera självsvängningsfrekvenser. Självsvängning uppkommer när man tillför ett system som kan självsvänga energi med en frekvens som ligger nära någon av systemets resonansfrekvenser. Ofta krävs det ganska lite energi för att sätta igång en kraftig svängning om man ligger nära någon resonansfrekvens. Detta kan ofta få förödande konsekvenser. Den 7:e november 1940 rasade Tacoma Narrows Bridge i USA sedan den kommit i självsvängning p.g.a. ihållande byig sidovind, händelseförloppet beskrivs ingående i [8]. Detta är ett klassiskt exempel på hur en liten störning kan sätta igång ett betydligt större förlopp.

Resonans kan uppstå i en elektrisk krets när det finns en induktans som kan svänga mot en kapacitans. En seriekopplad RLC-krets har sin resonansfrekvens (*egenfrekvens*) då den sammanlagda reaktansen i kretsen är noll. När en sådan krets drivs med en spänning vars frekvens är samma som kretsens resonansfrekvens är det endast resistansen som begränsar strömmen. Resistansen avgör hur kraftigt resonansen kommer dämpas. Spänningen över kondensatorn och induktorn kan bli mycket högre än matningsspänningen om dämpningen är liten. I [12] förklaras en analogi mellan mekaniska och elektriska system.

5.1 Resonansproblemet

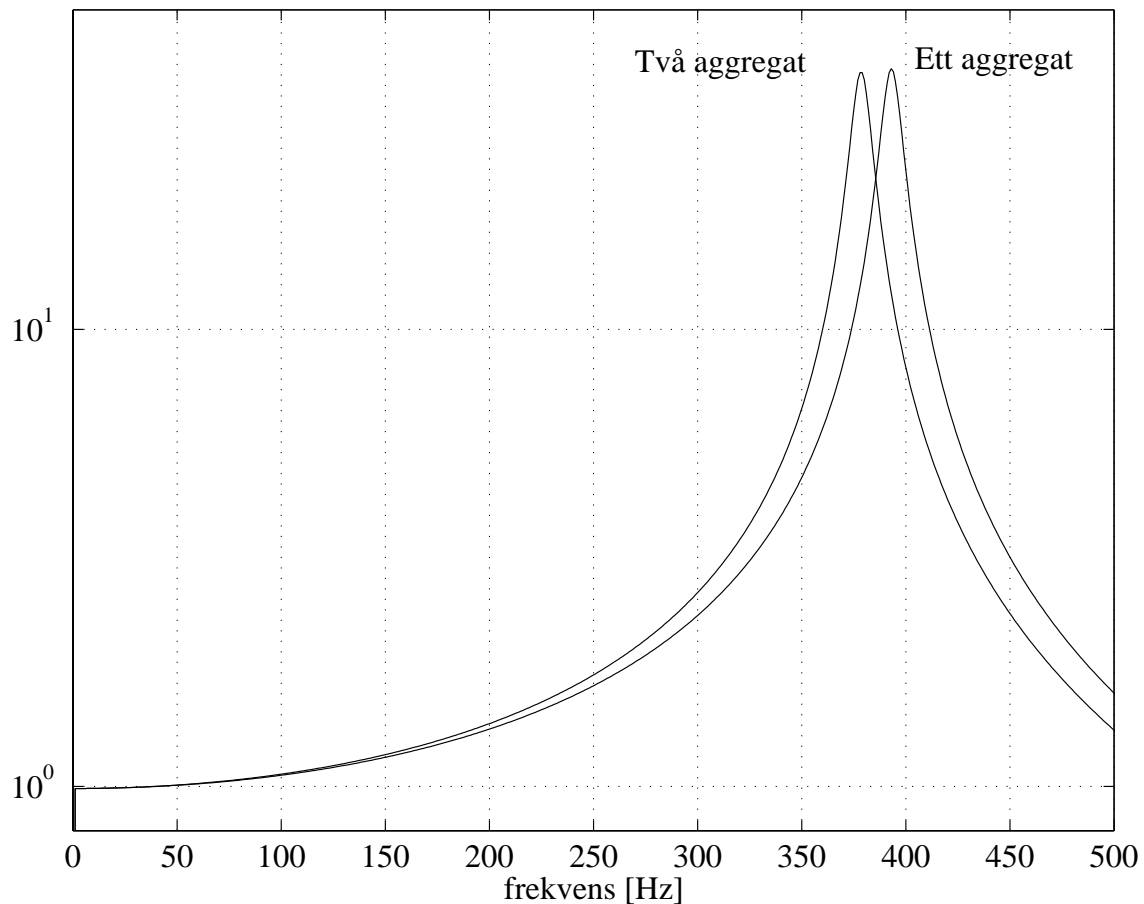
I det aktuella systemet kan det uppstå resonans mellan kondensatorbatteriet och induktansen i aggregattransformator och matande nät. Om det finns övertoner i matande spänning som ligger i närheten av resonansfrekvensen kan de förstärkas kraftigt, se t.ex. [9] eller [10]. Förhållandena kan ändras när någon industri kopplar in utrustning som genererar mycket *övertoner* och kan starta resonans i KLE K2. När lindningskopplaren till 50/10 kV transformatorn i KLE T manövreras ändras nätets kortslutningsimpedans och det kan vara tillräckligt för att få farlig resonans om man ligger på gränsen innan. Enligt [11] bör man undvika att ansluta ett kondensatorbatteri till en obelastad transformator. Om man ändå gör det ska batteriet inte vara större än 1/3 av transformatorns märkeffekt. För att veta om det finns risk för resonans så finns en enkel tumregel som talar om var resonansfrekvensen ligger:

$$n = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} = \sqrt{\frac{S_k}{Q_C}} = \sqrt{\frac{9.23}{0.15}} \cup 7.84 \quad ? \quad f_r = nf_1 = 7.84 \cdot 50 \cup 392 \text{ Hz}$$

Detta säger oss att det är risk för resonansproblem om det finns tillräckligt mycket av 7:e tonen. För att få en exaktare bild av hur systemet kommer att bete sig tar vi hjälp av simuleringsmodellen. De modeller som simulerades finns i appendix A2. De resultat som presenteras gäller för modeller med generatorerna fränkopplade.

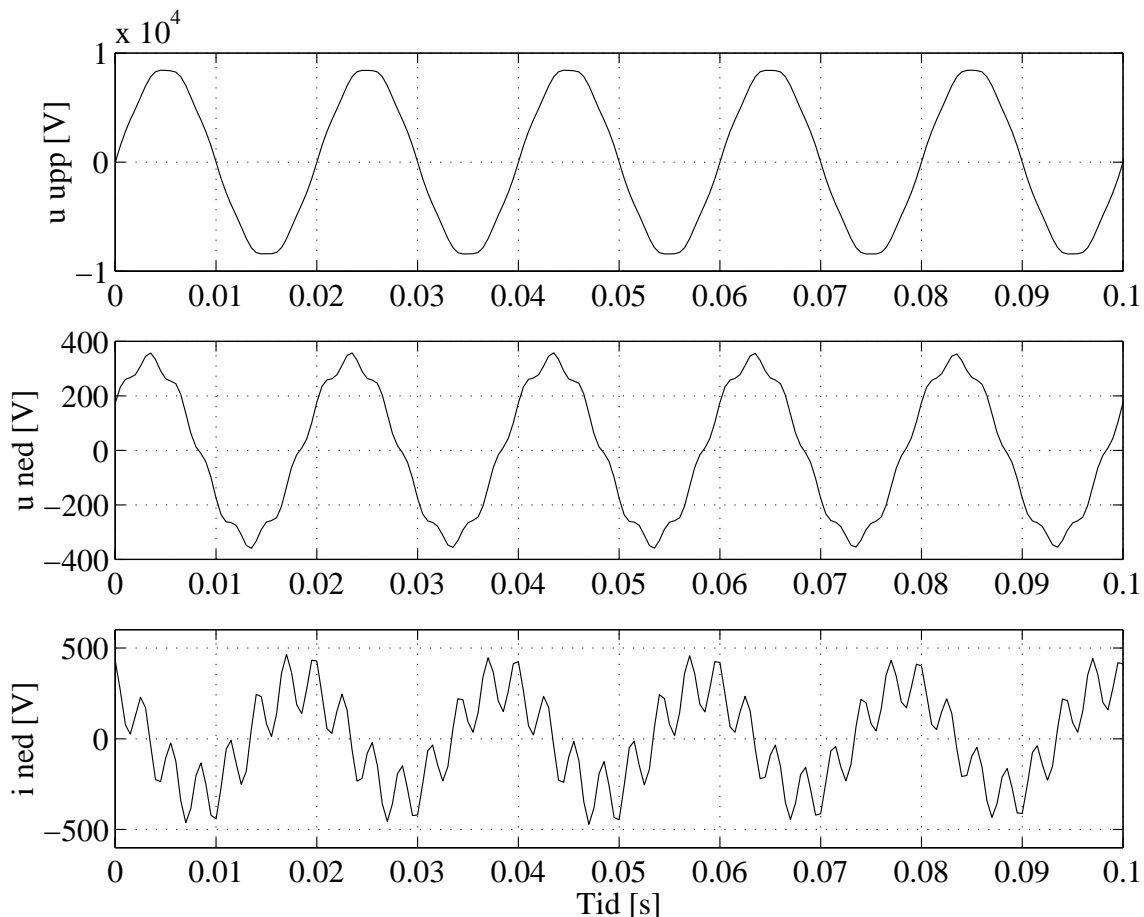
Med hjälp av kommandot *power2sys* skapas en tillståndsmodell för systemet och man får alltså *matriserna* A, B, C och D. När man har systemet på tillståndsform går det att beräkna sambandet mellan insignaler och utsignaler på olika platser i nätet. Detta förfarande finns beskrivet i [2] med ett bra exempel. A-matrisen har *komplexa egenvärden* om systemet innehåller resonanser. Egenvärdens *imaginärdel* anger resonansfrekvensen och *realdelen* anger dämpningen i systemet för den aktuella frekvensen. Med hjälp av *egenvektorerna* till de intressanta egenvärdena kan man undersöka mellan vilka tillstånd i systemet som man har resonans. Till varje egenvärde (resonansfrekvens) finns en egenvektor med lika många element som det finns tillstånd i systemet. Två element som ligger ca 180° fasförskjutna (motfas) anger att det är resonans mellan dessa tillstånd. Denna metod används för att analysera effektpendlingar i ett stort nät i avsnitt 2.3 i [12]. Med denna metod kan man skilja resonans mellan C41 och C43 från resonans mellan C41 tillsammans med C43 och induktansen i överliggande nät.

Överföringsfunktion från 10 kV-sidan till 400 V-sidan



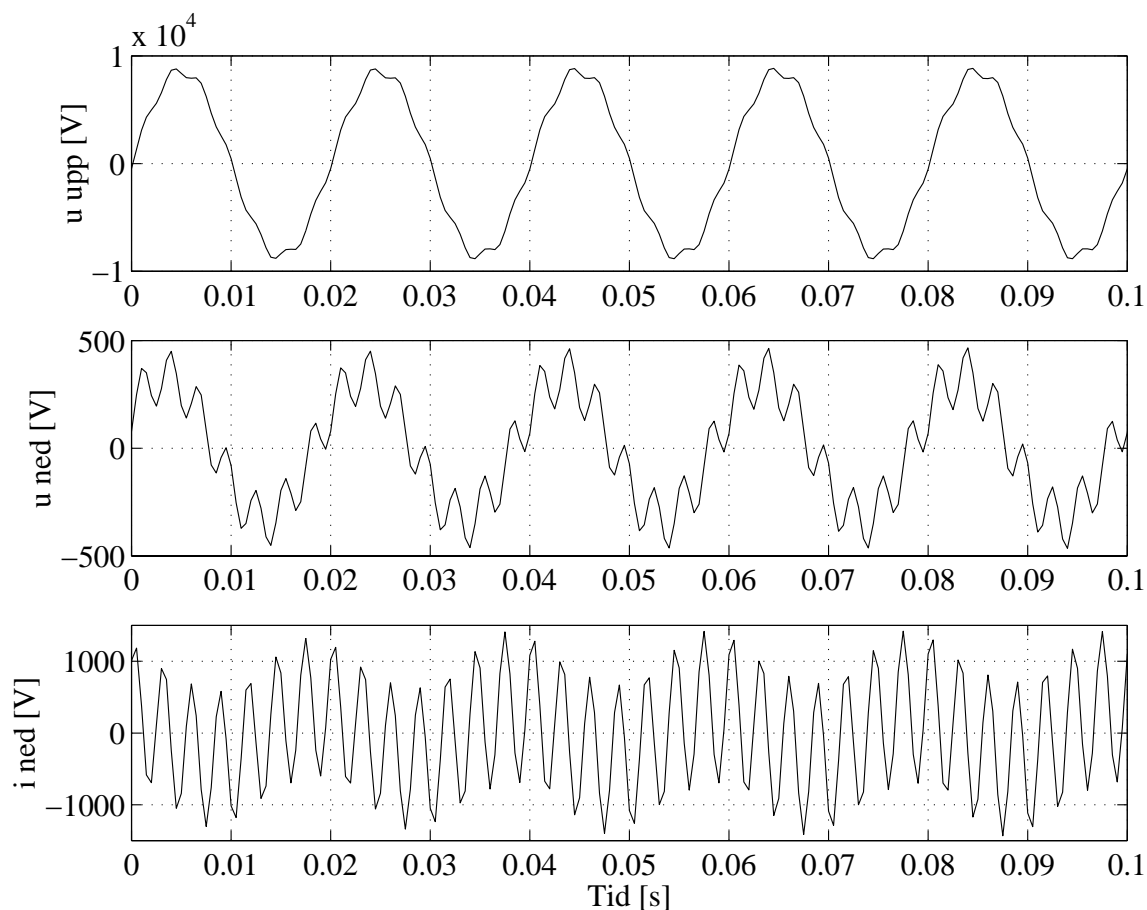
Figur 5.1 Bodeplot av amplituden för överföringsfunktionen från uppsidans spänning till nedsidans spänning. Kurvan har normerats så att värdet ett motsvarar transformatorns omsättning (10.5/0.4). Den högra kurvan är aktuell om bara ett aggregat (kondensatorbatteri) är inkopplat (resonansfrekvens: 393 Hz). Den vänstra kurvan är aktuell med två aggregat (kondensatorbatterier) inkopplade (resonansfrekvens: 378 Hz).

Figur 5.1 visar förhållandet mellan spänningen på uppsidan och nedsidan för olika frekvenser, normerat med transformatorns omsättning. För lägre frekvenser är förhållandet mellan uppsidans och nedsidans spänningar detsamma som transformatorns omsättning. När frekvensen är ca 2-3 gånger högre än grundtonen stämmer inte detta så bra längre. Resonanstopparna visar att en spänning med den frekvensen ökar kraftigt i förhållande till grundtonen. Resonanstoppens läge ändras inte mycket när man simulerar systemet med båda aggregaten istället för ett, men som det framgår lägre fram kan detta ha avgörande betydelse.



Figur 5.2 Uppsidans fasspänning, nedsidans fasspänning och nedsidans linjeström. 10 kV spänningen ”innehåller” ca 1 % av den 7:e tonen. Systemets resonansfrekvens är 378 Hz.

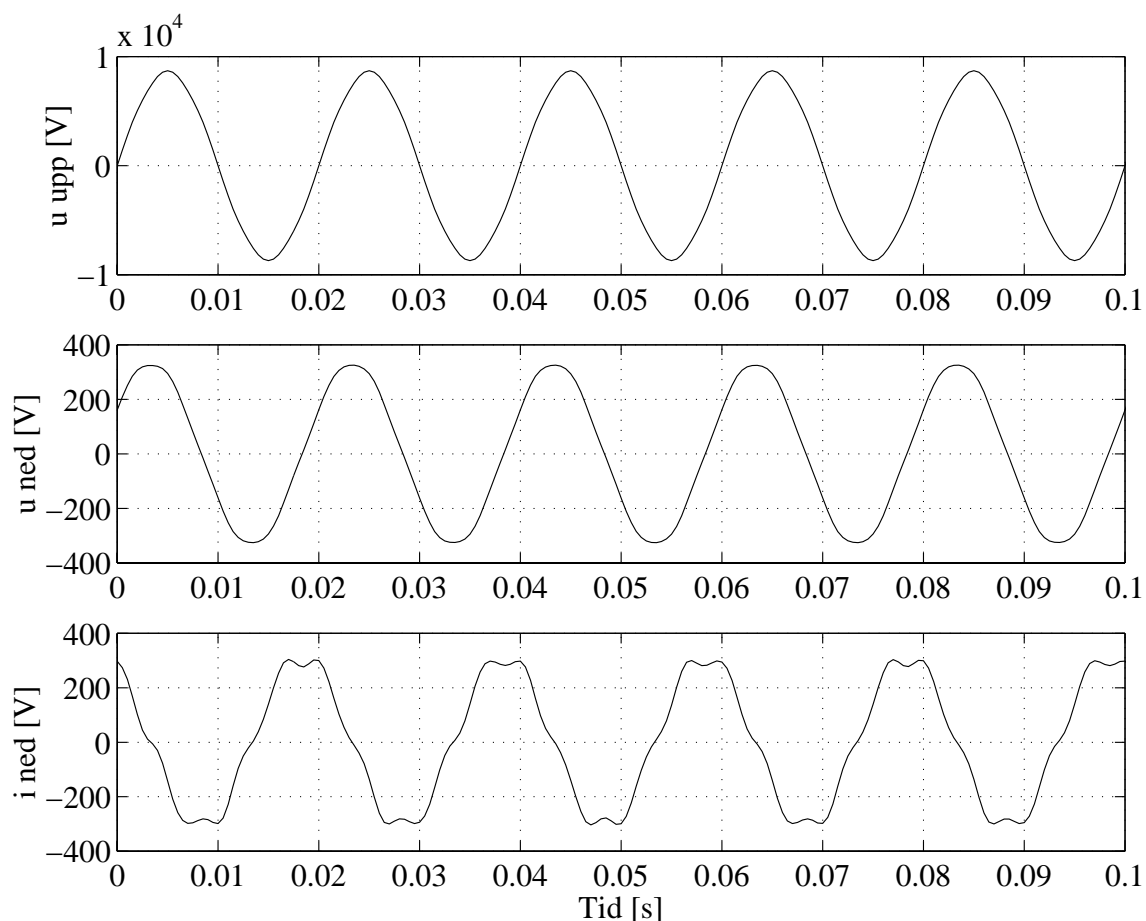
I figur 5.2 ser man att övertonerna i spänningen förstärks kraftigt i förhållande till grundtonen från uppsidan till nedsidan av transformatorn. Påverkan blir 7 gånger så stor när man studerar strömmen eftersom en kondensators impedans vid 350 Hz är en sjundedel av vad den är vid 50 Hz.



Figur 5.3 Uppsidans fasspänning, nedsidans fasspänning och nedsidans linjeström. 10 kV spänningen ”innehåller” ca 1 % av den 7:e tonen. Systemets resonansfrekvens är 350 Hz.

I figur 5.3 visas resultaten av simulering där parametrarna har justerats så att resonansfrekvensen blir 350 Hz. För att uppnå detta krävdes en ökning av kondensatorbatteriets kapacitans med ca 15 %. En ökning av nätinduktansen med 15 % hade gett samma resultat. I den nedre kurvan ser man en ström som har frekvensen 350 Hz och är överlagrad på en ström med frekvensen 50 Hz. Nätet på 10 kV-sidan är ”starkt” jämfört med generatorsidan (400 V-sidan) och därför är det frestande att anta att aggregaten inte kan påverka varandra. Nätet är till största del induktivt och därför är nätet betydligt ”svagare” för 7:e tonen än för grundtonen. Om man simulerar med endast ett aggregat inkopplat blir resultaten nästan detsamma, förutom att resonansfrekvensen ligger något högre. För att sänka systemets resonansfrekvens till 350 Hz krävs en ökning av kondensatorbatteriets kapacitans med ca 25 % när man simulerar med endast ett aggregat.

Troligen är det så att vid vissa tillfällen finns det tillräckligt mycket 7:e ton i 10 kV spänningen för att få haveri på ett av kondensatorbatterierna. När ett kondensatorbatteri har havererat ändras förhållandena och resonansfrekvensen ökar något. Denna ökning är troligen tillräcklig för att resonansspänningen ska avta så mycket att det andra batteriet inte havererar.



Figur 5.4 Uppsidans fasspänning, nedsidans fasspänning och nedsidans linjeström. 10 kV spänningen "innehåller" ca 1 % av den 5:e tonen. Systemets resonansfrekvens är 378 Hz.

I figur 5.4 visas vad som händer om det finns 1 % av den 5:e tonen i 10 kV spänningen. Strömmen blir visserligen deformerad, men amplituden blir inte märkbart större än om spänningen endast hade bestått av grundtonen. Den 5:e tonen är alltså ofarlig för detta system så länge den inte är mycket stor, detsamma gäller för den 3:e tonen.

5.2 Förslag till lösningar på problemet

Om problemet med kondensatorbatterierna bara kan uppstå då generatorerna inte är inkopplade och kondensatorbatterierna ligger ensamma på en i övrigt tomgående transformator, borde man se till att de kopplas ur då generatorerna inte är i drift. Den naturligaste lösningen skulle då vara att sätta upp en elektriskt styrd brytare till varje kondensatorbatteri så att de kan kopplas ifrån automatiskt när generatorerna kopplas ifrån.

Man kan också tänka sig att ansluta kondensatorbatterierna direkt till asynkronmaskinens anslutningar. Denna lösning är vanlig vid faskompensering av mindre och medelstora motorer i industrin. I en kraftstation är denna lösning inte bra eftersom den löser ett problem, men skapar andra. Det finns alltid kvarvarande remanens i generatorns rotor.

Detta gör att man får egenmagnetisering av generatoren och för att kunna tillkoppla den krävs någon form av fasningsutrustning. En fördel med detta skulle kunna vara att man troligen får en ”mjuk” inkoppling. Det som omöjliggör denna lösning är att varje gång det blir ett nödstopp av aggregatet så kommer spänningsstegring p.g.a. egenmagnetisering (se avsnitt 4) att inträffa trots att generatorbrytaren är frånslagen.

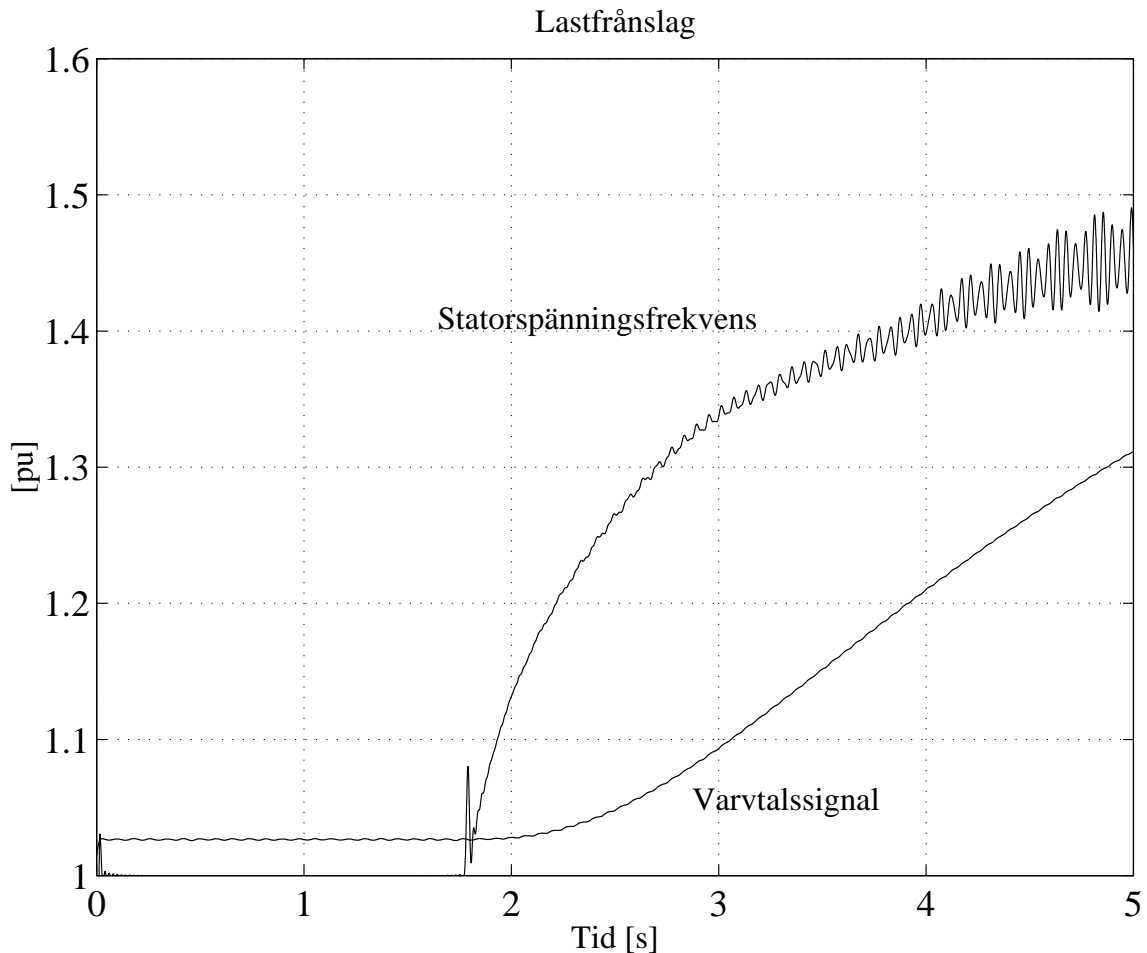
Den enklaste lösningen är även i detta fall att inte ha något kondensatorbatteri. Som vi tidigare har sett är det 7:e tonen (350 Hz) som är ”farlig” eftersom systemets resonanstopp ligger i närheten av denna. Det finns kondensatorbatterier som är försedda med så kallade snedavstämde filter. Ett sådant batteri klarar en miljö med mycket övertoner. Vanliga avstämningfrekvenser är 189 Hz och 130 Hz. Om spänningen innehåller mycket 5:e och 7:e tonen, men lite av 3:e tonen, då är det lämpligt med ett 189 Hz-batteri. Skulle andelen av 3:e tonen vara stor i spänningen så behövs det ett 130 Hz-batteri. Vid avstämningfrekvensen övergår batteriet från att ha varit kapacitivt till att bli induktivt. Med snedavstämde 189 Hz-kondensatorbatterier är problemen i Knislinge troligen lösta. Den stora nackdelen med denna typ av kondensatorbatterier är att de är 3-4 gånger så dyra som standardbatterierna.

6 Tillkoppling av generatoren

Som det nämndes i avsnitt 1.3 tillkopplas inte generatoren vid stillastående, så som är vanligt för asynkronmotorer i industrin. Generatoren accelereras istället och när varvtalet är det rätta sker tillkoppling av generatorbrytaren. De problem som man har haft med haverier på växellådor skulle kunna bero på att påkänningarna vid tillkoppling av generatoren blir större än vad växellådan är dimensionerad för. Kanske är växellådan endast dimensionerad med tanke på de stationära påkänningarna.

6.1 Hur sker tillkoppling

Även om haverierna inte beror på de påkänningar som uppstår vid tillkoppling så bör man rimligen se till att de blir så små som möjligt för att få så litet slitage som möjligt och därmed största möjliga livslängd. Frågan är vid vilket varvtal som generatoren ska tillkopplas. Det är lämpligt att välja synkront varvtal eftersom generatoren inte lämnar något vridmoment då. Om man jämför varvtalssignalen från mätning 2 med generatorströmmen finner man att tillkoppling sker vid ca 730 varv/min, vilket stämmer med vad vi kunde avläsa på plats i Knislinge. Om man jämför frekvensen på uppmätt statorspänning i pu med varvtalsignalen, se figur 6.1, så ser man att statorspänningens frekvens ändras mycket fortare än varvtalssignalen. Av detta kan man dra slutsatsen att det finns någon form av fördröjning (lågpasfiltrering) mellan det verkliga varvtalet och varvtalssignalen. Tillkopplingen av generatoren kommer alltså att ske vid ett helt annat varvtal än man tror. Statorspänningens frekvens skattades med hjälp av en m -fil, redovisad i appendix C. Vid stationär drift kommer varvtalssignalen och det verkliga varvtalet att överensstämma, men så fort man har förändringar i varvtalet är varvtalssignalen missvisande.



Figur 6.1 *Statorspänningsfrekvens och varvtalssignal vid frånslag av generatorbrytaren vid fullt turbinpådrag. Efter ca två sekunder har statorspänningen avtagit så mycket att skattningen blir dålig.*

Efter att ha undersökt hur varvtalsmätningen är konstruerad drogs slutsatsen att fördröjningen kan beskrivas av ett första ordningens lågpasfilter. Om man vet brytfrekvensen för detta filter så kan man rekonstruera det verkliga varvtalet och på så sätt konstatera vid vilket varvtal tillkopplingen sker. För att få reda på lågpasfilterets brytfrekvens lågpasfilterades statorspänningsfrekvensen. Brytfrekvensen anpassades så att utseendet blev så likt kurvan för varvtalssignalen som möjligt.

Filtret blev då:

$$H(s) = \frac{0.47}{s + 0.47} \quad ? \quad \omega_{bryt} = 0.47 \quad ? \quad f_{bryt} = \frac{0.47}{2\pi} \cup 0.075 \text{ Hz} \quad ? \quad \tau = \frac{1}{\omega} = \frac{1}{0.47} \cup 2 \text{ s}$$

Högpasfiltrering av varvtalssignalen med denna brytfrekvens ger att det verkliga varvtalet vid tillkoppling är ca 825 varv/min. Troligen är felet i denna uppskattning ganska stort beroende dels på att signalerna var brusiga men framförallt på att mätserien började när generatorns varvtal var ca 500 varv/min. Ett rimligt antagande är nog att tillkoppling sker strax under 800 varv/min.

Varvtalsförändringen vid lastfrånslag användes dessutom för att uppskatta aggregatets tröghetsmoment.

$$J_{\text{aggregat}} = \frac{T_{\text{turbin}}}{\frac{d\omega}{dt}}$$

Om man använder varvtalssignalen får man ett alldeles för stort tröghetsmoment på ca 200 kgm², men om man använder statorspäningsfrekvensen får man ett tröghetsmomentet på ca 82 kgm². Detta är tillräckligt nära det riktiga värdet för att modellen ska fungera bra.

6.2 Beräkningar och simuleringar av tillkoppling

Det uppkommer två typer av påkänningar vid tillkoppling: elektriska och mekaniska påkänningar. De elektriska påkänningarna är troligen inget problem. Dessutom går det inte att göra så mycket åt inkopplingsströmstöten om man inte använder kraftelektronik såsom mjukstartare. De mekaniska påkänningarna kan däremot minimeras genom att tillkoppla generatoren vid rätt varvtal.

För att få en grov uppfattning om de mekaniska krafterna kan man studera asyknmaskinens momentkurva. Momentkurvan gäller vid stationär drift och innehåller därför inte all information som behövs för att analysera problemet. *Kippmomentet* är det största vridmoment som maskinen kan lämna och motsvarande varvtal kallas *kipparvtalet*. Här nedan används *eftersläpningen* som variabel istället för varvtalet. Det finns två olika kippvarvtal: vid det ena går maskinen som motor ($s > 0$) och vid det andra går maskinen som generator ($s < 0$).

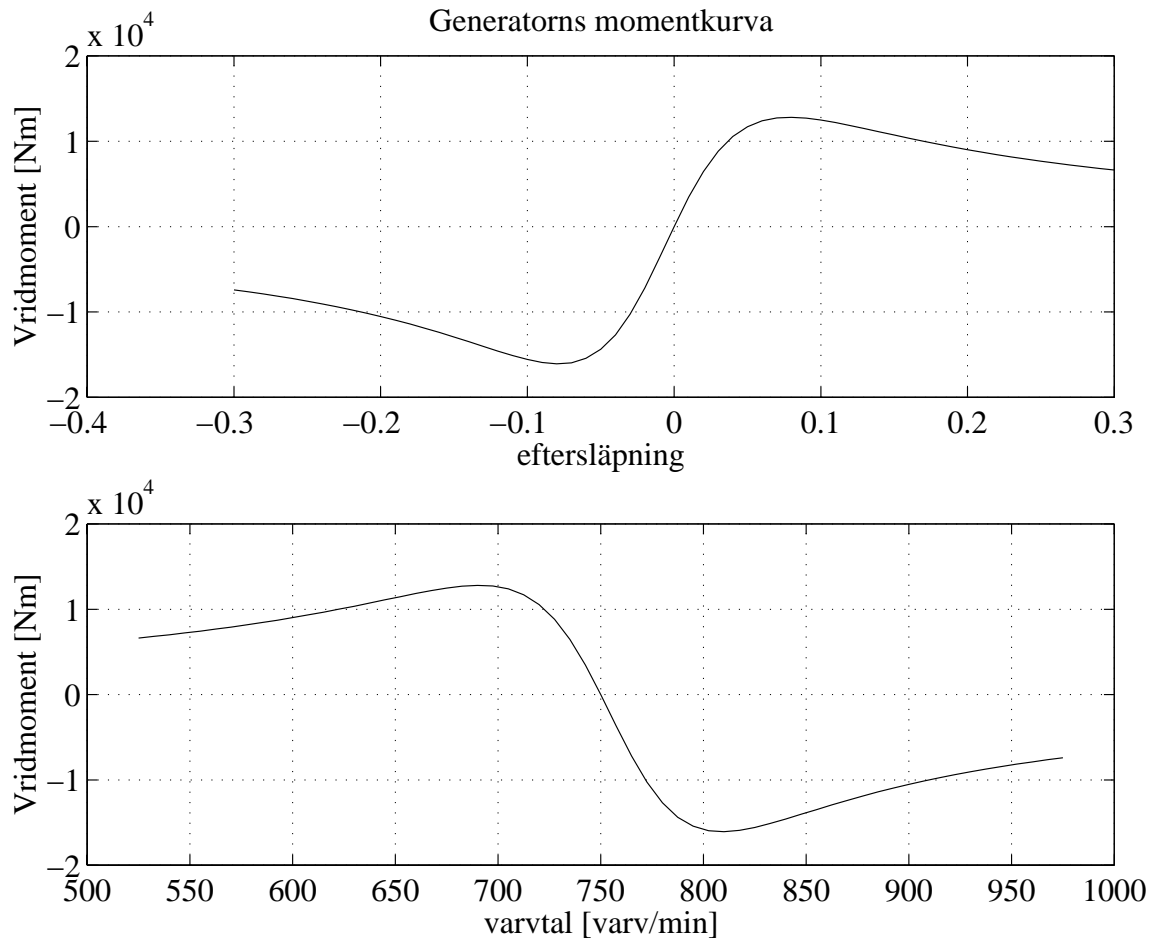
Definitionen för eftersläpningen är [3]:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s}$$

Beräkning av kippeftersläpningen [3]:

$$s_k = \pm \frac{R_r}{\sqrt{R_s^2 + (\omega_1 L_{s\lambda} + \omega_1 L_{r\lambda})^2}}$$

Där ω_1 är nätets vinkelhastighet. Om dessa två uttryck kombineras får man för den aktuella maskinen: $n_k \approx 808$ varv/min eller $n_k \approx 692$ varv/min. Av detta inser man att det är viktigt att inkopplingen sker nära det synkrona varvtalet om inte påkänningarna ska bli stora. Med hjälp av samband som beskrivs i [13] kan momentkurvan beräknas. Detta görs med en m-fil i Matlab och denna återfinns i appendix C. Vid beräkning antas maskinen vara ansluten till ett starkt nät med huvudspänningen 400V och det stämmer inte riktigt med de verkliga förhållandena där det finns en transformator mellan nätet och maskinen. Generatorns momentkaraktistik visas i figur 6.2.



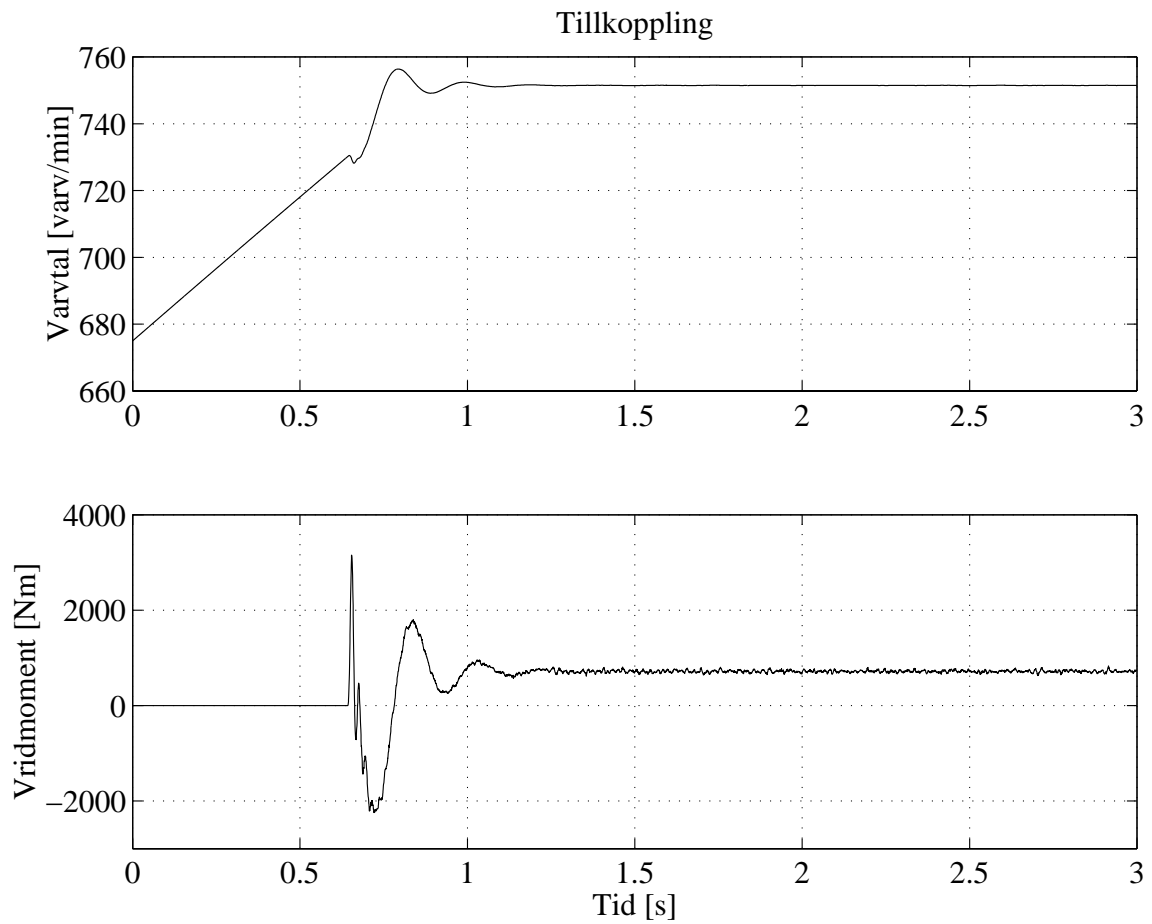
Figur 6.2 Beräknad momentkaraktäristik för generator G4.

Enligt momentkaraktäristiken i figur 6.2 är 800 varv/min ett mycket ogynnsamt varvtal för tillkoppling. Observera att kippmomentet vid generatordrift är på över 16 kNm.

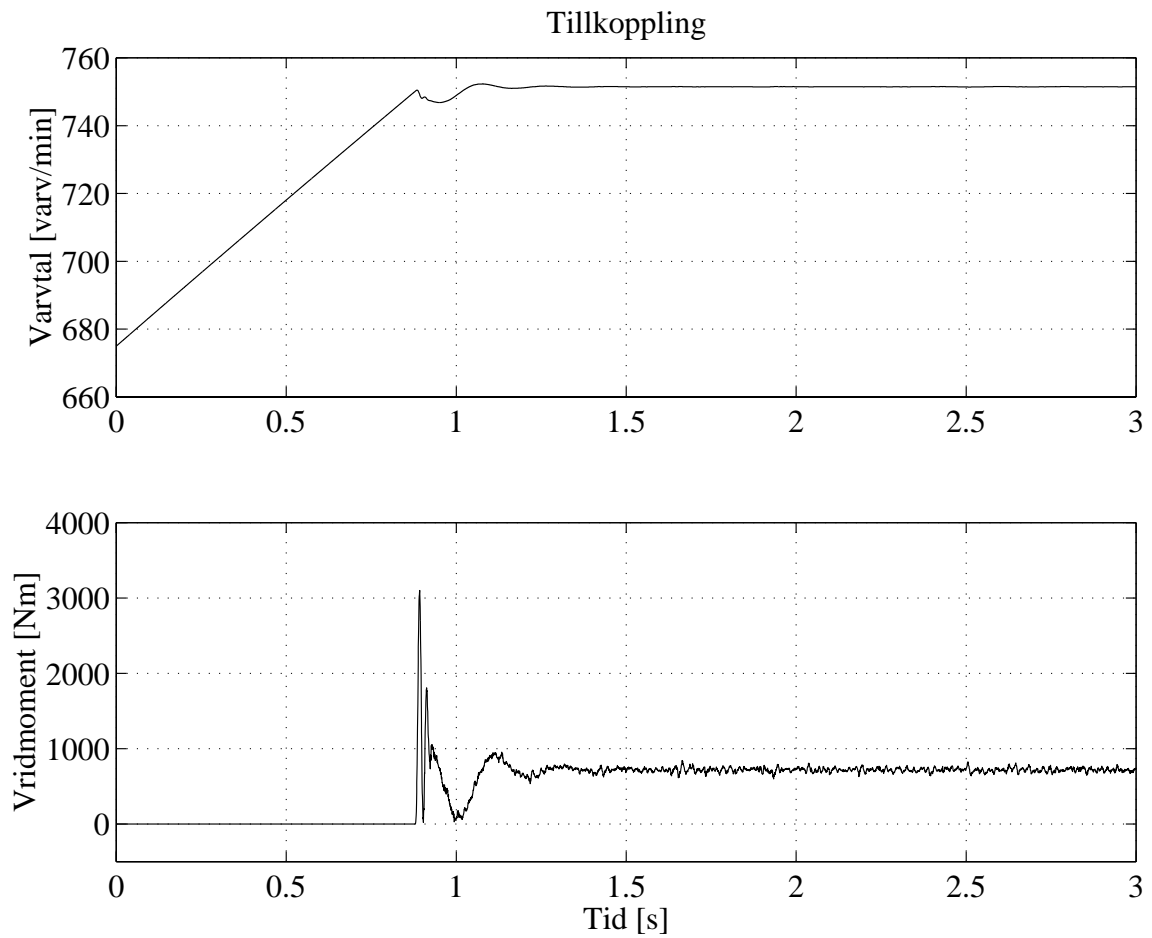
Under dynamiska förhållande gäller för maskinen:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} (T_{turbin} - T_{generator})$$

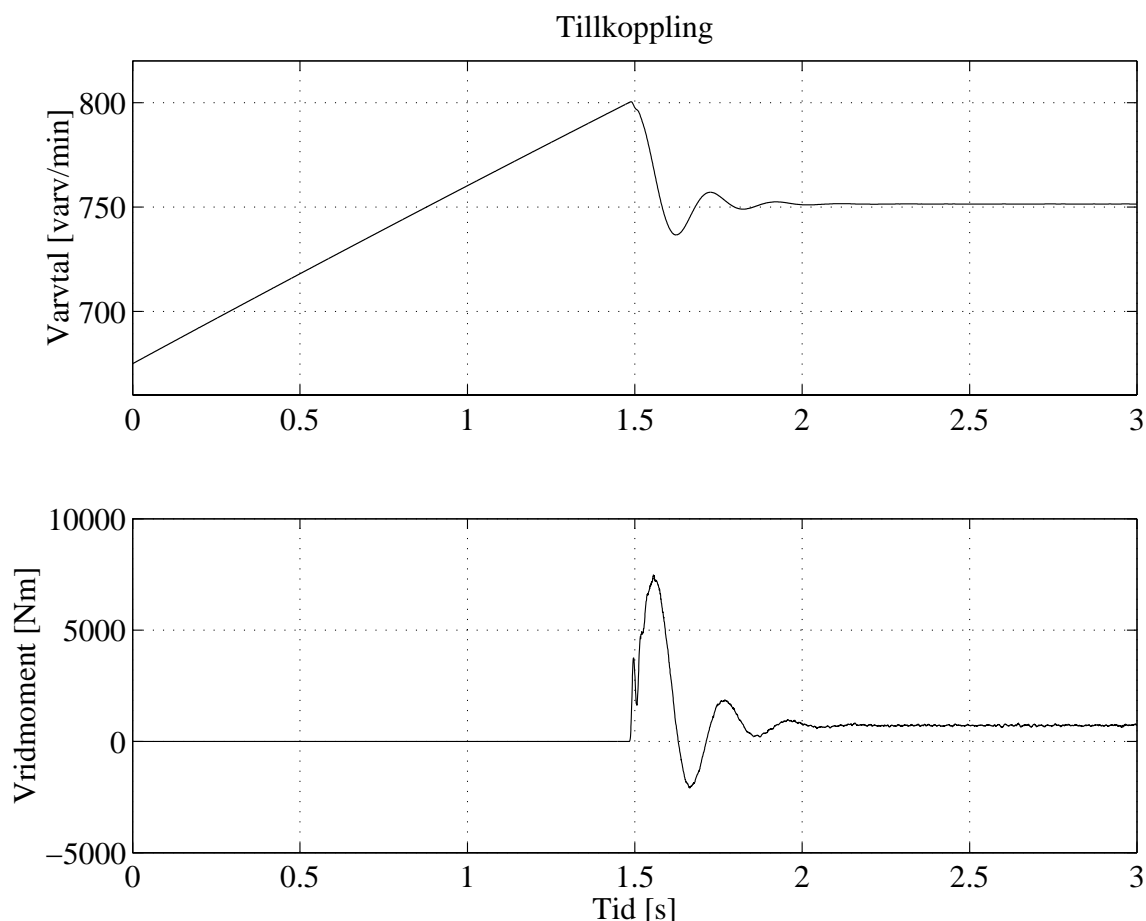
Att analysera inkopplingsförloppet genom beräkningar blir mycket komplicerat och därför görs det i första hand genom simuleringar i Power System Blockset. I avsnitt 2.5 i [7] görs en något förenklad teoretisk utredning av förloppet vid tillkoppling av en ej stillastående asynkronmaskin. Inkopplingsströmmen består då av tre komponenter där en är stationär och två är transienta. I figurerna 6.3-6.5 visas simuleringsresultat vid tillkoppling av generatormaskinen vid tre intressanta varvtal. 730 varv/min är det varvtal då tillkoppling sker enligt varvtalssignalen. 750 varv/min är det varvtal då tillkoppling borde ske. 800 varv/min är det varvtal då tillkoppling antas ske enligt det rekonstruerade varvtalet. Positivt vridmoment innebär generatordrift. Negativt vridmoment innebär motordrift. Modellen som användes för dessa simuleringar finns i appendix A2.



Figur 6.3 *Varvtal och vridmoment vid tillkoppling av generatorn vid 730 varv/min.*



Figur 6.4 *Varvtal och vridmoment vid tillkoppling av generatorn vid 750 varv/min.*



Figur 6.5 Varvtal och vridmoment vid tillkoppling av generatoren vid 800 varv/min.

Av simuleringsresultaten framgår som väntat att tillkoppling vid 750 varv/min ger minst mekanisk påkänning och alltså bör vara skonsammast mot växellådan.

6.3 Alternativa lösningar

Med befintlig utrustning kan man se till att turbinpådraget ökas långsammare så att accelerationen av generatoren före tillkoppling tar längre tid. Då kommer felet i varvtalssignalen att bli mindre och tillkopplingen görs förhoppningsvis nära 750 varv/min. Ett problem är att turbinpådraget efter tillkoppling måste vara så stort att generatoren inte börjar gå som motor för då kommer bakeffektskyddet att koppla från generatoren. Om man med nuvarande acceleration av generatoren ställer in kontrollutrustningen att tillkoppla vid ett lämpligt varvtal lägre än 750 varv/min bör man kunna få tillkoppling vid synkront varvtal. Svagheten med denna lösning är att det förmodligen är svårt att göra inställningen med tillräcklig precision.

Om man är beredd att ta till mer komplicerade (dyrare) lösningar så kan man tänka sig att ansluta generatoren till nätet via någon form av kraftelektronik som kan fungera som mjukstartare. I vindkraftverk använder man ibland denna lösning, men då är motivet inte enbart fördelar vid tillkoppling mot nätet utan att man får möjlighet att köra så kallad *variabel vind*. Det är mycket tveksamt om det ekonomiskt går att motivera installation av

kraftelektronik enbart för att få en mjuk tillkoppling. Det danska företaget Vestas som tillverkar vindkraftverk har konstruerat en generator kallad OptiSlip[®] (optimal eftersläpning) och som gör att momentpulsationer kan ”fångas upp” genom att momentkaraktistiken ändras. Generatorns varvtal kommer att variera med vindhastigheten och rotern kommer fungera som ett energilager (kinetisk energi). Principen som ligger bakom detta är att man varierar rotorresistansen och på så sätt kan momentkurvans utseende ändras.

7 Behovet av kondensatorbatteri

Ibland monteras kondensatorbatterier därför att matande nät är så svagt att den uttagna strömmen till varje pris måste hållas nere. I fallet med Knislinge har detta ingen betydelse, eftersom aggregattransformatorerna och kabelförbindelsen är dimensionerade så att man med god marginal kan köra båda aggregaten utan kondensatorbatterier. Det finns exempel på anläggningar som inte har något kondensatorbatteri installerat (t.ex. Forsmöllan i Rönne ås vattensystem) och alltså måste få reaktiv effekt inmatad utifrån. Utan kondensatorbatteri kommer strömmen från nätet att öka och därför blir förlusterna i aggregattransformatorn och kabelförbindelsen större. I de följande beräkningarna kvantifieras förlusterna för ett aggregat som antas gå med full effekt.

Ström från nätet utan kondensatorbatteri:

$$I = \frac{S_{gen}}{\sqrt{3}U} = \frac{440 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} \approx 635 \text{ A}$$

Ström från nätet med kondensatorbatteri:

$$Q_{gen} = S_{gen} \sin(\arccos(\cos \varphi)) = 440 \cdot \sin(\arccos(0.84)) \approx 239 \text{ kVAr}$$

$$Q_{tot} = Q_{gen} - Q_{kond} = 239 - 150 = 89 \text{ kVAr}$$

$$S_{tot} = \sqrt{(S_{gen} \cos \varphi)^2 + Q_{tot}^2} = \sqrt{(440 \cdot 0.84)^2 + 89^2} \approx 380 \text{ kVA}$$

$$I = \frac{S_{gen}}{\sqrt{3}U} = \frac{380 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} \approx 548 \text{ A}$$

För att beräkna storleken på de extra förluster som uppträder utan kondensatorbatteri behöver man veta vilken resistans som den "extra" strömmen passerar genom.

Resistans i aggregattransformatorn: $R_k' = 3.39 \text{ m}\Omega$ Resistans i nät+kabel: $R_{nät}'' = 0.13 \text{ }\Omega$

$$\text{Överfört till primärsidan (400 V-sidan): } R_{nät}' = R_{nät}'' \cdot \frac{U_{ned}}{U_{upp}} = 0.13 \cdot \frac{0.4}{10.5} \approx 0.19 \text{ m}\Omega$$

Total resistans sett från 400 V-sidan: $R_{tot} = 3.39 + 0.19 = 3.58 \text{ m}\Omega$

$$\text{Extra förluster: } P_f = 3R(I_1^2 - I_2^2) = 3 \cdot 3.58 \cdot 10^{-3} \cdot (635^2 - 548^2) = 1105 \text{ W}$$

Om man räknar med ett energipris på 25 öre/kWh och att kraftverket står stilla 12 timmar per dygn blir kostnaden orsakad av förlusterna ca 1200 Kr per år. Denna kostnad är inte

så stor att den ensam kan motivera faskompensering. Nu är det tyvärr inte så enkelt att man endast kan ta hänsyn till de extra förlusterna. Den reaktiva effekten som inte produceras lokalt måste nämligen produceras någon annanstans. Sydkraft tillämpar olika principer gentemot belastning (kunder) och kraftverk (producenter). För större förbrukare finns en gräns för minsta effektfaktor som inte får underskridas. Om detta sker tas en straffavgift ut. Avgiften är för närvarande 50 Kr/kVAr och år när man är ansluten till 10 kV och baseras på det största uttaget som har gjorts under året. För producenter t.ex. privata vindkraftverk är grundregeln att reaktiv effekt inte får tas ut ($\cos\phi = 1$). Om så sker blir det straffavgift på hela uttaget. När kraftverket inte är i drift (12 timmar/dygn) kommer det gå reaktiv effekt från KLE K2 till KLE T. Detta fallet studeras inte här.

Eftersom det i detta fall är ekonomiska faktorer och inte tekniska (driftmässiga) som avgör om det ska finnas något kondensatorbatteri är det lämpligt att göra en enklare ekonomisk analys av detta. Beräkningarna här följer de principer som anges i [14]. Vid denna typ av investeringar har Sydkraft ett avkastningskrav på 9 % och inflationen antas vara 2 %. Enligt Fischers samband [14] blir då realräntan 6.86 %. För investeringarna är inga exakta kostnader kända så därför görs ganska grova antaganden, men trots detta fås en vägledning om hur det förhåller sig.

Uppskattade kostnader

	Standardbatteri	Snedavstämt (189 Hz)
Inköp	20000 Kr	50000 Kr
Montage+övrigt	6000 Kr	7000 Kr

Vid nymontage tillkommer materialkostnader för ställverksutrustning m.m., sådant tas inte med här. Kostnader för underhåll tas inte heller med, men de är troligen ganska små jämfört med de andra kostnaderna (om man inte råkar ut för några haverier). Med *Pay back metoden* beräknas hur lång tid det tar innan investeringen har betalt sig. Den årliga besparingen beräknas med *Annuitetsmetoden*, med antagandet att livslängden är 20 år.

	Standardbatteri	Snedavstämt (189 Hz)
Pay back tid	3.0 år	9.0 år
Besparing/år	6272 Kr	3377 Kr

Standardbatteri är inget alternativ eftersom de havererar vid rådande förhållande, men det är intressant att ha med det som en jämförelse. Ett bra alternativ (ekonomiskt och tekniskt) kan vara att behålla det batteri som fortfarande är funktionsdugligt och om det skulle behövas ett kondensatorbatteri i KLE T så sätter man dit ett som även täcker behovet i KLE K2. Det verkar ju gå bra med ett batteri i drift och då är det onödigt att plocka ner något som redan är monterat. Ett intressant tillägg till resonemangen här med tanke på att elmarknaden sedan några år är avreglerad är att det eventuellt kommer att bli handel med reaktiv effekt på kraftbörsen. Nu ligger ansvaret för reaktiv effekt på nätägaren.

8 Sammanfattning och resultat

Egenmagnetisering orsakar förmodligen haveri på kondensatorbatterierna om förbindelsen mellan KLE K2 och KLE T av någon anledning bryts. Risken för att detta ska hända är liten, men kan inte uteslutas. Om KLE T blir spänningslös, vilket sannolikt inträffar någon gång om året, händer inget allvarligt. Funktionen hos skyddssystemen bör ses över så att man kan klara av egenmagnetisering av generatorm utan något haveri.

Den kraftiga förstärkningen av övertonerna från uppsidan till nedsidan som kan bli fallet om de har rätt frekvens är knappast något som man inser utan att göra någon beräkning eller simulering av fenomenet. Det är troligen resonans orsakad av övertoner som gör att det ena kondensatorbatteriet havererar.

Varvtalsmätningen fungerar tillfredsställande endast när varvtalet är konstant. Detta har man inte varit medveten om tidigare trots att denna varvtalssignal används till att styra inkopplingen av generatorm. Om momentpåkänningen som uppstår vid inkoppling har betydelse för livslängden på växellådan bör man undersöka om det går att mäta varvtalet på något exaktare sätt eller om man kan ställa in den befintliga utrustningen så att tillkoppling sker nära synkront varvtal.

Behovet av kondensatorbatteri avgörs av ekonomiska faktorer. Om man ser till den ekonomiska helheten (inklusive straffavgiften) så är det troligen riktigt att faskompensera i Knislinge istället för att ta ut reaktiv effekt från det överliggande nätet.

9 Förslag till fortsatt arbete

Om man monterar ett nytt kondensatorbatteri bör man absolut göra mätningar i samband med drifttagningen och kanske dessutom mäta driftströmmar och driftspänningar under några dagar därefter. Det vore bra att mäta övertonsinnehållet i spänningen på 10 kV-skenan i Knislinge transformatorstation under en längre tid (t.ex. en vecka) för att få en uppfattning om hur stor den 7:e övertonen kan bli.

Det skulle vara intressant att prova egenmagnetiseringsfenomenet i en riktig anläggning genom att koppla bort yttre nät vid fullt turbinpådrag. Resultaten härifrån skulle vara användbara i andra sammanhang också t.ex. för att bedöma vilka skydd som behövs hos ett vindkraftverk i ett svagt landsbygdsnät så att kunder (abonnenter) skyddas mot farliga överspänningar.

För att få en riktigt bra simuleringsmodell borde modellen ta hänsyn till turbinens dynamik vid svängningar i varvtalet. Nu representeras turbinmodellen endast av ett konstant vridmoment. För att kunna vara säker på att simuleringen av egenmagnetiseringsfenomenet ger ett korrekt resultat behövs en modell för asynkronmaskinen som tar hänsyn till magnetisk mättning. Det finns inget färdigt block som klarar detta, men det går att bygga egna block och då får man dessutom ett block vars funktion man har fullständig kontroll och inblick i.

Det vore intressant att göra om mätningarna och simuleringarna för någon liknande anläggning eller kanske för ett vindkraftverk och se om resultaten blir likvärdiga. En ganska enkel åtgärd är att kontakta en tillverkare av vindkraftverk, t.ex. Danska Vestas och diskutera de problem som tas upp i denna rapport för att få reda på om de har råkat ut för dem och hur de i så fall har löst dem.

Referenslista

- [1] Staffan Hansson, "Teknikhistoria", andra upplagan Studentlitteratur, 1996.
- [2] "User's Guide Power System Blockset", Mathworks Inc, 1998.
- [3] Gustaf Olsson och Mats Alaküla, "Elmaskinsystem", IEA / LTH, 1997.
- [4] Tobias Svensson, "Dynamisk modellering av ett industriellt elkraftsystem", examensarbete vid IEA / LTH, 1998.
- [5] H. Hafner, "Der durch Kondensatoren Selbsterregte Drehstrom-Asynchrongenerator", Schweizerischer Elektrotechnischer Verein, 1935.
- [6] Le Tang & Robert Zavadil, "Shunt Capacitor Failures due to Windfarm Induction Generator Self-Excitation Phenomenon", IEEE Transactions on Energy Conversions, vol.8, No 3, September 1993.
- [7] P. K. Kovács, "Transient Phenomena in Electrical Machines", Elsevier Science Publishers B.V., 1984.
- [8] James Koughan, "The Collapse of the Tacoma Narrows Bridge", Department of Mechanical Engineering, The University of Texas Austin, August 1 1996.
- [9] Longland, Hunt, Brecknell, "Power Capacitor Handbook", Butterworth & Co (Publishers) Ltd, 1984.
- [10] "Power Factor Correction", Nokia Capacitors, 1991.
- [11] "Reaktiv effekt och faskompensering", SEF:s kommitte' för reaktiv effekt, VAST:s faskompenseringskommite', 1974.
- [12] Olof Samuelsson, "Power System Damping", IEA/LTH, 1997.
- [13] Anders Carlsson, "Simulering av asynkronmotor", IEA / LTH.
- [14] Jan Olsson, Per Hugo Skärvad, "Företagsekonomi 99", Liber Ekonomi upplaga 8:3, 1997.
- [15] Stig Lindqvist, "Elkraftsystem (Arbetsbok)", IEA/LTH, 1995.

Appendix A1 – Beräkning av simuleringsmodellens parametrar

Många av de elektriska parametrarna fick bestämmas genom beräkningar vilka till stor del följer tillvägagångssättet i [3]. Där finns även figurer med de ekvivalenta scheman som används för transformator T14 och generator G4. I det följande avsnittet kommer en del storheter att uttryckas i *per-unit* (pu). En kort förklaring till per-unit-räkning finns i appendix B. De storheter som behövs i simuleringsmodellen är i fet text.

Beräkning av nätparametrar:

$S_k = 120 \text{ MVA}$, $\varphi_k = 86^\circ$ (kortslutningseffekt på 10 kV skenan i KLE K2)

$$Z_k = \frac{U^2}{S_k} = \frac{10500^2}{120 \cdot 10^6} \cup 0.91875 \Omega \quad X_k = Z_k \cdot \sin \varphi \cup 0.916 \text{ } \dot{\Omega} \quad L \cup 2.92 \text{ mH}$$

$$R_k = Z_k \cdot \cos \varphi \cup 0.064 \text{ } \dot{\Omega}$$

Här kan man försumma resistansen och sätta $X=Z$, $R=0$.

Kabelförbindelse KLE T – KLE K2:

150 m 3x70 AXKJ: $r = 0.443 \Omega/\text{km}$, $l = 0.32 \text{ mH}/\text{km} \Rightarrow R = 0.066 \Omega$, $L = 48 \mu\text{H}$
(enligt schema)

Transformator T14, 10.5/0.4 kV, 500 kVA:

Givna uppgifter: tomgångsström = 0.0091 pu, tomgångseffekt = 0.9 kW

märkström = 27.5/722 A, belastningsförluster = 5.3 kW (märkdrift)

kortslutningsimpedans = 0.0508 pu

$$I_{tom} = 0.0091 \cdot 722 \cup 6.57 \text{ A} \quad S_{tom} = 400 \cdot 6.57 \cdot \sqrt{3} \cup 4552 \text{ kVA}$$

$$Q_{tom} = \sqrt{S_{tom}^2 - P_{tom}^2} \cup 4462 \text{ VAR} \quad Z_{bas} = \frac{U^2}{S_n} = \frac{400^2}{500 \cdot 10^3} \cup 0.32 \dot{\Omega}$$

$$R_m = \frac{U^2}{P_{tom}} = \frac{400^2}{900} \cup 178 \dot{\Omega} \Rightarrow r_m = \frac{178}{0.32} \cup \mathbf{556 \text{ pu}}$$

$$X_m = \frac{U^2}{Q_{tom}} = \frac{400^2}{4462} \cup 35.8 \dot{\Omega} \Rightarrow x_m = \frac{35.8}{0.32} \cup \mathbf{112 \text{ pu}}$$

$$R_k' = \frac{P_{bel}}{3I_n'^2} = \frac{5300}{3 \cdot 722^2} \cup 3.39 \text{ m}\dot{\text{U}} \quad Z_k' = Z_{bas}' z_k = 0.32 \cdot 0.0508 \cup 16.3 \text{ m}\dot{\text{U}}$$

$$X_k' = \sqrt{Z_k'^2 - R_k'^2} = \sqrt{16.2^2 - 3.39^2} \cup 15.9 \text{ m}\dot{\text{U}}$$

$$r_k = \frac{3.39}{320} \cup 0.0106 \text{ pu} \quad \Rightarrow \quad r_{k1} = r_{k2} = \frac{r_k}{2} = \mathbf{0.0053 \text{ pu}}$$

$$x_k = \frac{15.9}{320} \cup 0.0497 \text{ pu} \quad \Rightarrow \quad x_{k1} = x_{k2} = \frac{x_k}{2} = \mathbf{0.02485 \text{ pu}}$$

Här har det antagits att impedansen fördelar sig jämnt mellan primärsidan och sekundärsidan (i pu) som man brukar göra när man inte vet hur förhållandet är.

Generator G4, 400 V 440 kVA:

Givna uppgifter (märkplåt): Effekt = 370 kW (mekanisk) Märkvarvtal = 760 varv/min

Märkström = 636 A effektfaktor = 0.84

Uppgifter från tillverkaren (ABB):

Statorresistans = **8.1 mΩ** Tomgångsförluster = 5535 W Järnförluster = 3494 W

Friktionsförluster = 1533 W Tomgångsström = 204 A $\cos\phi_k = 0.193$ (fastlåst rotor)

$$R_m = \frac{U^2}{P_{Fe}} = \frac{400^2}{3491} \cup \mathbf{45.8 \dot{\text{U}}} \quad L_m \cup \frac{U/\sqrt{3}}{\omega I_0} = \frac{400/\sqrt{3}}{2\pi 50 \cdot 204} \cup \mathbf{3.6 \text{ mH}}$$

I detta fall var järnförlusterna givna. I annat fall får man räkna ut dem med hjälp av övriga data för den tomgående maskinen. Eftersom R_{Fe} är så stort behöver man inte ta hänsyn till den när man räknar ut L_m . På samma sätt försummas statorresistansen och statorinduktansen vid tomgång. För att beräkna rotorresistansen krävs det lite "baklängesräkning". I de följande beräkningarna är inspanningen referens, vilket man brukar ha när man räknar på parallellkretsar.

$$\cos\phi = 0.84 \quad \Rightarrow \quad \sin\phi = 0.54 \quad \Rightarrow \quad I_n = 534 - j343 \text{ A}, \quad I_m = -j204 \text{ A}$$

$$I_r = I_n - I_m = 534 - j343 + j204 = 534 - j139 \text{ A} \quad \Rightarrow \quad |I_r| \cup 552 \text{ A}$$

$$R_r = \frac{P_{mek}}{3 \frac{1-s}{s} I_r^2} = \frac{370 \cdot 10^3}{3 \cdot 76.2 \cdot 552^2} \cup \mathbf{5.3 \text{ m}\dot{\text{U}}}$$

Nu kan vi beräkna X_k . Eftersom vi inte vet något om fördelningen mellan rotor och stator antar vi att rotorn och statorn har samma läckinduktans.

$$\cos\varphi_k = 0.193 \Rightarrow \tan\varphi_k = 5.06 \quad X_{k_{tot}} = \tan\varphi_k(R_s + R_r) \approx 67.8 \text{ m}\Omega \quad \Rightarrow$$

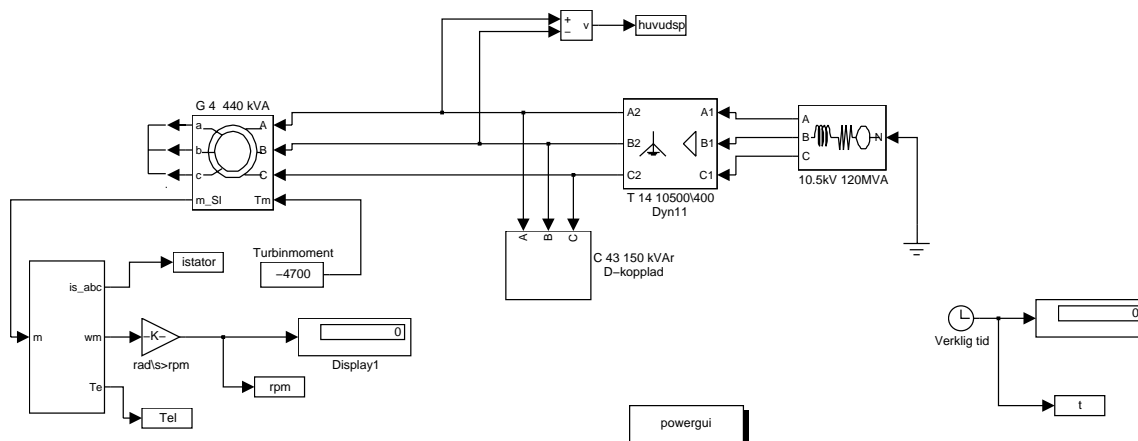
$$\Rightarrow L_{s\lambda} + L_{r\lambda} \approx 216 \text{ }\mu\text{H} \quad \Rightarrow L_{s\lambda} = L_{r\lambda} \approx \mathbf{108 \text{ }\mu\text{H}}$$

Generatorns tröghetsmoment är angivet av tillverkaren till 30.9 kgm^2 , men turbinens och växellådans tröghetsmoment är okända och fick alltså "gissas". Det är det sammanlagda tröghetsmomentet som anges som generatorns tröghetsmoment. Turbinens tröghetsmoment är säkert mycket större än generatorns, men man måste tänka på att växellådan reducerar det kraftigt (i detta fall till ca 10%) när man överför det till generatorsidan. Vid de första simuleringarna sattes det totala tröghetsmomentet till 100 kgm^2 och det visade sig vara en ganska bra gissning.

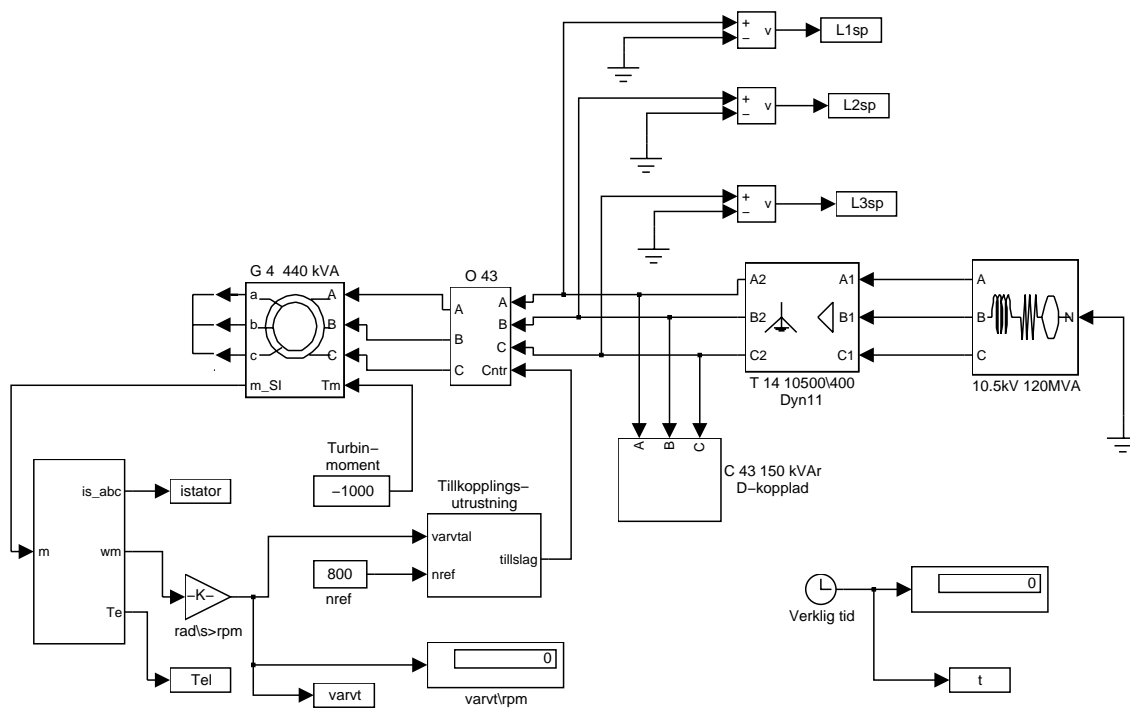
Friktionen anges som en friktionsfaktor i generatormodellen. Friktionsförlusterna (friktion och kylfläkt) för generatormodellen är 1533 W vid märkvarvtal.

$$T_{frik} = \frac{P_{frik}}{\omega} = \frac{1533}{2\pi \cdot 760 / 60} \cup 19.5 \text{ Nm} \quad F = \frac{T_{frik}}{\omega} = \frac{19.5}{2\pi \cdot 760 / 60} \cup 0.249 \text{ Nms}$$

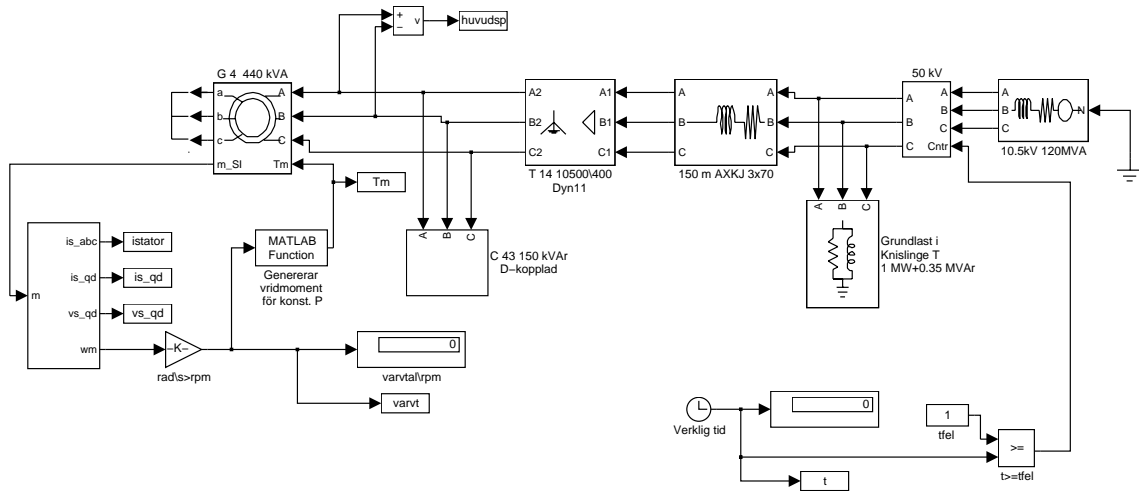
Appendix A2 – Simuleringsmodeller i Power System Blockset



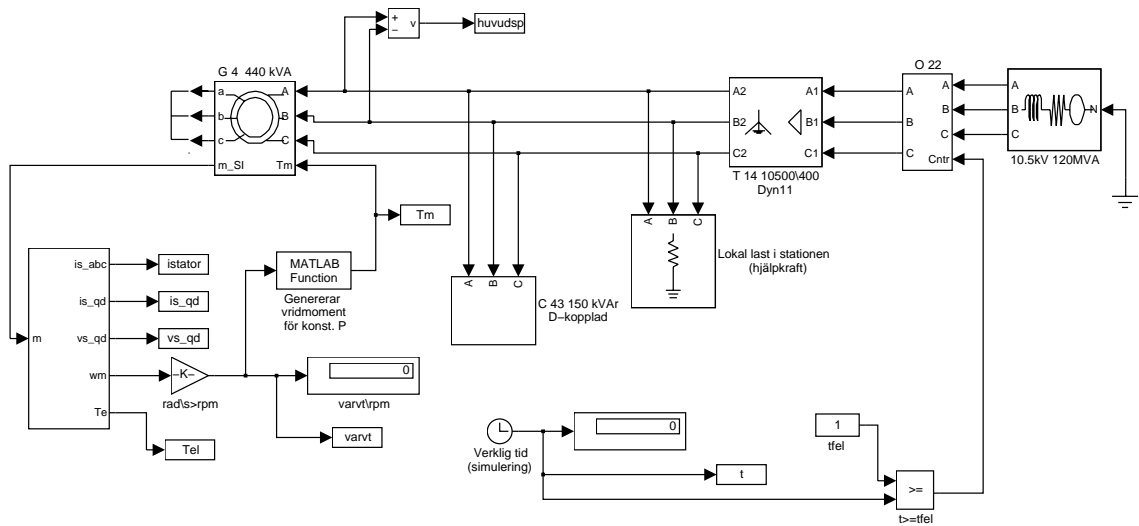
Figur A1 Modell för simulering av stationär drift.



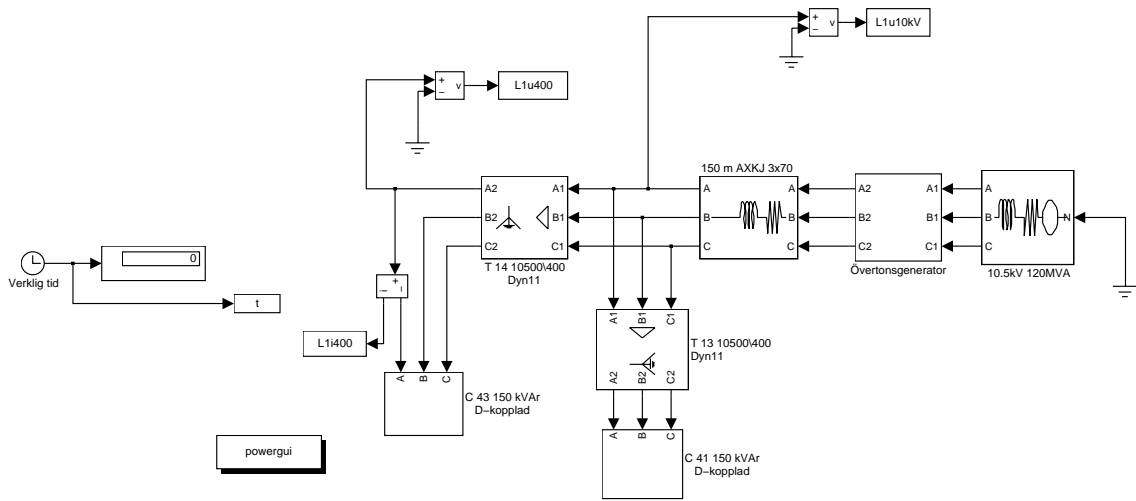
Figur A2 Modell för simulering av tillkoppling.



Figur A3 Modell för simulering av bortfall av matande nät till KLE T.



Figur A4 Modell för simulering av bortfall av matande nät till KLE K2 (O22 slås från).



Figur A5 Modell för simulering av nätresonans med två aggregat.

Appendix B – Räkning med storheter i per unit

Här ges en kort förklaring till hur man räknar med storheter i per-unit-system (pu). Materialet har hämtats från [15].

En fysikalisk storhets pu-värde definieras av relationen:

$$a = \frac{A}{A_{bas}}$$

- a är storhetens pu-värde (dimensionslös)
- A är storhetens mätal (med dimension)
- A_{bas} är storhetens basvärde (med dimension)

När effektivvärdesskala används ska man använda A_{bas} effektivvärde. Om man räknar med ögonblicksvärden ska man använda A_{bas} ögonblicksvärde.

Basvärdet väljs ofta enligt följande regler:

$$U_{bas} = U_n$$

$$I_{bas} = I_n$$

I ett trefassystem blir basimpedansen:

$$Z_{bas} = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n} = \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{U_{bas}}{\sqrt{3}I_{bas}}$$

Appendix C – M-filer

M-fil för att beräkna aktiv och reaktiv effekt

```
% Macro to process raw data from field test.

clear all; close all;

fs=2000; % sampling frequency in Hz

f0=50; % Nominal frequency

h=1/fs;

N=fs/50; % samples per 50 Hz cycle

load aa1; % workspace to use

% contains the variables i1 i2 i3 u1 u2 u3

t=h*[0:length(i1)-1]';

%=====

% transform to alpha,beta,zero components, i.e., Clark components

M=sqrt(2/3)*[1 -0.5 -0.5; 0 sqrt(3)/2 -sqrt(3)/2; 1/sqrt(6) 1/sqrt(6) 1/sqrt(6)];

% ----

u_alpha=[u1 u2 u3]*(M(1,:));

u_beta=[u1 u2 u3]*(M(2,:));

U=u_alpha+j*u_beta;

% ---

i_alpha=[i1 i2 i3]*(M(1,:));

i_beta=[i1 i2 i3]*(M(2,:));

I=i_alpha+j*i_beta;

%-----

S=U.*(I'); P=real(S); Q=imag(S); effektfakt=P./abs(S);
```

```

%-----
figure
subplot(3,1,1)
    plot(t,0.001*P)
    title('Aktiv effekt (kW)')
    axis([0 0.4 0 300])
    grid
subplot(3,1,2)
    plot(t,0.001*Q)
    title('Reaktiv effekt (kVAr)')
    axis([0 0.4 -250 0])
    grid
subplot(3,1,3)
    plot(t,effektfakt)
    xlabel('Tid (s)'); title('Effektfaktor')
    axis([0 0.4 0 1])
    grid

```

M-fil för att göra frekvensanalys

```

% Macro to process raw data from field test.
clear all; close all;
fs=2000; % sampling frequency in Hz
f0=50; % Nominal frequency
h=1/fs;
N=fs/50; % samples per 50 Hz cycle
load klec43          % Workspace to use

```

```

load g4fran ic

% contains the variables that are needed

t1=h*[0:length(i1)-1]';
t2=h*[0:length(ic)-1]';

%=====

% Spectrum for capacitorcurrent, generator connected.
% Spectrum for capacitorcurrent, generator disconnected.
%
%
%
NFFT=1024;
[Pxx_i1,FF1] = psd(i1,NFFT,fs,hanning(NFFT),0,0.95,'mean');
[Pxx_ic,FF2] = psd(ic,NFFT,fs,hanning(NFFT),0,0.95,'mean');
% estimates the Power Spectrum Density of
% signal vector X using Welch's averaged periodogram method.
%
subplot(2,1,1)
semilogx(FF1,10*log10((1/max(Pxx_i1))*Pxx_i1));
title(['Spektrum för kondensatorströmmen']);
ylabel('Amplitud (dB)'); grid;
axis([10 1000 -100 0] )
%
subplot(2,1,2)
semilogx(FF2,10*log10((1/max(Pxx_ic))*Pxx_ic));
xlabel('f (Hz)');
ylabel('Amplitud (dB)'); grid;

```



```
axis([10 1000 -100 0] )
```

M-fil för att skatta statorspänningens frekvens

```
% Skattar statorspänningsfrekvensen och plottar den samt den filtrerade
```

```
% varvtalssignalen, båda uttryckta i pu.
```

```
close all; clear all;
```

```
load g4trip; % ange workspace
```

```
fs=2000; h=1/fs; t=h*[0:length(ugen)-1];
```

```
%
```

```
B = fir1(30,150/(fs/2)); A=[1 zeros(1,length(B)-1)];
```

```
B2 = fir1(80,45/(fs/2)); A2=[1 zeros(1,length(B2)-1)];
```

```
%
```

```
Ug=(1/sqrt(2))*hilbert(filtfilt(B,A,ugen));
```

```
%
```

```
%frekvensberäkning
```

```
dfas=Ug.*([0;Ug(1:length(Ug)-1)]'.');
```

```
%frekvens i Hz
```

```
f=(fs/(2*pi))*filtfilt(B2,A2,atan2(imag(dfas),real(dfas)));
```

```
%
```

```
subplot(2,1,1); plot(t,(1/50)*f);
```

```
axis([0 5 1 1.6])
```

```
title('statorspänningsfrekvens och varvtalssignal (pu)')
```

```
grid
```

```
subplot(2,1,2); plot(t,(1/750)*varvfilt);
```

```
axis([0 5 1 1.6])
```

```
%title('filtrerad varvtalssignal (p.u.)')
```

```

grid
xlabel('Tid (s)')
M-fil för beräkning av asynkronmaskinens momentkurva

%Beräknar och ritar momentkurvan som
%funktion av eftersläpning och varvtal
%
Rr = 5.3e-3;  Rs = 8.1e-3;  Lr = 108e-6;  Ls = Lr;          %Maskinparametrar
Lm = 3.6e-3;  p = 8;
%
w1 = 2*pi*50;          %nätets vinkelhastighet
ws = 2*w1/p;          %synkron vinkelhastighet (mekanisk)
%
Zs = Rs+j*w1*Ls;  Zm = j*w1*Lm;  Zr = j*w1*Lr;
Zrm = Zr+Zm;Ls = Lm+Ls;  Lr = Lm+Lr;          %Hjälpvariabler
%
s = -0.3:0.01:0.3;          %Eftersläpning
n=750*(1-s);          %Varvtal
us =400/sqrt(3);          %Nätets fasspänning
%
T = 3*Rr./ws*s.*(abs(Zm*us./(Zs*(Rr+s*Zrm)+Zm*(Rr+s*Zr))))).^2;
%Vridmoment som funktion av eftersläpning
%
subplot(2,1,1)
plot(s,T);
grid

```

```
title('Momentkurva för generatorn (Nm)')
xlabel('eftersläpning (°)')
subplot(2,1,2)
plot(n,T);
grid
xlabel('varvtal (varv/min)')
```