



KTH Electrical Engineering



Modell och analysverktyg för beräkning av frekvensförlopp

av

Sevag Assdourian

Examensarbete för Civilingenjörsexamen (MSc) i Elektroteknik
X-ETS/EES-0520

Institutionen för Elektrotekniska system
Elektriska energisystem
Stockholm, Sverige, 2005

FÖRORD

Jag skulle vilja tacka Svenska Kraftnät och Kenneth Walve för möjligheten att genomföra examensarbetet hos dem. Jag vill speciellt tacka Kenneth Walve för hans stöd och engagemang under hela examensarbetet.

Vidare vill jag tacka Christer Bäck, Karl-Olof Jonsson, Anders Edström, Anders Danell och övrig personal på Svenska Kraftnät.

Slutligen vill jag tacka mina handledare Elin Lindgren och Valery Knyazkin, vid Institutionen för Elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, för deras vägledning under examensarbetets gång.

Stockholm, juni 2005
Sevag Assdourian

SUMMARY

The power system modelled in this thesis work has been developed for simulation when e.g. the production in some part of the power system is changed. The power system has been modelled according to the swing mass of the system, the frequency dependency of the load and the turbine governor. The model determines the system frequency, the period of regulation and the power exchange between the different subsystems in the Nordic synchronized system.

In this model the system frequency is assumed to be the same in all different parts of the power system and the voltage conditions in the power system are neglected. For that reason power swings does not occur between different subsystems in the power system, which usually occur as a result of the swinging connection between the transmissions line. The loads in this power system are modelled to be voltage independent.

The power system has been implemented in Matlab Simulink. The model has been implemented according to different transfer block functions, such as transfer functions, amplifiers and limiters. Two different power systems have been developed in this model, a 3-district model and a 10-district model. The 10-districts model is the subdivision of the Nordic synchronized system in 10 districts. The number of districts defines the number of hydropower or steam power block functions with swing masses in the model, i.e. there are three hydropower block functions with swing masses in the 3-district model. In both power systems the loads are modelled to be frequency dependent and controlled according to the turbine governor in the system. The hydropower block functions in the power system can easily be changed to i.e. windpower block functions.

The power system modelled in this thesis work was compared to a more accurate simulation, (real time simulation) which is for ARISTO-simulation. Comparison between the result of this model and simulations in the real time simulator are made to study i.g. the change of frequency when the system production is increased.

Two different user interfaces have been implemented in this thesis work. The first user interface has been implemented to carry out the change of the control parameters and system parameters during the simulations. The second user interface has been implemented to analyze the result of the simulation at the end of the simulation. For the whole system or only for a part of the power system the user can analyze the frequency of the system, the turbine power, the generated power from the machines, the power at the loads and the power imbalance.

SAMMANFATTNING

I detta arbete har det utvecklats ett analysverktyg och en modell över det nordiska synkronsystemet för simulering av frekvensreglering vid t.ex. produktionsfrånslag. Modellen tar hänsyn till systemets svängmassa, belastningens frekvensberoende samt turbinregleringen. I modellen beräknas frekvens, reglerförlopp och utbyteseffekter mellan delsystemen i nordiska synkronsystemet. Det som kan analyseras är frekvensen, reglerstyrkor, turbineffekter, lasteffekter, generatoreffekter och effektobalanser, per område eller totalt för hela systemet.

Spänningsförhållanden i nätet ignoreras i modellen, därför uppstår inte effektpendlingar mellan delnät. Laständringar på grund av variation i spänningar kan ej heller representeras direkt. Modellen räknar med enhetlig systemfrekvens i hela nätet.

Två olika modeller har det utvecklats, en förenklad treområdesmodell och en tioområdesmodell representerad av tre vattenkraftblock respektive nio vattenkraftblock och ett värmekraftblock med svängmassa. Tioområdesmodellen är en modell av det nordiska synkronsystemet. I båda modellerna är last, frekvensberoende samt turbinregleringen modellerad. Modellen byggs upp i programmet Matlab Simulink. Möjlighet finns att anta godtyckliga överföringsfunktioner för att även kunna inkludera bland annat vindkraftverk.

För att utvärdera modellen jämförs resultaten mot en noggrannare simuleringsmodell för ARISTO-simulatoren. Jämförelse av modellen görs med några verkliga fall, för att studera bland annat frekvensförloppet vid lasteffektökning.

Två användargränssnitt har utvecklats till modellen. Användargränssnitten utgör viktigt verktyg för att dels kunna genomföra förändringar av regler- och systemparametrar under simuleringens gång och dels för att analysera resultat efter avslutad simulering.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	INLEDNING	7
1.1	BAKGRUND	7
1.2	SYFTE	7
1.3	AVGRÄNSNING	8
2	TEORI	9
2.1	SVENSKA KRAFTNÄT	9
2.2	NORDISKA STAMNÄTET	9
2.2.1	<i>Uppdelning av nordiska synkronsystemet</i>	10
2.3	PROGRAMVARA	12
2.3.1	<i>ARISTO</i>	12
2.3.2	<i>MATLAB</i>	14
2.4	FREKVENSSSTABILITET	14
2.5	FREKVENNSREGLERING	14
2.5.1	<i>Bidragande faktorer till effektobalans</i>	15
2.6	REGLERSTYRKA	16
2.7	ÖVERFÖRINGSFÖRLUSTER	17
2.8	FÖRDELNINGSMATRIS	17
3	MODELL OCH ANALYSVERKTYG	20
3.1	PRAKTISK MODELLERING AV SYNKRONSYSTEMET OCH BESKRIVNING AV ANALYSVERKTYGET	20
3.1.1	<i>Modellens olika delar</i>	21
3.1.2	<i>Turbinregulatorn</i>	25
3.1.3	<i>Lasten och lastens frekvensberoende</i>	26
3.1.4	<i>Totala svängmassan</i>	27
3.1.5	<i>Utjämningsnoden</i>	30
3.1.6	<i>Generatoreffekten</i>	31
3.1.7	<i>Elektriska effektobalansen</i>	33
3.1.8	<i>Fördelningsmatrisen för Treområdesmodellen</i>	33
3.1.8.1	<i>Fördelningsmatrisen via känslighetsanalys</i>	35
3.1.9	<i>Överföringsförluster</i>	39
3.1.10	<i>Systemdata för Tioområdesmodellen</i>	40
3.2	ANVÄNDARGRÄNSSNITT	41
3.2.1	<i>Användargränssnitt för styrning</i>	41
3.2.2	<i>Användargränssnitt för analys</i>	43
4	UTVÄRDERING AV MODELLEN	45
4.1	UTVÄRDERING AV TREOMRÅDESMODELLEN	45
4.1.1	<i>Frekvensen och turbin- och generatoreffekt vid lasteffektökning</i>	46
4.1.2	<i>Inverkan av lastens frekvensberoende på frekvensen</i>	50
4.1.3	<i>Jämförande studier av modellen mot ARISTO</i>	50
4.1.3.1	<i>Frekvensen</i>	50
4.1.3.2	<i>Turbin- och generatoreffekt</i>	51
4.1.3.3	<i>Lasteffekten</i>	52
4.1.3.4	<i>Troliga förklaringar till skillnader i resultat</i>	53
5	SLUTSATSER OCH FÖRSLAG PÅ FÖRBÄTTRIGNAR	54

6	REFERENSER.....	56
BILAGA 1:	TREOMRÅDESMODELLEN I ARISTO.....	57
BILAGA 2:	SYSTEMDATA FÖR TREOMRÅDESMODELLEN	59
BILAGA 3:	SYSTEMDATA FÖR TIOOMRÅDESMODELLEN	60
BILAGA 4:	TURBIN- OCH GENERATOREFFEKT FÖR ARISTO- OCH MATLABMODELLEN.....	62
BILAGA 5:	MANUAL FÖR ANVÄNDARGRÄNSSNITT SOM STYR REGLERMODELL ÖVER SYNKRONSYSTEMET.....	64

1 INLEDNING

1.1 *Bakgrund*

Elkonsumtionen i världen ökar och elkraftsystemen blir allt större. För att minska effektreserverna utan att försämra tillförlitligheten kopplas mindre kraftsystem samman till större system. De stora systemen blir mer komplexa med många generatorer och ledningar. Detta medför att elkraftsystemen opereras med allt mindre stabilitetsmarginal vilket kräver noga övervakning och styrning. I Sverige är det Affärsverket Svenska Kraftnät (SvK) som sköter övervakningen och reglerar produktionen av el. SvK är systemansvarig myndighet enligt ellagen. I den svenska ellagen sägs följande om systemansvaret: "Den myndighet som regeringen utser skall ha systemansvaret för el. Med systemansvar för el avses det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el." [1]

För att kontrollera effektbalansen i ett kraftsystem används frekvensen. Om frekvensen i kraftsystemet är konstant, innebär det att det produceras lika stor elektrisk effekt som lasterna förbrukar, inklusive överföringsförluster. Om en sådan balans inte råder leder det till frekvensändring. Den nominella frekvensen i det nordiska elsystemet är 50 Hz.

När det i ett kraftsystem uppstår belastningsökning och om detta inte kompenseras av en motsvarande ökning av turbineffekten hos de inkopplade generatorerna, leder det till minskad frekvens i systemet. Frekvensminskningar uppstår också då man förlorar produktion, t.ex. som en följd av fel i systemet som medför att skydd kopplar bort den felbehäftade utrustningen. Om frekvensen understiger vissa förutbestämda gränser kan det leda till systemkollaps eftersom många utrustningar i kraftverken, t.ex. hjälpkraftsystem, inte tolererar för låga frekvenser. En belastningsminskning i systemet som inte kompenseras av en minskning i turbineffekt leder på samma sätt till en frekvensökning. [2]

1.2 *Syfte*

Syftet med detta arbete är att utveckla en principmodell av nordiska synkronsystemet och att ta fram analysverktyg för att bland annat kunna studera frekvensförlopp och effektregering i kraftsystem vid t.ex. produktionsfrånslag och lastkopplingar. Analysverktyget skall vara avsett för principiellt studium vid variation av regler- och systemparametrar under simuleringens gång. Resultatet av analyserna skall kunna ge information bland annat om frekvensen, elektriska effekten, generatoreffekten och reglerstyrkor.

1.3 Avgränsning

I detta arbete har det gjorts två olika sorters avgränsningar. Det första är en geografisk avgränsning, där modelleringen av elkraftsystemet har begränsats till det nordiska synkronsystemet. Det andra avgränsningen som har gjort är att modellen endast är gjord för nät där spänningsförhållandena inte är av intresse, utan kan antas vara nominella.

2 TEORI

2.1 Svenska Kraftnät

Svenska Kraftnät (SvK), är ett statligt affärsverk som startade sin verksamhet i januari 1992. Företaget sköter stamnätet för elkraft och har systemansvaret för den svenska elförsörjningen. Detta ansvar innebär att ansvara för att elsystemet kortsiktigt är i balans och att dess anläggningar samverkar driftsäkert. Stamnätet omfattar totalt 15 000 kilometer 220 kV och 400kV kraftledningar med bland annat stationer, förbindelser med utlandet och kontrollsystem.

SvKs huvuduppgifter är att förvalta och driva stamnätet inklusive utlandsförbindelserna samt att vara systemansvarig myndighet enligt ellagen. Systemansvaret innebär att ansvara för den löpande momentana elbalansen och att ansvara för det svenska elsystemets övergripande driftsäkerhet. Med momentana elbalansen menas att det är balans mellan tillförd och uttaget el i det svenska elsystemet. Vidare är SvK elberedskapsmyndighet enligt eleberedskapslagen. Elberedskapen innebär planering, ledning och samordning av elförsörjningsresurser för att tillgodose samhällets behov av el i kriser och krig. SvK har också myndighetsuppgifter rörande dammsäkerhet och el-certifikat. SvK har ansvaret för att utfärda el-certifikat för el som producerats av förnybara energikällor. [3]

2.2 Nordiska stamnätet

Det nordiska stamnätet omfattar idag de nationella elkraftsystemen i Danmark, Sverige, Norge och Finland samt ett flertal förbindelser länderna emellan som binder samman näten till ett sammanhängande system, se figur 2:2. Detta system utgör ett enhetligt område med gemensam frekvens, med undantag av västra Danmark, som är sammankopplat med nätet som ligger inom den kontinentala samarbetsorganisationen UCTE's område.

Delsystemen i Finland, Norge, Sverige och östra Danmark är synkront sammankopplade och bildar det så kallade nordiska synkronsystemet. Delsystemet i Västdanmark är kopplat till Norge och Sverige med likströmsförbindelser. Nordiska synkronsystemet och delsystemet i västra Danmark utgör tillsammans det sammankopplade nordiska elkraftsystemet.

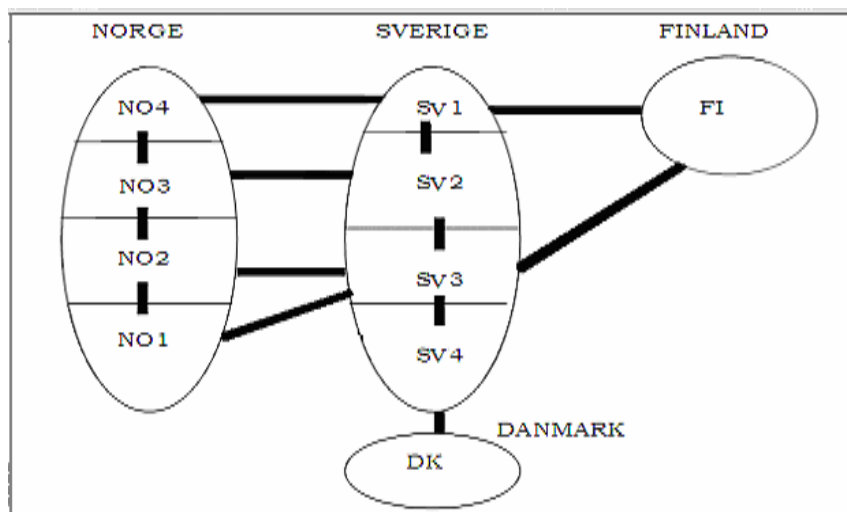
Sammankopplingen av de enskilda delsystemen till ett större gemensamt system för med sig vissa positiva egenskaper som exempelvis ökad säkerhet och lägre omkostnader. Det medför även en högre leveranskapacitet för det samlade systemet om man jämför med summan av vad varje delsystem kan leverera var för sig. Genom att bygga ut överföringskapaciteten mellan delsystemen fås att det samlade nordiska elkraftsystemet i allt större omfattning fungerar som en enhet.

Andra fördelar som det gemensamma systemet medför är minskat behov av reserver och större möjlighet att erhålla hjälp vid allvarliga störningar eller vid andra extrema situationer som t.ex. exceptionella torrår eller bränslebrist.

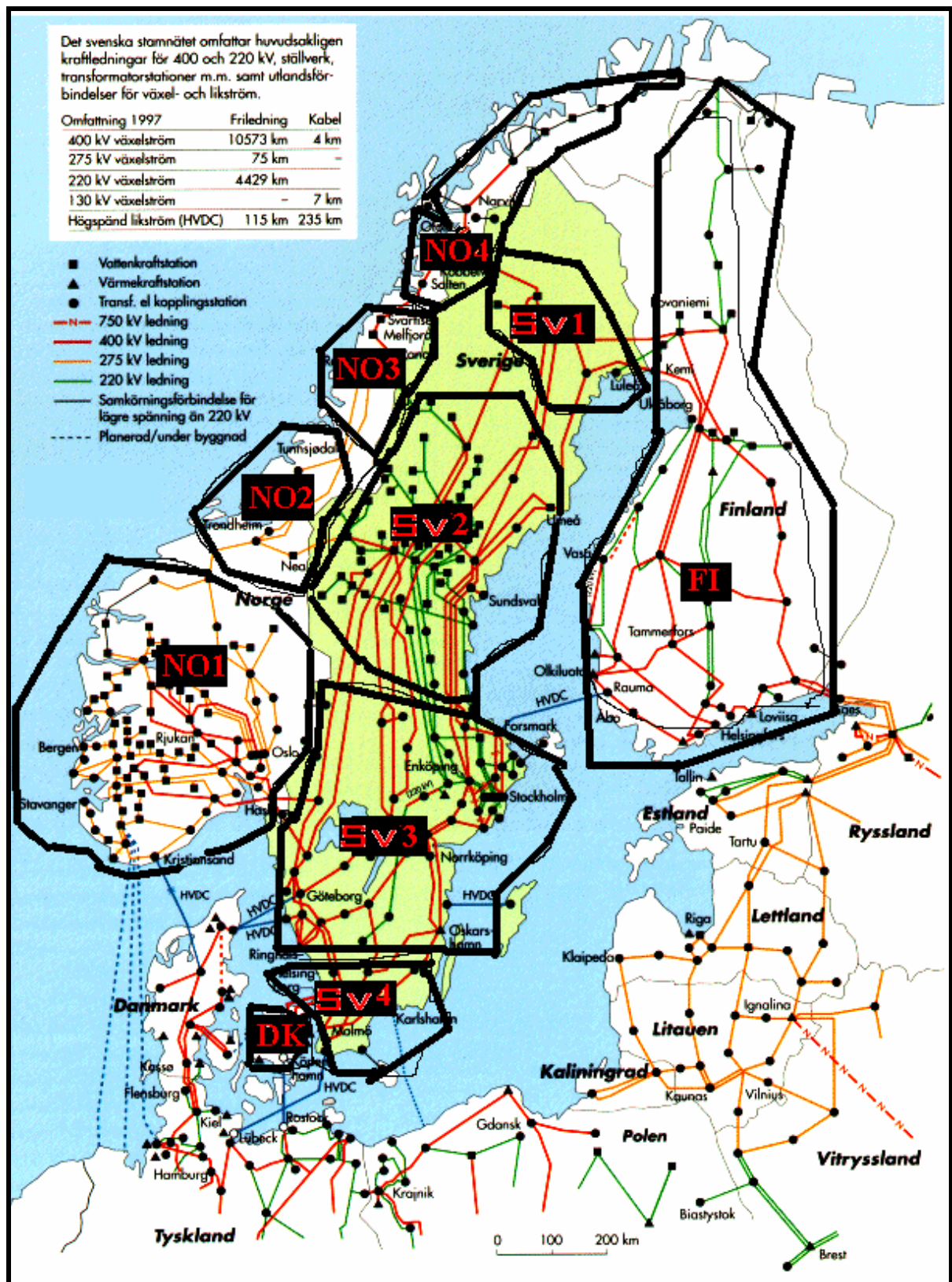
I de enskilda nordiska länderna finns det olika produktionssystem. I Danmark används konventionell värmekraft och trenden går mot en ökande andel av vindkraft. I Norge används vattenkraftproduktion, medan det i Finland och i Sverige är det en blandning av olika system där vattenkraft och kärnkraft dominerar. [4]

2.2.1 Uppdelning av nordiska synkronsystemet

Vid uppdelning av nordiska synkronsystemet i tio områden, se figur 2:2, har i detta arbete tagits hänsyn till de geografiska och elektriska egenskaperna i form av flaskhalsar. Med den geografiska uppdelningen menas här att varje land i det nordiska synkronsystemet delas in i minst ett område, eftersom varje land ansvarar för effektbalansen inom det egna landet. Den andra faktorn som har tagits hänsyn till är överföringskapaciteten mellan de olika områdena, dels inom ett land, dels mellan länder. Nordiska synkronsystemet uppdelat i tio områden kommer härnäst att hänvisas till som Tioområdesmodellen. I figur 2:1 visas hur områdena i Tioområdesmodellen är ihopkopplade. Ledningarna mellan Sv3 och FI är likströmskabel och resterande ledningar utgörs av växelströmskablar. Både likströms- och växelströmskablar tas hänsyn till vid framtagande av fördelningsmatrisen.



Figur 2:1 Tioområdesmodellen.



Figur 2:2 Nordiska synkronsystemet indelat i tio områden, Tiområdesmodellen.

2.3 Programvara

2.3.1 ARISTO

ARISTO startade som ett forskningsprojekt på Kungliga Tekniska Högskolan tillsammans med Vattenfall. Första prototypen där transient stabilitet kunde simuleras i realtidshastighet tillkom 1990. Ett nytt projekt för vidareutveckling av ARISTO startade och detta projekt fullbordades av SvK 1993. ARISTO används sedan 1996 i operatörsutbildning vid SvK. [5]

ARISTO är en realtidsimulator som kan användas både som ett analysverktyg och för operatörsträning. Det simulerade kraftsystemet kan utsättas för allvarliga fel som genom beräkningar i simulatören resulterar i påföljande bortkopplingar av ledningar, spontan uppdelning av nätet i mindre delsystem och systemkollaps. Detta händelseförlopp kan sedan följas av operatörsingrepp för återuppbyggnad. Allt detta kan simuleras kontinuerligt utan att stoppa simulatören. Här följer några exempel på vad som kan studeras

- transient stabilitet, dvs. pendlingar i rotorerna, spänningar och effekter
- långtidsdynamik, dvs. inverkan från frekvensreglering i turbiner
- spänningsinstabilitet, dvs. sammanbrott av spänningen när strömbegränsare och lindningskopplare agerar

Svenska Kraftnäts modell av Sveriges och grannländernas kraftsystem har 2700 ställverk och kopplingspunkter och 1 370 generatorer. Nära 18 900 brytare och frånskiljare är representerande i ARISTO-simulatören. [6]

Kraftsystemmodellen

För att bygga upp kraftsystemmodeller kan man i ARISTO använda sig av följande enskilda modeller.

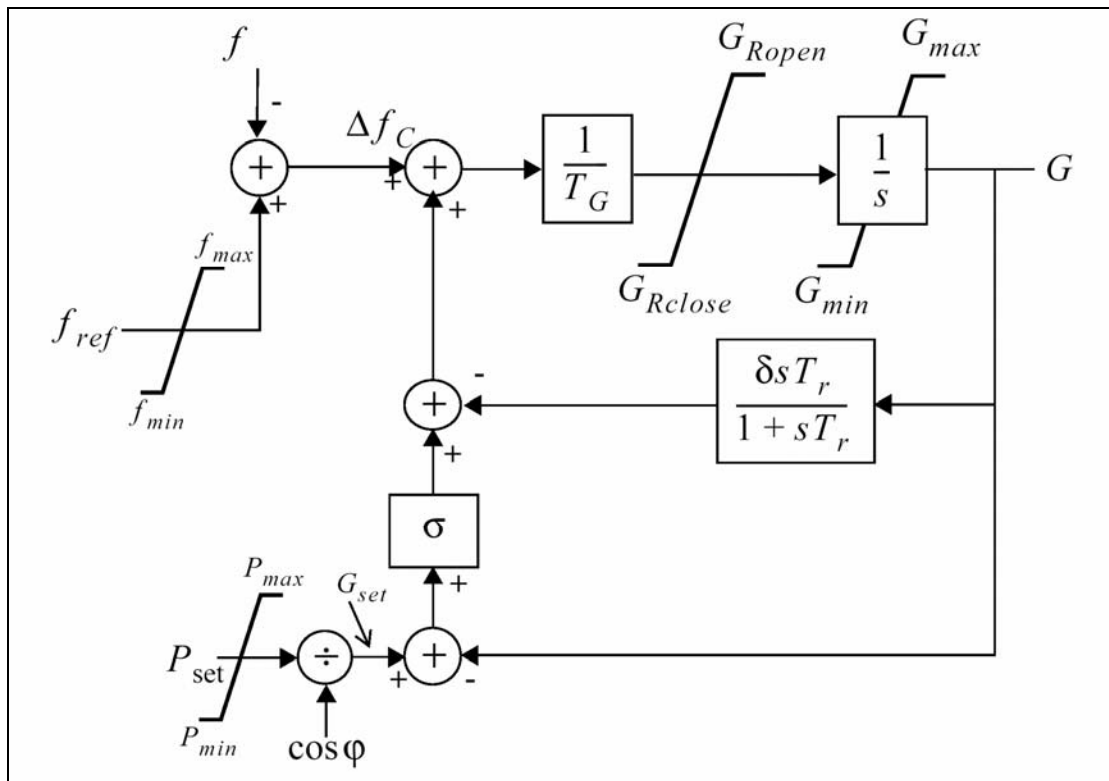
- generatorer
- spänningsregulatorer, dämptillsats
- rotor- och statorströmbegränsare, undermagnetiseringsbegränsare
- turbiner, turbinregulatorer
- laster med dynamik
- distansskydd, generatorskydd mot onormal spänning eller frekvens
- frekvensstyrd lastbortkoppling
- automatiker, t.ex. spänningsstyrda reaktorer
- ställverk av i princip godtycklig utformning kan skapas med brytare och frånskiljare

Laster

Lasterna är modellerade som impedanser. För att uppnå en realistisk modellering av lasterna tas hänsyn till bland annat spänningspåverkan. Vidare finns möjlighet att simulera lindningskopplarnas funktion genom att påverka parametrar i den långsamma lastdynamiken, SLD - Slow external Load Dynamics. Dessutom finns det även en stokastisk funktion inlagd för att simulera de små förändringar som ständigt sker i lasterna.

Turbinregulator

Blockdiagrammet i figur 2:3 visar turbinregulatorn som finns att tillgå i ARISTO. Turbinregulatorn tar hänsyn till både den statiska och den dynamiska återkopplingen. Modellen beräknar ventilöppningen genom att ta hänsyn till bland annat frekvensavvikelsen i systemet. Under simulering kan endast parametrarna i tabell 2:1 ändras av operatören. [6]



Figur 2:3 Modell över Aristo turbinregulator.

Turbinparametrar	Beskrivning
G_{set}	Ventilöppningens börvärden
G_{min}	Minimala ventilöppningshastigheten
G_{max}	Maximala ventilöppningshastigheten
G_{Ropen}	Maximala ventilöppningen
G_{Rclose}	Minimala ventilöppningen
σ	Statiska återkopplingen

Tabell 2:1 Turbinparametrar hos ARISTO som går att ändra under simulering.

2.3.2 MATLAB

I detta arbete har en kraftsystemmodell och ett analysverktyg utvecklats i programmet Matlab. Detta program används för numerisk beräkning och presentation av data. Programmet utvecklades under slutet av 70-talet av professor Cleve Moler i USA. Numera utvecklas Matlab av företaget MathWorks, som har infört speciella bibliotek, så kallade toolboxes, som är avsedda för speciella ämnesområden. Som exempel kan nämnas "Control system toolbox" som innehåller olika verktyg som används i reglertekniska tillämpningar. MathWorks har också utvecklat programmet Simulink, som kan simulera dynamiska system. Simulink har ett välutvecklat stöd för grafisk visualisering och programmering. Programmen Matlab, Simulink och en eller flera toolboxes är vanliga och viktiga program som ingenjörer och forskare världen över använder. Idag har Matlab mer än 500 000 användare i fler än 100 länder. [8][9][10]

2.4 Frekvensstabilitet

Om det i ett system totalt sett matas in mindre effekt från turbinerna än vad lasterna konsumerar, uppstår det obalans avseende bland annat aktiv effekt. Obalansen som uppstår påverkar hela systemet. Detta innebär att det i systemet saknas aktiv effekt för att hela systemet ska vara i balans. I ett kraftsystem finns det kinetisk energi upplagrad i alla generatorers rotor. Den upplagrade kinetiska energin kan användas för att kompensera den aktiva effekt som saknas. Detta leder till att den upplagrade energin hos generatorernas rotor minskas vilket ger lägre frekvens i systemet.

Det har betydelse hur stor obalansen är mellan inmatad effekt från turbinerna och konsumerad effekt från lasterna. Om obalansen inte är alltför stor kommer de generatorer som deltar i frekvensregleringen att öka turbinpådraget så att obalansen i effekt elimineras och frekvensstabilitet upprätthålls. [2] Med stabilitet menas att systemet en ändlig tid efter störningen åter befinner sig i stationärt tillstånd. Det nya tillståndet är godtagbart om det stationära tillståndet är acceptabelt ur driftsynpunkt. Det är inte nödvändigt att systemet återvänder till samma stationära tillstånd som före störningen. Det nordiska synkronsystemet är i acceptabelt driftförhållande om frekvensavvikelsen från den nominella frekvensen 50 Hz är maximalt $\pm 0,1$ Hz.

2.5 Frekvensreglering

Som tidigare nämnts är det viktigt att det i ett kraftsystem alltid råder balans mellan produktion och konsumtion av effekt. Om obalansen är för stor kommer frekvensen att avvika signifikant från det nominella värdet med allvarliga konsekvenser som möjlig följd. Exempelvis är värmekraftaggregat känsliga för stora och långvariga frekvenssänkningar. Anledningen är att det kan uppstå skadliga vibrationer i de mekaniska systemen. Om risken för skador blir för stor kan det leda till att aggregatet koppas bort, som i sin tur kan leda till att systemet blir instabilt. Denna typ av instabilitet kallas för frekvensinstabilitet. [2]

Ett sätt att mäta effektbalansen i ett kraftsystem är att undersöka frekvensavvikelse från nominell frekvens. För låg frekvens betyder att konsumtionen är större än produktionen och för hög frekvens innebär att produktionen är större än konsumtionen. [7]

Vidare kan sambandet mellan frekvens och effekt i ett kraftsystem studeras. Newtons andra lag för roterande system kan skrivas enligt följande:

$$\Delta P = J \omega_m \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2:1)$$

där J är totala tröghetsmomentet och ω_m mekaniska vinkelhastigheten hos generatoren och $\frac{d\omega_m}{dt}$ är dess tidsderivata.

För en generator med tillhörande turbin kan ΔP förenklat beskrivas enligt:

$$\Delta P = P_{tur} - P_{el} \quad (2:2)$$

där P_{tur} är tillförd mekanisk effekt till turbinen och P_{el} är förbrukad elektrisk effekt i kraftsystemet inklusive förluster.

Dessa samband innebär att varje obalans mellan påförd effekt på turbinen t.ex. genom strömmande vatten i en vattenturbin eller ånga genom en ångturbin, och uttagen, förbrukad, effekt i kraftsystemet kommer att påverka frekvensen i kraftsystemet. Om det i ett visst ögonblick förbrukas mer effekt i kraftsystemet än kraftverksturbinerna producerar blir ΔP negativ och frekvensen i systemet sjunker. Hastigheten med vilken frekvensen sjunker är omvänt proportionell mot J på installerade turbiner, generatorer och motorer i kraftsystemet. Ett större kraftsystem, med fler installerade aggregat, påverkas mindre av frekvensen vid en störning. [12]

I det nordiska synkronsystemet utgör lasten endast 5 % av den totala rörelseenergin, på grund av få motordrifter men mycket belysning och elvärme. Största delen av svängmassan i systemet utgörs alltså av producerande aggregat dvs. utgörs av den roterande massan i kraftverkens generatorer och turbiner. Ju större rörelseenergi, desto långsammare förändras frekvensen vid en given störning [7]. Svängmassan i nordiska synkronsystemet är mycket liten jämfört med den energi som produceras i systemet – all rörelseenergi motsvarar elproduktionen som frigörs då frekvensen går från 50 till 49 Hz, vilket motsvarar produktionen under 0,2 sekund. [11]

2.5.1 Bidragande faktorer till effektobalans

De nordiska länderna är elektriskt sammanbundna i ett gemensamt kraftsystem, vilket innebär att frekvensen är densamma i hela nätet. Belastningen i kraftsystemet varierar och för det samlade nordiska systemet kan man räkna med upp till ± 1 % variation varje minut. Därtill kommer trender, t.ex. lastuppgång under morgontimmarna, som kan vara upp till 0,3 % per minut under en eller ett par timmar. De flesta variationer under dygnet och under året kan prognostiseras väl vilket innebär att produktionen

kan anpassas. Eftersom det är viktigt att hålla frekvensen inom acceptabla gränser måste belastningsvariationer i systemet kompenseras med produktionsändring. Produktionsändringen sker i 2 steg, först genom automatisk reglering och därefter justeras produktionen genom beordrade produktionsändringar. I det nordiska synkronsystemet sker produktionsändring huvudsakligen med vattenkraft.

Ibland inträffar det oförutsedda händelser i elkraftsystemet. Oförutsedda lastvariationer och störningar är två orsaker till att det kan uppstå effektobalans i elkraftsystemet. Det kan vara ett större kraftverk som måste snabbstoppas på grund av ett fel eller att effektförbrukningen ökar mer än förväntat. Även frånslag av t.ex. stora aggregat kan orsaka störningar i effektbalansen. Exempelvis motsvarar kärnkraftaggregat i nordiska systemet 2 % av total produktion. Bortfall leder till att frekvensen faller nära 0,1 Hz per sekund. I dessa fall måste kraftverken i produktion snabbt regleras upp för att kompensera för det stoppade kraftverket eller den ökade förbrukningen. [11]

2.6 Reglerstyrka

Reglerstyrkan, R , i ett kraftsystem anger hur produktionen i ett kraftverk ändras då systemets frekvens ändras. Reglerstyrkan uttrycks i % pådrag/Hz, se ekvation (2:3), per aggregat eller MW/Hz, se ekvation (2:4). Reglerstyrkan avser en eller flera stationers effektsvar på en frekvensavvikelse. [7]

$$R_{p\grave{a}} = \frac{\Delta \% \text{ p\ddot{a}drag}}{\Delta f \text{ (Hz)}} \quad (2:3)$$

$$R = \frac{\Delta P \text{ (MW)}}{\Delta f \text{ (Hz)}} \quad (2:4)$$

Nedan följer ett kort exempel på hur reglerstyrkan används. Om det i ett kraftsystem förloras produktion eller fås ökad last leder det till obalans mellan producerad effekt och förbrukad effekt, ΔP . Detta leder till att frekvensavvikelse från nominella frekvensen. Hur stor frekvensavvikelsen Δf är beror på den sammanlagda reglerstyrkan, R_{tot} , som finns i kraftsystemet. Frekvensavvikelsen beräknas enligt

$$\Delta f = \frac{-\Delta P}{R_{tot}} \quad (2:5)$$

Reglerstyrkan ställs in individuellt på varje kraftverk och används bland annat för att bestämma fördelningen av den automatiska produktionsökningen kraftverken emellan. Ett kraftverk med inställd reglerstyrka R_i kommer att öka sin produktion med ΔP_{tur_i} enligt

$$-\Delta P_{tur_i} = \Delta f R_i \quad (2:6)$$

och alltså ta upp andelen

$$\frac{\Delta P_{tur-i}}{\Delta P_{turtot}} = \frac{\Delta f R_i}{\Delta f R_{tot}} = \frac{R_i}{R_{tot}} \quad (2:7)$$

av den totala produktionen ΔP_{turtot} . [12]

2.7 Överföringsförluster

Vid överföring av ström fås bland annat aktiva effektförluster. Dessa uppstår genom att resistansen i en ledning ger upphov till värmeutveckling i ledningen. Förlusterna på en trefas kraftledning ges av

$$P_{förl} = 3R_{ledn} I^2 \quad (2:8)$$

där R_{ledn} är ledningens resistans och I är den aktuella strömmen.

Strömmen uttryckt i termer av spänningen U , aktiva effekten P och reaktiva effekten Q ges av

$$I^2 = \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} \quad (2:9)$$

Kombination av ekvation (2:8) och ekvation (2:9) ger den aktiva överföringsförlusten $P_{förl}$

$$P_{förl} = R_{ledn} \frac{P^2}{U^2} \quad (2:10)$$

vilket gäller både nominellt och i per unit system. Vid beräkning av förluster på ledningar har det ingen betydelse i vilken riktning effekten transporteras. [13]

2.8 Fördelningsmatris

I ett kraftsystem kan det uppstå obalans mellan producerad effekt och konsumerad effekt. En produktionsändring i en nod leder till att överföringarna i nätet förändras. Om det produceras mer effekt än vad som konsumeras uppstår ett effektöverskott och på motsvarande sätt uppstår effektunderskott om konsumerad effekt är större än producerad effekt. Denna effektobalans transporteras i systemet mellan de noder som är ihopkopplade och effekttransporten är beroende av ledningarnas reaktanser. För att bestämma hur effektobalansen transporteras mellan olika noder i ett kraftsystem

bestäms en s.k. "fördelningsmatris". Vid framtagande av fördelningsmatrisen används här en linjär belastningsfördelning.

Linjär belastningsfördelning kan användas om det i systemet när endast aktiva effekten skall studeras. Metoden ger ingen information om spänningar i noderna eller reaktiva effektlöden i systemet. Denna metod är en linjär och icke iterativ effektlödesalgorithm och förutsätter att resistansen hos ledningarna är mycket mindre än reaktansen. Att metoden är linjär innebär att fördelningsmatrisen blir en konstant matris.

En linjär belastningsfördelning är giltig att använda i Matlabmodellen eftersom modellen inte tar hänsyn till spänningarna eller vinklarna i systemet. Vidare är det känt att resistansen hos ledningarna är mycket mindre än reaktanserna samt att endast aktiva effektlöden är av intresse. Här nedan ges beräkningsstegen vid framtagande av fördelningsmatrisen.

Antag ett system med N stycken noder. Noderna är ihopkopplade med L stycken ledningar. För att ta hänsyn till varje lednings reaktans definieras en matris M som

$$F = M P \quad (2:11)$$

där F -matrisen har dimensionen $L \times 1$ och innehåller L stycken flöden F_{mn} mellan noderna m och n . Varje element l i matrisen $L \times 1$ motsvaras av ett elementpar (m, n) . P är en matris av dimensionen $N \times 1$ och innehåller nettoeffektgenereringarna P_n . Nästa steg i beräkningen är att bestämma matrisen M , som har storleken $N \times L$. För att bestämma matrisen M används linjär belastningsfördelning. Detta förutsätter att alla reaktanser i nadsystemet är kända.

Nettogenereringen P_m i nod m motsvaras av summan av alla flöden F_{mn} till och från noden, dvs.

$$P_m = \sum_n F_{mn} \quad (2:12)$$

där F_{mn} ges av

$$F_{mn} = \frac{(\theta_m - \theta_n)}{x_{mn}} \quad (2:13)$$

där θ_n är fasvinkeln i nod n och x_{mn} är reaktansen mellan nod m och n .

Med ekvation (2:12) och ekvation (2:13) uttryckta som

$$P = C F \quad (2:14)$$

$$F = A \theta \quad (2:15)$$

gör detta att matrisen B kan definieras som

$$B = C A \quad (2:16)$$

Nästa steg är att definiera en utjämningsnod, u , vilket innebär att vinkeln för utjämningsnoden sätts till noll, dvs. $\theta_u = 0$. Därefter utesluts utjämningsnoden genom att rad- och kolumnelementen i matrisen B som motsvaras av utjämningsnoden ersätts med nollor. Därefter bildas θ' enligt

$$\theta' = B'^{-1} P' \quad (2:17)$$

Ekvation (2:11) till ekvation (2:18) ger tillsammans fördelningsmatrisen M

$$M = A B^* \quad (2:18)$$

där matrisen $B_{N \times N}^*$ innehåller elementen av $B_{N-1 \times N-1}'^{-1}$ med nollor insatt i elementen motsvarande utjämningsnoden. Matrisen M insatt i ekvation (2:11) gör det möjligt att beräkna transporterade effekten F mellan nod m och nod n i systemet då nettoeffektgenereringarna, P_n , i noderna är kända. [14]

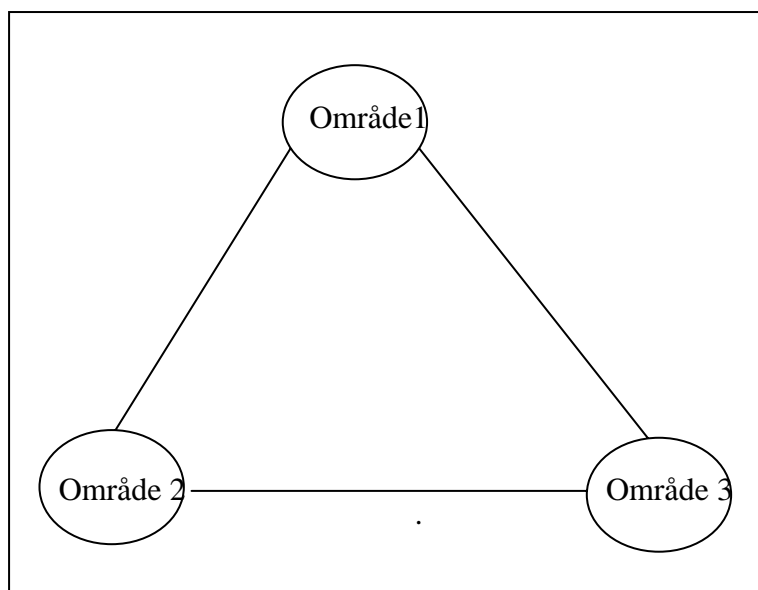
3 MODELL OCH ANALYSVERKTYG

3.1 Praktisk modellering av synkronsystemet och beskrivning av analysverktyget

Modellen har utvecklats för simulering av tidsförlopp i kraftsystem vid t.ex. produktionsökning. Detta beskrivs teoretiskt och den praktiska uppbyggnaden av modellen i Matlab Simulink representeras. Vidare förklaras användargränssnittet samt ges en övergripande bild av arbetsgången.

Vid modellering av nordiska synkronsystemet har det tagits fram två olika system, ett treområdessystem och ett tioområdessystem. För att kunna utvärdera resultaten från Treområdesmodellen skapas ett motsvarande system i ARISTO-simulatorens, se Bilaga 1. För styrning och analys av Treområdesmodellen skapas två användargränssnitt, vilka förklaras närmare under avsnitt 3.2. Systemdata till Treområdesmodellen är samma som i ARISTO-modellen och återfinns i Bilaga 2.

Treområdesmodellens uppbyggnad visas i figur 3:1. Systemet är uppbyggt av tre områden sammankopplade med tre ledningar. Varje område modelleras med en turbinregulator, effektbörförbrukare och en last med frekvensberoende. I de kommande avsnitten kommer Treområdesmodellen att analyseras och beskrivas.



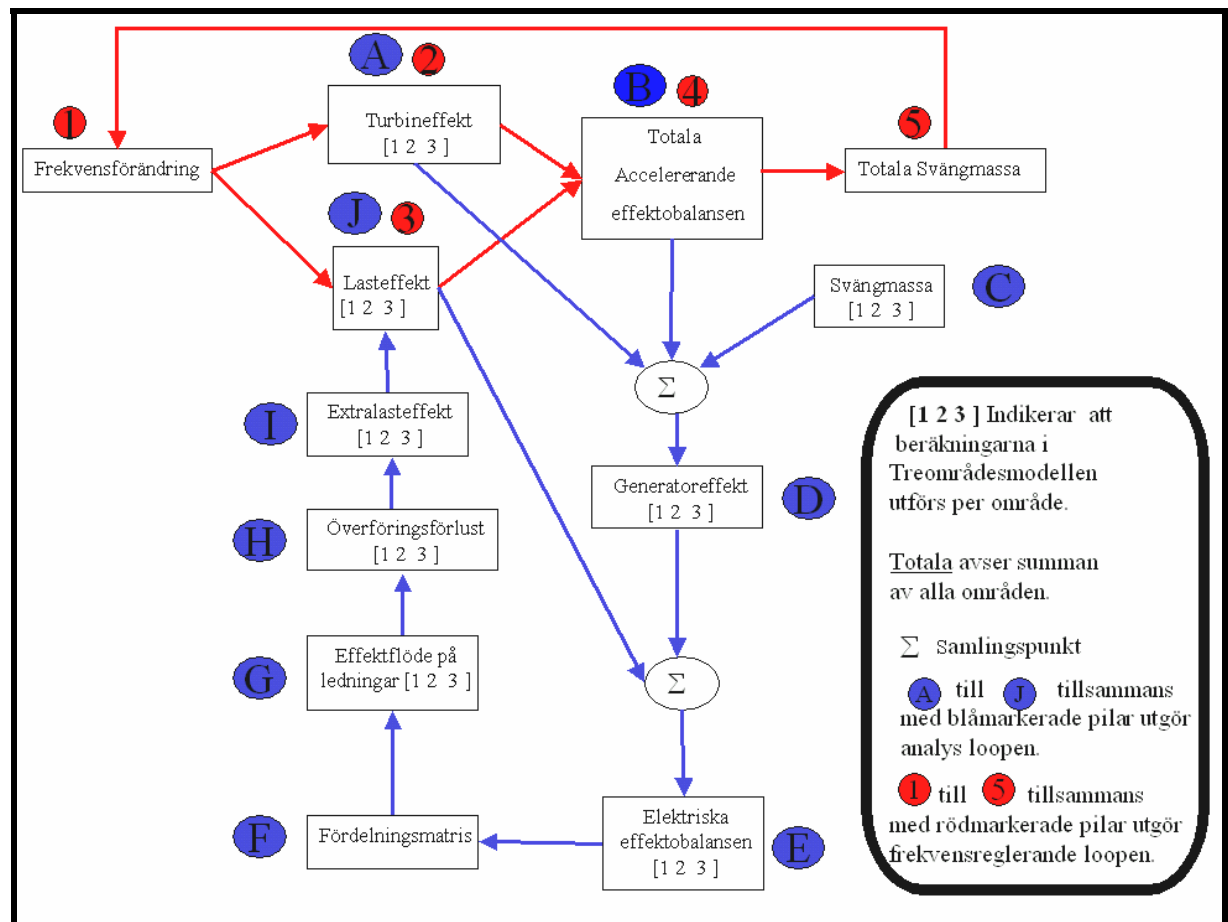
Figur 3:1 Treområdesmodellen

Tioområdesmodellen är uppbyggd av tio områden med nio turbinregulatorer, tio effektbörförbrukare och tio laster med frekvensberoende. Anpassning av Tioområdesmodellen till nordiska synkronsystemet medför att systemdata tas fram med andra metoder än för Treområdesmodellen. Detta förklaras närmare under avsnittet 3.1.11. I ARISTO finns det en förenklad modell av det nordiska synkronsystemet, som används för systemdata, se Bilaga 3, och för utvärdering av modellen.

Turbinregulatorerna, lasterna med frekvensberoende och effektbörvärden är modellerade utifrån tidigare genomförda studier på SvK [15]. Modellerna ger tillräcklig bra information om verkligheten och uppfyller de krav som ställs på analysverktyget i detta arbete. Viktigt att notera är att turbinregulatorerna och lasterna med frekvensberoende byggs upp utifrån klassiska modellen som även återfinns i bland annat böckerna [16] och [17].

3.1.1 Modellens olika delar

Uppbyggnaden av Treområdesmodellen i Matlab kan indelas i två delar. Den ena delen är en frekvensreglerande loop, och den andra delen, används i analysysyfte. I figur 3:2 visas effektlödesschemat för Treområdesmodellen. Den frekvensreglerande loopen är markerad med röda pilar och är numrerad 1 – 5 i röda cirklar. Analysdelen är markerad med blå pilar och numrerad med A – J i gula cirklar. Effektlödesschemat ger en övergripande bild över hur effekttransporten i systemet sker.



Figur 3:2 Flödesschema över Treområdesmodellen.

Den frekvensreglerande loopen i figur 3:3 består av:

- Turbinregulator
- Effektbörvärde per område
- Lasteffekt per område
- Lastens frekvensberoende per område
- Total svängmassa

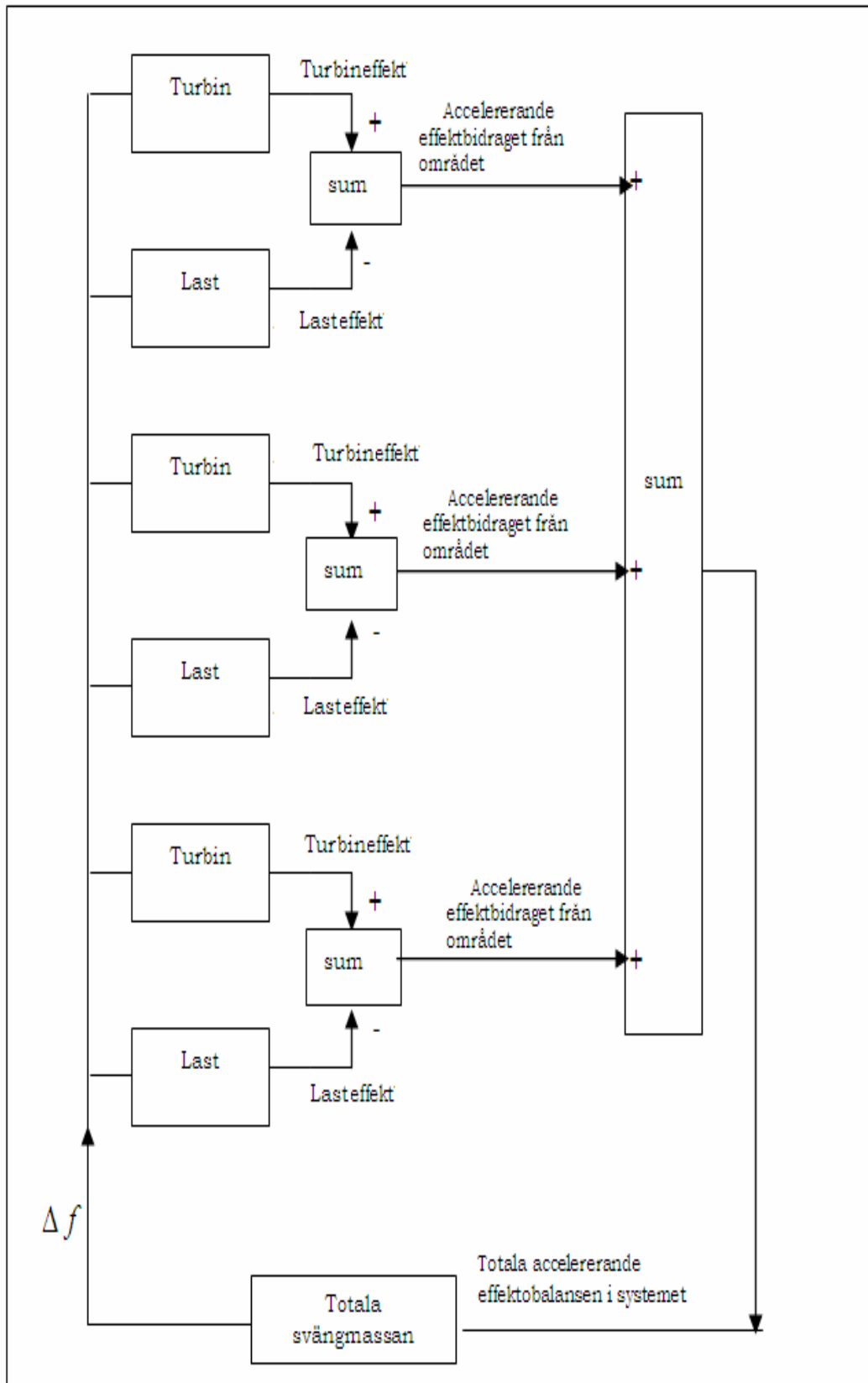
Varje område i Treområdesmodellen modelleras av en turbin, effektbörvärde och en last med frekvensberoende. Vidare tas hänsyn till systemets totala svängmassa. Insignalen till varje område är frekvensavvikelsen Δf , från nominella frekvensen 50 Hz. Detta innebär att turbinregulatorerna i systemet motverkar frekvensavvikelser. Utsignal från varje område är turbineffekt och lasteffekt. Differensen mellan dessa per område utgör accelererande effektbidraget per område. Den totala accelererande effekttobalansen i systemet påverkas av totala svängmassan och därmed bildas en ny frekvensavvikelse.

Analysdelen, se figur 3:4, används för analys av effektförlopp i systemet. Denna del har tre insignaler

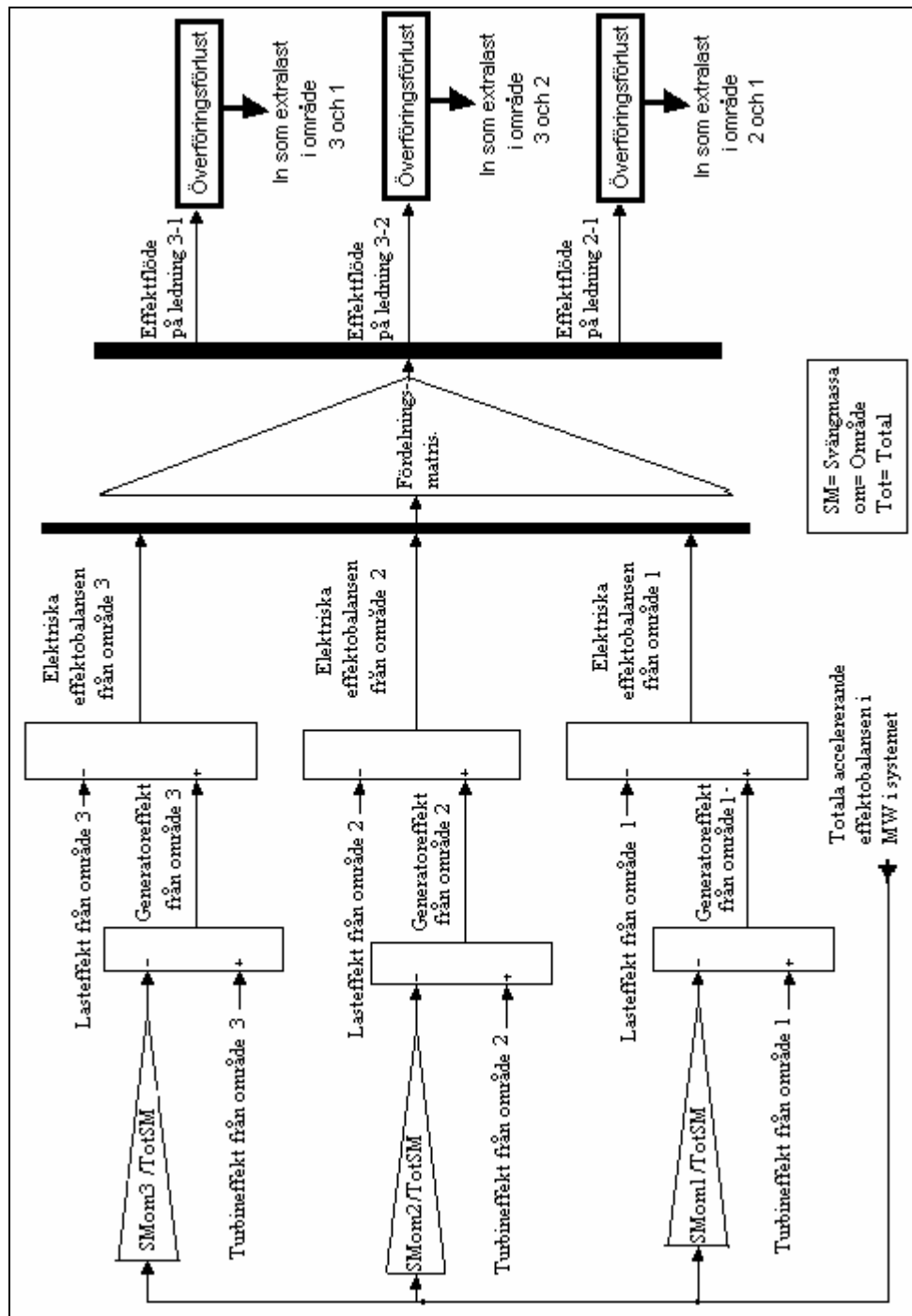
- Turbineffekt per område
- Lasteffekt per område
- Totala accelererande effekttobalansen

Utifrån dessa signaler och svängmassorna per område kan följande analyseras

- Generatoreffekten per område, som bildas av differensen mellan turbineffekten och accelererande effekttobalansen per område. För att fördela det totala accelererande effekttobalansen per område används områdenas svängmassor, se avsnitt 3.1.6.
- Elektriska effekttobalansen per område, som bildas av differensen mellan lasteffekten och generatoreffekten, se avsnitt 3.1.7.
- Fördelningsmatrisen fördelar elektriska effekttobalansen per område. Detta ger effekttöden mellan områdena, se avsnitt 3.1.8 .
- Transporterad effekt på ledningar ger upphov till överföringsförluster, se avsnitt 3.1.9.



Figur 3:3 Frekvensreglerande loop i Treområdesmodellen.



Figur 3:4 Analysdelen av Treområdesmodellen.

3.1.2 Turbinregulatorn

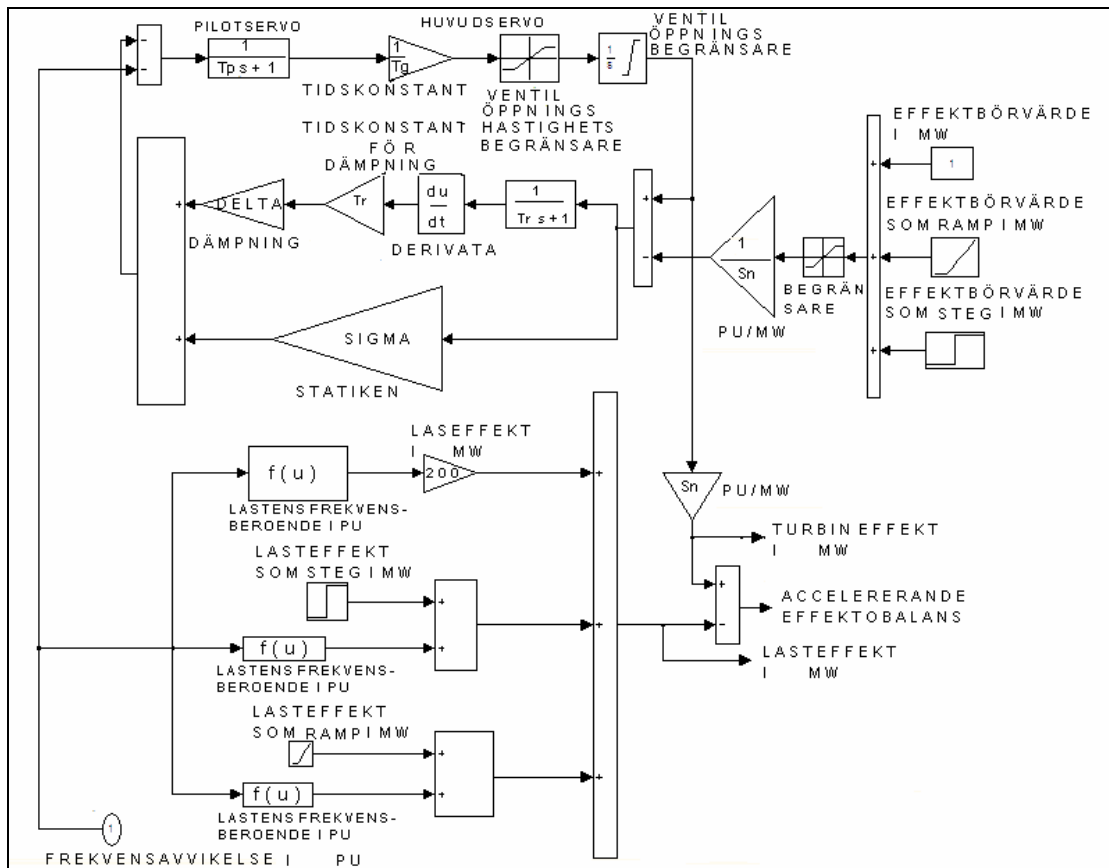
Figur 3:5 visar hur turbinregulatorn, lasten och effektbörvärdet är ihopkopplat. Insignalen till turbinregulatorn är frekvensändringen i per unit, pu, och utsignalen är turbineffekten. I modellen finns det olika enhetssystem. Laster och effektbörvärden anges i MW, tidskonstanterna T_p , T_g , T_r och tröghetskonstanten H anges i sekunder, övriga parametrar anges i pu-skala enligt tabell 3:1. I tabell 3:2 förklaras turbinregulatorparametrarna i modellen.

Parameter	Per unit skalning
Lastens frekvensberoende	$\frac{\text{Aktiva effektändring i pu}}{\text{Frekvensändring i pu}}$
Turbinregulatorordämpningen, Delta	$\frac{\text{Frekvens i pu}}{\text{Aktiva effekt i pu}}$
Statiken, Sigma	$\frac{\text{Frekvens i pu}}{\text{Aktiva effekt i pu}}$
Ventilöppningen	Per unit (relativt aktiva märkeffekten)
Ventilöppningshastigheten	Per unit/sekund (relativt aktiva märkeffekten)

Tabell 3:1 Förklaring till per unit enheterna i figur 3:5.

Parametrar	Förklaring
T_r	Tidskonstant för dämpning
T_p	Pilotservotidskonstanten
T_G	Huvudservotidskonstanten
Sigma, σ	Statiken (inversen av reglerstyrka)
Delta, δ	Dämpningen

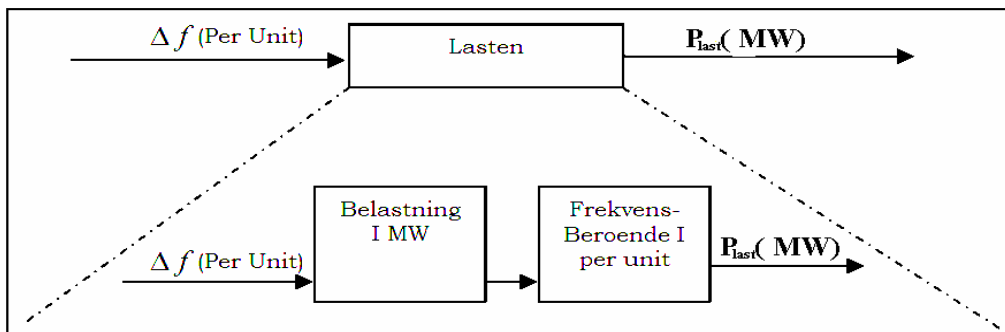
Tabell 3:2 Turbinregulatorparametrar. [15]



Figur 3:5 Turbinregulatorn, effektbörvärdet och lasten i ett område.

3.1.3 Lasten och lastens frekvensberoende

I modellen är lasten P_{last} modellerad som en konstant last P_{last0} med en frekvensberoende del $D_l \Delta f$, vilket ger att $P_{last} = P_{last0} (1 + D_l \Delta f)$ [15]. Insignalen till P_{last} är frekvensavvikelsen Δf i per unit, se figur 3:6. Frekvensavvikelsen räknas relativt nominella frekvensen 50 Hz vilket motsvarar 1 per unit.

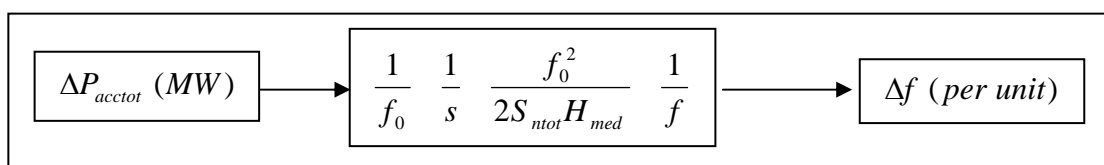


Figur 3:6 Lasten och lastens frekvensberoende i Tiområdesmodellen.

I modellen kan lasteffekten kopplas in/ur som steg eller ramp. Hur detta går till förklaras mer ingående i Bilaga 5.

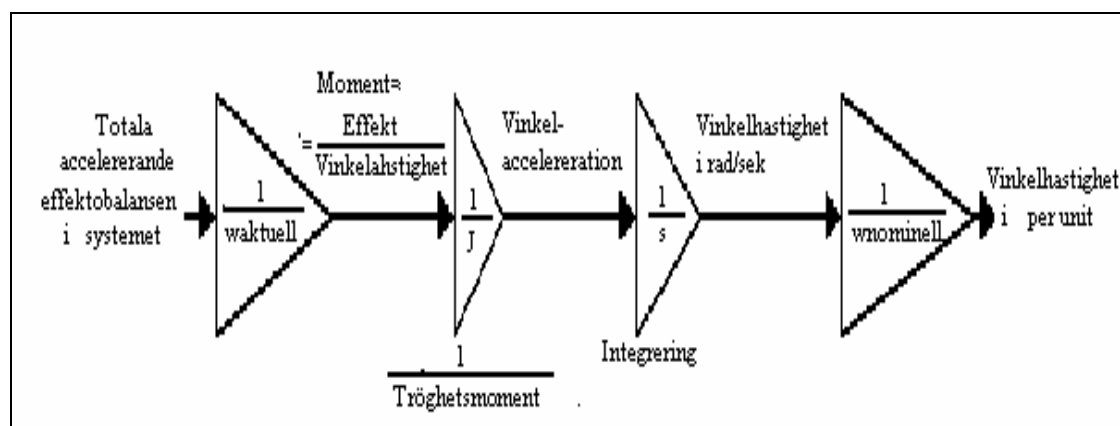
3.1.4 Totala svängmassan

Den totala accelererande effektobalansen P_{acctot} som uppstår som en följd av obalans mellan turbin- och lasteffekt påverkas av den totala svängmassan i systemet. Insignalen till totala svängmassan är P_{acctot} i MW och utsignalen är frekvensändringen Δf i per unit, se figur 3:7.



Figur 3:7 Totala svängmassan.

I figur 3:7 representeras den totala svängmassan av totala märkeffekten S_{tot} , medelvärdet av tröghetskonstanten H_{med} , aktuella frekvensen f och nominella frekvensen $f_0 = 50\ Hz$.



Figur 3:8 Totala svängmassan.

Effektförloppet av P_{acctot} som beskrivs i figur 3:8 härleds ingående nedan med hjälp av grundläggande mekaniska och elektriska samband. I härledningen används parametrarna i tabell 3:3 och ekvationerna i tabell 3:4.

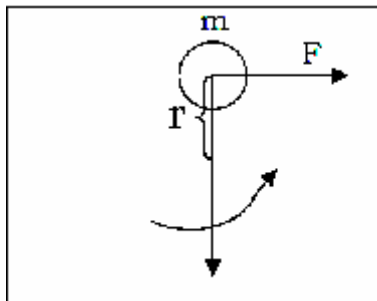
PARAMETER	FÖRKLARING
H	Tröghetskonstant i MWsek/MVA dvs. sekunder
S_n	Märkeffekt, MVA
J	Tröghetsmoment, kgm^2
m	Massa, kg
r	Tröghetsradie, m
T	Moment
a	Acceleration, $\frac{rad}{s^2}$
ω_m	Vinkelhastighet ($m =$ mekanisk), $\frac{rad}{s}$
ω_o	Nominellvinkelhastighet, $\frac{rad}{s}$
$\frac{d\omega_m}{dt}$	Vinkelacceleration, $\frac{rad}{s^2}$
f	Aktuell frekvensen i Hz
f_o	Nominella frekvensen 50 Hz
P	Effekt i MW
E	Rörelseenergi, $\frac{kgm^2}{s^2}$

Tabell 3:3 Parameterlista med förklaring.

EKVATIONER	FÖRKLARINGAR	NUMRERING
$P = T \omega_m$	Effekt	(3:1)
$J = mr^2$	Tröghetsmoment	(3:2)
$J \frac{d\omega_m}{dt} = T$	Rörelseekvationen	(3:3)
$E = \frac{J\omega_m^2}{2}$	Rörelseenergi	(3:4)
$H = \frac{E}{S_n}$	Tröghetskonstant	(3:5)
$E = HS_n$	Totala rörelseenergin	(3:6)
$H = \frac{J\omega_o^2}{2S_n}$	Tröghetskonstant	(3:7)
$J = \frac{2HS_n}{\omega_o^2}$	Tröghetsmoment	(3:8)

Tabell 3:4 Tabell över grundläggande mekaniska och elektriska ekvationer.

Antag en boll med massan m som påverkas av kraften F och har tröghetsradien r :



Figur 3:9 En boll som påverkas av kraft.

Kraften ges av

$$F = ma \quad (3:9)$$

Förlängning med r på båda sidor av ekvation (3:9) ger

$$Fr = mar \quad (3:10)$$

Förlängning med r både i täljaren och i nämnaren i högra ledet av ekvation (3:10) ger

$$Fr = m \frac{a}{r} r^2 \quad (3:11)$$

Omskrivning ger momentet

$$T = m \frac{a}{r} r^2 \quad (3:12)$$

Detta tillsammans med ekvation (3:2) ger momentet som funktion av tröghetsmomentet J

$$T = J \frac{a}{r} \quad (3:13)$$

Via omskrivning fås vinkelaccelerationen

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{T}{J} \quad (3:14)$$

Genom att integrera båda led och övergång till överföringsform ger vinkelhastigheten

$$\omega_m = \frac{1}{s} \frac{1}{J} T \quad (3:15)$$

Rörelseenergin i ekvation (3:4), tröghetskonstanten i ekvation (3:5) tillsammans med den totala rörelseenergin i ekvation (3:6) bildar tröghetskonstanten i ekvation (3:7). Omskrivning av ekvation (3:7) ger tröghetsmomentet, ekvation (3:8). Detta insatt i ekvation (3:15) ger vinkelhastigheten

$$\omega = \frac{1}{s} \frac{\omega_0^2}{2HS_n} T \quad (3:16)$$

Ekvation (3:1) insatt i ekvation (3:17) ger vinkelhastigheten i rad/sekund

$$\omega = \frac{1}{s} \frac{\omega_0^2}{2HS_n} \frac{\Delta P}{\omega} \quad (3:17)$$

Division med nominella vinkelhastigheten ger vinkelhastigheten i per unit

$$\omega = \frac{1}{s} \frac{\omega_0^2}{2HS_n} \frac{\Delta P}{\omega} \frac{1}{\omega_0} = \frac{1}{s} \frac{\Delta P}{2HS_n} \frac{\omega_0}{\omega} \quad (3:18)$$

vilket uttryckt i termer av frekvens blir

$$f = \frac{1}{s} \frac{f_0^2}{2HS_n} \frac{\Delta P}{f} \frac{1}{f_0} = \frac{1}{s} \frac{\Delta P}{2HS_n} \frac{f_0}{f} \quad (3:19)$$

3.1.5 Utjämningsnoden

I ett kraftsystem finns det olika nodtyper och en av dem är utjämningsnoden. Det som är känt i utjämningsnoden är vinkeln θ som oftast sätts till 0, och spänningen. Det som är okänt är aktiv och reaktiv effekt. I noden måste det finnas en spänningsreglerande utrustning eftersom spänningen antas vara känd oavsett behovet av reaktiv effekt. Noden förutsätts ha en generator eller vara en nod där aktiva inmatningen kan variera såsom anslutning till ett kraftnät.

Namnet utjämningsnod kommer av att det är i denna nod som effektproduktionen ändras, utjämnas, då en belastningsfördelning görs efter en systemförändring med intakt lastförbrukning. Vid exempelvis ett ledningsbortfall ändras den totala effektproduktionen, på grund av förändrade förluster i systemet och då balanseras effektnivån i kraftsystemet, genom att anpassa produktionen i utjämningsnoden till att täcka belastningen och förluster. [13]

Det första som operatören anger i den här modellen är vilket område som ska motsvara utjämningsnoden. Därefter beräknar modellen ett utgångsläge där det råder balans mellan producerad effekt och konsumerad effekt.

Det som är okänt och beräknas i utjämningsnoden i den här modellen är effektbörvärdet. Effektbörvärdet för utjämningsnoden i Treområdesmodellen beräknas enligt punkt 1 till 3 nedan.

1. Det första som beräknas är den totala lasteffekten, P_{tot} , i systemet

$$P_{tot} = \sum_{n=1}^3 P_{l_n} \quad (3:20)$$

2. Sedan beräknas totala effektbörvärdet, P_{bortot} , exklusive utjämningsnodens effektbörvärde, ty de är inte kända

$$P_{bortot} = \sum_{n=1}^2 P_{bör_n} \quad (3:21)$$

3. Differensen mellan P_{tot} och P_{bortot} bildar effektbörvärdet för utjämningsnoden, $P_{bör_s}$

$$P_{bör_s} = P_{tot} - P_{bortot} \quad (3:22)$$

Som punkt 1 till 3 ovan visar, beräknas utjämningsnodens effektbörvärde fram genom att bilda differensen mellan den totala lasteffekten i systemet och totala effektbörvärdet exklusive utjämningsnodens effektbörvärde.

3.1.6 Generatoreffekten

Generatoreffekten i systemet per område beräknas utifrån den totala accelererande effektoabalansen, turbineffekten per område och maskinernas svängmassor per område, se figur 3:4.

Ekvation (3:23) visar sambandet mellan generatoreffekten P_{gen} , accelererande effektoabalansen P_{acc} och turbineffekten P_{tur} . Generatoreffekten är lika stor som den av lasten förbrukade effekten P_{last} inklusive överföringsförlusterna $P_{för}$ enligt ekvation (3:24).

$$P_{gen} = P_{tur} - P_{acc} \quad (3:23)$$

$$P_{gen} = P_{last} + P_{för} \quad (3:24)$$

Svängmassornas inverkan vid fördelning av den totala accelererande effektoabalansen i systemet per område kan förklaras på följande sätt. I modellen antas att det är samma systemfrekvens i hela systemet och därmed även samma frekvensändring. Detta antagande kan göras utan att de små frekvensvariationer som uppkommer mellan områdena påverkar resultatet nämnvärt. Alla aggregat utsätts för samma frekvensändring och den accelererande effekten är proportionell mot aggregatets svängmassa.

För varje generator m gäller alltid att den accelererande effektändringen per område är proportionell mot frekvensändringen och svängmassan dvs. märkeffekten S_{nm} och

tröghetskonstanten H_m , se ekvation (3:25). I den här modellen antas att tröghetskonstanten är konstant dvs. den är inte beroende av andra systemparametrar.

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2H_m S_{nm}} \Delta P_{accom_n} \quad (3:25)$$

Antag exempelvis ett system bestående av två generatorer. När systemet utsätts för frekvensändringen $\frac{df}{dt}$ sker följande:

Både generator 1 och generator 2 utsätts för samma frekvensändring

Generator 1:

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2H_1 S_{n1}} \Delta P_{accom_1} \quad (3:26)$$

Generator 2:

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2H_2 S_{n2}} \Delta P_{accom_2} \quad (3:27)$$

Ekvation (3:26) och ekvation (3:27) likställs och jämförs:

$$\frac{1}{2H_1 S_{n1}} \Delta P_{accom_1} = \frac{1}{2H_2 S_{n2}} \Delta P_{accom_2} \quad (3:28)$$

Ekvation (3:28) visar att accelererande effekten per område ΔP_{accom_m} är proportionell mot aggregatets svängmassa $H_m S_{nm}$

$$\Delta P_{accom_m} \sim H_m S_{nm} \quad (3:29)$$

Detta resonemang tillsammans med ekvation (3:23) visar att vinkelaccelerationen $\frac{d\omega}{dt}$ hos generatorerna är proportionell mot det totala accelererande effekten ΔP_{acctot} enligt

$$\frac{d\omega}{dt} \sim \frac{P_{turtot} - P_{gentot}}{H_{med} S_{ntot}} = \frac{\Delta P_{acctot}}{H_{med} S_{ntot}} \quad (3:30)$$

Vidare kan ΔP_{acctot} delas upp per område ΔP_{accom} , detta med hjälp av svängmassorna per områden $(HS_n)_{om}$

$$\frac{d\omega}{dt} \sim \frac{\Delta P_{accom}}{(HS_n)_{om}} \quad (3:31)$$

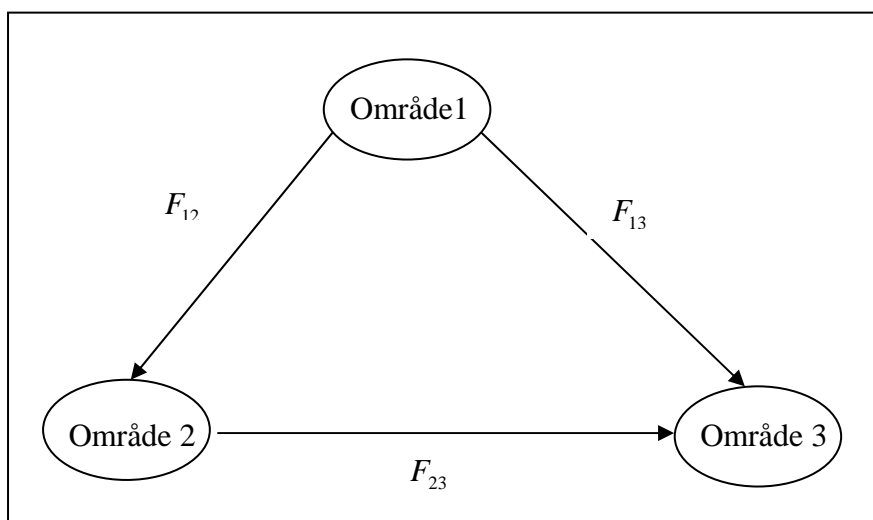
3.1.7 Elektriska effektobalansen

Vid beräkning av elektriska effektobalansen tas hänsyn till systemets last- och generatoreffekt. Differensen mellan generatoreffekt och lasteffekt per område bildar elektriska effektobalansen per område. Elektriska effektobalansen uppstår för att av generatorm producerad effekt per område är antingen större eller mindre än vad lasterna förbrukar. Denna obalans leder till effektflöden mellan områden. Hur denna effekt transporteras mellan områdena beskrivs nedan.

3.1.8 Fördelningsmatrisen för Treområdesmodellen

Fördelningsmatrisen är till för att transportera elektriska effektobalansen från varje område till angränsande områden via ledningar. I fallet Treområdesmodellen med tre områden ihopkopplade med tre ledningar motsvaras fördelningsmatrisen av en 3×3 matris och beräknas utifrån ledningarnas reaktanser.

Det första steget vid beräkningen av fördelningsmatrisen för Treområdesmodellen är att definiera positiva riktningen för flödet i varje nod i systemet. Figur 3:10 visar effektflödena $F_{m n}$ mellan nod m och nod n i systemet.



Figur 3:10 Treområdesmodellen med effektflödena definierade.

Nästa steg i beräkningen är att ta fram C -matrisen enligt ekvation (2.16) Detta ger ekvationssystemet

$$\begin{aligned} P_1 &= F_{12} + F_{13} \\ P_2 &= -F_{12} + F_{23} \\ P_3 &= -F_{13} - F_{23} \end{aligned} \tag{3:32}$$

Från ekvation (3:32) fås C -matrisen

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & -1 \end{bmatrix} \quad (3:33)$$

När matrisen C är känd beräknas A -matrisen enligt ekvation (2:17). För detta behövs ledningarnas reaktanser. Tabell 3:5 visar reaktanser för ledningarna mellan områden.

Ledning	Reaktanser för ledningen i (pu)
L_{12}	$X_{12} = 0,2775$
L_{13}	$X_{13} = 0,2500$
L_{23}	$X_{23} = 0,3750$

Tabell 3:5 Reaktanser för ledningarna mellan områdena.

Tabell 3:5 tillsammans med ekvation (2:16) ger ekvationssystemet

$$\begin{bmatrix} F_{12} \\ F_{13} \\ F_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{X_{12}} & \frac{-1}{X_{12}} & 0 \\ \frac{1}{X_{13}} & 0 & \frac{-1}{X_{13}} \\ 0 & \frac{1}{X_{23}} & \frac{-1}{X_{23}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3.6036 & -3.6036 & 0 \\ 4.0000 & 0 & -4.0000 \\ 0 & 2.6667 & -2.6667 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} \quad (3:34)$$

När A - och C -matriserna är kända beräknas B -matrisen med hjälp av ekvation (2:17)

$$B = \begin{bmatrix} 7.6036 & -3.6036 & -4.0000 \\ -3.6036 & 6.2703 & -2.6667 \\ -4.0000 & -2.6667 & 6.6667 \end{bmatrix} \quad (3:35)$$

Utifrån B -matrisen bestäms B^{-1} med hjälp av ekvation (2:18), genom att exempelvis välja område 1 som utjämningsnod. Detta ger

$$B^{-1} = \begin{bmatrix} 0.1922 & 0.0769 \\ 0.0769 & 0.1807 \end{bmatrix} \quad (3:36)$$

Det som återstår är att bilda B^* och därefter ta fram fördelningsmatrisen M med hjälp av ekvation (2:19)

(3:37)

$$B^* = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.1922 & 0.0769 \\ 0 & 0.0769 & 0.1807 \end{bmatrix}$$

(3:38)

$$M = A B^* = \begin{bmatrix} 0 & -0.6925 & -0.2770 \\ 0 & -0.3075 & -0.7230 \\ 0 & 0.3075 & -0.2770 \end{bmatrix}$$

3.1.8.1 Fördelningsmatrisen via känslighetsanalys

Den beräkningsmetod för fördelningsmatrisen som har beskrivits i avsnitt 3.1.8 är lämplig att använda för system bestående av få områden sammankopplade med få ledningar. Ett alternativt sätt att beräkna fördelningsmatrisen är genom känslighetsanalys. Fördelningsmatrisen med denna metod beräknas med hjälp av produktionsändringarna och effektlödena mellan områdena. Detta görs genom att produktionen i ett visst område ökas samtidigt som produktionen minskar lika mycket i ett annat område. Produktionsändringarna i det här arbetet genomförs i ARISTO-simulatorens och därmed fås tillgång till effektlödena mellan områdena. Effektlödena läses av först när frekvensen har stabiliserats på samma nivå som före produktionsändringarna. Här nedan beskrivs hur fördelningsmatrisen för Treområdesmodellen tas fram. Denna metod kan även användas för Tiområdesmodellen.

Treområdesmodellen består av tre områden sammankopplade med tre ledningar detta innebär att fördelningsmatrisen M_K är en 3×3 matris. Fördelningsmatrisen har nio obekanta element m_k och därmed behövs nio ekvationer för att bestämma denna. Varje par av produktionsökning/produktionsminskning ger upphov till tre flöden $F_{m,n,c}$ mellan nod m och n i fall c och därmed tre ekvationer. Således behövs tre fall av produktionsändringar. Dessa produktionsändringar $\Delta P_{i,c}$ i område i i fall c med respektive effektlöden visas i figur 3:11.

Fall 1:

Produktionen i område $P_{1,1}$ ökas med 40 MW och produktionen minskar lika mycket i område $P_{2,1}$, rödmarkerad i figur 3.11. Detta ger upphov till effektlödena:

$$\begin{aligned} F_{12,1} &= 314.8 \text{ MW} \\ F_{13,1} &= 165.4 \text{ MW} \\ F_{23,1} &= -125.5 \text{ MW} \end{aligned}$$

Dessa flöden relativt effektlödena i grundfallet, svart markerade i figur 3.11 ges av

$$\begin{aligned}\Delta F_{12,1} &= 27.8 \text{ MW} \\ \Delta F_{13,1} &= 12.4 \text{ MW} \\ \Delta F_{23,1} &= -12.5 \text{ MW}\end{aligned}$$

Fall 2:

Produktionen i område $P_{3,2}$ ökas med 40 MW och produktionen minskas lika mycket i område $P_{2,3}$, grönmarkerad i figur 3.11. Detta ger upphov till effektflödena:

$$\begin{aligned}F_{12,2} &= 303.7 \text{ MW} \\ F_{13,2} &= 136.2 \text{ MW} \\ F_{23,2} &= -136.5 \text{ MW}\end{aligned}$$

Dessa flöden relativt effektflödena i grundfallet, svart markerade i figur 3.11 ges av

$$\begin{aligned}\Delta F_{12,1} &= 16.7 \text{ MW} \\ \Delta F_{13,1} &= 16.8 \text{ MW} \\ \Delta F_{23,1} &= -23.5 \text{ MW}\end{aligned}$$

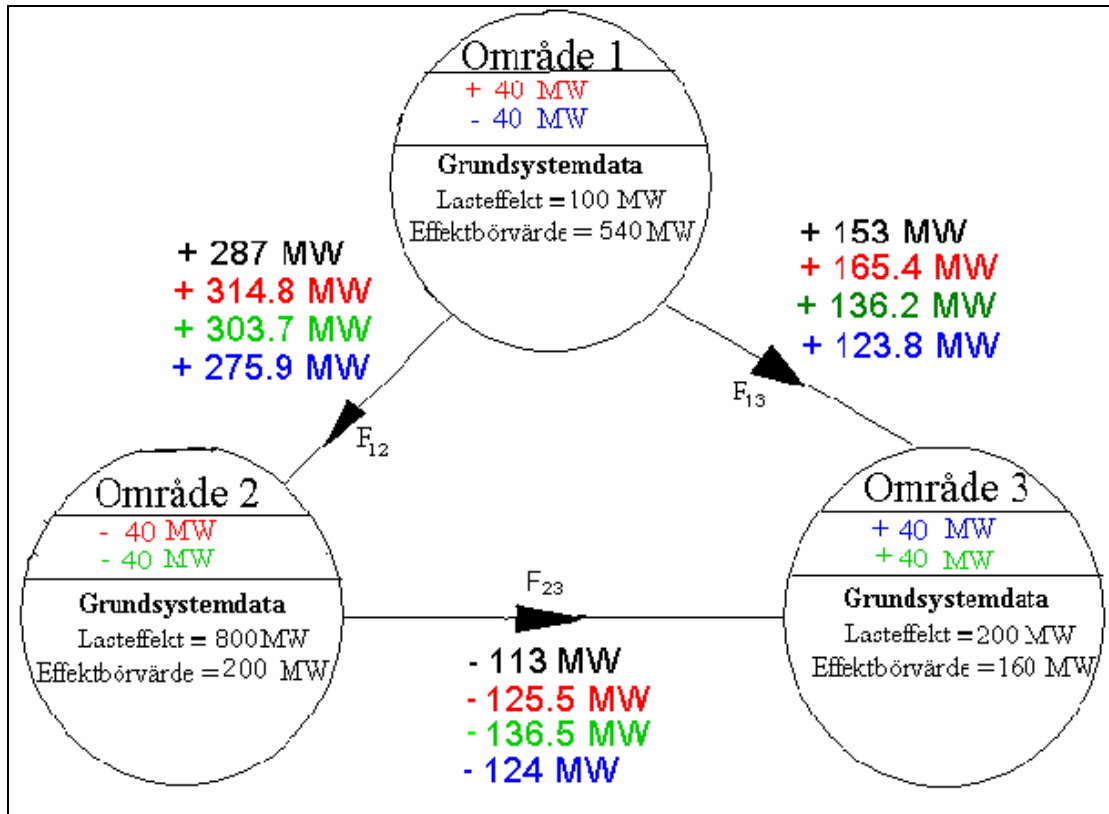
Fall 3:

Produktionen i område 3 $P_{3,3}$ ökas med 40 MW och produktionen minskas lika mycket i område $P_{1,3}$, blåmarkerad i figur 3.11. Detta ger upphov till effektflödena

$$\begin{aligned}F_{12,3} &= 275.9 \text{ MW} \\ F_{13,3} &= 123.8 \text{ MW} \\ F_{23,3} &= -136.5 \text{ MW}\end{aligned}$$

Dessa flöden relativt effektflödena i grundfallet, svart markerade i figur 3.11 ges av

$$\begin{aligned}\Delta F_{12,1} &= -11.1 \text{ MW} \\ \Delta F_{13,1} &= -29.2 \text{ MW} \\ \Delta F_{23,1} &= -11.0 \text{ MW}\end{aligned}$$



Figur 3:11 Treområdesmodellen för beräkning av fördelningsmatris med hjälp av känslighetsanalys.

Nu när effektlödena är kända kan ekvationssystem för fördelningsmatrisen ställas upp enligt:

$$\begin{bmatrix} \Delta F_{12,1} \\ \Delta F_{13,1} \\ \Delta F_{23,1} \\ \Delta F_{12,2} \\ \Delta F_{13,2} \\ \Delta F_{23,2} \\ \Delta F_{12,3} \\ \Delta F_{13,3} \\ \Delta F_{23,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_1 & m_2 & m_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ m_4 & m_5 & m_6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ m_7 & m_8 & m_9 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & m_1 & m_2 & m_3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & m_4 & m_5 & m_6 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & m_7 & m_8 & m_9 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & m_1 & m_2 & m_3 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & m_4 & m_5 & m_6 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & m_7 & m_8 & m_9 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{1,1} \\ \Delta P_{2,1} \\ \Delta P_{3,1} \\ \Delta P_{1,2} \\ \Delta P_{2,2} \\ \Delta P_{3,2} \\ \Delta P_{1,3} \\ \Delta P_{2,3} \\ \Delta P_{3,3} \end{bmatrix} \quad (3:39)$$

vilket motsvaras av

$$\begin{bmatrix} \Delta F_{12,1} \\ \Delta F_{13,1} \\ \Delta F_{23,1} \\ \Delta F_{12,2} \\ \Delta F_{13,2} \\ \Delta F_{23,2} \\ \Delta F_{12,3} \\ \Delta F_{13,3} \\ \Delta F_{23,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_{1,1} & \Delta P_{2,1} & \Delta P_{3,1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \Delta P_{1,1} & \Delta P_{2,1} & \Delta P_{3,1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \Delta P_{1,1} & \Delta P_{2,1} & \Delta P_{3,1} \\ \Delta P_{1,2} & \Delta P_{2,2} & \Delta P_{3,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \Delta P_{1,2} & \Delta P_{2,2} & \Delta P_{3,2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \Delta P_{1,2} & \Delta P_{2,2} & \Delta P_{3,2} \\ \Delta P_{1,3} & \Delta P_{2,3} & \Delta P_{3,3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \Delta P_{1,3} & \Delta P_{2,3} & \Delta P_{3,3} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \Delta P_{1,3} & \Delta P_{2,3} & \Delta P_{3,3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \\ m_3 \\ m_4 \\ m_5 \\ m_6 \\ m_7 \\ m_8 \\ m_9 \end{bmatrix} \quad (3:40)$$

Rangen av denna matris är 6. För att lösa systemet krävs en ansats, lämpligen att $m_1 = m_4 = m_7 = 0$, vilket de analytiska beräkningarna visat, se ekvation (3:38).

Med värden insatta i ekvation (3:40) fås:

$$\begin{bmatrix} 27.8 \\ 12.4 \\ -12.5 \\ 16.7 \\ 16.8 \\ -23.5 \\ -11.1 \\ -29.2 \\ -11.0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 40 & -40 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 40 & -40 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 40 & -40 & 0 \\ 0 & 40 & -40 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 40 & -40 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 40 & -40 \\ -40 & 0 & 40 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -40 & 0 & 40 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -40 & 0 & 40 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \\ m_3 \\ m_4 \\ m_5 \\ m_6 \\ m_7 \\ m_8 \\ m_9 \end{bmatrix} \quad (3:41)$$

Lösning av ekvationen (3:41) ger fördelningsmatrisen

$$M_K = \begin{bmatrix} 0 & -0.6950 & -0.2775 \\ 0 & -0.3100 & -0.7300 \\ 0 & 0.3125 & -0.2750 \end{bmatrix} \quad (3:42)$$

Fördelningsmatriserna i ekvation (3:42) och i ekvation (3:38) skiljer sig något. För att undersöka hur noggranna dessa är görs jämförande studier med effektlödena mellan områdena i ARISTO-simulatore. I tabell 3:6 visas effektlödena på ledningarna mellan områdena vid tidpunkten 0 dvs. vid grundfallet se figur 4:1.

Effektflödena	ARISTO	Matlab med fördelningsmatrisen M	Matlab med fördelningsmatrisen M_K
F_{12}	287 MW	288,0884 MW	287,1000 MW
F_{13}	153 MW	151,9116 MW	153,2000 MW
F_{23}	- 113 MW	-111,9116 MW	-114,0000 MW

Tabell 3:6 Effektflöden mellan områdena med olika fördelningsmatriser.

Av tabell 3:6 framgår att fördelningsmatrisen framtagen via känslighetsanalys ger ett bättre resultat i förhållande till ARISTO-modellen vid linjärisering kring detta startläge. En konstant fördelningsmatris är en approximation och fungerar bra för små förändringar. I den här modellen använd fördelningsmatrisen M eftersom den är mer allmängiltig

3.1.9 Överföringsförluster

Överföringsförluster uppstår vid överföring av effekt mellan två områden. I den här modellen beräknas fram storleken av förlusterna med

$$\Delta P_F = \frac{R_{ledn}}{U^2} ((P_{Tr0} + \Delta P_{Tr1}))^2 - (P_{Tr0})^2 \quad (3:43)$$

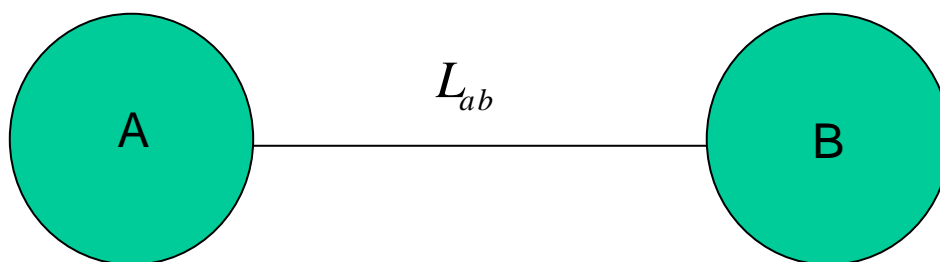
där

R_{ledn}	Resistansen i ohm för ledningen mellan två områden.
P_{T0}	Transporterad effekt vid tidpunkten 0, transporterad referenseffekt.
ΔP_{Tr1}	Ändringen av transporterad effekt relativt transporterad referenseffekt.
ΔP_F	Differensen mellan referensförlust och ny överföringsförlust orsakad av effektobalans.
U	Spänningen 400 kV.

Vid initiering av modellen beräknas transporterad effekt på ledningarna mellan områdena. Beräkningen av transporterad effekt sker i två steg. Först beräknas effektobalansen i varje område genom att bilda differensen mellan effektbörvärdet och lasteffekten. Sedan beräknas det transporterade effekten mellan områdena med fördelningsmatrisen. Med transporterade effekten mellan områdena känd används ekvation (3:43) för att beräkna referensöverföringsförlusten mellan områdena, det vill säga överföringsförlusten vid tidpunkten 0, då det råder effektbalans i systemet.

Om det uppstår effektobalans i systemet förändras transporterad effekt mellan områdena. Dessa förändringar ger upphov till nya överföringsförluster. De nya förlusterna jämförs med referensförlusterna och skillnaden återkopplas in i systemet som extra lasteffekt. Hur denna fördelning går till förklaras i ett exempel här nedan.

Antag ett tvåområdessystem med områdena A och B ihopkopplade med ledningen L_{ab} , se figur 3:12. Antag vidare att en effektobalans uppstår i systemet som leder till att transporterad effekt på ledningen L_{ab} förändras. Förändringen i transporterad effekt ger upphov till ny överföringsförlust relativt referensförlusten. Den förändrade överföringsförlusten räknas fram, $P_{förm}$. Denna förlust fördelas lika mellan område A och B. Detta görs genom att hälften av överföringsförlusten, $\frac{P_{förm}}{2}$, återkopplas som extra lasteffekt till område A och den andra hälften återkopplas som extra lasteffekt till område B.



Figur 3:12 Två områden ihopkopplade med ledningen L_{ab}

3.1.10 Systemdata för Tioområdesmodellen

Systemdata för Tioområdesmodellen har tagits fram med hjälp av motsvarande modell i ARISTO. ARISTO-modellen är indelad i tio områden och representeras av

- 620 transformatorer.
- 1615 ledningar.
- 532 generatorer.
- 1410 laster med maximal lasteffekt på 61 626 MW.

Följande omräkningar har gjorts vid beräkning av systemdata till Tioområdesmodellen.

- Totala märkeffekten har summerats per område.
- Den maximala och minimala effektbövrädesgränsen har summerats per område.
- Aktuell produktion har summerats per område.
- För statiken sigma σ och dämpningen delta δ , har ett viktat medelvärde baserat på maximala effekten P_{\max} , per område tagits fram enligt

$$\sigma_{medel} = \frac{\sum P_{\max}}{\sum \frac{P_{\max}}{\sigma}} \quad (3:44)$$

$$\delta_{medel} = \frac{\sum P_{max}}{\sum \frac{P_{max}}{\delta}} \quad (3:45)$$

- För turbinregulatorparametrarna T_p , T_r , T_g , G_{max} , G_{min} , G_{Rclose} , G_{Ropen} och tröghetskonstanten H har motsvarande viktade värde baserat på märkeffekten S_n per område tagits fram

$$X_{medel} = \frac{\sum XS_n}{\sum S_n} \quad (3:46)$$

där X är turbinparameter eller tröghetskonstanten och X_{medel} är viktade medelvärde av dessa.

- Lasterna och förlusterna i varje område har beräknats genom att bilda differensen av effektnettoflödet till och från området och producerad effekten i området.

3.2 Användargränssnitt

3.2.1 Användargränssnitt för styrning

Modellen har utvecklats för att studera frekvensreglering och effektförlopp i kraftsystem då lasteffekt, effektbörvärden och regler- och styrparametrar ändras under simuleringens gång. För att genomföra dessa förändringar på ett enkelt och övergripligt sätt har det utvecklats ett användargränssnitt, se figur 3:13. Med användargränssnittet kan följande förändringar genomföras

- Styrning av simulering
- Bestämning av utjämningsnod
- Ändring av lasteffekt per område
- Ändring av lastens frekvensberoende per område
- Ändring av effektbörvärde per område
- Ändring av samtliga turbinregulatorparametrar per område
- Ändring av märkeffekt per område
- Ändring av tröghetstidskonstant per område
- Ändring av gränser för begränsare

Användargränssnittet används för kommunikation i två led, dels för att skicka in data till modellen och dels för att hämta upp data från modellen. Alla förändringar i modellen kan ske under simuleringens gång samtidigt som frekvensen kan observeras kontinuerligt. Användargränssnittet beräknar och visar det totala effektbörvärdet i systemet, systemets totala lasteffekt, totala märkeffekten i systemet samt medelvärdet av tröghetskonstanten. En mer detaljerad beskrivning av användargränssnittet ges i Bilaga 5.

CONTROL PANEL

START
PAUSE
CONTINUE
STOP
ANALYSIS
CLOSE

SLACK BUS: SET GET STATUS: stopped

MODEL MODIFICATIONS

AREA SLECTION

FI=0 SN1 =1 SN2 =2 SN3 =3 SN4 =4 NO1=5 NO2=6 NO3=7 NO4=8 DK=9
eg. 1 or 12398 (VALID FOR CHANGING IN SEVERAL AREAS) GET

LOAD CHANGING

INSTANT	LOAD IN MW	<input type="text" value="0"/>		SET GET
STEP	LOAD IN MW	<input type="text" value="0"/>	TIME <input type="text" value="0"/>	SET GET
RAMP				
LOAD	SLOPE	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	TIME <input type="text" value="0"/> SET GET
IN MW	IN MW/s			

LOAD

TOTAL LOAD IN MW

GET

ACTIVE POWER SETTING CHANGING

INSTANT	POWER IN MW	<input type="text" value="0"/>		SET GET
STEP	POWER IN MW	<input type="text" value="0"/>	TIME <input type="text" value="0"/>	SET GET
RAMP				
POWER	SLOPE	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	TIME <input type="text" value="0"/> SET GET
IN MW	IN MW/s			

POWER

TOTAL POWER SETTING IN MW

GET

LIMITS FOR PSETTING

Pmin SET GET Pmax SET GET

LOAD FREQUENCY DEPENDENCY

LFD SET GET

MACHINE PARAMETER CHANGING

H S SET GET Stot Hmed

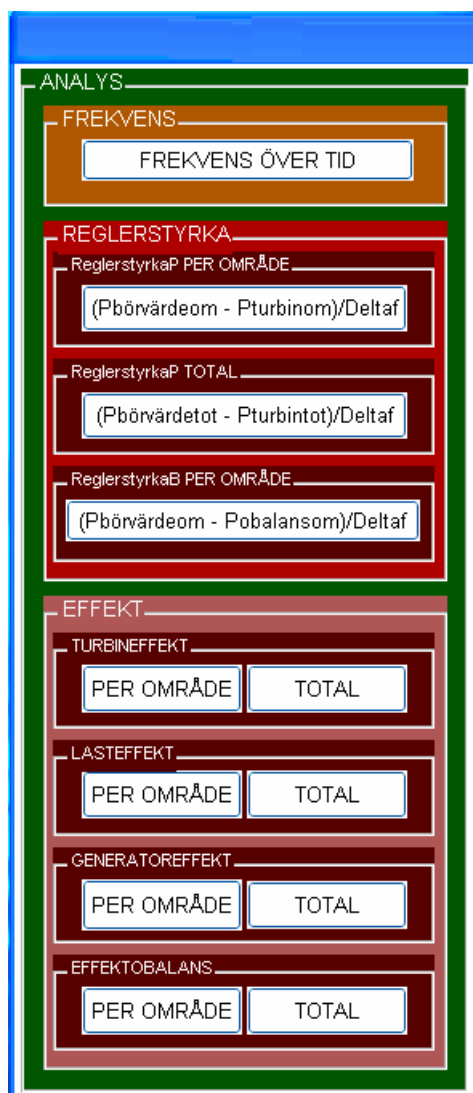
HYDRO TURBINE GOVERNOR CONTROLLER PARAMETERS

Tg <input type="text" value="0"/> SET GET	DELTA <input type="text" value="0"/> SET GET	SIGMA <input type="text" value="0"/> SET GET
Tr <input type="text" value="0"/> SET GET	Gmin <input type="text" value="0"/> SET GET	Gmax <input type="text" value="0"/> SET GET
Tp <input type="text" value="0"/> SET GET	Grclose <input type="text" value="0"/> SET GET	Gropen <input type="text" value="0"/> SET GET

Figur 3:13 Användargränssnitt för ändring av regler- och styrparametrar i Tioområdesmodellen.

3.2.2 Användargränssnitt för analys

Efter avslutad simulering finns det behov av att analysera resultatet av simuleringen. I analys syfte har det tagits fram ett användargränssnitt, se figur 3:14. Detta presenterar resultat på ett lättöverskådligt sätt i grafer.



Figur 3:14 Användargränssnitt för analys.

Med användargränssnittet kan följande analysgrafer tas fram:

- Frekvensförlopp från tiden 0 till avslutad simulering.
- Reglerstyrka per område och totalt i systemet, beräknat på följande sätt

$$\begin{aligned} \blacksquare \quad \text{ReglerstyrkaP} &= \frac{\text{Effektbörvärde} - \text{Turbineffekt}}{\text{Frekvensförändring}} \quad \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right] \\ \blacksquare \quad \text{ReglerstyrkaB} &= \frac{\text{Effektbörvärde} - \text{Effektobalans}}{\text{Frekvensförändring}} \quad \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right] \end{aligned}$$

ReglerstyrkaP är kraftverksreglerstyrka som används i samband med produktion och *ReglerstyrkaB* är systemreglerstyrka som används i samband med effektbalans i systemet.

- Turbineffekt per område och totalt i systemet.
- Lasteffekt per område och totalt i systemet.
- Generatoreffekt per område och totalt i systemet.
- Effektoabalans per område och totalt i systemet.

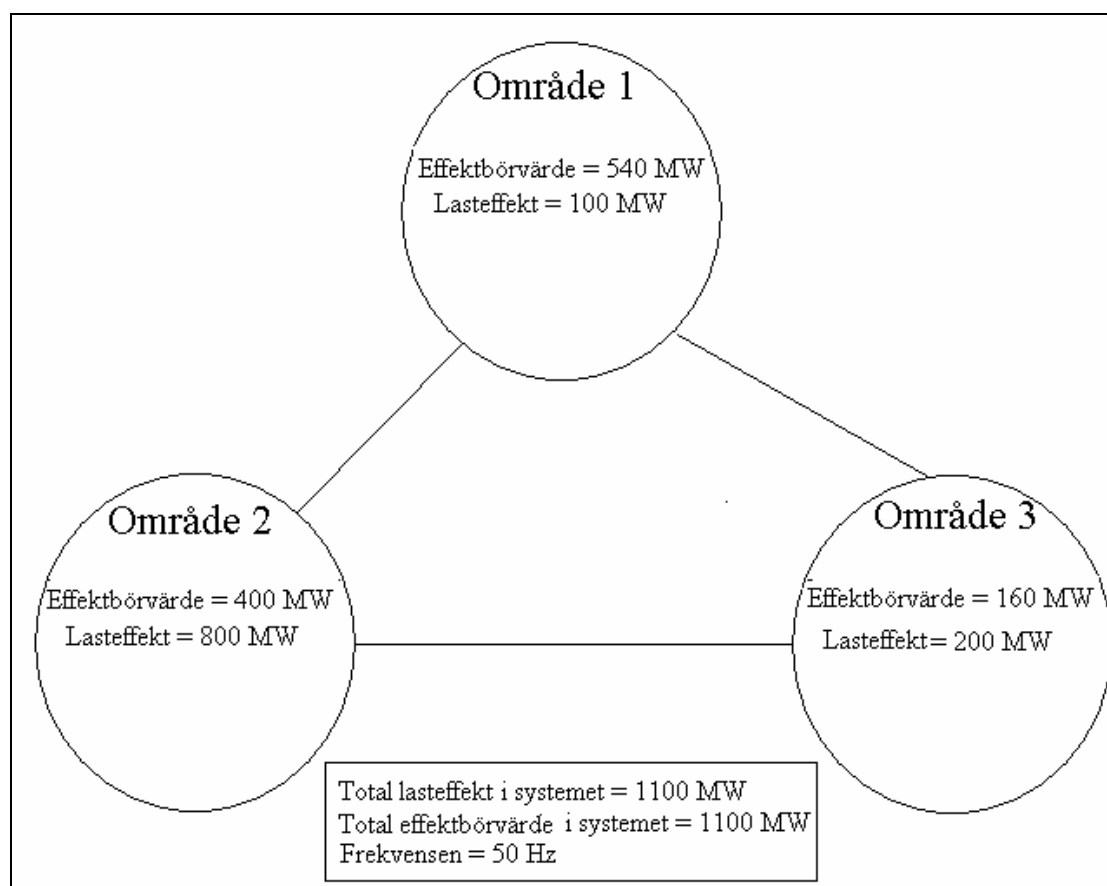
En mer detaljerad beskrivning av användargränssnittet ges i Bilaga 5.

4 UTVÄRDERING AV MODELLEN

4.1 Utvärdering av Treområdesmodellen

För att utvärdera Treområdesmodellen i Matlab genomförs här en fallstudie som innefattar produktionsökning i något område. För att kunna utvärdera Matlabmodellen genomförs samma fallstudie i ARISTO-modellen. ARISTO-modellen tillsammans med kapitel 2 ger tillräckligt med information för att bedöma hur pass bra resultat Matlabmodellen ger.

Vid genomförande av fallstudien utgås här ifrån ett grundfall. I Treområdesmodellen råder det effektbalans mellan lasteffekten och effektbörvärdet vid tidpunkten noll och fram till att en yttre förändring påverkar systemet. I systemet finns det totalt 1100 MW lasteffekt med fördelningen område 1: 100 MW, område 2: 800 MW och område 3: 200 MW. Det totala effektbörvärdet på 1100 MW är fördelat i område 1 med 540 MW, i område 2 med 400 MW och i område 3 med 160 MW, se figur 4:1. Då det råder effektbalans i systemet är frekvensen konstant, 50 Hz. Detta tillstånd kommer i detta kapitel att refereras till som grundtillståndet. Systemdata till Treområdesmodellen återfinns i Bilaga 2.

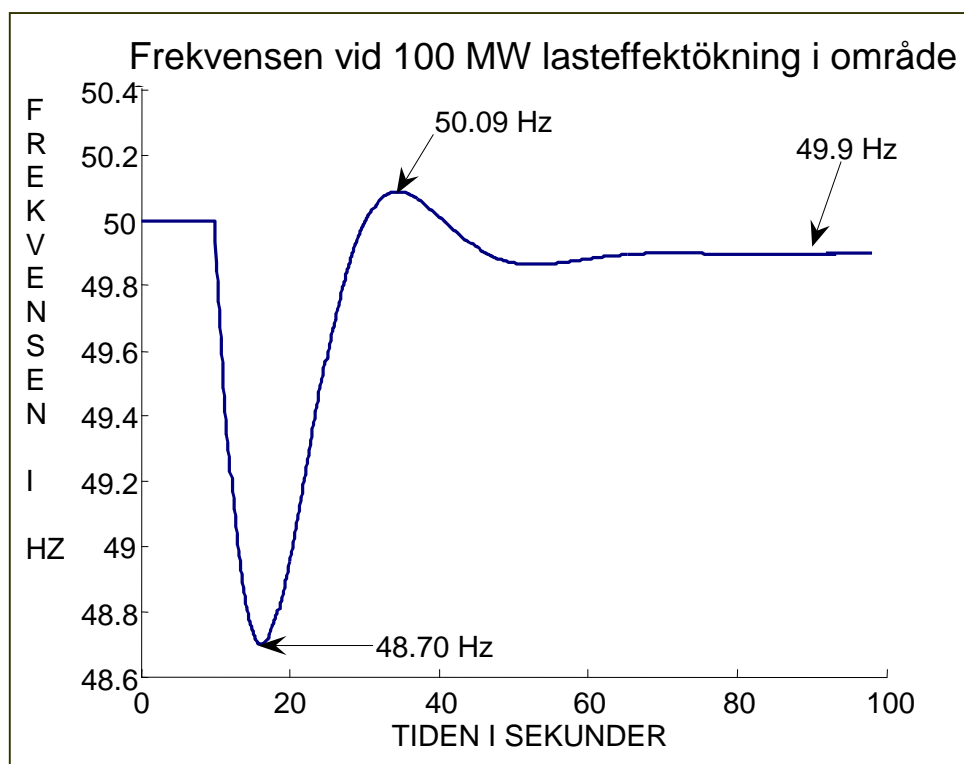


Figur 4:1 Systemdata för grundfallet i Treområdesmodellen.

Fallet som studeras är en produktionsökning. Fallstudien innebär att fram till tidpunkten 10 sekunder befinner sig systemet i grundtillståndet, då det inträffar en lasteffektökning i systemet. I område 3 ökas lasteffekten från 200 MW till 300 MW dvs. en ökning med 100 MW. Denna lasteffektökning leder till att effektbalansen i systemet rubbas. Efter lasteffektökningen finns det i systemet totalt 1200 MW lasteffekt och 1100 MW effektbörvärde. Denna förändring simuleras och analyseras nedan med avseende på frekvens, generator- och turbineffekt, frekvensberoende hos lasten och lasteffekt.

4.1.1 Frekvensen och turbin- och generatoreffekt vid lasteffektökning

Sambandet mellan effekt och frekvens innebär att frekvensen kan användas för att avgöra om effektbalans råder i kraftsystemet. Figur 4:2 visar att frekvensen till att börja med är konstant på 50 Hz för att efter 10 sekunder börja sjunka. Detta betyder att den producerade effekten är för låg i förhållande till förbrukad effekt och kraftverken måste öka sin produktion genom att släppa på mer mekanisk effekt. Efter några sekunder har den påförda mekaniska effekten ökat så att den är lika stor som den uttagna elektriska effekten och frekvensen slutar att minska vid 48.70 Hz. Därefter följer en period då den mekaniska effekten är högre än den uttagna elektriska effekten vilket gör att frekvensen börjar öka och går upp till 50,09 Hz för att sedan stabiliseras sig på 49,9 Hz. Storleken på avvikelsen beror på den sammanlagda reglerstyrkan som finns i kraftsystemet. Effektbörvärdet totalt i systemet är mindre än den totala lasteffekten och av den anledningen hamnar frekvensen under 50 Hz.



Figur 4:2 Frekvensförlopp vid 100 MW lasteffektökning i område 3.

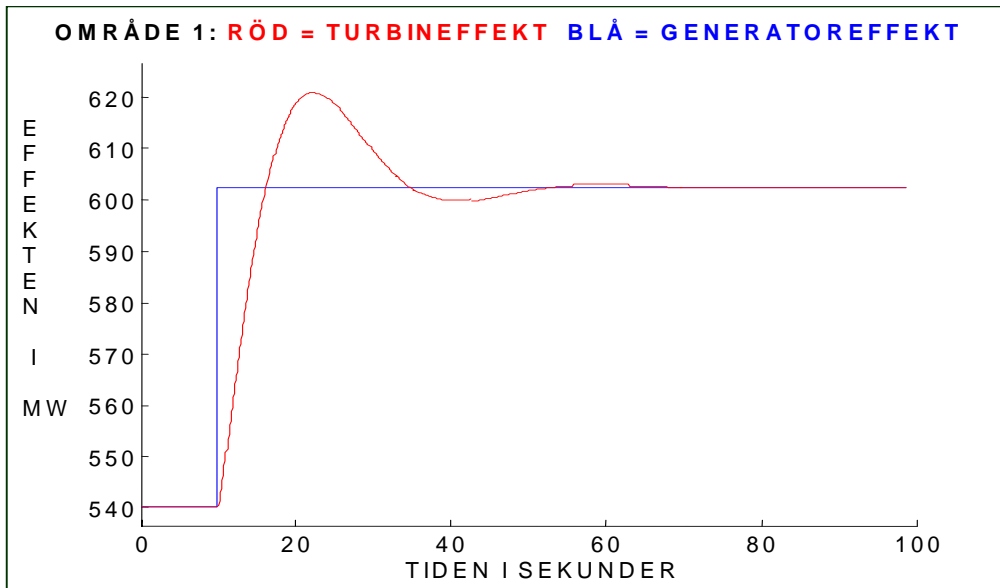
Lasteffektökningen påverkar systemets turbin- och generatoreffekt. I figur 4:3-4:6 visas förändringen av dessa per område och totalt. Generatoreffekten som det har förklarats tidigare är beroende av svängmassorna i området. I systemet finns det följande svängmassor:

- Område1 $S_{n1}=1200$ MW och $H_1 = 3$.
- Område2 $S_{n2}=500$ MW och $H_2 = 3$.
- Område3 $S_{n3}=240$ MW och $H_3 = 3$.
- Totalt i systemet $S_{tot}=1940$ MW och medelvärdet $H_{med} = 3$.

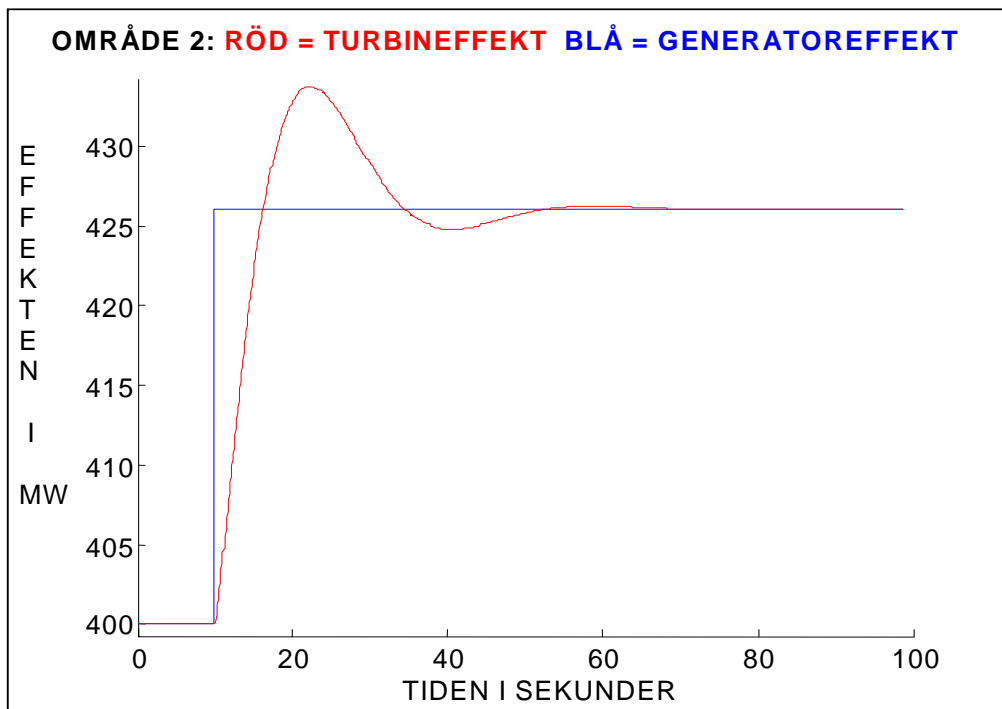
Hur stor andel av lasteffektökningen som varje generator reglerar vid tidpunkten 10 sekunder beräknas fram enligt följande

- Område1: $\frac{S_{n1}H_1}{S_{tot}H_{med}} = \frac{1200 * 3}{1940 * 3} = 0,6186$. Detta motsvaras av ca 62 MW generatoreffekt av en lasteffektökning på 100 MW.
- Område2: $\frac{S_{n2}H_2}{S_{tot}H_{med}} = \frac{500 * 3}{1940 * 3} = 0,2577$. Detta motsvaras av ca 26 MW generatoreffekt av en lasteffektökning på 100 MW.
- Område3: $\frac{S_{n3}H_3}{S_{tot}H_{med}} = \frac{240 * 3}{1940 * 3} = 0,1237$. Detta motsvaras av ca 12 MW generatoreffekt av en lasteffektökning på 100 MW.

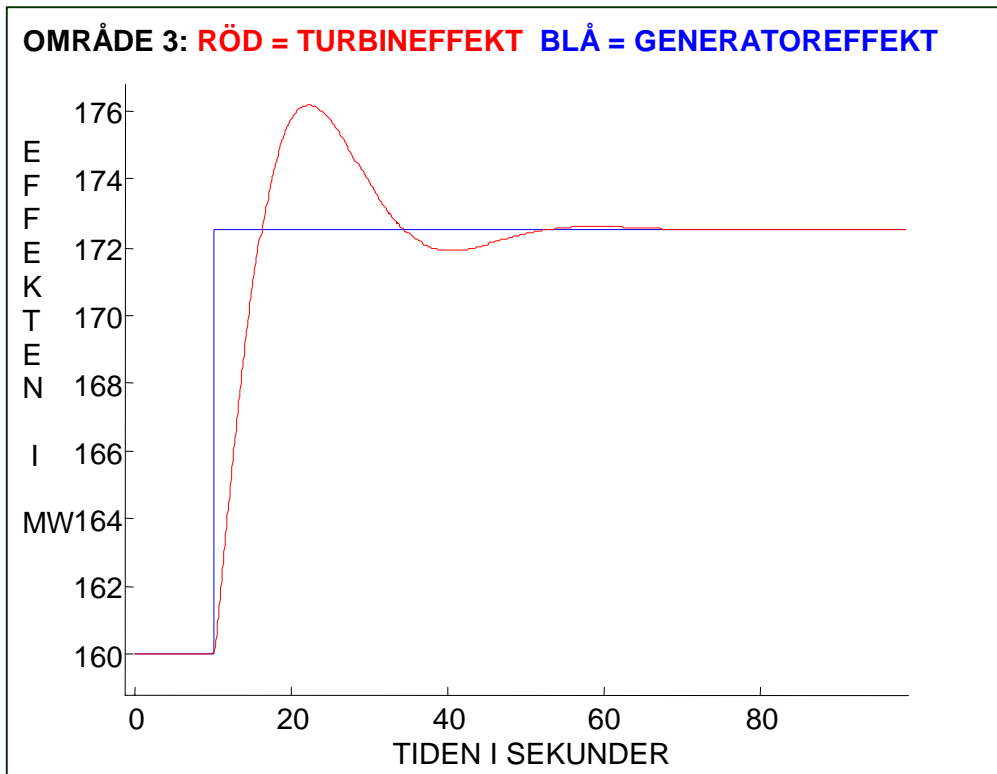
Dessa värden stämmer överens med de utlästa värdena från figurerna nedan. Den totala generatoreffekten ökar från 1100 MW till 1200 MW vilket framgår av figur 4:6. Vidare visar figurerna att turbinregulatorerna har ett långsammare förlopp. Detta på grund av att turbinregulatorn är ett återkopplat system med reglering. Efter ca 50 sekunder stabiliseras både turbin- och generatoreffekten på samma nivå.



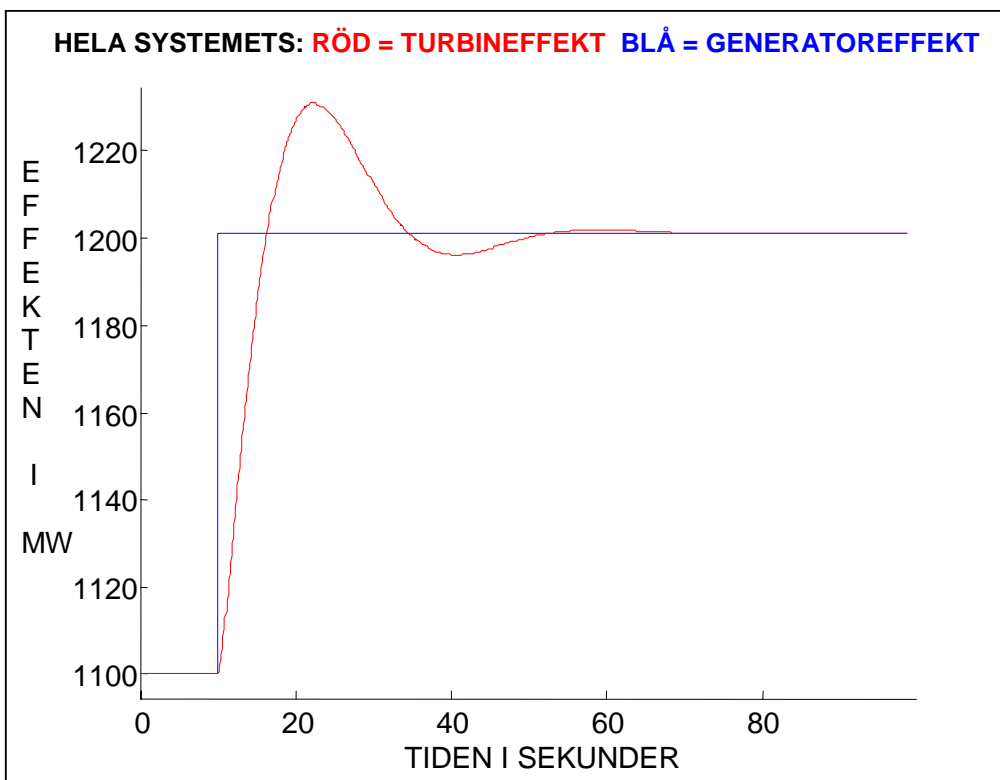
Figur 4:3 Turbin- och generatoreffekt i område 1 vid 100 MW lasteffektökning i område 3.



Figur 4:4 Turbin- och generatoreffekt i område 2 vid 100 MW lasteffektökning i område 3.



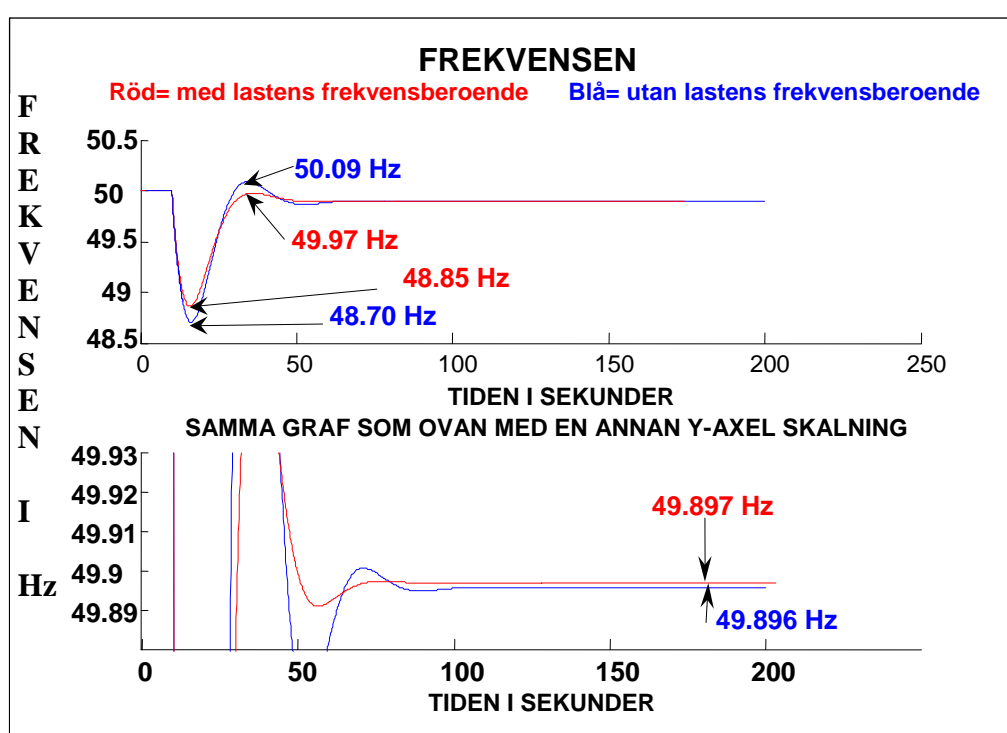
Figur 4:5 Turbin- och generatoreffekt i område 3 vid 100 MW lasteffektökning i område 3.



Figur 4:6 Hela systemets turbin- och generatoreffekt vid lasteffektökning av 100 MW i område 3.

4.1.2 Inverkan av lastens frekvensberoende på frekvensen

För att undersöka inverkan av lastens frekvensberoende på frekvensen har två fall undersökts, vilket visas i figur 4:7. I det rödmarkerade grafen är lasten modellerad med hänsyn taget till lastens frekvensberoende. I det blåmarkerade grafen har det inte tagits hänsyn till lastens frekvensberoende. I tidsintervallet 15 – 50 sekunder uppstår stor skillnad mellan graferna vilket kan förklaras med att vid produktion bidrar frekvensderivatan hos turbinregulatormodellen under regleringen. Detta innebär att modellen vid reglering tar hänsyn till frekvensen och frekvensändringshastigheten. Det framgår av graferna att lastens frekvensberoende har dämpande effekt på frekvensen. Detta ses av att frekvensavvikelsen från 50 Hz är mindre för den rödmarkerade kurvan. Detta fenomen är naturligt då i modellen betraktas lastens frekvensberoende vid lasteffektökning som extra lasteffekt i systemet.

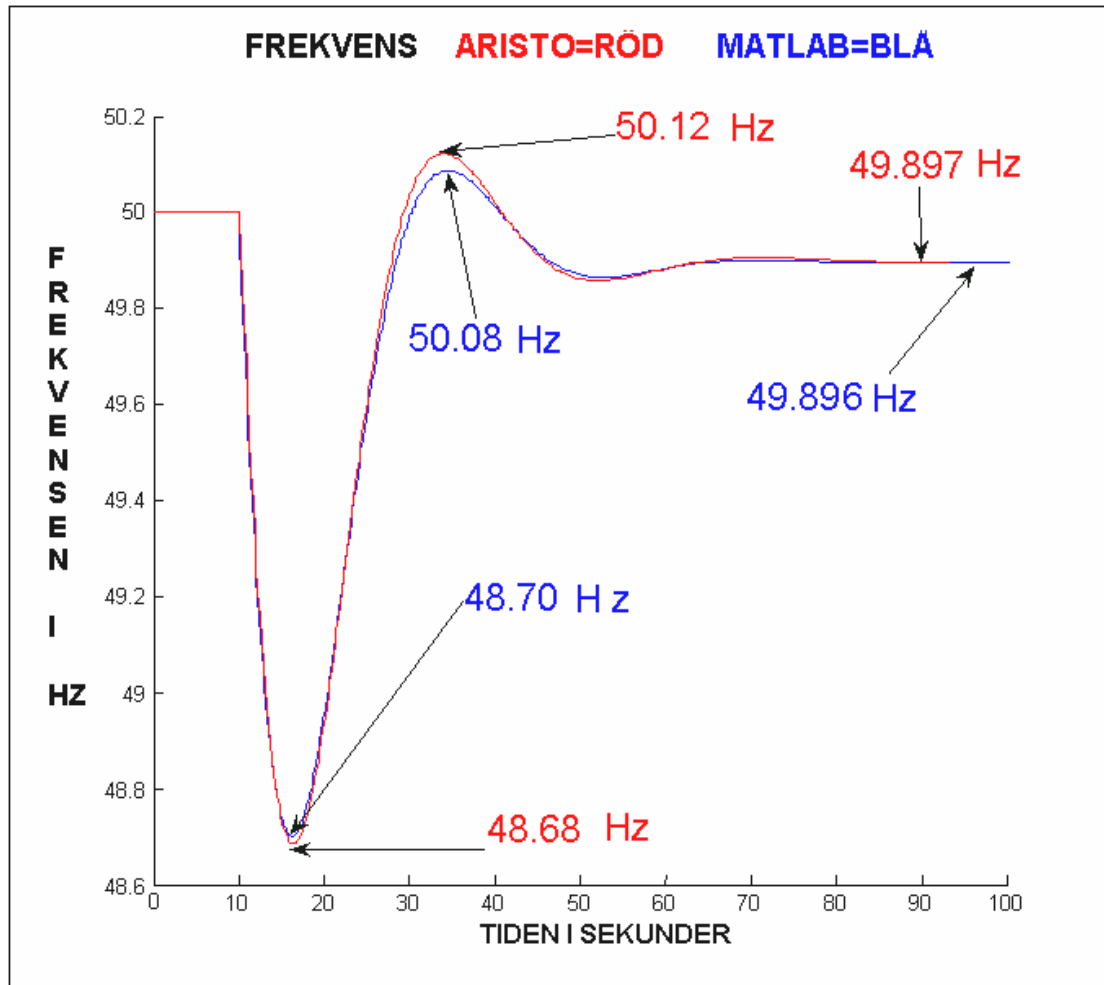


Figur 4:7 Frekvensen då inverkan av lastens frekvensberoende undersöks vid lasteffektökning av 100 MW i område 3.

4.1.3 Jämförande studier av modellen mot ARISTO

4.1.3.1 Frekvensen

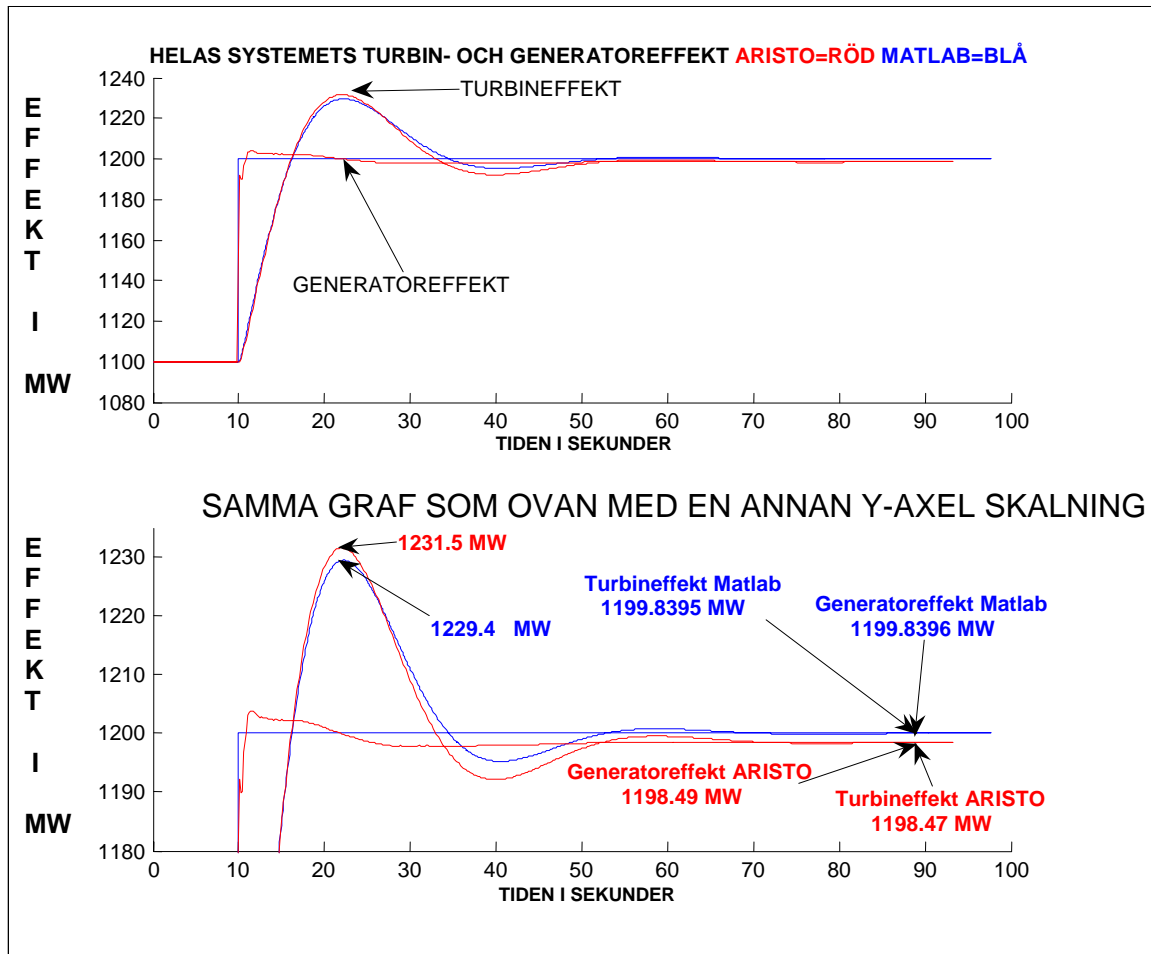
Frekvensen hos ARISTO-modellen och Matlabmodellen vid fallstudien har jämförts för att undersöka hur pass lika modellernas resultat är. ARISTO-modellen betraktas här som en noggrannare och mer verklighetsanpassad modell. Lastens frekvensberoende i Matlabmodellen är bortkopplat på grund av att ARISTO-modellen saknar det. Av figur 4:8 kan man avläsa att frekvensen i båda fallen följer varandra väldigt bra. När frekvensen har stabiliserats är skillnaden mellan graferna av storleksordningen en tusendels Hz.



Figur 4:8 Jämförelse av frekvensen från ARISTO med Matlab vid lasteffektökning av 100 MW i område 3.

4.1.3.2 Turbin- och generatoreffekt

För att jämföra turbin- och generatoreffekten mellan ARISTO-modellen och Matlabmodellen har det tagits fram grafer över dessa per område, men även totalt i systemet, se figur 4:9 och Bilaga 4. I varje figur visas turbin- och generatoreffekten för ARISTO rödmarkerad och för Matlab blåmarkerad. Alla fyra graferna uppvisar samma fenomen så därför beskrivs endast figur 4:9. Generatoreffekten hos ARISTO-modellen påverkas av systempendlingar under någon sekund precis efter att lasteffektökningen har inträffat i systemet. Figuren visar att i både ARISTO-modellen och Matlabmodellen stabiliseras generator- och turbineffekten på samma nivå. Denna nivå är inte densamma hos ARISTO och Matlab, se avsnitt 3.1.3.4.

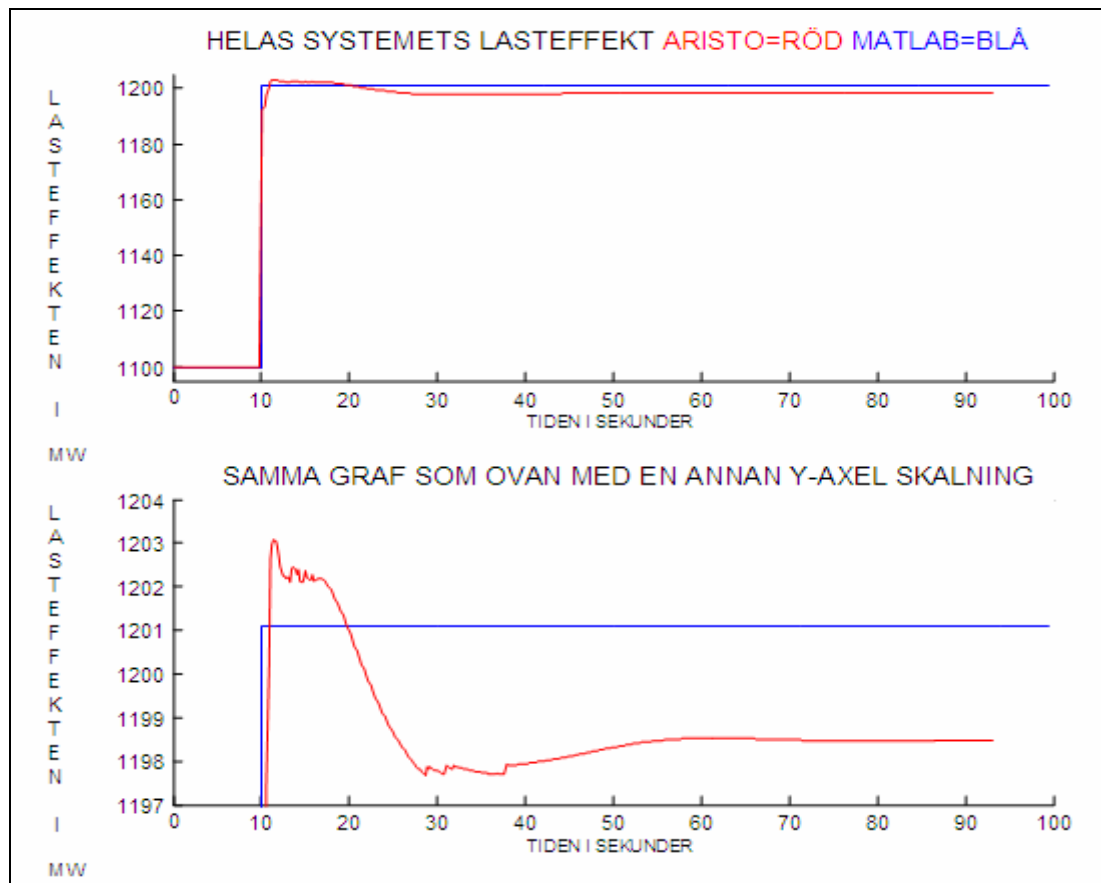


Figur 4:9 Jämförelse av totala turbin- och generatoreffekten i systemet hos ARISTO och hos Matlab vid lasteffektökning av 100 MW i område 3.

4.1.3.3 Lasteffekten

För att undersöka hur lasteffekten påverkas av lasteffektökningen i område 3 visas i figur 4:10 en graf över systemets totala lasteffekt. Den rödmarkerade grafen visar ARISTO-modellens lasteffekt och den blåmarkerade visar Matlabmodellens. I båda fallen har lasternas frekvensberoende ignorerats.

Lasteffekten i den blåmarkerade grafen är från början 1 100 MW och efter lasteffektökningen ca 1 201 MW. Den ligger något över 1 200 MW eftersom hänsyn tas till systemets överföringsförluster. Överföringsförlusterna i Matlabmodellen kompenseras som extra lasteffekt till områdena. Den röda grafen stabiliseras på 1 198,47 MW. Här kan det finnas två troliga skillnader mellan graferna. Den ena är att Matlabmodellen inte tar hänsyn till spänningsberoendet hos lasten och den andra är att överföringsförlusterna beräknas på olika sätt i de båda fallen.



Figur 4:10 Jämförelse av lasteffekten hos ARISTO med Matlab vid 100 MW lasteffektökning i område 3.

4.1.3.4 Troliga förklaringar till skillnader i resultat

I avsnitten 4.1.3.1 – 4.1.3.3 har det konstaterats skillnader mellan resultaten från ARISTO-modellen och Matlabmodellen. Skillnaderna mellan graferna i alla tre avsnitten kan bero på att:

- impedanslasten i ARISTO-modellen har ett dödband i den långsamma dynamiken, SLD – Slow external Load Dynamics, vilket ger lasten ett visst spänningsberoende.
- Matlabmodellen inte tar hänsyn till spänningen i systemet.
- vid beräkning av överföringsförluster tar exempelvis ARISTO-modellen hänsyn till bland annat vinklarna och spänningarna i noderna. Matlabmodellen beräknar överföringsförlusterna utifrån ledningarnas resistans och transporterad effekt.

Viktigt att poängtera är att skillnaderna mellan modellerna är marginella och har ingen större inverkan vid användande av Matlabmodellen vid principstudier. Det är även viktigt notera att i Matlabmodellen kan operatören själv välja graden av frekvensberoende hos lasten vilket inte är möjligt i ARISTOmodellen. ARISTOmodellen tar hänsyn till lasten spänningsberoende vilket bortses hos Matlabmodellen. Både lastens frekvensberoende och spänningsberoende har inverkan på resultatet i modellen.

5 SLUTSATSER OCH FÖRSLAG PÅ FÖRBÄTTRIGNAR

I detta arbete har det utvecklats ett analysverktyg för variation av regler- och systemparametrar i en modell av nordiska synkronsystemet. Modellen kan användas på ett lättövergripbart sätt tack vare två användargränssnitt. Vid utveckling av programmet har det tagits hänsyn till utbyggbarhet både vad det gäller skapande av nya modeller och även av användargränssnitten. I modellen finns nu vattenkraftblock och värmekraftverk inlagda men det finns även möjlighet att utöka modellen med bland annat modell av vindkraftverk.

Största fördelarna av Matlabmodellen i jämförelse med ARISTO-modellen är att:

- Modellens resultat är fullt jämförbara med kända teoretiska samband och ARISTOsimulatorens trots en helt annan uppbyggnad och komplexitet.
- Matlabmodellen är uppbyggt med färre områden, vilket gör modellen mer begripligt och resultat från modellen kan på ett enkelt sätt redovisas i form av grafer.
- Matlabmodellen är uppbyggd utifrån grundläggande elektriska och mekaniska samband. Detta gör inte modellen snabbare än ARISTO men det blir lättare att förstå och använda modellen.
- I Matlabmodellen har operatören möjlighet att ändra samtliga regler- och styrparametrar per område eller i hela systemet under simuleringens gång. Detta är inte möjligt i ARISTO-modellen.
- Modellen tar inte hänsyn till spänningsförhållanden i nätet. Därför fås inga effektpendlingar i nätet.

Vid stora produktionsfrånslag bör resultat av modellen användas med försiktighet. I dessa fall har exempelvis lastens spänningsberoende och överföringsförmågor mellan områdena stor inverkan. Den senare innebär att nätet kan brytas sönder vid överlast vilket väsentligt påverkar frekvensförhållandena i nätet.

Modellen över nordiska synkronsystemet och analysverktyget kan förbättras. Här nedan följer några exempel på vilka förbättringar som kan införas

Systemdata till Tiområdesmodellen kan beräknas noggrannare genom att utgå ifrån det verkliga nätet och inte ifrån en förenklad modell av nordiska synkronsystemet. Parameterapproximation till Tiområdesmodellen kan göras noggrannare och med andra metoder. Modellen kan utvecklas för att lägga till modeller av vindkraftverk eller andra typer av kraftverk.

Utveckling av användargränssnittet kan ske på olika sätt, här nedan följer några exempel:

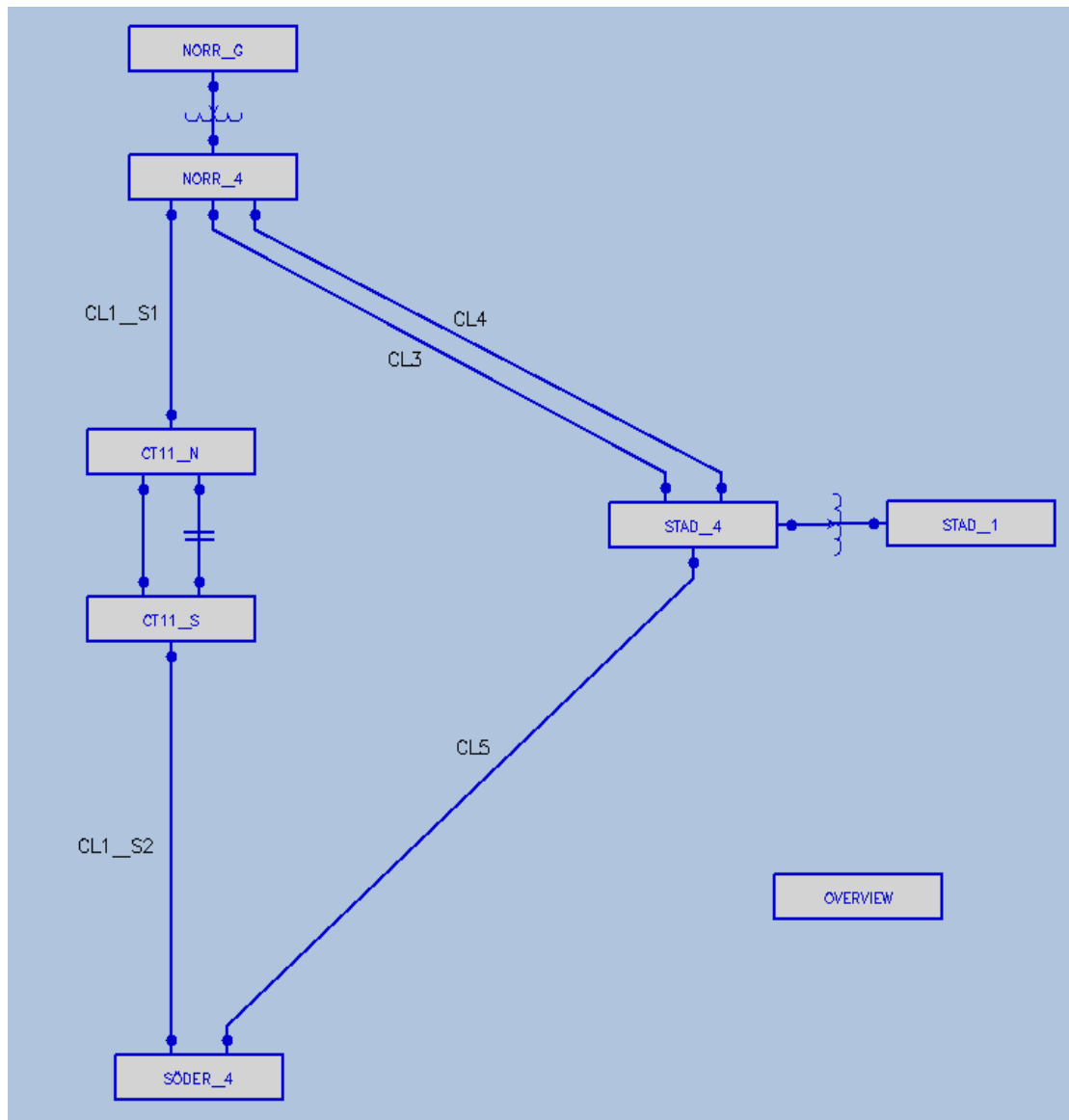
- Möjlighet att skicka in en sekvens av data för ändring av regler- och systemparametrar.
- Möjlighet att välja systemets grunddata från en lista, beroende på exempelvis årstid.

- Färdiga scenarier som användaren kan välja att studera. Detta är tänkt att användas i utbildningssyfte.
- Möjlighet att spara systemdata till excelark för dokumentation och reproduktion.
- Uppdelning av Tiområdesmodellen i fler områden än tio.

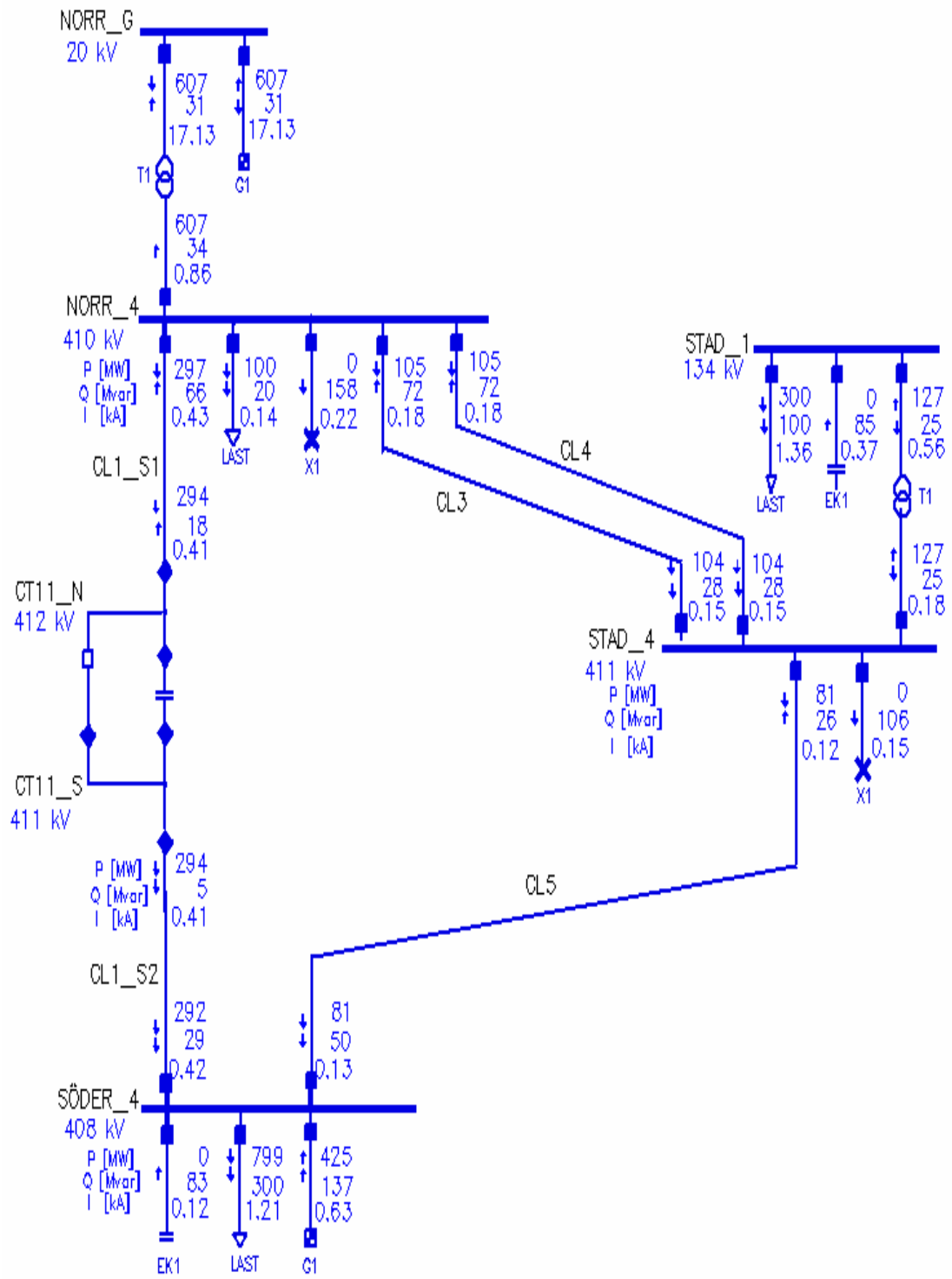
6 REFERENSER

- [1] Söder, Lennart m.fl., *Effektiv drift och planering av kraftsystem*, Institutionen för elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm 2002.
- [2] Andersson, Göran, *Kraftsystem dynamik och stabilitet*, Institutionen för elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm 2001.
- [3] Svenska Kraftnäts årsredovisning för räkenskapsåret 2004.
- [4] Regelsamling, *The Nordic Grid Code*, Nordel, 2004.
- [5] Broschyr, *Power system simulator ARISTO and operator training at Svenska Kraftnät*, Svenska Kraftnät, Stockholm 2004.
- [6] Edström, Anders m.fl., *ARISTO användardokumentation*. Svenska Kraftnät Stockholm.
- [7] <http://w3.msi.vxu.se/~fredrik/labbe.pdf> [2005-03-29].
- [8] <http://www.it.uu.se/edu/bookshelf/matlab/content/forord.pdf> [2005-03-29].
- [9] <http://www.mathworks.se> [2005-03-20]. Matlabs hemsida.
- [10] Hermansson, Håkan m.fl., *Kurskompendium i Produktionssystem*, Vattenfall Elproduktion, Stockholm 1998.
- [11] Igerud, Sven, rapport, *Reglering av kraftverk i önät drift*, Solvina AB, 2002.
- [12] Walve, Kenneth, *Kraftsystemets dynamik och dimensionering*. Kurspärm till utbildning i kraftsystemförståelse. Svenska Kraftnät, Stockholm 2003.
- [13] Söder, Lennart, *Statisk analys av elsystem*, , Institutionen för elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm 2001.
- [14] Wood A.J. and Wollenberg B.F., *Power generation, operation and control*. 2nd ed, John Wiley & Sons, New York, 1996.
- [15] Walve, Kenneth, muntlig källa, *Svenska Kraftnät*, Stockholm 2005.
- [16] *Prabha*, Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc. 1994
- [17] Andersson, Göran, *Dynamic Phenomena in Electric Power Systems*, Institutionen för elektrotekniska system, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm 2001.

BILAGA 1: TREOMRÅDESMODELLEN I ARISTO



Figur 11 Områdesdiagram över Treområdesmodellen i ARISTO.



Figur 12 Nättdiagram över Treområdesmodellen i ARISTO.

BILAGA 2: SYSTEMDATA FÖR TREOMRÅDESMODELLEN

Parameter	Enhet	Area 1	Area 2	Area 3	Total
LOAD INSTANT	MW	100	800	200	1100
LOAD STEP	MW	0	0	0	0
LOAD RAMP	MW	0	0	0	0
POWER INSTANT	MW	540	400	160	1100
POWER STEP	MW	0	0	0	0
POWER RAMP	MW	0	0	0	0
(Pmin, Pmax)	MW	(0,1000)	(0,400)	(0,200)	*
LFD	pu	0.5	0.5	0.5	*
H	Sekund	3	3	3	*
S	MVA	1200	500	240	1940
Tg	Sekund	0.2	0.2	0.2	*
Tr	Sekund	5	5	5	*
Tp	Sekund	0.06	0.06	0.06	*
Delta	pu	0.8	0.8	0.8	*
Sigma	pu	0.04	0.04	0.04	*
(Gmin, Gmax)	pu	(-0.08, 0.08)	(-0.08,0.08)	(-0.08, 0.08)	*
(Grclose, Gropen)	pu	(0, 1)	(0,1)	(0,1)	*

Tabell 1 Systemdata för Treområdesmodellen.

BILAGA 3: SYSTEMDATA FÖR TIOOMRÅDESMODELLEN

Parameter	Enhet	SN1	SN2	SN3	SN4
LOAD INSTANT	MW	1114	3604	12568	6121
LOAD STEP	MW	0	0	0	0
LOAD RAMP	MW	0	0	0	0
POWER INSTANT	MW	2936	7843	9140	2360
POWER STEP	MW	0	0	0	0
POWER RAMP	MW	0	0	0	0
(Pmin, Pmax)	MW	(0,3475)	(0,8883)	(0,10121)	(0,3464)
LFD	pu	0.5	0.5	0.5	0.5
H	Sekund	3.99	4.108	5.19	6.3
S	MVA	3699	9926	11890	3880
Tg	Sekund	0.2	0.197	0.2	0.2
Tr	Sekund	5	4.95	5	5
Tp	Sekund	0.06	0.06	0.06	0.06
Delta	pu	0.846	0.867	0.738	0.8
Sigma	pu	0.0846	0.00866	0.0692	0.05
(Gmin, Gmax)	pu	(-0.1, 0.1)	(-0.1,0.1)	(-0.1, 0.1)	(-0.2, 0.2)
(Grclose, Gropen)	pu	(0, 1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)

Tabell 2 Systemdata för Tioområdesmodellen.

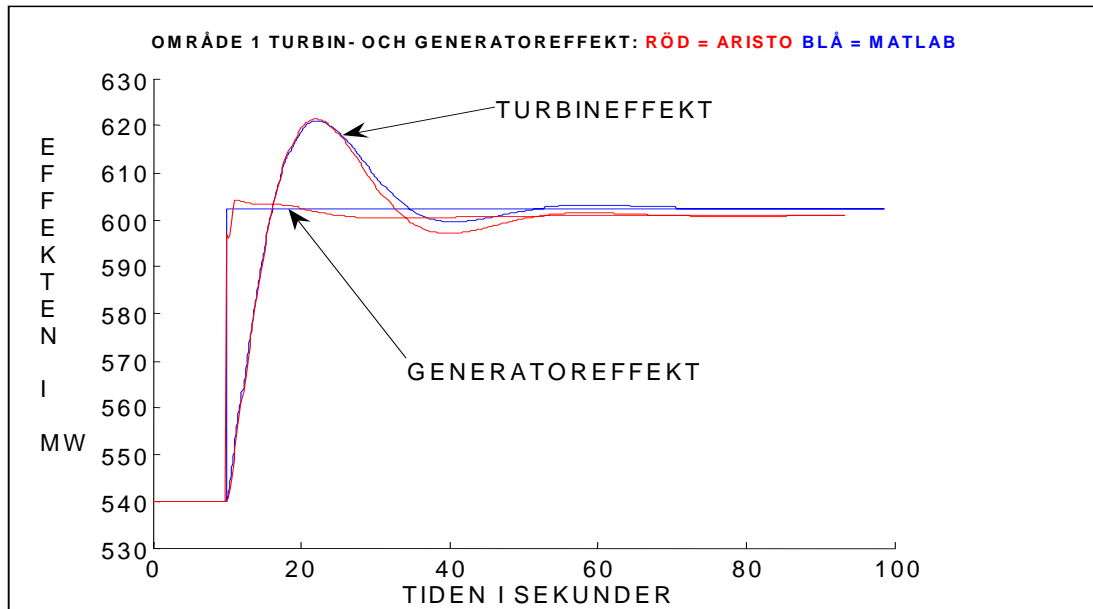
Parameter	Enhet	NO1	NO2	NO3	NO4
LOAD INSTANT	MW	15181	1978	730	1258
LOAD STEP	MW	0	0	0	0
LOAD RAMP	MW	0	0	0	0
POWER INSTANT	MW	15557	1230	1645	1448
POWER STEP	MW	0	0	0	0
POWER RAMP	MW	0	0	0	0
(Pmin, Pmax)	MW	(0,19857)	(0,2032)	(0,2090)	(0,2450)
LFD	pu	0.5	0.5	0.5	0.5
H	Sekund	3	3	3	3
S	MVA	22093	2231	2328	2667
Tg	Sekund	0.2	0.2	0.2	0.2
Tr	Sekund	8	8	8	8
Tp	Sekund	0.06	0.06	0.06	0.06
Delta	pu	0.706	1.3	1	1
Sigma	pu	0.101	0.19	0.15	0.16
(Gmin, Gmax)	pu	(-0.2, 0.2)	(-0.2,0.2)	(-0.2, 0.2)	(-0.2, 0.2)
(Grclose, Gropen)	pu	(0, 1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)

Tabell 3 Systemdata för Tioområdesmodellen.

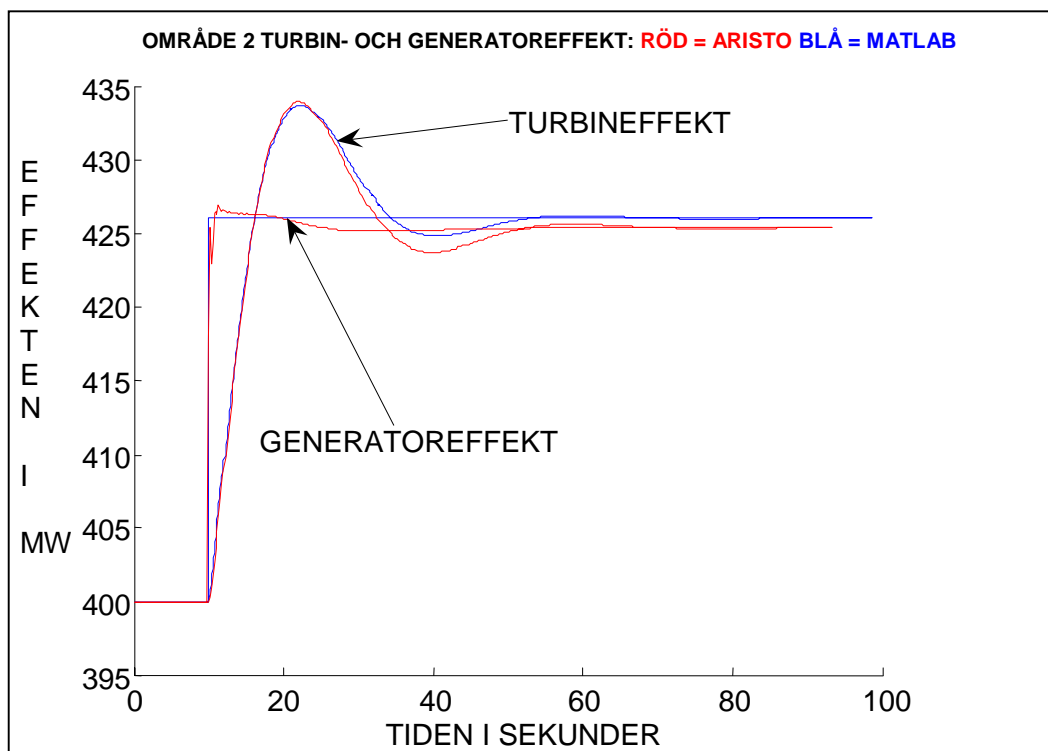
Parameter	Enhet	FI	DK	TOTAL
LOAD INSTANT	MW	11368	2343	56265
LOAD STEP	MW	0	0	*
LOAD RAMP	MW	0	0	*
POWER INSTANT	MW	10471	2735	56265
POWER STEP	MW	0	0	*
POWER RAMP	MW	0	0	*
(Pmin, Pmax)	MW	(0,12750)	(0,4390)	*
LFD	pu	0.5	0.5	*
H	Sekund	4.5197	4.6	
S	MVA	14131	4743	77590
Tg	Sekund	0.5	*	*
Tr	Sekund	6.261	*	*
Tp	Sekund	0.06	*	*
Delta	pu	0.6961	*	*
Sigma	pu	0.0832	*	*
(Gmin, Gmax)	pu	(-0.02, 0.02)	*	*
(Grclose, Gropen)	pu	(0, 1)	*	*

Tabell 4 Systemdata för Tioområdesmodellen.

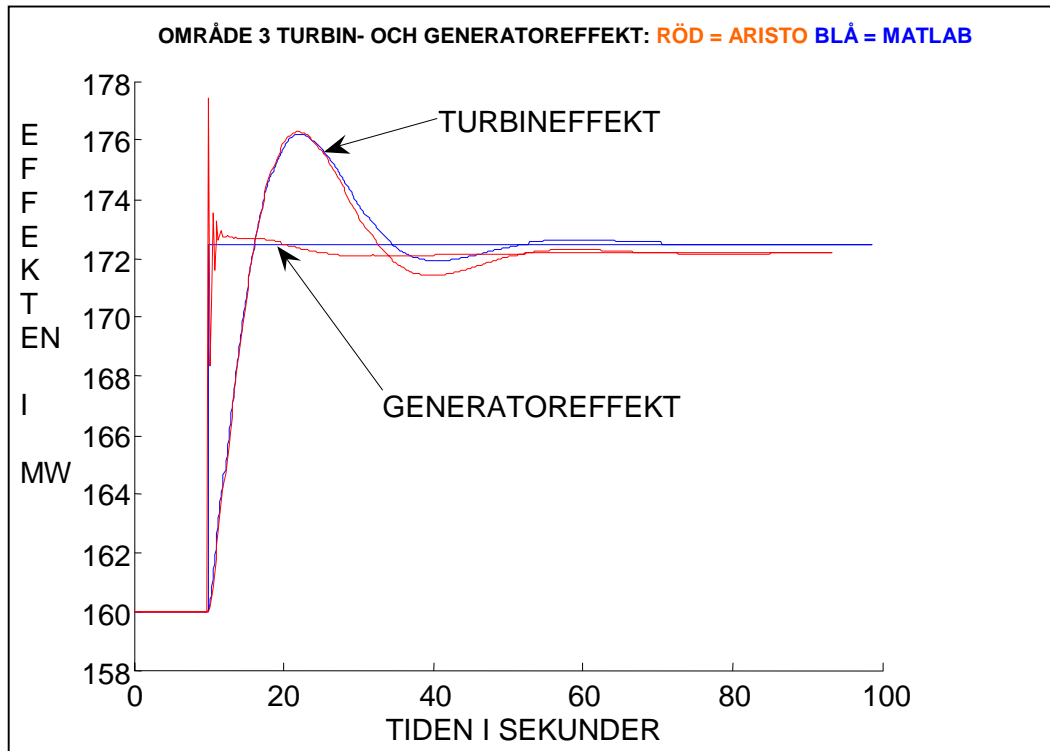
BILAGA 4: TURBIN- OCH GENERATOREFFEKT FÖR ARISTO- OCH MATLABMODELLEN



Figur 1 Jämförelse av turbin- och generatoreffekten i område 1 hos ARISTO med Matlab vid lasteffektökning av 100 MW i område 3.



Figur 2 Jämförelse av turbin- och generatoreffekten i område 2 hos ARISTO med Matlab vid lasteffektökning av 100 MW i område 3.



Figur 3 Jämförelse av turbin och generatoreffekten i område 3 hos ARISTO med Matlab vid lasteffektökning av 100 MW i område 3.

**BILAGA 5: MANUAL FÖR ANVÄNDARGRÄNSSNITT SOM
STYR REGLERMODELL ÖVER SYNKRONSYSTEMET**