

CODEN: LUTFD2/(TFRT-5402)/1-60/(1989)

Digital turbinregulator för små vattenkraftaggregat

Per-Arne Davidsson

Institutionen för Reglerteknik
Lunds Tekniska Högskola
Juni 1989

Department of Automatic Control Lund Institute of Technology P.O. Box 118 S-221 00 Lund Sweden		<i>Document name</i> MASTER THESIS	
		<i>Date of issue</i> June 1989	
		<i>Document Number</i> CODEN: LUTFD2/(TFRT-5402)/1-60/(1989)	
<i>Author(s)</i> Per-Arne Davidsson		<i>Supervisor</i> Rolf Johansson, Sture Lindahl	
		<i>Sponsoring organisation</i>	
<i>Title and subtitle</i> Digital turbinregulator för små vattenkraftaggregat (Digital turbine controller for small water power units)			
<i>Abstract</i> This Master Thesis contains a study of the design of a simple regulator for small water power units.			
<i>Key words</i>			
<i>Classification system and/or index terms (if any)</i>			
<i>Supplementary bibliographical information</i>			
<i>ISSN and key title</i>			<i>ISBN</i>
<i>Language</i> Swedish	<i>Number of pages</i> 60	<i>Recipient's notes</i>	
<i>Security classification</i>			

The report may be ordered from the Department of Automatic Control or borrowed through the University Library 2, Box 1010, S-221 03 Lund, Sweden, Telex: 33248 lubbis lund.

SYDKRAFT
Driftavdelningen

DIGITAL TURBINREGULATOR FÖR SMÅ VATTENKRAFTAGGREGAT

Examensarbete
Per-Arne Davidson
April 1989

Per-Arne Davidsson

1989-04-26

Inledning

Detta examensarbete, inom ämnet Reglerteknik (LTH) utfördes våren 1988 på uppdrag av Sydkraft AB, Malmö på driftavdelningens systemtekniska kontor PDS.

I examensarbetet undersöks möjligheten att konstruera en enkel turbinregulator för små vattenkraftaggregat, storleksordningen 5 MW. Som redskap har främst använts simuleringsprogrammet Simnon.

Jag vill speciellt tacka mina båda handledare Sture Lindahl, Sydkraft och Rolf Johansson, LTH, för den värdefulla hjälp, tips och idéer som jag fått.

Ett speciellt tack skall också riktas till Allan Blomgren, Sydkraft, TEP2, samt övrig personal vid PDS.

Per-Arne Davidsson

1989-04-26

Sammanfattning

Detta examensarbete har gått ut på att studera möjligheten för att med enkla medel reglera små vattenkraftaggregat (5 MW).

Inom ramen för arbetet har utarbetats en Simnon modell för vattenkraftaggregat med regulator, vattenvägar och nät.

Arbetet har uteslutande utförts med Simnon som verktyg.

Regulatorn anpassas för att klara av ett antal olika driftsformer, uppstart, lugn drift, fasad mot starkt nät, lastfrånslag vid full last och körning mot eget nät.

Studien visar, att det är möjligt att använda en enkel regulator med stor reglerstyrka utan att reglerarbetet ökar i nämnvärd omfattning.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	<u>PROBLEMBESKRIVNING</u>	1
2	<u>PROCESSMODELL</u>	4
3	<u>REGULATOR</u>	12
4	<u>SKOGABY VATTENKRAFTSTATION; ETT EXEMPEL</u>	14
5	<u>TESTNING AV REGULATORN</u>	15
5.1	STARTFÖRLOPPFÖRE FASNING	16
5.2	FREKVENSSTEGSVAR ANSLUTET NÄT	16
5.3	LUGN DRIFT MOT MÄTVÄRDE	17
5.4	LASTFRÅNSLAG	20
5.5	LASTFRÅNSLAG SEPARAT NÄT	22
6	<u>LÖSNING PÅ PROBLEM</u>	24
7	<u>SLUTSATSER OCH REKOMMENDATIONER</u>	29
	<u>REFERENSLISTA</u>	30
	<u>APPENDIX</u>	
	GRUNDPARAMETRAR	32
	DETALJERAD TEKNISK BESKRIVNING AV REGULATORN	33
	SIMULERINGSRESULTAT I FORM AV KURVOR	
	SIMNON MODELL	

Per-Arne Davidsson

1989-04-26

1 Problembeskrivning

I ett elkraftssystem måste det ständigt råda balans mellan konsumtion och produktion, eftersom elenergi inte kan lagras i form av växelspanning, om man bortser från den energi som finns upplagrad i de roterande massorna.

Som ett mått på jämvikten i systemet används nätfrekvensen. Ligger frekvensen under det nominella värdet har man underproduktion. Vid frekvenser över det nominella gäller motsatsen.

Inom Nordel-systemet, som omfattar Sverige, Norge, Finland samt östra Danmark, sker frekvenshållningen genom manuell styrning av produktionsapparaten. För att klara avvikelser mellan prognos och aktuellt effektbehov används automatisk styrning av vattenkrafttaggregat.

Vattenkrafttaggregaten är speciellt lämpliga för denna typ av reglering eftersom de kan öka sin effekt snabbare än t ex ett värmekrafttaggregat.

Störningsregleringen ombesörjs dels genom reglering av vattenkrafttaggregat, samt automatisk belastningsfrånkoppling.

Turbinregulatorerna är därför en viktig komponent i elkraftssystemet, både för frekvenshållning och störningsreglering.

Dessa turbinregulatorer mäter nätets frekvens och ger som utsignal ett pådrag till turbinen.

För kraftstationer använder man begreppet reglerstyrka för att beskriva hur uteffekten P ökar för en given frekvensavvikelse.

$$R = \Delta P / \Delta f \quad \left[\frac{\text{MW}}{\text{HZ}} \right]$$

För att säkerställa att det alltid finns reglerstyrka till hands föreskrivs det inom Nordelsystemet att det totalt skall finnas 6 000-8 000 $\frac{\text{MW}}{\text{HZ}}$. Denna

reglerstyrka fördelas sedan mellan länderna efter varje lands årsförbrukning.

Varje kraftproducent blir ålagd att hålla en viss reglerstyrka. För producenten gäller det sedan att fördela reglerstyrkan mellan sina olika stationer på fördelaktigaste sätt. Hänsyn tas då till ekonomiska aspekter, såväl långsiktiga som kortsiktiga, praktiska hänsyn som vattenmagasin, tillflöde och tillgänglighet. Speciellt vid låglast kan det vara en fördel att ha tillgång till stor reglerstyrka vid några få aggregat, som kör vid bästa verkningsgrad. I annat fall får fler aggregat startas upp och köras vid sämre verkningsgrad. En ökad reglerstyrka har emellertid sitt pris genom ökat reglerarbete och därmed förslitning av mekaniska delar i anläggningen.

I detta examensarbete studeras uteslutande små vattenkraftaggregat, storleksordning 5 MW. I dessa stationer är det speciellt viktigt att minska reglerarbetet eftersom det inte är ekonomiskt motiverat att tillåta stort reglerarbete i en liten station pga slitaget. Ett annat viktigt begrepp i samband med kraftstationer är statik.

Statiken är ett mått på hur stor effektändring som en given frekvensavvikelse ger upphov till.

Statiken uttryckt i procent anger det relativa frekvensfel som ger upphov till en effektökning som motsvarar maskinens märkeffekt. Betecknas statiken med δ_p kan reglerstyrkan R skrivas som

$$R = \frac{2 \times P_{\text{märk}}}{\delta_p}$$

Ett litet δ_p ger stor reglerstyrka. Längre fram visas hur δ_p används som parameter i regulatorn.

I detta arbete studeras om det är möjligt att med en enkel regulator och en given statik minska reglerarbetet. Dessutom måste regulatorn klara av en snygg uppstart, lastfrånslag egen generatorbrytare samt situationen att hamna på eget nät. Kravet på enkelhet kommer främst från storleken på kraftaggregat 5 MW, det måste vara ekonomiskt motiverat att installera en regulator.

Vid valet av regulator är det viktigt att ha klart för sig systemets plats i det stora nätet.

Inom reglertekniken är man van vid situationen att en storhet som kan påverkas t ex ett varvtal skall anpassas till ett referensvärde. Här är läget helt annorlunda. Ligger maskinen infasad mot ett starkt

Per-Arne Davidsson

1989-04-26

nät t ex Nordelsystemet, kan man med god approximation säga att maskinen inte själv kan mätbart förändra frekvensen. Här gäller alltså principen att många enheter var för sig förändrar frekvensen. Dessutom måste regulatorn kunna stå rycket och generatorbrytaren löser ut vid full last eller vid uppstart från 90 % varvtal, tämligen vårdslösa utflykter från den normala arbetspunkten.

Inte nog med detta, regulatorn skall dessutom kunna växla mellan lugn drift mot ett starkt nät till att, utan förvarning och parameterbyte, reglera mot eget nät.

2 Processmodell

Den centrala delen i vattenkraftaggregat är givetvis turbinen. Det finns flera olika turbintyper att välja mellan. Valet beror främst på fallhöjd och vattenflöde. Vattenturbiner arbetar vid förhållandevis låga varvtal, t ex 167 varv/min, vilket kräver stora pol-tal hos den generator som används.

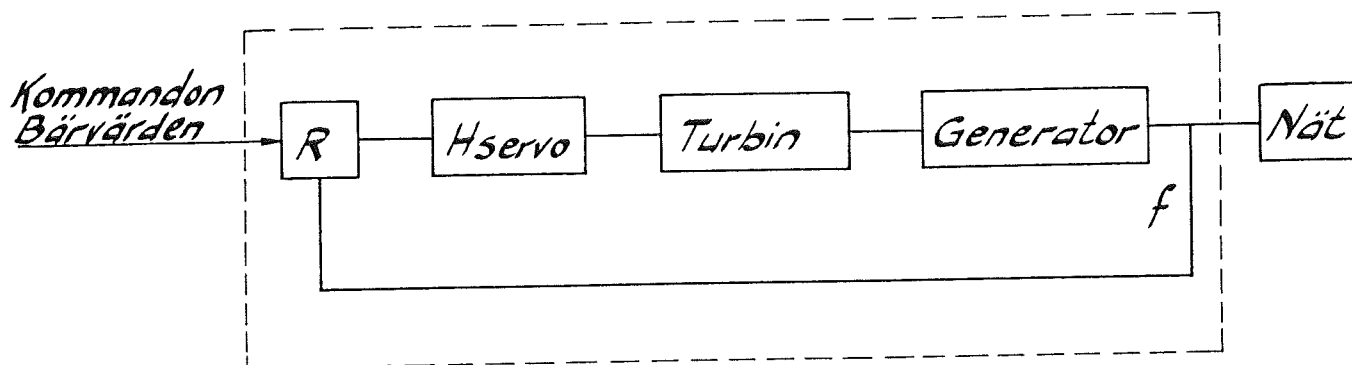
Den aktiva effekt som en turbin kan avge beror främst av flöde och fallhöjd. För att variera avgiven effekt varieras flödet genom turbinen. Detta sker med hjälp av en krans av ledskovlar som sitter runt turbinen. Öppningen i ledskovlarna varieras och därmed flödet.

Ledskovlarna manövreras med ett servo, kallat huvudservo. Servot styrs normalt av en regulator.

Regulatorn mäter bl a frekvensen på nätet.

Uttryckt i blockschema får aggregatet följande utseende.

Vattenkraftaggregat

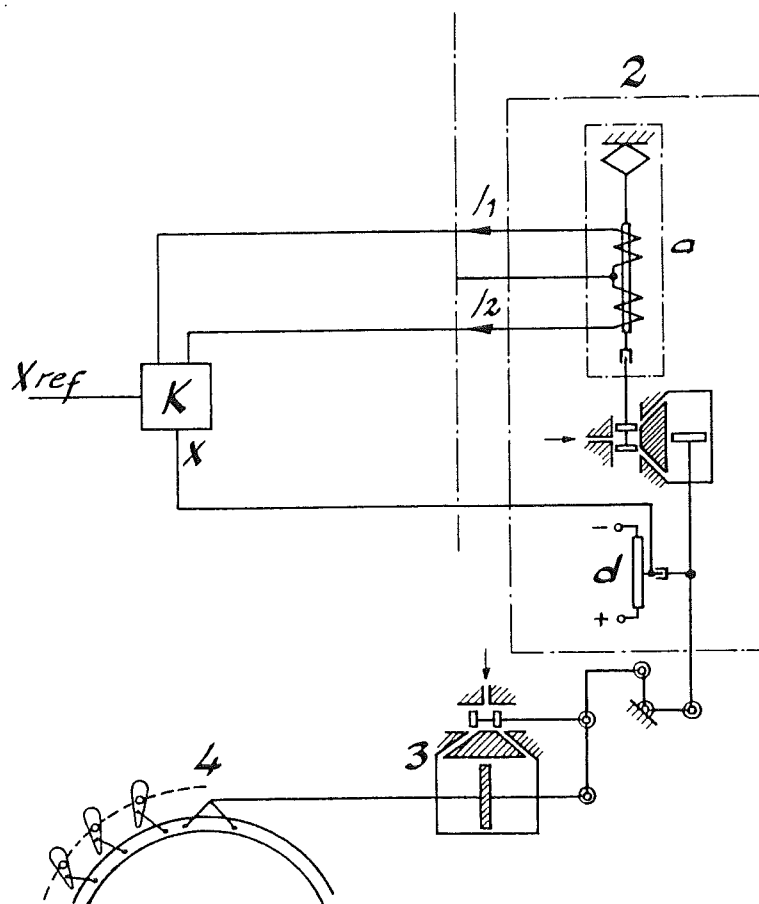


Figur 1. Blockschema för vattenkraftverk, anslutet till nät

För att göra bilden komplett har även nätet tagits med. Till regulatorn kommer dessutom kommandon, t ex börvärden, ändrade parametrar. En kraftstation kan bestå av en eller flera sådana här enheter.

Kraftstationer av den här storleksordningen, 5 MW, är normalt fjärrstyrda.

Matematisk beskrivning av de olika delarna



Figur 2. Principskiss för ett huvudservo.

Pilotservots läge beror på strömmen genom spolen a.

Hastigheten på huvudservot $v = \frac{dx}{dt}$ är proportionell mot ventilöppningen, dvs pilotservots läge.

Strömmen genom spolen är proportionell mot differensen $X_{ref} - X$

$$\frac{dx}{dt} \sim v \sim I$$

$$\Rightarrow T_s \frac{dx}{dt} = (X_{ref} - X) \Leftrightarrow \frac{dx}{dt} = \frac{1}{T_s} (X_{ref} - X)$$

$$I \sim (X_{ref} - X)$$

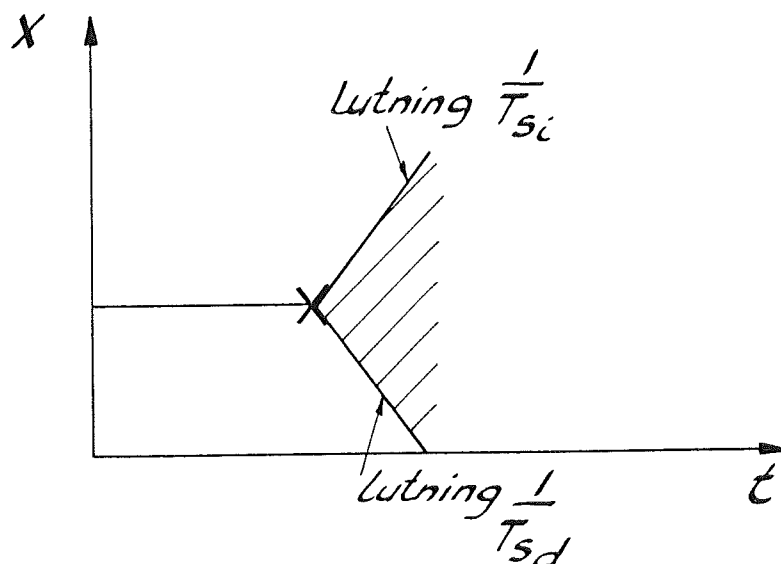
Ovanstående uttryck tar inte hänsyn till, att servots hastighet är begränsad i såväl stänga- som öppnariktningen.

Låt säga att i öppningsriktningen är hastigheten maximalt

$\frac{1}{T_{si}}$ resp $\frac{1}{T_{sd}}$ i stängariktningen. Då kan ovanstående uttryck skrivas som.

$$\frac{dx}{dt} = \max(\min((X_{ref}-X) \cdot \frac{1}{T_s}, \frac{1}{T_{si}}), -\frac{1}{T_{sd}})$$

Illustrativt kan uttrycket ses som



Figur 3. Huvudservo

Illustration av det matematiska uttrycket för huvudservot. Alla värden på $\frac{dx}{dt}$ inom det streckade området är tillåtna.

Det räcker dock inte med detta.

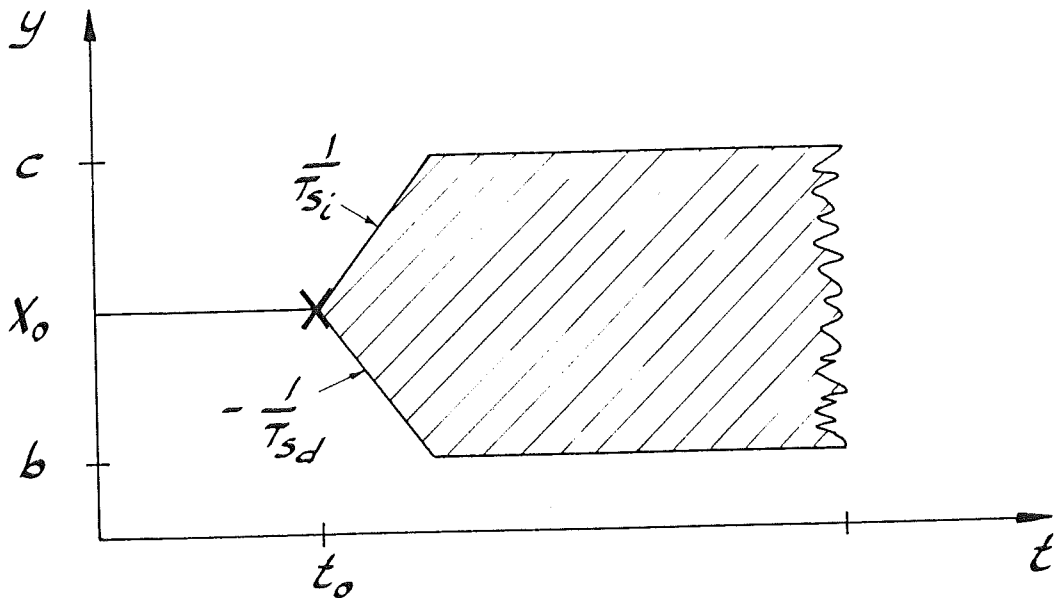
Om man normerar huvudservots läge med slaglängden, kan huvudservots läge endast anta värden mellan 0 och 1.

Denna beskrivning kan i Simnon-kod uttryckas som

$$dx1 = \max(\min((X_{ref}-X)/T_s, 1/T_{si}), -1/T_{sd})$$

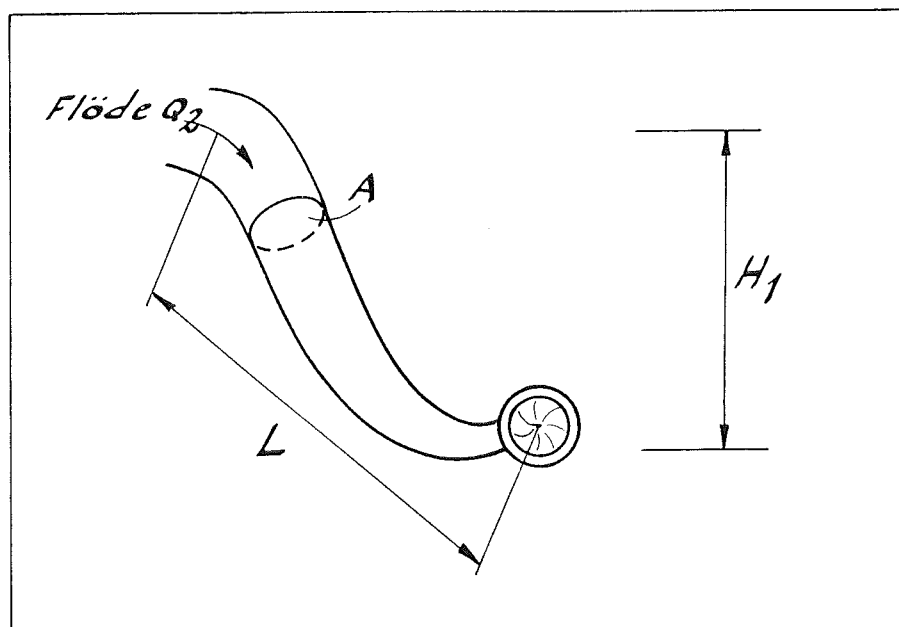
$$dx2 = \text{if } X < b \text{ and } dx1 < 0 \text{ then } 0 \text{ else } dx1$$

$dx = \text{if } X > c \text{ and } dx_2 > 0 \text{ then } 0 \text{ else } dx_2$



Figur 4. Figur som beskriver ovanstående uttryck

Från tillståndet x_0 , t_0 kan man ta sig till vilken punkt som helst inom det skuggade området.



Figur 5. Principskiss över en vattenturbin och vattenvägar

H_1 = fallhöjd, A = tilloppstubens area,

L = tilloppstubens längd.

För vattenturbinen krävs dessutom ett antal definitioner och förtydliganden.

ρ = densiteten

g = accelerationen vid fritt fall

Q_2 = vattenflöde

Q_n = nominellt vattenflöde

d_{on} = ledskovelöppning vid nominell fallhöjd och volymström

- a_o = aktuell ledskovelöppning
 n = varvtal
 n_n = nominellt varvtal
 H_f = fallförlusthöjden
 H_{fn} = nominella fallförlusthöjden
 H_t = nettofallhöjden
 M_n = nominellt moment
 M_l = förlustmoment
 M_e = elektriskt moment
 P_n = nominell effekt
 P_l = effekten av förlusterna
 P_e = elektrisk effekt
 P_{hn} = nominell hydraulisk effekt
 P_h = hydraulisk effekt
 T_w = vattenomloppstidskonst
 T_a = aggregatstidskonstanten. Mått på aggregatets mekaniska storlek
 $P_{11} = P_{12}$ = parameter i uttryck för förlusteffekten
 t = tid

Den hydrauliska effekten från turbinen ges av:

$$P_h = P_{hn} \left(\frac{H_t}{H_n} \right) \cdot f(Q_2, h)$$

där

$$P_{hn} = \rho \cdot g H_n \cdot Q_n \cdot 10^{-6}, \text{ och}$$

$$f(Q_2, h) = \frac{Q_2}{Q_n} \cdot \left(2 - \left(\frac{n}{n_n} \right) \right)$$

Nettofallhöjden H_t beräknas som $H_t = H_g + H_r$ där

$$H_g = 0,6 H_n \cdot \left| \frac{Q_2}{Q_n} \right| \cdot \left(\frac{Q_2}{Q_n} \right) \cdot \left(\frac{a_{on}}{a_o} \right)^2$$

$$H_r = 0,4 H_n \cdot \left| \frac{Q_2}{Q_n} \right| \cdot \left(\frac{Q_2}{Q_n} \right)$$

Ökat flöde ger således ökad hydraulisk effekt. Om däremot varvtalet ökar, minskar effekten. Om varvtalet stiger till det dubbla, kommer effekten att bli noll.

För att beräkna Q_2 behövs Bernoullis ekvation. Förutsätter man att strömningen i tilloppstuben är inkompressibel, kan ekvationen skrivas som

$$T_w \frac{dQ_2}{dt} = H_1 - H_f - H_t$$

$$H_f = H_{fn} \cdot \left| \frac{Q_2}{Q_n} \right| \cdot \left(\frac{Q_2}{Q_n} \right)$$

och

$$T_w = \frac{L}{Ag}$$

Aggregatets acceleration beror på differensen mellan drivande och bromsande moment.

Om $w = \frac{n}{n_n}$ kan man teckna

$$T_a \frac{dw}{dt} = \left(\frac{M_h - M_l - M_e}{M_n} \right)$$

med $p = w \cdot m$ kan detta skrivas som

$$\frac{dw}{dt} = \frac{P_h - P_l - P_e}{w \cdot P_n \cdot T}$$

P_n = nominella effekten

T = aggregatstidskonstanten. Mått på aggregatets mekaniska storlek.

$P_l = P_n \cdot (P_{11}w + P_{12}w^3)$ beskriver de mekaniska förlusterna i turbin och generator.

$$P_{11} = P_{12} = 5 \%$$

Denna beskrivning tar ingen hänsyn till torrfrictionen före start av aggregatet, men för mitt arbete saknar detta betydelse.

P_e antar olika värden beroende på vilka förutsättningar som gäller.

$$P_e = \begin{cases} P_n - P_l & \text{Generatorbrytare till starkt nät} \\ 0 & \text{"- från starkt nät} \\ P_{e1} \cdot w^a & \text{"- till eget nät} \end{cases}$$

$P_e = P_{e1} \cdot w^a$ beskriver hur den elektriska effekten beror på nätfrekvensen. Konstanten a kan variera mellan 0 och 2, beroende på belastningens utseende.

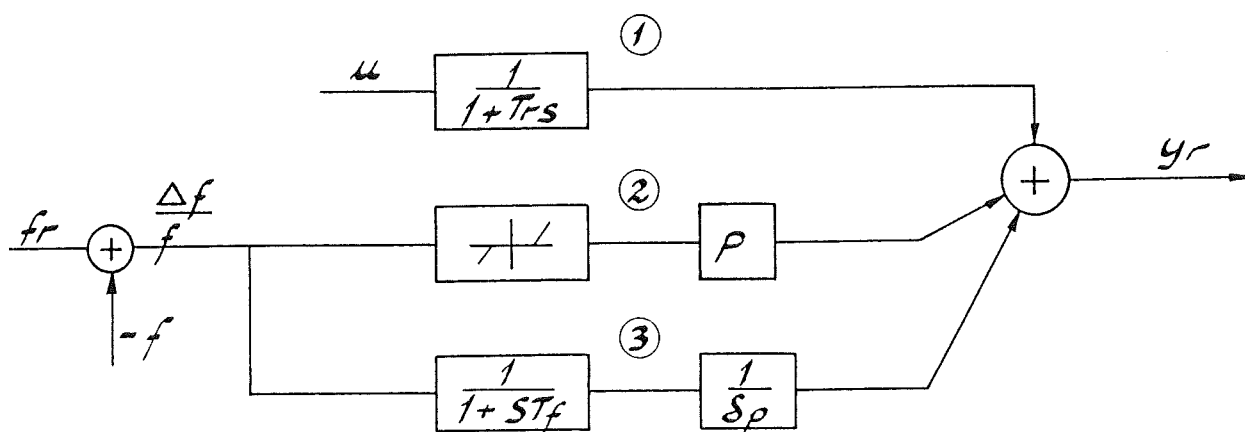
Består nätet av uteslutande resistiv last, kommer lastens storlek inte att bero på frekvensen. Ett värmeelements effekt beror endast på spänningen.

Detta motsvarar alltså $a = 0$.

Finns det däremot roterande maskiner med, vet man att deras effekt beror på frekvensen. Detta betyder att man får en självreglering dvs uppstår ett produktionsunderskott minskar frekvensen och belastningen minskar. I modellen motsvarar detta resonemang ett a mellan 0 och 2. Fortsättningsvis väljer jag $a = 0.5$ för att i någon mån ta hänsyn till roterande maskiner i nätet.

3 Regulatorn

Som utgångspunkt för arbetet användes en regulatorstruktur enligt nedanstående figur.



Figur 6. Regulatorstruktur

Del 1 är inställning av effektbörvärde. Detta kan i princip väljas mellan 0 och 100 %. Det finns emellertid en undre gräns ett sk tomgångsbörvärde.

Tomgångsbörvärdet definieras som det pådrag som krävs för att maskinen skall hålla nominellt varvtal när den aktiva elektriska effekten $P_e=0$. Överföringsfunktionen $H(s) = 1/(1+T_r s)$ har till syfte att skapa mjuka övergångar vid börvärdesförändringar.

Del 2 består av en proportional regulator med avseende på frekvensfelet. Som tidigare nämnts är detta ett mått på jämvikten mellan konsumtion och produktion. För att minska reglerarbetet föregås förstärkningsfaktorn P av ett dödband, dvs relativa frekvensfel som ligger i intervallet $-0.002 < \frac{\Delta f}{f} < 0.002$ sätts lika med noll. I frekvens motsvarar detta intervall 49.9-50.1 Hz.

Del 3, även kallad statikdelen eller långsamma delen, medelvärdesbildar det relativa frekvensfelet över en viss tidsperiod T_f .

Man får på så vis en lugnare reglering. De snabba felen filtreras bort, och endast de långsamma felen påverkar regleringen. s_p kan väljas liten ner mot 0.01. Detta motsvarar en förstärkning på 100, vilket skall jämföras med proportionaldelens 1-5 ggr.

Denna struktur ger en regulator, som deltar i långsamma effektvariationer oberoende av storlek.

Dessutom tillkommer en extra del för stora frekvensvariationer genom att P-delen blir verksam, om felet överstiger ± 0.1 Hz.

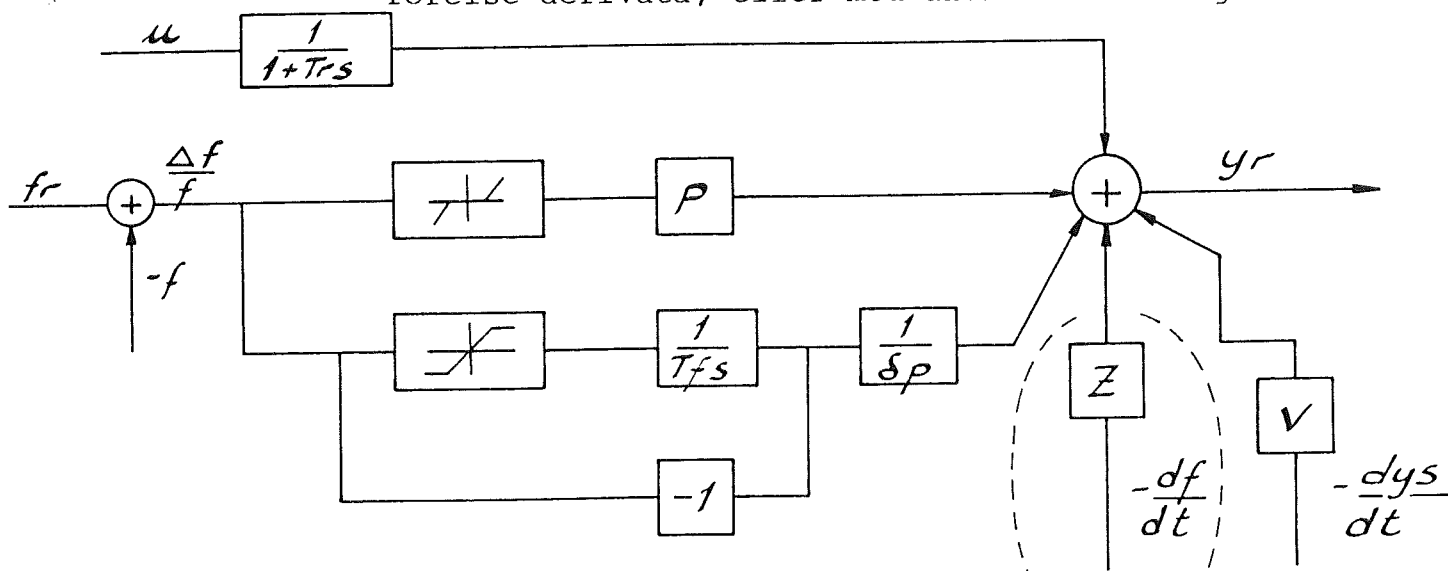
Frekvensfelet i Nordelsystemet ligger normalt innanför dessa gränser. P-delen deltar därför relativt sällan i regleringen, åtminstone när maskinen är infasad mot ett starkt nät.

Under arbetets gång visade det sig, att denna struktur gav vissa problem. Dessa beskrivs närmare i avsnittet "Lösningar på problem".

Först visade det sig, att det inte är möjligt att använda sig av dödband i alla situationer. Därför tillfördes en funktion, som kopplar bort dödbandet, om frekvensen hamnar utanför ett givet intervall. Det visar sig vara lämpligt att använda samma gräns som för dödbandet.

Statikdelen får ett nytt utseende för att begränsa derivatan.

På prov infördes en reglering proportionell mot frekvensderivatan. För att dämpa systemet på eget nät och dessutom minska reglerarbetet, infördes ytterligare en reglering, proportionell mot huvudservots rörelse derivata, eller med andra ord hastigheten.



Figur 7. Figur över den studerade regulatorstruktur

4 Skogaby vattenkraftstation, ett exempel

För att kunna få fram bra och samhörande parametervärde till modellen utvaldes en kraftstation som exempel. Valet föll på Skogaby vattenkraftstation vid Lagan, ca 5 km uppströms Karsefors. Kraftstationen byggdes i början av 1920-talet. Kraftverket består av tre dubbla francisturbiner som driver varsin synkronmaskin. Fallhöjden är här 12.5 m. Generatorerna har en märkeffekt på 5 000 kVA, och turbinens märkvarvtal är $167 \frac{r}{min}$.

Idag (1988) regleras turbinerna med varsin hydraulmekanisk regulator med remdriven pendel. Skogaby är lämplig främst beroende på sin storlek ca 5 MW. Dessutom kan det bli aktuellt att reovera stationen. I detta sammanhang skall det dock klargöras, att arbetet inte går ut på att optimera för något speciellt kraftverk, utan den slutgiltiga anpassningen får göras, när ett speciellt objekt står för handen. Skogaby är endast en grund att stå på. Det fortsatta arbetet kommer att visa, att även andra parametrar används för att testa robusthet.

5 Testning av regulatorn

För att få en bra bild av regulatorns egenskaper har den testats för ett antal olika driftformer.

Först testas ett startförlopp, där regulatorn slås till när maskinen uppnått 90 % av nominellt varvtal. För att möjliggöra fasning måste maskinens varvtal variera något kring det nominella. Även detta studeras i den inledande testen.

Efter fasning mot ett starkt nät studeras hur maskinens uteffekt varierar, om man lägger ett frekvensfel på ingången till regulatorn. Den tredje testen eller snarare mätningen är av mycket stort intresse. Här studeras nämligen systemets uppförande vid körning mot en i Nordelsystemet gjord frekvensmätning.

För att få en bild av regulatorns uppförande mäts det reglerarbete, som utförs per tidsenhet. Som mätstorhet används huvudservots gångväg per tidsenhet.

Efter dessa drifttester studeras hur systemet uppträder, om generatorn skiljs från nätet, dvs generatorbrytarfrånslag.

Avslutningsvis testas det normalt svåra fallet, då systemet hamnar på eget nät, sk önätsdrift.

Vid dessa tester och mätningar har en uppsättning grundparametrar hämtats från exempelkraftstationen Skogaby. Dessa återfinns i appendix.

För att studera hur systemet uppför sig vid olika parametrar varierar en del enligt nedanstående modell.

1. $Sp = 0.01$ $Ta = 5.41$ s $L = 41$ m Skogaby
2. $Sp = 0.04$ $Ta = 5.41$ s $L = 41$ m "-
3. $Sp = 0.01$ $Ta = 1.0$ s $L = 41$ m Station med lätt turbin och gen.
4. $Sp = 0.02^*$ $Ta = 5.41$ s $L = 205$ m Lång tub

Tabell över använda värden vid de olika testerna och mätningarna.

δp = förstärkningar i statikdelen

T_a = aggregatsanloppstiden

L = tilloppstubens längd

*) under arbetets gång visade det sig att det inte är möjligt med lägre värde med en så lång tub.

Simuleringsresultatet i form av kurvor finns för varje körning i appendix.

5.1 Startförlopp och svävning

Vid startförloppet gäller följande förutsättning:

Ett överordnat system startar turbinen från stillastående och öppnar pådraget så mycket, att maskinen kommer upp i minst 90 % av nominellt varvtal.

När 90 % varvtal har uppnåtts slås regulatorn till. Denna skall då ställa in pådraget så att nominellt varvtal uppnås på ett "mjukt" sätt.

Så snart det nominella varvtalet har uppnåtts, kan man förbereda fasning. För att fasning skall vara möjligt måste maskinens varvtal variera. Detta har implementerats med att frekvensvärdet varierar enligt en sinusfunktion. (Se appendix).

För att klara situationen med ovanstående förutsättningar måste såväl proportionaldelens som statikdelens förstärkning hållas liten vid startfrekvensen. (Se lösningar på problem samt appendix). Dessutom måste dödbandet vara bortkopplat.

I appendix finns simuleringsresultatet från uppstarten. Kurvorna är i stort sett identiska för de olika fallen. En mindre översläng innan det nominella varvtalet ställer in sig. Den enda avvikelsen är den lätta maskinen med $T_a = 1$. Här måste tidskonstanten för ökning av såväl proportionaldelens förstärkning δp som statikdelens förstärkning δp längas.

5.2 Frekvensstegsvar, maskinen ansluten till ett starkt nät

Tanken bakom denna test är att studera hur uteffekten från maskinen ökar när nätfrekvensen minskar momentant från 50,0 Hz till 49,9 Hz.

Detta motsvarar de tester som utföres på Vattenfall av Spiegelberg vid drifttagning av vattenkraftstationer.

Vid dessa tester används en elektrisk förregling som sätter $f = f_r - 0,1$ Hz, varefter uteffekten mätes.

För att förenkla vid användning av Simnon låter jag f vara konstant och ökar i stället frekvensbörvärdet f_r vilket ger samma verkan på uteffekten.

Vid simuleringarna gäller följande förutsättningar

- 1 Maskinen ansluten till ett starkt nät dvs mekaniskt moment = elektrisk moment.

$$\text{Formelmässigt } \frac{dw}{dt} = (P_h - P_l - P_e) \frac{1}{T_a \cdot w} \text{ med}$$

$$P_e = P_h - P_l \text{ vilket medför}$$

$$\frac{dw}{dt} = 0$$

- 2 $w = 1$ dvs $f = 50$ Hz
- 3 Frekvensbörvärdet f_r ändras momentant från 50,0 till 50,1
- 4 Dödbandsbortkopplingen sätts ej i funktion

5.3 Lugn drift mot mätvärde

För att studera regulatorns uppförande på ett verkligt nät där frekvensen inte är konstant 50,0 Hz, genomfördes körningar mot verkliga frekvensvärden.

Värdena uppmättes under maj månad 1985 på 130 kV skenan i Glentegård, Danmark.

Totalt disponerades en mätperiod av 8,5 h, lagrade som diskreta 2 sek medelvärden. För att rekonstruera frekvensen ur mätvärden kan bl a följande två metoder användas.

- 1 "Sample and Hold" av de diskreta mätvärdena följt av lågpasfiltrering.
- 2 Approximera frekvensderivatan som

$$\frac{df}{dt} \approx \frac{f(k) - f(k-1)}{h}$$

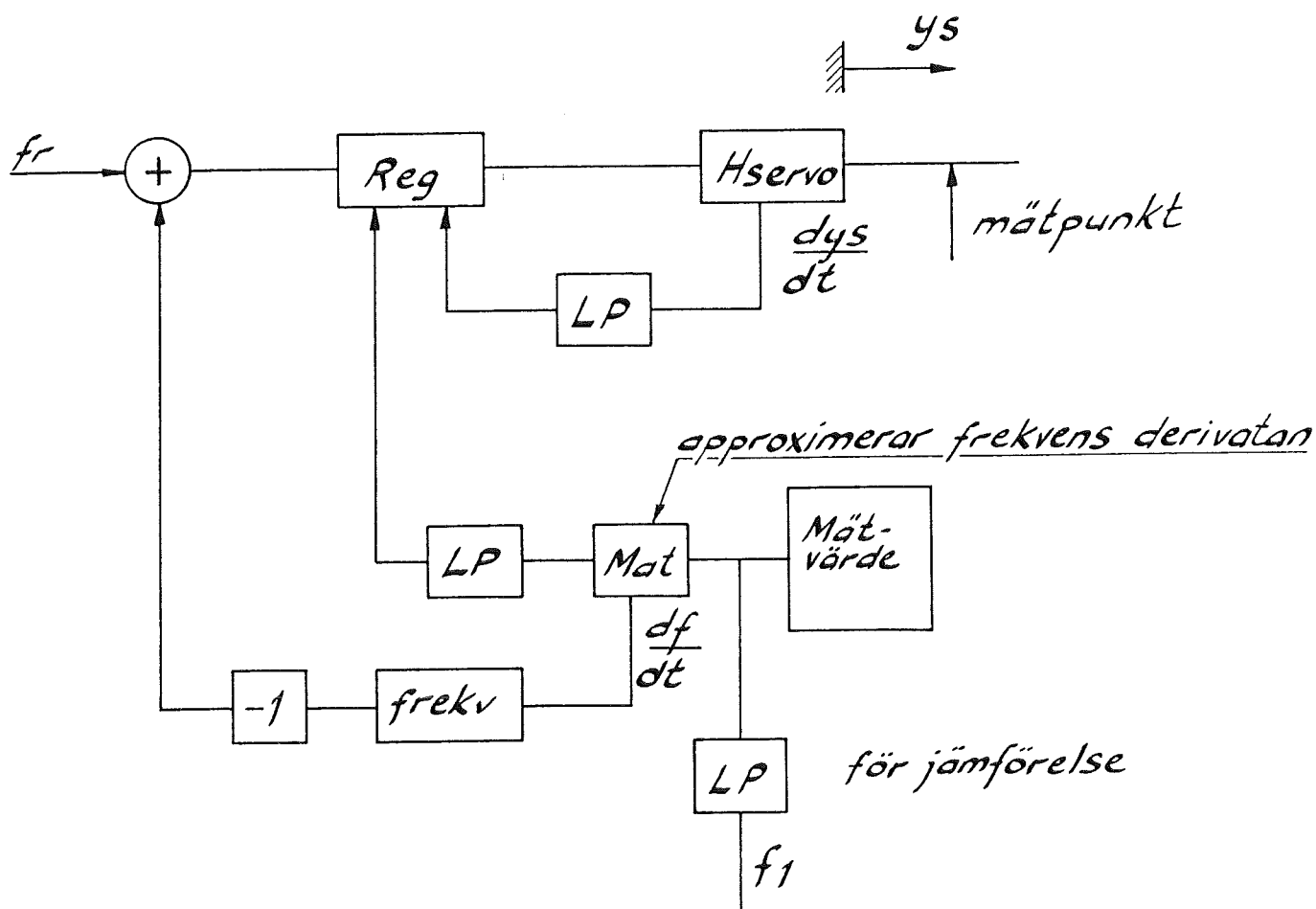
frekvensen erhålles därefter som

$$f = \int \frac{f(k) - f(k-1)}{h} dt$$

Med metod 2 tappar man inte bort så mycket av de högfrekventa delarna av ursprungssignalen (se fig). Därför föll valet på denna metod.

För att begränsa simuleringstiderna användes endast de två första timmarna av mätvärdena.

Vid denna körning fick systemet följande struktur.

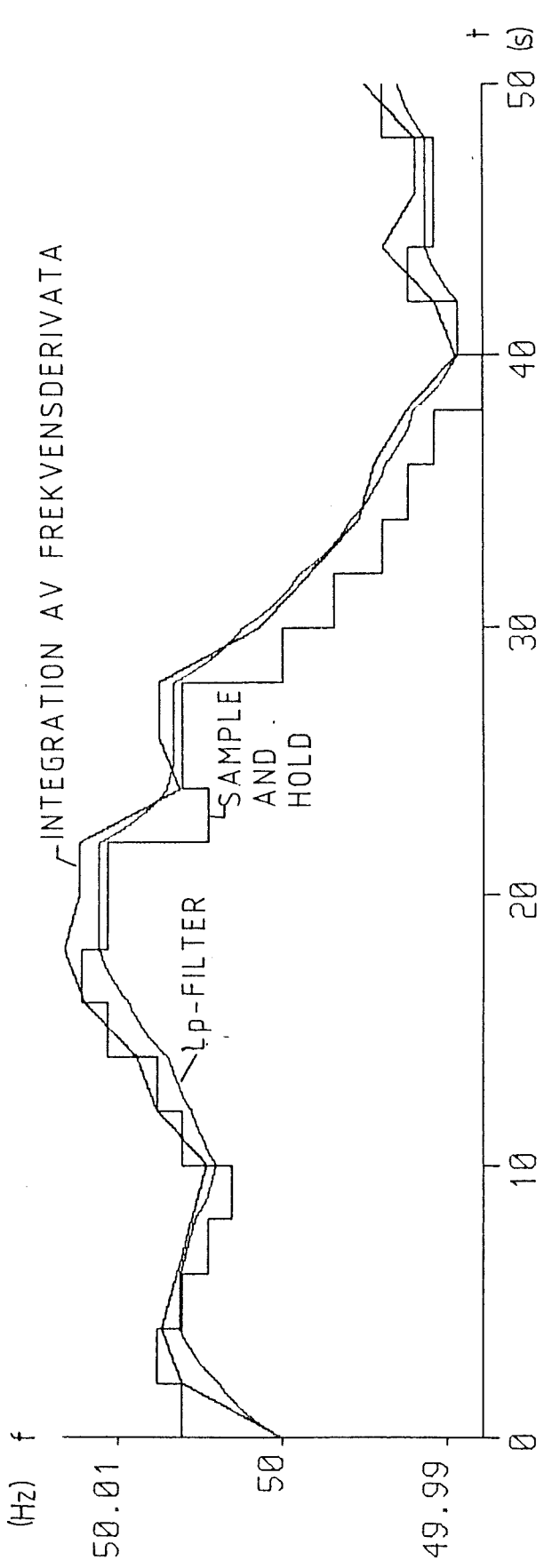
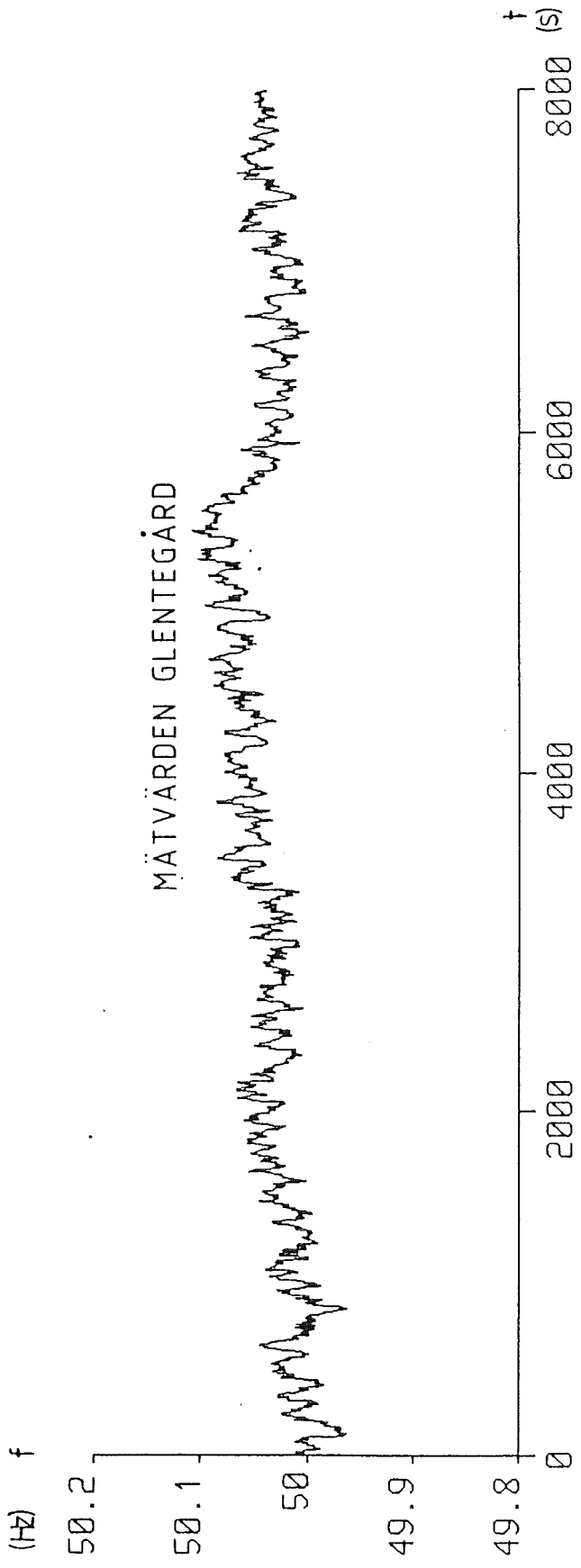


Figur 8. Systemets struktur

Som framgår av fig. 8 har turbin och nät ersatts av mätvärden.

Denna mätning skall främst belysa hur reglerarbetet beror av olika parametrar. Det är mycket viktigt att

MÄTVÄRDEN GLENTEGÅRD



Per-Arne Davidsson

1989-04-26

minska detta just för lugn drift, eftersom detta är den normala driftsformen.

Servo och ledskovlar är dyra investeringar, som skall betala sig på lång sikt (40-50 år). Därför gäller det att minimera reglerarbetet.

Som ett mått på reglerarbetet används huvudservots gångväg.

I detta arbete definieras reglerarbetet som

$$\text{Reglerarbete} = 3\,600 \cdot \frac{1}{t} \int \text{abs} \left(\frac{dys}{dt} \right) dt \quad \left[\frac{\text{slag}}{\text{timma}} \right]$$

där

t = tiden

abs $\left(\frac{dys}{dt} \right)$ är absolutbeloppet på huvudservots rörelse-derivata eller med andra ord absolutbeloppet av servots hastighet.

Eftersom ys endast kan få värden mellan 0 och 1 blir enheten slag per timma. 1 slag/timma innebär alltså att huvudservots kolv har avverkat en sträcka som motsvarar stängt till max öppning på en timma.

För att belysa några principiellt viktiga fall har simuleringen utförts för följande parametrar.

Sp	P	Z	V	met	Anm
0.01	2	0	20	49 %	frekvensberoende dödband
0.04	2	0	20	12 %	"-
0.01	2	0	20	50 %	inget dödband
0.01	2	5	20	77 %	frekvensberoende dödband
0.01	2	5	0	210 %	"-
0.01	2	0	0	67 %	"-
0.01	4	0	0	77 %	inget dödband

Sp är den inverterade förstärkningen i statikdelen.

P är proportionaldelens förstärkning.

Z och V är frekvensderivatans respektive huvudservots rörelsederivatas förstärkningar.

"met" är det samma som reglerarbetet.

Körningen visar några viktiga saker. Återkoppling av frekvensderivatan får förödande konsekvenser för reglerarbetet. Det är med andra ord helt uteslutet att ta med någon frekvensderivatadel i regulatorn. Däremot har huvudservots rörelsederivata en positiv inverkan på reglerarbetet i den meningen att det minskar. Dödbandet har också en positiv inverkan, när det gäller att minska reglerarbetet. Tyvärr inte så mycket som man hoppats på. Vinsten är endast 1 procentenhet/timme.

Som väntat bidrar en minskning av statikdelens förstärkning också till att minska reglerarbetet.

5.4 Lastfrånslag vid full last

I denna simulering studeras hur maskinen uppför sig, om generatorbrytaren utan förvarning slås från vid full last.

Vid sådana störningar stiger varvtalet på maskiner med liten turbinanloppstid snabbt upp mot 170 % av nominellt varvtal.

Förutsatt att utlösningen av generatorbrytaren inte beror på något kvarstående elektriskt fel, är det önskvärt att maskinen återgår till nominellt varvtal snarast, så att återinfasning kan ske. I denna situation vill man inte förlora tid på att helt stoppa maskinen och därefter återstarta.

I modellen motsvaras lastfrånslag av

$$\frac{dw}{dt} = (P_n - P_l - P_e) \frac{1}{T_a \cdot w}$$

$$P_e = \begin{cases} P_n - P_l & \text{generatorbrytare till} \\ 0 & \text{"-"} \quad \text{från} \end{cases}$$

Följande förutsättningar gäller:

- 1 När störningen sker ligger maskinen på fullt pådrag.
- 2 Generatorbrytarläget kan detekteras och användas för parameterval i regulatorn.
- 3 Vid generatorbrytarfrånslag ställs automatiskt effektbörvärdet till sitt tomgångsvärde.

- 4 Återkopplingen av huvudservots rörelse-derivata tas bort, eftersom denna har en bromsande inverkan på stängningen.

Vid generatorbrytarfrånslag ser man hur frekvensen stiger snabbt.

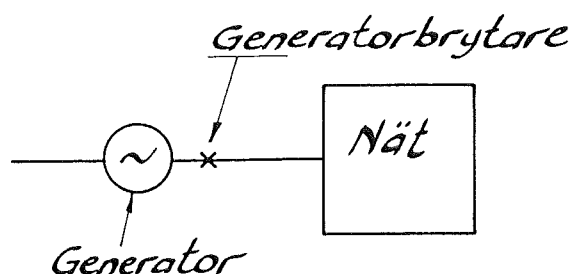
För den lätta maskinen med $T_a > 1$ ökar varvtalet snabbare och hinner därmed upp till ett högre värde innan retardation. Maskinen med den långa tilloppstuben, och därmed större vattentidskonstanten, är trögare att reglera. Här ser man också hur varvtalet hinner stiga mer än för exempelturbinen.

När det gäller retardationen ser man, att regulatorn i samtliga fall hinner återställa frekvensen i närheten av det nominella inom 50 s. Därefter kommer en fördröjning innan det exakta värdet har uppnåtts beroende på vilket fall som testas. Maskinen med den långa tilloppstuben tar längst tid.

När det gäller underslängarna är dessa inte något problem. Frekvensaxeln i diagrammen är graderade mellan 45 och 85 Hz. Frekvensen 45 Hz är valt eftersom det är undre gränsen för vilket frekvensskyddet stoppar maskinen helt. Av diagrammen framgår att marginalen till denna gräns är stor.

För att få en så snygg återgång till det nominella varvtalet som möjligt utan att använda för lång tid har följande två krav uppställts.

- 1 Vid återgång till nominellt varvtal tillåts inte någon undersläng, som medför varvtal lägre än 90 % av nominellt. I så fall utlöser undre frekvensskyddet och stannar maskinen.
- 2 Servot skall åtminstone till en början, stänga så snabbt som möjligt. I modellen visar det sig som att huvudservots derivata når sitt maxvärde.



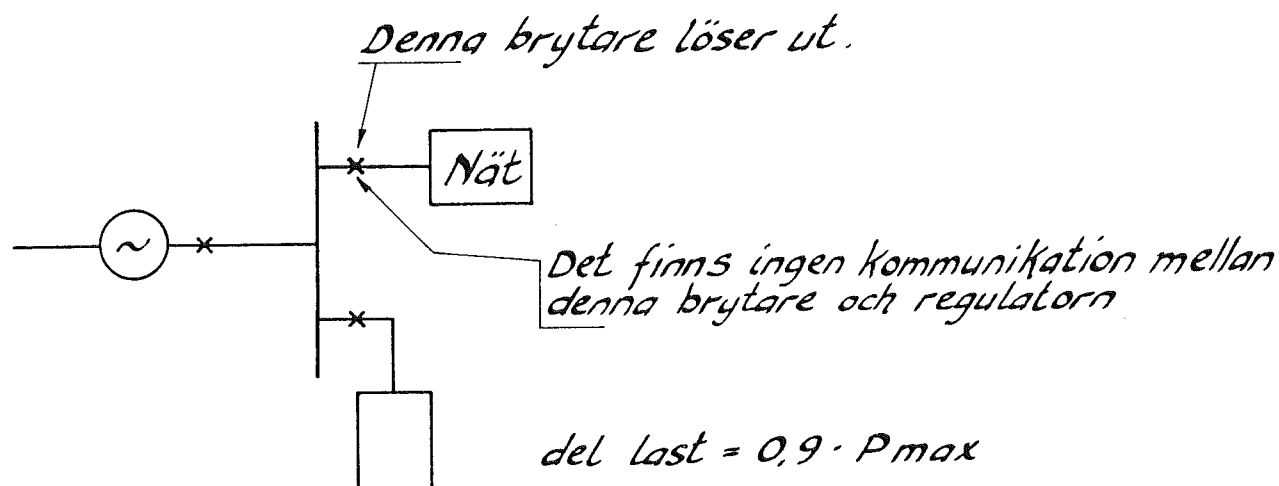
Figur 9. Visar generator och nät, samt generatorbrytare

5.5 Lastfrånslag separat nät

I vissa driftsituationer kan det vara av intresse att köra maskinen mot ett eget nät, sk önätsdrift. Detta inträffar främst i samband med större driftstörningar.

Vid dessa störningar gäller följande förutsättningar:

- 1 Stationen hamnar på eget nät genom att någon eller några brytare ute i det stora nätet löser ut utan förvarning.
- 2 Regulatorn har ingen möjlighet att få information om dessa brytares läge.
- 3 Problemet uppstår, när maskinen går för max effekt. Lasten på det lilla nätet motsvarar $0.9 \times P_{\max}$.



Figur 10. Visar generator och nät vid lastfrånslag separat nät

Det skall i detta sammanhang poängteras att driftformen är mycket ovanlig. Det är därför inte motiverat att i någon mening optimera parametrarna efter denna driftform, speciellt inte om det skulle leda till ökat reglerarbete. Det enda krav som finns är att varken över- eller underfrekvensskydden skall stoppa maskinen vid en laststörning på 10 %.

Underfrekvensskyddet ställs normalt på 45 Hz och överfrekvensskyddet ställs in efter de lastfrånslagsprov som utföres i likhet med de simuleringar som gjorts.

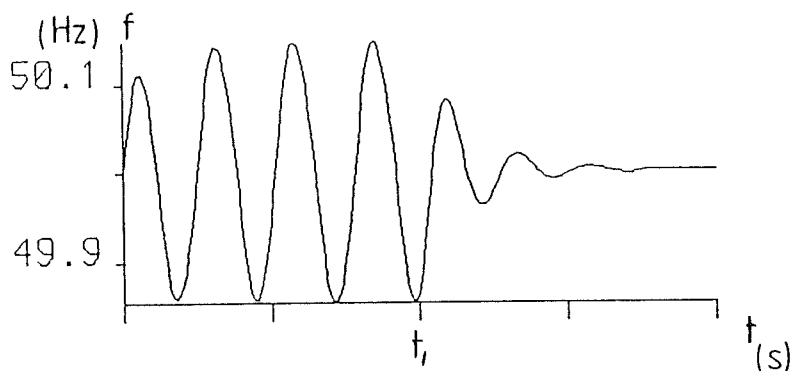
Simuleringarna visar tydligt hur frekvensen först stiger när lasten minskar. Regulatorn reglerar därefter ner den till sitt nominella värde, men ett kvarstående stationärt fel kan konstateras. Felets storlek beror på en mängd faktorer, främst förstärkningen i statikdelen, men även avvikelsen mellan effektbörvärdet och aktuellt pådrag har betydelse. Simuleringsresultatet visar tydligt hur statikdelens förstärkning påverkar den tid det tar, innan frekvensen har reglerats ner. I fallet med den långa tuben får man problem med ringningar innan frekvensen stabiliserar sig. Detta trots att statikdelens förstärkning halverats jämfört med de andra körningarna.

6 Lösning på de problem som uppstått

Vid arbetets början utgick jag ifrån den enkla grundidén.

Olika driftsituationer testades för att få en känsla för systemets uppförande. Dessa anknyter till de olika driftformer, som beskrivs i avsnittet "Test av regulatorn". Systemet uppträdde på ett tillfredsställande sätt vid körning mot ett starkt nät dvs $P_e = P_h - P_1$. Däremot uppstod problem före fasning och vid körning mot ett eget nät.

Systemet självsvängde då inom dödbandet.



Figur 11.

Visar effekt av frekvensvariation inom dödbandet. Vid t_1 tas dödbandet bort och då stabiliserar sig systemet.

Eftersom det är en finess med dödbandet söktes andra lösningar på problemet. Genom att införa en reglering proportionell mot frekvensderivaten visar det sig, att systemet stabiliserar sig. Det visade sig emellertid, att denna derivatadel inte är förenlig med kravet på så lite reglerarbete som möjligt (se avsnittet om körning mot mätvärde). Man förlorar t o m mer än vad som tjänas på att införa dödbandet.

Vid infasning mot ett starkt nät kommer detta nät att stabilisera systemet. Detta innebär, att man tär på de stabilitetsmarginaler, som finns i det stora nätet.

För en så här liten kraftstation med maskineri storleksordningen 5 MW kan man emellertid göra följande antaganden.

- 1 Ett instabilt system kastar inte hela elkraftssystemet över ända. Effekten 5 MW skall jämföras med Harsprånget 940 MW, Porjus 520 MW.
- 2 Instabiliteten yttrar sig som en frekvensvariation som tangerar dödbandsgränsen.
- 3 Generatorbrytarens läge är känt.

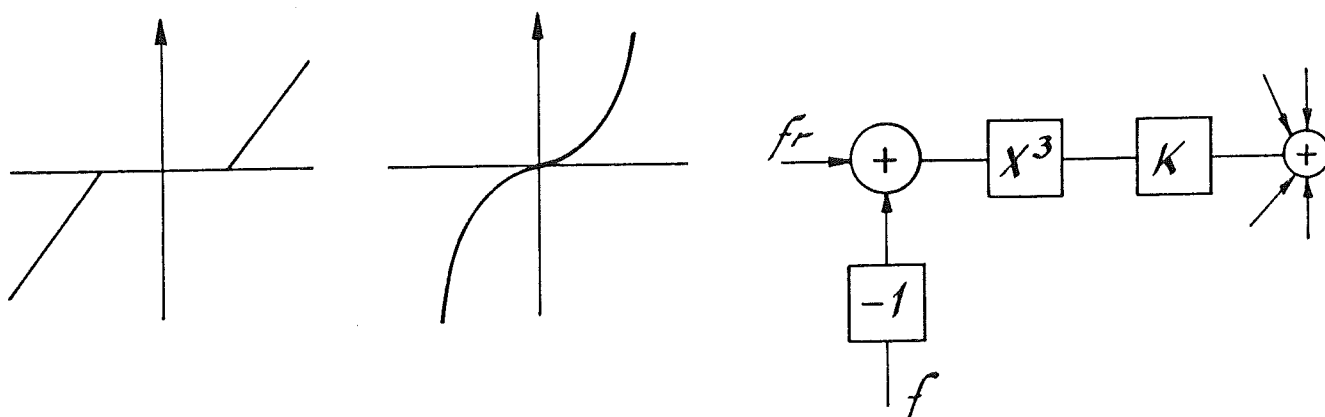
Med dessa antaganden som grund kan problemet lösas på följande sätt:

- 1 Vid generatorbrytare från är alltid dödbandet bortkopplat.
- 2 När generatorbrytaren slås till kopplas dödbandet in. Om frekvensen antar värden som ligger utanför dödbandet kopplas detta omedelbart bort. Återinkoppling sker en tid efter att frekvensen återgått till ett värde inom dödbandet.

Med denna algoritm vinner man följande:

- 1 Problemen vid infasning och uppstart försvinner.
- 2 Dödbandet finns kvar och minskar reglerarbetet, när systemet är infasat på ett starkt nät.
- 3 Om nätet försvagas i den meningen att frekvensavvikelsen blir stor, kopplas dödbandet bort, och systemet tär inte längre på stabilitetsmarginalen.

En annan variant på grundidén, som också testades, gick ut på att ersätta den linjära proportionaldelen med en reglering, som är proportionell mot frekvensfelet i kubik.



Figur 12. Illustration av idén att ersätta dödbandet med "kubisk reglering"

På så vis skulle man få lite reglering vid små fel och kraftigare reglering för stora fel. Tyvärr fungerade inte idén på önskat sätt. För att få tillräcklig förstärkning för dämpning av systemet vid små fel måste förstärkningen väljas så stor, att det blev problem med för hög förstärkning vid stora fel.

En variant med återkoppling av frekvensfelet i kvadrat prövades också, men tyvärr blev resultatet detsamma.

Vid uppstart av maskinen uppstod problem med stora styrsignaler. Starten organiserades därför på följande sätt:

Ett överordnat system ser till, att maskinen kommer upp i 90 % av nominellt varvtal. Därefter skall regulatorn reglera upp varvtalet till det nominella.

Det gäller, att inledningsvis hålla styrsignalen låg. Detta problem kan lösas analogt med hur effektbörvärdesförändringar genomförs.

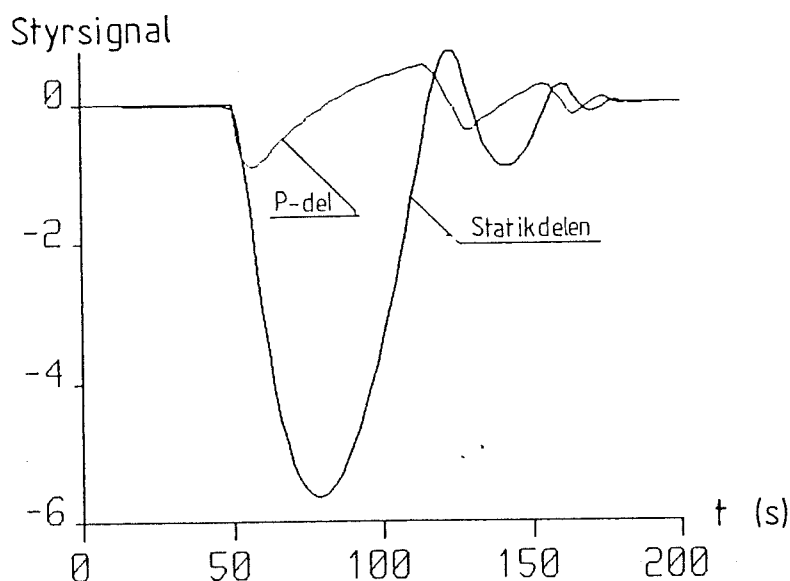
Genom att införa ett förstaordningssystem $dP/dt = (P - P_{ref})/T_p$ där P , P_{ref} är förstärkningen respektive önskad förstärkning. P sätts lika med noll som begynnelsevärde. Implementerar man statikdelens förstärkning på samma sätt får man en lugn uppstart av maskinen.

Dessutom vinner man att parameterförändringar under drift sker stötfrött.

I situationen att generatorbrytaren löser ut vid full last, är det som tidigare nämnts av intresse att kunna återfasa så snabbt som möjligt.

Problemet i detta sammanhang är främst statikdelen. (Se fig)

$$dy/dt = ((\frac{\Delta f}{f} / s_p) - Y) / T_f$$



Figur 13. Visar problem med statikdelen vid lastfrånslag

Ett krav som måste uppfyllas är, att frekvensen inte får understiga 45 Hz. Då stoppas maskinen helt av underfrekvensskyddet.

En metod att bli kvitt problemet är att helt enkelt stänga av statikdelen vid generatorbrytarfrånslag. Problemet med underslängar försvinner, men metoden har en allvarlig brist. Skulle tomgångspådraget av någon anledning vara felaktigt, finns det en risk att det stationära felet blir för stort för att fasning skall kunna ske.

Ett sätt att komma tillrätta med detta problem är att begränsa insignalen till statikdelen. För att detta skall få tillräcklig verkan måste begränsningen göras så liten, att maskinen inte kan användas fullt ut.

Det viktiga är emellertid att begränsa statikdelens derivata. Statikdelen hinner då inte sticka iväg till så höga värden.

På samma sätt som huvudservots derivata begränsades kan statikdelen implementeras.

$$dy/dt = (\max(\min(\frac{\Delta f}{f}, lb), -lb) - y) / T_f$$

$$y_{II} = y / \delta p$$

Detta innebär att frekvensfel större än lb inte får någon inverkan på statikdelens derivata. För systemet bara tillräckligt med tid på sig, så finns det ingen begränsning på statikdelen. Jämför med fig 3 sid 6, som visar samma sak men med andra beteckningar.

Härigenom klarar man av att återgå till nominell frekvens utan att få underslängar ner mot kritiska 45 Hz. Underslängarna stannar vid någon eller några tiondels Hz. Dessutom klarar man av att kompensera för eventuella fel i tomgångsbörvärdet. Av samma skäl som att dödbandets storlek valdes till + 0,1 Hz, dimensionerades lb så att frekvensfel över 0,1 Hz inte påverkar statikdelens derivata.

Den svåraste situationen att klara av visade sig vara körning mot eget nät, sk önätsdrift. En försvårande omständighet är att önätet kan uppkomma genom brytarfrånslag ute i nätet. Situationen måste alltså klaras av med de parametrar, som valts för lugndriftsförhållanden.

Situationen att köra på eget nät kan ses som mycket ovanlig.

Problemet är att systemet är dåligt dämpat, i vissa situationer rent av instabilt. Till en början testades variation av olika parametrar i regulatorn. Dessa blev i stort resultatlösa.

Genom att studera olika delar av processen, observerades, att huvudservots lägesderivata skulle kunna användas för att dämpa systemet. Detta testades med stor framgång. För säkerhets skull LP-filtrerades signalen innan den återkopplades in i regulatorn, för att minska förekomst av eventuellt mätbrus.

Det visade sig, att denna åtgärd var fullt förenligt med kravet på litet reglerarbete. Det t o m förbättrade egenskaperna med avseende på reglerarbetet. Denna deriverande återkoppling ställer emellertid krav på den mätutrustning som används. En utrustning som inför brus i regulatorn kan vara ödesdiger för resultatet.

7 Slutsatser och rekommendationer

Arbetet visar att det är klart möjligt att med enkla medel skapa en regulator anpassad för små vattenkraftaggregat. Man kan genom införande av såväl dödband som återkoppling av huvudservots hastighet minska reglerarbetet.

I fallet med återkoppling av huvudservots lägesderivata måste mätningen ske på ett sådant sätt, att man inte introducerar brus i regulatorn. Detta skulle få negativa konsekvenser i form av ökat reglerarbete.

När det gäller dödbandet har det andra konsekvenser. Hårdvarumässigt kräver dödbandet ingen extra utrustning, eftersom implementeringen sker helt i mjukvaran. Den ekonomiska kostnaden är inte den mest intressanta i detta fallet. Priset för dödbandet kan i stället uttryckas i stabilitet och stabilitetsmarginal för elkraftsystemet i stort. Den lilla vinsten i reglerarbete, 1 procentenhet/timme, gör att jag ställer mig tveksam till användning av dödbandet.

Arbetet visar också, att det får förödande konsekvenser, om man inför en reglering proportionell mot frekvensderivatan. Reglerarbetet kommer att skena iväg mot stora värden. Efter avslutat arbete kan jag rekommendera, att man använder en regulator av den typ som beskrivs i kapitel 3, om de försiktighetsmått och rekommendationer, som presenteras i arbetet följs. De parametrar som använts skall ses som startvärden, när man skall bygga en regulator till ett specifikt objekt.

Referenslista

1. Dahlvig, Gunnar, Maskinteknik El,
Liber Läromedel, Stockholm
2. Johansson, KE, Turbinreglering,
ASEA
3. Lindahl, Sture, Frekvenshållning inom Nordel-
systemet,
Särtryck ur Nordels årsberättelse,
Sydkraft
4. Lindahl, Sture, Simulering av dynamiska förlopp i
en kraftstation,
Vattenfall
5. Nilsson, Bo, Analys av turbinreglering i vatten-
kraftaggregat,
Examensarbete Institutionen för Reglerteknik LTH,
Sydkraft
6. Stockman, Nils, Anteckningar om turbin-
regulatorer,
Vattenfall
7. Ålfors, Gunnar, Turbinregulatorer och regler-
styrka,
Vattenfall PDZ-ES/Dq
8. Ålfors, Gunnar, Kravspecifikation, turbin-
regulatorer för vattenkraftaggregat,
Vattenfall PDZ-HH/GI
9. Ålfors, Gunnar, Inställningsplan för turbin-
regulatorer,
Vattenfall PDZ2-HH/Dq
10. Åström, Karl-Johan, A Simnon tutorial,
Institutionen för Reglerteknik, LTH
11. Åström, Karl-Johan, Reglerteori,
Almqvist o Wiksell
12. Kraftstationer, Sammanställningar
Driftbyrån, Sydkraft
13. Analysis and Application of the stability limits
of a hydro-generating unit.
IEEE Transactions on Power Apparatus and System
Vol PAS-100. No.7 July 1981
14. Lätt att styra kraftverk med datorer,
Elteknik 11:87

Per-Arne Davidsson

1989-04-26

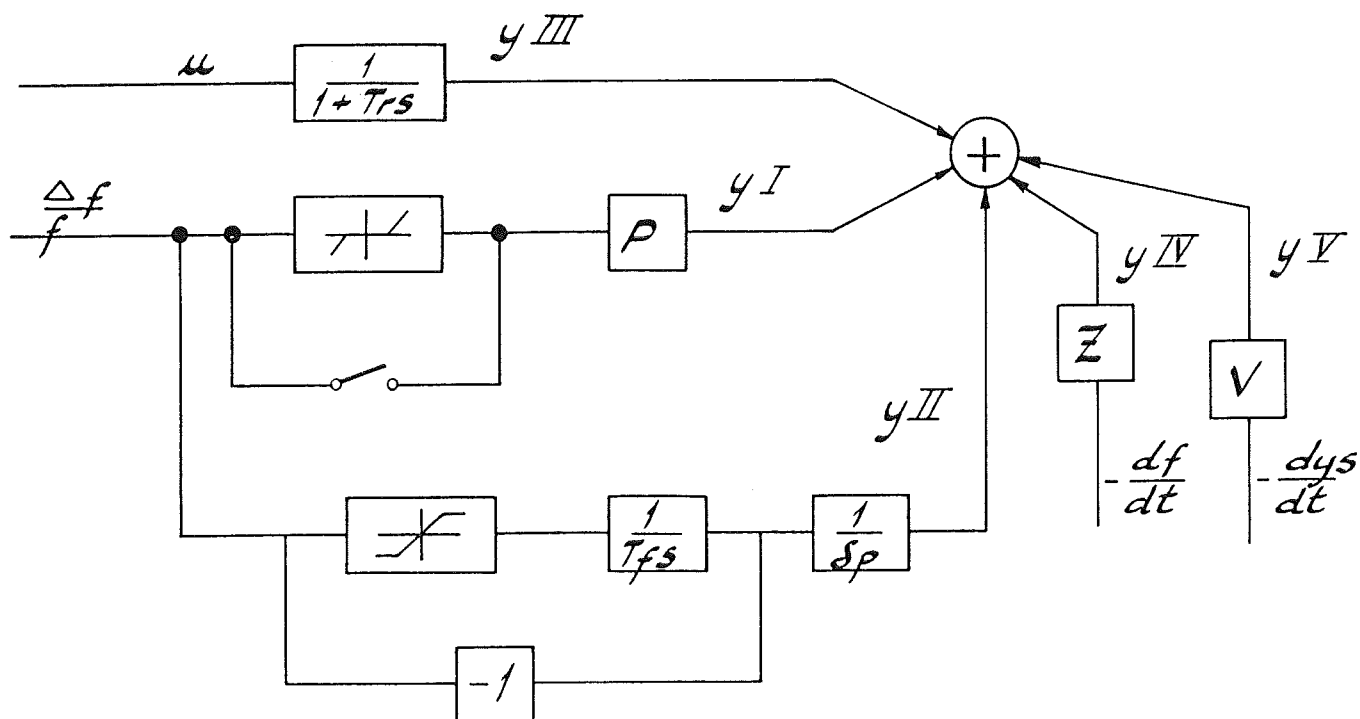
15. Digitala turbinregulatorer klarar svåra driftstörningar,
Elteknik med Aktuell Elektronik 17:87
16. Datablad till ASEA Master Piece,
MP100, MP200
ASEA Electronics

Grundparametrar

p	$= 2$	proportionalförstärkning
ϵ_p	$= 0,01$	statik
f_{rn}	$= 50 \text{ Hz}$	frekvens referensvärde
V	$= 20$	huvudservots lägesderivatas förstärkning
Z	$= 0$	frekvensderivata förstärkning
U_o	$= 0,07252$	tomgångspådrag
T_f	$= 120 \text{ s}$	statikdelens tidskonstant
T_r	$= 10 \text{ s}$	effektbörvärdets tidskonstant
T_s	$= 0,2 \text{ s}$	huvudservots tidskonstant
T_{si}	$= 40 \text{ s}$	maxtid fullt slag, öppnariktning huvudservot
T_{sd}	$= 10 \text{ s}$	maxtid fullt slag, stängariktning huvudservot
A	$= 8 \text{ m}^2$	tilloppstubens area
L	$= 41 \text{ m}$	tilloppstubens längd
Q_{2n}	$= 41 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$	nominellt flöde
P_n	$= 4,7 \text{ MW}$	nominell effekt
T	$= 5,41 \text{ s}$	aggregatanloppstiden

Detaljerad teknisk beskrivning av regulatorn

Arbetet har huvudsakligen utförts i Simnon. Implementeringen beskrivs därför uteslutande i form av differentialekvationer.



Figur 14.

Effektbörvärdet implementeras som ett förstaordnings-system.

$$\frac{dy_{III}}{dt} = (y_{III} - U) / T_r \quad \text{där } y_{III} \text{ är aktuellt tillstånd}$$

och T_r är en tidskonstant för börvärdesförändringar.

Proportionaldelen med sitt dödband kodas som

$$X = \text{if } Df < D_b \text{ then } 0 \text{ else } (Df - D_b) \cdot P$$

$$y_I = \text{if } Df > -D_b \text{ then } X \text{ else } (Df + D_b) \cdot P$$

Här är Df = relativa frekvensfelet och
 D_b = dödbandets storlek

För att klara av problemen med svängningar kan dödbandet kopplas bort.

Algoritmen bygger på att dödbandet Db sätts till noll, om frekvensen avviker för mycket från den nominella.

När frekvensen åter stabiliserat sig kring sitt nominella värde låter man en tid förflyta innan dödbandet återinkopplas.

Ett sätt att erhålla denna funktion är att teckna en differentialekvation.

$$\frac{di_s}{dt} = \begin{cases} -i_s/k_1 & f_r - e_f < f < f_r + e_f \\ k_2 (1 - i_s) & \text{annars} \end{cases}$$

Tillståndet i_s ökar eller minskar beroende på frekvensen värde.

Dödbandets storlek beror på vilket värde i_s har enligt

$$Db = \begin{cases} 0 & i_s > 0,5 \text{ eller generatorbrytare från} \\ 0,002 i_s & i_s \leq 0,5 \end{cases}$$

Genom att välja konstanterna k_1 och k_2 kan man se till, att dödbandet kopplas bort snabbt, medan det tar längre tid till återinkoppling av dödbandet.

För att begränsa statikdelens derivata implementeras denna som

$$\frac{dy_{II}}{dt} = \max(\min((Df - yst), lb), -lb) / T_f$$

$$y_{II} = yst/delp$$

$$Df = \frac{\Delta f}{f} \quad (\text{relativa frekvensfelet})$$

$$lb = \text{konstant}$$

$$T_f = \text{statikdelens tidskonstant}$$

$$delp = Sp$$

Konstanterna lb väljs så att frekvensfel större än ett visst värde slår igenom på utsignalen (jämför sidan 29).

Härigenom förhindras relativa frekvenssteg större än $\text{abs}(lb)$ påverka statikdelens derivata. Men statikdelens värde begränsas inte.

Från själva regulatorns synvinkel betraktas såväl frekvensderivatan som huvudservots lägesderivata såsom givna signaler. I min modell har jag låtit lågpasfiltrera dessa signaler före regulatorn.

I regulatorn förstärks frekvensderivatan med faktorn Z och huvudservots derivata med faktorn V.

Slutligen summeras de olika delarna till

$$Y_R = Y_I + Y_{II} + Y_{III} + Y_{IV} + Y_V$$

I regulatorn finns dessutom funktioner för lugn uppstart och stötfri övergång mellan parameterförändringar. Därför implementeras såväl P som δ_p som förstaordningssystem.

$dp/dt = (p - p_r)/T_p$ där $p_r =$ önskad förstärkning och T_p är en tidskonstant vald så att uppstarten blir lugn. På motsvarande sätt implementeras

$$\frac{d\delta_p}{dt} = (\delta_p - \delta_{pr})/T_{\delta_p}$$

För att kunna fasa maskinen måste varavtalet variera något kring det nominella. Denna sk svävning erhålles genom att låta frekvensens referensvärde fr variera enligt

$$fr = \begin{cases} fr_n & \text{vid normal drift} \\ fr_n + sv \cdot \sin(2\pi \cdot t/T_{sv}) & \text{vid fasningskommando} \end{cases}$$

sv = svävningens amplitud

$2\pi/T_{sv} =$ svävningens vinkelfrekvens

För att på ett bättre sätt kunna möta olika driftformer låter man regulatorn få information om generatorbrytarläget. Detta utnyttjas såväl vid dödbandsbortkoppling som för återkopplingen av huvudservots derivata.

Huvudservots derivata dämpar systemet. För att inte få en onödig dämpning vid generatorbrytarfrånslag varieras förstärkningen V för huvudservots derivata enligt

$$V = \begin{cases} 20 & \text{generatorbrytare till} \\ 0 & \text{"- från} \end{cases}$$

Detta för att minska stängningstiden vid brytarfrånslag.

Per-Arne Davidsson

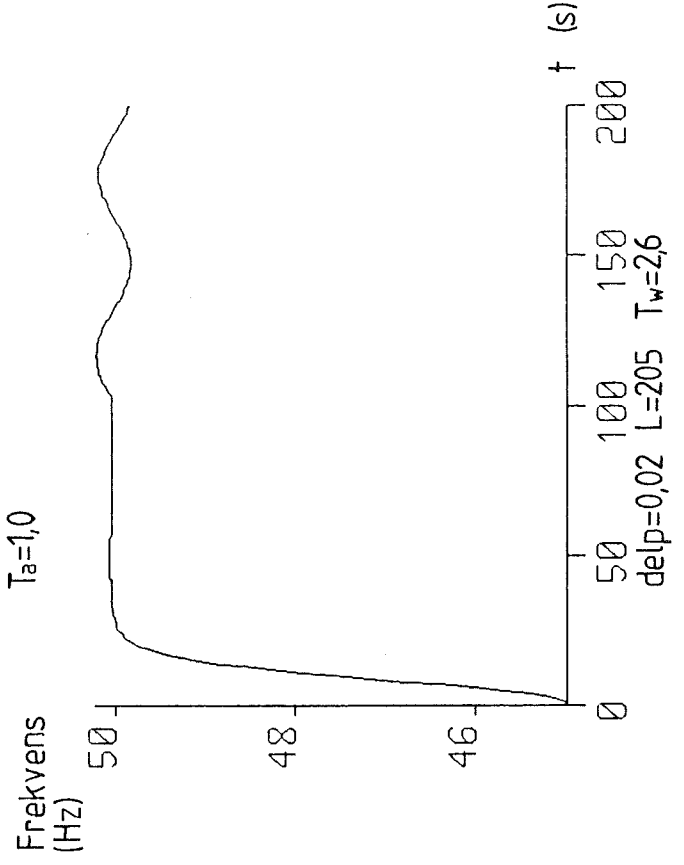
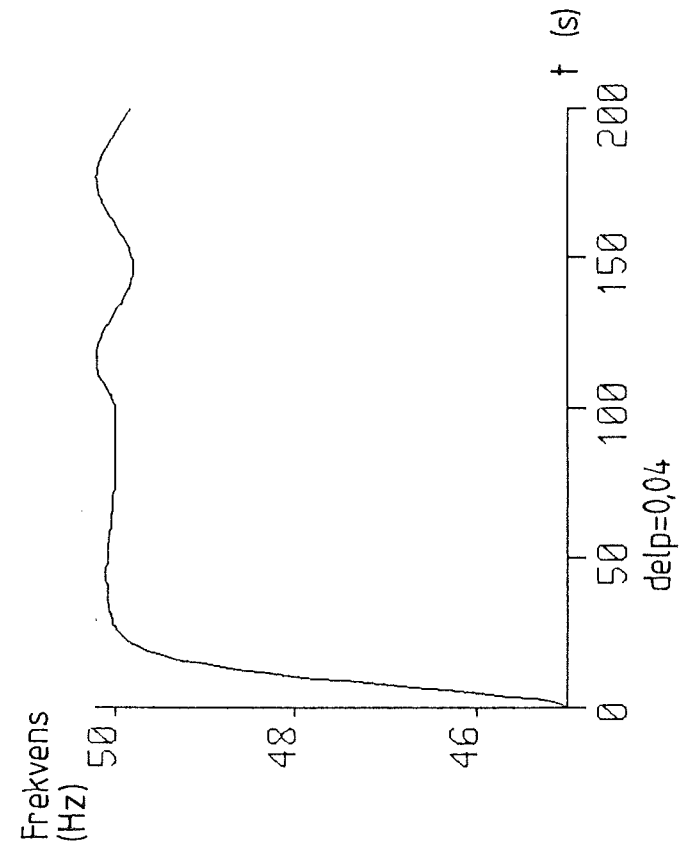
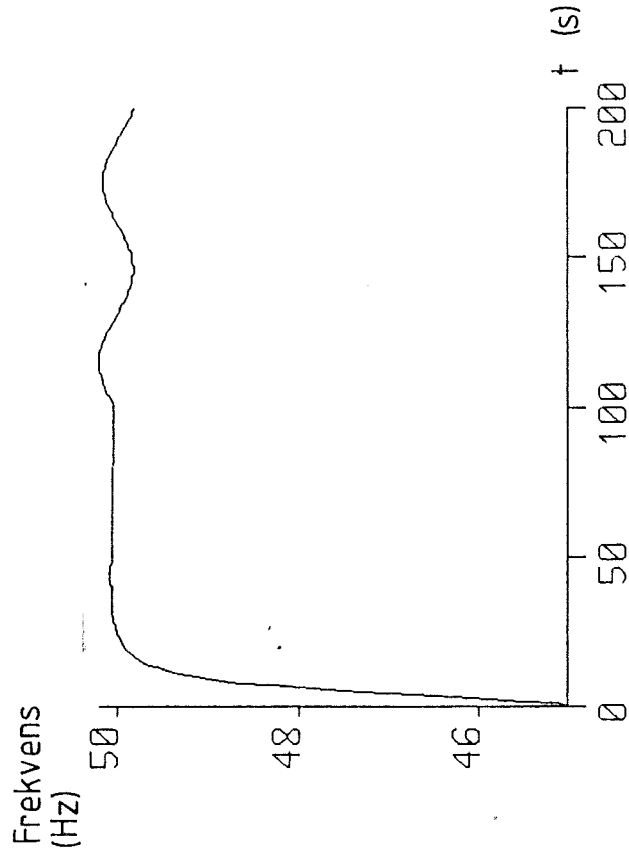
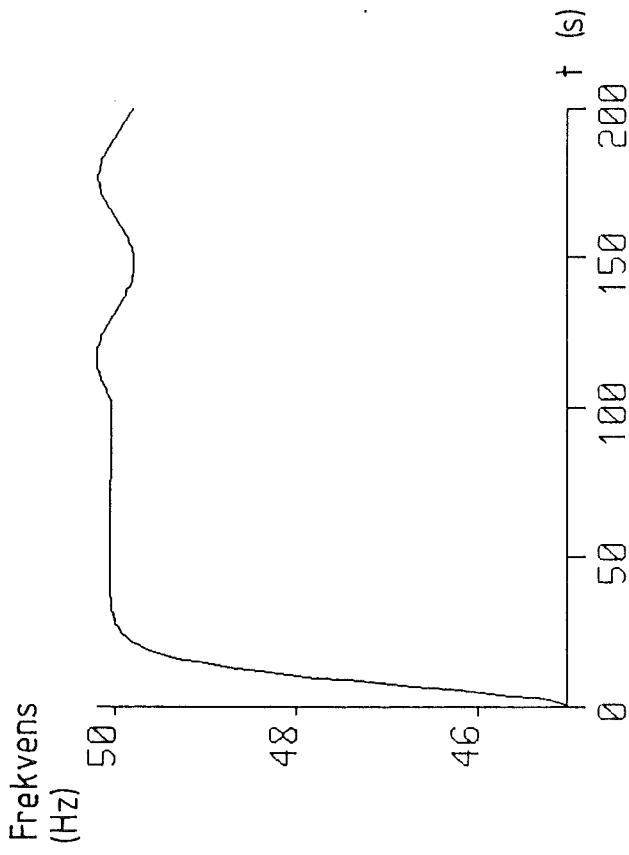
1989-04-26

På samma sätt återgår effektbörvärdet till sitt tomgångsvärde.

För förstärkningen V rekommenderas dessutom en funktion som i likhet med P , S_p , möjliggör stötfri övergång om parametervariation¹ skall ske under drift.

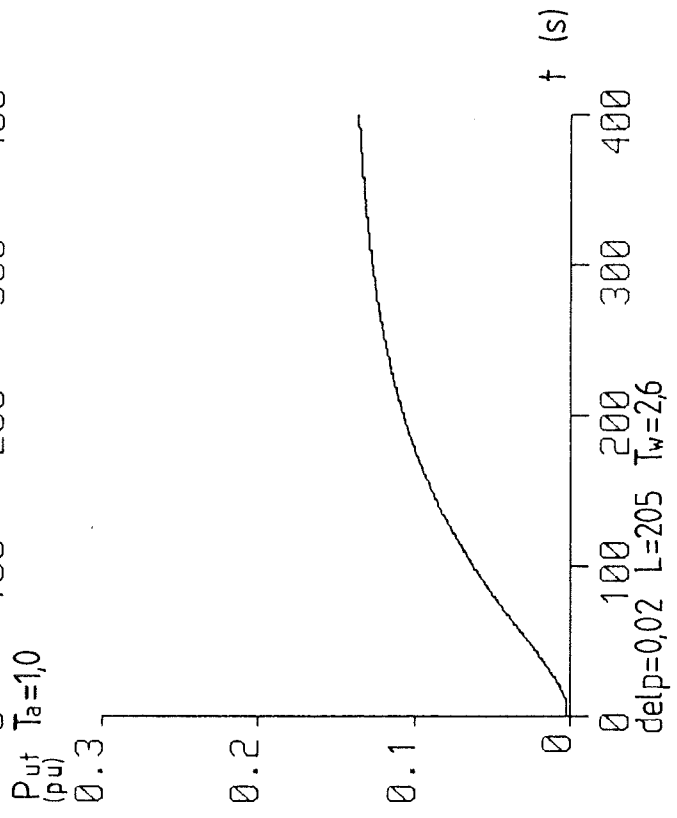
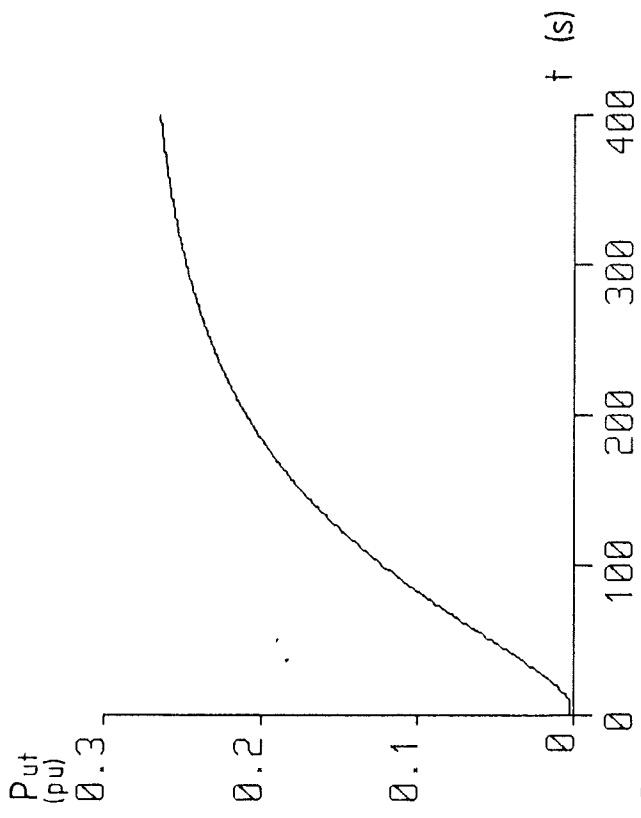
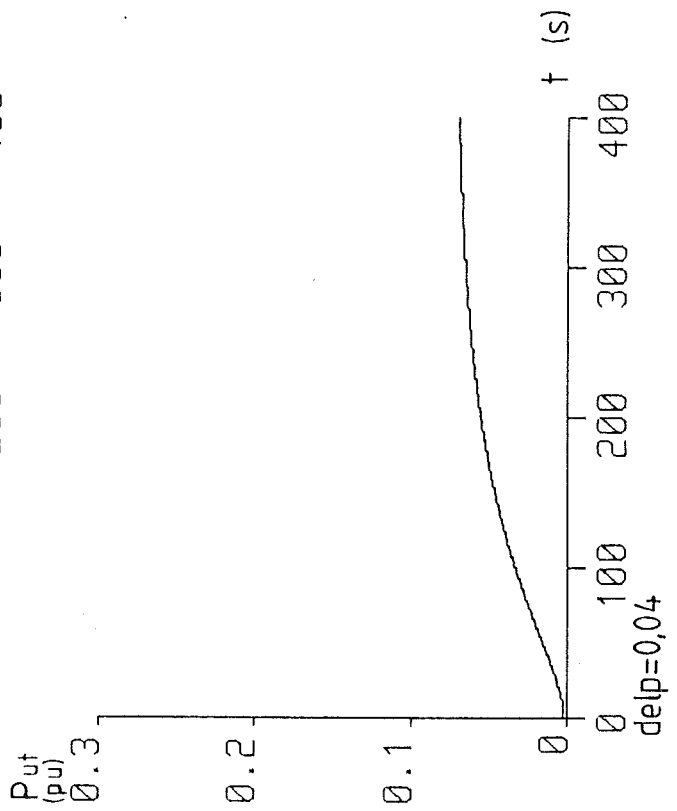
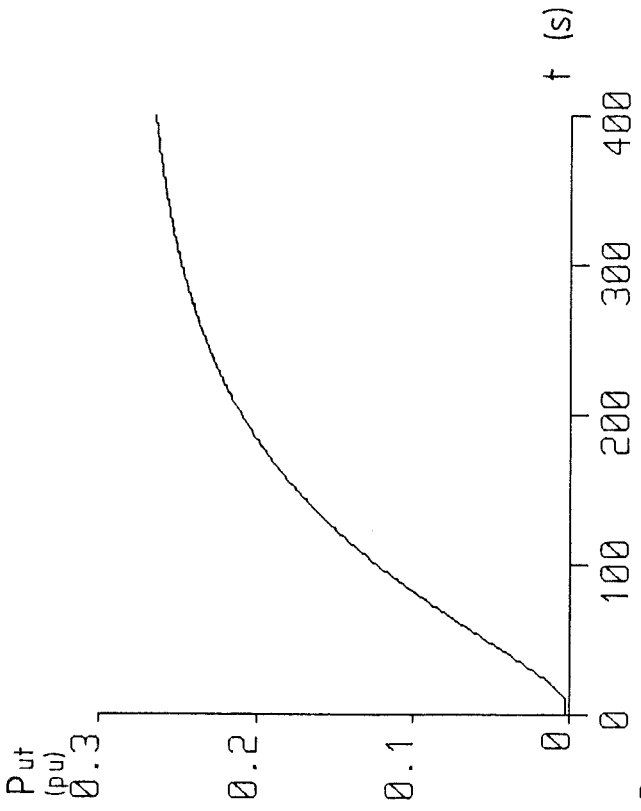
Startförlopp och svävning.

Frekvens som en funktion av tid.



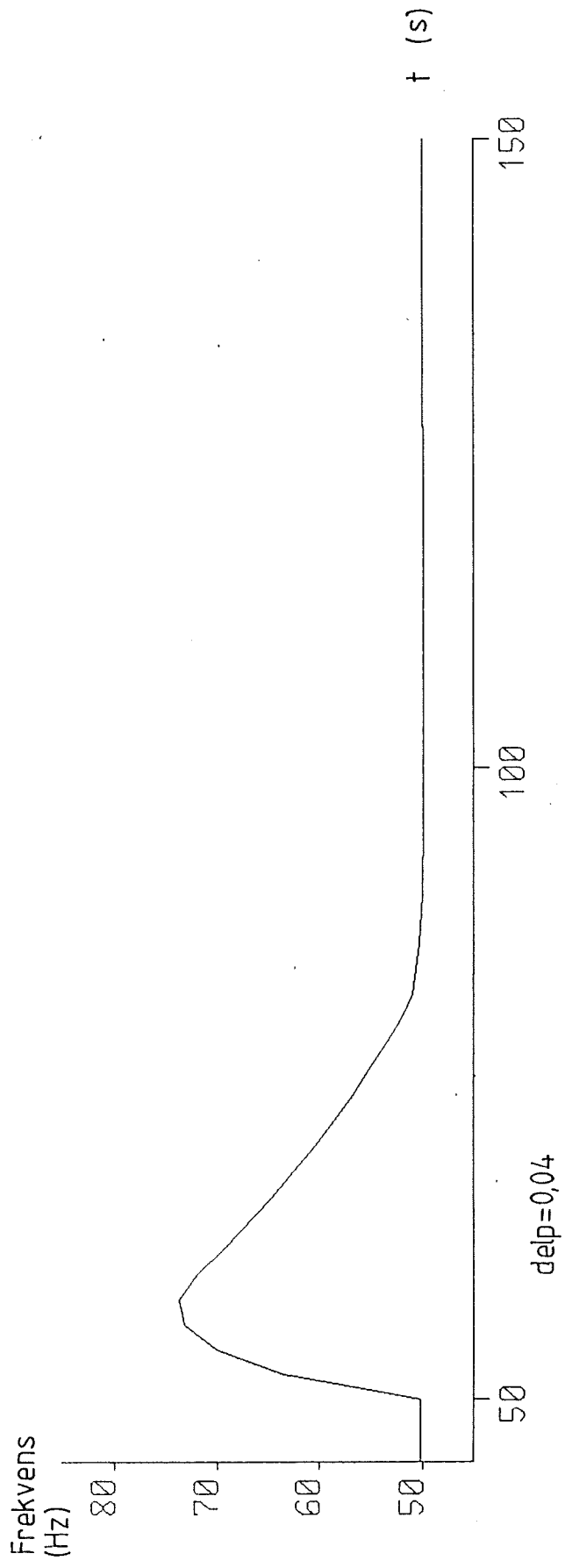
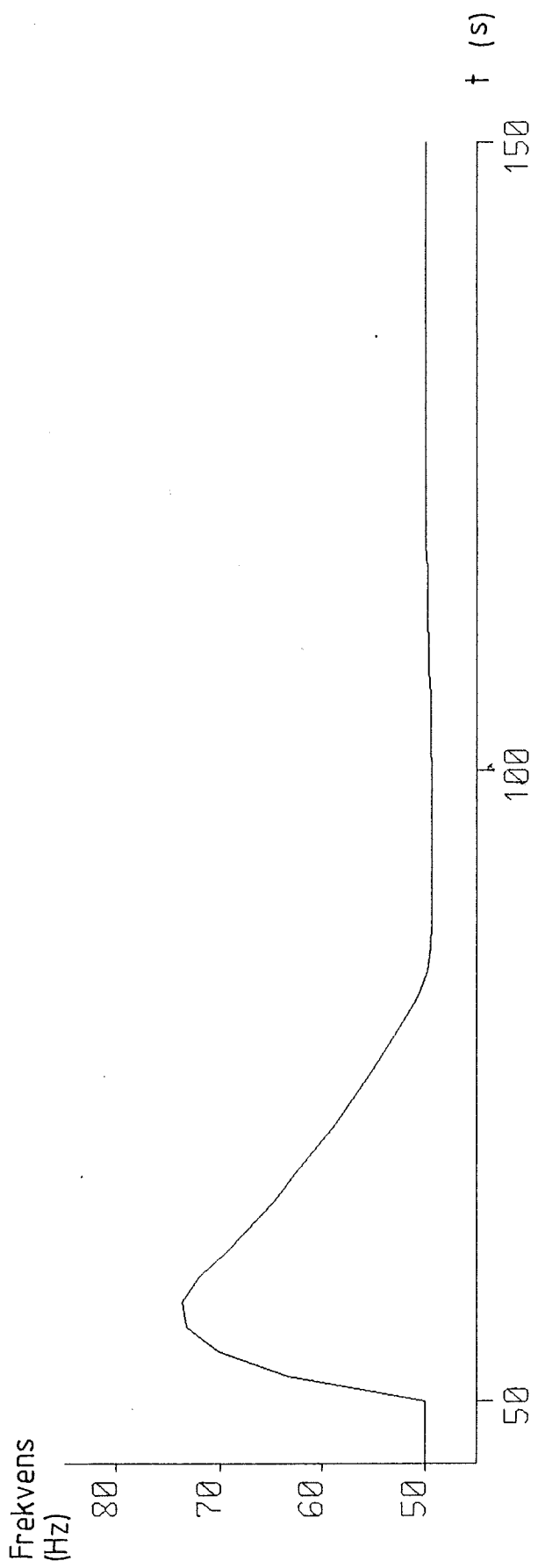
Frekvensstegsvar,
maskinen ansluten till ett starkt nät.

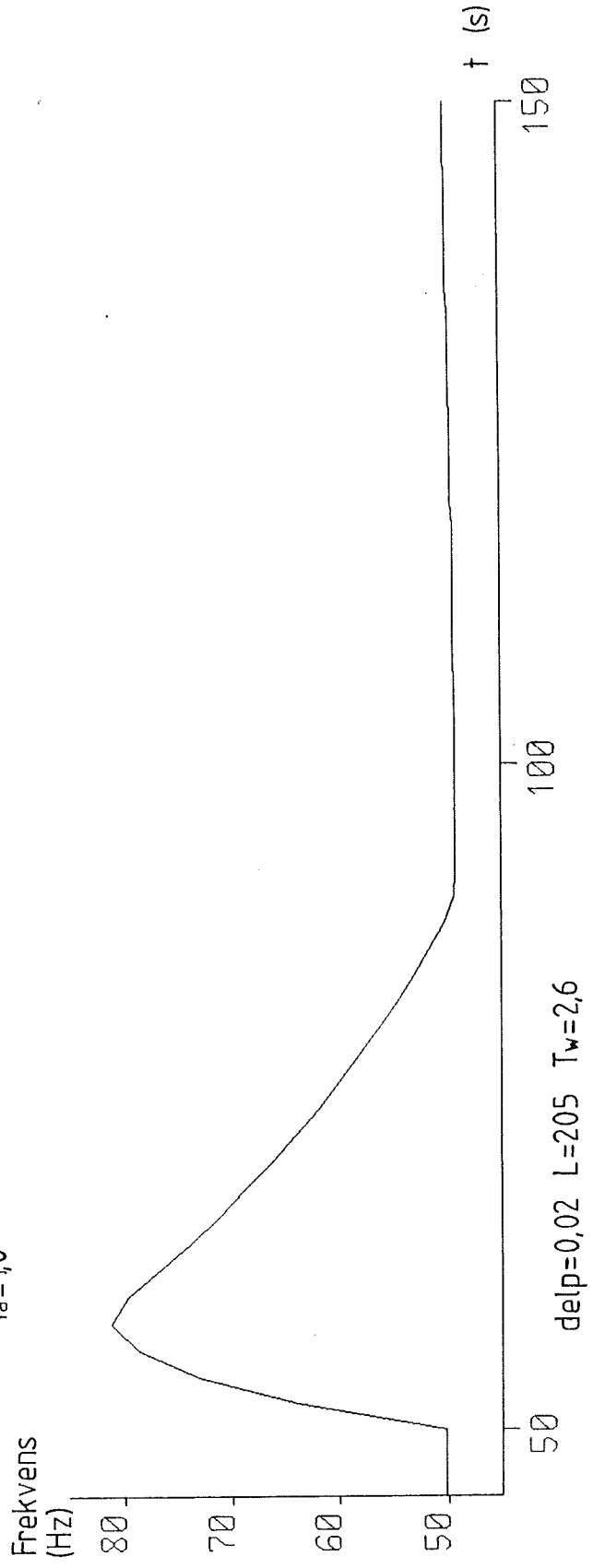
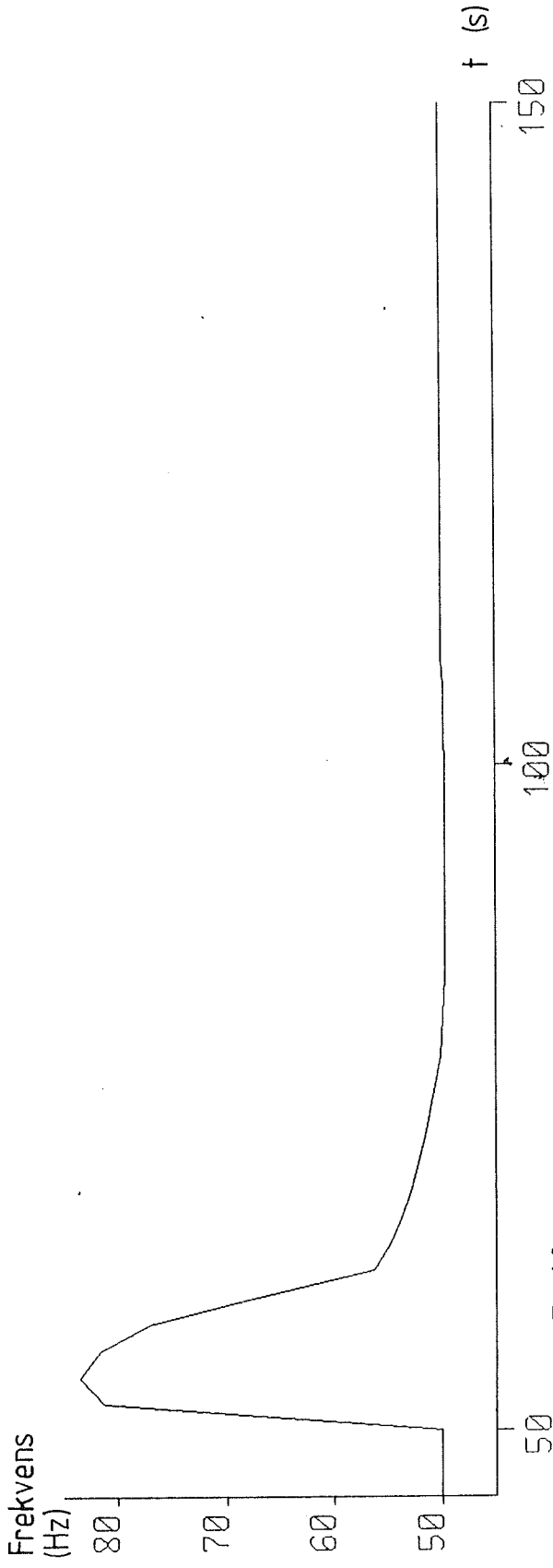
Effekt som funktion av tid



Lastfrånslag

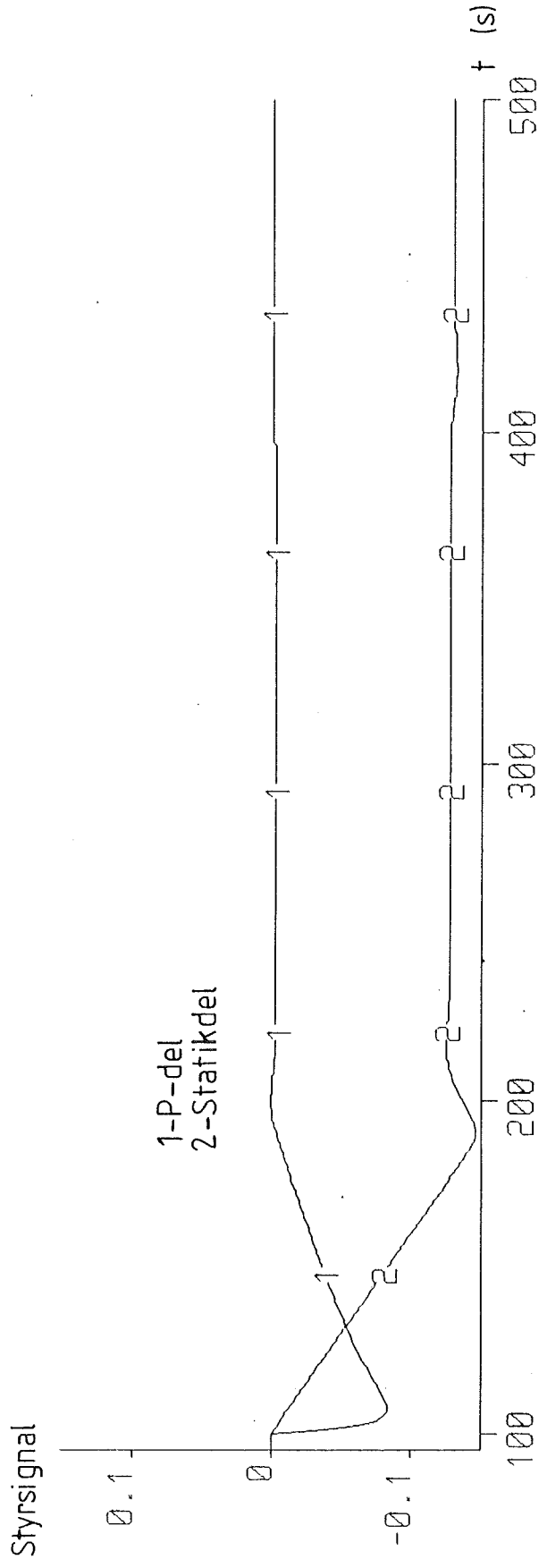
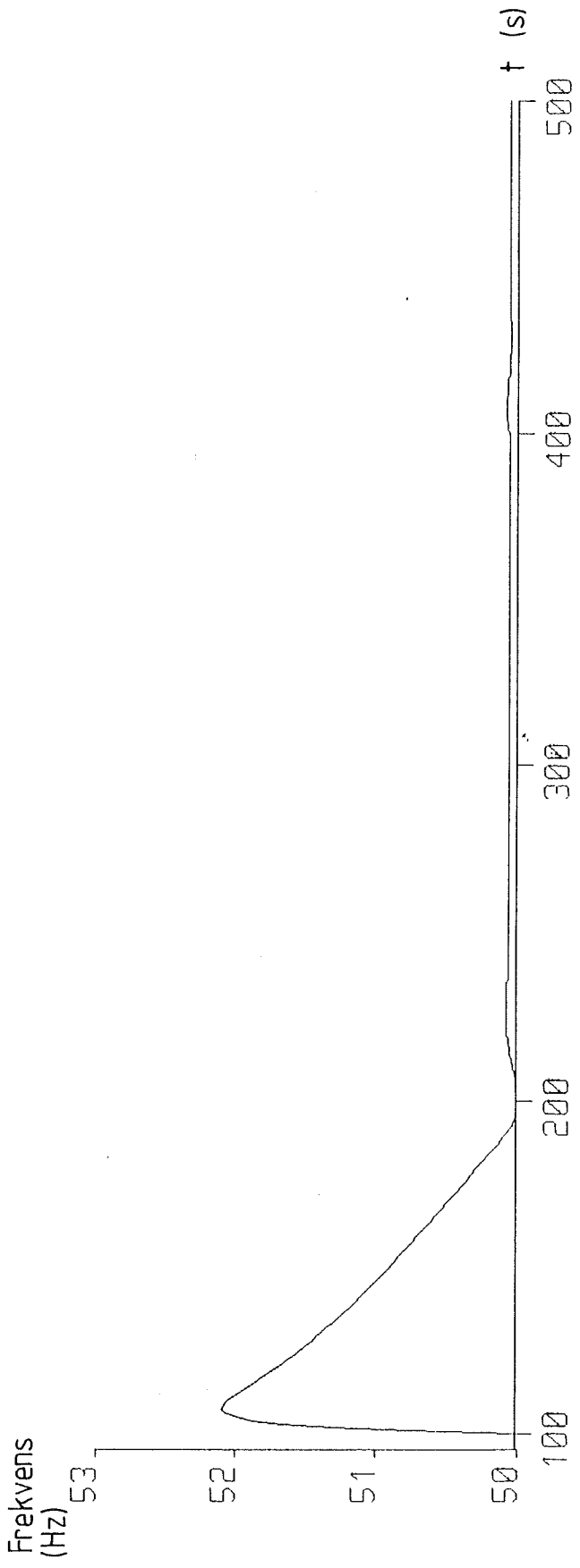
Frekvens som funktion av tid.

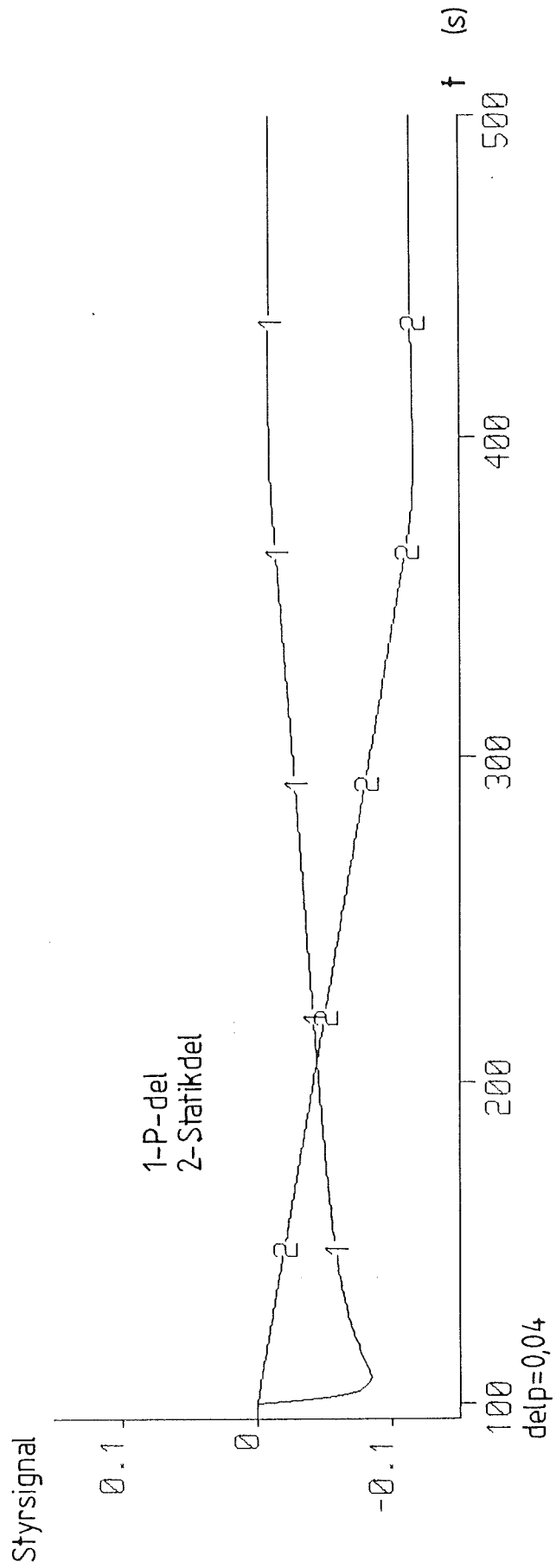
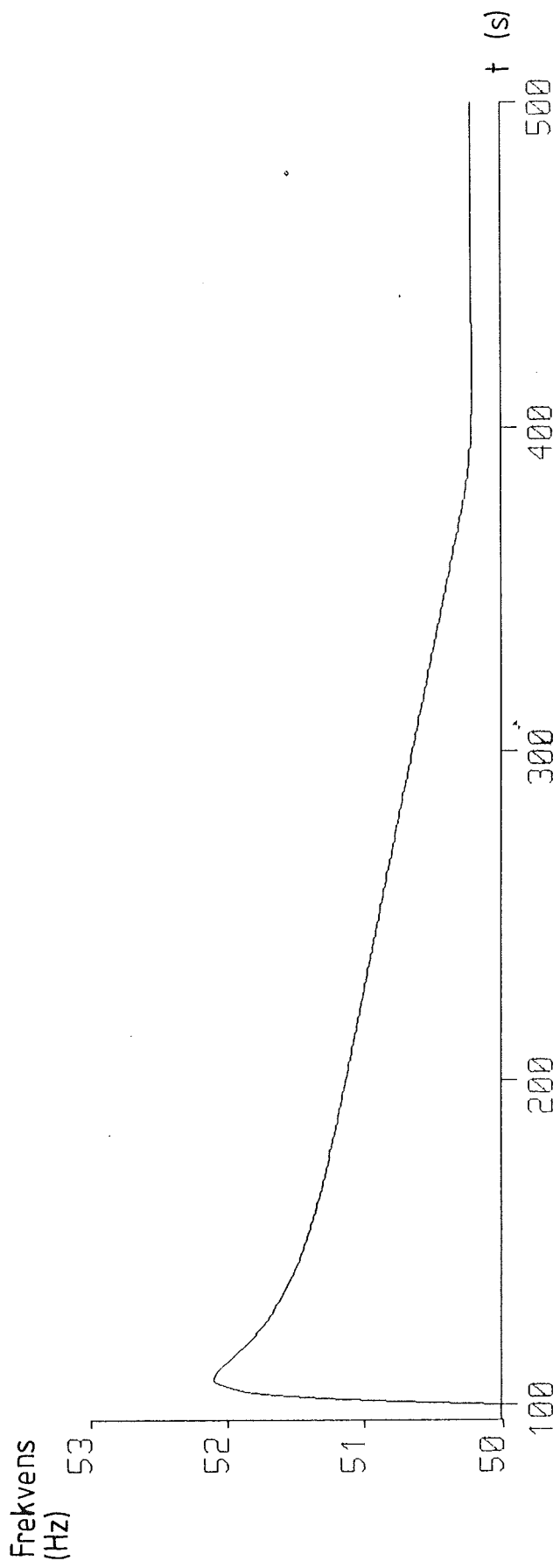


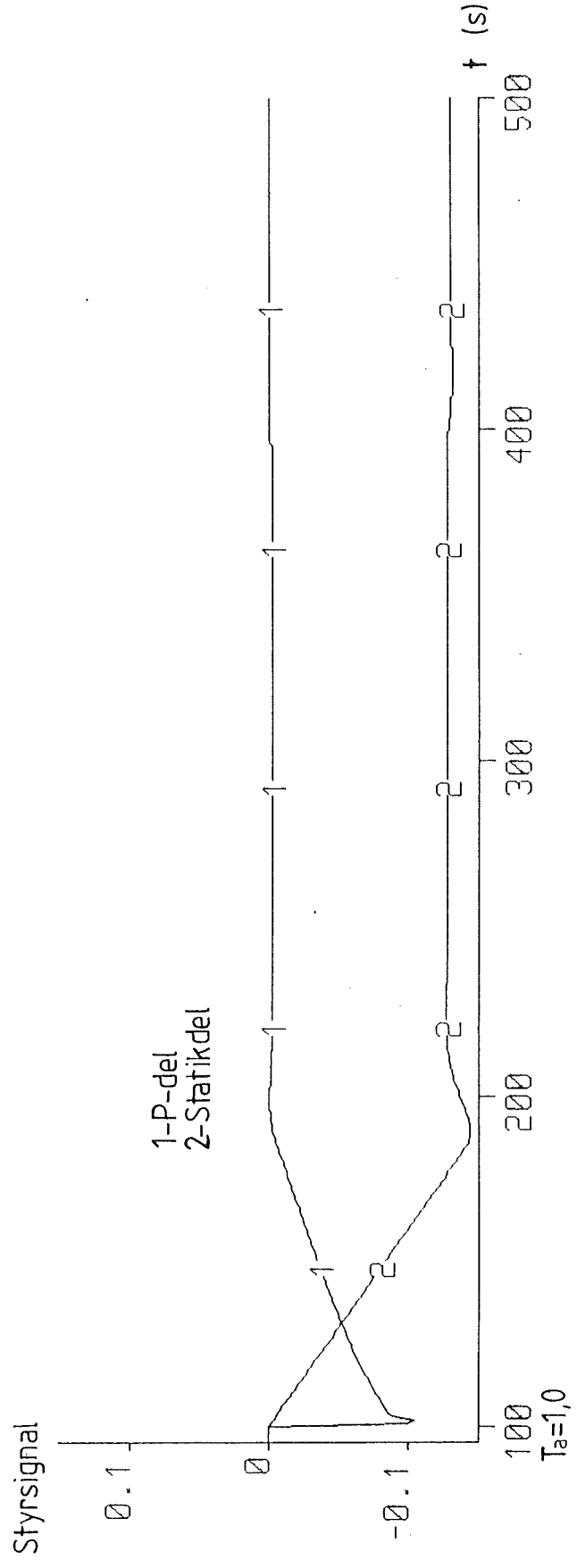
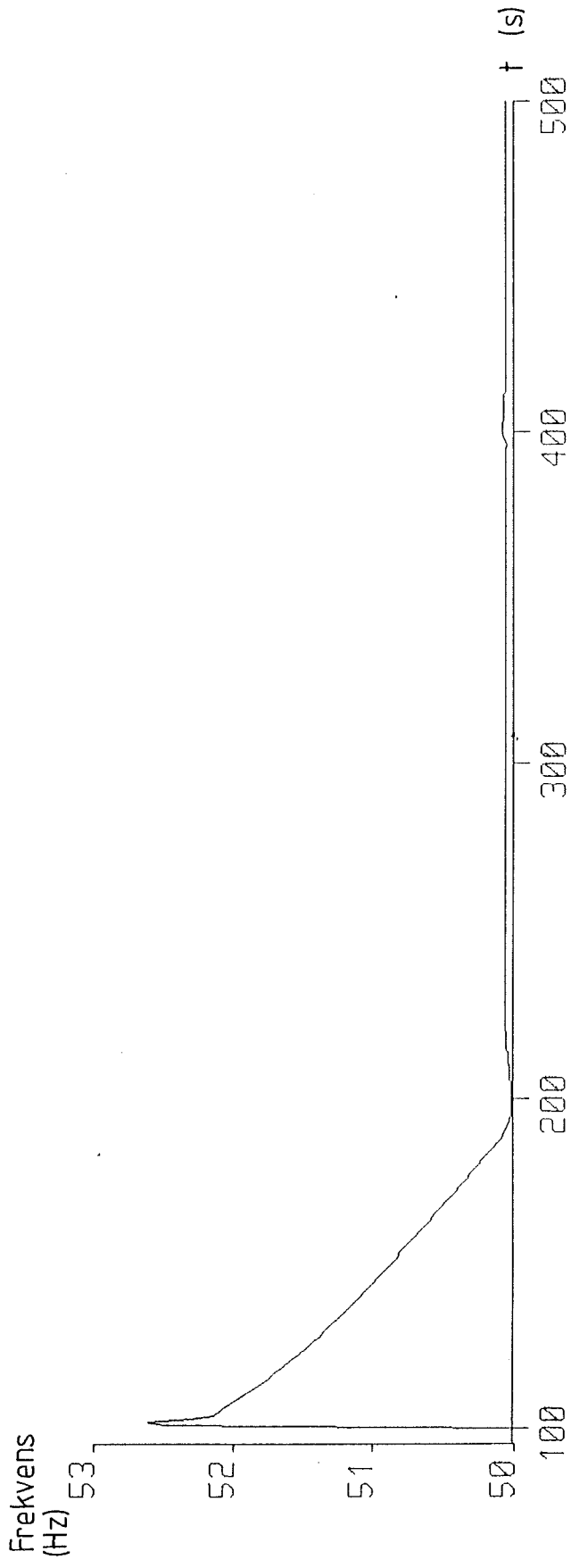


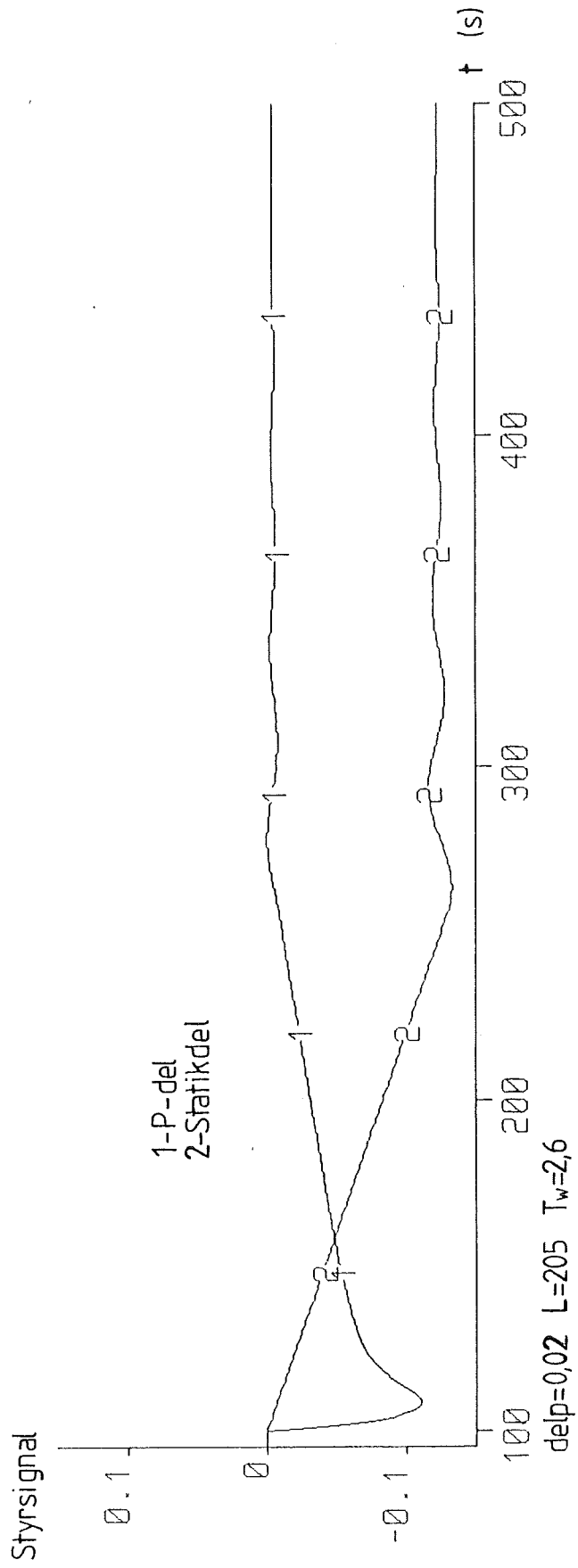
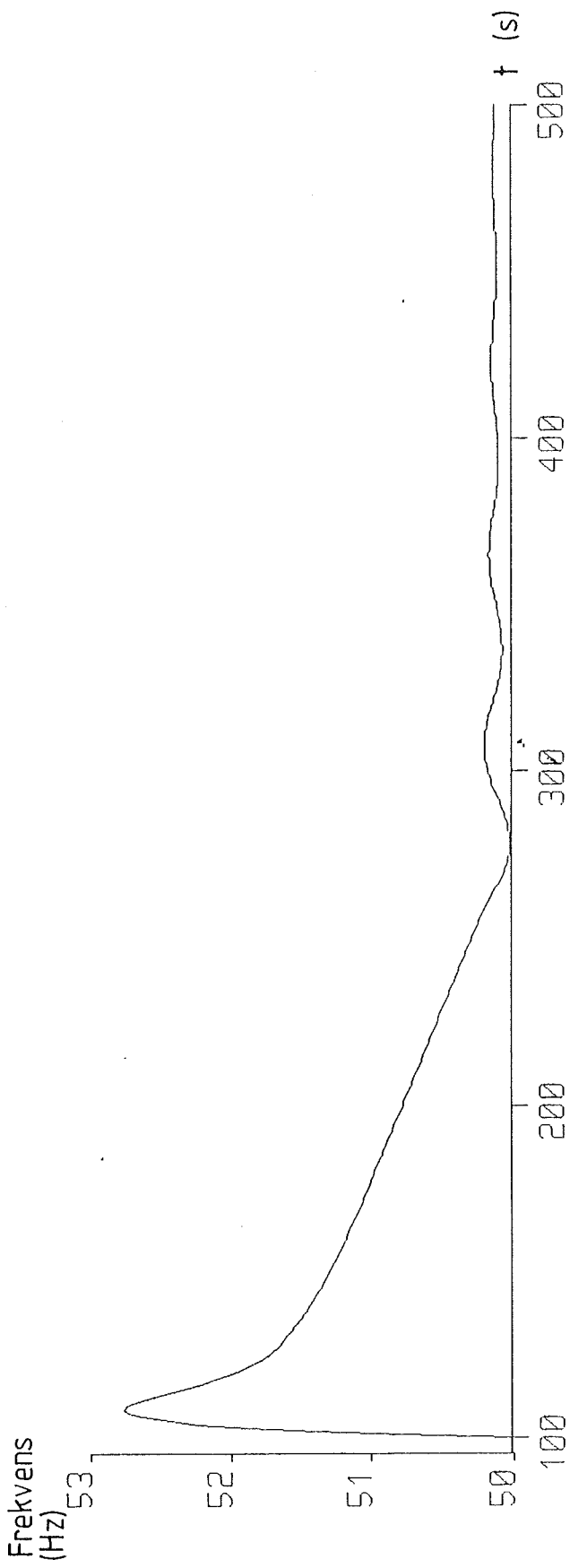
Lastfrånslag separat nät.

Frekvens och styrsignal som funktion av
tid.









Simonkod

Regulator, huvudservo, turbin och nät.


```

continuous system ireg2
"REGULATORMODELL
"MED MÖJLIGHET ATT DETEKTERA INSTABILITET
"
input f kr dfe dys
output yr Df yII
state yz yIII is t p delp
der dyz dyIII dis dt dp ddelp
dp=(Pr-p)/Tp
ddelp=(delpr-delp)/Tdelp
dt=if fasn>0 then 1 else -t*5
"GENERERAR SVÄVNING VID FASNING
"
fr= if fasn<1 then frn else frn+sv*sin(6.28*t/Tsv)
Df=(fr-f)/fr
"URKOPPLING AV DÖDBAND VID FREKVENSAVVIKELSE > 0.1Hz
"ELLER GENERATORBRYTARE FRÅN.
"
dis=if f>fr+ef or f<fr-ef then upl*(1-is) else -is/url
Db=if is>0.5 or kr<1 then 0 else 0.002
x=if Df<Db then 0 else (Df-Db)*P
yl=if Df>-Db then x else (Df+Db)*P
"BEGRÄNSNING AV STATIKDELENS DERIVATA
"
dyz= max(min((Df-yz),lb),-lb)/Tf
yII=yz/delp
dyIII=(u-yIII)/Tr
"ÅTERKOPPLING AV HUVUDSERVOTS HASTIGHET OCH FREKVENSDERIVAT.
"
yIV=-v*dys
yV=-z*dfe
gr:100
lb:1
delpr:0.01
Tr:20
Tf:5
u:0.100
Pr:5
frn:50
"SUMMERING AV DE OLIKA DELARNA-GENERERING AV UTSIGNAL.
"
yr=yI+yII+yIII+yIV+yV
z:0
Tp:10
Tdelp:10
delp:1000
gftid:30
Tsv:60
sv:0.2
fasn:0
ef:0.1
upl:5
url:300
v:0
end
CONTINUOUS SYSTEM HSERVO
"MODELL FÖR HUVUDSERVO
"
input us
output ys met dys
state y tid yabs
der dy dtid dyabs
TS:1
TSI:10

```

```

TSD:10
dy1=max(min((us-y)/TS,1/TSI),-1/TSD)
dy2=if y<b and dy1<0 then 0 else dy1
dy=if y>c and dy2>0 then 0 else dy2
ys=y
dys=dy
dtid=1
dyabs=abs(dy)
met=yabs/(epsa+tid)
epsa:1e-35
y:0.09989
c:0
b:0
end

```

```

CONTINUOUS SYSTEM TURBNET
"MODELL FÖR TURBIN OCH NÄT.
"

```

```

input ut
output fn Ph Put dye kb
state Q2 w
der dQ2 dw
ao=ut*aon
Hf=Hfn*abs(Q2/Qn)*(Q2/Qn)
Hg=Hgn*abs(Q2/Qn)*(Q2/Qn)*(aon/ao)*(aon/ao)
Hr=Hrn*abs(Q2/Qn)*(Q2/Qn)
Ht=Hg+Hr
dQ2=(H1-H3-Hf-Ht)*A*g/L
"
Phn=ra*g*Hn*Qn
Ph=Phn*(Ht/Hn)*Q2/(Q2n)*(2-(w/wn))
P1=Pn*(P11*w+P13*w*w*w)
PeI=if k>0 then (Ph-P1) else 0
Pe= if egnet<1 then PeI else last*w0an*Pn
dw=(Ph-P1-Pe)/(Ta*Pn*w)
dye=dw
kb=k
Hfn:0.05
Qn:41
aon:160
Hgn:7.5
Hrn:4
H1:12.5
H3:0
A:8
wn:1
g:9.81
L:41
ra:1000
Hn:12.5
Q2n:41
P11:0.015
P13:0.015
nn:167
Ta:5.41
Pn:3.8e6
w:1
k:0
an:0.5
last:0.05
egnet:0
n=w*nn
fn=0.2994*n

```

```

Put=(Ph-P1)/Pn
end
CONTINUOUS SYSTEM LPDER
"LP FILTER FÖR FREKVENSDERIVATAN
"
input dfe
output df
state dfi
der ddf
ddf=wg*(dfe-df)
df=dfi
wg:0.1211
end
CONTINUOUS SYSTEM LPDERS
"LP FILTER FÖR HUVUDSERVOTS HASTIGHET
"
input dfe
output df
state dfi
der ddf
ddf=wg*(dfe-df)
df=dfi
wg:0.1211
end
CONNECTING SYSTEM VKSYST2
"SAMMANBINDNING AV ETT REGLERSYSTEM
"FÖR VATTENKRAFTSTATIONER AV STORLEKSORDNING 5MW.
"
time t
fÄireg2Ä=fnÄturbnetÄ
usÄhservoÄ=yrÄireg2Ä
utÄturbnetÄ=ysÄhservoÄ
krÄireg2Ä=kbÄturbnetÄ
dfeÄireg2Ä=dfÄlpderÄ
dfeÄlpdersÄ=dysÄhservoÄ
dfeÄlpderÄ=dyeÄturbnetÄ
dysÄireg2Ä=dfÄlpdersÄ
end

```

Simonkod

Regulator, huvudservo, körning mot mätvärden.

```

continuous system ireg2
"REGULATORMODELL
"MED MÖJLIGHET ATT DETEKTERA INSTABILITET
"
input f kr dfe dys
output yr Df yII
state yz yIII is t p delp
der dyz dyIII dis dt dp ddelp
dp=(Pr-p)/Tp
ddelp=(delpr-delp)/Tdelp
dt=if fasn>0 then 1 else -t*5
"GENERERAR SVÄVNING VID FASNING
"
fr= if fasn<1 then frn else frn+sv*sin(6.28*t/Tsv)
Df=(fr-f)/fr
"URKOPPLING AV DÖDBAND VID FREKVENSAVVIKELSE > 0.1Hz
"ELLER GENERATORBRYTARE FRÅN.
"
dis=if f>fr+ef or f<fr-ef then upl*(1-is) else -is/ur1
Db=if is>0.5 or kr<1 then 0 else 0.002
x=if Df<Db then 0 else (Df-Db)*P
yI=if Df>-Db then x else (Df+Db)*P
"BEGRÄNSNING AV STATIKDELENS DERIVATA
"
dyz= max(min((Df-yz),1b),-1b)/Tf
yII=yz/delp
dyIII=(u-yIII)/Tr
"ÅTERKOPPLING AV HUVUDSERVOTS HASTIGHET OCH FREKVENSDERIVAT.
"
yIV=-v*dys
yV=-z*dfe
gr:100
lb:1
delpr:0.01
Tr:20
Tf:5
u:0.100
Pr:5
frn:50
"SUMMERING AV DE OLIKA DELARNA-GENERERING AV UTSIGNAL.
"
yr=yI+yII+yIII+yIV+yV
z:0
Tp:10
Tdelp:10
delp:1000
gftid:30
Tsv:60
sv:0.2
fasn:0
ef:0.1
upl:5
ur1:300
v:0
end
CONTINUOUS SYSTEM HSERVO
"MODELL FÖR HUVUDSERVO
"
input us
output ys met dys
state y tid yabs
der dy dtid dyabs
TS:1
TSI:10

```

```

TSD:10
dy1=max(min((us-y)/TS,1/TSI),-1/TSD)
dy2=if y<b and dy1<0 then 0 else dy1
dy=if y>c and dy2>0 then 0 else dy2
ys=y
dys=dy
dtid=1
dyabs=abs(dy)
met=yabs/(epsa+tid)
epsa:1e-35
y:0.09989
c:0
b:0
end

```

```

discrete system mat
"MODELL FÖR DERIVATA OCH FREKVENNS
"HÄMTADE UR MÄTVÄRDE.
"

```

```

input fe
output df
time k
tsamp ts
state y x
new ny nx
ny=fe
nx=y
df=(fe-x)/Td
ts=k+1
x:50
y:50
td:2
end

```

```

CONTINUOUS SYSTEM LPDER
"LP FILTER FÖR FREKVENNSDERIVATAN
"

```

```

input dfe
output df
state dfi
der ddf
ddf=wg*(dfe-df)
df=dfi
wg:0.1211
end

```

```

CONTINUOUS SYSTEM LPDERS
"LP FILTER FÖR HUVUDSERVOTS HASTIGHET
"

```

```

input dfe
output df
state dfi
der ddf
ddf=wg*(dfe-df)
df=dfi
wg:0.1211
end

```

```

CONTINUOUS SYSTEM LPF
"LP FILTER FÖR FREKVENSEN
"

```

```

input fe
der dfi
state fi
dfi=(fe-fi)/td
Td:2

```

```

f1:50
end
continuous system frekv
"BERÄKNAR FREKVENSEN UR FREKVENSDERIVATAN.
"
input dfm
output fm
state fmm
der dfmm
dfmm=dfm
fm=fmm
fmm:50
end
CONNECTING SYSTEM VKSYSTEM
"SAMMANBINDNING AV ETT REGLERSYSTEM
"FÖR VATTENKRAFTSTATIONER AV STORLEKSORDNING 5MW.
"KÖRNING MOT MÄTVÄRDE
"
time t
feÄlpfÄ=c1ÄifileÄ
fÄireg2Ä=fmÄfrekvÄ
usÄhervoÄ=yrÄireg2Ä
feÄmatÄ=c1ÄifileÄ
dfeÄlpderÄ=dfÄmatÄ
dfmÄfrekvÄ=dfÄmatÄ
dfeÄireg2Ä=dfÄlpderÄ
dfeÄlpdersÄ=dysÄhervoÄ
dysÄireg2Ä=dfÄlpdersÄ
krÄireg2Ä=1
end

```

Simonkod

Parameterlista

Äireg2Ä
yz:-1.19597E-6
yIII:0.07252
is:0.
t:0.
p:2.
delp:10.E-3
Pr:2.
Tp:30.
delpr:10.E-3
Tdelp:10.
fasn:0.
frn:50.
sv:0.2
Tsv:60.
ef:0.1
upl:5.
url:300.
lb:2.E-3
Tf:120.
u:0.07252
Tr:1.
v:20.
z:0.
gr:0.2
gftid:30.
ÄHSERVOÄ
y:0.07252
tid:0.
yabs:0.
TS:0.2
TSI:40.
TSD:10.
b:0.02
c:1.
epsa:1.E-29
ÄTURBNETÄ
Q2:3.83307
w:1.
aon:160.
Hfn:0.05
Qn:41.
Hgn:7.5
Hrn:5.
H1:12.5
H3:0.
A:8.
g:9.81
L:41.
ra:1000.
Hn:12.5
Q2n:41.
wn:1.
Pn:4.57E6
P11:0.05
P13:0.05
k:0.
egnet:0.
last:0.9
Ta:5.41
nn:167.
ÄLPDERÄ
dfi:0.
wg:0.1211

ÄLPDERSÄ
dfi:0.
wg:0.1211
ÄVKSYST2Ä