

Ärende nr: Svk 2024/2892

Datum: 2023-02-17

Effekt- och pådragsåterkoppling för en synkron kraftproduktionsmodul

Rapport

Svenska Kraftnät

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Version Remissversion

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

Sammanfattning

Stabiliteten i det svenska kraftsystemet förändras i samband med den energiomställning som nu sker. Omställningen har redan inneburit att rotationsenergin i kraftsystemet förändrats och under vissa driftsituationer kommer rotationsenergin att vara mycket låg. Den låga mängden rotationsenergi medför större utmaningar för frekvensregleringen och under situationer med låg rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet måste nu en snabb frekvensregleringsresurs, FFR, köpas in för att kraftsystemet ska klara av dimensionerande händelser utan att frekvensen avviker från frekvensområdet 49-51 Hz.

Sedan några år tillbaka gäller i Sverige att nya kraftproduktionsmoduler eller befintliga kraftproduktionsmoduler som uppgraderas ska uppfylla hela eller delar av regelverket i RfG med den svenska anpassningen i EIFS 2018:2. Syftet med RfG och EIFS 2018:2 är att kraftproduktionsmoduler ska ha en viss prestanda för att kraftsystemet också ska kunna klara av drift utanför normala gränser utan att kraftsystemet för den skull ska behöva kollapsa. Eftersom föreskrifterna anger generell kravställning på kraftproduktionsmodulerna är det viktigt att säkerställa att den implementering som görs i kraftproduktionsmoduler för att uppfylla kravställningen också ger ett beteende som är önskvärt ur kraftsystemets synvinkel. Dessutom är det önskvärt att den implementering som görs för att uppfylla kraven i RfG och EIFS 2018:2 också harmoniserar med den kravbild och prekvalificering som gäller för stödtjänster (FCR) och avhjälpanande åtgärder (FFR).

Regleringen av vattenkraftaggregat har historiskt skett genom att turbinregulatorn jobbat med återkoppling av pådraget i turbinregulatorn. Detta innebär att den statik som är inställd i turbinregulatorn är hänförd till pådraget. Eftersom den aktiva effekten från en vattenkraftstation inte är linjärt beroende med pådraget utan varierar kraftigt med produktionsnivån kommer statiken hänförd till aktiv effekt därför att variera kraftigt med produktionsnivån för ett vattenkraftaggregat med pådragsåterkoppling. Det innebär att statiken hänförd till aktiv effekt typiskt kan variera med en faktor 2-4 mellan högsta och lägsta statikvärde.

Genom att i turbinregulatorn återkoppla aktiv elektrisk effekt ut ifrån generatoren istället för pådraget fås en konstant statik hänförd till aktiv effekt vilket är i överensstämmelse med kravet i RfG. Denna enkla förändring kan dock resultera i interna problem för vattenkraftstationen men också i stabilitetsproblem för kraftsystemet.

Denna rapport har fokuserat på att studera de stabilitetsproblem som kan uppstå i frekvensregleringen av kraftsystemet ur kraftsystemets perspektiv. Översiktliga förslag till reglering ges men förhållandena för kraftproduktionsmodulen, tex stabilitet för en vattenkraftstation, ingår inte i den här rapporten.

Grundproblemet med aktiv effektåterkoppling är att mätning av elektrisk uteffekt från generatoren inkluderar både den förändring av mekanisk uteffekt som fås från turbinen men också förändringen av rotationsenergi i kraftproduktionsmodulen. Genom att mäta in även förändringen av rotationsenergi ”luras” turbinregulatorn att tro att kraftproduktionsmodulen förändrat sin produktion medan förändringen i själva verket kan bero på att det är rotationsenergin i kraftproduktionsmodulen som förändrats.

För att studera hur synkrona kraftproduktionsmoduler och kraftsystemet beter sig då turbinregulatorn använder sig av olika återkoppling har i denna rapport studier utförts på:

- Öppna systemet
 - Fördefinierade frekvenssignaler har applicerats på kraftproduktionsmodulen för att efterlikna olika händelser i kraftsystemet
 - Stabiliteten har studerats genom att ta fram Bodediagram över en enkel linjäriserad modell av kraftsystemet
- Slutna systemet
 - Stora effektförändringar har applicerats på ett system i ödrift för att efterlikna bortfall av en stor produktionskälla eller HVDC-länk

Studier som utförts då fördefinierade frekvenssignaler påförts visar att:

- Den parameter som återkopplas vid frekvensreglering är också den parameter som får korrekt statik i stationär drift. Det innebär att vid pådragsåterkoppling får pådraget korrekt statik och vid aktiv effektåterkoppling får den aktiva effekten korrekt statik.
- Om kraven i RfG ska följas krävs att statiken ska vara relaterad till aktiv effektåterkoppling.
- Aktiv effektåterkoppling ger en initial respons i pådrag och mekanisk effekt ut från turbinen som är i fel riktning mot vad som önskas och således motverkar beteendet responsen från rotationsenergin i systemet samt responsen från stödtjänsten FFR.
- Ett frekvensdödband i frekvensregleringen (finns exempelvis i FSM samt LFSM-O och LFSM-U) medför att den negativa påverkan som fås på kraftsystemet av aktiv effektåterkoppling blir än större.

- Ju högre frekvensderivata som fås i kraftsystemet (högst frekvensderivata fås vid låg rotationsenergi) desto större negativ påverkan kommer att fås från aktiv effektåterkoppling.
- Ju högre tröghetstidskonstant, H , en kraftproduktionsmodul har desto större negativ inverkan fås från aktiv effektåterkoppling.

Stabilitetsstudier från en förenklad modell av det öppna systemet visar att:

- Stabilitetsmarginalerna i form av fas- och amplitudmarginal, för ett kraftsystem där kraftproduktionsmodulerna har frekvensreglering, minskar vid aktiv effektåterkoppling jämfört med pådragsåterkoppling.
- Kraftsystemet blir instabilt om kraftproduktionsmodulerna har aktiv effektreglering (ingen frekvensreglering) som baseras på aktiv effektåterkoppling.

Studier av det slutna systemet (ödrift) visar att:

- Stabiliteten blir sämre, dvs. större amplitud i frekvensvariationer och större och mindre dämpade pendlingar fås, vid aktiv effektåterkoppling jämfört med pådragsåterkoppling.

I rapporten har det visats att den testmetodik som används för att verifiera RfG kravuppfyllnad, och innebär att en simulerad frekvenssignal påförs turbinregulatorn, kommer att återspegla regleringen av pådrag och mekanisk effekt på samma sätt som vid en verklig händelse då pådragsåterkoppling används. Vid aktiv effektåterkoppling däremot kommer testmetodiken att ge en respons i regleringen som är bättre än vad som fås vid motsvarande verkliga händelse. Testmetodiken ger således ett resultat som överskattar kraftproduktionsmodulens förmåga och kan invägga berörda parter i att stabilitetsmarginalerna är bättre än vad de i verkligheten är.

För att visa att det är möjligt att få en respons från kraftproduktionsmoduler som både ger ett önskat beteende vid snabba frekvensförändringar och ett stationärt beteende som krävs enligt RfG visas i rapporten ett par enkla förslag på hur en modifiering kan ske av turbinregulatorn för att uppnå önskad funktionalitet.

Resultatet av denna rapport visar på behovet av att förtydliga RfG och/eller EIFS 2018:2 så att föreskrifterna inte driver ägarna av kraftproduktionsmoduler till att ändra frekvensregleringen så att den övergår till en enkel form av aktiv effektåterkoppling i turbinregulatorn. Rapporten visar även på behovet av att kraftproduktionsmoduler som är i driftmod aktiv effektreglering inte heller kan ha en enkel form av aktiv effektåterkoppling.

Inför kommande uppdateringar av EIFS 2018:2 föreslås följande nya paragrafer:

- Regleringen av en kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D tillåts ej märkbart minska det effektbidrag som härrör från ändring av kraftproduktionsmodulens rotationsenergi vid frekvensändringar. Exempelvis får aktiv effektregering och frekvensreglering (inklusive FSM, LFSM-O och LFSM-U) inte baseras på återkoppling av den uppmätta aktiva effekten från generatoren om detta medför att regleringen motverkar den förändring i utmatad effekt som härrör från förändring av kraftproduktionsmodulens rotationsenergi vid frekvensändringar.
- Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D av anläggningstyp vattenkraft tillåts basera återkopplingen i turbinregulatorn enbart på pådrag om det finns säkerhetsskäl för detta. Samtliga föreskriftskrav som påverkas av återkoppling baseras då på pådrag istället för aktiv effekt. Då statikfaktorn baseras på pådrag ska det finnas underlag, exempelvis i tabeller, som visar hur statiken baserat på pådrag ska ställas in vid olika pådrag och fallhöjd för att uppnå en önskad statik baserat på aktiv effekt.

Innehåll

Sammanfattning	3
1 Inledning	9
2 Rotationsenergi/kinetisk energi	11
3 Återkoppling av pådrag eller aktiv effekt i turbinregulatorn .	14
3.1 Implementering av frekvensregleringen	14
3.2 Pådragsåterkoppling	14
3.3 Aktiv effektåterkoppling	15
4 Frekvensreglering med statik – stationärt beteende	17
4.1 Krav i RfG på frekvensreglering	17
4.2 Stationärt frekvenssvar för ideal modell	19
4.3 Karakteristik för turbiner.....	21
4.4 Summering av statiska egenskaper för frekvensreglering.....	25
5 Dynamiskt frekvenssvar.....	26
5.1 Parametrar i den dynamiska modellen	26
5.2 Frekvensreglering med pådragsåterkoppling	27
5.3 Frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling	36
5.4 Jämförelse av dynamiskt beteende vid olika återkopplingar i turbinregulatorn.....	45
5.5 Summering av dynamiska egenskaper för frekvensreglering	55
6 Alternativa lösningar för frekvensreglering	57
6.1 Både pådrag och aktiv effektåterkoppling.....	57
6.2 Justering av statiken för pådraget	60
6.3 Summering av alternativa lösningar för frekvensreglering.....	62
7 Parametervariationer	64
7.1 Frekvensreglering med pådragsåterkoppling	64
7.2 Frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling	70
7.3 Summering av parametervariationer	76

8	Effektreglering med olika återkoppling	78
8.1	Dynamiskt frekvenssvar vid aktiv effektåterkoppling	78
8.2	Summering av dynamiskt beteende vid effektreglering	81
9	Prestanda vid ödrift	82
9.1	Simuleringsmodell	82
9.2	Laststeg vid pådragsåterkoppling	83
9.3	Laststeg vid aktiv effektåterkoppling	85
9.4	Jämförelse av ödrift med olika återkoppling	87
9.5	Stabilitet.....	89
9.6	Summering av prestanda vid ödrift	93
10	Provning av frekvensreglering	95
10.1	Modellering vid prov av frekvensreglering	95
10.2	Prov av ramp för frekvensreglering i ett öppet system	96
10.3	Prov av stegsvar för frekvensreglering i ödrift	100
10.4	Prov av sinusvar för frekvensreglering i ett öppet system	103
10.5	Summering av påverkan vid provning	112
11	Diskussion och slutsatser	113
11.1	Förslag på uppdaterad kravställning	115
12	Referenser	116

1 Inledning

Svenska kraftnät är tillsammans med sina nordiska kollegor ansvariga för att säkerställa en stabil drift av det nordiska kraftsystemet. Stabiliteten i kraftsystemet förändras i samband med den energiomställning som nu sker, vilket redan har inneburit att rotationsenergin i kraftsystemet förändrats och under vissa driftsituationer kommer rotationsenergin att vara mycket låg. För att upprätthålla ett stabilt kraftsystem ingår att hålla frekvensen inom specificerade gränser. För att klara av detta köper respektive TSO in olika former av stödtjänster och avhjälpande åtgärder såsom FFR, FCR-N, FCR-D, aFRR och mFRR, där FFR är en snabb frekvensregleringsresurs som måste köpas in vid låg rotationsenergi för att kraftsystemet ska klara av dimensionerande händelser utan att frekvensen avviker från frekvensområdet 49-51 Hz. Dessa stödtjänster är tänkta att användas i normala driftsituationer samt för att klara av N-1 händelser.

I situationer när kraftsystemet kommer utanför dessa driftsituationer och börjar närma sig en kollaps är tanken att alla produktionsanläggningar ska hjälpa till för att uppnå balans i systemet. De krav som ställs på produktionsanläggningar för att klara denna uppgift finns reglerat i RfG med den svenska tillämpningen i EIFS 2018:2. Sedan några år tillbaka gäller i Sverige att nya kraftproduktionsmoduler eller befintliga kraftproduktionsmoduler som uppgraderas ska uppfylla hela eller delar av regelverket i RfG [1] med den svenska anpassningen i EIFS 2018:2 [2].

De stödtjänster som levereras från kraftproduktionsmoduler implementeras som olika frekvensregleringsfunktioner i turbinregulatorn. Frekvensregleringen kan utformas på olika sätt beroende på primär energikälla, turbin typ, leverantör av turbin och turbinregulator samt ägare av kraftproduktionsmodulen. Ett exempel där utformningen skiljer sig är hur återkopplingen sker i turbinregulatorn. Vissa regulatorer använder sig av återkoppling av aktiv effekt, pådrag, ventilläge, utsignal från regulator medan vissa regulatorer använder en kombination av flera signaler. Eftersom föreskrifterna anger generell kravställning på kraftproduktionsmodulerna är det viktigt att säkerställa att den implementering som görs i kraftproduktionsmoduler för att uppfylla kravställningen också ger ett beteende som är önskvärt ur kraftsystemets synvinkel. Syftet med den här rapporten är att studera implementeringen av frekvensreglering med pådragsåterkoppling och/eller effektåterkoppling och påvisa hur implementeringen i turbinregulatorn påverkar det dynamiska frekvenssvaret från kraftproduktionsmodulen och stabiliteten i kraftsystemet. Med effektåterkoppling menas återkoppling av den uppmätta aktiva elektriska

effekten ut från kraftproduktionsmodulen, typiskt uppmätt på generatorklämmorna. Rapporten syftar inte till att ta fram exakta nivåer på olika parametrar utan syftet är att visa på de fenomen som kan uppkomma. Fokus i rapporten är på vattenkraft där några typiska konfigurationer studeras men det mesta av studierna och slutsatserna kan även appliceras på annan typ av produktion såsom värmekraft och gasturbiner.

För omriktaranslutna kraftproduktionsmoduler som är det vanliga för sol och vind fås inte samma problematik som för synkrona kraftproduktionsmoduler. Detta beror på att solceller inte har någon rotationsenergi. Vindkraftverk däremot har rotationsenergi från generator, turbin och turbinblad som roterar men eftersom vindkraftverk ansluts via frekvensomriktare kommer omriktarna att fungera som ett filter mellan nätfrekvensen och vindkraftverkets frekvens/varvtal. Det innebär att en förändring av nätfrekvensen inte kommer att synas på frekvensen/varvtalet på vindkraftverkets sida av omriktaren.

2 Rotationsenergi/kinetisk energi

En synkron kraftproduktionsmodul som är kopplad direkt till nätet utan omriktare bidrar med rotationsenergi, vilket är en viktig faktor för stabiliteten i kraftsystemet. Bidraget ses i aktiv effekt ut från generatoren vid en frekvensändring på grund av förändringen i rotationsenergi. Förändringen av rotationsenergi är även det som ger olika påverkan på den aktiva uteffekten beroende på vilken typ av återkoppling som används, vilket visas i kapitel 5. För att få en bättre förståelse för hur sambandet mellan förändring av rotationsenergi och ökning av aktiv effekt ut från generatoren ser ut visas i detta kapitel en teoretisk härledning av sambandet.

Den kinetiska energin/rotationsenergin, W_k , som finns upplagrad i en kraftproduktionsmodul beror dels på tröghetsmomenten i generator, J_G , och turbin, J_T , dels på den mekaniska vinkelhastigheten, ω_{mek} . Vinkehastigheten beräknas utifrån varvtalet, n , som anges i varv/minut enligt:

$$\omega_{mek} = \frac{n}{60} \times 2\pi \quad [rad/s]$$

Antas att turbinen och generatoren har samma varvtal, dvs. ingen växel, beräknas det totala tröghetsmomentet, J , som summan av tröghetsmomentet i turbinen och generatoren enligt:

$$J = J_G + J_T \quad [kg \cdot m^2]$$

Rotationsenergin för en synkron kraftproduktionsmodul beräknas därefter enligt:

$$W_k = \frac{1}{2} \times J \times \omega_{mek}^2 \quad [W \cdot s]$$

Ett vanligt sätt att beskriva rotationsenergin för en kraftproduktionsmodul är att beräkna tröghetstidskonstanten, H . H är ett normerat (ungefär som pu) värde på kraftproduktionsmodulens rotationsenergi vid märkvarvtal/märkfrekvens och fås fram genom att dividera rotationsenergin med märkeffekten för generatoren, S_G .

$$H = \frac{W_k}{S_G} \quad [MW \cdot s / MVA \approx s]$$

Tidsderivatan av rotationsenergin, $\frac{dW_k}{dt}$, ger den effekt, ΔP_i , som avges till kraftsystemet på grund av förändringen av rotationsenergin, vilket kan skrivas som

$$\frac{dW_k}{dt} = \Delta P_i = -\frac{1}{2} \times J \times 2 \times \omega_{mek} \times \frac{d\omega_{mek}}{dt} = -J \times \omega_{mek} \times \frac{d\omega_{mek}}{dt} \text{ [MW]}$$

En negativ frekvensderivata innebär att rotationsenergin sjunker och att extra aktiv effekt tillförs till kraftsystemet från generatoren medan en positiv frekvensderivata innebär att rotationsenergin ökar och mindre aktiv effekt tillförs kraftsystemet från generatoren. Av den anledningen är ett minustecken inkluderat i ekvationen.

Omskrivning av ekvationen ger

$$\frac{d\omega_{mek}}{dt} = -\frac{\Delta P_i}{J \times \omega_{mek}} \text{ [rad/s}^2\text{]}$$

Multiplikeras denna ekvation med ω_{mek} i både täljare och nämnare på högersidan fås:

$$\frac{d\omega_{mek}}{dt} = -\frac{\Delta P_i \times \omega_{mek}}{J \times \omega_{mek}^2} \text{ [rad/s}^2\text{]}$$

Från ekvationen som beskriver rotationsenergin ger en omskrivning:

$$2 \times W_k = J \times \omega_{mek}^2 \text{ [MWs]}$$

Detta sätts in i ekvationen ovan vilket ger:

$$\frac{d\omega_{mek}}{dt} = -\frac{\Delta P_i \times \omega_{mek}}{2 \times W_k} \text{ [rad/s}^2\text{]}$$

Eftersom ω_{mek} är proportionell mot frekvensen, f , kan uttrycket skrivas om som:

$$\frac{df}{dt} = -\frac{\Delta P_i \times f}{2 \times W_k} \text{ [1/s}^2\text{]}$$

Den framtagna formeln kan även användas för att studera hur mycket effektförändring, ΔP_i , som fås ifrån en kraftproduktionsmodul då rotationsenergin förändras på grund av att frekvensen i kraftsystemet sjunker med en viss frekvensderivata, $\frac{df}{dt}$.

Uttrycket skrivs då enligt:

$$\Delta P_i = -\frac{2 \times W_k \times \frac{df}{dt}}{f} = -\frac{2 \times H \times S \times \frac{df}{dt}}{f} \text{ [MW]}$$

Den effektförändring som fås av en förändring i frekvensen är proportionell mot frekvensderivatan. Tröghetstidskonstanten, H , och märkeffekten, S_G , för generatoren är konstanta i ovanstående formel och frekvensen, f , varierar inte nämnvärt. Formeln kan således ses som en linjärisering i arbetspunkten för frekvensen vilket ger att, ΔP_i , är proportionell mot frekvensderivatan.

3 Återkoppling av pådrag eller aktiv effekt i turbinregulatorn

Frekvensreglering i turbinregulatorn kan implementeras på olika sätt med exempelvis återkoppling av antingen pådrag eller aktiv effekt. Dessutom kan en långsam aktiv effektåterkoppling läggas till som en yttre reglerloop för en reglering med pådragsåterkoppling.

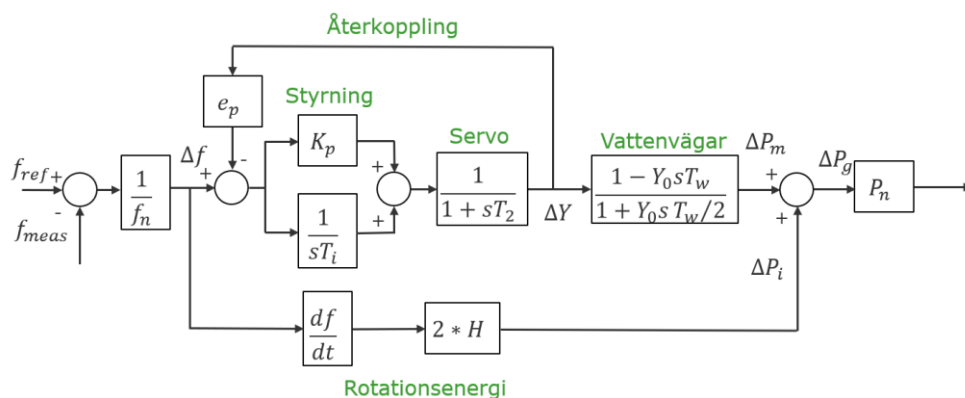
I det här kapitlet visas hur frekvensregleringen implementeras med ett par olika alternativ för återkoppling och vilken påverkan de olika regleringarna får på responsen på kraftproduktionsmodulen vid en förändring av frekvensen.

3.1 Implementering av frekvensregleringen

Frekvensregleringen implementeras i kommande avsnitt med antingen pådragsåterkoppling eller aktiv effektåterkoppling. Studier genomförs därefter på en enkel modell av en vattenkraftsgenerator. Reglersystemet är vid studierna "öppet" vilket innebär att kraftproduktionsmodulen utsätts för en specificerad/pålagd frekvens och kraftproduktionsmodulens respons påverkar inte frekvensen i kraftsystemet.

3.2 Pådragsåterkoppling

En typisk modell av frekvensreglering med pådragsåterkoppling för en vattenkraftstation visas i Figur 1. Modellen visar förändringar utifrån en normal driftpunkt och är normaliserad, dvs. enheter inne i modellen anges i pu.



Figur 1 Öppet system för en vattenkraftstation med pådragsåterkoppling.

Insignalen till regleringen är den uppmätta frekvensen, f_{meas} , som jämförs med referensvärdet för frekvensen, f_{ref} , för att få frekvensavvikelsen, Δf .

normaliseras genom att frekvensavvikelsen divideras med nominell frekvens, f_n . Frekvensavvikelsen är sedan insignal till regulatorn som med hjälp av det återkopplade pådraget, ΔY , ger en frekvensreglering med statiken e_p .

Det förändrade pådraget, ΔY , kan stationärt beräknas enligt:

$$\Delta Y = \frac{\Delta f}{e_p} [pu]$$

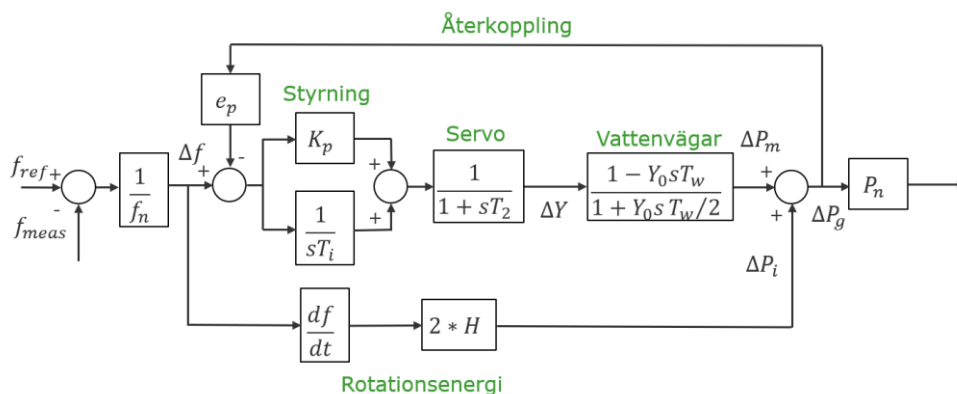
Förändringen av pådraget, ΔY , ger en förändring i den mekaniska effekten ut från turbinen, ΔP_m , som är beroende av dynamiken i vattenvägarna. I modellen i Figur 1 har ett stationärt förhållande mellan pådrag och aktiv effekt som är lika med 1 använts, dvs. x pu förändring av pådrag ger x pu förändring av mekanisk effekt.

Som visades i kapitel 2 kommer rotationsenergin i turbinen och generatorn att ändras vid en ändring av frekvensen vilket ger en aktiv elektrisk effekt, ΔP_i , som är proportionell mot frekvensderivatan, $\frac{df}{dt}$, och tröghetstidskonstanten, H . Den totala förändringen i aktiv elektrisk effekt, ΔP_g , är summan av förändringen i mekanisk effekt, ΔP_m , som är en funktion av frekvensregleringen och förändringen av pådraget samt förändringen av rotationsenergi, ΔP_i .

$$\Delta P_g = \Delta P_m + \Delta P_i [pu]$$

3.3 Aktiv effektåterkoppling

En typisk modell av frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling visas i Figur 2.



Figur 2 Öppet system för en vattenkraftstation med aktiv effektåterkoppling.

Modellen för frekvensregleringen med aktiv effektåterkoppling är i stort identisk med modellen med pådragsåterkoppling. Skillnaden är att det är den

aktiva elektriska effekten, ΔP_g , som återkopplas istället för pådraget, ΔY .
Notera att den återkopplade aktiva elektriska effekten även innehåller
effektförändringen som fås på grund av förändringen i rotationsenergi, ΔP_i .

4 Frekvensreglering med statik – stationärt beteende

Vid kravställning på frekvensreglering är ofta det stationära beteendet, statiken, kravställt, dvs. vilken stationär förändring i aktiv effekt som fås vid en given stationär förändring i frekvensen. Valet av variabel som används för återkoppling i frekvensregleringen påverkar förmågan för kraftproduktionsmodulen att följa en given statik, vilket visas i detta kapitel.

4.1 Krav i RfG på frekvensreglering

För kraftproduktionsmoduler finns det krav enligt RfG på frekvensreglering i olika frekvensintervall enligt funktionerna LFSM-O, LFSM-U och FSM [1]. Dessa funktioner för frekvensreglering är ett krav för alla nyanslutna kraftproduktionsmoduler samt för kraftproduktionsmoduler som byggs om och där EI beslutar om att frekvensregleringskraven är tillämpliga. För äldre anläggningar som omfattas av SvKFS 2005:2 finns även krav på frekvensreglering. Det finns även olika stödtjänster för frekvensreglering som exempelvis FFR, FCR-N och FCR-D.

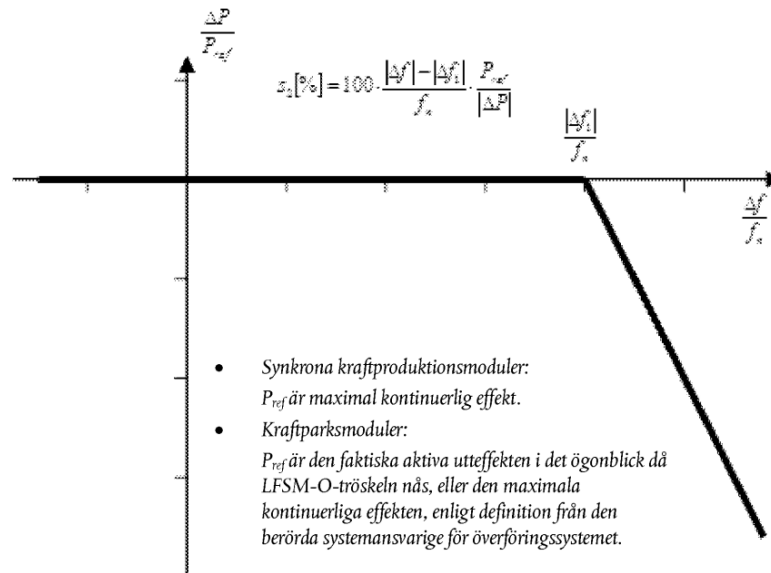
De olika former av frekvensreglering som anges ovan innebär att en förändring i frekvens, Δf , ska ge en förändring i aktiv effekt, ΔP_G . Förändringen i aktiv effekt ska stationärt vara proportionell mot frekvensavvikelsen inom det specificerade frekvensområdet. Proportionalitetskonstanten är $1/e_p$, där e_p benämns statik, och följande samband ska råda:

$$\Delta P_G = \frac{\Delta f}{e_p} [pu]$$

Det finns även krav på snabbhet som varierar mellan de olika funktionerna, där FCR-D är relativt snabb medan de övriga funktionerna är långsammare. FFR avviker från de övriga frekvensregleringsfunktionerna då det är en snabb frekvensreglering med ett förutbestämt svar istället för att fungera med en statik.

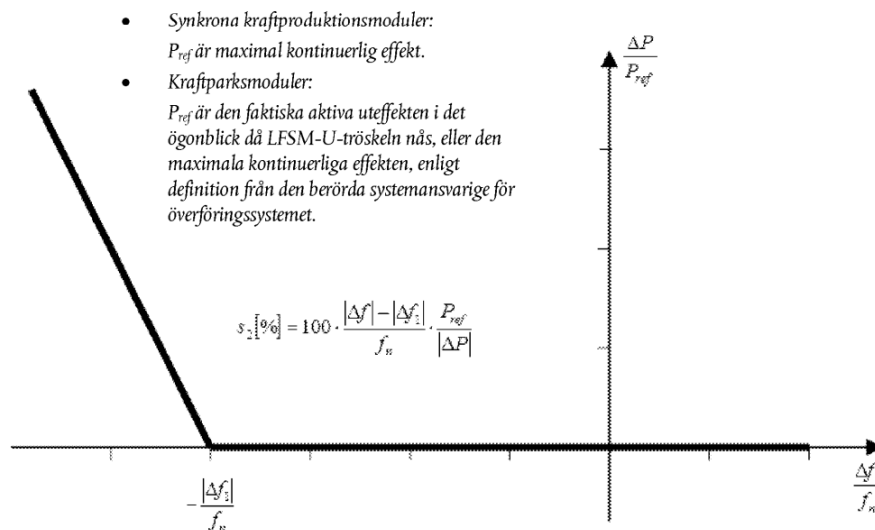
Kraven för stationär förändring i aktiv effekt som funktion av frekvensavvikelsen definieras i RfG enligt Figur 3 för LFSM-O, enligt Figur 4 för LFSM-U och enligt Figur 5 för FSM. Som kan ses i figurerna måste statiken vara konstant då effektförändringen, ΔP_G , ska variera linjärt med frekvensavvikelsen, Δf . Detta ska gälla inom hela det effektområde som kraftproduktionsmodulen ska kunna frekvensreglera.

Förmåga till frekvenssvar i form av aktiv effekt hos kraftproduktionsmoduler vid LFSM-O-drift



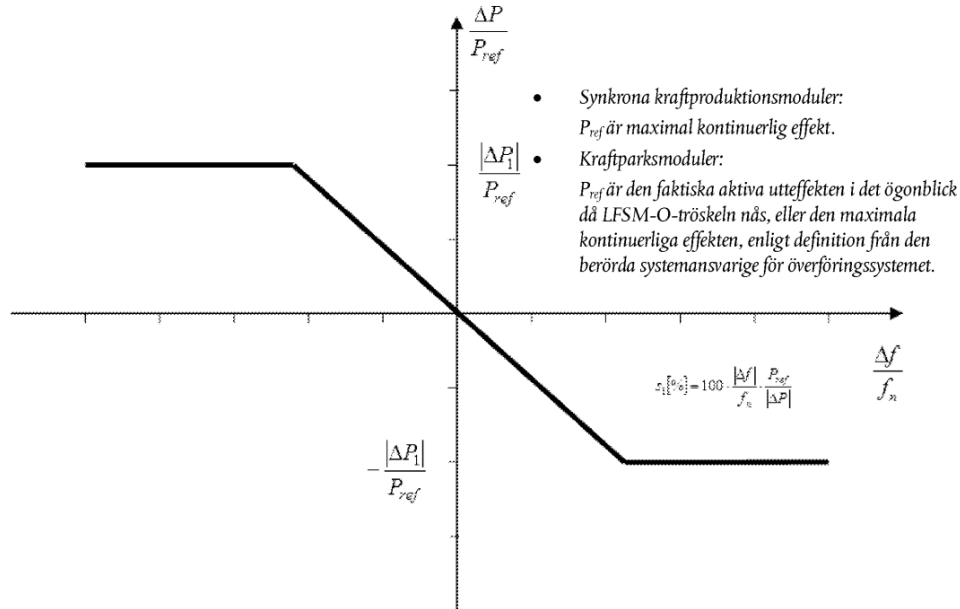
Figur 3 Frekvenssvar för aktiv effekt för LFSM-O enligt RfG.

Förmåga till frekvenssvar i form av aktiv effekt hos kraftproduktionsmoduler vid LFSM-U-drift



Figur 4 Frekvenssvar för aktiv effekt för LFSM-U enligt RfG.

Förmåga till aktiv effekt som frekvenssvar hos kraftproduktionsmoduler i FSM-läge - Det fall som visas gäller i frånvaro av både dödband och okänslighet



Figur 5 Frekvenssvar för aktiv effekt för FSM enligt RfG.

I figurerna ovan ses att statikfaktorn, e_p , benämns s_1 och s_2 , och definieras som:

$$e_p = \frac{|\Delta f| - |\Delta f_{db}|}{|\Delta P|} [\text{pu}]$$

Alla värden är givna i pu. För LFSM-O och LFSM-U ska aktivering av frekvenssvaret ske för frekvensavvikelser över ± 0.5 Hz, vilket då är värdet på Δf_{db} . För FSM ska aktivering enligt Figur 5 ske vid alla frekvensavvikelser och $\Delta f_{db} = 0$ (observera att EIFS 2018:2 anger att dödbandet för FSM ska vara $\pm 0,1$ Hz). För FSM ska den aktiva effekten inte öka mer när frekvensen går över tröskelvärdet ($\pm 0,5$ Hz) för aktivering för LFSM-O och LFSM-U.

4.2 Stationärt frekvenssvar för ideal modell

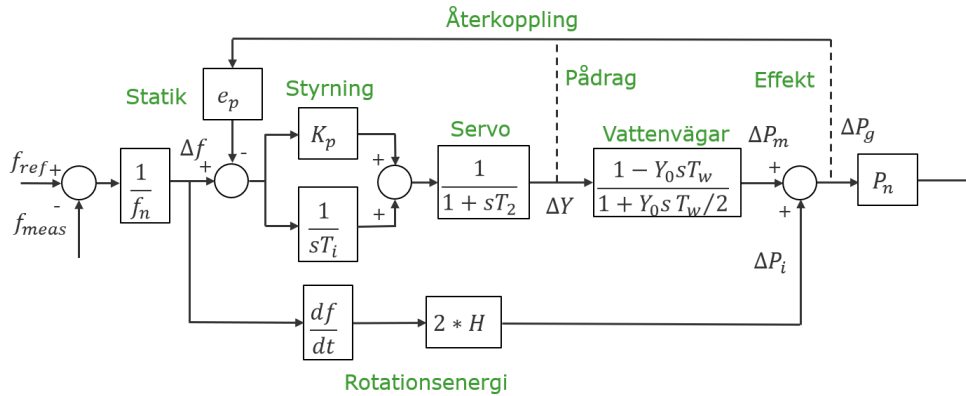
För att studera frekvensregleringen antas en turbinregulator där frekvensdödbandet $\Delta f_{db} = 0$ pu, statiken $e_p = 0,08$ pu och där det inte finns någon övre gräns för frekvenssvaret. För denna frekvensreglering kan den stationära effektförändringen för en viss frekvensavvikelse tas fram som:

$$|\Delta P_g| = \frac{|\Delta f|}{e_p} = \frac{|\Delta f|}{0.08} [\text{pu}]$$

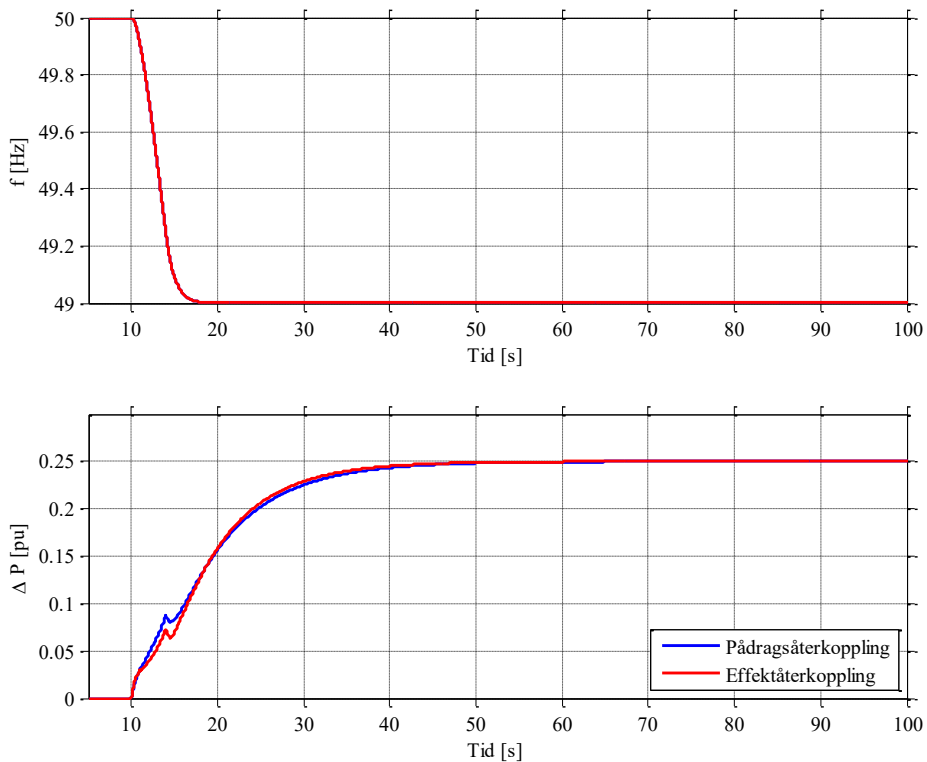
Alla värdena är givna i pu. Svaret i aktiv effekt för en frekvensändring på 1 Hz (0,02 pu) blir därmed:

$$|\Delta P_g| = \frac{|\Delta f|}{e_p} = \frac{|\Delta f|}{0.08} = \frac{0.02}{0.08} = 0.25 \text{ [pu]}$$

En typisk implementering av frekvensregleringen i en vattenkraftsstation är som tidigare redovisats en återkopplad reglering med antingen pådragsåterkoppling eller aktiv effektåterkoppling enligt Figur 6, vilka ger svar i den aktiva effekten på en frekvenssignal enligt Figur 7.



Figur 6 Öppet system för en vattenkraftsstation med återkoppling med antingen pådrag eller aktiv effekt.



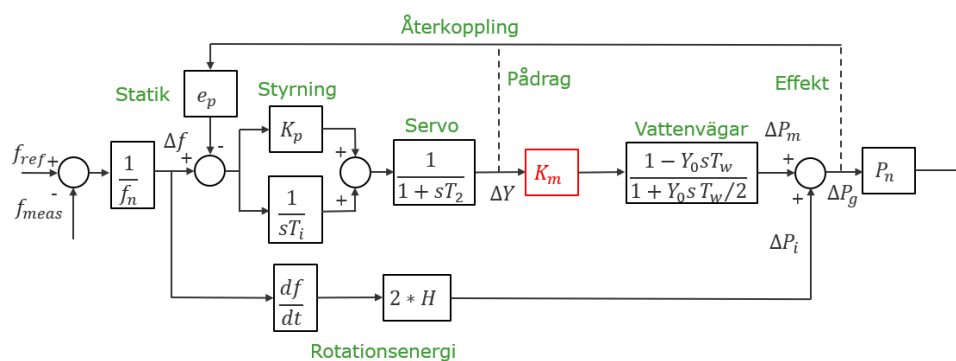
Figur 7 Dynamiskt och stationärt frekvenssvar vid en frekvenssignal (övre bild) för aktiv effekt för ideala modeller med pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling (nedre bild).

I figuren visas att för det givna fallet med den förenklade modellen i Figur 6 ger både pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling den önskade stationära förändringen i aktiv effekt på 0,25 pu för en frekvensavvikelse på 1 Hz (0,02 pu).

För den förenklade modellen i Figur 6 är statiken, e_p , den enda parameter som påverkar det stationära frekvenssvaret, dvs. den aktiva effekten i Figur 7. I modellen antas att 1 pu i pådrag motsvarar 1 pu i aktiv effekt. Övriga parametrar som modellerar reglering, servo, vattenvägar och rotationsenergi påverkar det dynamiska beteendet vid en frekvensändring, vilket även valet av återkoppling gör. Det dynamiska beteendet studeras mer ingående senare i rapporten.

4.3 Karakteristik för turbiner

Den förenklade modellen i Figur 6 utgår från att en förändring i pådraget ger en lika stor förändring i mekanisk effekt ut från turbinen. Detta modellerade beteende stämmer emellertid inte för vattenkraftturbiner. För att kompensera för detta adderas därför en skalningsfaktor K_m till modellen enligt Figur 8.

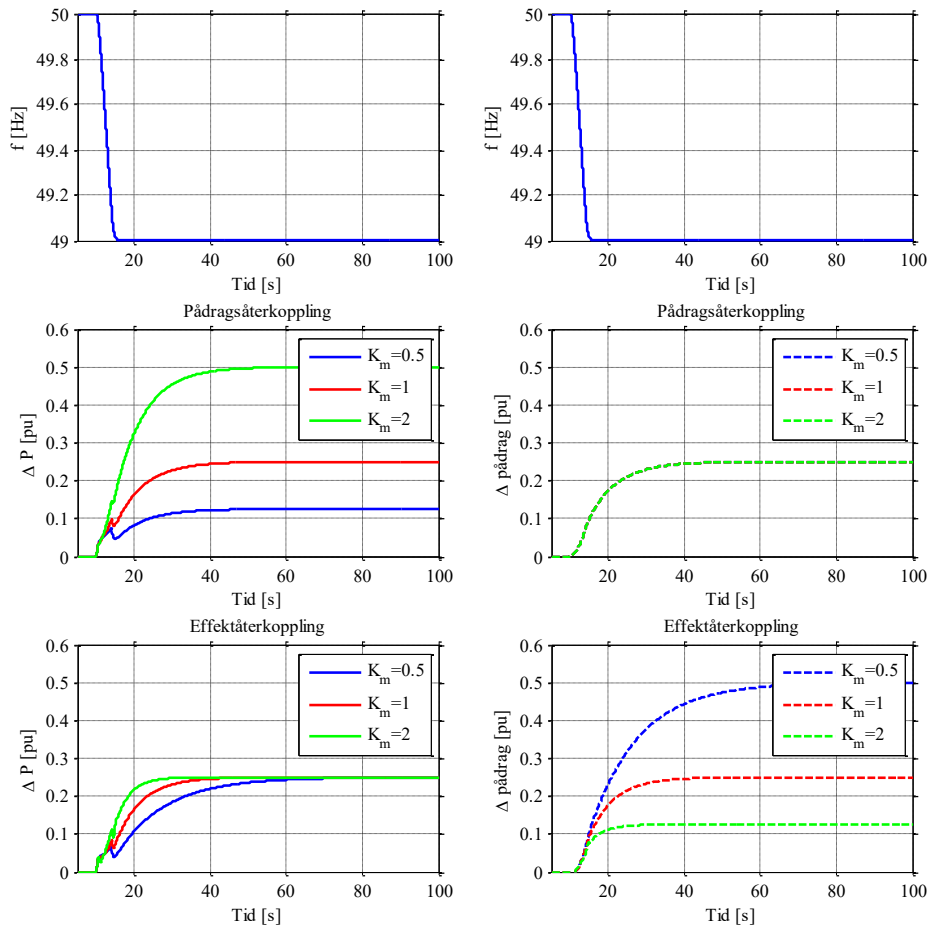


Figur 8 Öppet system för en vattenkraftstation med återkoppling med antingen pådrag eller aktiv effekt, inkluderat skalningsfaktorn K_m .

Skalningsfaktorn K_m karakteriserar förhållandet mellan en förändring i pådrag, ΔY , och en förändring i mekanisk effekt ut från turbinen, ΔP_m .

Vid tidigare studier på vattenkraft [3] har det framkommit att skalningsfaktorn K_m förändras beroende på exempelvis effektnivån samt fallhöjden. För exemplet i Figur 7 ger $K_m=1$ 0,25 pu ökning av den aktiva effekten både vid pådragsåterkoppling och vid aktiv effektåterkoppling. Om $K_m=2$ skulle detta vid pådragsåterkoppling ge en ökning av den stationära aktiva effekten med 0,5 pu vilket motsvarar en statik relaterat till aktiv effekt på 0,04 pu. Vid aktiv effektåterkoppling kommer däremot den aktiva effekten att stationärt öka med 0,25 pu.

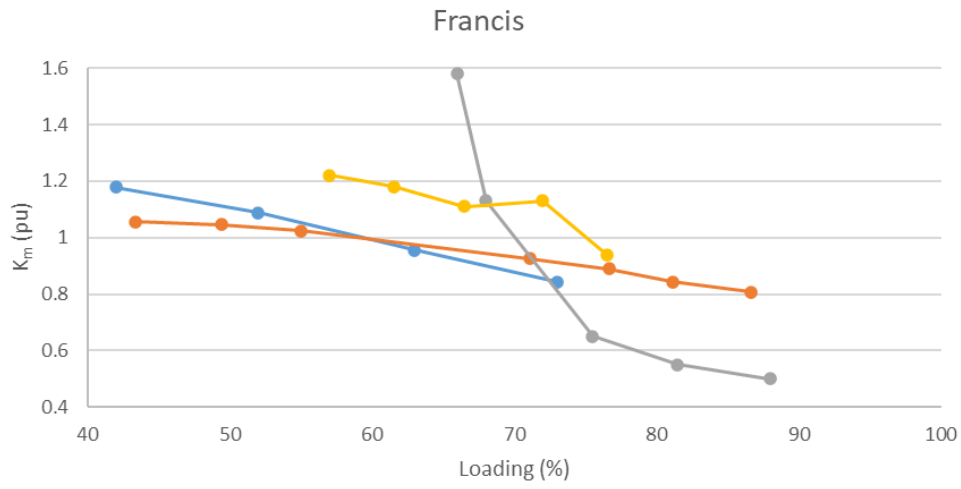
För att visa påverkan av skalningskonstanten K_m studeras i Figur 9 frekvenssvaret i aktiv effekt vid statiken $e_p = 0,08$ pu och en frekvensavvikelse på $0,02$ pu.



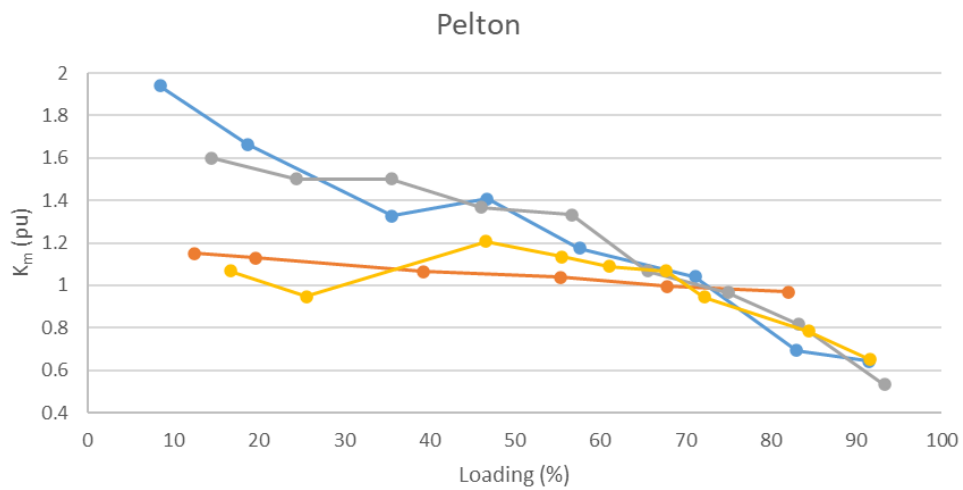
Figur 9 Statiskt frekvenssvar för aktiv effekt för modeller med pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling med olika värden på K_m .

Relationen mellan förändringen i pådraget och förändringen av den aktiva effekten, dvs. skalningsfaktorn K_m , påverkar den stationära förändringen av aktiv effekt för pådragsåterkoppling men inte för aktiv effektåterkoppling. Vid aktiv effektåterkoppling är det den aktiva effekten, inklusive skalningsfaktorn K_m , som återkopplas medan en återkoppling av pådraget inte tar hänsyn till K_m . Däremot påverkar konstanten K_m det dynamiska stegsvaret även vid aktiv effektåterkoppling.

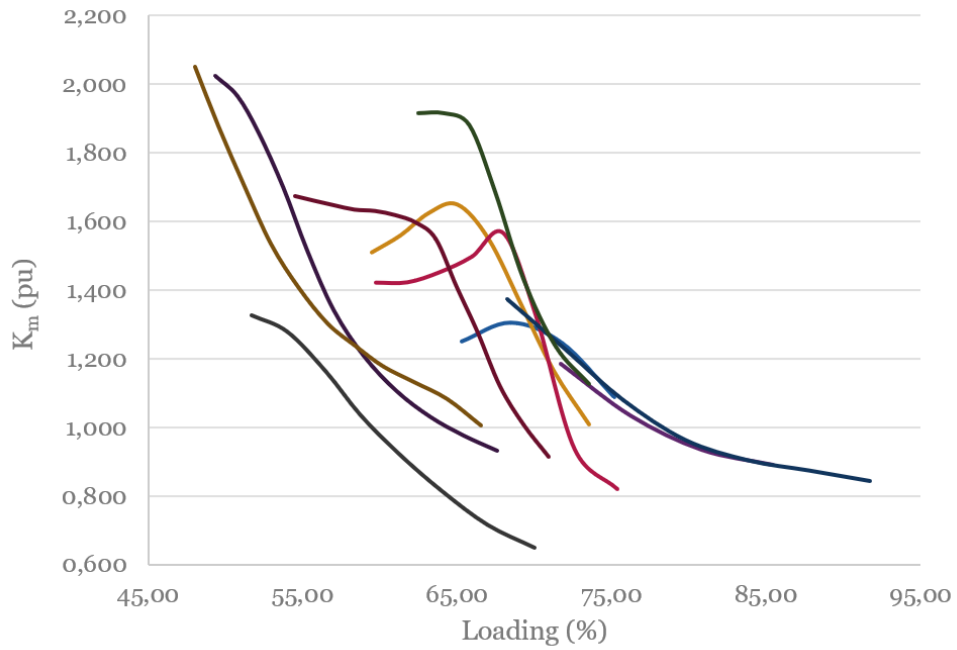
Skalningsfaktorn, K_m , har uppmätts för ett antal vattenkraftsstationer som funktion av belastningen och resultaten för olika turbintyper visas i Figur 10, Figur 11, Figur 12, Figur 13 och Figur 14 [1].



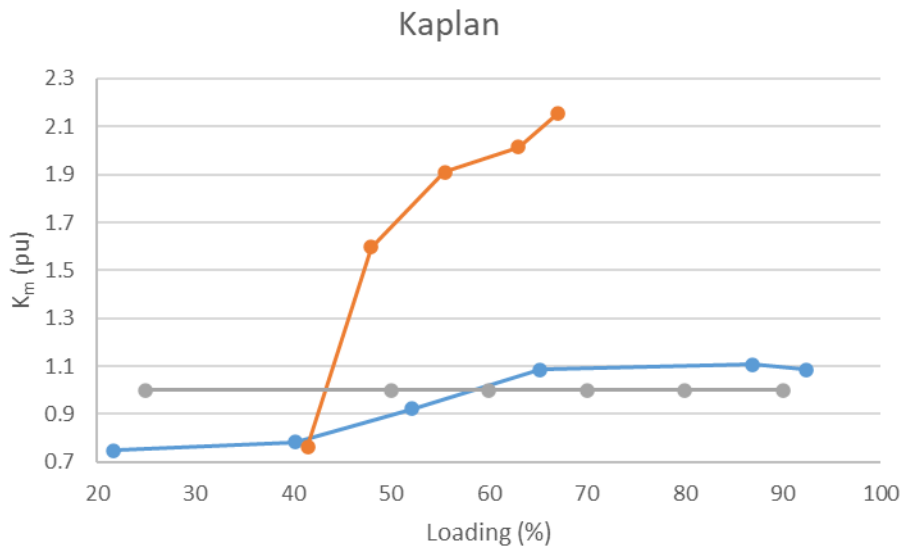
Figur 10 Skalningsfaktor K_m som funktion av belastning för Francisturbiner [3].



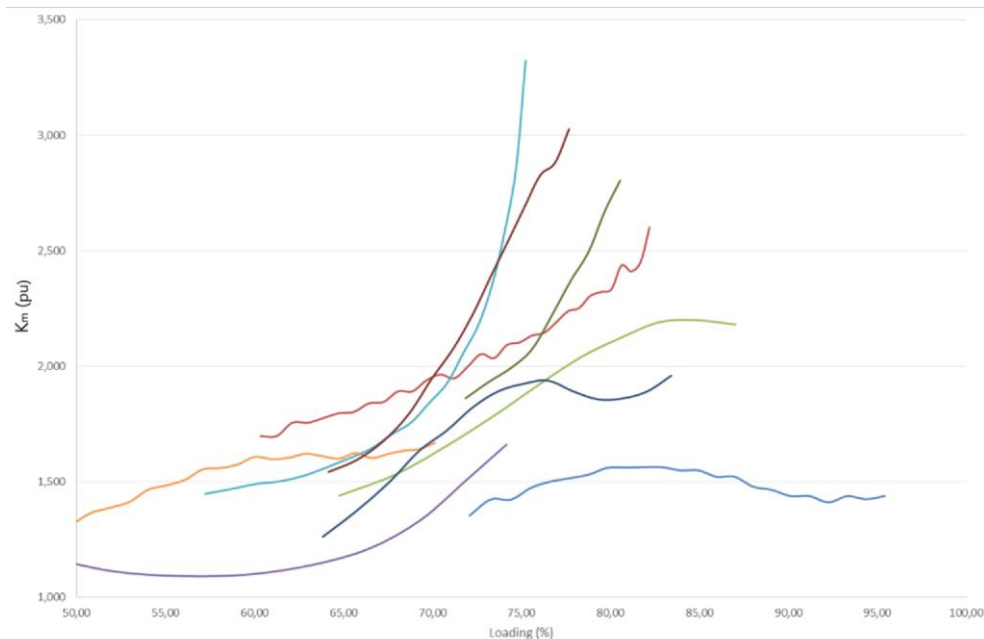
Figur 11 Skalningsfaktor K_m som funktion av belastning för Pelton turbiner [3].



Figur 12 Teoretiskt beräknade värden på skalningsfaktor K_m för ett antal Francisturbiner [3].



Figur 13 Skalningsfaktor K_m som funktion av belastning för Kaplanturbiner (observera grå kurva är med aktiv effektåterkoppling [3].



Figur 14 Teoretiskt beräknade värden på skalningsfaktor K_m för ett antal Kaplanturbiner [3].

Enligt ovanstående figurer kan ses att skalningsfaktorn, K_m , varierar mycket beroende på arbetspunkt. Detta kommer att få en stor påverkan på stationär aktiv effektförändring för en kraftproduktionsmodul med pådragsåterkoppling vilket också kan ses som att statiken hänfört till aktiv effekt varierar med pådraget. Vid aktiv effekttåterkoppling kommer däremot inte den stationära aktiva effekten att förändras beroende på arbetspunkten, dvs. statiken hänfört till aktiv effekt kommer att vara konstant oberoende av arbetspunkt.

4.4 Summering av statistiska egenskaper för frekvensreglering

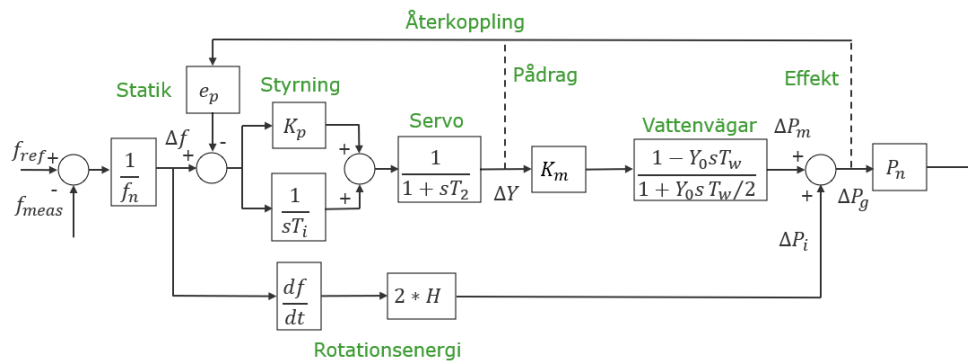
I det här kapitlet har det visats att återkopplingen påverkar frekvensregleringen i stor utsträckning genom följande punkter:

- Den parameter som återkopplas vid frekvensreglering är också den parameter som får korrekt statik i stationär drift. Det innebär att vid pådragsåterkoppling får pådraget korrekt statik och vid aktiv effekttåterkoppling får den aktiva effekten korrekt statik. Som visats i detta kapitel varierar skalningsfaktorn, K_m , kraftigt med belastningen på turbinen.
- Om kraven i RfG [1] och EIFS 2018:2 [2] ska följas krävs att statiken ska vara relaterad till aktiv effekttåterkoppling.

5 Dynamiskt frekvenssvar

5.1 Parametrar i den dynamiska modellen

När det dynamiska stegsvaret ska studeras är det fler parametrar som måste beaktas i turbinregulatorn, servot och vattenvägarna vilket visas i Figur 15.



Figur 15 Öppet system för en vattenkraftstation med återkoppling med antingen pådrag eller aktiv effekt, inkluderat faktorn K_m .

Vid de simuleringar som utförs används följande typiska parametrar om inget annat anges:

$$f_n = 50 \text{ Hz}$$

$$P_n = 80 \text{ MW}$$

$$K_p = 3$$

$$T_i = 0,5$$

$$T_2 = 0,2 \text{ s}$$

$$T_w = 1,0 \text{ s}$$

$$Y_o = 0,6$$

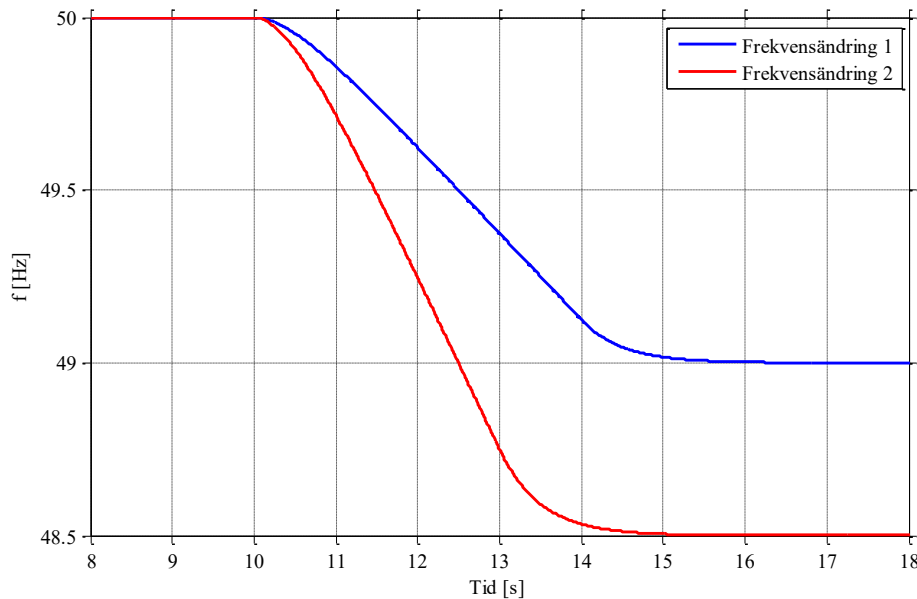
$$H = 5 \text{ MWs/MVA}$$

$$K_m = 1$$

$$e_p = 0,08$$

För simuleringarna används två olika ramper för frekvensen som visas i Figur 16. Den ideala rampen har mjukats upp genom inläggning av ett filter. Ramp 1 ger en frekvensderivata på cirka 0,25 Hz/s och ramp 2 en frekvensderivata på cirka 0,5 Hz/s. Dimensioneringsmässigt använder sig de nya FCR-D prekvalificeringskraven av en frekvensderivata på 0,24 Hz/s (motsvarar situationer med låg rotationsenergi i systemet) och detta innebär att ramp 1 kan ses som en "normal" driftsituation medan ramp 2 motsvarar en situation som ligger utanför det normala (>N-1). Det är också för situationer då ramp 2 kan inträffa som huvudsakligen LFSM-U används (LFSM-U har studerats i denna rapport men principen blir samma för LFSM-O fast då vid

överfrekvens). I situationer då delar av systemet kollapsar kan frekvensderivatorna bli väsentligt högre och i RfG/EIFS nämns i andra sammanhang derivator på upp till 2,0 Hz/s.



Figur 16 Frekvensändringarna som används i simuleringarna.

Frekvensändring 1 i baseras på en frekvensderivata på 0,25 Hz/s och når ett slutvärde på 49,0 Hz, dvs. en frekvensavvikelse på -1 Hz (-0,02 pu).

Frekvensändring 2 baseras på en frekvensderivata på 0,5 Hz/s och når ett slutvärde på 48,5 Hz, dvs. en frekvensavvikelse på -1,5 Hz (-0,03 pu).

Frekvenssignalen filtreras i simuleringarna även med en tidskonstant på 0,5 s.

5.2 Frekvensreglering med pådragsåterkoppling

Svaret i aktiv effekt vid en frekvensändring beror på ett antal olika faktorer som kan variera. I de simuleringar som utförs i detta avsnitt antas att turbinregulatorparametrarna och servot är konstanta, dvs. parametrarna K_p , T_i och T_2 varieras inte.

Först studeras svaret i aktiv effekt vid en frekvensändring med originalparametrarna och resultaten visas i Figur 17 och Figur 18 vid frekvensändring 1 och i Figur 19 och Figur 20 vid frekvensändring 2.

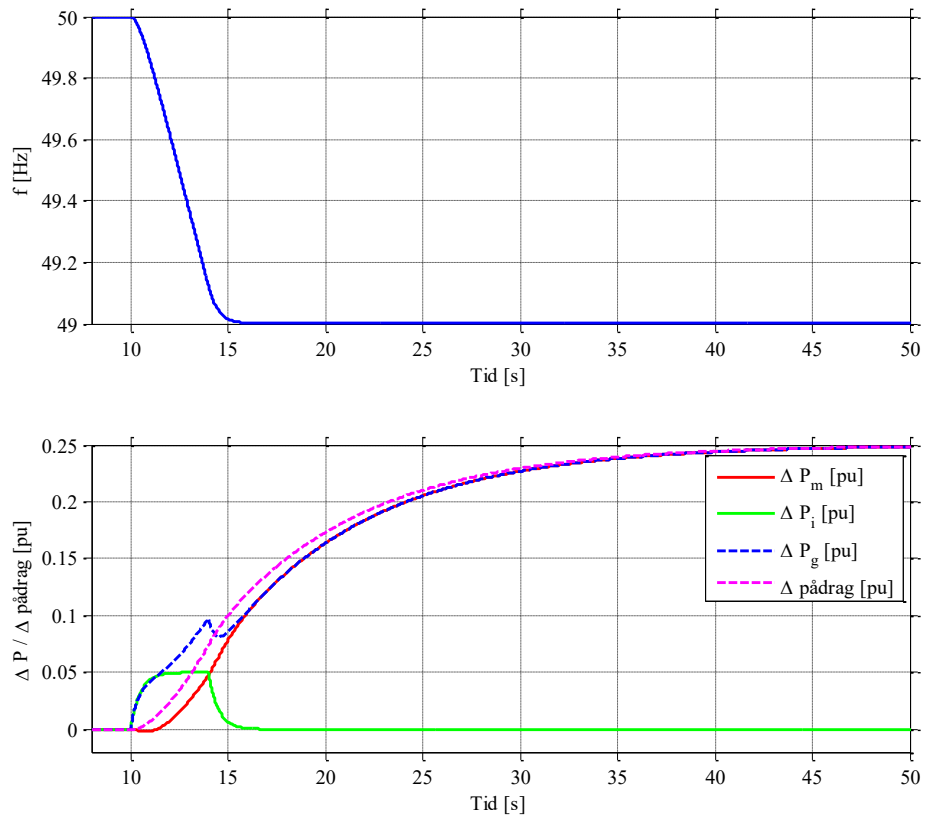
Som kan ses i Figur 17 och Figur 19 kommer vid en frekvensändring pådraget att öka och efter ca 30 s har nästan det stationära svaret i pådrag på 0,25 pu

respektive 0,375 pu uppnåts. Ändringen i pådrag resulterar även i en förändring i den mekaniska effekten för turbinen, ΔP_m . Fördröjningen i mekanisk effekt jämfört med pådrag beror på dynamiken i vattenvägarna. Inverkan från vattenvägarna innebär även att den mekaniska effekten ut från turbinen initialt minskar något vilket är normalt (beteendet kallas inom reglertekniken icke minimum fas).

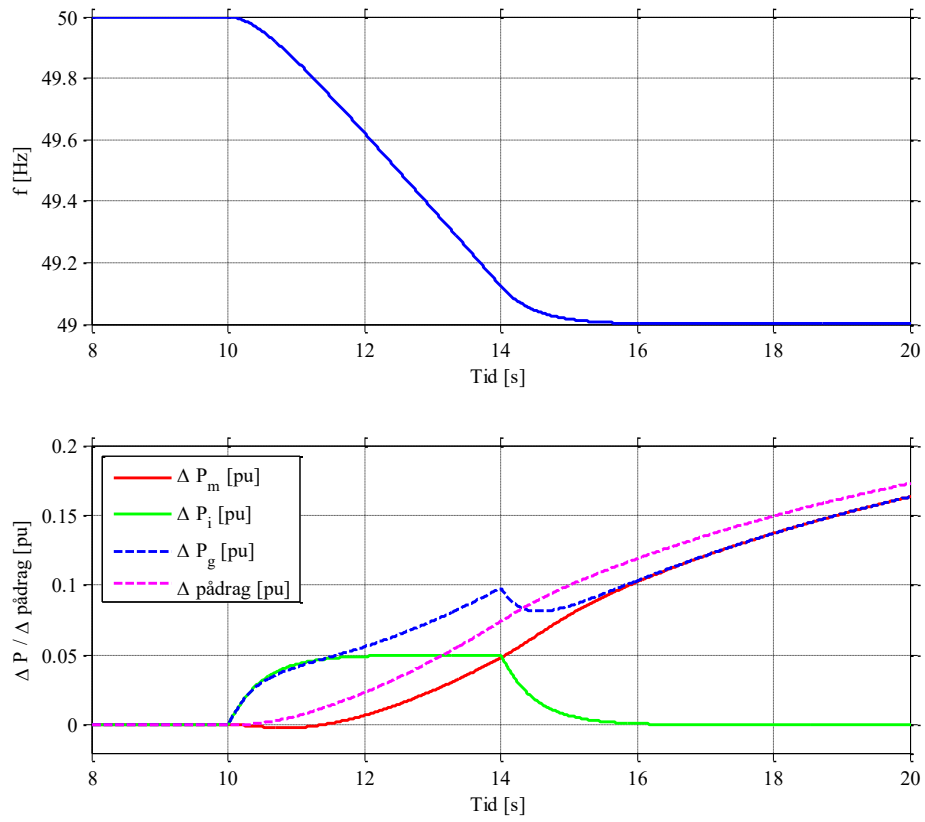
En förändring i frekvensen, som i detta fall minskar från 50 Hz till 49 Hz respektive 48,5 Hz, resulterar i att rotationsenergin minskar och därmed ökar den elektriska effekten ut från generatoren med ΔP_i . Effektökningen på grund av minskningen i rotationsenergi sker under den tid som frekvensen minskar, dvs. då frekvensderivatan är negativ. Den resulterande förändringen av den aktiva effekten, ΔP_g , är summan av förändringen i mekanisk effekt ut från turbinen (efter vattenvägarna), ΔP_m , och förändringen i rotationsenergi, ΔP_i .

$$\Delta P_g = \Delta P_m + \Delta P_i \text{ [pu]}$$

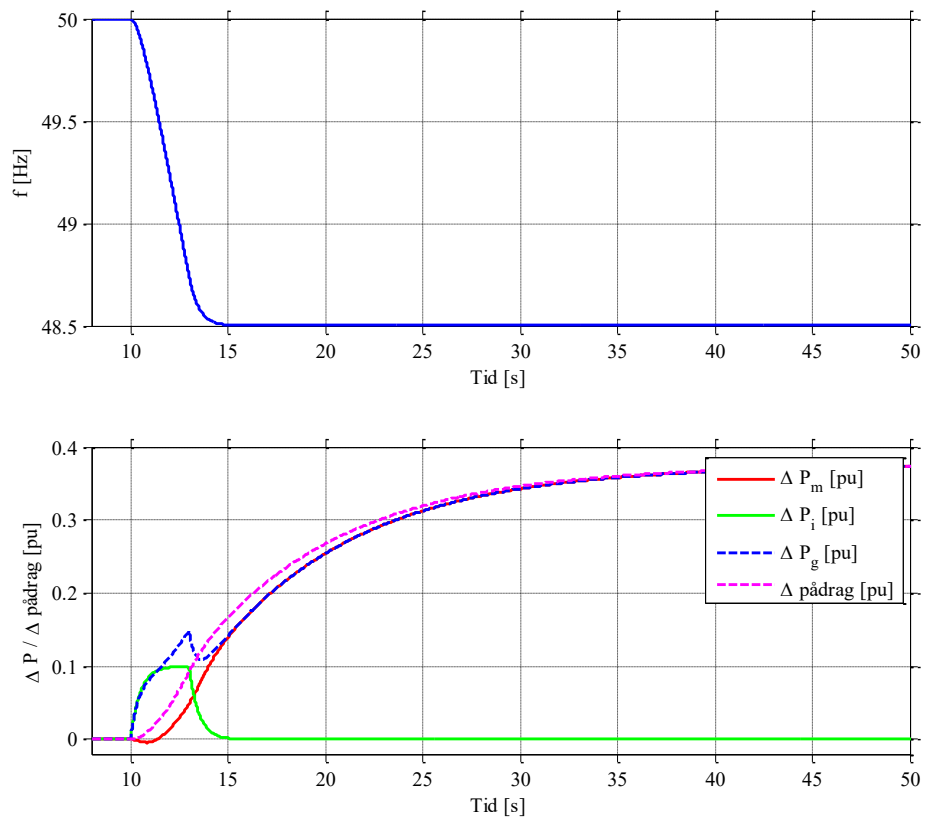
Sammanfattningsvis kan konstateras att den totala responsen i elektrisk effekt som fås ifrån generatoren ut på nätet vid frekvensstörningen är som önskat sett utifrån kraftsystemets behov, dvs. en minskning i frekvensen ger en ökning i den aktiva effekten.



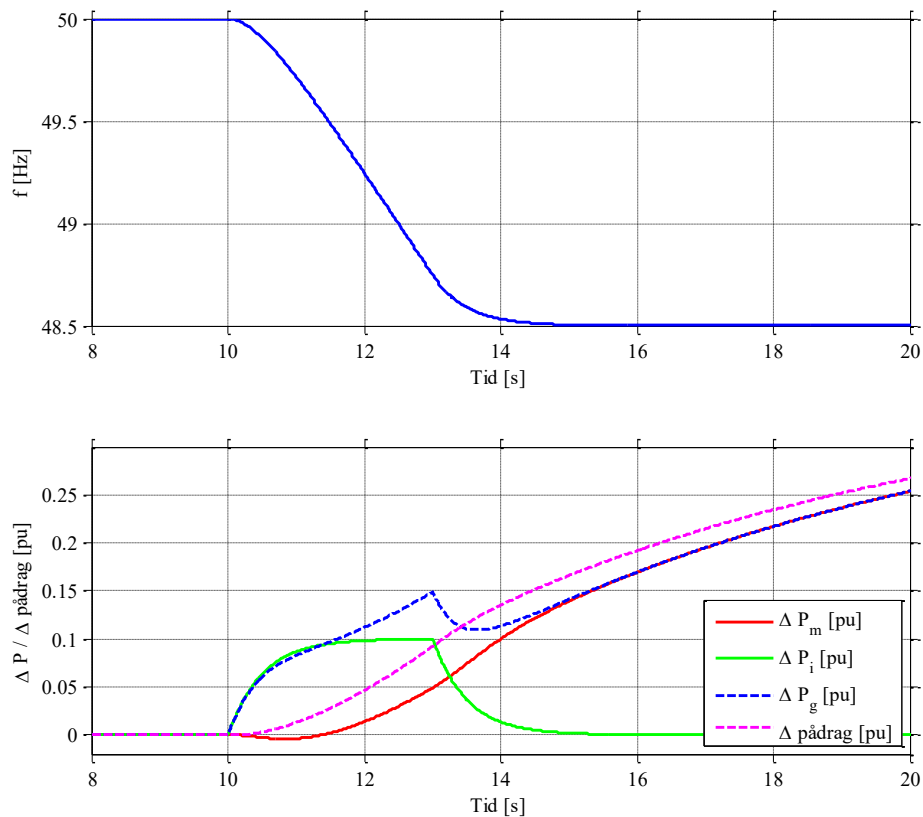
Figur 17 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling.



Figur 18 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling, samma som Figur 17 fast annan tidsskala.



Figur 19 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid pådragsåterkoppling.

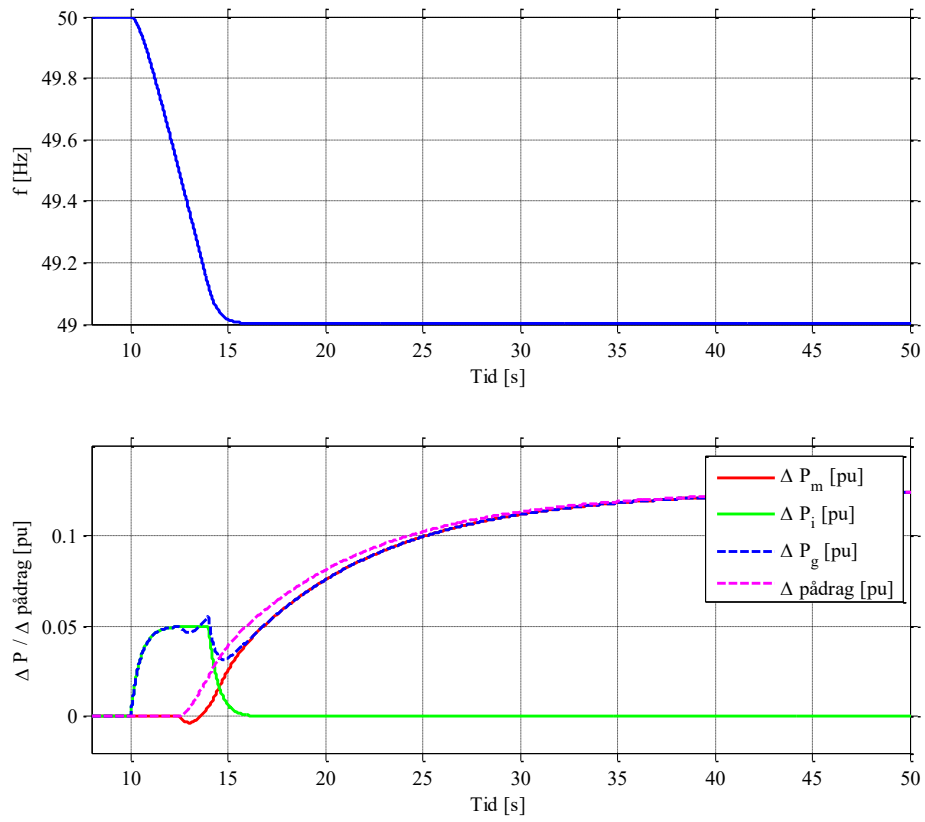


Figur 20 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid pådragsåterkoppling, samma som Figur 19 fast annan tidsskala.

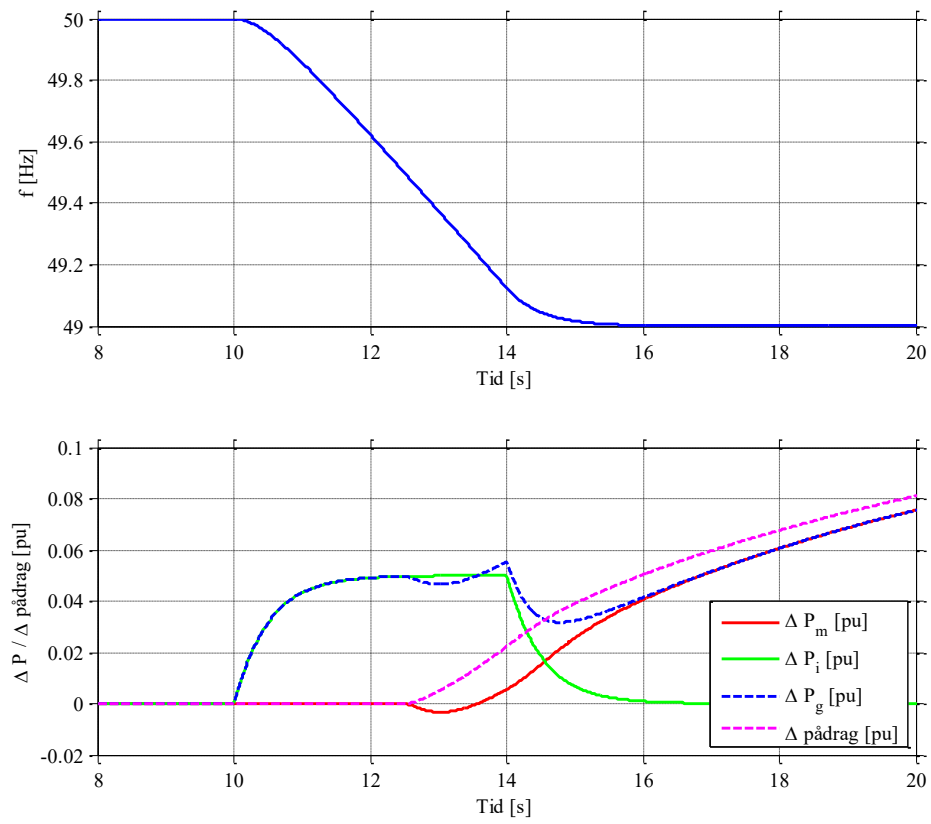
För fallet med ett dödband i frekvensen på 0,5 Hz, som gäller för exempelvis LFSM-U, fås effektsvaret från frekvensändring 1 enligt Figur 21 och Figur 22 samt från frekvensändring 2 enligt Figur 23 och Figur 24.

Som kan ses i figurerna kommer ingen påverkan att ske i regleringen förrän frekvensen understiger 49,5 Hz och påverkan från frekvensdödbandet försvinner. Det innebär initialt att den elektriska uteffekten från generatören kommer att öka med ΔP_i som är ett resultat av förändringen av rotationsenergi. När frekvensen underskrider 49,5 Hz kommer däremot pådraget att öka och därefter kommer motsvarande ökning av den mekaniska effekten i analogi med beteendet som visades i Figur 17-Figur 20.

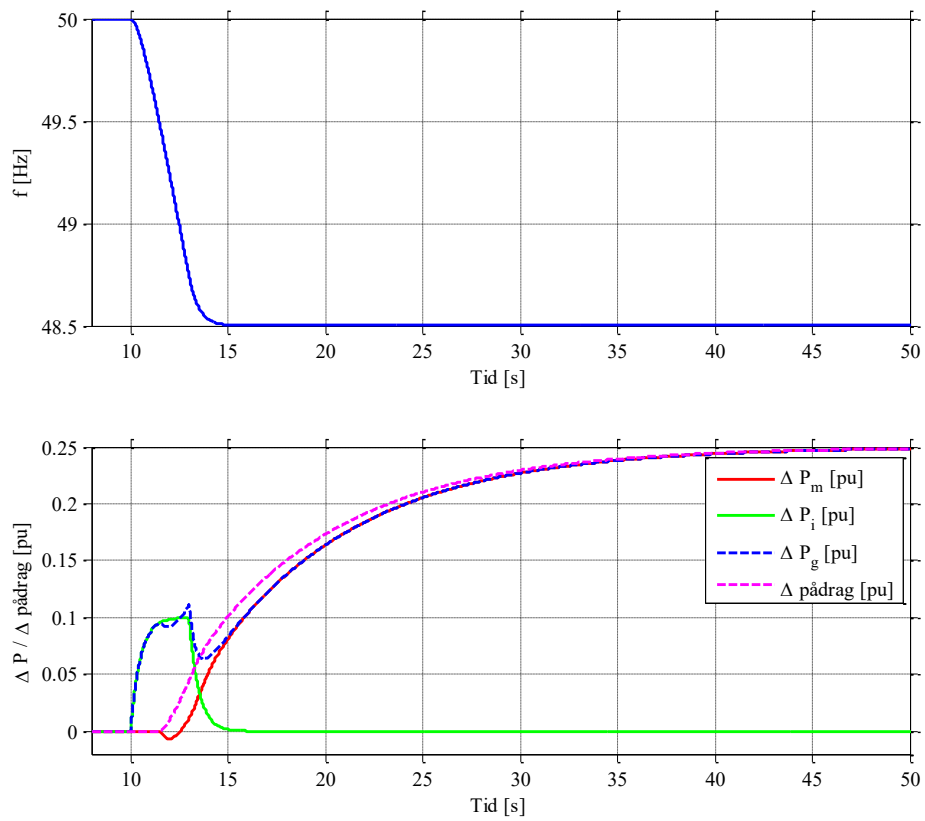
På samma sätt som vid frekvensreglering utan frekvensdödband kan konstateras att den totala responsen i elektrisk effekt som fås ifrån vattenkraftverket vid frekvensstörningen är som önskat sett utifrån kraftsystemets behov.



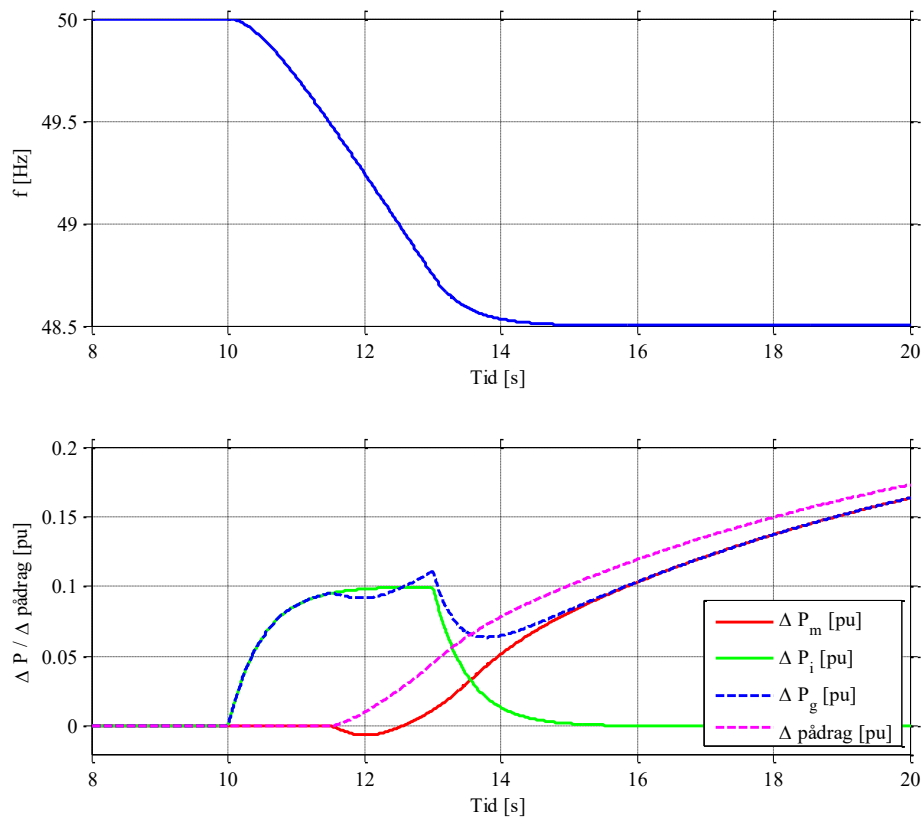
Figur 21 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdödband.



Figur 22 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdöband, samma som Figur 21 fast annan tidsskala.



Figur 23 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid pådragsåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdödband.



Figur 24 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid pådragsåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdödband, samma som Figur 23 fast annan tidsskala.

5.3 Frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling

På samma sätt som i avsnitt 5.2 utgår ifrån att turbinregulatorparametrarna och servot är konstanta, dvs. parametrarna K_p , T_i och T_2 varierar inte vid simuleringarna i detta avsnitt.

Först studeras svaret i aktiv effekt vid en frekvensändring med originalparametrarna och resultaten visas i Figur 25 och Figur 26 vid frekvensändring 1 samt i Figur 27 och Figur 28 vid frekvensändring 2.

Som kan ses i Figur 25 och Figur 27 kommer vid en frekvensändring pådraget efter några sekunder att öka och efter ca 30 s har nästan det stationära svaret i pådrag på 0,25 pu respektive 0,375 pu uppnåtts. Ändringen i pådrag resulterar även i en förändring i den mekaniska effekten för turbinen, ΔP_m , som är något tidsfördröjd med pådraget på grund av dynamiken i vattenvägarna. En förändring i frekvensen, som i detta fall minskar från 50 Hz till 49 Hz respektive 48,5 Hz, resulterar i att rotationsenergin minskar och därmed ökar

den elektriska effekten ut från generatoren med ΔP_i . Effektökningen på grund av minskningen i rotationsenergi sker under den tid som frekvensen minskar, dvs. då frekvensderivatan är negativ. Den resulterande förändringen av den aktiva effekten, ΔP_g , är förändringen i mekanisk effekt från vattenvägarna, ΔP_m , och förändringen i rotationsenergi, ΔP_i . Eftersom den aktiva effektåterkopplingen mäter in den totala elektriska effektförändringen, dvs. även inkluderar förändringen i rotationsenergi, kommer detta medföra att summeringen i turbinregulatorn av frekvensavvikelse och aktiv effektförändring multiplicerat med statik initialt blir negativ enligt:

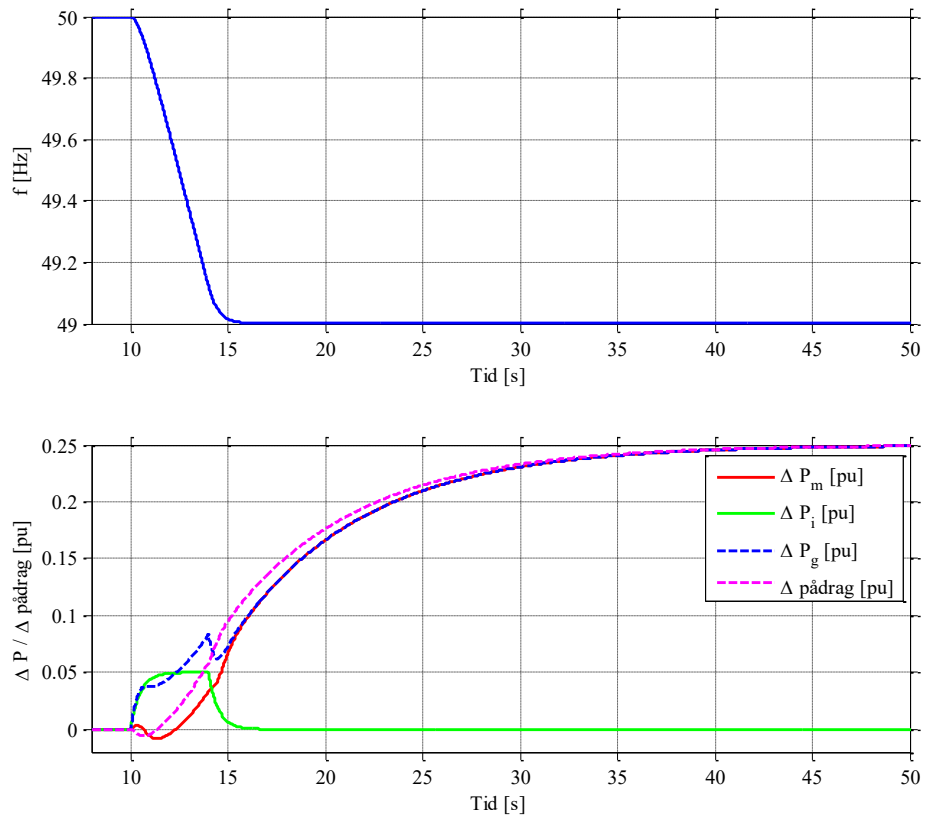
$$\Delta f - e_p \cdot \Delta P_g < 0 [pu]$$

Som resultat av detta kommer turbinregleringen göra att pådraget initialt minskar. Detta kommer att pågå tills frekvensavvikelsen ökar och

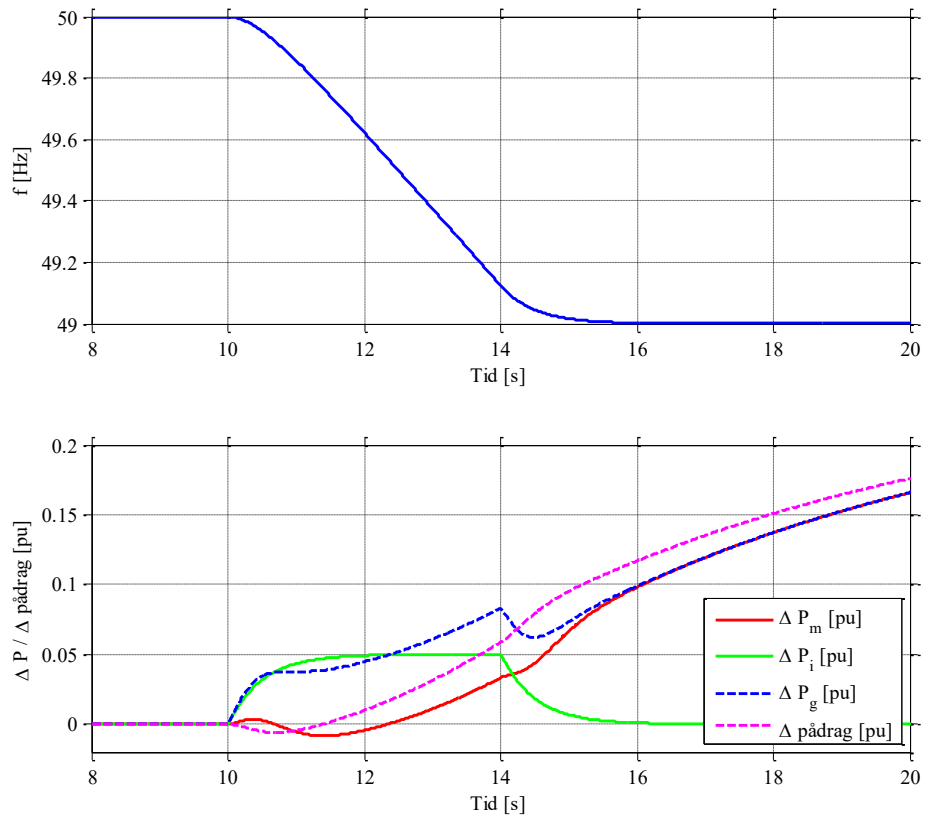
$$\Delta f - e_p \cdot \Delta P_g > 0 [pu]$$

I Figur 26 och Figur 28 kan detta beteende tydligt ses då pådrag och aktiv effekt under cirka 1,5 s respektive 2,5 s efter frekvensförändringen startade ger ett negativt bidrag i pådrag respektive mekanisk effekt ut från turbinen.

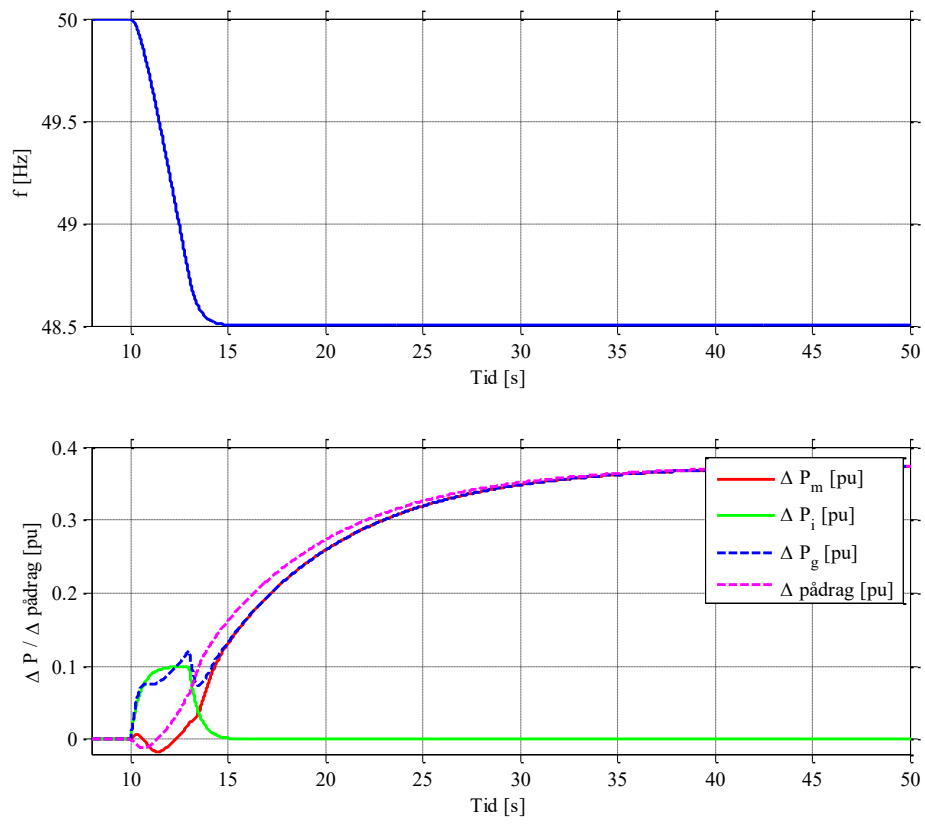
Sammanfattningsvis kan konstateras att den initiala responsen som fås och innebär att pådraget och den mekaniska effekten ut från turbinen minskar inte är som önskat sett utifrån kraftsystemets behov.



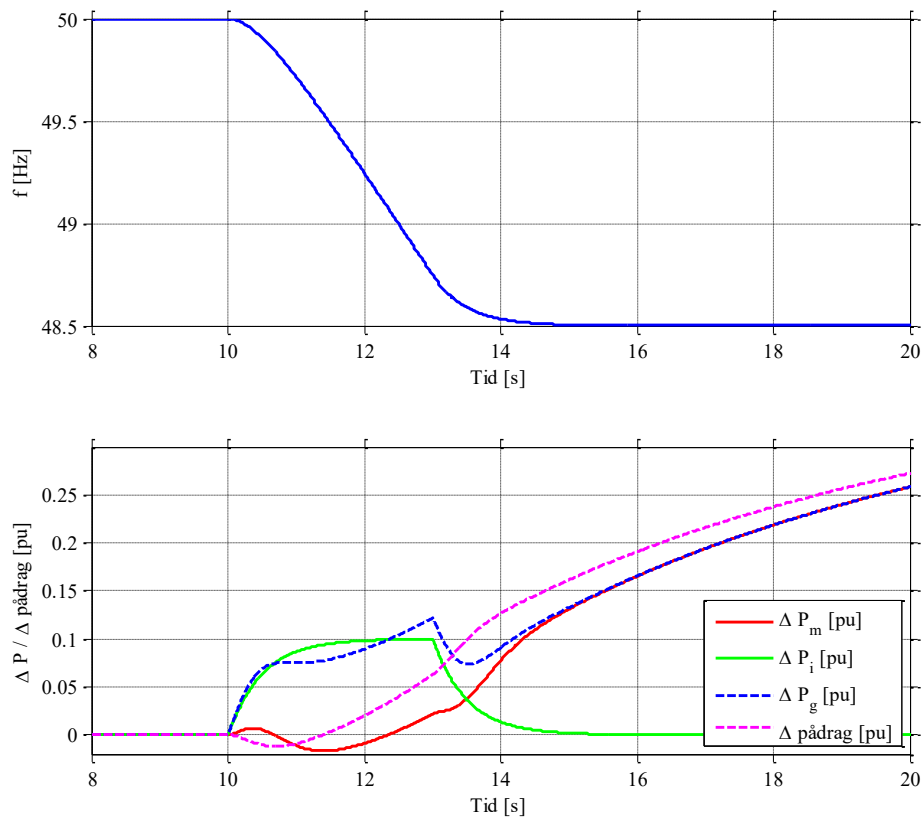
Figur 25 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling.



Figur 26 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling, samma som Figur 25 fast annan tidsskala.



Figur 27 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid aktiv effektåterkoppling.



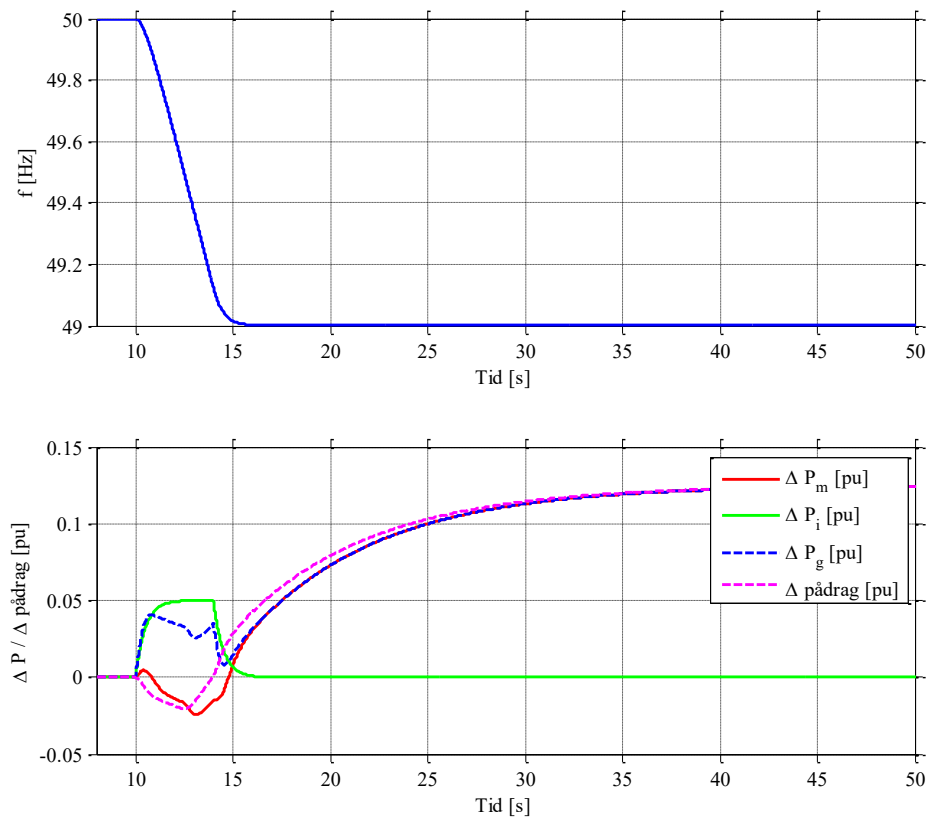
Figur 28 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid aktiv effektåterkoppling, samma som Figur 27 fast annan tidsskala.

För fallet med ett dödband i frekvensen på 0,5 Hz, som för tex LFSM-U, fås responsen för frekvensändring 1 enligt Figur 29 och Figur 30 och för frekvensändring 2 enligt Figur 31 och Figur 32.

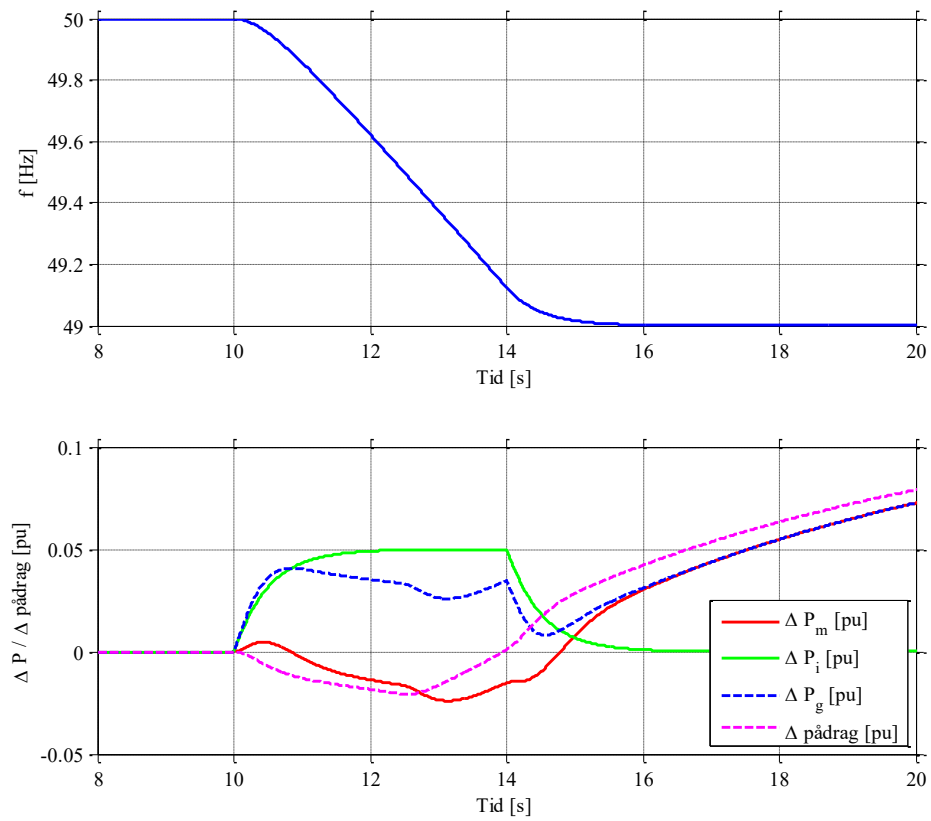
Vid ett dödband i frekvensregleringen kommer inte frekvensändringen påverka turbinregulatorns reglering förrän frekvensen kommer utanför dödbandet vilket inträffar efter cirka 2,5 s. Däremot kommer en förändring i rotationsenergin direkt att ge en ökad elektrisk uteffekt från generatoren vilket kommer att mätas in i turbinregulatorn så att:

$$\Delta f - e_p \cdot \Delta P_g < 0 [pu]$$

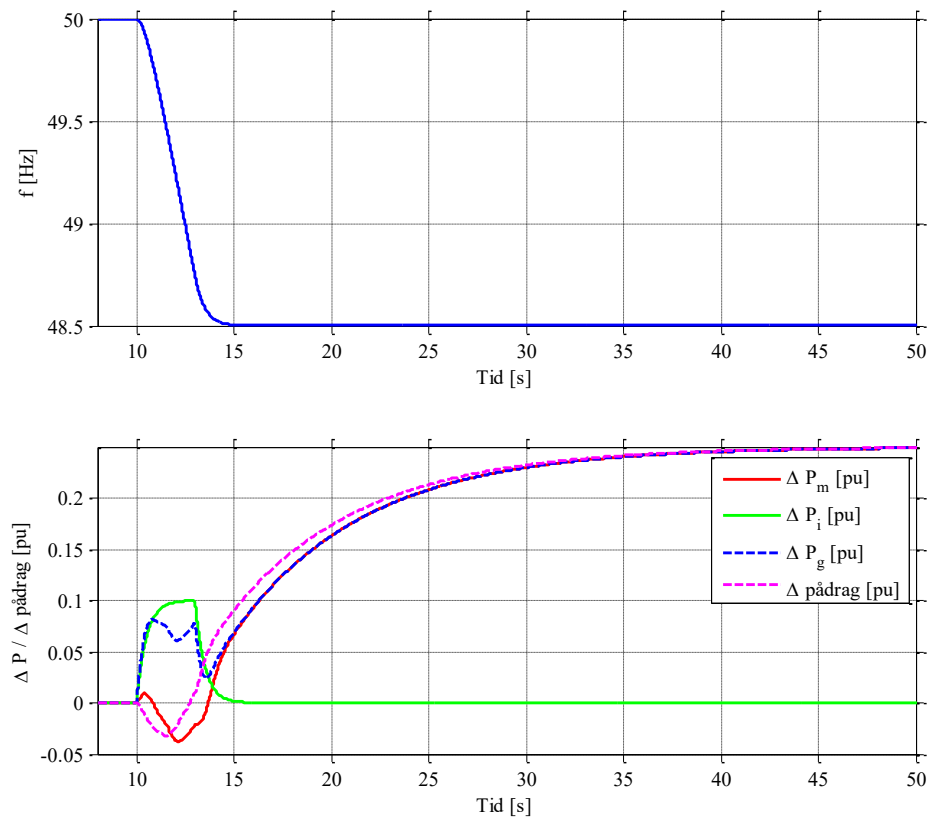
En negativ signal in i regleringen kommer att medföra en minskning av pådraget följt av en minskning av den mekaniska effekten. Som kan ses i Figur 30 och Figur 32 kommer pådraget och den mekaniska effekten att bli positiva, dvs. förändras åt rätt håll, först efter 2-4 s. Detta är ett resultat som inte är önskvärt ur kraftsystemets synvinkel då det förenklat sett kan ses som att det tar bort rotationsenergi från systemet. Beteendet är speciellt allvarligt i situationer då rotationsenergin är låg i systemet.



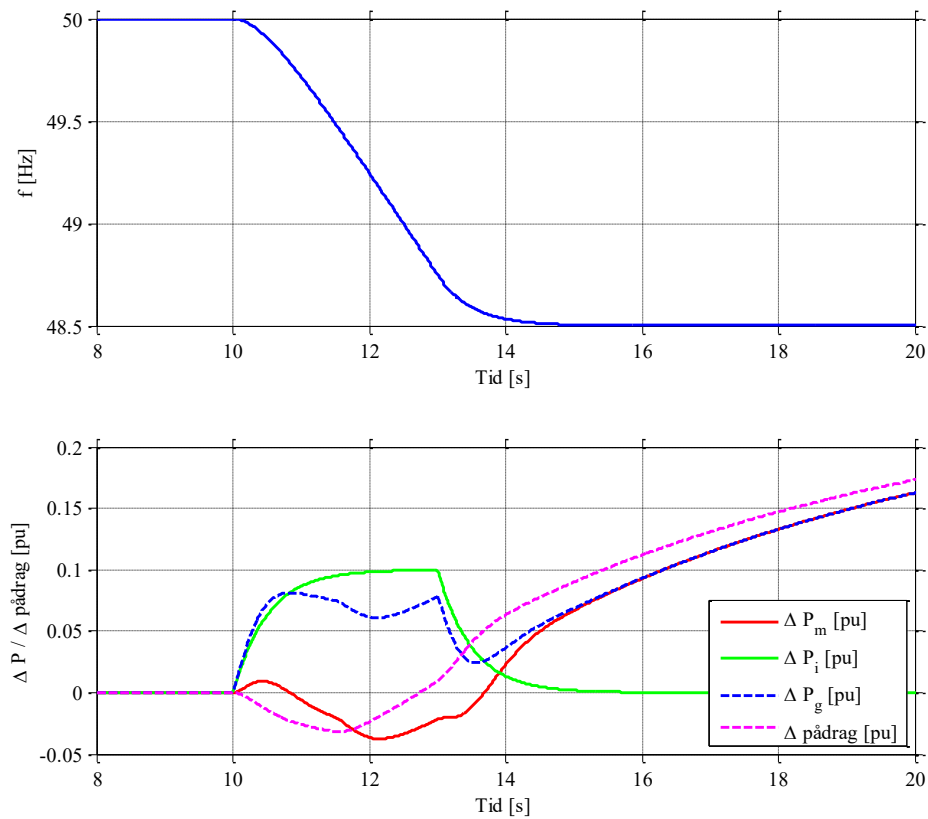
Figur 29 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdödband.



Figur 30 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdöband, samma som Figur 29 fast annan tidsskala.



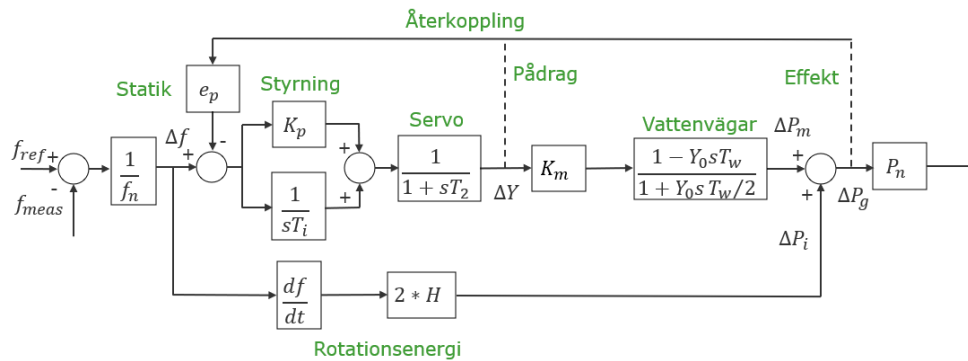
Figur 31 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid aktiv effektåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdödband.



Figur 32 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid aktiv effektåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdödband, samma som Figur 31 fast annan tidsskala.

5.4 Jämförelse av dynamiskt beteende vid olika återkopplingar i turbinregulatorn

I detta avsnitt görs en jämförelse av resultaten mellan aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling som presenterats i föregående avsnitt och det systemet som använts visas i Figur 33. Det antas att parametrarna i turbinregulatorn och servot är konstanta, dvs. parametrarna K_p , T_i och T_2 varierar inte i simuleringarna.

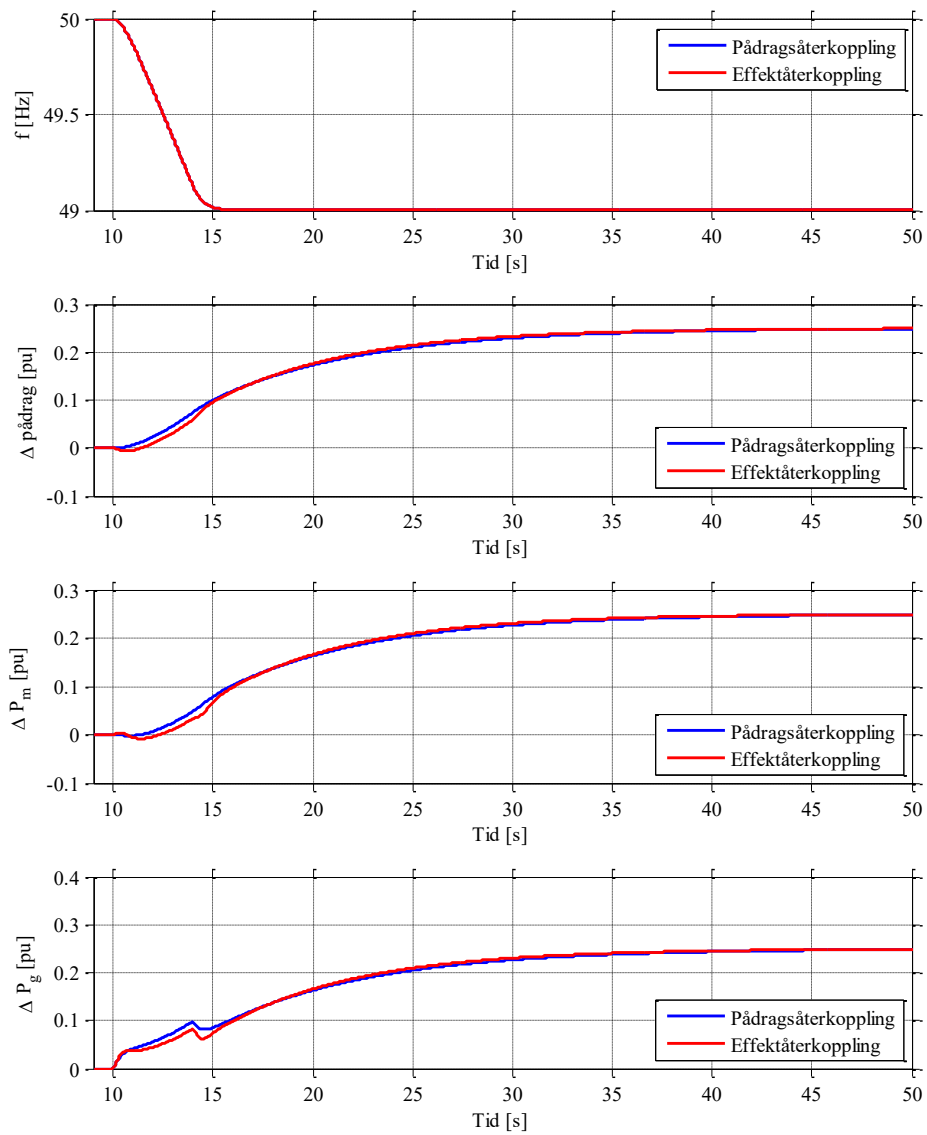


Figur 33 Öppet system för en vattenkraftstation med återkoppling med antingen pådrag eller aktiv effekt, inkluderat skalningsfaktorn K_m .

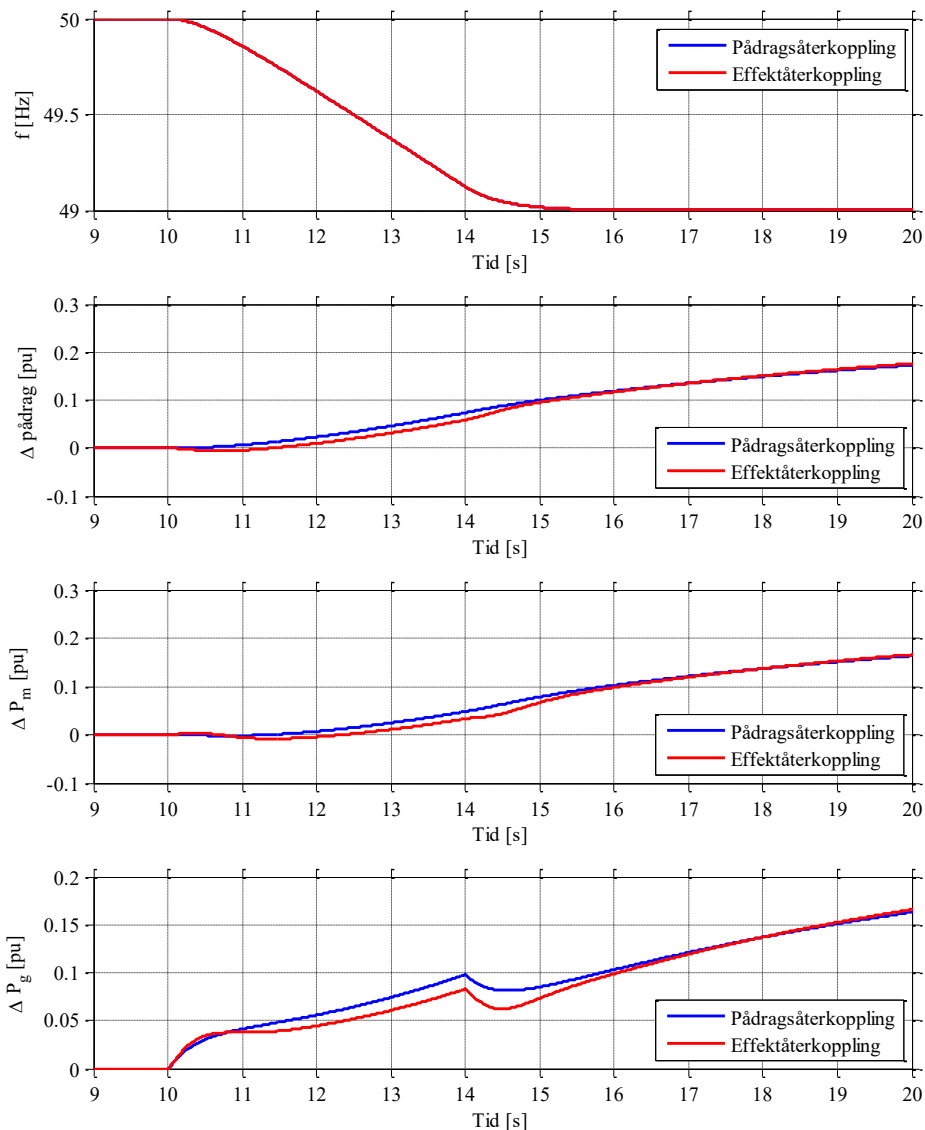
I Figur 34 och Figur 35 studeras svaret i aktiv effekt vid en frekvensändring med originalparametrarna där resultaten visas vid frekvensändring 1 utan dödband

Eftersom skalningsfaktorn, K_m , är ett fås samma stationärvärde i pådrag och aktiv effekt för både aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling, dvs. statiken är konstant. Även det initiala svaret i elektrisk effekt ut från generatoren, ΔP_g , är samma eftersom alla parametrar är samma för systemet med aktiv effektåterkoppling och systemet med pådragsåterkoppling. Däremot ses att när den elektriska effekten, ΔP_g , ut från generatoren ökas på grund av minskande rotationsenergi, ΔP_i , kommer effektåterkopplingen att minska pådraget jämfört med pådragsåterkopplingen. Detta gör att även den mekaniska effekten, ΔP_m , från turbinen kommer att bli mindre för fallet med effektåterkoppling. Efter ca 7 sekunder kommer den elektriska effekten ut från generatoren vid fallet med effektåterkoppling ha kommit ikapp fallet med pådragsåterkoppling.

Ur kraftsystemets synvinkel finns behov av så mycket aktiv effekt som möjligt vid snabba frekvensfall för att bromsa upp frekvenssänkningen. Pådragsåterkoppling ger då ett önskat beteende medan aktiv effektåterkoppling ger ett oönskat beteende.



Figur 34 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling.

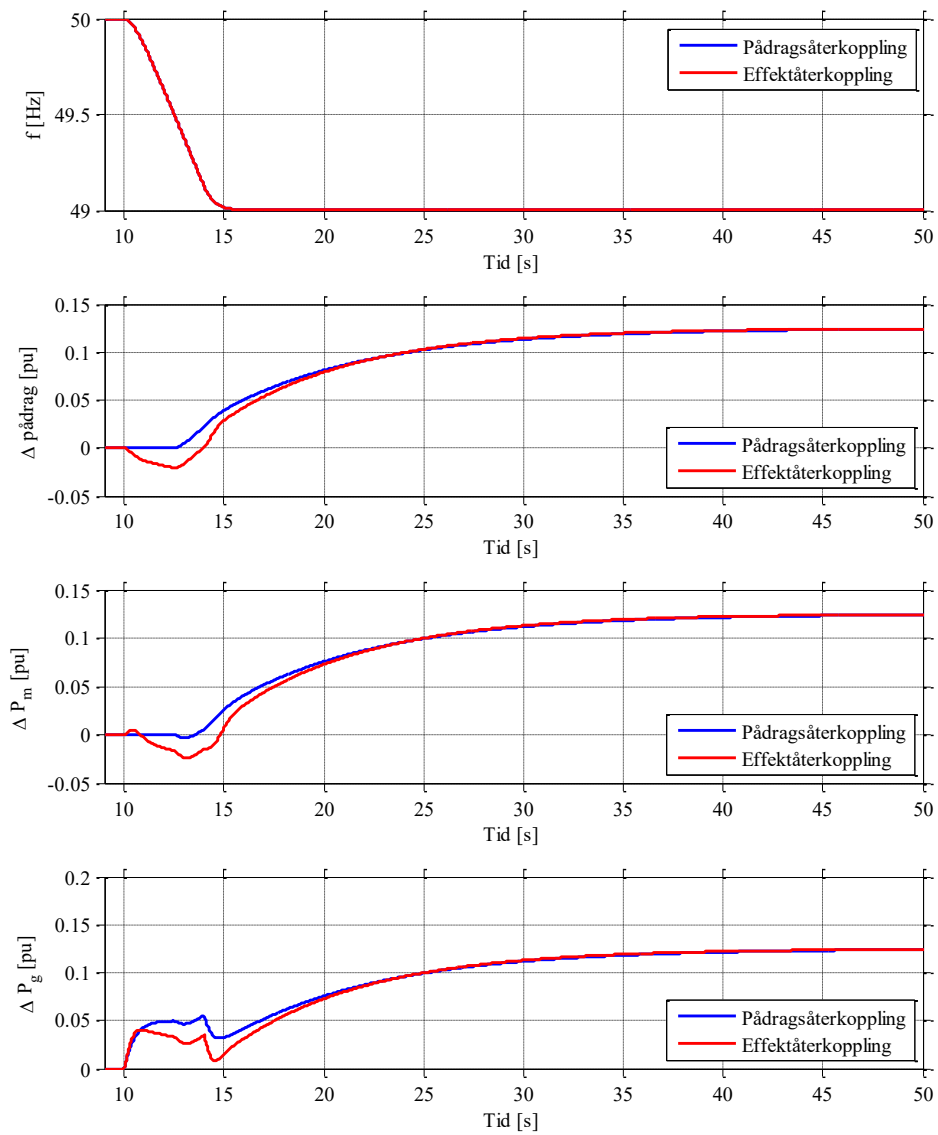


Figur 35 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling, samma som Figur 34 fast annan tidsskala.

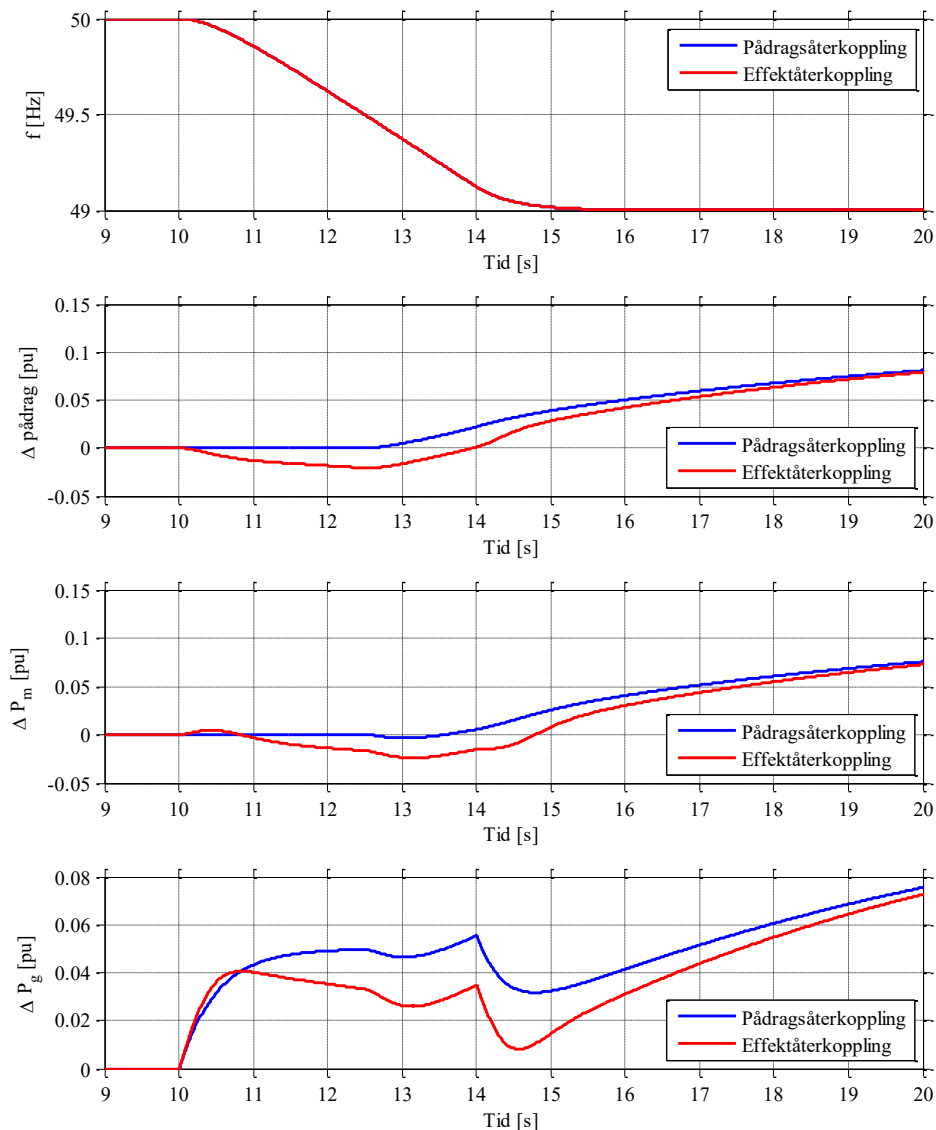
I Figur 36 och Figur 37 studeras samma händelse som i Figur 34 och Figur 35 där den enda skillnaden är att det finns ett 0,5 Hz dödband i frekvensregleringen. För både effekt- och pådragsåterkoppling kommer i detta fall inte en frekvensavvikelse att slå igenom frekvensdödbandet förrän frekvensen är lägre än 49,5 Hz. Det innebär att ingen reglering fås på grund av låg frekvens under inledande 1,5 s. Däremot kommer rotationsenergin börja ändras direkt vilket ger en effektförändring, ΔP_i , vilken även ses i den elektriska uteffekten från generatorm, ΔP_g . Samma förändring i rotationsenergi fås oavsett vilken återkoppling som används. Vid pådragsåterkoppling kommer förändringen i rotationsenergi inte att påverka regleringen. Vid aktiv

effektåterkoppling däremot kommer regleringen att känna av den ökade aktiva uteffekten från generatoren och som resultat av detta kommer därför pådraget att minska för att kompensera för den ökade uteffekten. Som kan ses i Figur 37 kommer pådraget och den mekaniska effekten, ΔP_m , att minska ännu mer jämfört med fallet då det inte fanns något frekvensdödband, se Figur 35. Förutom att den mekaniska effekten minskar mer kommer även minskningen att ha en betydligt längre varaktighet för fallet med frekvensdödband jämfört med fallet utan frekvensdödband. Som kan ses dröjer det nästan 5 s innan mekaniska effekten ger ett positivt bidrag med frekvensdödband medan motsvarande tid utan frekvensdödband är drygt 2 s. Först när frekvensavvikelsen är utanför dödbandet kommer pådraget att öka för systemet med aktiv effektåterkoppling. Detta gör att den önskade responsen i aktiv effekt blir fördröjd för systemet med aktiv effektåterkoppling och det tar ungefär 15 s till systemet med aktiv effektåterkoppling har kommit ikapp systemet med pådragsåterkoppling. För fallet utan frekvensdödband var motsvarande tid cirka 7 s. Skillnaden i elektrisk effekt ut på nätet och varaktighet på denna effektskillnad mellan aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling kommer innebära att en viss energimängd tappas vid aktiv effektåterkoppling jämfört med pådragsåterkoppling. Denna energiskillnad kommer att bli större för fallet med frekvensdödband jämfört med fallet utan frekvensdödband.

Sammanfattningsvis kan konstateras att den negativa påverkan som fås ur kraftsystemets synvinkel vid aktiv effektåterkoppling blir ännu större om frekvensregleringen även har ett frekvensdödband.



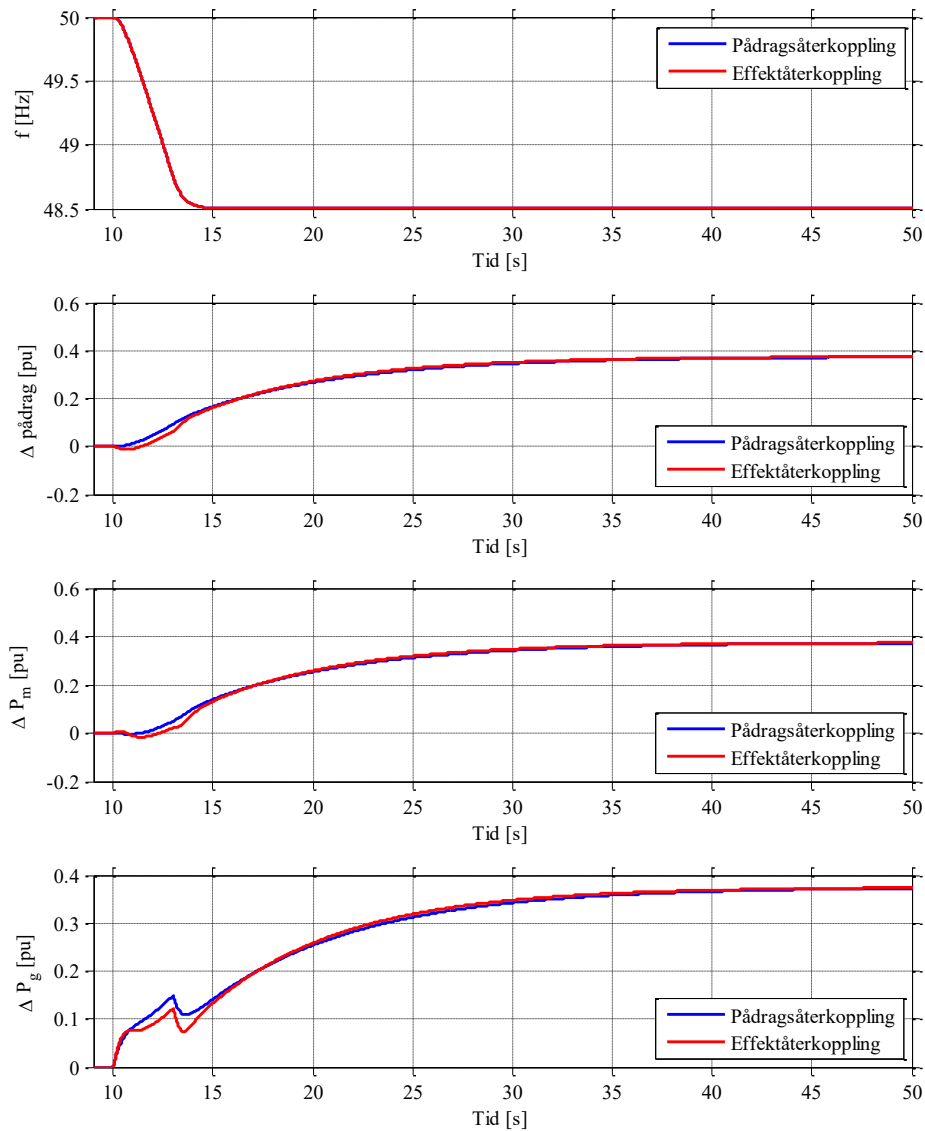
Figur 36 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdöband.



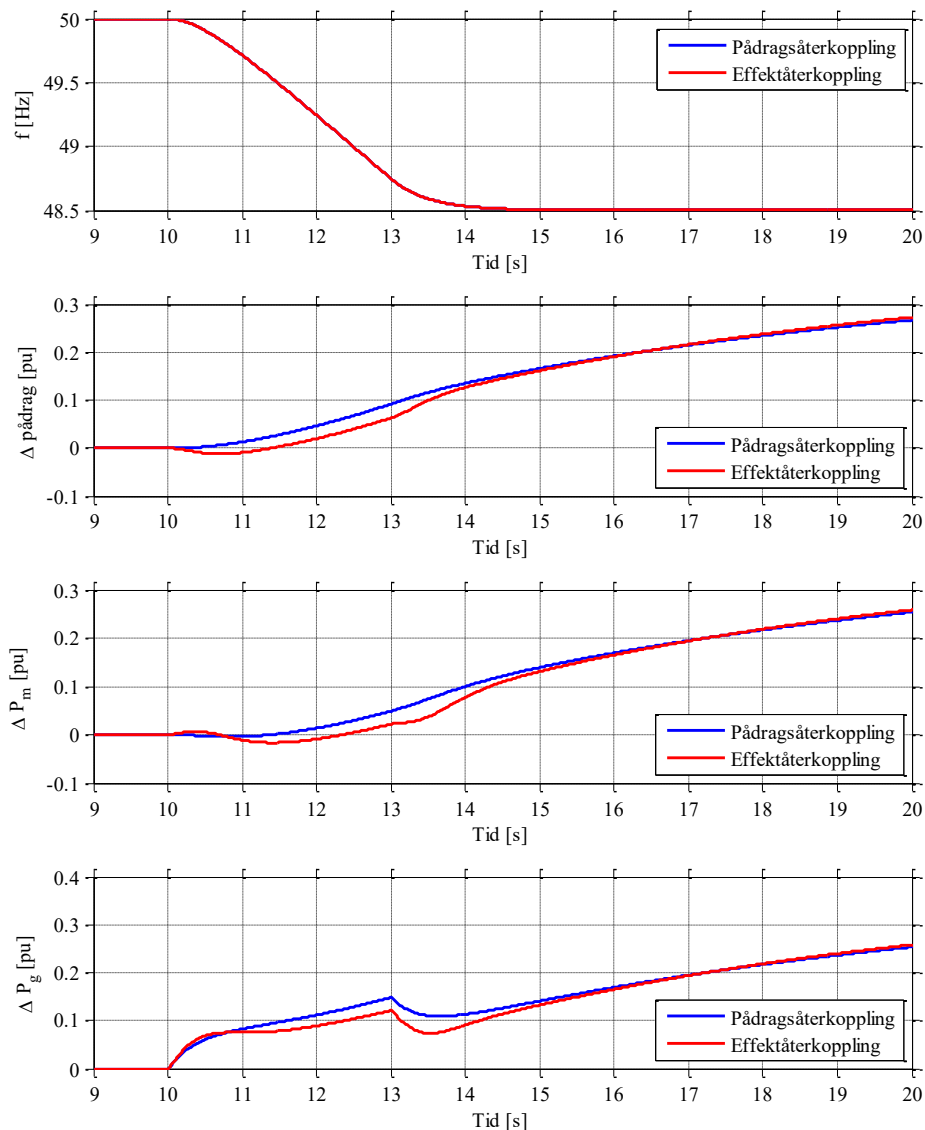
Figur 37 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdödband, samma som Figur 36 fast annan tidsskala.

På samma sätt har även jämförelser skett av aktiv effektåterkoppling vid frekvensändring 2, dvs. när frekvensderivatan och frekvensändringen är högre än vid frekvensändring 1. Resultaten utan frekvensdödband visas i Figur 38 och Figur 39. Som kan ses kommer beteendet att vara relativt lika beteendet som erhöles vid frekvensändring 1. Eftersom frekvensen sjunker 1,5 Hz istället för 1,0 Hz kommer den stationära frekvensförändringen att bli 50 % högre för frekvensändring 2 jämfört med frekvensändring 1. Eftersom skalningsfaktorn K_m är satt till 1 i simuleringarna kommer aktiv effekt och pådragsåterkoppling att ge samma stationära beteende. I frekvensförändring 2 är frekvensderivatan

dubbelt så hög som i frekvensförändring 1 och det innebär att den effektförändring, ΔP_i , som fås på grund av förändringen i rotationsenergi kommer att bli dubbelt så hög för frekvensändring 2 jämfört med frekvensändring 1. Det innebär vidare att regleringen av pådraget och därmed mekanisk effekt i fel riktning kommer att bli än större.



Figur 38 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid aktiv effekteråterkoppling och pådragsåterkoppling.

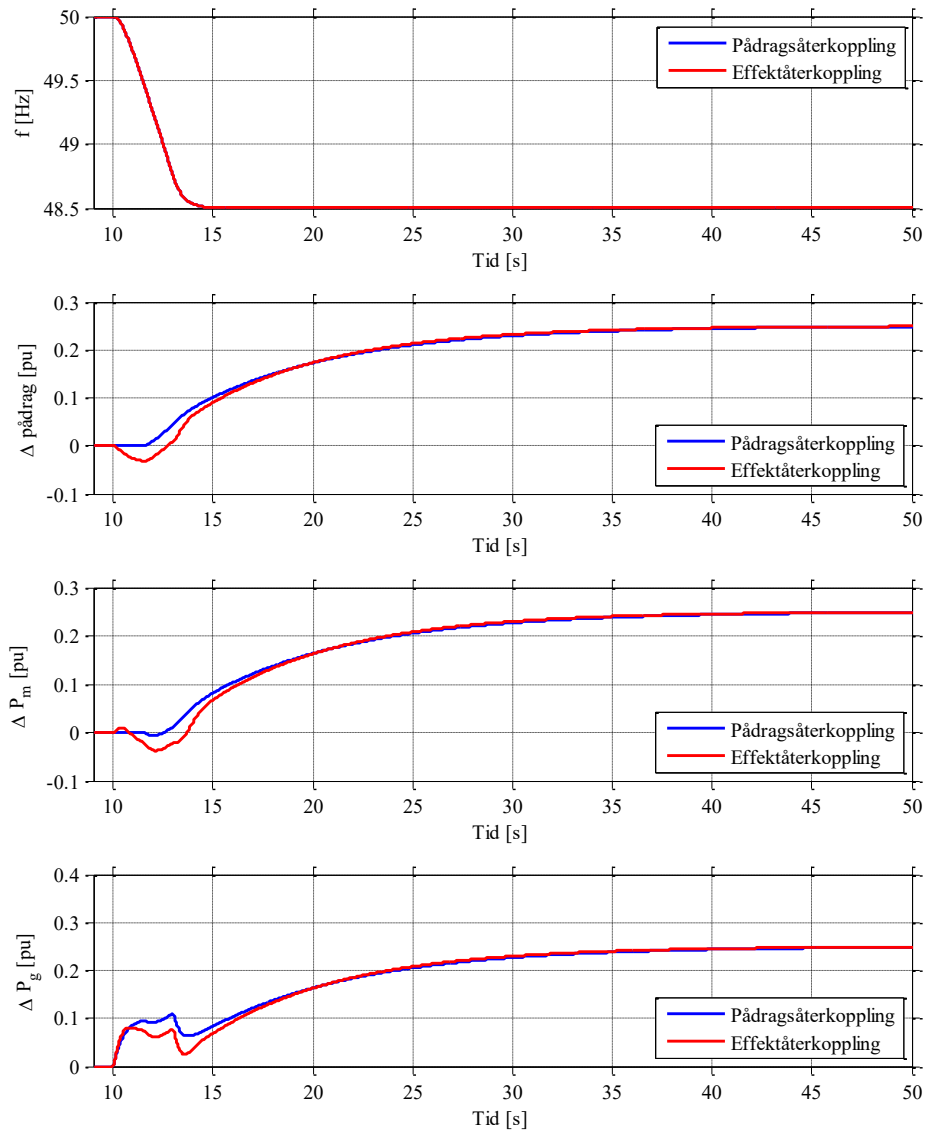


Figur 39 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling, samma som Figur 38 fast annan tidsskala.

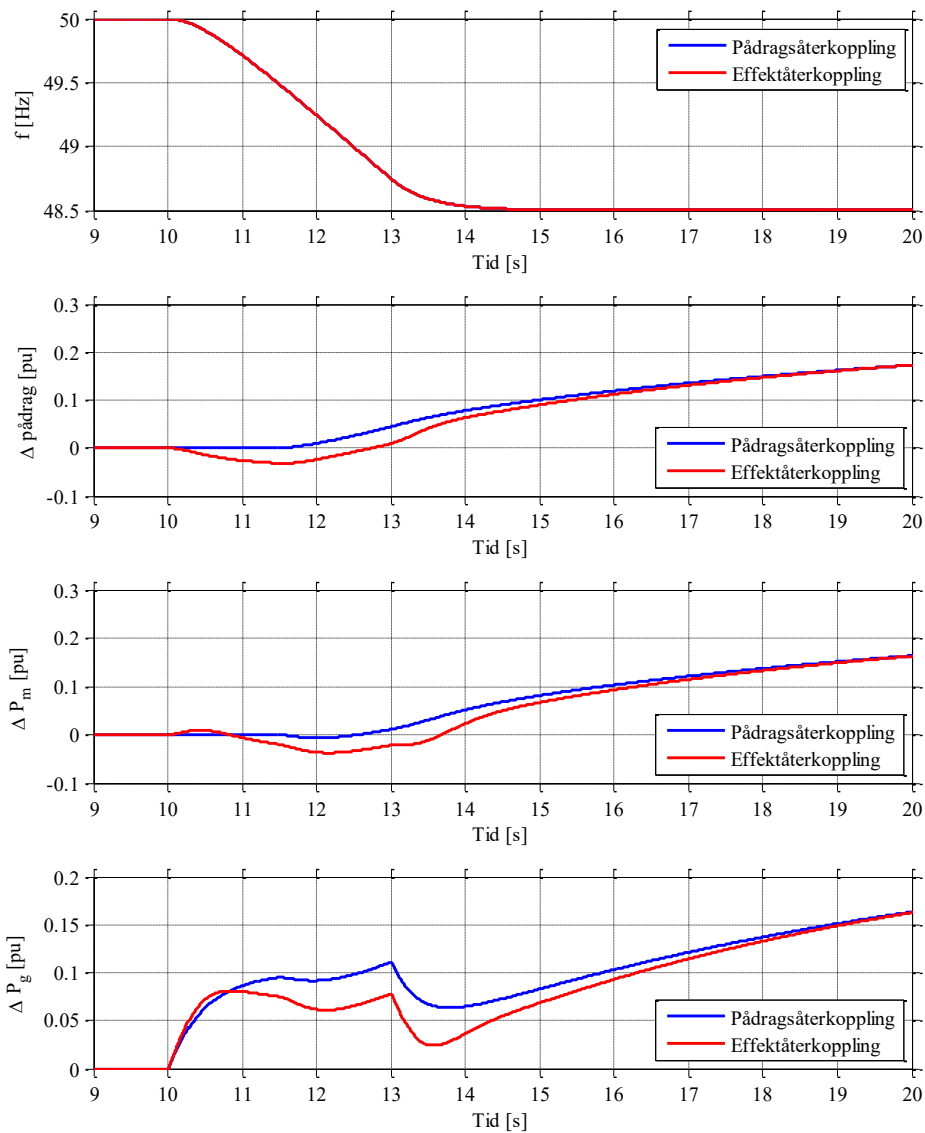
Jämförs beteendet av aktiv effektåterkoppling med pådragsåterkoppling vid frekvensändring 2 då ett frekvensdödband på 0,5 Hz inkluderas ses samma beteende som jämförelsen gav vid frekvensändring 1. Frekvensdödbandet kommer medföra att det dröjer ytterligare tid innan den aktiva effekteregleringen börjar reglera åt rätt håll. Det innebär att skillnaden i aktiv effekt ut på nätet, ΔP_g , mellan aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkopplingen kommer att bli större. Det innebär vidare att den energimängd som ”tappas” vid aktiv effektåterkoppling kommer att bli större. Jämförs även skillnaden i beteende mellan frekvensändring 1 och 2 kan ses att

frekvensändring 2, med dubbelt så hög frekvensderivata, gör att skillnaden i effekt ut på nätet blir än större.

Sammanfattningsvis konstateras att den negativa påverkan på kraftsystemet med aktiv effektåterkoppling blir större med frekvensdöband och högre frekvensderivata.



Figur 40 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdöband.



Figur 41 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 2 vid aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling med 0,5 Hz frekvensdödband, samma som Figur 40 fast annan tidsskala.

5.5 Summering av dynamiska egenskaper för frekvensreglering

I det här kapitlet har det visats att återkopplingen påverkar frekvensstyrningen i stor utsträckning genom följande punkter:

- Aktiv effektåterkoppling ger en initial respons i pådraget och mekanisk effekt ut från turbinen som är i fel riktning, vilket är ett oönskat beteende som motverkar trögheten i systemet.

- Ett frekvensdödband i frekvensregleringen (gäller för kraftproduktionsmoduler som inte normalt deltar i frekvensreglering utan bara levererar LFSM) medför att den negativa påverkan som fås på kraftsystemet av aktiv effektreglering blir än större.
- Ju högre frekvensderivata som fås i kraftsystemet desto större negativ påverkan kommer att fås från aktiv effektreglering.
- Vid kombination av hög frekvensderivata och frekvensdödband i frekvensregleringen, som gäller i situationer när kraftsystemet håller på att kollapsa, ger aktiv effektåterkoppling störst negativ påverkan på kraftsystemet.

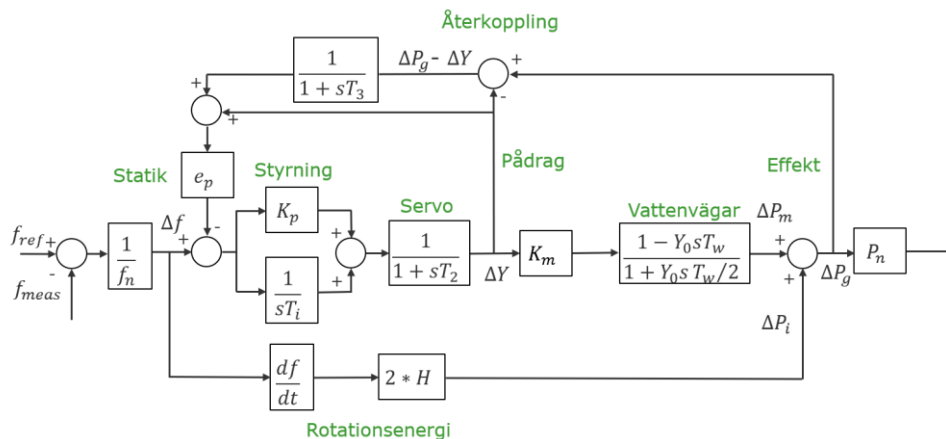
6 Alternativa lösningar för frekvensreglering

I kapitel 5 studerades frekvensreglering med återkoppling av pådrag eller aktiv effekt och i kapitel 4 visades att förhållandet mellan pådrag och aktiv effektproduktion från ett vattenkraftverk varierar kraftigt med belastningsnivån. Slutsatsen var att pådragsåterkoppling är att föredra vid snabb reglering (sekunder), men att denna reglering inte ger en korrekt statik i det stationära frekvenssvaret som krävs i enlighet med RfG.

I det här kapitlet presenteras därför exempel på möjliga lösningar för att uppnå en reglering som har både bra dynamiska egenskaper utifrån kraftsystemets behov men som också ger en statik hänfört till aktiv effekt som inte varierar med belastningsnivå.

6.1 Både pådrag och aktiv effektåterkoppling

En möjlig lösning för att få korrekt statik hänfört till aktiv effekt är att addera en filtrerad aktiv effektåterkoppling med en filtertidskonstant så pass stor att den dynamiska responsen inte påverkas men att den stationära statiken motsvarar den vid aktiv effektåterkoppling. Den kombinerade återkopplingen med både pådrag och aktiv effekt visas i Figur 42.



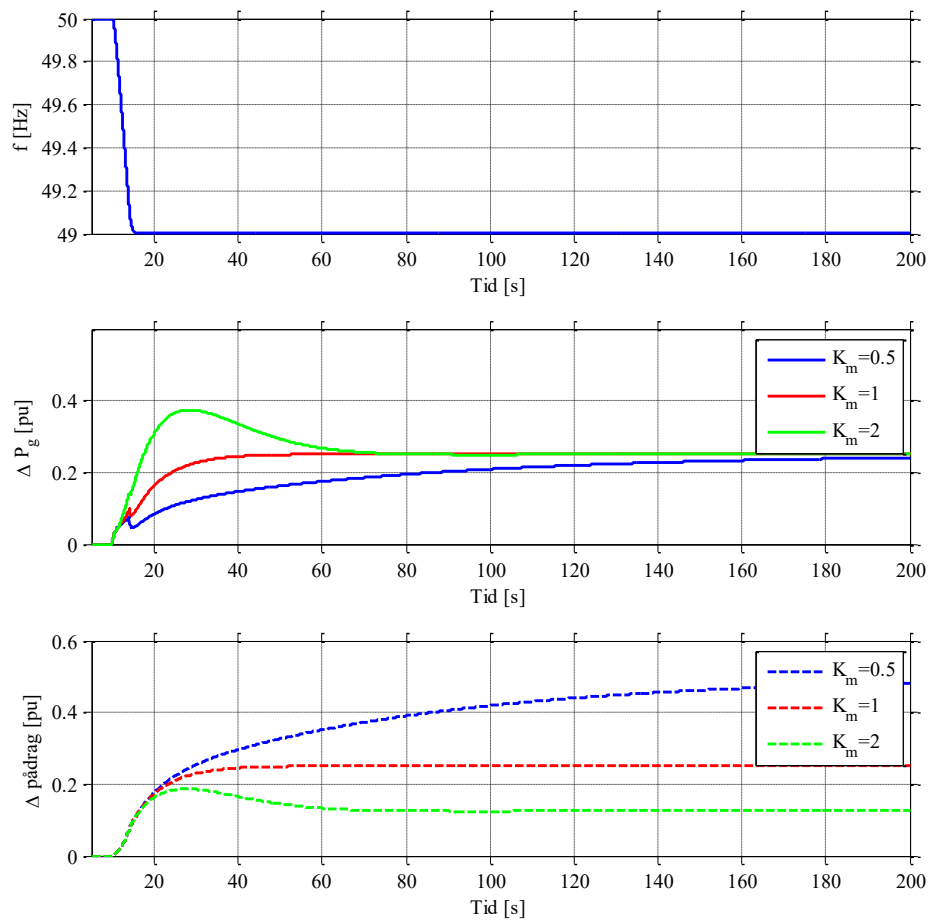
Figur 42 Öppet system för en vattenkraftstation med snabb återkoppling för pådrag och en långsam återkoppling för aktiv effekt, inkluderat faktor K_m .

I figuren ses att det finns en återkoppling både med pådraget och den aktiva effekten. Återkopplingen för pådraget är momentant och återkopplingen av aktiv effekt filtreras med en filtertidskonstant på 30 s. Studeras en stationär frekvensavvikelse kommer den stationära återkopplingen vara $\Delta Y + \Delta P_g - \Delta Y = \Delta P_g$, dvs. samma beteende som vid ren aktiv

effektåterkoppling som visades i kapitel 5. Vid en initial förändring av frekvensen kommer däremot filtret som finns i återkopplingen av aktiv effekt medföra att den snabba förändring som fås i den aktiva effekten, på grund av att rotationsenergin förändras, inte att slå igenom direkt i regleringen. Det initiala svaret från regleringen kommer således likna den respons som fås från ren pådragsåterkoppling som visades i kapitel 5.

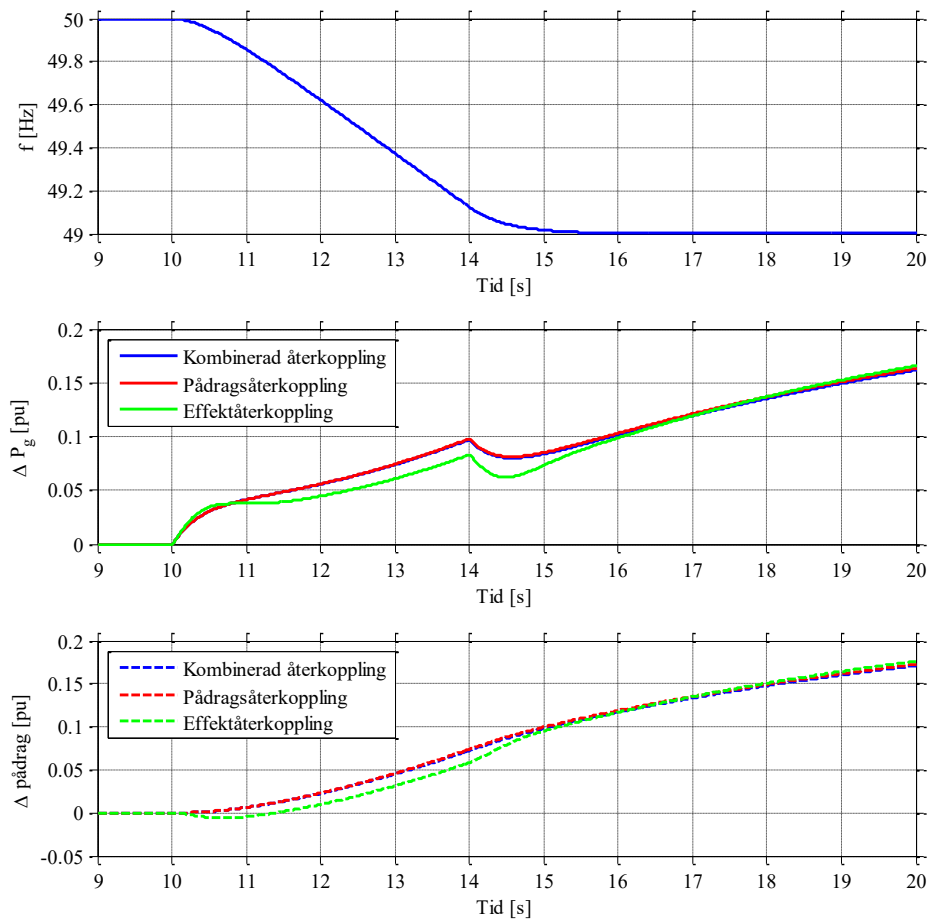
Svaret i elektrisk effekt ut på nätet, ΔP_g , och pådrag för frekvensändring 1 visas i Figur 43 för frekvensstyrning med kombinerad pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling. Simuleringarna är utförda då skalningsfaktorn varierats så att $K_m = 0,5$, $K_m = 1$ och $K_m = 2$.

I figuren ses att det initiala svaret i pådrag är samma för alla tre fall, vilket visar att den initiala responsen är samma som för en frekvensreglering med pådragsåterkoppling. Eftersom värdet på skalningsfaktorn K_m är olika kommer svaret i aktiv effekt skilja sig för samma svar i pådrag. För det stationära svaret i aktiv effekt kommer återkopplingen av aktiv effekt ge en konstant statik hänfört till aktiv effekt oberoende av värdet på skalningsfaktor K_m .



Figur 43 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 med kombinerad pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling. Notera att storleken på det initiala svaret kommer att bero av K_m . Detta kan försvåra uppfyllande av de tekniska kraven på FCR.

För att studera den initiala responsen vid en frekvensförändring, där det viktigaste för systemet är att inte motverka trögheten i systemet, visas aktiv effekt och pådrag vid $K_m=1$ för kombinerad återkoppling, ren pådragsåterkoppling och ren aktiv effektåterkoppling i Figur 44.

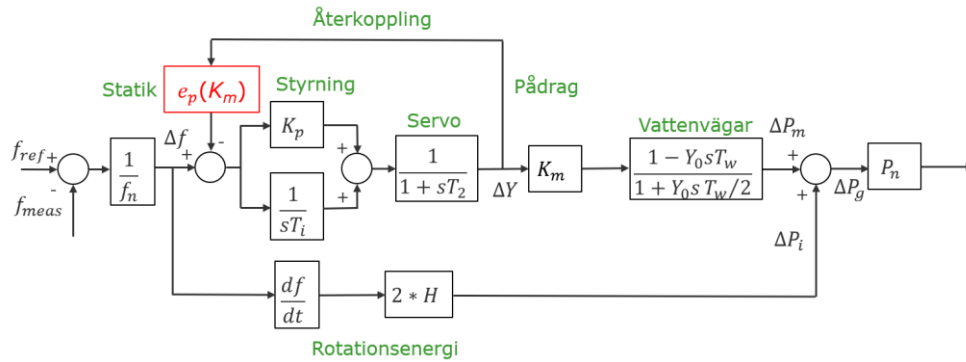


Figur 44 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 med kombinerad återkoppling jämfört med ren pådragsåterkoppling och ren aktiv effektåterkoppling.

För den initiala responsen vid en frekvensändring kommer regleringen med aktiv effektåterkoppling få en mindre ökning i den aktiva effekten än både den kombinerade återkopplingen samt den aktiva effektåterkopplingen.

6.2 Justering av statiken för pådraget

En annan möjlig lösning för att åstadkomma en statik hänfört till aktiv effekt som inte varierar med belastningsnivån är att justera statiken hänfört till pådraget, $e_p(K_m)$, för att kompensera för värdet på skalningsfaktor K_m vilket visas enligt Figur 45.



Figur 45 Öppet system för en vattenkraftstation med frekvensstyrning med pådragsåterkoppling med varierande statik för att kompensera för K_m .

Att använda tabeller för att beskriva förhållandet mellan aktiv effekt och pådrag används redan idag av vissa producenter. Referensvärdet för pådraget, Y_{ref} , tas då fram från en tabell utifrån det önskade värdet för aktiv effekt, P_{ref} , samt aktuella driftförhållanden som tex fallhöjd.

Som redovisades i kapitel 4 beskriver skalningsfaktorn, K_m , den aktiva effektförändringen från turbinen, ΔP_m , utifrån en pådragsförändring, ΔY . K_m kan således ses som en derivata som varierar med pådraget, K , men som även är beroende av fallhöjden, H .

$$K_m(Y, H) = \frac{dP_m}{dY}(Y, H) \text{ [pu]}$$

För värden på K_m som avviker från 1 måste statiken hänfört till pådraget, e_{pY} , justeras för att den önskade statiken hänfört till aktiv effekt, e_{pp} , ska uppnås. Statiken, e_{pp} , är definierad som:

$$e_{pp} = \frac{|\Delta f|}{|\Delta P|} \text{ [pu]}$$

och statiken e_{pY} är definierad som:

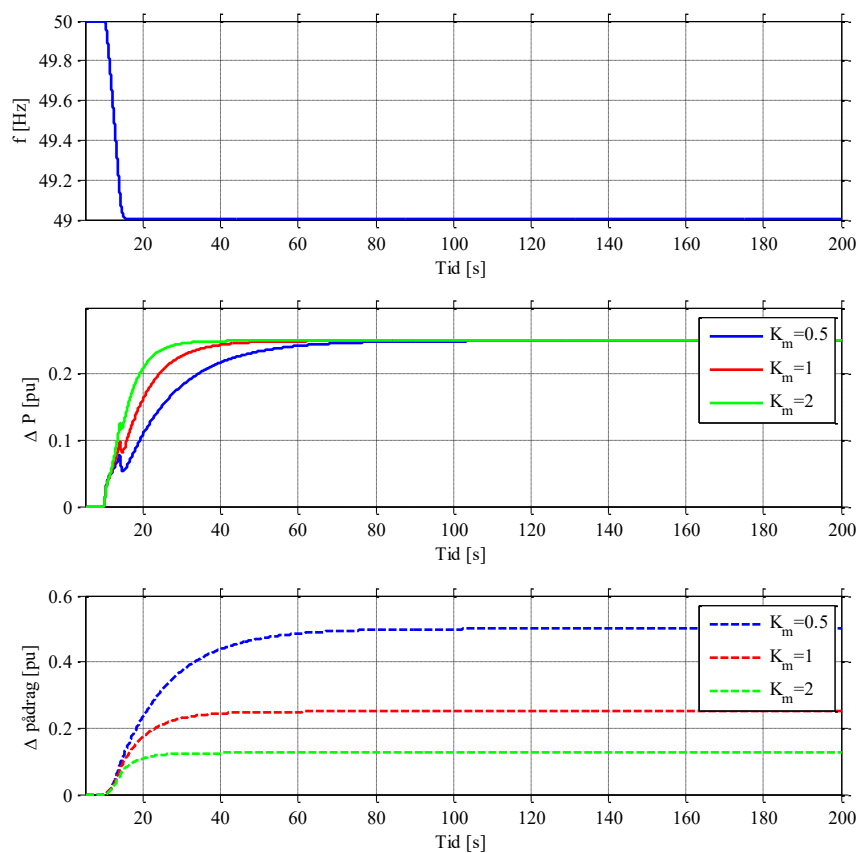
$$e_{pY} = \frac{|\Delta f|}{|\Delta Y|} \text{ [pu]}$$

För att få fram en statik e_{pp} som ska vara konstant och oberoende av pådraget sker omräkning enligt:

$$e_{pY}(Y, H) = K_m(Y, H) \cdot e_{pp} \text{ [pu]}$$

Variationen av $e_{pY}(Y, H)$ läggs lämpligen in i en tabell som används i turbinregulatorn. Eftersom pådragsförändringarna vid frekvensreglering är relativt begränsade bör det vara rimligt att justera statiken e_{pY} då pådragsbörvärdet, Y_{ref} , justeras. Svaret i aktiv effekt och pådrag för frekvensändring 1 visas i Figur 46 vid kompensation av värdet på statiken för

$K_m = 0,5$, $K_m = 1$ och $K_m = 2$. Som kan ses kommer det dynamiska beteendet att variera en del för olika värden på K_m . Däremot kommer det stationära värdet i aktiv effektförändring, ΔP_m , att bli samma för samtliga värden på K_m . För att detta ska ske måste således förändringen i pådrag, ΔY , variera med K_m . I simuleringen har inte justering skett av andra parametrar än statiken. Om justeringen även sker av andra parametrar i turbinregulatorn, så att även de varierar med K_m , bör det finnas möjligheter att även den dynamiska responsen kommer att variera mindre mellan de olika värdena på K_m .



Figur 46 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 med varierande statik för att kompensera för K_m .

6.3 Summering av alternativa lösningar för frekvensreglering

I det här kapitlet har det visats att en enkel frekvensreglering med pådragsåterkoppling kan justeras för att uppfylla kravet på konstant statik genom att exempelvis:

- Addera en filtrerad aktiv effektåterkoppling med en filtertidskonstant så pass stor att den dynamiska responsen inte påverkas men att den stationära statiken motsvarar den vid aktiv effektåterkoppling.
- Justera värdet på statiken vid pådragsåterkoppling så att statiken hänfört till aktiv effekt uppnår det önskade värdet.
- För att uppfylla kraven för leverans av FCR är det önskvärt att få ett så likartat transient svar som möjligt. Detta är troligen lättare att åstadkomma genom att justera värdet på statiken i kombination med övriga regulatorparameterar än genom att tillämpa en långsam effektåterkoppling.

7 Parametervariationer

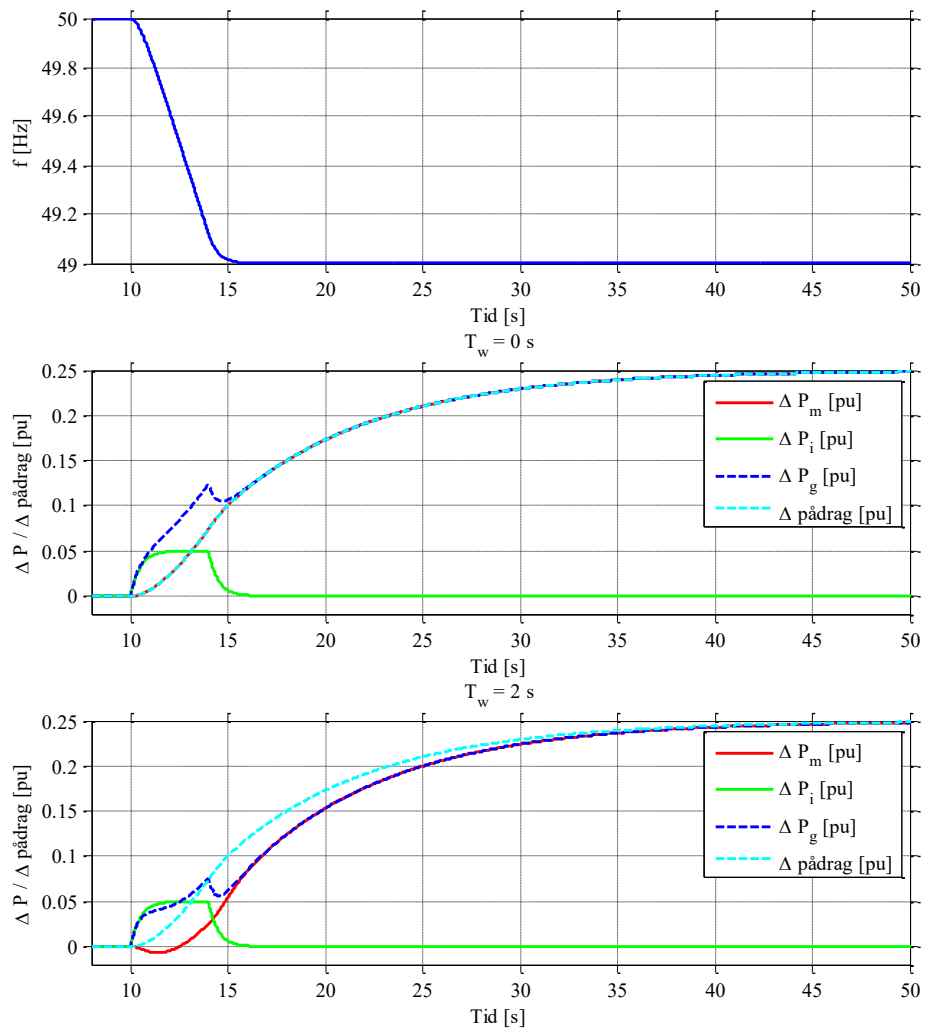
Det dynamiska svaret på en frekvensändring är beroende av flera olika parametrar i det undersökta systemet. I detta kapitel studeras hur de olika parametrarna påverkar det dynamiska svaret från frekvensregleringen för både pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling.

Systemet som används visas i Figur 15 och de parametervärden som används, när inget annat anges, är de värden som tidigare listats i avsnitt 5.1.

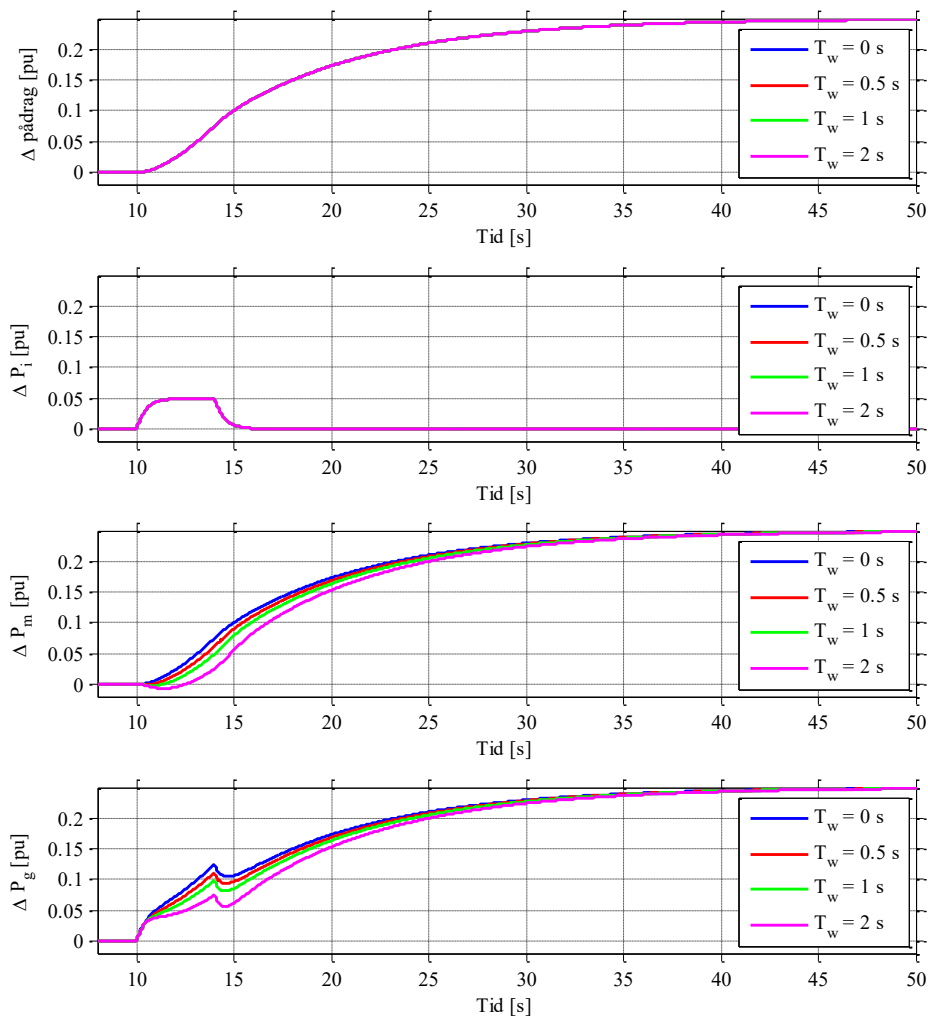
7.1 Frekvensreglering med pådragsåterkoppling

För att se hur dynamiken i vattenvägarna påverkar effektsvaret varieras värdet på vattentidskonstanten T_w till 0, 0,5, 1 och 2 s. Resultatet från simuleringarna visas i Figur 47 och Figur 48. Som kan ses fås till en början att den mekaniska effekten minskar ut från turbinen och detta beror på dynamiken i vattenvägarna där vattnet först måste accelereras innan det resulterar i en effekthöjning. Detta fenomen benämns inom reglertekniken som ”icke minimum fas”. Påverkan från detta beteende blir större ju längre vattentidskonstanten, T_w , är vilket påverkarkravställningen i RfG att en respons i aktiv effekt ska fås inom 2 s efter det att en åtgärd påbörjas, i annat fall ska ägaren av kraftproduktionsanläggningen tillhandahålla styrkande teknisk information som visar varför en längre tid behövs.

Vid pådragsåterkoppling påverkas inte pådraget eller förändringen i rotationsenergi, ΔP_i , av en förändring av vattentidskonstanten, T_w . Däremot påverkas den mekaniska effekten, ΔP_m , (efter vattenvägarna) och därmed också den totala förändringen i aktiv effekt, ΔP_g .



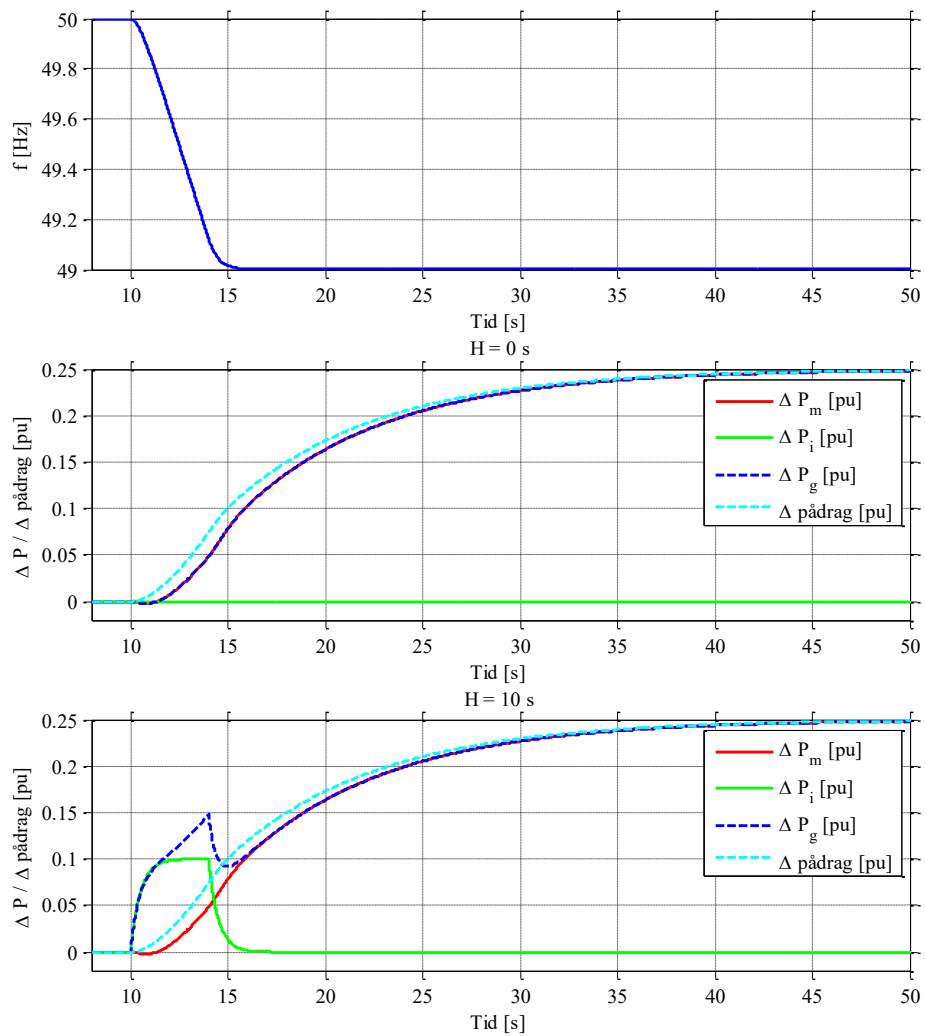
Figur 47 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling och variation av vattentidskonstanten T_w .



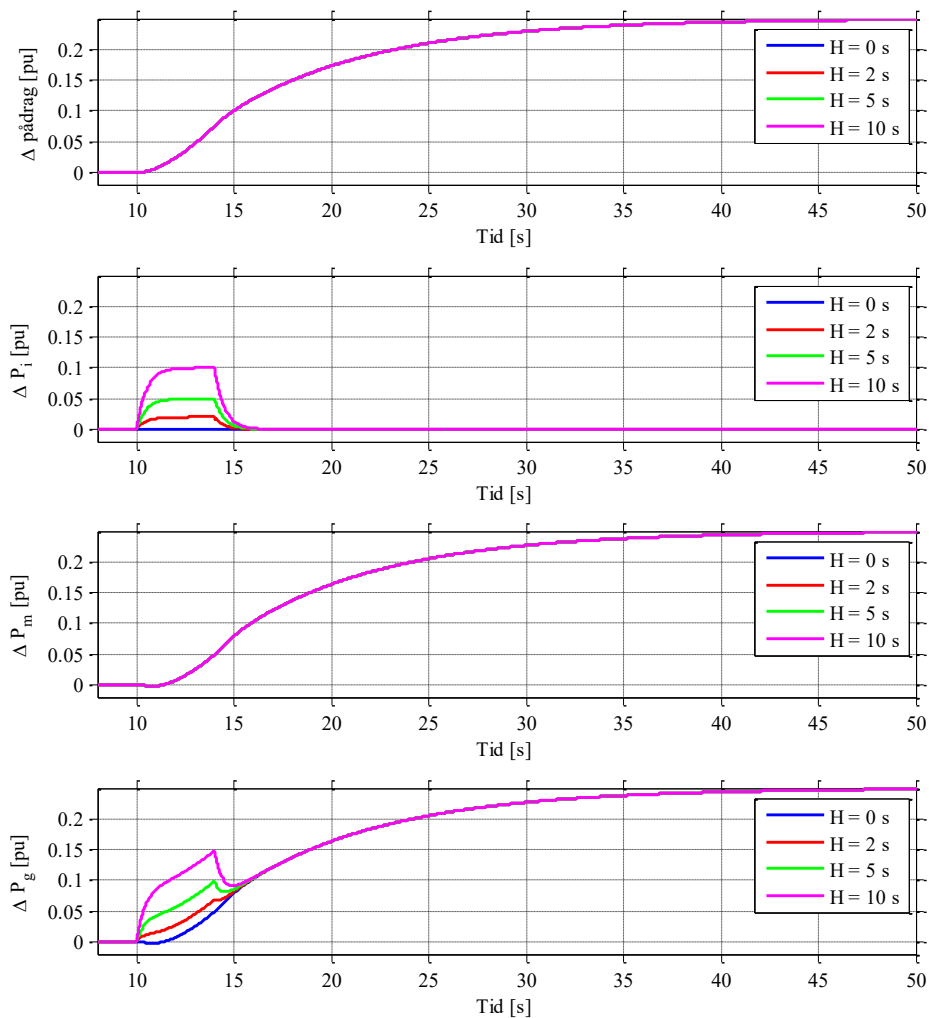
Figur 48 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling och variation av vattentidskonstanten T_w .

För att se hur tröghetstidskonstanten H påverkar effektsvaret varierar den med värdena 0, 2, 5 och 10 s vilket visas i Figur 49 och Figur 50.

Vid en variation av tröghetstidskonstanten H fås en större minskning av rotationsenergin vid ett högre värde på H (detta beror på att ju högre H desto mer rotationsenergi finns upplagrat i turbin och generator, den procentuella förändringen kommer däremot att vara oberoende av storleken på H) vilket resulterar i att effektökningen, ΔP_i , kommer att öka med ökande H värde. Detta påverkar den totala uteffekten, ΔP_g , men eftersom det är pådraget som är återkopplat påverkar det inte regleringen av pådraget.

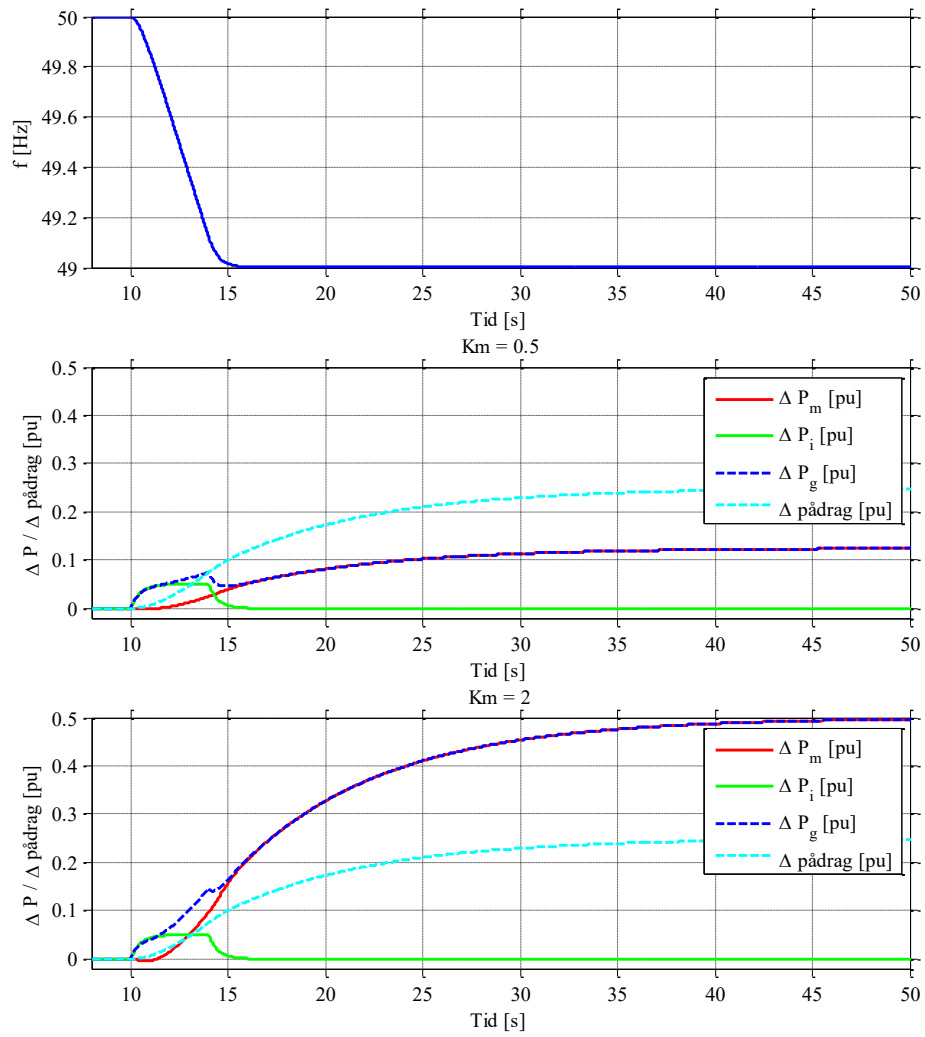


Figur 49 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling och variation av tröghetstidskonstanten H .

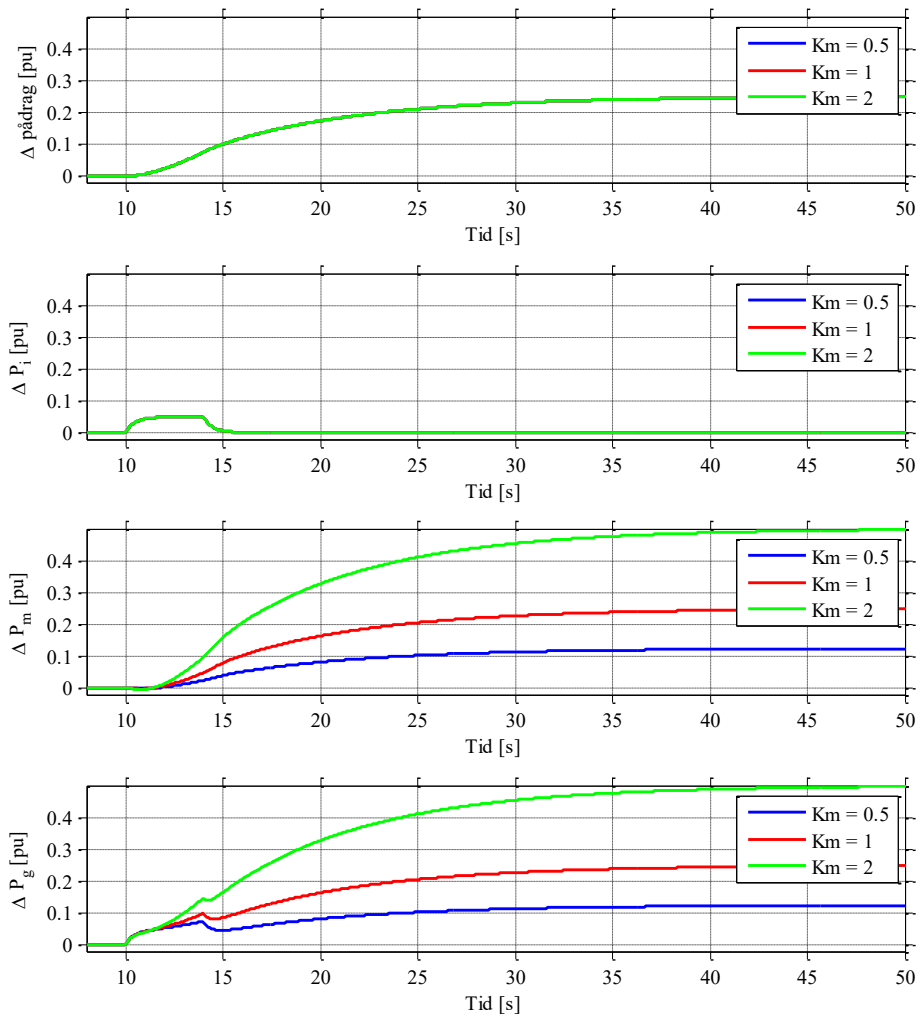


Figur 50 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling och variation av tröghetstidskonstanten H .

För att se hur skalningsfaktorn K_m påverkar effektsvaret varieras den med värdena 0,5, 1, och 2 vilket visas i Figur 51 och Figur 52. Som kan ses kommer ett ökande värde på K_m att ge en ökande aktiv effektrespons från turbinen, ΔP_m . Eftersom det är pådraget som är återkopplat så kommer denna variation inte ha någon påverkan på regleringen av pådraget. Som även kan ses kommer stationärvärdet att uppnås lika fort oavsett värdet på K_m .



Figur 51 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling och variation av skalningsfaktorn K_m .

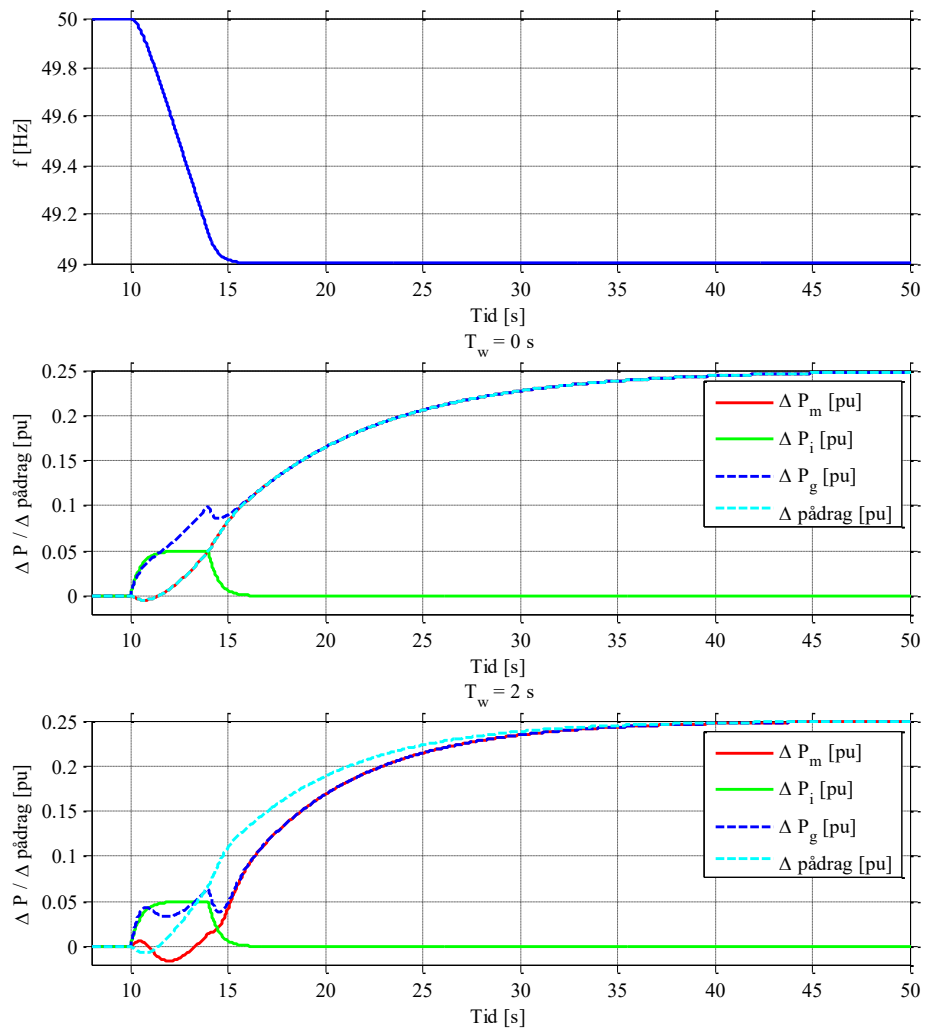


Figur 52 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsåterkoppling och variation av reglerstyrkan K_m .

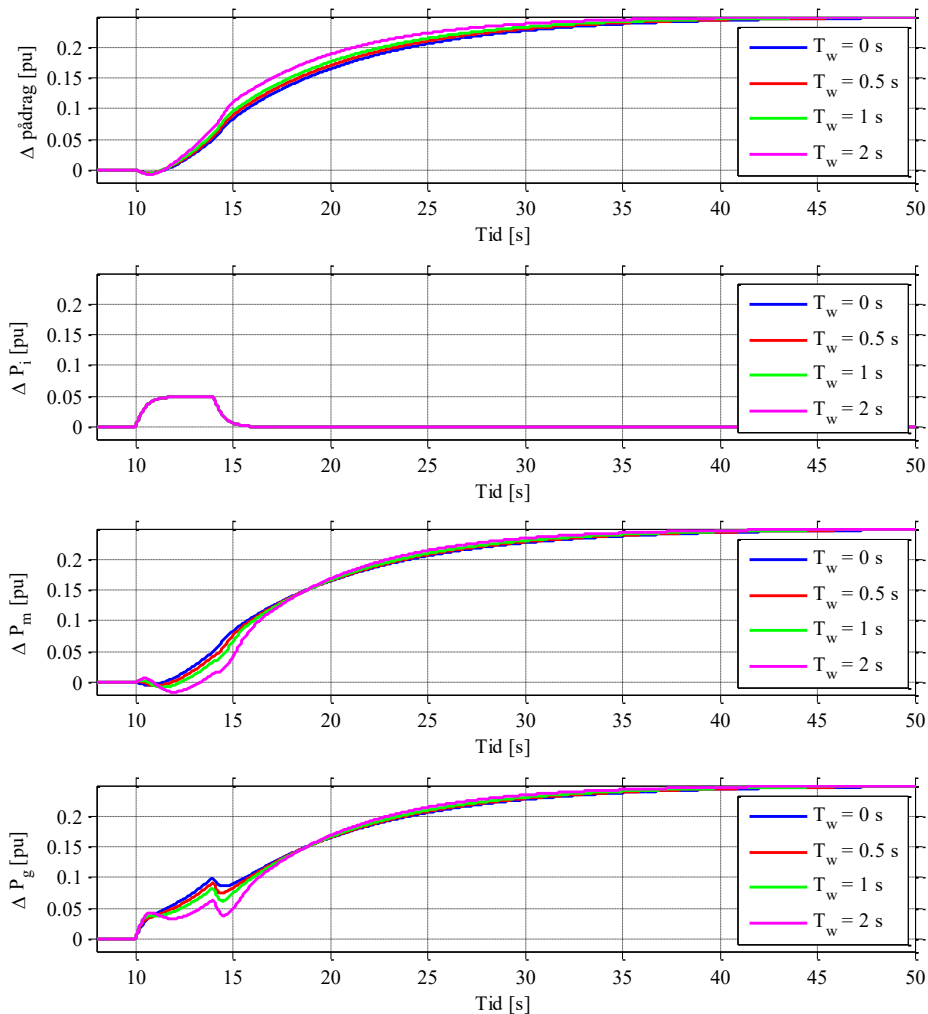
7.2 Frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling

För att se hur dynamiken i vattenvägarna påverkar effektsvaret varieras värdet på vattentidskonstanten T_w till 0, 0,5, 1 och 2 s vilket visas i Figur 53 och Figur 54.

Förändringen i rotationsenergi, ΔP_i , påverkas inte av en förändring av vattentidskonstanten men den mekaniska effekten ut från turbinen, ΔP_m , och därmed även den elektriska effekten ut från generatorn påverkas. Eftersom turbinregulatorn använder aktiv effektåterkoppling kommer därför pådraget också att påverkas, vilket inte var fallet vid pådragsåterkoppling.



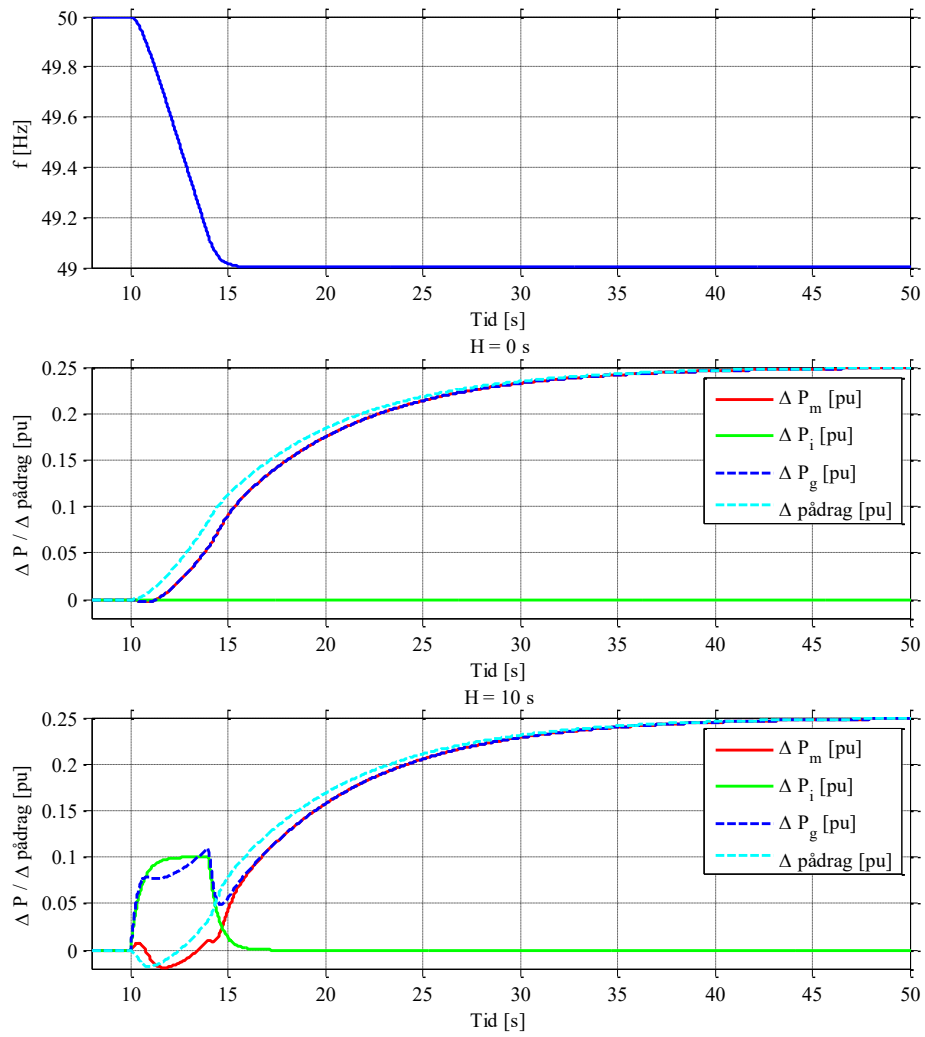
Figur 53 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling, variation av vattentidskonstanten T_w .



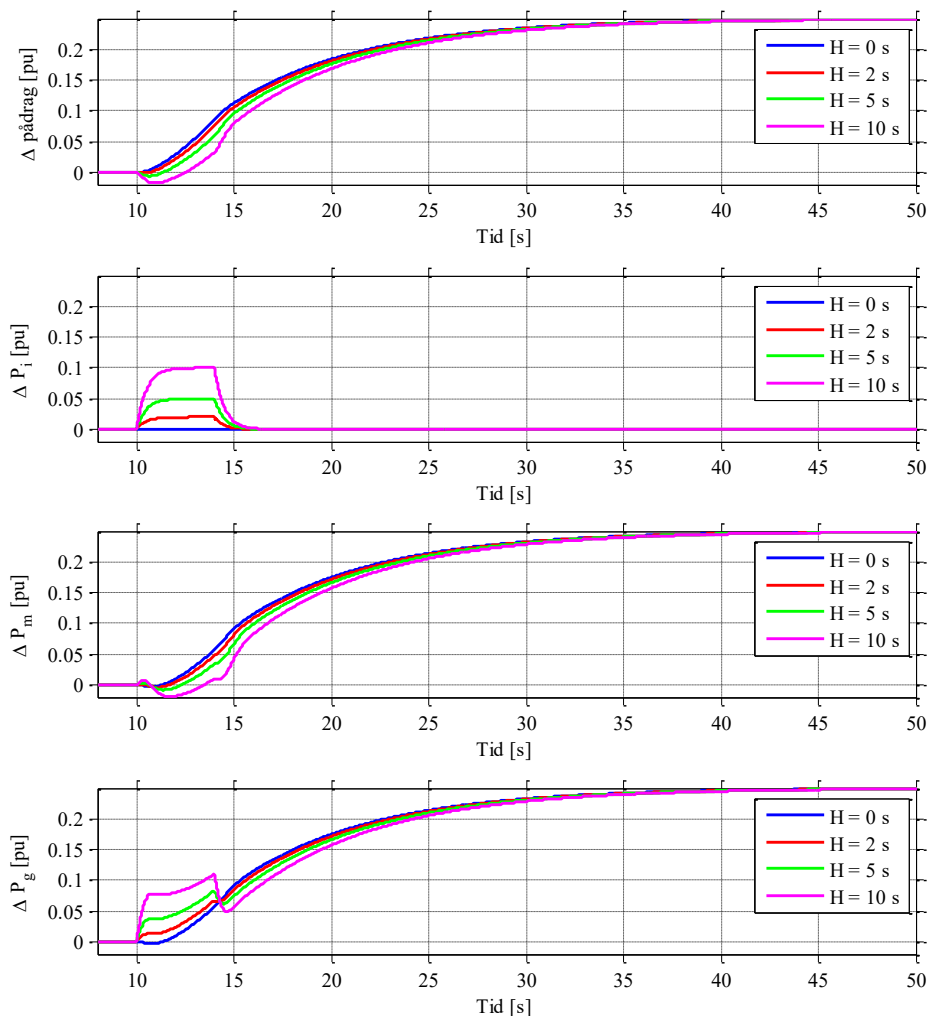
Figur 54 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling, variation av vattentidskonstanten T_w .

För att se hur tröghetstidskonstanten, H , påverkar effektsvaret varieras den med värdena 0, 2, 5 och 10 s vilket visas i Figur 55 och Figur 56.

Vid en förändring i tröghetstidskonstanten, H , påverkas förändringen av rotationsenergi vilket gör att effekten, ΔP_i , kommer att öka med ökande tröghetstidskonstant. Eftersom förändringen av rotationsenergin varierar kommer detta även resultera i att effekten ut från generatorn, ΔP_g , kommer att variera. Eftersom turbinregulatorn arbetar med aktiv effektåterkoppling kommer detta innebära påverkan på regleringen. Som kan ses kommer både pådrag och därmed mekanisk effekt ut från turbinen samt elektrisk effekt ut från generatorn att påverkas. Vid ett högre H -värde ökar rotationsenergin, så att en högre effekt regleras bort genom minskning av pådraget. Detta är något som inte är önskvärt för kraftsystemet.



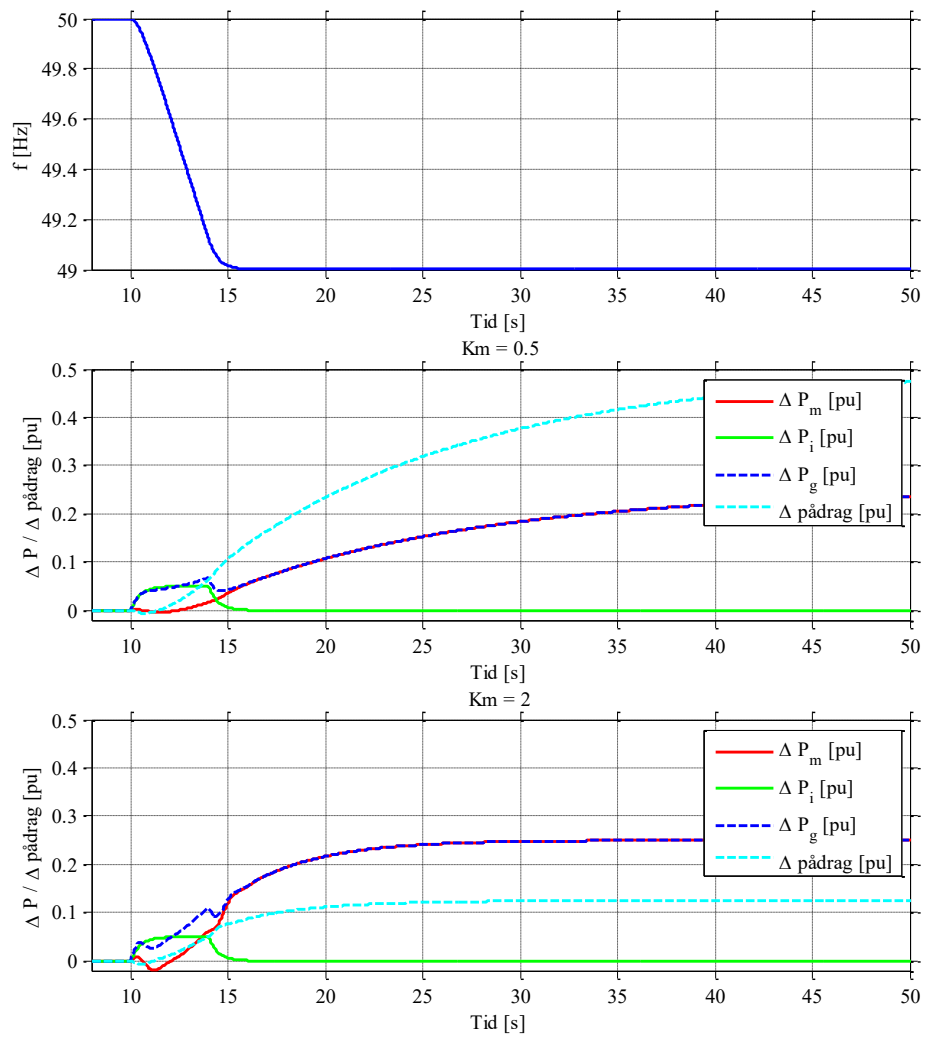
Figur 55 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling, variation av tröghetstidskonstanten H .



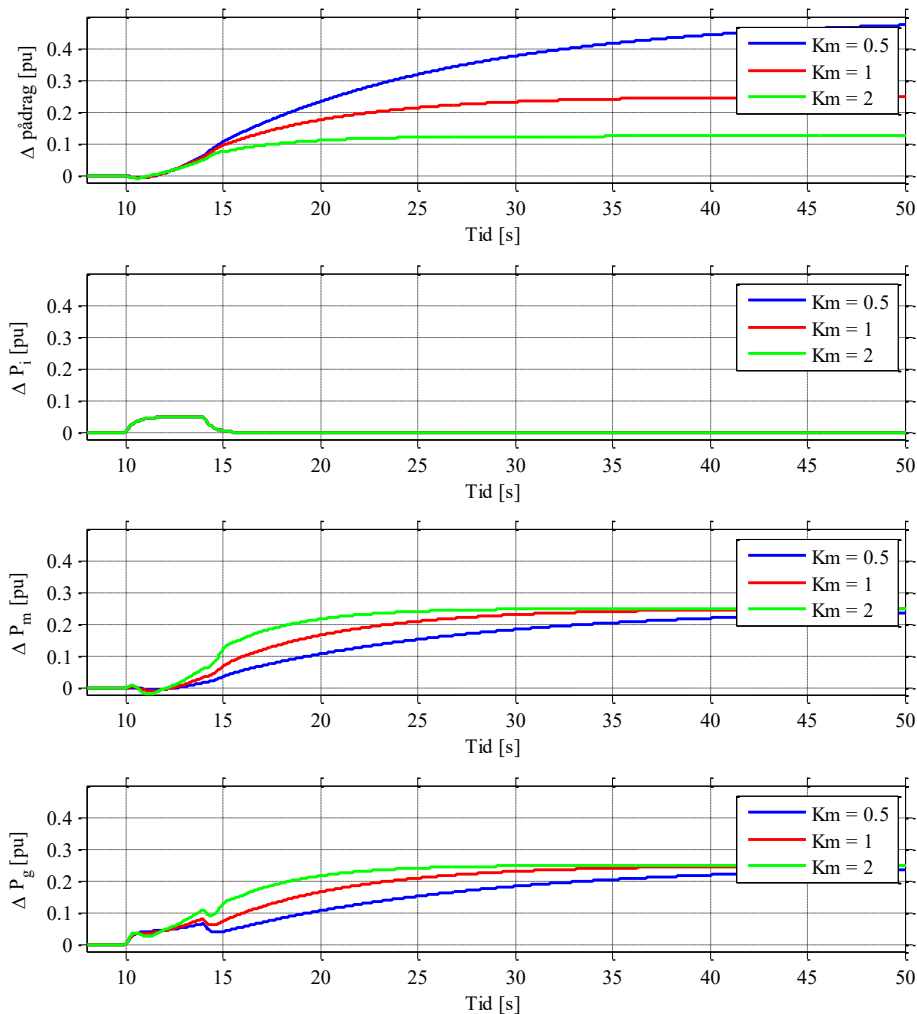
Figur 56 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling, variation av tröghetstidskonstanten H .

För att se hur skalningsfaktorn K_m påverkar effektsvaret varieras den med värdena 0,5, 1, och 2 vilket visas i Figur 57 och Figur 58.

Då skalningsfaktorn K_m ändras så kommer den aktiva effektåterkopplingen se till att det stationära effektsvaret i aktiv effekt blir samma oavsett värdet på K_m . För att åstadkomma detta krävs att förändringen i pådrag blir olika för de olika värdena på K_m . Det stationära beteendet skiljer sig därmed kraftigt från det beteendet som fås vid pådragsåterkoppling då förändringen i pådrag kommer att bli lika oavsett värde på K_m medan förändringen i aktiv effekt kommer att variera med varierande K_m .



Figur 57 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling, variation av reglerstyrkan K_m .



Figur 58 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektåterkoppling, variation av reglerstyrkan K_m .

7.3 Summering av parametervariationer

I det här kapitlet har det visats vilka parametrar som påverkar regleringen vid aktiv effektåterkoppling respektive pådragsåterkoppling. De resultat som framkommit är:

- Vattentidskonstanten, T_w , påverkar fördröjningen av aktiv effekt jämfört med pådraget. Därför påverkar en variation av T_w regleringen vid aktiv effektåterkoppling men inte vid pådragsåterkoppling. Oberoende av återkoppling ökar fördröjningen för det svar som fås i aktiv effekt med ett ökat värde på T_w .

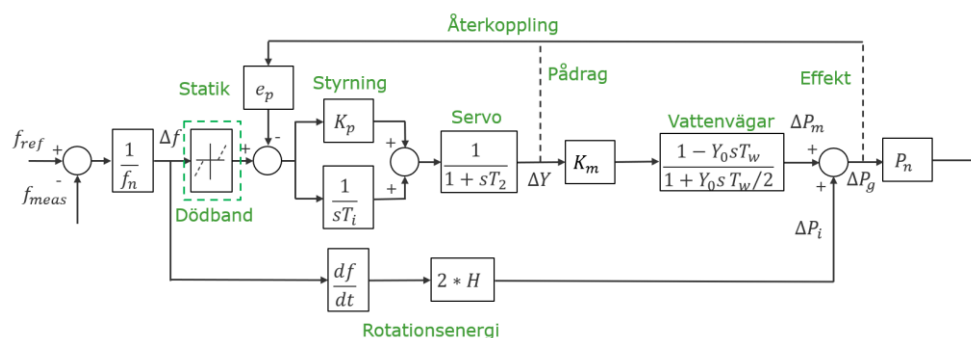
- Tröghetstidskonstanten, H , påverkar den resulterande förändringen av rotationsenergi som en funktion av en frekvensderivata. Vid pådragsåterkoppling påverkar inte värdet av H regleringen. Vid aktiv effektåterkoppling däremot ger ett större värde på H ett större reglersvar åt fel håll.
- Värdet på K_m ger förhållandet mellan en förändring i aktiv effekt och en förändring i pådrag. Om $K_m \neq 1$ kommer den variabel som är återkopplad få den inställda statiken. Vid en återkoppling av pådraget kan statiken hänförd till aktiv effekt avvika från det inställda värdet.

8 Effektreglering med olika återkoppling

I tidigare kapitel har frekvensreglering studerats vid olika val av återkoppling i turbinregulatorn. I detta kapitel kommer motsvarande studier att ske då turbinregulatorn är i driftmod effektreglering.

8.1 Dynamiskt frekvenssvar vid aktiv effektåterkoppling

Frekvensreglering som beskrivits tidigare har som syfte att motverka förändringar i frekvensen i kraftsystemet. Funktionen implementeras i turbinregulatorn eftersom det är ett krav enligt RfG och EIFS 2018:2 för att få ansluta kraftproduktionsmodulen, eller så implementeras funktionen för att kunna sälja stödtjänster för frekvensreglering som exempelvis FCR-N och FCR-D. För nya och uppgraderade kraftproduktionsmoduler ska frekvensregleringsfunktioner finnas implementerade men det finns ett flertal äldre kraftproduktionsmoduler som har effektreglering, vilket innebär att den aktiva effekten eller pådraget ut ifrån kraftproduktionsmodulen regleras till önskat värde. Detta gäller även för kraftproduktionsmoduler som har frekvensregleringsfunktionen avstängd då de inte sålt FCR. Vid effektreglering är styrsignalen in till turbinregulatorn inte beroende av frekvensen utan den uppmätta aktiva effekten ut från generatoren/pådraget jämförs med ett inställt effektbörvärde/pådragsbörvärde. För att studera hur en kraftproduktionsmodul i effektreglering påverkas utav en frekvenstörning antas att effektregleringen implementeras genom att lägga in ett stort frekvensdödband för frekvensavvikelsen som visas i Figur 59.



Figur 59 Öppet system för en vattenkraftstation med effektstyrning med återkoppling med antingen pådrag eller aktiv effekt, inkluderat faktorn K_m .

Notera att frekvensen i systemet fortfarande påverkar rotationsenergin även om frekvensen är innanför frekvensdödbandet och därmed inte frekvensen har

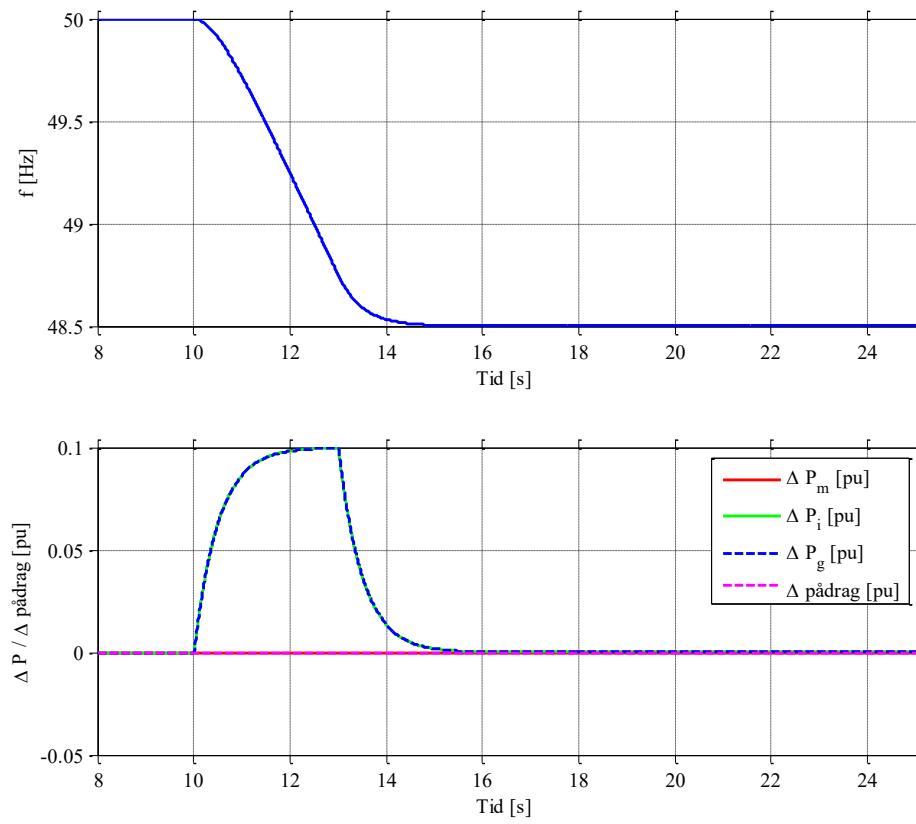
någon inverkan på regleringen. På samma sätt som för frekvensreglering kan vid effektregering återkoppling ske antingen via pådrag eller via aktiv effekt.

Först studeras svaret vid en frekvensändring med originalparametrarna där resultaten visas för frekvensändring 1 med pådragsåterkoppling i Figur 60 och med aktiv effekttåterkoppling i Figur 61.

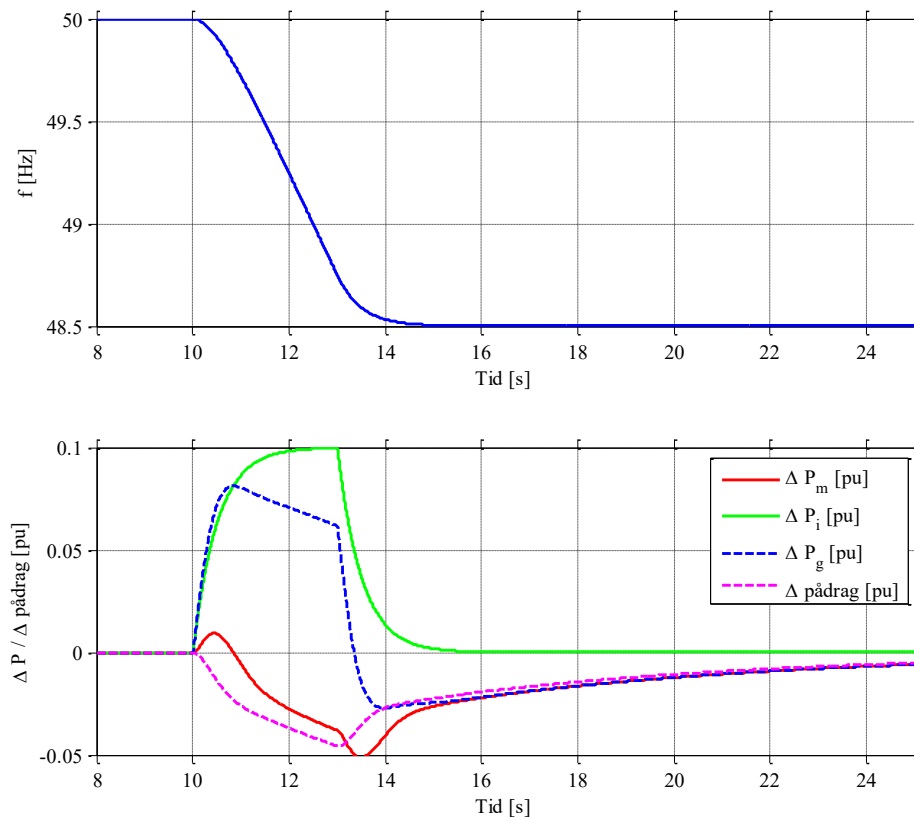
Vid effektregering och pådragsåterkoppling som visas i Figur 60 kommer förändringen i frekvens ge en ändrad rörelseenergi och därmed fås en effektförändring, ΔP_i , som även resulterar i en ökad uteffekt från generatoren, ΔP_g , under frekvensändringen. Detta är en respons som är önskvärd för systemet, dvs. rotationsenergin motverkar frekvensförändringen i kraftsystemet. Däremot kommer regleringen inte att känna av den ändrade elektriska effekten eftersom turbinregulatorn använder pådragsåterkoppling och pådraget kommer att vara konstant under frekvensändringen.

För effektregering med aktiv effekttåterkoppling som visas i Figur 61 kommer samma frekvensändring ge samma förändring i rörelseenergi vilket innebär en effektförändring, ΔP_i , som även resulterar i en ökad uteffekt från generatoren, ΔP_g . Däremot så kommer den aktiva effekttåterkopplingen känna av den ökade elektriska uteffekten och en ökad uteffekt resulterar i ett minskat pådrag för att återställa den elektriska uteffekten till önskat aktivt effektbörvärde. Detta gör att den mekaniska effekten ut från vattenvägarna minskar och därmed minskar även uteffekten jämfört med fallet som har pådragsåterkoppling.

Regleringen kommer således att motverka rotationsenergens bidrag till stabiliseringen av kraftsystemet. Detta är ett oönskat beteende ur kraftsystemets synvinkel. Beteendet är dessutom tvärtemot den stödtjänst FFR som Svk köper in i situationer med låg rotationsenergi i kraftsystemet.



Figur 60 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid pådragsreglering.



Figur 61 Dynamiskt effektsvar på frekvensändring 1 vid aktiv effektregering.

8.2 Summering av dynamiskt beteende vid effektregering

I det här kapitlet har det dynamiska svaret för en frekvensavvikelse visats för effektregering med aktiv effektåterkoppling respektive pådragsåterkoppling. Utifrån studierna kan följande slutsatser dras:

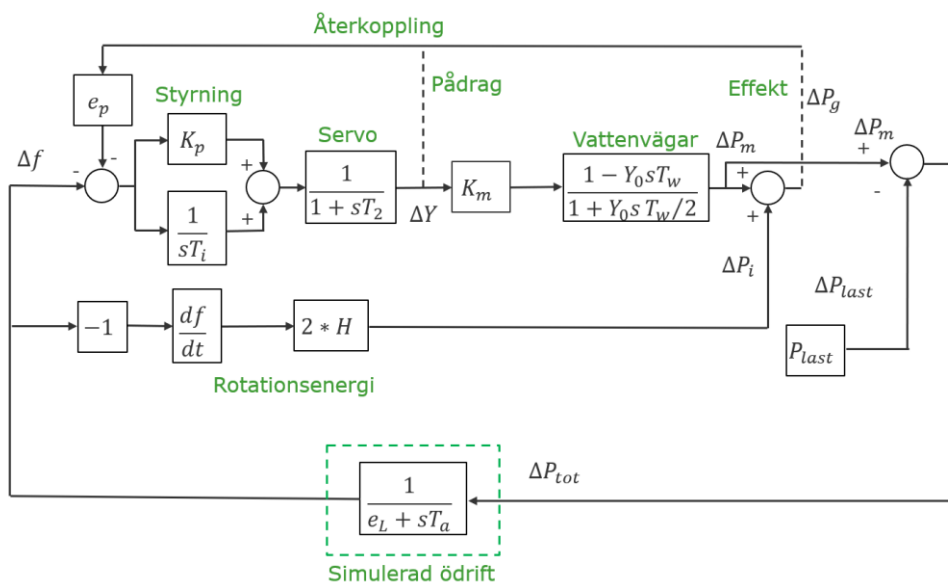
- Vid effektregering med pådragsåterkoppling kommer regleringen inte att känna av förändringen i frekvens och pådraget kommer inte heller att förändras. Den aktiva effekten kommer förändras med förändringen i rörelseenergi, vilket är ett önskat beteende för kraftsystemet.
- Vid effektregering med aktiv effektåterkoppling kommer regleringen att känna av den ökade uteffekten som är ett resultat av förändringen i rörelseenergi. Effektregeringen kommer då att minska pådraget för att kompensera för den ökade uteffekten, vilket är ett önskat beteende för kraftsystemet.

9 Prestanda vid ödrift

I föregående kapitel studerades en modell av ett öppet reglersystem för en vattenkraftstation där frekvensen i systemet inte påverkas av effekten ut från vattenkraftstationen. För att studera påverkan av pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling i ett slutet system görs en enkel modell av ett system i ödrift. Detta system kan antingen representera ett mindre system i ödrift med en enda generator eller ett större system där alla generatorer beter sig på exakt samma sätt.

9.1 Simuleringsmodell

Vid simuleringar för ödrift används ett slutet system enligt Figur 62 där en simulerad ödrift har lagts till jämfört med simuleringarna på det öppna systemet.



Figur 62 Slutet system för en vattenkraftstation i ödrift med återkoppling med antingen pådrag eller aktiv effekt.

I simuleringarna används följande parametrar om inget annat anges:

$$f_n = 50 \text{ Hz}$$

$$P_n = 80 \text{ MW}$$

$$K_p = 3$$

$$T_i = 10/3 \text{ s}$$

$$T_2 = 0,2 \text{ s}$$

$$T_w = 1,0 \text{ s}$$

$$Y_o = 0,6$$

$$H = 5 \text{ s}$$

$$K_m = 1$$

$$T_a = 2 \cdot H$$

$$e_L = 0$$

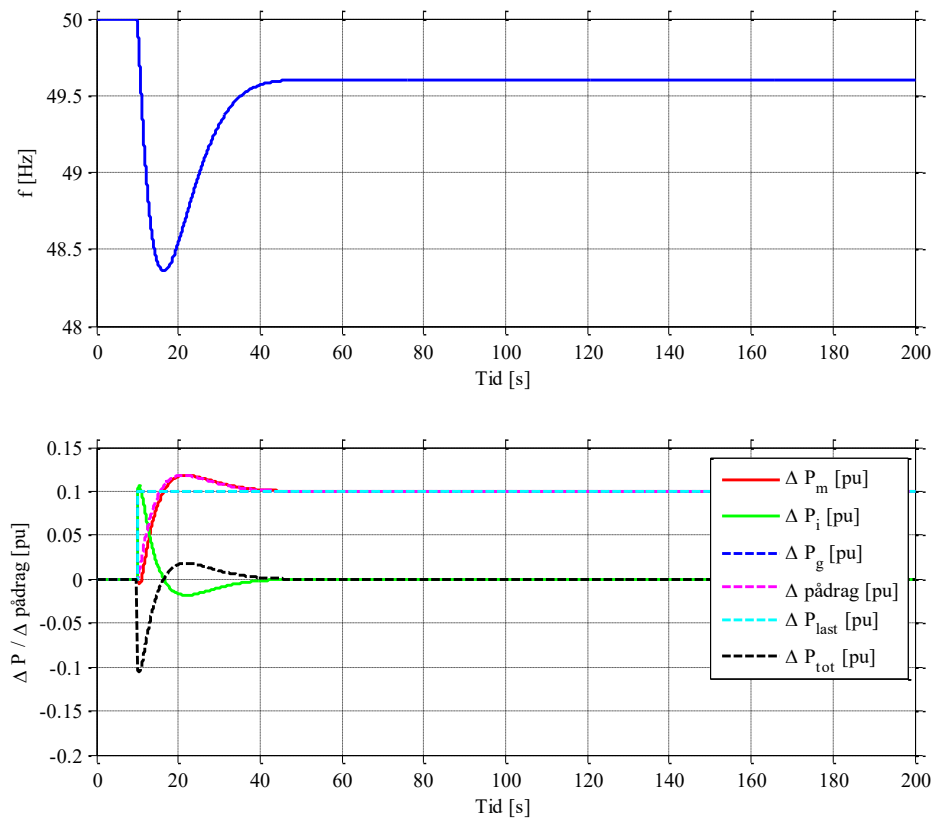
$$e_p = 0,08$$

Alla värden i simuleringen är i pu så normeringen med f_n och P_n som tidigare visats i modellen används inte.

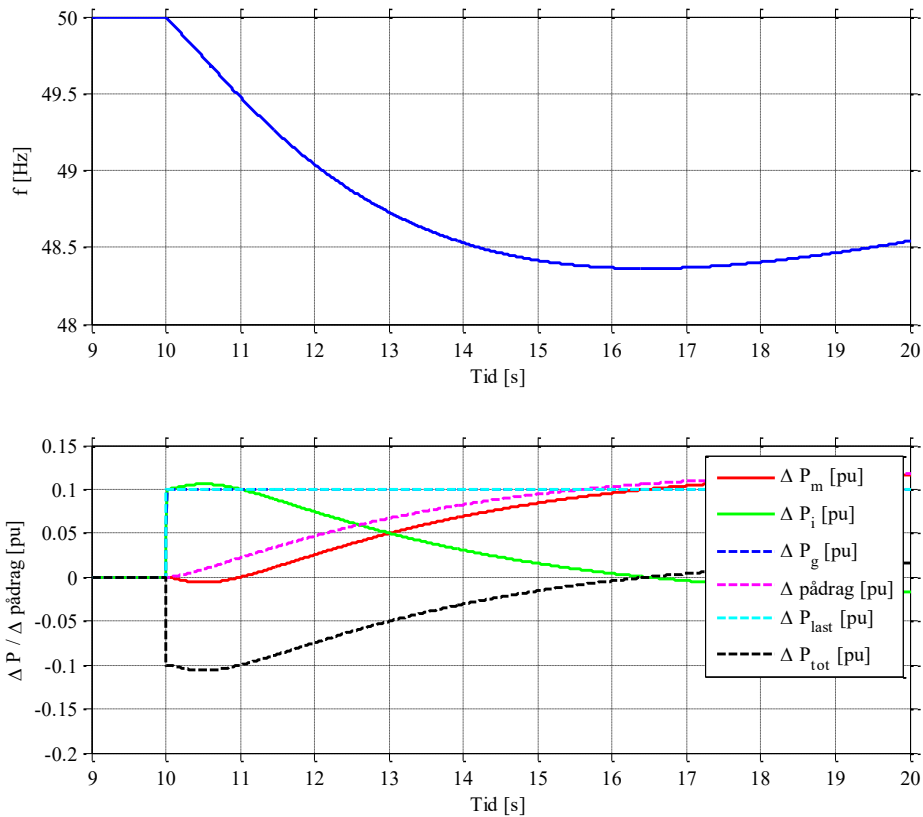
9.2 Laststeg vid pådragsåterkoppling

För att testa systemets prestanda i ödrift görs ett steg i lasten, ΔP_{last} med 0,1 pu. Resultaten från simuleringen vid pådragsåterkoppling visas i Figur 63 och Figur 64.

Vid en momentan ökning av lasten, ΔP_{last} , i ett steg kommer all ökning av effekt från lasten initialt att komma från en minskning i rotationsenergin vilket ger effekten, ΔP_i . När systemet bromsas kommer frekvensen att sjunka vilket gör att turbinregulatorn kommer att mäta in denna frekvensminskning och svara på detta genom att öka utsignalen och därmed kommer pådraget öka. Med ett ökande pådrag kommer även den mekaniska effekten ut från turbinen, ΔP_m , öka, dock med en viss fördröjning på grund av vattenvägarnas dynamik. Under den inledande sekunden fås även att den mekaniska effekten ut från turbinen minskar något och det beror på icke minimum fas problematiken som beskrivits i tidigare kapitel. Den mekaniska effekten från turbinen ökar och efter 6,5 s har den mekaniska effekten ökat så pass mycket att den kompenserar helt och hållet för den ökade lasten. Vid denna tidpunkt kommer frekvensen att nå sitt frekvensminimum (frekvensderivatan lika med 0) och rotationsenergin förändras inte, dvs. $\Delta P_i = 0$. Som kan ses fortsätter den mekaniska effekten ut från turbinen att öka och är större än den lastökning som kopplades in. Skillnaden i mekanisk effekt ut från turbinen och lastökningen används nu istället för att öka rotationsenergin, dvs. $\Delta P_i < 0$, vilket också resulterar i att frekvensen ökar. Cirka 35 s efter lastökningen har frekvensen stabiliserats och den mekaniska effekten, ΔP_m , har anpassats till exakt samma nivå som lastökningen. Eftersom frekvensen är konstant kommer ingen förändring att ske av rotationsenergin och $\Delta P_i = 0$. Den frekvens som fås stationärt i systemet kommer inte att återgå till 50,0 Hz och detta beror på att reglering med statikåterkoppling kan ses som en proportionell reglering.



Figur 63 Laststeg vid ödrift med pådragsåterkoppling, ΔP_g och ΔP_{last} lika.



Figur 64 Laststeg vid ödrift med pådragsåterkoppling, ΔP_g och ΔP_{last} lika. Samma som Figur 63 fast annan tidsskala.

9.3 Laststeg vid aktiv effektåterkoppling

Samma laststeg, ΔP_{last} med 0,1 pu görs även för systemet med aktiv effektåterkoppling och resultaten visas i Figur 65 och Figur 66.

Vid en ökning av lasten, ΔP_{last} , i ett steg kommer precis som för fallet med pådragsåterkoppling all effekt initialt att komma från förändringen i rotationsenergin, ΔP_i . Ökningen i rotationsenergi ger motsvarande ökning i den elektriska uteffekten från generatoren, ΔP_g . Då turbinregulatorn arbetar med aktiv effektåterkoppling kommer summationspunkten i regleringen mäta in att:

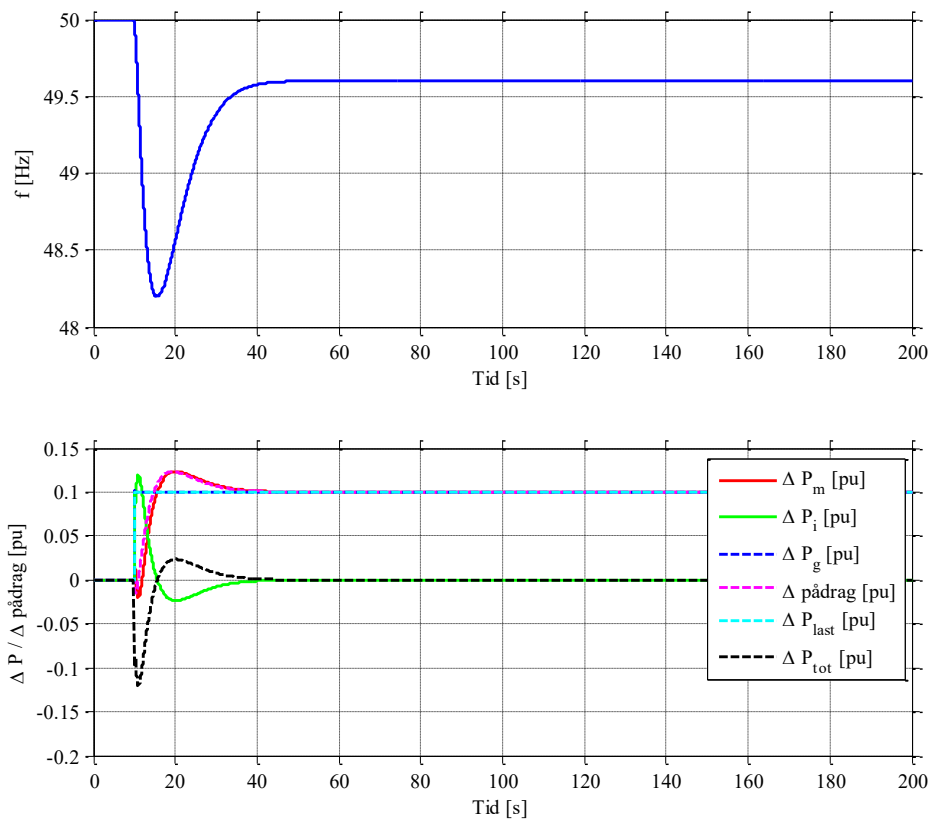
$$\Delta f - e_p \cdot \Delta P_g < 0 \text{ [pu]}$$

och som ett resultat av detta kommer regulatorn ge signal ut om att minska pådraget vilket även kan ses tydligt i Figur 66. Förändringen av pådraget kommer att vara negativ under cirka 1 s och vändningen så att pådraget börjar öka orsakas av att frekvensen sjunkit så pass mycket så att

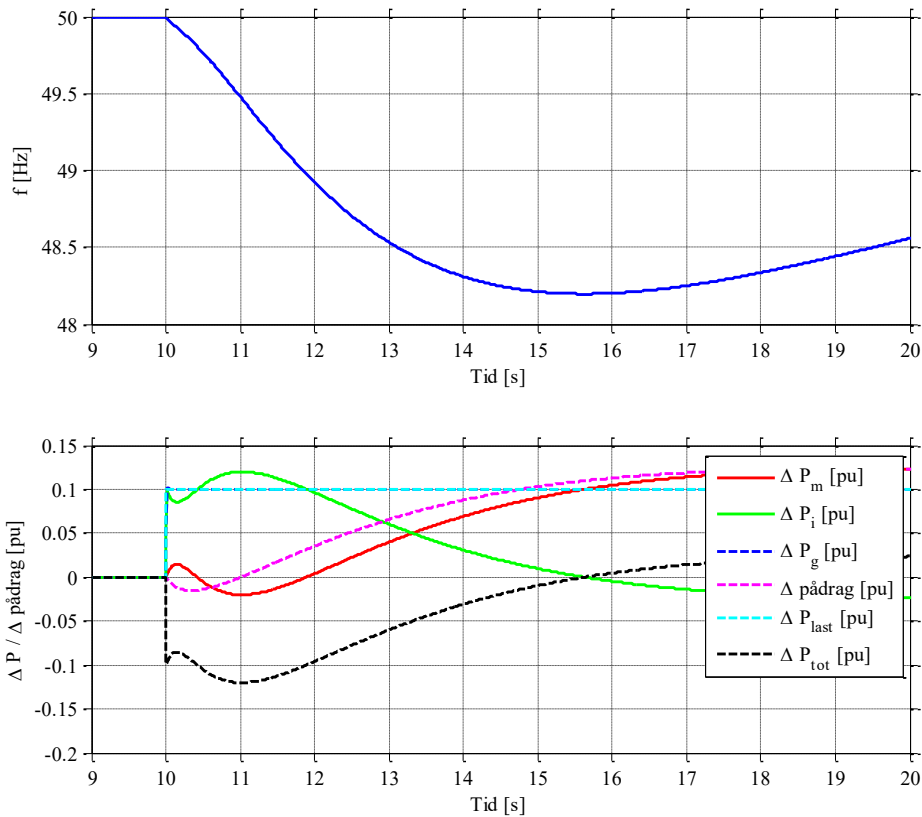
$$\Delta f - e_p \cdot \Delta P_g > 0 \text{ [pu]}$$

Under den inledande sekunden kan även icke minimum fas problematiken ses vilket resulterar i att den mekaniska effekten ut från turbinen, vid en snabb ändring av pådraget, till en början går åt fel håll.

Beteendet vid aktiv effektåterkoppling, att regleringen till en början går åt fel håll, är något som inte är önskvärt vid en ödrift.



Figur 65 Laststeg vid ödrift med aktiv effektåterkoppling.



Figur 66 Laststeg vid ödrift med aktiv effektåterkoppling, samma som Figur 65 fast annan tidsskala.

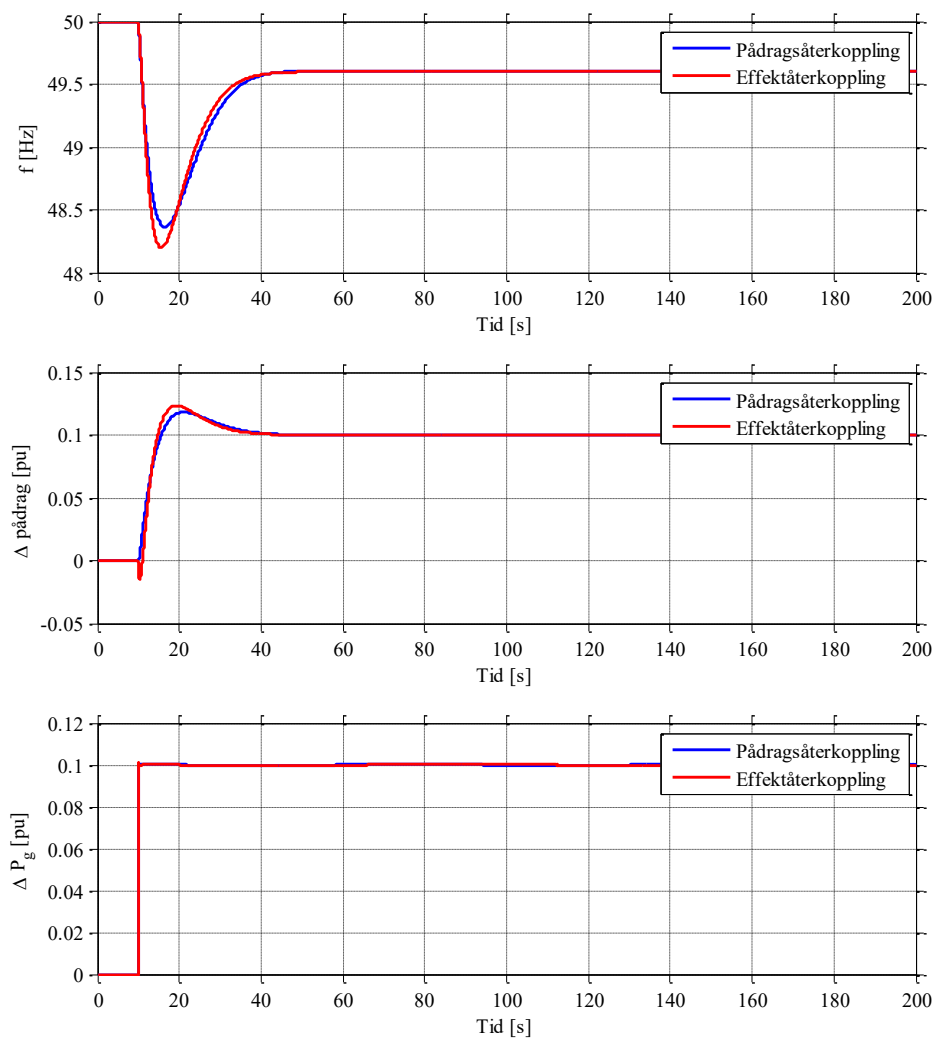
9.4 Jämförelse av ödrift med olika återkoppling

För att få en bättre förståelse för skillnaderna i beteendet efter ett laststeg i ödrift vid pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling jämförs i Figur 67 och Figur 68 de olika simuleringsresultaten.

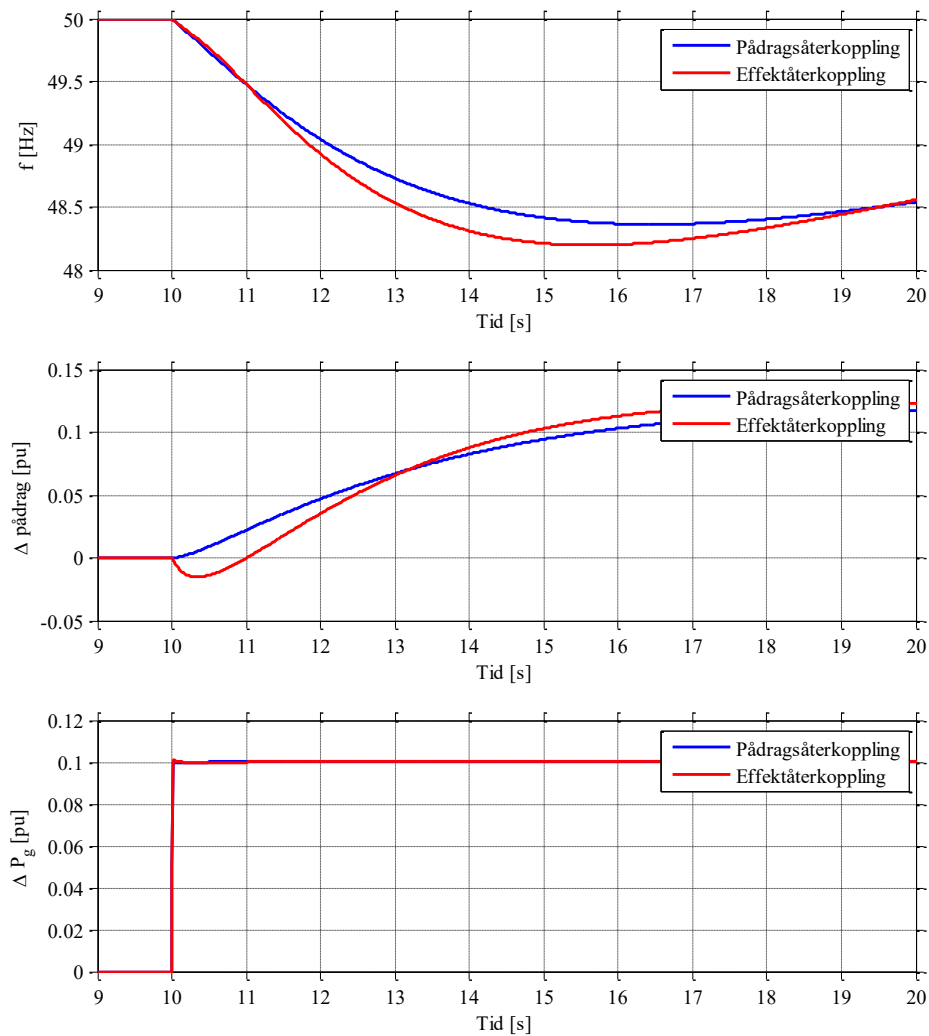
Som beskrevs i avsnitt 9.3 kommer vid aktiv effektåterkoppling den initiala ökningen i aktiv effekt, på grund av minskad rotationsenergi, ge en minskning i pådraget. Som kan ses i Figur 68 dröjer det cirka 3 s innan pådraget vid aktiv effektåterkoppling har samma värde som pådragsåterkopplingen. Detta innebär att frekvensen vid aktiv effektåterkoppling kommer att sjunka snabbare jämfört med pådragsåterkoppling. Som ett resultat av detta kommer regulatorn att behöva reglera mer för att återställa frekvensen och det är detta som syns efter 3 s då den aktiva effektåterkopplingen har ett högre pådrag än pådragsåterkopplingen. För att återställa frekvensen till rätt värde kommer pådraget att vara högre än det stationära värde som behövs och som kan ses i Figur 67 fås att "överslängen" i pådraget blir större vid aktiv effektåterkoppling jämfört med pådragsåterkoppling. De parametervärden som använts i

simuleringsmodellen ger både för pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling ett stabilt beteende och skillnaderna blir inte så stora. Andra val av parametervärden kan dock ge betydligt större skillnader.

Även om simuleringsresultaten inte ger så stora skillnader kan det tydligt utläsas att aktiv effektåterkoppling inte ger ett önskvärt beteende och således inte bör användas vid ödrift.



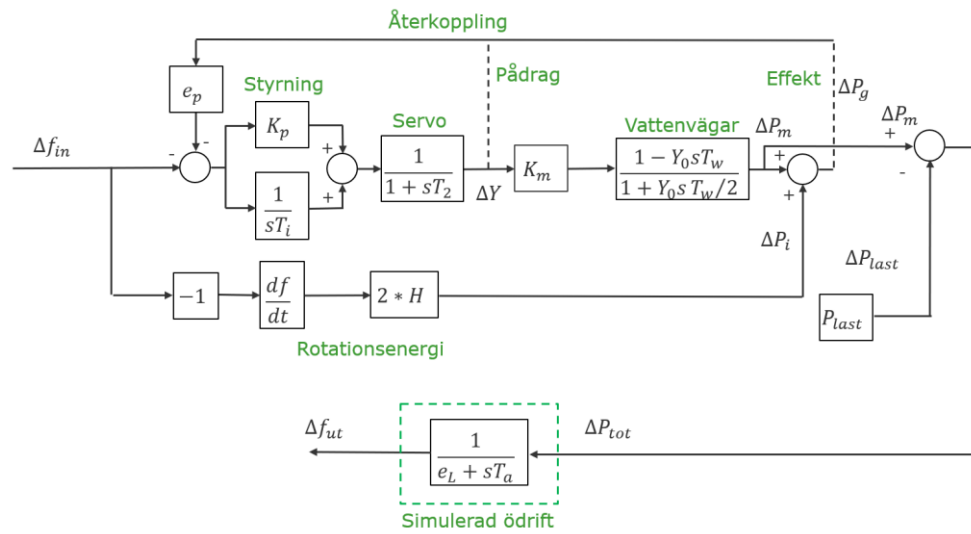
Figur 67 Ödrift med pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling.



Figur 68 Ödrift med pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling, samma som Figur 67 fast annan tidsskala.

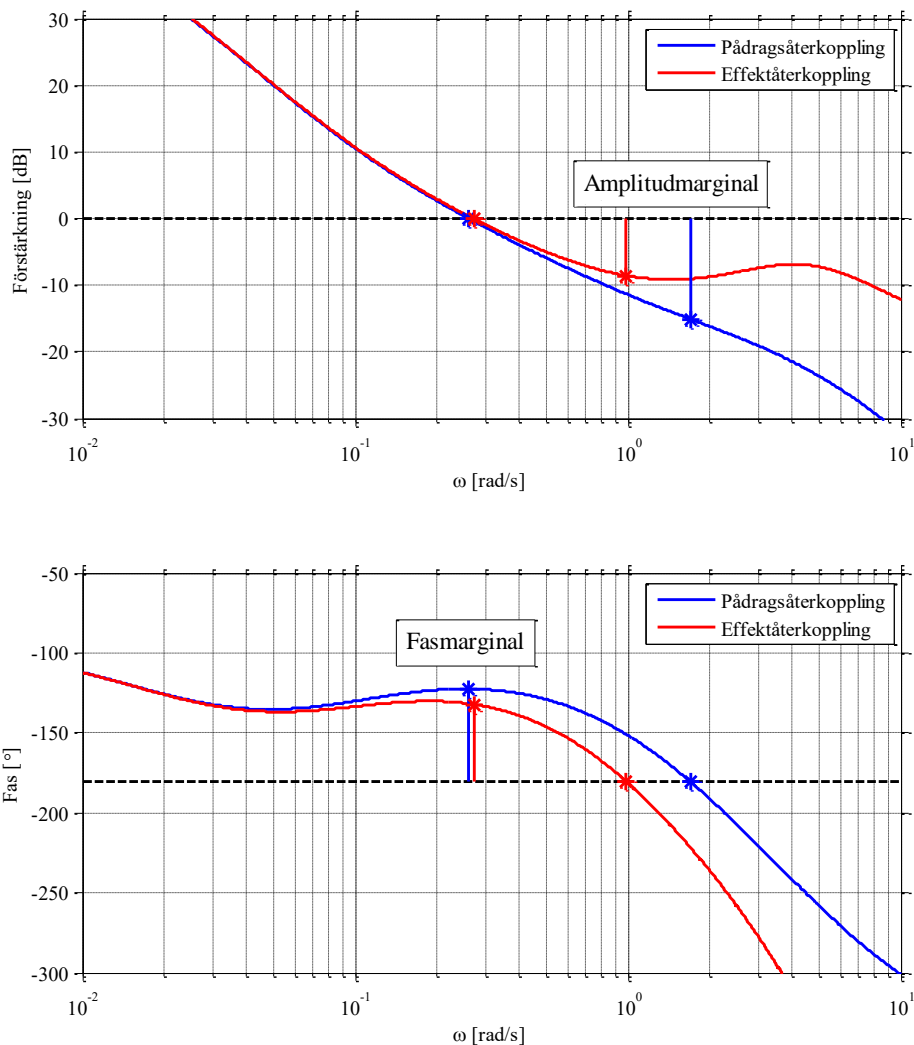
9.5 Stabilitet

Påverkan på stabilitetsmarginalerna för regleringen studeras genom att ta fram överföringsfunktionen för det öppna systemet från en uppmätt förändring i frekvens till en resulterande frekvensändring. Systemet som studeras visas i Figur 69.



Figur 69 System för framtagning av överföringsfunktionen mellan Δf_{in} och Δf_{ut} för frekvensreglering med pådragsåterkoppling eller aktiv effektåterkoppling.

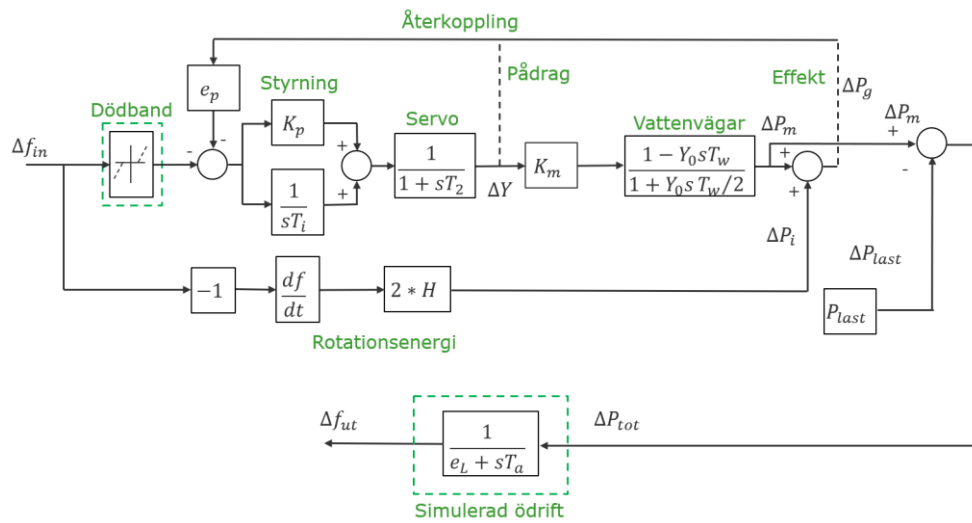
Insignalen till systemet är den uppmätta frekvensändringen, Δf_{in} , och utsignalen är frekvensen för den simulerade ödriften, Δf_{ut} . Förstärkning och fasvridning för de öppna systemen med pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling visas i Figur 70 tillsammans med de resulterande stabilitetsmarginalerna.



Figur 70 Stabilitetsmarginaller vid pådragsåterkoppling respektive aktiv effektåterkoppling.

Det återkopplade systemet med pådragsåterkoppling har större stabilitetsmarginaller än systemet med aktiv effektåterkoppling, vilket visar att systemet med pådragsåterkoppling är mer stabilt.

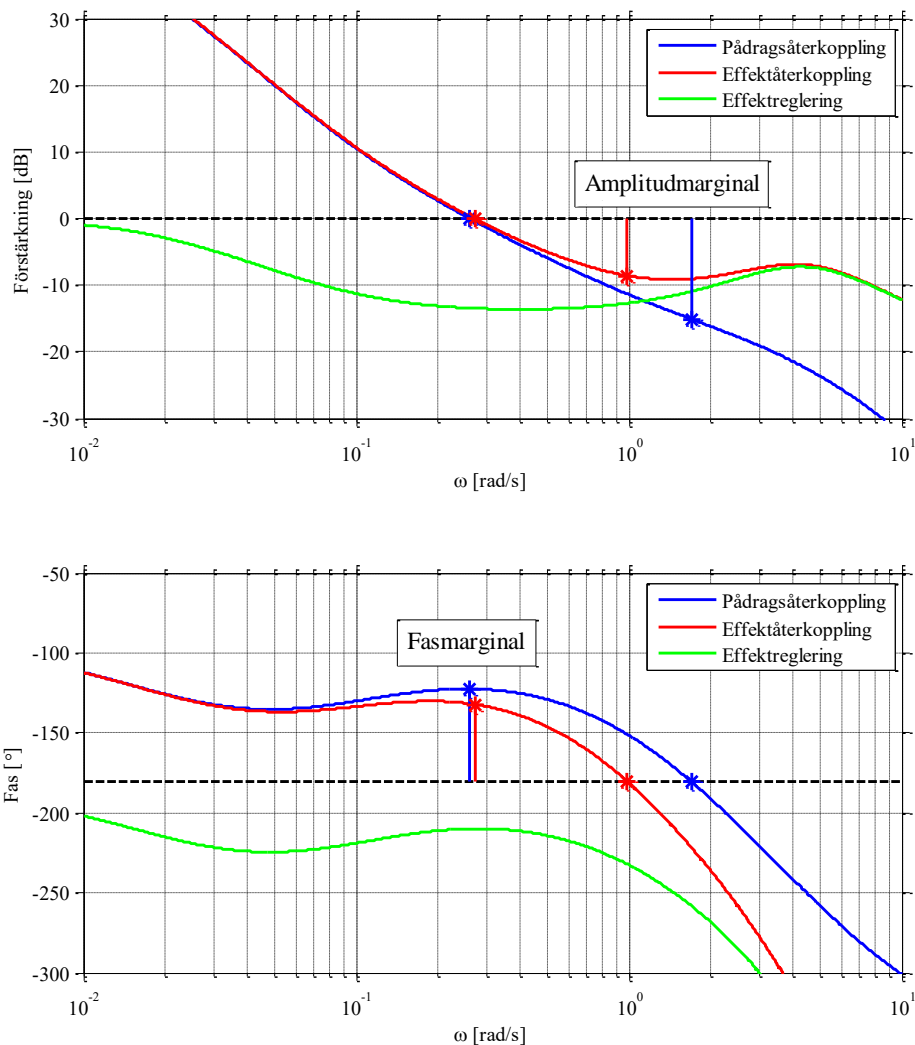
För fallet effektreglering, vilket här modelleras som ett dödband på frekvensavvikelsen, studeras systemet i Figur 71. Regleringen kan antingen motsvara en ren effektreglering eller en frekvensreglering där frekvensavvikelsen ligger inom det angivna dödbandet.



Figur 71 System för framtagning av överföringsfunktionen mellan Δf_{in} och Δf_{ut} för frekvensreglering med pådragsåterkoppling eller aktiv effektåterkoppling.

I systemet med effektregering, dvs. frekvensavvikelsen ligger innanför dödbandet i modellen (en frekvensförändring Δf_{in} går således inte igenom dödbandet till summationspunkten utan här fås ett avbrott) fås ingen aktiv effektförändring vid pådragsåterkoppling då insignalen till regleringen är noll och förändringen i rotationsenergin inte återkopplas till regleringen. Vid aktiv effektåterkoppling däremot återkopplas förändringen i rotationsenergi och därmed påverkas den aktiva effekten av regleringen.

Förstärkning och fasvridning för det öppna systemet för effektregering med aktiv effektåterkoppling visas i Stabilitetsmarginaler vid frekvensreglering med pådragsåterkoppling respektive effektåterkoppling jämfört med aktiv effektregering med aktiv effektåterkoppling, systemet blir instabilt. Figur 72 och jämförs med motsvarande förstärkning och fasvridning för frekvensreglering med pådrag- respektive aktiv effektåterkoppling.



Figur 72 Stabilitetsmarginaler vid frekvensreglering med pådragsåterkoppling respektive effektåterkoppling jämfört med aktiv effektreglering med aktiv effektåterkoppling, systemet blir instabilt.

9.6 Summering av prestanda vid ödrift

I det här kapitlet har den dynamiska prestandan för ödrift visats för frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling respektive pådragsåterkoppling. Följande slutsatser kan dras:

- Pådragsåterkoppling ger mindre variationer i frekvens för ett laststeg eftersom aktiv effektåterkoppling ger ett initialt svar i fel riktning.
- Det återkopplade systemet med pådragsåterkoppling har större stabilitetsmarginaler än systemet med aktiv effektåterkoppling.

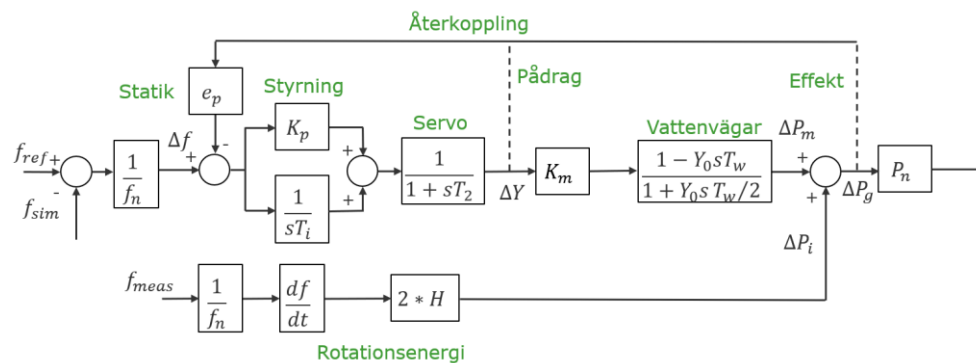
Vid effektregering med aktiv effekttåterkoppling fås ett instabilt system och därmed går det inte att ta fram stabilitetsmarginaler. Vid höga vinkelfrekvenser, ω , ger både effektregering med aktiv effekttåterkoppling och frekvensregleringen med aktiv effekttåterkoppling samma svar, vilket visar att det vid dessa frekvenser är förändringen i rotationsenergi som ger en påverkan och inte om typen av reglering. Notera att den regleringen inte används för generatorer som ska bidra till en ödrift, och vid användning i ett större system kan det bidra till sämre stabilitet.

10 Provning av frekvensreglering

Vid provning av frekvensreglering för att verifiera kravuppfyllnad enligt RfG, stödtjänster som FFR, FCR-N, FCR-D samt ödriftförmåga är det vanligt att använda en simulerad frekvenssignal som injiceras in i turbinregulatorn på kraftproduktionsmodulen som under provet är ansluten/fasad till det starka nätet [4, 5, 6]. Vid provningen mäts ett flertal olika parametrar där den aktiva effekten ut från generatoren är den viktigaste. I detta kapitel simuleras en provsituation för att utvärdera hur resultaten vid testning med en simulerad frekvenssignal på en kraftproduktionsmodul, som är fasad mot ett starkt nät med relativt konstant frekvens, avviker från en situation då en verklig frekvensavvikelse fås i kraftsystemet. Som visats i tidigare kapitel kommer frekvensregleringen vid pådragsåterkoppling respektive aktiv effektåterkoppling att variera beroende på att förändringen av rotationsenergi på den studerade kraftproduktionsmodulen beaktas.

10.1 Modellering vid prov av frekvensreglering

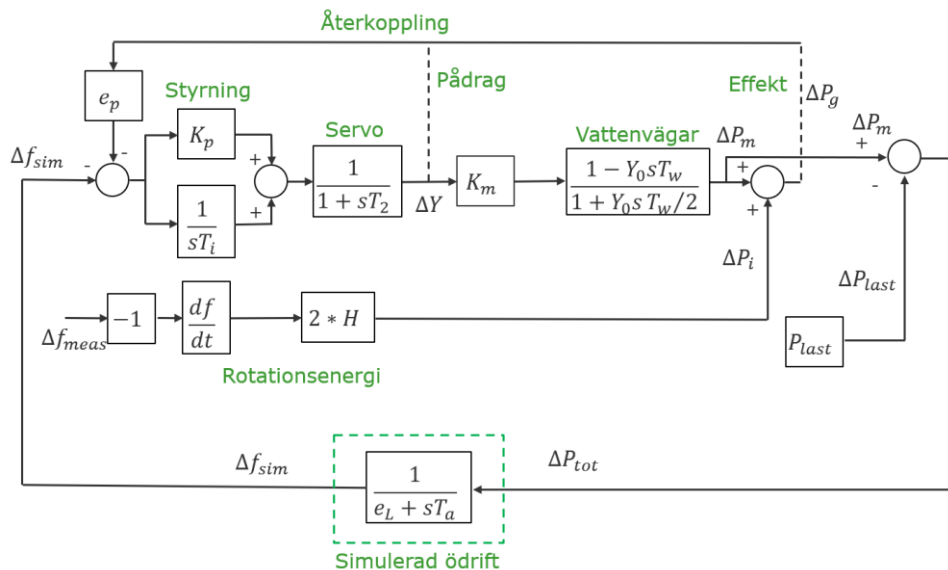
Vid prov av frekvensreglering i ett öppet system, där effektresponser från den testade kraftproduktionsmodulen inte påverkar frekvensen, ersätts den uppmätta frekvenssignalen in till regulatorn med en simulerad frekvenssignal enligt Figur 73.



Figur 73 Prov av frekvensreglering för ett öppet system för en vattenkraftstation med återkoppling med antingen pådrag eller aktiv effekt.

Vid prov av frekvensreglering har den uppmätta frekvenssignalen, f_{meas} , in till regulatorn ersatts av den simulerade frekvenssignalen, f_{sim} . Den simulerade frekvenssignalen påverkar dock inte rotationsenergin utan det är fortfarande den verkliga frekvensen, f_{meas} , som är insignal till förändringen i rotationsenergi. I det nordiska kraftsystemet förändras inte denna frekvens nämnvärt under ett prov vilket innebär att det inte blir någon förändring av rotationsenergin under ett prov.

Prov på frekvensreglering kan även göras i ödrift enligt modellen i Figur 74.



Figur 74 Prov av frekvensreglering för ödrift för en vattenkraftstation med återkoppling med antingen pådrag eller aktiv effekt.

Även vid test av ödrift byts den uppmätta frekvensen ut mot en simulerad frekvens. Skillnaden mot test av frekvensreglering i ett öppet system är att den pålagda simulerade frekvensen påverkas av responsen på den testade kraftproduktionsmodulen [4]. Även vid detta prov kommer den verkliga frekvensen, som påverkar rotationsenergin, vara i princip konstant under provet.

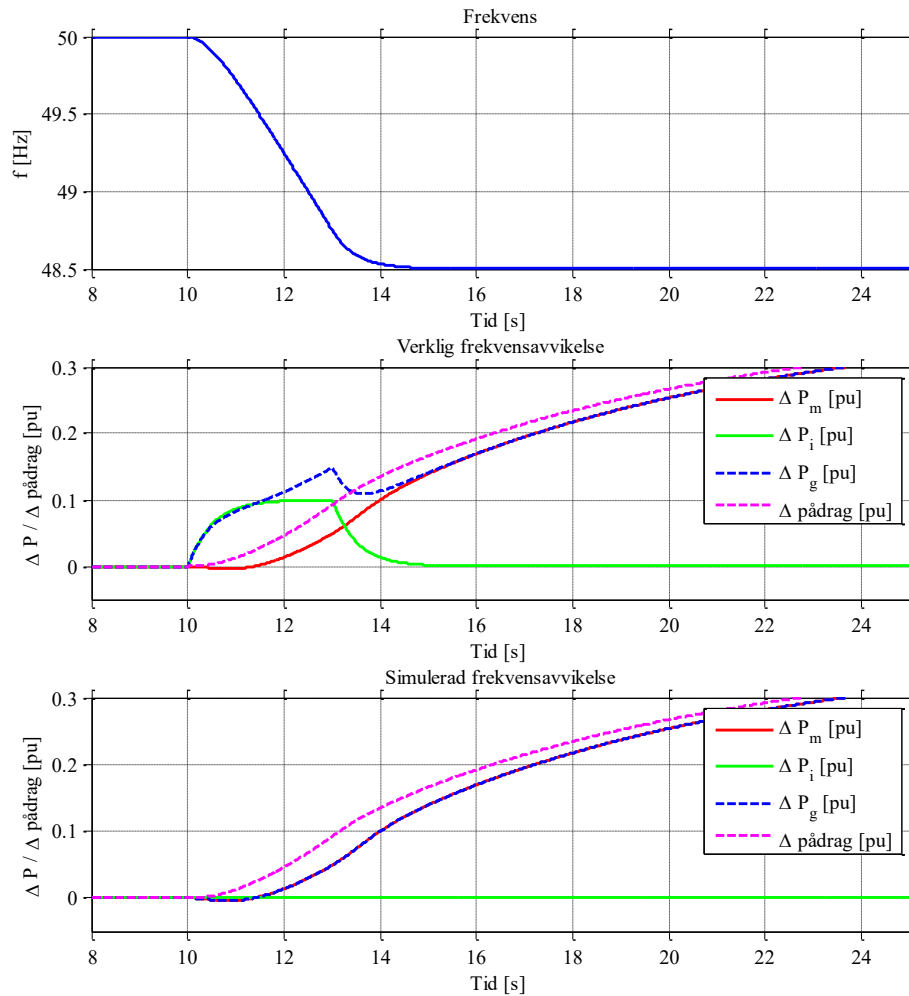
10.2 Prov av ramp för frekvensreglering i ett öppet system

Prov av frekvensreglering i ett öppet system görs enligt modellen i Figur 73. En simulerad frekvenssignal, f_{sim} , injiceras och förändringen i aktiv effekt ut från generatorm, ΔP_g , studeras som en funktion av frekvensavvikelsen Δf . I de provsekvenser som anges vid prov enligt RfG, för systemtjänster och vid ödrift är det ofta frekvenssteg som ska göras för den simulerade frekvensen. Eftersom detta enbart är en insignal till regleringen vid provning går det bra att använda ett frekvenssteg. Att använda en frekvensramp som mer liknar en de frekvensprofiler som uppkommer vid verkliga störningar ger dock ett resultat som mer avspeglar hur svaret vid en verklig störning skulle se ut. Simuleringarna i denna rapport har använt ramp som insignal för att få en mer realistisk återgivning av förändringarna i rotationsenergi

Det är viktigt att utvärdera resultatet från provning av frekvensreglering med en simulerad frekvens för frekvensförändring 1 både med den simulerade

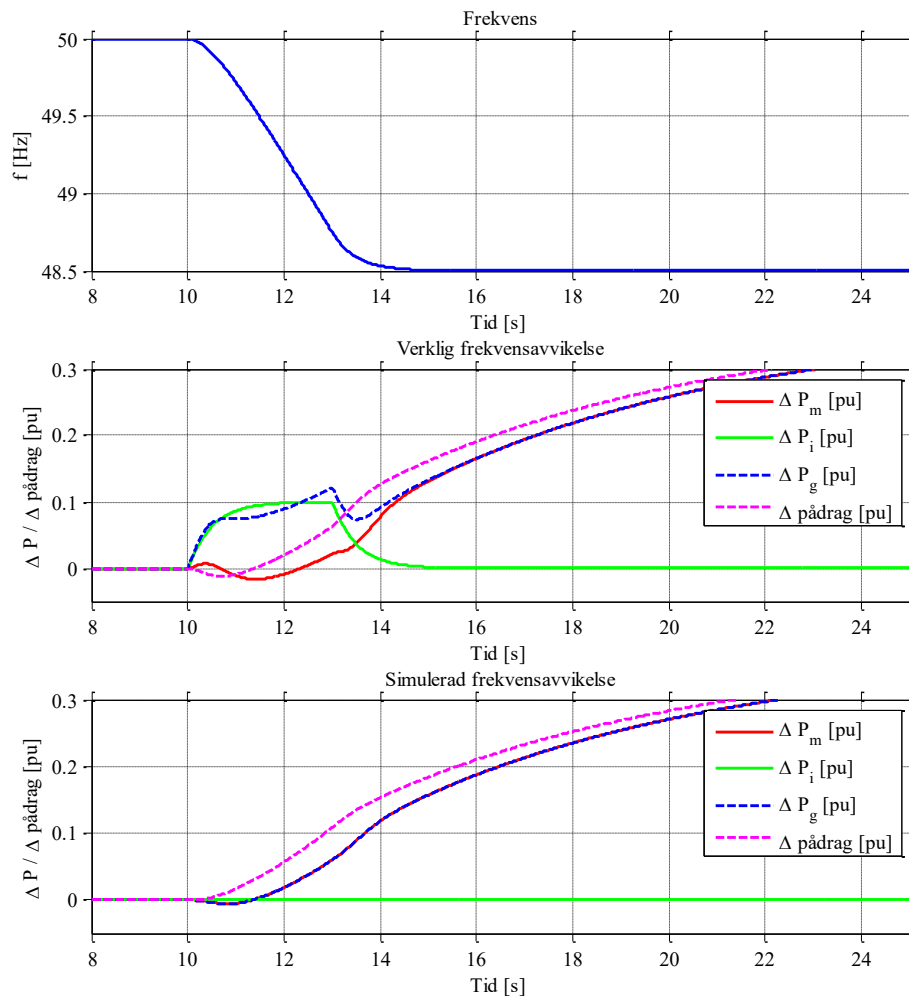
frekvensen enligt Figur 73 och med den verkliga frekvensen för ett system i normal drift enligt Figur 15. Detta för att se hur dessa överensstämmer med varandra då önskan är att provningen ska återspegla verkligheten i så hög grad som möjligt. Resultaten av jämförelserna visas i Figur 75 för pådragsåterkoppling och i Figur 76 för aktiv effektåterkoppling.

För en ändring av den verkliga frekvensen med pådragsåterkoppling fås ett bidrag till effektökningen ut från generatorn, ΔP_g , från förändringen i rotationsenergi, ΔP_i , samt även från förändringen i den mekaniska effekten, ΔP_m , ut från turbinen som ett resultat av det ökade pådraget. Detta visas i den mittersta bilden i Figur 75. Vid en simulerad frekvensavvikelse, vilket visas i den nedersta bilden i Figur 75, fås frekvensavvikelsen som en insignal till styrningen och resulterar i ett ökat pådrag och en ökad mekanisk effekt, ΔP_m , ut ifrån turbinen som är exakt lika stor som vid en verklig frekvensavvikelse i mellersta bilden. Däremot har generatorn och turbinen samma hastighet under den simulerade frekvensändringen och ingen förändring fås av rörelseenergin, dvs. $\Delta P_i=0$. Eftersom turbinregulatorn använder pådragsåterkoppling kommer regleringen inte att skilja sig mellan en verklig och simulerad frekvensändring.



Figur 75 Svar på en ramp i frekvensen för verklig frekvensavvikelse (mellan plotten) och simulerad frekvensavvikelse (nedre plotten) vid pådragsåterkoppling.

För en verklig frekvensändring vid frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling, se mittenbilden i Figur 76, fås en effektökning både från den mekaniska uteffekten och från den resulterande förändringen i rotationsenergi. På grund av att den aktiva effektåterkopplingen mäter in den totala effektförändringen ut ifrån generatorm kommer den initiala förändringen i pådraget bli negativ, vilket även har visats i föregående kapitel. Vid motsvarande simulerade frekvensändring fås däremot ingen ökad uteffekt på grund av förändring i rotationsenergin, dvs. $\Delta P_i = 0$. Därmed fås inte heller någon initial negativ förändring i pådraget. Regleringen av pådrag och därmed mekanisk effekt kommer således att skilja sig åt vid ett prov och vid en verklig händelse.



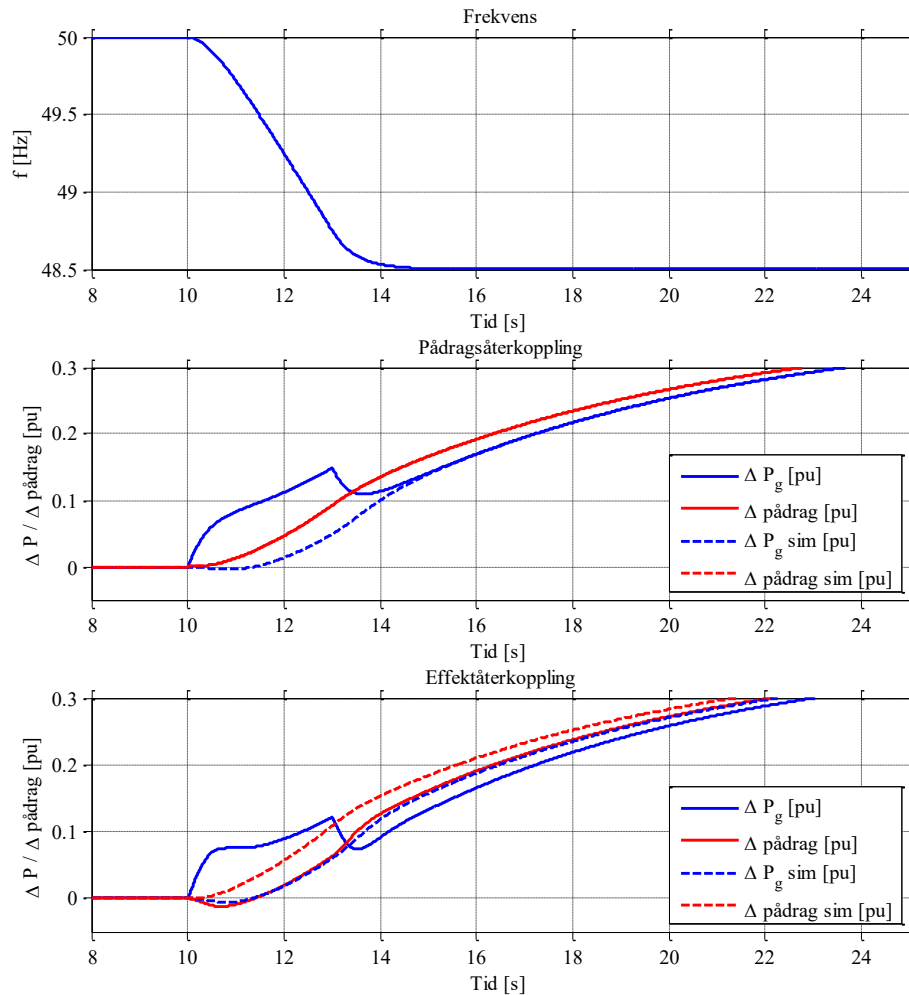
Figur 76 Svar på en ramp i frekvensen för verklig frekvensavvikelse (mellan plotten) och simulerad frekvensavvikelse (nedre plotten) vid aktiv effektåterkoppling.

För att lättare jämföra resultaten mellan svaret i aktiv effekt för en simulerad frekvensavvikelse och en verklig frekvensavvikelse jämförs resultaten för de olika frekvensavvikelserna både för pådragsåterkoppling och aktiv effektåterkoppling i Figur 77.

Från bilden i mitten som visar pådragsåterkoppling kan ses att regleringen av pådrag blir exakt lika vid en verklig frekvensavvikelse samt en simulerad frekvensavvikelse. Däremot kommer den totala effekten ut från generatorm att skilja sig åt eftersom den simulerade frekvenssignalen inte ger någon förändring av rotationsenergin. Ur provningsynpunkt är detta inget problem eftersom det är regleringen som ska provas.

För aktiv effektåterkoppling, som visas i nedersta bilden, syns däremot tydligt att det blir skillnad i pådraget mellan en verklig och simulerad

frekvensavvikelse. Den simulerade responsen i pådrag blir snabbare än den respons som fås i verkligheten. Eftersom det är regleringen som ska provas blir det problematiskt eftersom beteendet i regleringen inte överensstämmer.



Figur 77 Svar på en ramp i frekvensen för verklig frekvensavvikelse och simulerad frekvensavvikelse för pådragsåterkoppling (mellanplotten) och aktiv effektåterkoppling (nedre plotten).

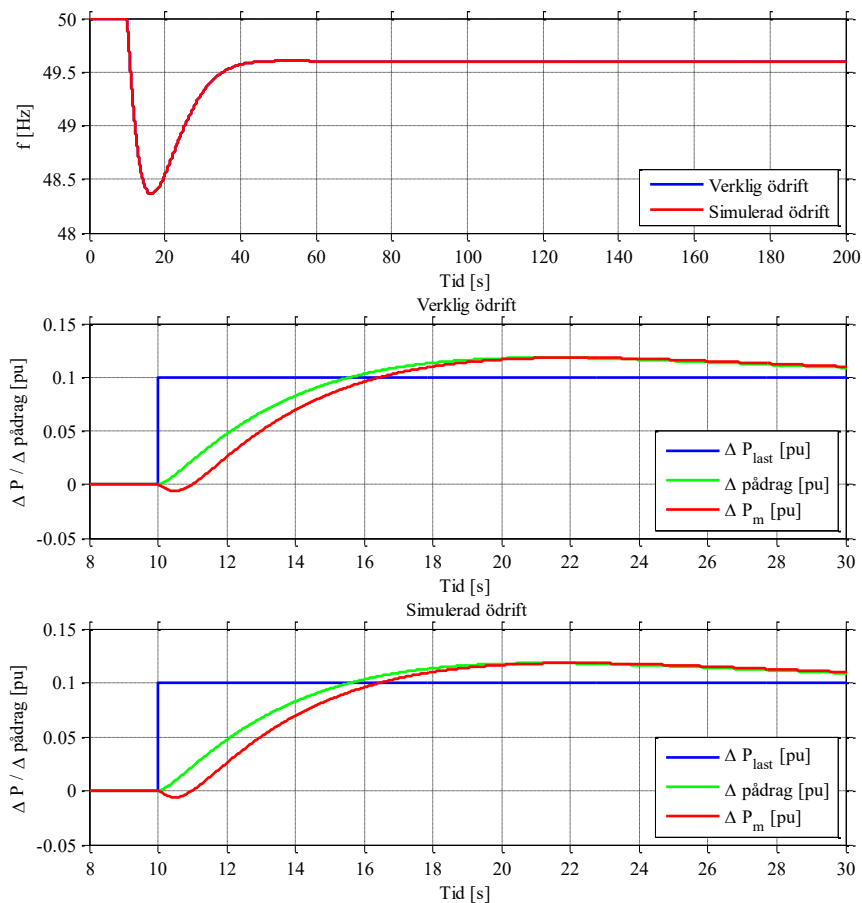
10.3 Prov av stegsvar för frekvensreglering i ödrift

Prov av frekvensreglering i ödrift görs enligt modellen i Figur 74. En simulerad frekvenssignal, Δf_{sim} , injiceras och förändringen i simulerad frekvens studeras som en funktion av en förändring i belastningen.

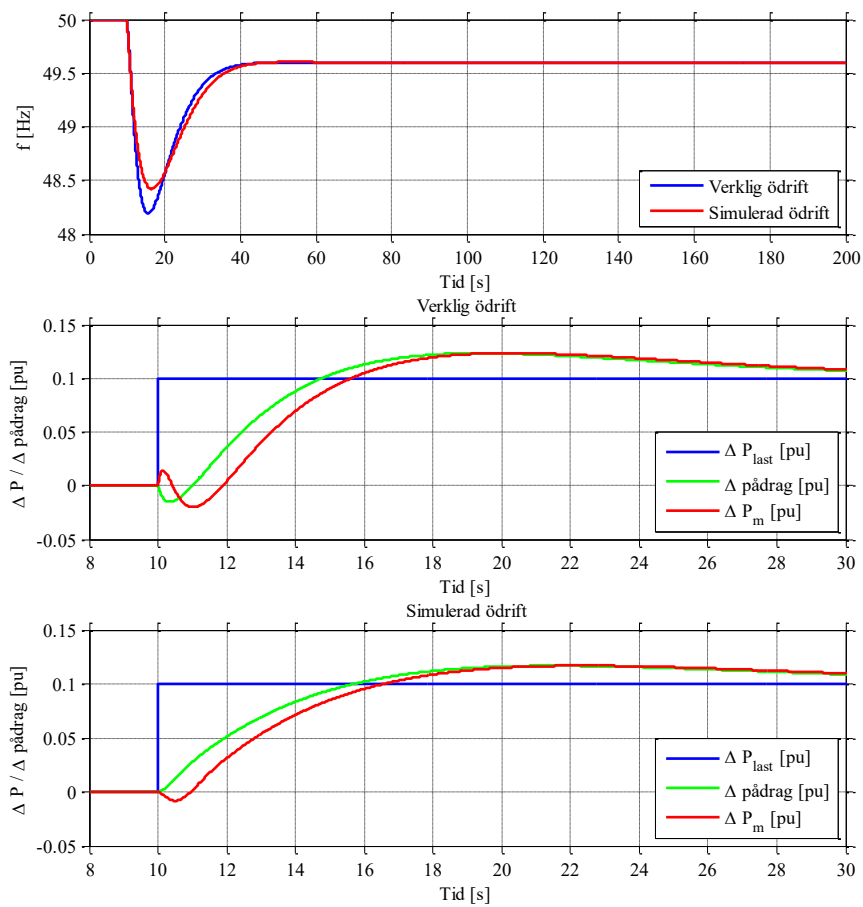
För att utvärdera resultatet från provning av ödrift både för simulerad ödrift enligt Figur 74 och verklig ödrift enligt Figur 62 simuleras ett effektsteg för

belastningen. Resultaten visas i Figur 78 för pådragsåterkoppling och i Figur 79 för aktiv effektåterkoppling.

För frekvensreglering med pådragsåterkoppling fås samma resultat vid verklig ödrift samt simulerad ödrift eftersom förändringen i rotationsenergi inte påverkar regleringen och den simulerade/verkliga frekvensen. För frekvensreglering med aktiv effektåterkoppling återkopplas den uppmätta effekten ut från generatoren, vilket även inkluderar förändringen i rotationsenergi som är olika för den verkliga ödriften och den simulerade ödriften. Detta ger olika resultat, eftersom återkopplingen i effekt ger ett initialt svar i fel riktning. Vid verklig ödrift blir frekvensavvikelsen därmed större än vid simulerad ödrift.

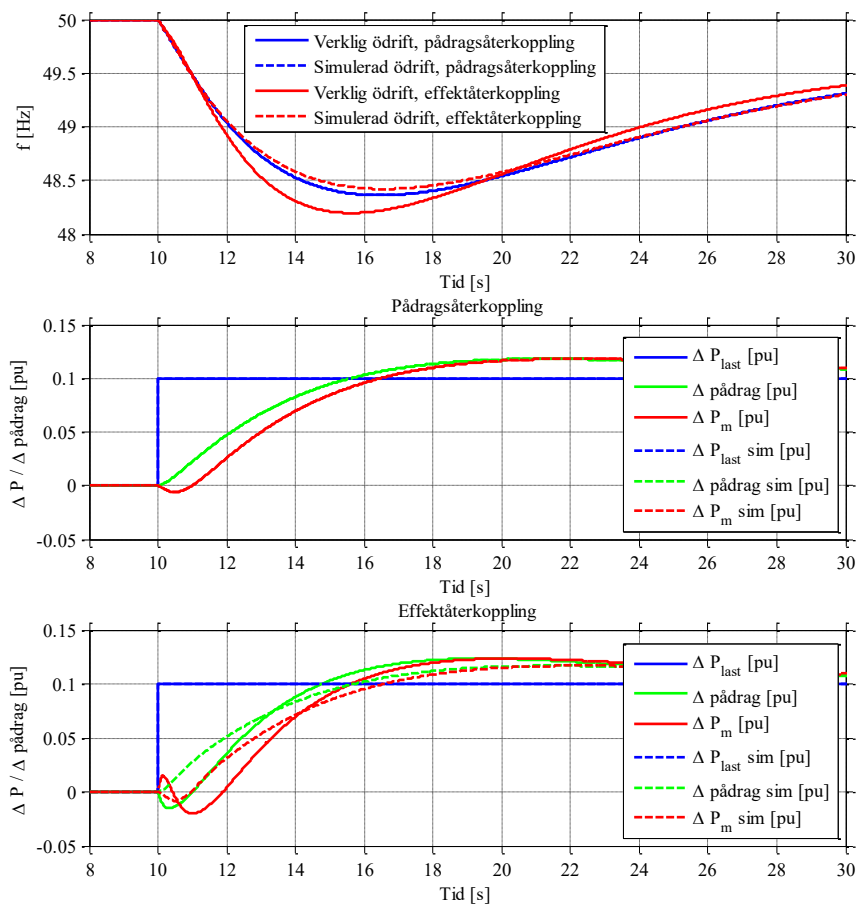


Figur 78 Svar på ett steg i lasten för verklig ödrift (mellanplotten) och simulerad ödrift (nedre plotten) vid pådragsåterkoppling.



Figur 79 Svar på ett steg i lasten för verklig ödrift (mellanplotten) och simulerad ödrift (nedre plotten) vid aktiv effektåterkoppling.

För att lättare kunna jämföra verklig och simulerad ödrift visas i Figur 80 resultaten för både aktiv effektåterkoppling och pådragsåterkoppling. Som tydligt kan ses och som tidigare konstaterats kommer provning med simulerad frekvenssignal att ge samma beteende som verkligheten vid pådragsåterkoppling medan beteendet skiljer sig åt mellan simulerad frekvenssignal och verkligheten vid aktiv effektåterkoppling. Som även kan ses och som också tidigare konstaterats ger en verklig ödrift med pådragsåterkoppling bättre beteende än om aktiv effektåterkoppling används.

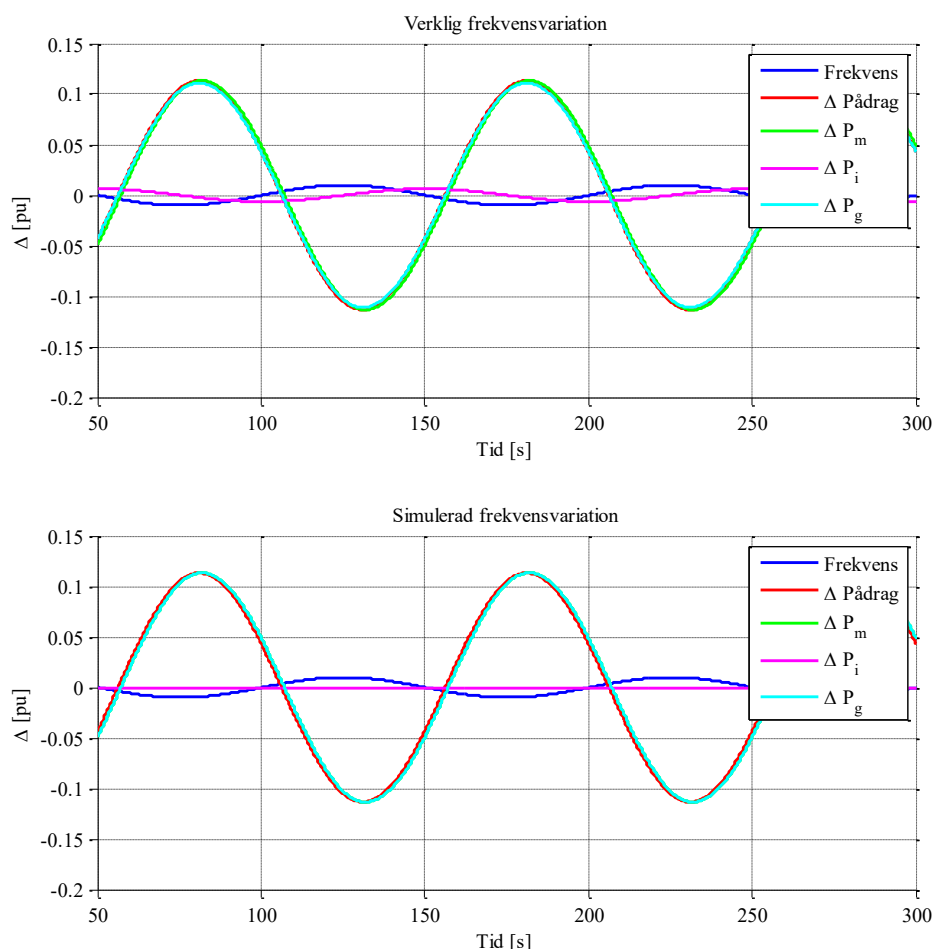


Figur 80 Svar på ett steg i lasten verklig ödrift och simulerad ödrift för pådragsåterkoppling (mellan plotten) och aktiv effektåterkoppling (nedre plotten).

10.4 Prov av sinussvar för frekvensreglering i ett öppet system

Prov av frekvensreglering kan även göras genom att applicera en simulerad sinusformad förändring i frekvensen för att studera svaret vid olika frekvenser/periodtider. Provet utförs på samma sätt som prov för stegsvar i ett öppet system enligt modellen i Figur 73. En simulerad frekvenssignal, f_{sim} , injiceras och förändringen i aktiv effekt ut från generatoren, ΔP_g , studeras som en funktion av frekvensavvikelsen Δf .

Ett prov för en frekvensvariation med periodtiden 100 s visas i Figur 81 och Figur 82 för ett system med pådragsåterkoppling. I fallet med ”verklig frekvensvariation” inkluderas effektbidraget från förändringen i rotationsenergi medan detta inte är med för fallet med ”simulerad frekvensvariation”.

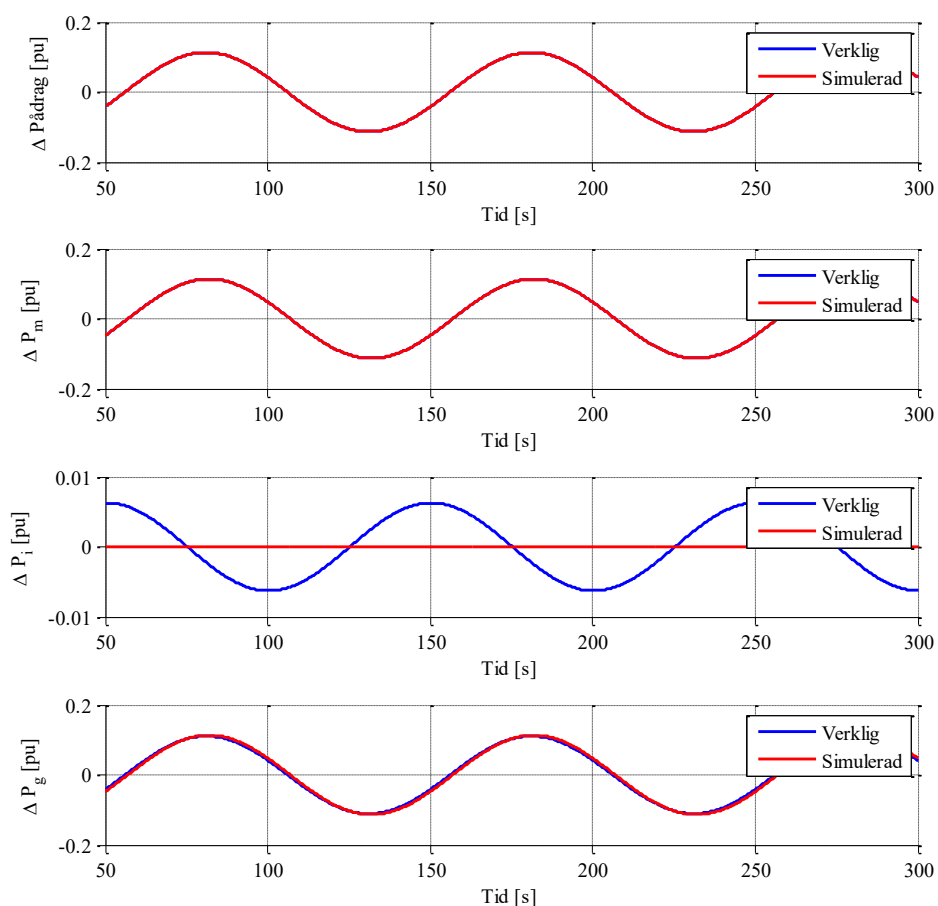


Figur 81 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 100 s för verklig frekvensavvikelse (övre plotten) och simulerad frekvensavvikelse (nedre plotten) vid pådragsåterkoppling.

För en långsam variation i frekvens ska den aktiva effekten idealt vara omvänt proportionell mot frekvensavvikelsen, dvs. en minskning av frekvensen ska ge en ökning av den aktiva effekten med ett proportionellt samband. Detta kan ses i Figur 81 där både pådraget och den aktiva effekten ökar när frekvensen minskar och vice versa. Eftersom det finns en dynamik i systemet och förändringen i aktiv effekt inte är momentan kommer det bli en viss tidsfördröjning i den aktiva effekten, vilket kan ses som en fasvridning vid en sinusformad störning. Vid en periodtid på 100 s är regleringen relativt snabb jämfört med förändringen i frekvens och fasvridningen blir därmed relativt begränsad, vilket kan ses i Figur 81.

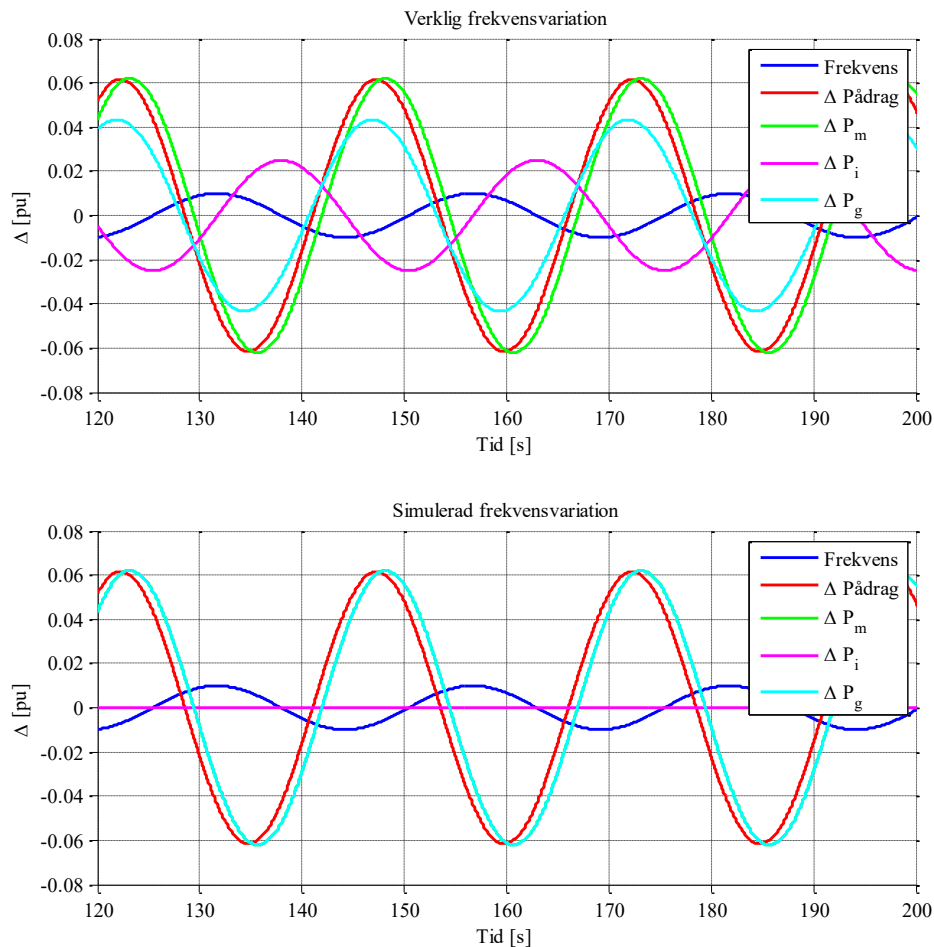
Vid en jämförelse mellan en verklig frekvensvariation, där en förändring i frekvensen ger en resulterande effekt på grund av förändring i rörelseenergi, och en simulerad frekvensvariation, där rörelseenergin inte påverkas, kan det ses att skillnaden inte är så stor för frekvensvariationen med en periodtid på

100 s. Anledningen till detta är dels att en långsam variation ger en lägre frekvensderivata och därmed mindre aktiv effekt från förändringen i rotationsenergi, dels att frekvensstyrningen hinner styra ut då variationerna är relativt långsamma. Skillnaden i effekt från förändringen i rörelseenergi, ΔP_i , är relativt liten och ger ingen nämnvärd skillnad mellan fallen vilket kan ses i Figur 82. Som kan ses ger förändringen i pådrag och mekanisk effekt exakt samma resultat vid provning (simulerad) som vid en verklig frekvensvariation, dvs. provningsmetodik fungerar vid pådragsåterkoppling.



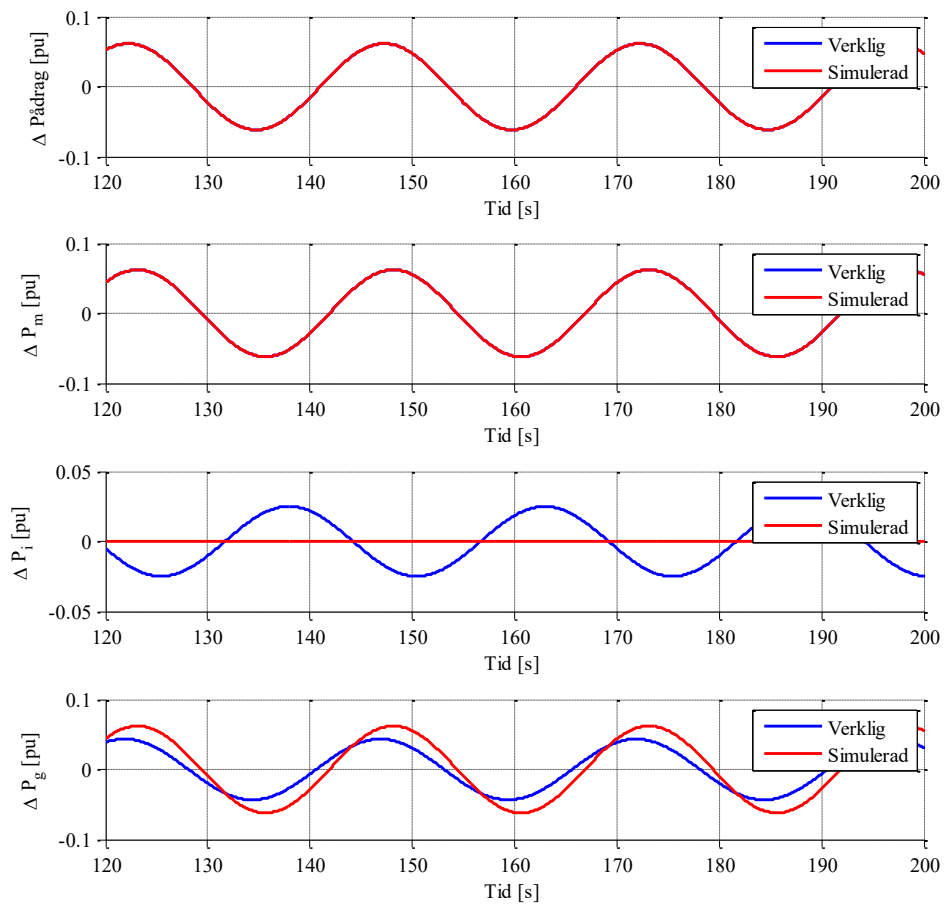
Figur 82 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 100 s för verklig frekvensavvikelse och simulerad frekvensavvikelse vid pådragsåterkoppling.

För en snabbare frekvensvariation med en periodtid på 25 s visas resultaten i Figur 83 och Figur 84 för pådragsåterkoppling.



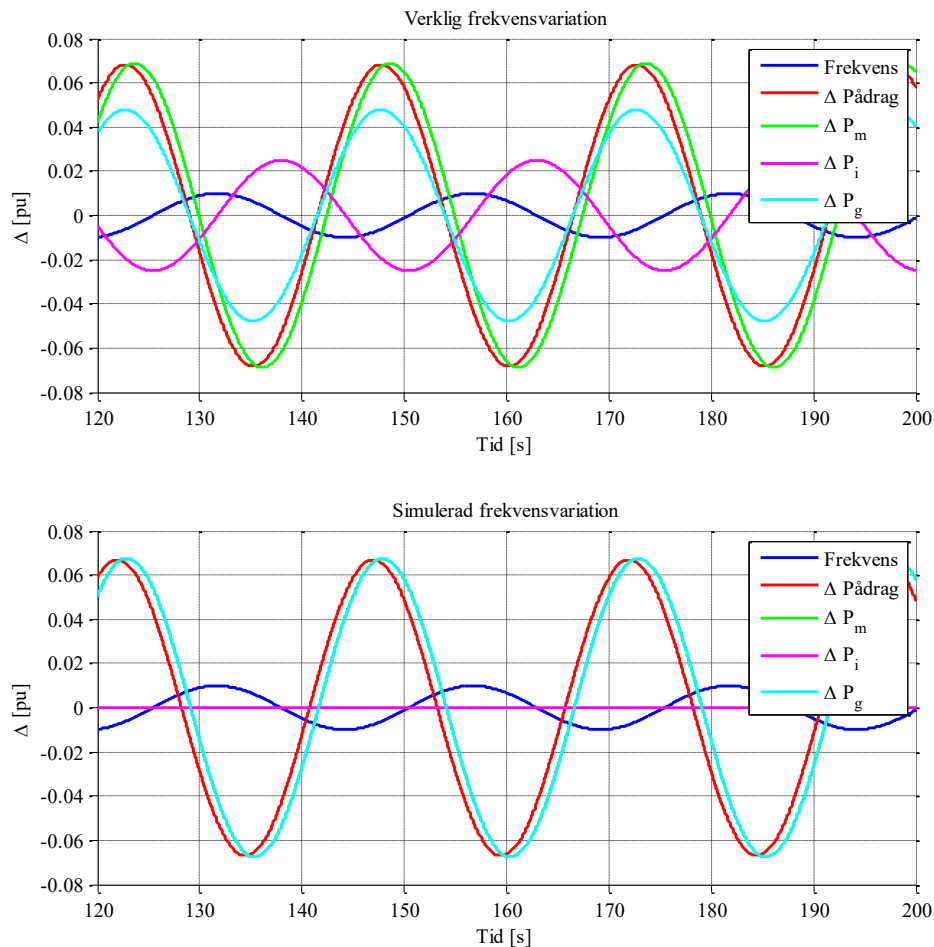
Figur 83 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 25 s för verklig frekvensavvikelse (övre plotten) och simulerad frekvensavvikelse (nedre plotten) vid pådragsåterkoppling.

För en snabbare frekvensvariation, dvs. kortare periodtid, fås en högre effekt från förändringen i rörelseenergi, ΔP_i , på grund av en högre frekvensderivata och en lägre amplitud i effektvariationerna från vattenvägarna, ΔP_m . Detta beror på att dynamiken i systemet inte är tillräckligt snabb i förhållande till frekvensvariationen. Vidare ses att effekten ΔP_i som fås av förändringen i rörelseenergi ger ett snabbt svar vid en frekvensändring vilket medför att vid den ”verkliga frekvensvariationen” fås en mindre fördröjning relativt frekvensvariationen jämfört med den ”simulerade frekvensvariationen” där detta bidrag inte finns med. Däremot blir den totala variationen i uteffekt, ΔP_g , mindre eftersom svaret i aktiv effekt från vattenvägarna, ΔP_m , och effekten från förändringen i rörelseenergi, ΔP_i , motverkar varandra. Som kan ses i Figur 84 ger förändringen i pådrag och mekanisk effekt exakt samma resultat vid provning (simulerad) som vid en verklig frekvensvariation, dvs. provningsmetodiken fungerar vid pådragsåterkoppling.



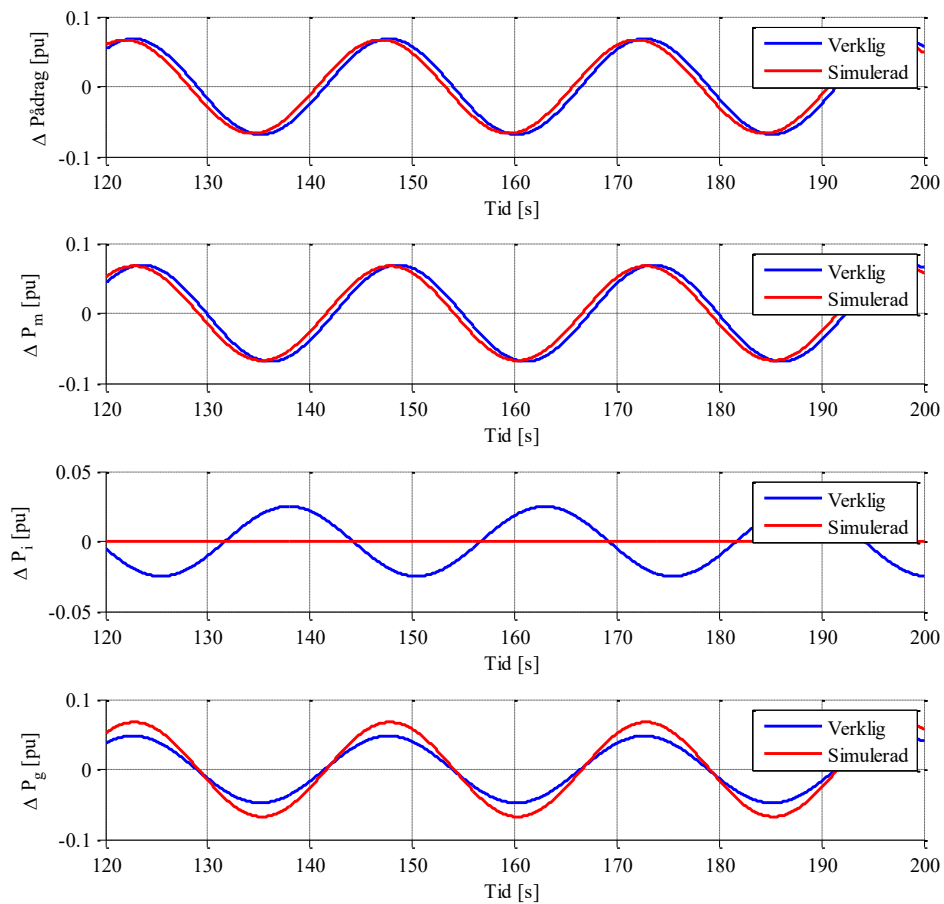
Figur 84 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 25 s för verklig frekvensavvikelse och simulerad frekvensavvikelse vid pådragsåterkoppling.

Resultaten för samma frekvensvariation med en periodtid på 25 s men med aktiv effektåterkoppling, istället för pådragsåterkoppling, visas i Figur 85 och Figur 86.



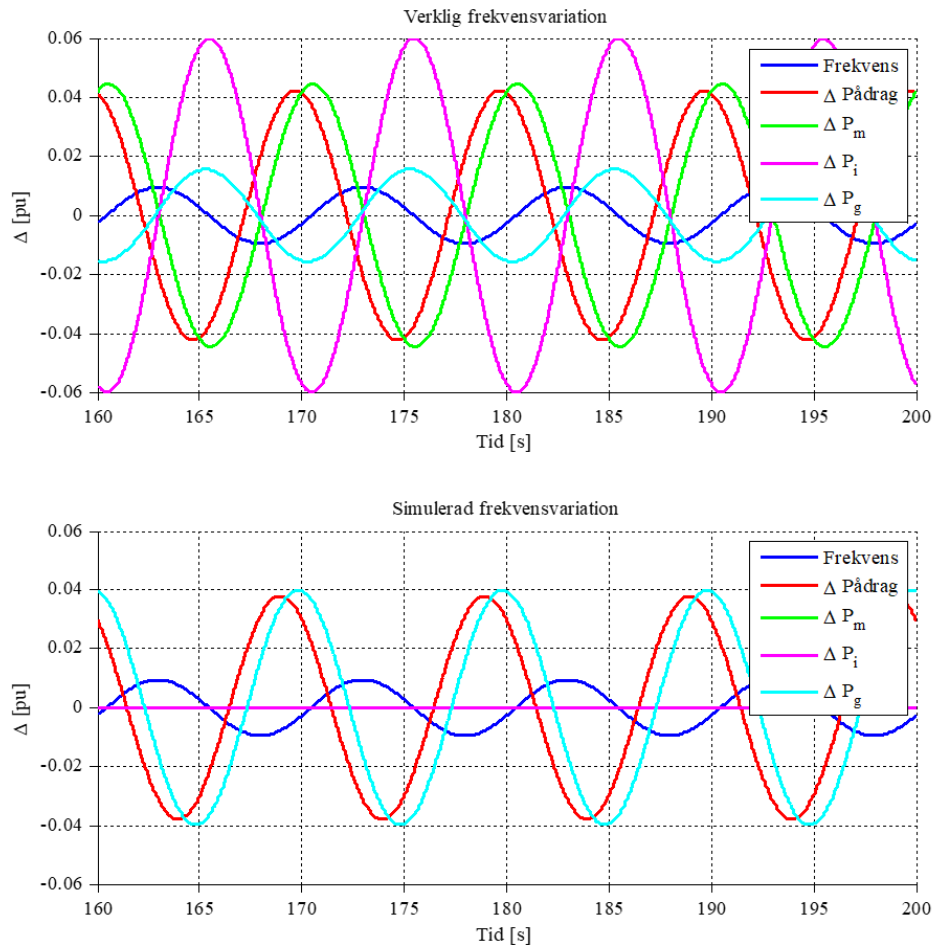
Figur 85 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 25 s för verklig frekvensavvikelse (övre plotten) och simulerad frekvensavvikelse (nedre plotten) vid aktiv effektåterkoppling.

Vid aktiv effektåterkoppling kommer som tidigare visats effekten från förändringen i rotationsenergi, ΔP_i , återkopplas till regulatören och göra att pådraget för den ”verkliga frekvensvariationen” skiljer sig från den ”simulerade frekvensvariationen” vilket ses i Figur 86. På samma sätt som för pådragsåterkopplingen kommer förändringen i rörelseenergi, ΔP_i , ge en lägre effektvariation, ΔP_g , för den ”verkliga frekvensvariationen”. Det som emellertid skiljer aktiv effektåterkoppling ifrån pådragsåterkoppling är att responsen i pådrag och mekanisk effekt kommer att skilja mellan provning (simulerad frekvensvariation) och verklig frekvensvariation. Detta medför att provningen inte helt återspeglar verkligheten.

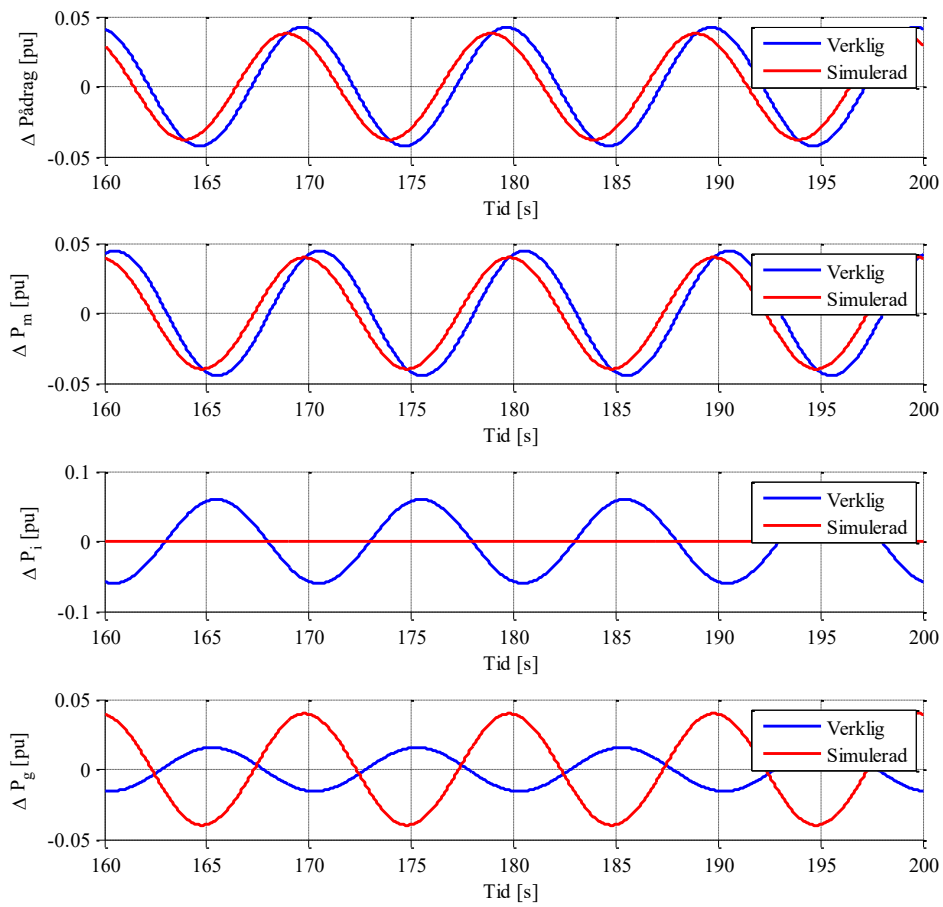


Figur 86 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 25 s för verklig frekvensavvikelse och simulerad frekvensavvikelse vid aktiv effektåterkoppling.

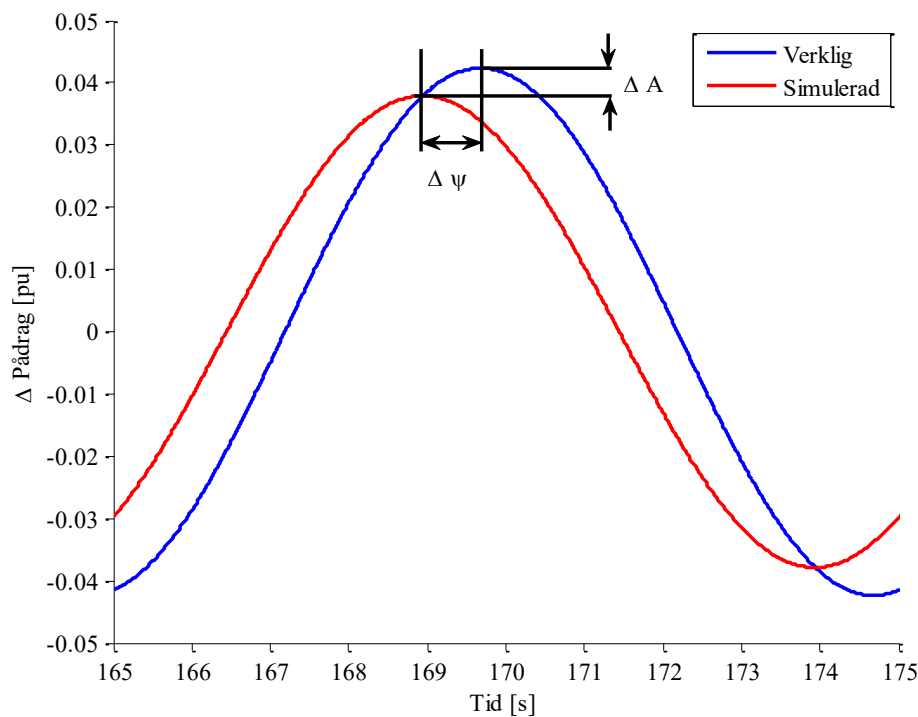
Avvikelsen mellan provning (simulerad frekvenssignal) och verklig frekvenssignal blir mer tydlig ju kortare periodtiden är på den applicerade sinusformade frekvenssignalen. För en snabbare frekvensvariation med en periodtid på 10 s visas resultaten i Figur 87 och Figur 88 för aktiv effektåterkoppling. Som tydligt kan ses i Figur 88 och förstorat i Figur 89 fås en skillnad både i amplitud och färförskjutning.



Figur 87 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 10 s för verklig frekvensavvikelse (övre plotten) och simulerad frekvensavvikelse (nedre plotten) vid aktiv effektåterkoppling.



Figur 88 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 10 s för verklig frekvensavvikelse och simulerad frekvensavvikelse vid aktiv effektåterkoppling.



Figur 89 Svar på en sinusformad variation av frekvensen med periodtid 10 s för verklig frekvensavvikelse och simulerad frekvensavvikelse vid aktiv effektåterkoppling, samma som Figur 88 fast annan skalning.

10.5 Summering av påverkan vid provning

I det här kapitlet har skillnaden i respons från en kraftproduktionsmodul i driftmod frekvensreglering studerats dels vid provning då en simulerad frekvensändring påförs turbinregulatorn, dels då en verklig frekvensändring sker. Resultaten visar att:

- Vid pådragsåterkoppling kommer ett prov med simulerad frekvens att ge en korrekt återgivning av hur den mekaniska effekten ändras vid frekvensändringar i verklig drift.
- Vid aktiv effektåterkoppling kommer ett prov med simulerad frekvens **inte** att ge en korrekt återgivning av hur den mekaniska effekten ändras vid frekvensändringar under verklig drift.

11 Diskussion och slutsatser

De krav som finns i RfG och EIFS 2018:2 lägger grunden för hur frekvensregleringen utformas på olika kraftproduktionsmoduler. Eftersom många kraftproduktionsmoduler kommer att bidra med stödtjänster (FCR) och avhjälpande åtgärder (FFR) är det viktigt att den grund som läggs i RfG och EIFS 2018:2 också harmoniserar med de krav som ställs på leverantörer av stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Detta gäller dels kravställning, dels verifiering med prov.

Som påvisats i denna rapport kommer de flesta vattenkraftaggregat som finns idag i Sverige inte att klara av att uppfylla frekvensregleringskraven i RfG gällande en konstant statik hänförd till aktiv effekt. Problemen finns för frekvensregleringsfunktionerna FSM, LFSM-O och LFSM-U men även i samband med olika former av aktiv effektregering kan problem fås. Som regleringen idag är utformad på många vattenkraftverk är statiken i frekvensregleringen hänförd till pådraget vilket innebär att statiken hänförd till aktiv effekt, på grund av det icke linjära förhållandet mellan pådrag och aktiv effekt, kommer att variera typiskt med en faktor 2-4 beroende på belastningsnivå. Som visats i rapporten går det att med enkla medel anpassa regleringen till aktiv effektåterkoppling och på så sätt få en statik hänförd till aktiv effekt som är konstant.

Problemet med aktiv effektåterkoppling i sin enklaste form är emellertid att den ger ett oönskat dynamiskt beteende som innebär att frekvensregleringen, initialt vid en frekvensförändring, reglerar åt fel håll. Problemet med aktiv effektåterkoppling blir större ju lägre rotationsenergin är i kraftsystemet och vattenkraftaggregat med hög tröghetstidskonstant och frekvensdödband i frekvensregleringen kommer att ge en än större negativ påverkan. Eftersom kraftsystemet redan idag har problem vid låg rotationsenergi och stödtjänsten FFR då måste köpas in är det viktigt att den kravställning som finns i RfG och EIFS 2018:2 inte resulterar i att situationen försämras ytterligare.

Den provningsmetodik som idag används för att testa av frekvensreglering återspeglar verkligheten bra och responsen i pådrag och mekanisk effekt blir lika vid ett prov och vid en verklig händelse om pådragsåterkoppling används. För aktiv effektåterkoppling i sin enklaste form fås däremot en avvikelse mellan resultat från en provning och en verklig händelse.

Att även i fortsättningen använda pådragsåterkoppling för vattenkraftstationer innebär att frekvensstabiliteten i kraftsystemet inte försämras på grund av förändrad reglering. Däremot kommer de flesta kraftproduktionsmoduler inte att få den konstanta statik hänförd till aktiv effekt som krävs enligt RfG. För de

stödtjänster som idag köps in såsom FCR-N och FCR-D accepteras att statiken/volymen som tillhandahålls varierar något med belastningsnivå och fallhöjd.

En annan aspekt som är viktig att beakta är att även ifall varje individuell kraftproduktionsanläggning inte har exakt rätt statik hänfört till aktiv effekt kommer ett medelvärde fås av samtliga kraftproduktionsmoduler. Eftersom en del kommer att ha högre statik och vissa lägre statik kommer troligtvis medelvärdet att hamna någonstans mitt emellan dessa värden. I en situation där en LFSM funktion aktiveras är detta en indikation på att det föreligger en stor effektobalans i kraftsystemet och det viktiga är då att så många kraftproduktionsmoduler som möjligt på ett snabbt och stabilt sätt bidrar till att reglera bort effektobalansen.

I rapporten har ett par exempel på förändringar visats av turbinregulatorn. Förändringarna innebär att den för kraftsystemet önskade dynamiska responsen vid pådragsåterkoppling kan fås samtidigt som även en konstant statik hänfört till aktiv effekt kan uppnås. Exemplen på förändringar ska inte ses som den exakta lösning som ägarna av vattenkraftstationer ska implementera utan mer ses som inspiration om vilka relativt enkla lösningar som kan implementeras för att uppnå önskat beteende.

De resultat som presenteras i denna rapport visar på vikten av att Svenska kraftnät, nätbolag och ägare av olika produktionsanläggningar är medvetna om olika kravställningar i RfG och EIFS 2018:2 och hur uppfyllnad av olika krav kan resultera i andra oönskade fenomen för kraftsystemet. För frekvensregleringsfunktioner samt aktiv effekterreglering rekommenderas att en förändring/förtydligande sker i RfG och/eller EIFS 2018:2 där det tydliggörs att aktiv effektåterkoppling i sin enklaste form, som innebär försämring av kraftsystemstabiliteten, inte får användas.

I denna rapport har fokus lagts på att studera vattenkraftstationer. Problematiken för andra synkrona kraftproduktionskällor såsom kärnkraft, värmekraft och gasturbiner kommer principiellt att vara på samma sätt. Den negativa inverkan på frekvensstabiliteten torde redan finnas eftersom flera av dessa typer av anläggningar redan idag använder aktiv effektåterkoppling samtidigt som de är betydligt mer snabbreglerade än vattenkraftaggregat.

Omriktarstyrd elproduktion från exempelvis vind och sol kommer dock inte att ha den problematik som beskrivs i rapporten eftersom den inte har svängmassa synkront kopplad till kraftsystemet.

11.1 Förslag på uppdaterad kravställning

Inför kommande uppdateringar av EIFS 2018:2 föreslås följande nya paragrafer:

- Regleringen av en kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D tillåts ej märkbart minska det effektbidrag som härrör från ändring av kraftproduktionsmodulens rotationsenergi vid frekvensändringar. Exempelvis får aktiv effektreglering och frekvensreglering (inklusive FSM, LFSM-O och LFSM-U) inte baseras på återkoppling av den uppmätta aktiva effekten från generatoren om detta medför att regleringen motverkar den förändring i utmatad effekt som härrör från förändring av kraftproduktionsmodulens rotationsenergi vid frekvensändringar.
- Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D av anläggningstyp vattenkraft tillåts basera återkopplingen i turbinregulatorn enbart på pådrag om det finns säkerhetsskäl för detta. Samtliga föreskriftskrav som påverkas av återkoppling baseras då på pådrag istället för aktiv effekt. Då statikfaktorn baseras på pådrag ska det finnas underlag, exempelvis i tabeller, som visar hur statiken baserat på pådrag ska ställas in vid olika pådrag och fallhöjd för att uppnå en önskad statik baserat på aktiv effekt.

Den första paragrafen förhindrar reglering som minskar rotationsenergin i systemet medan den andra paragrafen tillåter pådragsåterkoppling om det görs av säkerhetsskäl. Dessutom ska vid pådragsåterkoppling åtgärder vidtas för att statiken, baserat på aktiv effekt, ska hamna så nära önskat värde som möjligt exempelvis genom att justera statikfaktorn, baserad på pådragsåterkoppling, utifrån aktuell arbetspunkt.

12 Referenser

- 1 RfG ” KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer”, Europeiska unionen, 2016-04-27.
- 2 EIFS 2018:2 ”Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer”, Energimarknadsinspektionen, 2018-12-15.
- 3 Agneholm E.,” Final report phase 2 - Measures to mitigate the frequency oscillations with a period of 60-90 seconds in the Nordic synchronous system”, U-EAg-11-014-49B, Gothia Power, 2014-09-05.
- 4 Agneholm E., Max L., Eriksson R., A. Jansson A., Kuivaniemi M., Modig N., Petersson A., “Validation of primary frequency control simulation models based on field-tests of production units”, Cigré 2020, August 2021.
- 5 Westberg A., Nilsson M., Laasonen M., Hoegdahl Zamastil M., Jansson A., Lindahl S., Agneholm E.” Full Scale Frequency Response Tests in the Nordic Synchronized Area”, Cigré 2016.
- 6 Saarinen L., Norrlund P., Lundin U., Westberg A., Agneholm E., “Full-scale test and modelling of the frequency control dynamics of the Nordic power system”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016.

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

