

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Effektiv reglering av effektbalansen i elsystem med stor andel förnybar produktion	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Efficient control of the power balance in systems with a large share of renewable production	
Universitet/högskola/företag Linnéuniversitetet	Avdelning/institution Institutionen för Fysik och Elektroteknik
Adress Universitetsplatsen 1, 352 52 Växjö	
Namn på projektledare Magnus Perninge	
Namn på ev övriga projektdeltagare Johan Jönsson	
Nyckelord: 5-7 st Frekvensreglering, frekvensreserver, reglerbud, reglerkraftmarknaden, tertiär- reglering, stokastisk kontrollteori, stokastisk optimering.	

Förord

Detta projekt hade inte varit möjligt utan Energimyndighetens och Svenska Kraftnäts ekonomiska stöd. Ett stort tack går även till Robert Eriksson på Svenska kraftnät som har bidragit med värdefull information om frekvensregleringens nuvarande uppbyggnad samt varit med att framarbete flera av projektets huvudresultat.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	2
Summary	2
Inledning/Bakgrund	3
Genomförande	5
Resultat	7
Diskussion.....	7
Publikationslista.....	8
Referenser, källor.....	9
Bilagor	9

Sammanfattning

I detta projekt har vi tagit fram optimala strategier för avrop av reglerbud på reglerkraftmarknaden i syfte att effektivisera frekvensregleringen i det skandinaviska elsystemet.

Att upprätthålla balans mellan produktion och konsumtion är en av de viktigaste uppgifterna vid säker drift av ett elsystem. Balansen upprätthålls i första hand av automatiska reserver, som kontinuerligt måste återställas för att finnas tillgängliga om ytterligare obalans skulle uppstå. Detta sker genom att Svenska kraftnät, tillsammans med systemoperatörerna i de nordiska grannländerna, avropar upp- eller nedregleringsbud på reglerkraftmarknaden. En allt större mängd icke planerbar förnybar produktion kommer att leda till större obalans, vilket i sin tur kommer ställa allt högre krav på systemoperatörens agerande på reglerkraftmarknaden. Målet med detta projekt har varit att effektivisera regleringen av effektbalansen genom att i först hand ta fram optimala strategier för handel på reglerkraftmarknaden.

Detta har åstadkommit genom att formulera avropsproblemet som ett stokastiskt optimeringsproblem, där målet var att minimera kostnaden för avrop plus en straffkostnad som lagts på frekvensavvikelse. Då ett framtida scenario kan innefatta många nya typer av osäkerheter i elsystemet har fokus legat på användande av generella stokastiska modeller för frekvens-obalansen.

Utfallet vid implementering av projektets resultat är en minskad kostnad för att upprätthålla effektbalansen vilket i sin tur ökar konkurrenskraften på elmarknaden för förnyelsebar produktion eftersom denna obalanskostnad återförs till de som skapat den.

Summary

In this project we have devised optimal strategies for calling off bids on the regulating power market, with the purpose of making the frequency control in the Scandinavian power system more efficient.

Maintaining balance between production and consumption is one of the most important aspects in safe operation of power systems. This balance is primarily maintained by an automatic reserve. The automatic reserve has to be continuously restored to be available for future imbalance situations. To restore the reserves the different TSOs in the Nordic system call-off bids on the regulating market.

A larger share of volatile renewable production will lead to larger imbalances, which in turn will put higher demand on the system operator. The aim of this project has been to improve the efficiency of the power balance control by deriving optimal strategies for calling-off bids on the regulating power market.

This has been achieved by formulating the problem of optimal bid call-off as a stochastic optimization problem, where the objective was to minimize the cost of operation given by the cost of calling-off bids plus a penalty term on frequency deviations. As a future scenario may include a multitude of different uncertainties in the energy system, the aim has been to allow for general stochastic models of the frequency imbalance.

The expected outcome when applying the results obtained throughout the project is a reduced cost for maintaining the power balance which in turn will increase the competitiveness of renewable production, as each player on the electricity market has to bear their own imbalance costs.

Inledning/Bakgrund

Frekvensen i ett elsystem regleras primärt genom att automatiska frekvens-reserver, i huvudsak lokaliserade i vattenkraftverk, aktiveras som svar på frekvensavvikelser. Reservernas utslag följer i regel ett linjärt samband med frekvensavvikelsen. Systemets frekvens är således en god indikator på systemets balans och motståndskraft mot omfattande störningar. När frekvensen går utanför normalintervallet är driftreserverna uttömda och ytterligare störningar leder till minskad driftsäkerhet och i värsta fall systemkollaps.

Det är således viktigt att i driftskedet återställa frekvens-reserverna genom att antingen justera produktionsnivåerna i producerande kraftverk eller genom att påverka konsumtionen i systemet. I dagsläget sker sådana justeringar av produktionsbalansen genom handel på en realtidsmarknad som benämns reglerkraftmarknaden.

Reglerkraftmarknaden är en marknad för reservkapacitet som kvarstår efter stängning av förhandsmarknaderna (Elspot och Elbas). Man skiljer på upp-regleringsbud, där avrop leder till ett netto-tillskott i producerad effekt och ned-regleringsbud vars avrop har motsatt verkan. Typiska upp-regleringsbud är bud från en producent som efter förhandshandeln har effektkapacitet kvar att sälja eller en större konsument som är villig att dra ner sin konsumtion.

Nedregleringsbud läggs i regel av producenter med en förhållandevis hög marginell produktionskostnad som är villiga att sänka sin produktion. Priset för upp- respektive ned-reglering sätts av marginalpriset vilket tillförs alla avropade bud under drifttimmen för respektive kategori. Det är således viktigt att varje avrop sker vid rätt tidpunkt och är av rätt storlek samtidigt som det dyraste avropade upp- respektive ned-regleringsbudet har lägsta möjliga kostnad.

Avrop av reglerbud leder till en kostnad för systemoperatören som sedan indirekt återförs till de aktörer som förorsakade den reglerade obalansen. Det finns således starka incitament ur ett samhällsekonomiskt perspektiv till att optimera systemoperatörens strategi för avrop på reglerkraftmarknaden.

Incitamenten i denna fråga kan ses som dubbla.

- En mer effektiv reglering leder till en jämnare frekvens vilket i sin tur minskar risken för strömavbrott.
- Mindre kostnad för obalanser i systemet, vilket i slutändan gynnar konsumenterna och de producenter som orsakar obalans.

Eftersom obalans i producentledet i regel orsakas av förnybara kraftslag med svår-predikerad, variabel produktion kan således en effektiv reglering av effektobalanser främja omställningen till ett mer förnyelsebart elkraftsystem.

Detta projekt har fokuserat på att effektivisera regleringen av effektbalansen genom att i först hand ta fram optimala strategier för handel på reglerkraftmarknaden. För att finna optimala avropsstrategier har vi formulerat problemet som uppstår vid optimering av handeln på reglerkraftmarknaden som ett stokastiskt optimeringsproblem. Nedan refererar vi till detta problem som *reglerproblemet*.

Resultatet av projektet är en minskad kostnad för att upprätthålla balansen vilket i sin tur ökar konkurrenskraften på elmarknaden för förnyelsebar produktion eftersom denna obalanskostnad återförs till de som skapat den.

De stora utmaningarna i projektet har främst varit att modellera netto-obalansen och reglerkraftmarknaden samt att ta fram algoritmer som löser de matematiskt formulerade problemen på ett effektivt sätt. Komplicerande faktorer vid utveckling av algoritmer är dels den stora mängd reglerbud som vanligtvis är tillgängliga i kombination med den fördröjning i produktionsförändring som ramp-villkor och reaktionstider leder till. Som beskrivits ovan tillämpas dessutom principen om att ersättningen för avropade upp- respektive ned-regleringsbud bestäms av motsvarande bud med högst effektpris som avropats under given handelsperiod. Detta komplicerar situationen ytterligare då man ej med säkerhet vet kostnaden för varje genomfört avrop innan slutet av handelsperioden. I en fullständig formulering av avropsproblemet krävs dessutom att hänsyn tas till närliggande handelsperioder sammanfogade vid timskarvarna. Anledningen till att vi överhuvudtaget behöver beakta flera på varandra följande handelsperioder är att vissa bud på reglerkraftmarknaden kan ligga kvar i flera handelsperioder. Ett bud som avropas i en handelsperiod kan därför ligga kvar, och därmed bidra till balanseringen, även under nästa handelsperiod.

I dagsläget löses detta problem genom att man rangordnar buden efter marginalkostnad och endast vid specialreglering gör avsteg från denna rangordning vid avrop. Dessutom görs ingen matematisk optimering där frekvensavvikelser vägs mot höjd produktionskostnad, istället använder operatörerna praxis som byggts upp genom lång erfarenhet. Med den matematiskt stringenta optimeringen vi föreslår kan man motivera ett avförande av bud-rangordningen, vilket öppnar för en mer effektiv effektbalansreglering.

Projektet som har löpt från 2017-01-01 till 2021-03-31 har utförts av Linnéuniversitetet där projektledaren Magnus Perninge samt den i projektet anställda doktoranden Johan Jönsson är verksamma. Projektet har utförts i tätt samarbete med Svenska Kraftnät där Robert Eriksson varit delaktig i att framarbete flera av de problemställningar som angripits.

Genomförande

Initialt valde vi att titta på en väldigt enkel formulering av reglerproblemet med en förenklad reglerkraftmarknad samt beaktande av en enskild handelsperiod (se [1]). Problemställningen har sedan successivt utvecklats till att nyttja en mer komplicerad modell av reglerkraftmarknaden [6,10] samt att beakta flera, på varandra följande, handelsperioder [8].

I samband med att komplexiteten hos det studerade problemet successivt har ökat har följt ett behov av att visa att de alltmer komplicerade problemen har en lösning samt även att föreslå adekvata numeriska algoritmer. Utvecklingen under projektets gång kan således delas upp i tre olika kategorier.

Modellering:

För att på ett adekvat sätt kunna modellera ett framtida scenario där osäkerheterna i nettoobalansen kan ta många olika skepnader har vi genom hela projektets gång använt oss av en generell underliggande stokastisk modell baserad på så kallade stokastiska differentialekvationer. Därmed kan vi, till exempel, kombinera tidigare resultat gällande lastbalanser [A] med modeller för den stokastiska fluktuationen hos produktionen från storskalig vindkraft [B].

Som nämnts ovan har modellen av reglerkraftmarknaden utvecklats under projektets lopp. Initialt (se specifikt [1]) användes en simpel modell där priset för varje avropat reglerbud gavs av marginalpriset för sagda budet vilken ej heller tillät reversering av avrop. Detta var en lämplig startpunkt då problemet i detta fall enkelt kunde formuleras som en sekvens av så kallade stoppingproblem, vilka har en uttömmande färdig teori som direkt kunde tillämpas.

Modellen av reglerkraftmarknaden utvecklades sedan successivt. Två viktiga steg i denna utveckling beskrivs i publikationer [8] och [10]. I [8] generaliserades resultaten ifrån [1,6] till att omfatta problemuppställningar där flera, på varandra följande, handelsperioder beaktas. I publikation [10] har vi modellerat det faktum att reglerpriset sätts av det högsta marginalpriset av samtliga avropade bud inom respektive kategori (upp- och nedreglering).

Genomgående har en kvadratisk straffkostnad på frekvensavvikelser antagits, dels då det framstår naturligt och har gett trovärdiga simuleringsresultat, men även då det tillåter gynnsamma numeriska algoritmer.

Teoretisk utveckling:

Då man ställer upp reglerproblemet i kontinuerlig tid erhåller man ett stokastiskt optimeringsproblem av impulsreglerings-typ. Fokus för den teoretiska utvecklingen inom projektet har därför varit att visa att en rad, mer och mer detaljerade, impulsregleringsproblem har en lösning. Existens av en optimal strategi är väsentligt för analys av algoritmer och har därmed utgjort en viktig del i projektet.

Initialt beaktade vi enbart deterministiska tidsfördröjningar [2], vilket motsvarar att systemoperatören har full information om producenternas tidsfördröjning, det vill säga den tid det tar ifrån att ett reglerbud avropas tills dess att den faktiska förändringen i produktion/konsumtion ägt rum.

Då detta är ett orimligt antagande har ramverket utvidgats till att omfatta slumpmässiga tidsfördröjningar i [5]. Detta leder i slutändan till en mer robust optimeringsmetod då osäkerheter i kraftverkens responstid kan inkluderas redan i modelleringsstadiet. Utvecklingen kan jämföras den tidigare modellen där dessa osäkerheter beaktades genom en väl tilltagen tidsfördröjning vilket i allmänhet leder till en onödigt konservativ drift av systemet. Vidare har mer avancerade tidsberoenden beaktats i [3,12].

Slutligen så har möjligheten av negativa kostnader för avrop beaktats i [11].

Numeriska algoritmer:

I publikation [2], har en effektiv numerisk metod för att lösa impulsregleringsproblem med kvadratisk straffkostnad utvecklats. Metoden går i huvudsak ut på att approximera kostnaden som tidsfördröjningen medför som en extra avropskostnad. Denna metod vidareutvecklades och effektiviserats sedan i [9]. Anledningen till att vi vill hitta så effektiva metoder som möjligt är att avrops-problemet är ett storskaligt optimeringsproblem där antalet möjliga driftlägen är enormt. Detta medför att klassisk dynamisk programmering inte är direkt tillämpbar.

Ett annat angreppssätt anlades i [4] där tidsfördröjningen istället diskretiserades med en avsevärt större steglängd vilket visade sig markant sänka beräkningstiden.

Då robusthet är essentiell vid frekvensreglering utvecklades i [10] en numerisk approximation som dels reducerar beräkningstiden, men även bevisat eliminerar risken för en underskattning av driftkostnaden.

Resultat

Forskningsresultaten inom projektet finns sammanfattade i referenserna under rubriken Publikationslista.

Resultaten kan sammanfattas enligt det tre punkterna under rubriken Genomförande:

- Den slutgiltiga modellen av marknaden innehåller idag alla komponenter som vi anser relevanta för optimering av avropen på reglerkraftmarknaden.
- Den teoretiska utvecklingen har lett till att vi idag kan behandla en rad olika stokastiska optimeringsproblem utöver reglerproblemet. En förhoppning är att detta kan utnyttjas även i framtida projekt gällande optimering inom energisystemet.
- Utvecklingen av algoritmer har lett till numeriska metoder för att på ett robust och effektivt sätt hitta approximativt optimala avropsstrategier.

Diskussion

En viktig slutsats vi kan dra av våra resultat är att vi kan få en god frekvensreglering genom att anta en kvadratisk straffkostnad på frekvensavvikelser. Detta är ett viktigt resultat då det är allmänt känt att optimala styrproblem med kvadratisk straffkostnad i regel leder till effektivare och robustare regleralgoritmer.

En annan viktig slutsats kan dras av lösningen till fler-periods problemet i [8]. Där framgick det att skillnaden mellan att beakta en handelsperiod och två på varandra följande handelsperioder kan vara betydande i fråga om optimalitet hos styrlagar. Dock visade det sig att nyttan med att lägga till en tredje handelsperiod var marginell i samtliga studerade scenarier. Det verkar därför rimligt att man, på ett modellprediktivt reglerings-maner, beaktar de en till två handelsperioderna som följer den handelsperiod man för tillfället söker att optimera.

Nästa steg i utvecklingen är att ytterligare adressera robusthetsfrågan. Som beskrivits ovan har robustheten förstärkts genom att vi numera mer exakt kan modellera tidsfördröjningarna som följer mellan ett avrop på reglerkraftmarknaden och efterföljande förändring av produktion/konsumtion, samt även genom att vi utvecklat robusta metoder för numerisk approximation. För att ytterligare förstärka robustheten vore det intressant att inkludera riskaversion hos systemoperatören som en parameter i optimeringen.

Publikationslista

Publikationer i internationella tidsskrifter:

- [1] Perninge M. & R. Eriksson, “Frequency Control in Power Systems based on a Regulating Market”, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 26(1):27-37, **2018**.
- [2] Perninge M., “A Limited-Feedback Approximation Scheme for Optimal Switching Problems with Execution Delays”, *Mathematical Methods of Operations Research*, 87:347-382, **2018**.
- [3] Perninge M., “A finite horizon optimal switching problem with memory and application to controlled SDDEs”, *Mathematical Methods of Operations Research*, 91:465–500, **2020**.
- [4] Perninge M., “A two-scale scheme for finite horizon switching problems with delays”, *Automatica*, 112:1-9, **2020**.
- [5] Perninge M., “On the Finite Horizon Optimal Switching Problem with Random Lag”, *Applied Mathematics and Optimization*, preprint available online 1-43, **2020**.

Konferensbidrag:

- [6] Perninge M. & R. Eriksson, “Optimal Tertiary Frequency Control in Power Systems with Market-Based Regulation”, *IFAC 2017 World Congress*, **2017**.
- [7] Eriksson R. & M. Perninge “Dynamic performance of the frequency containment reserve – Experience from the Nordic system”, *IREP’2017 Symposium*, **2017**.
- [8] Perninge M. & R. Eriksson, “Market based Frequency Control in Power Systems: The Multi-Period Problem”, *IFAC Control of Power and Energy Systems (CPES)*, **2018**.
- [9] Perninge M., “A Numerical Approximation Scheme for Large-Scale Optimal Switching Problems with Reaction Delays”, *IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, **2018**.
- [10] Eriksson R. & M. Perninge “Performance Bounds for Continuous Trading on Balancing Power Markets”, *IFAC 2020 World Congress*, **2020**.
- [11] Jönsson J. & M. Perninge, “A case of optimal switching with signed costs”, kommer att presenteras vid *24th International Symposium on Mathematical Theory of Networks and Systems (MTNS 2020)*, **2021** (konferensen sköts upp 1 år pga covid).

Manuskript:

- [12] Jönsson J. & M. Perninge, “Finite Horizon Impulse control of Stochastic Functional Differential Equations”, arXiv:2006.09768, **2020**.

Referenser, källor

[A] Perninge M., Knazkins V., Amelin M. & L. Söder, “Modeling the electric power consumption in a multi-area system”, *Euro. Trans. Electr. Power* 21:413–423, **2011**.

[B] Olsson M., Perninge M. & L. Söder, “Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations”, *Electric Power Systems Research* 80 (8), 966-974, **2010**.

Bilagor

- Administrativ bilaga