

Teknisk- økonomiske løsninger for aggregatorrollen i et marked med Smart Grid

Victoria Fearnley Landmark
Victoria Lervik

Industriell økonomi og teknologiledelse
Innlevert: Juni 2012
Hovedveileder: Asgeir Tomasgard, IØT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse

MASTERKONTRAKT

- uttak av masteroppgave

1. Studentens personalia

Etternavn, fornavn Landmark, Victoria Fearnley	Fødselsdato 14. jun 1988
E-post victoria@stud.ntnu.no	Telefon 47091955

2. Studieopplysninger

Fakultet Fakultet for Samfunnsvitenskap og teknologiledelse	
Institutt Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse	
Studieprogram Industriell økonomi og teknologiledelse	Hovedprofil Anvendt økonomi og optimering

3. Masteroppgave

Oppstartsdato 16. jan 2012	Innleveringsfrist 11. jun 2012
Oppgavens (foreløpige) tittel Teknisk- økonomiske løsninger for aggregatrollen i et marked med smarte nett	
Oppgavetekst/Problembeskrivelse Formålet med oppgaven er å analysere ressursene tilgjengelig for en aggregator, herunder distribuert produksjon, energilagring og fleksibelt forbruk. Økonomisk potensial samt mulige tekniske løsninger vil bli identifisert. Hovedinnhold: - Introduksjon til aggregatrollen i Smart Grid markedet. - Det vil belyses hvor mye fleksibilitet det er realistisk at eksisterer både på forbruks- og produksjonssiden. Karakteristikk ved fleksibiliteten blir vurdert (mulighet for å garantere fleksibiliteten, varighet osv.). - Optimeringsmodell for kortsiktig optimering av ressursene under en aggregator. Ulike typer målfunksjoner vil bli benyttet. - Definisjon av case som benyttes til å teste modell. - Innhenting av case-data for å kunne kjøre beregninger på optimeringsmodellen. - Implementering av modell i Xpress. - Diskusjon rundt resultater og sensitivitetsanalyse. - Diskusjon rundt hvilken aktør som kan ta på seg rollen som aggregator. - Kontraktsmessige forhold mellom sluttkunde, aggregator og nettselskapet.	
Hovedveileder ved institutt Professor Asgeir Tomasgard	Medveileder(e) ved institutt
Merknader 1 uke ekstra p.g.a påske.	

4. Underskrift

Student: Jeg erklærer herved at jeg har satt meg inn i gjeldende bestemmelser for mastergradsstudiet og at jeg oppfyller kravene for adgang til å påbegynne oppgaven, herunder eventuelle praksiskrav.

Partene er gjort kjent med avtalens vilkår, samt kapitlene i studiehåndboken om generelle regler og aktuell studieplan for masterstudiet.

Oslo, 13.01.2012

Sted og dato

Vickona Feamby Landmark

Student



Hovedveileder

Originalen lagres i NTNUs elektroniske arkiv. Kopi av avtalen sendes til instituttet og studenten.

MASTERKONTRAKT

- uttak av masteroppgave

1. Studentens personalia

Etternavn, fornavn Lervik, Victoria	Fødselsdato 12. des 1987
E-post victorie@stud.ntnu.no	Telefon 40487044

2. Studieopplysninger

Fakultet Fakultet for Samfunnsvitenskap og teknologiledelse	
Institutt Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse	
Studieprogram Industriell økonomi og teknologiledelse	Hovedprofil Anvendt økonomi og optimering

3. Masteroppgave

Oppstartsdato 16. jan 2012	Innleveringsfrist 11. jun 2012
Oppgavens (foreløpige) tittel Teknisk- økonomiske løsninger for aggregatrollen i et marked med smarte nett	
<p>Oppgavetekst/Problembeskrivelse Formålet med oppgaven er å analysere ressursene tilgjengelig for en aggregator, herunder distribuert produksjon, energilagring og fleksibelt forbruk. Økonomisk potensial samt mulige tekniske løsninger vil bli identifisert.</p> <p>Hovedinnhold:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Introduksjon til aggregatrollen i Smart Grid markedet. - Det vil belyses hvor mye fleksibilitet det er realistisk at eksisterer både på forbruks- og produksjonssiden. Karakteristikk ved fleksibiliteten blir vurdert (mulighet for å garantere fleksibiliteten, varighet osv.). - Optimeringsmodell for kortsiktig optimering av ressursene under en aggregator. Ulike typer målfunksjoner vil bli benyttet. - Definisjon av case som benyttes til å teste modell. - Innhenting av case-data for å kunne kjøre beregninger på optimeringsmodellen. - Implementering av modell i Xpress. - Diskusjon rundt resultater og sensitivitetsanalyse. - Diskusjon rundt hvilken aktør som kan ta på seg rollen som aggregator. - Kontraktsmessige forhold mellom sluttkunde, aggregator og nettselskapet. 	
Hovedveileder ved institutt Professor Asgeir Tomsgard	Medveileder(e) ved institutt
Merknader 1 uke ekstra p.g.a påske.	

4. Underskrift

Student: Jeg erklærer herved at jeg har satt meg inn i gjeldende bestemmelser for mastergradsstudiet og at jeg oppfyller kravene for adgang til å påbegynne oppgaven, herunder eventuelle praksiskrav.

Partene er gjort kjent med avtalens vilkår, samt kapitlene i studiehåndboken om generelle regler og aktuell studieplan for masterstudiet.

Oslo, 13. jan. 2012

Sted og dato

Victoria Feik

Student

[Signature]

Hovedveileder

Originalen lagres i NTNUs elektroniske arkiv. Kopi av avtalen sendes til instituttet og studenten.

SAMARBEIDSKONTRAKT

1. Studenter i samarbeidsgruppen

Etternavn, fornavn Landmark, Victoria Fearnley	Fødselsdato 14. jun 1988
Etternavn, fornavn Lervik, Victoria	Fødselsdato 12. des 1987

2. Hovedveileder

Etternavn, fornavn Tomasgard, Asgeir	Institutt Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse
--	---

3. Masteroppgave

Oppgavens (foreløpige) tittel Teknisk- økonomiske løsninger for aggregatorrollen i et marked med smarte nett
--

4. Bedømmelse

Kandidatene skal ha *individuell* bedømmelse
Kandidatene skal ha *felles* bedømmelse



Oslo, 13.01.2012

Sted og dato


Hovedveileder

Victoria F. Landmark
Victoria Fearnley Landmark


Victoria Lervik

Originalen oppbevares på instituttet.

FORORD

Dette er en oppgave skrevet som avsluttende arbeid på masterstudiet industriell økonomi og teknologiledelse ved NTNU, våren 2012. Oppgaven er skrevet innen hovedprofilen anvendt økonomi og optimering og bygger videre på prosjektoppgaven skrevet høsten 2011. Arbeidet er knyttet opp mot forskningsmiljøer innen kraftbransjen og Smart Grid.

Vi vil takke veileder Asgeir Tomasgard for gode innspill og diskusjoner. Medveileder Stig Ottesen har også bidratt i flere diskusjoner og vært til hjelp med sin kunnskap innen kraftbransjen. Vi ønsker også å takke John Arild Raaen og Virginia Hyde i Enfo Energy for gode ideer og samarbeid. Nord Trøndelag Elektrisitetsverk har bistått med kundedata og dermed muliggjort testing av en av modellene i oppgaven, noe vi har satt stor pris på.

Vi har benyttet både teknisk og økonomisk fagkunnskap i dette arbeidet. Samlet mener vi masteroppgaven godt reflekterer fagkunnskapen vi har opparbeidet oss gjennom studiet.

Victoria Fearnley Landmark

Trondheim, 8. juni 2012

Victoria Lervik

Trondheim, 8. juni 2012

SAMMENDRAG

Smart Grid er en fellesbetegnelse på et sett med endringer kraftmarkedet kan komme til å gjennomgå. De nye markedsmulighetene og konsekvensene omtalt i fagmiljøene innen Smart Grid belager seg alle på økt fleksibilitet på forbrukssiden, gjennom økt priselastisitet. Aggregatoren er en mye omdiskutert ny aktør som kan entre kraftmarkedet og som kan tilføre incentiv til forbrukerfleksibilitet. Aggregatoren er enda ikke fullstendig definert i bransjen, men det er tatt utgangspunkt i tre tjenester aggregatoren kan tilby i denne oppgaven; fysisk levering av kraft, fjernstyring av forbruk samt kraftforvaltning. Det er fokusert på laststyring og kraftforvaltning, da dette er nye tjenester som tilbys i markedet. For å undersøke om aggregatoren kan gi incentiver for kunden til å bli forbruksfleksible er oppgaven delt inn i to deler. Først er det utviklet en laststyringsmodell som styrer en enkelt husstands laster etter spotpris, for å minimere strømkostnader. Kunden kan i praksis benytte en slik modell *uten* tilknytning til aggregator. Besparelsene antyder derfor hvor realistisk det er å se for seg en betydelig økning av forbrukerfleksibilitet uten tilknytning til aggregator. Modellen benytter deterministisk optimeringsmetodikk og er implementert i optimeringssoftwaren Mosel Xpress. Modellen kontrollerer forbruk fra varmtvannstank, panelovner og varmekabler. Forfatterne har gjort antagelser hva gjelder kundenes villighet til å endre forbruk. Det er benyttet historisk kundedata fra husstander i Nord-Trøndelag for å modellere forbruket. Resultatene fra modellen viste at besparelsene gjennom året kan synes å bli svært små kun gjennom laststyring med hensyn på spotpris. Resultatet for årlig besparelse lå på omtrent 1200 kr brutto for en husstand. Det er så trukket fra avsavnskostnader ved redusert forbruk for å representere kundens misnøye forbundet ved lastreduksjonen. Nettogevinsten for en husstand ble da kun 200 kr. Forfatterne er av den oppfatning at dette kvantumet ikke er stort nok til å gi kundene tilstrekkelig incentiv til å endre forbruksmønsteret kun ved laststyring på egne vegne.

Videre ble det undersøkt om kraftforvaltning gjennom en aggregator kan øke incentivet for kunden til å endre forbruksmønster. Årsaken til at besparelsene for husstandene blir små i laststyringsmodellen, er relativt lave prissvingninger i spotpris samt små forbruksvolum. En aggregator som kontrollerer en hel kundemasses forbruk har mulighet til å forvalte kraft i ulike marked med ulik pris og åpner dermed for inntektskilder utover spotprisgevinst. Dersom aggregator kan tilføre ekstra verdi for kunden vil incentivene til forbrukerfleksibilitet være større enn kun ved laststyring etter spotpris for enkeltkunden. Forfatterne har utviklet en optimeringsmodell for profittmaksimerende forvaltning av kraft for å tilrettelegge for kraftforvaltningen. Modellen er stokastisk for å kunne ta hensyn til usikkerhet i priser og volum i de ulike markedene. Mye tid er brukt på å hente inn detaljert informasjon om mekanismene i markedene, ettersom mye av denne informasjonen ikke er offentlig tilgjengelig. Det er så valgt ut seks ulike reserve-, plan- og driftsmarkeder hvor kraft kan allokeres gjennom én uke. Modellen utviklet er stor i optimeringsøyemed og det er derfor gitt ulike anbefalinger hva angår dekomponering samt scenarioreduksjon for å minimere kjøretid. Historiske priser og volum for enkelte markeder er konfidensiell data Statnett ikke ønsker distribuert. Det har derfor ikke vært mulig å teste forvaltningsmodellen med data i arbeidet her. Modellen er likevel av en art som ikke eksisterer hos markedsaktørene på forbrukssiden i dag. Forfatterne mener derfor at modellen kan gi et konkurransefortrinn dersom en aggregator benytter modellen som beslutningsverktøy. I videre arbeid er det svært interessant å teste modellen med denne type data for å kvantifisere profittpotensialet ved aggregering av fleksibilitet. Videre kan

laststyringsmodellen og forvaltningsmodellen kunne kombineres i tillegg til å inkludere kjøp av kraft og minimering av ubalanse. Samlet ville dette utgjort et fullstendig beslutningsverktøy for en aggregator.

ABSTRACT

Smart Grid is a common term for the future electricity market with two-way communication, AMI and end-user flexibility. The market opportunities and consequences discussed in the Smart Grid research environments rely on increased end-user flexibility and demand response. The aggregator is a new participant who can enter the electricity market and provide an incentive for demand response. The role of the aggregator is not completely defined in the industry yet. In this thesis its role is based on three services; physical delivery of power, remote control of consumption and profit maximizing management in the power market. The focus in the thesis has been remote control load management and power management in the power market as these services are new to the market. To investigate whether the aggregator can provide incentives for consumers to be flexible in consumption, the thesis is divided into two parts. First, it is developed a load management model that manages a single households' loads with respect to the spot price, in order to minimize power costs. The customer may effectively use such a model without commitment to an aggregator. The savings therefore suggest how realistic it is to envision a substantial increase in demand response unrelated to the aggregator. The model uses deterministic optimization methodology and is implemented in the optimization software Xpress Mosel. The model controls consumption from the hot water tank, radiators and under floor heating in a single household. The authors have made assumptions regarding customers' willingness to change their consumption behavior. The model is implemented with historical data from households in Nord-Trøndelag. The results indicate that the yearly savings seem to be small; the annual gross savings for a Norwegian household was about NOK 1200. Deducting the reduced-utility costs from dissatisfaction of reduced consumption, the net savings become NOK 200. The authors are of the opinion that this quantity is too small to provide customers with sufficient incentive to change their consumption pattern.

It was further investigated whether power management through an aggregator can increase this incentive. The reason why the savings are small when a single Norwegian household adjusts consumption to the spot price is the limited consumption volume and limited price volatility. It has therefore been the goal to test whether these savings can be increased by an aggregator who controls an entire customer base and allocates this volume in several different power markets. A stochastic optimization model was developed for this purpose. The model maximizes profit from a given amount of power distributed in six different markets, taking uncertainties in prices and volumes into account. The time horizon is set to one week, and the problem is large even in the context of optimization. The authors have therefore recommended decomposition methods and scenario reduction methods to reduce the run time. A significant amount of the data needed to run the model is confidential. It has therefore not been possible to run the model in the work done here. The model is still valuable for retailers in the sense that it's the first of its kind. Due to this, the authors believe that the model can provide a competitive advantage when implemented with sufficient price and volume forecasts. In further work it would be of great interest to test the model with data and quantify the profit potential of aggregated flexibility. The results would additionally give insight to which markets that currently provide the greatest margins in the Norwegian power market. Furthermore, the two developed models can be combined, in addition to including purchase of power and minimization of the retailers' imbalance. Overall, this would constitute a complete decision-making tool for an aggregator.

Innholdsfortegnelse

Innledning	7
Laststyring for enkeltkunden	8
1. Relatert arbeid.....	8
2. Modellbeskrivelse	9
2.1. Må-laster	9
2.2. Volumlaster	10
2.3. Fleksible laster	10
2.3.1. Avsavspriser	10
3. Matematisk modell	12
3.1. Målfunksjon.....	13
3.2. Begrensninger	14
3.2.1. Forbruk fra varmtvannstank.....	14
3.2.2. Fleksibelt forbruk.....	15
3.2.3. Avsavnskostnader.....	16
3.2.4. Systembalanse	17
3.2.5. Ikke-negativitetskrav	17
3.2.6. Størrelse på modell.....	17
4. Case: Husstand i Nord-Trøndelag	18
4.1. Beskrivelse av caset.....	18
4.1.1. Avsavspriser	19
4.2. Resultater	20
4.2.1. Analyse.....	21
5. Videre arbeid.....	30
6. Konklusjon.....	31
Forvaltningsmodell for aggregator	32
7. Definisjon av en aggregator	32
7.1. Tilleggstjenester fra aggregator	34
8. Aggregators konkurransedyktighet og marginalkostnader	35
9. Kraftmarkedet	37
9.1. Reservemarked og balansetjenester	37
9.1.1. Primærregulering	38
9.1.2. Sekundærregulering	40
9.1.3. Tertiærregulering	40

9.2. Planfasen	44
9.2.1. Elspot.....	44
9.2.2. Elbas, intradagmarkedet.....	46
9.2.3. Finansielt papirmarked	47
11. Stokastisk programmering.....	51
11.1. Usikker informasjon	51
11.2. Tostegs recoursemodell	52
11.3. Flerstegs recoursemodell	53
12. Forvaltningsmodell.....	54
12.1. Problemstruktur.....	55
12.2. Matematisk formulering	59
12.2.1. Målfunksjon	60
12.2.2. Kostnader ved utkobling	61
12.2.3. Kostnader ved primærreserve stilt tilgjengelig	62
12.2.4. Steg 1.....	63
12.2.5. Steg 2.....	65
12.2.6. Steg 3.....	66
12.2.7. Steg 4.....	66
12.2.8. Steg 5.....	68
12.2.9. Steg 6 - driftstimen	69
12.2.10. Ikke-negativitetskrav	70
12.3. Dekomponering av modell.....	72
12.3.1. Størrelse på modell.....	73
12.4. Scenariogenerering.....	75
12.4.1. Scenarioreduksjon ved korrelasjon.....	75
12.5. Resultater	78
13. Videre arbeid	81
14. Konklusjon.....	82
15. Bibliografi.....	84
16. Vedlegg.....	88
16.1. Deterministisk modell.....	88
16.2. Regresjonsanalyser	89

Innledning

Innen 2017 er det pålagt at alle norske husstander skal ha såkalt *AMS* installert. *AMS*, avanserte måle- og styresystem, er en fellesbetegnelse for hardware og software som kreves for å kunne fjernavlese strømforbruk hos den enkelte strømkunde. *AMS* tilrettelegger for en stor endring av kraftbransjen; *Smart Grid*. Felles for forskningen og teknologiutviklingen er at fleksibiliteten på forbrukssiden er antatt å øke. Per i dag er forbrukssiden svært lite priselastisk grunnet små incentiver til å reagere på pris. En av endringene ved *AMS* er at kunder for første gang vil kunne bli fakturert eksakt; timevis forbruk faktureres med spotpris for den aktuelle timen. Forfatterne har derfor ønsket å kvantifisere de potensielt økte incentivene til forbruksfleksibilitet, som kommer med *AMS* og som *Smart Grid* avhenger av.

Aggregatoren er en mye omdiskutert ny aktør som kan entre kraftmarkedet og som kan tilføre incentiv til forbrukerfleksibilitet. Aggregatoren er enda ikke fullstendig definert i bransjen, men det tas i denne oppgaven utgangspunkt i tre tjenester aggregatoren kan tilby; tradisjonelle leverandørtjenester, styring av laster hos kunden, samt forvaltning av kraft fra kundegruppen i ulike markeder. Både laststyring og kraftforvaltning kan gi kunder incentiver til å endre forbruksmønster og bli forbruksfleksible. Disse to tjenestene er nye og er fokus i denne oppgaven. Det er utviklet to optimeringsmodeller for å identifisere gevinstene ved de to aggregatortjenestene. Først vil det presenteres en laststyringsmodell for en enkelte husstand, da laststyring i prinsippet kan gjennomføres for kunden uten tilknytning til aggregator. Modellen styrer oppvarming av varmtvannstank og regulerer forbruk fra varmekabler og panelovner etter spotpris og kundeetterspørsel. Det er ikke modellert distribuert produksjon og lagermuligheter for husstanden, da forfatterne anser det som lenger frem i tid at den norske husstand installerer slike løsninger. For å gjennomføre implementeringen benyttes forbruksdata for husstander i Nord Trøndelag. I tillegg gjøres det flere antagelser hva angår forbrukernes villighet til å la seg laststyre. Resultatene fra kjøringen av modellen er de økonomiske besparelsene en husstand kan forvente gjennom laststyring og eksakt fakturering gjennom *AMS*.

I andre del av oppgaven er det utviklet en forvaltningsmodell som tilrettelegger for kraftforvaltning for aggregatoren. Modellen benytter stokastisk optimeringsteknikk og maksimerer profitt fra en gitt mengde kraft. Denne gitte kraftmengden er tenkt å bestå av fleksibelt forbruk fra en mengde sluttkunder aggregatoren styrer. Med utgangspunkt i denne kraftmengden vil resultatene fra modellen kunne kvantifisere verdien en aggregator kan tilføre kundene utover det de selv kan spare gjennom egen laststyring. Kraftforvaltning er ikke mulig for enkeltkunden å gjennomføre uten tilknytning til aggregator, i motsetning til laststyringen. Den økte verdien vil gi et bilde av hvor realistisk det er at aktører som aggregatoren vil entre markedet og bidra til at forbrukerne blir fleksible nok til å bistå *Smart Grid* i dens mye omtalte fremtidsutvikling.

Laststyring for enkeltkunden

Med AMS-målere åpner muligheten for leverandører til å fakturere kunden for timevis forbruk med spotpriser. Dette vil gi kunden incentiv til å justere forbruket etter pris, for å redusere kostnader. Timere og fjernstyring av elektrisk utstyr vil kunne bistå kundene i å justere forbruket kontinuerlig med hensyn på spotprisen. I denne delen av oppgaven er det kvantifisert hvilke kostnadsbesparelser som muliggjøres for den enkelte husstand ved hjelp av en slik type tjeneste. Det er tatt utgangspunkt i at en kunde har installert fjernstyring av husets laster som er koblet til en software med en optimeringsalgoritme for kostnadsminimering. Det åpnes for både reduksjon og flytting av forbruk basert på strømprisvariasjonene. Tjenesten er altså ikke avhengig av en aggregator. Årsaken til at forfatterne har prioritert å utvikle denne modellen er for å senere kunne avgjøre om en aggregator kan tilby kunden verdier utover slike enkle og sannsynligvis rimelige muligheter for laststyring. Laststyring er i tillegg tenkt å kunne leveres som en tjeneste fra aggregator og laststyringsmodellen kan derfor tjene som et beslutningsverktøy for aggregatoren. Det vil nå bli beskrevet lignende arbeid fra andre universiteter og forskningsmiljøer for å gi en beskrivelse av hva som skiller modellen her fra tidligere arbeid. Siden vil laststyringsmodellen som er utviklet bli presentert, før denne er testet og implementert for en kunde i Nord-Trøndelag.

1. Relatert arbeid

(Wang, et al., 2010) presenterer en kvalitativ modell for intelligentw trading/metering/billing systemer og dens implementering i demand side load management, DSLM. (Wang, et al., 2010) tar utgangspunkt i at nettdrift vil bli mer utfordrende i fremtidens marked med distribuert produksjon og demand response. Modellen antar at kundene får tilgang på spotpriser og dermed kan flytte forbruk med lagerkarakteristikker for å spare kostnader. Artikkelen trekker frem oppvarming av varmtvannstanker som en av lasttypene med lagerkarakteristikker. Det blir ikke presentert noen matematisk modell, mulighetene er kun diskutert.

(Conejo, et al., 2010) har utviklet en enkel LP-modell for å maksimere kundetilfredshet og minimere kundekostnader gjennom Smart Grid løsninger. Modellen benytter redusert kundetilfredshet som en alternativ kostnad til å kjøpe strøm fra nettet. Den alternative kostnaden, som i arbeidet her vil kalles avsavnskostnaden, er forenklet til å være konstant for alle timer og kun avhengig av forbruksnivå. Modellen begrenses ved at kunden skal ha et forbruk i løpet av døgnet som ligger over en minimumsgrense og ramping er benyttet for å begrense differansen mellom forbruksnivå i to etterfølgende timer.

(Xiong, et al., 2011) går videre med å dele forbruket i hjemmet inn i to ulike forbrukskategorier; må-forbruk og volum-forbruk. Målet med modellen er å holde effekten på strømforbruket under et gitt nivå og dermed også topplasten for det enkelte hjem. Resultatet på caset testet er en mer jevn lastprofil for hjemmet, i tillegg til at topplasten blir redusert. Modellen har med andre ord ikke som mål å redusere kundens kostnader, men inndelingen av forbrukslaster er interessant for arbeidet i denne oppgaven.

(Gatsis & Giannakis, 2011) presenterer en deterministisk heltallsmodell for å minimere husstanders energi- og avsavnskostnader i tillegg til kostnadene et kraftselskap får ved

å produsere eller distribuere elektrisitet til kundene. Forbruket er her delt inn i tre kategorier; må-forbruk, volumforbruk og fleksible laster, hvor de fleksible lastene kan reduseres mot en avsavnskostnad. Avsavnskostnaden er beskrevet som en konveks funksjon avhengig av volumet utkoblet. Funksjonen er generell og ikke reflektert noe videre over. Modellen inkluderer flere husstander med flere enheter per hus. Modellen forblir konveks fordi laster som kan starte på valgfritt tidspunkt, for eksempel oppvaskmaskiner, ikke er inkludert, ei heller heltallsvariable. Konveksiteten muliggjør dual dekomponering av problemet med Lagrange multiplikatorer som representerer prissignal mellom kraftselskap og sluttkunde. Timevise forbruksdata hjelper modellen til å konvergere mot optimal forbruksplan og produksjonsplan for kraftselskapet.

(Rastegard, et al., 2012) presenterer også en modell for å minimere husholdningers strømkostnader. Modellen inkluderer både lager, elbil og fleksible laster. Resultatet av arbeidet er at laststyring vil minimere PAR raten, topplast over gjennomsnittslast. For å få til dette peker forfatterne på at flere hus burde koordineres, for ikke å bare forskyve topplasten fra de timene de forekommer i dag til nye timer. Ved koordinering kan lastprofilen jevnes ut og nettdrift kan således bli betydelig enklere. Artikkelen presenterer også DLC, direct load control, hvor sluttbruker mottar kompensasjon fra en aggregator for å tillate dem å styre enkelte laster i deres hjem. Det er her benyttet en avsavnskostnad som konverterer redusert kundetilfredshet til kostnader for kunden. Avsavnskostnaden følger en funksjon som avhenger av sannsynlighet for utkobling, antall enheter som kan kobles ut, samt volumet utkoblet. Kostnaden avhenger med andre ord ikke av tid.

I denne oppgaven vil det bli benyttet avsavnspriser som varierer med både sesong, tid på døgnet, enhetstype og volum. Forfatterne anser dette som et mer realistisk bilde av hvordan norske husholdninger vil kvantifisere avsavnskostnaden. Det vil også bli benyttet spesifikk modellering av varmtvannstanken for å komme nærmere virkeligheten hva angår fleksibiliteten tilgjengelig i denne komponenten.

2. Modellbeskrivelse

Modellen er utarbeidet med hensyn på en enkelt husstand som kun er strømforbruker; ikke prosumert (Landmark & Lervik, 2011). Kunden skal avbilde den alminnelige norske husstand slik den er i dag og har ikke lagermuligheter tilgjengelig. Målet er å kvantifisere hvilke kostnadskutt en kan se for seg at disse kundene kan oppnå gjennom både lastflytting og laststyring. Forbruk er derfor delt inn i ulike kategorier; må-laster, volumlaster og fleksible laster. Ulikt arbeidet av (Conejo, et al., 2010) vil det her ikke bli benyttet ramping på forbruksvariasjoner. Dette fordi forfatterne anser ramping som mer passende for produksjonssiden, der tekniske begrensninger på generatorer og annet utstyr gjør det vanskelig å justere produksjonen mye på kort tid. Forbruk vil i dette arbeidet bli sett på som laster som fullstendig kan kobles ut eller strupes i løpet av få sekunder gjennom fjernstyring. Det antas at husstanden har installert fjernstyring av de modellerte forbrukskomponentene.

2.1. Må-laster

Må-laster representerer forbruk i hjemmet som kunden anser som for verdifullt til å redusere eller flytte, da dette vil påvirke deres kundetilfredshet i for stor, negativ grad. Med dagens relativt sett lave prissvingninger anser forfatterne det som realistisk at

store deler av strømforbruket hos norske husstander er av en slik art. Eksempler på dette er belysning, TV, apparater til matlaging som stekeovn osv.

2.2. Volumlaster

Volumlaster defineres som laster som er fleksible med hensyn på tid, men ikke volum. Det vil si at kunden krever at lasten skal forbruke et bestemt volum kraft, men at forbruket kan skje over en lengre tidsperiode. Det finnes flere laster som er fleksible med hensyn på tid uten at dette påvirker kundens brukeropplevelse. Varmtvannstanken vil i denne modellen modelleres som en slik volumlast og reguleres med hensyn på temperatur. Så lenge tanken holder en viss temperatur og dekker kundebehovet for varmtvann, kan den skrues av i de dyreste tidsperiodene. Oppvarming av vannet i tanken kan dermed flyttes uten å påvirke kundens tilfredshet.

Oppvaskmaskin, vaskemaskin og tørketrommel er også laster som i prinsippet kan flyttes. En kan se for seg at kunden spesifiserer et tidspunkt den krever at maskinen skal være ferdig. Maskinen kan så operere i de mest prisgunstige periodene ved hjelp av fjernstyring. Oppvaskmaskin, vaskemaskin og tørketrommel er likevel modellert som må-laster i modellen her og kan altså ikke flyttes. Dette begrunnes for det første i at maskinene er brannfarlige. Det er ikke forsvarlig å kjøre maskinene når kunden sover eller ikke er hjemme. Dette begrenser mulighetene for å flytte lastene og potensialet for å tjene penger på prissvingninger. I tidsrommet hvor det da gjerne er aktuelt å kjøre maskinene, mellom kl. 17 og 23, er prisene relativt like som det senere vil vises. Lastflytting i dette tidsrommet vil dermed gi lave gevinster. For det tredje utgjør oppvaskmaskin, vaskemaskin og tørketrommel til sammen om lag 7 % av en gjennomsnittlig husstands forbruk, sammenlignet med 14 % fra varmtvannstanken alene (Hafslund, 2012). Samlet betyr dette at kostnadsbesparelser gjennom lastflytting av disse maskinene synes å bli svært små.

2.3. Fleksible laster

Kunden er villig til å redusere forbruk fra de fleksible lastene. I en alminnelig norsk husstand anser forfatterne det realistisk at to laster er fleksible; varmekabler (i badegulv) og panelovner. Disse to lastene utgjør til sammen 54 % av forbruket i en generell husstand. I lignende forskningsarbeid er air condition og varmekabler i oppkjørsel omtalt som fleksible laster. Det er likevel få norske hjem som har disse godene installert og de er derfor ikke inkludert i denne modellen. Reduksjon av fleksible laster skjer mot en *avsavnspris*.

2.3.1. Avsavnpriser

Avsavnprisene representerer kostnaden en kunde opplever ved å få fleksibelt forbruk redusert. Avsavnprisen er en fiktiv, kundespesifikk pris. I denne modellen representerer avsavnprisen marginalkostnaden for kunden ved *utkobling* og det er dermed sett bort fra at kunden har alternative energikilder.

Avsavnpriser for de valgte fleksible lastene, varmekabler og oppvarming, er komplekse å kvantifisere. Det er antatt at kundene vil være mer villige til å skru av varmekabler enn til å redusere romoppvarmingen. Avsavnprisen for varmekablene er derfor satt lavere enn for romoppvarmingen. Antagelsen grunner i det faktum at få norske husstander har valgt å installere varmekabler. I tillegg er den termiske tregheten større i badegulv enn i luft som vil si at varmekablene holder på varmen lenger (Sæle, 2012).

Kunden vil dermed påvirkes mindre når varmekablene kobles ut eller skrur ned over kort tid, enn når dette gjøres med panelovner.

I modellen varierer avsavnsprisen som nevnt med hvilken av de fleksible lastene som reduseres. Det har også vært et ønske å avbilde kundenes behov for elektrisitet i avsavnsprisen. Ved høy/lav etterspørsel på kraft er det antatt at kunden vil anse det som mer/mindre kostbart å få forbruk koblet ut. Avsavnsprisen er derfor satt til å avhenge av gjennomsnittlig spotpris per måned og time, da det er antatt at variasjon i etterspørsel grunnet temperatur, sesong og tid av døgnet gjenspeiles i spotprisen. Spesielle hendelser som for eksempel nedetid hos et atomkraftverk i Sverige kan likevel påvirke spotprisen uten at dette sier noe om en husstands avsavnskostnad. Ved å benytte gjennomsnittlig spotpris er det tenkt at slike enkelthendelser ikke vil påvirke avsavnsprisen. Varierende tilbud fra produsenter vil riktignok påvirke spotprisen, noe avsavnsprisen dermed reflekterer i denne modellen. Avsavnsprisen benyttet her er dermed ikke nøyaktig slik den vil være i praksis. Da faktisk avsavnspris ikke er kjent for norske kunder i dag har det vært nødvendig å gjøre antagelser.

3. Matematisk modell

Laststyringsmodellen utviklet i dette arbeidet er et MILP (Mixed Integer Linear Programming) problem og vil nå bli beskrevet i matematisk detalj. Modellen er ikke konveks, da det eksisterer heltallskrav for flere av variablene (Lundgren, et al., 2010). Mengder, indekser og parametere er skrevet i latinske bokstaver, mens alle variable er skrevet i greske bokstaver.

Mengder og indekser

$b \in B$	Linjestykke på kurve for avsavnskostnad
$n \in N$	Fleksibel forbrukslast
$t \in T$	Tidsperiode
$Z \subset T$	Tidsperiode hvor utkobling av fleksible laster er lovlig

Parametere

B_n	Maksimalt antall utkoblinger av last n i løpet av tidshorisonten T
D_n^{\max}	Maksimal varighet for utkobling av last n [t]
E	Maksimalt forbruk per tidsenhet fra varmtvannstank [kWh/t]
I_{ntb}	Avsavnspris ved utkobling i linjestykke b for last n i periode t [NOK/kWh]
J_n^{\min}	Minimum antall tidsperioder mellom to etterfølgende utkoblinger, last n
L^{\max}	Maksimal temperatur i varmtvannstank [°C]
L^{\min}	Minimumstemperatur i varmtvannstank [°C]
N	Sum av variable ledd i nettleie [NOK/kWh]
O_t	Prognose for må-forbruk i periode t [kWh/t]
P_{nt}	Prognose for forbruk fra last n i periode t [kWh/t]
Q	Konverteringskoeffisient mellom forbruk og temperatur i varmtvannstank [°C/kWh]
S_t	Spotpris i periode t [NOK/kWh]
U_n	Andel av prognose for last n som maksimalt kan kobles ut [0,1]
V_t	Forbruksprognose for varmtvannstank i periode t [kWh/t]

Variable

α_{ntb}	Utkoblet elektrisitet fra last n i periode t i linjestykke b [kWh/t]
β_t	Kraft forbrukt til oppvarming av varmtvannstank i periode t [kWh/t]
δ_{nt}	Utkoblet volum fra last n i periode t [kWh/ t]
χ_t	Elektrisitet kjøpt i periode t [kWh/t]
μ_t	Temperatur i varmtvannstank i slutten av periode t

Binærvariable

$$\begin{aligned}v_{nt} &= \begin{cases} 1 & \text{hvis utkobling av last } n \text{ starter i starten av periode } t \\ 0 & \text{ellers} \end{cases} \\ \phi_{nt} &= \begin{cases} 1 & \text{hvis utkobling av last } n \text{ er i gang i periode } t \\ 0 & \text{ellers} \end{cases} \\ \psi_{nt} &= \begin{cases} 1 & \text{hvis utkobling av last } n \text{ avsluttes i starten av periode } t \\ 0 & \text{ellers} \end{cases} \\ \gamma_t &= \begin{cases} 1 & \text{hvis temperatur i tank er over } 70 \text{ grader ved slutten av periode } t \\ 0 & \text{ellers} \end{cases}\end{aligned}$$

3.1. Målfunksjon

Modellens målfunksjon minimerer kundens totale kostnader forbundet med strømforbruk over en viss tid, T . En tidsperiode t er her tenkt som 15 min. Første leddet i målfunksjonen summerer strømutgiftene som *varierer* med forbruket. Faste kostnader som for eksempel fastledd i nettleien, er dermed ikke inkludert. I modellen vil prisen kunden faktureres for omtales som *strømprisen*, hvor denne inkluderer de variable leddene i nettleien, N og *spotprisen*, S_t . For å beregne strømutgiftene i målfunksjonen multipliseres dermed strømprisen med strøm kjøpt fra nettet, χ_t . De variable leddene er konstante for hele år av gangen og har ikke tidsindeks fordi modellen benyttes for ett år. Store industrikunder blir i tillegg fakturert med et effektledd basert på deres topp effekt. Fordi modellen her er tilpasset en husstand er det ikke inkludert effektledd i strømprisen. Grunnet et tiltagende behov for å redusere topplasten i nettet er det likevel tenkelig at effektledd vil innføres også for husstander i fremtiden.

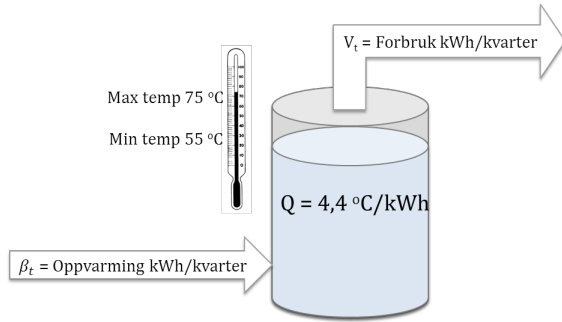
Andre leddet i målfunksjonen summerer avsavnskostnadene som påføres kunden ved utkobling av fleksible laster. Avsavnspriisen, I_{ntb} , er multiplisert med utkoblet volum, α_{ntb} , for hver last n i hver tidsperiode t og hvert linjestykke b av avsavnsfunksjonen. Hvordan avsavnsfunksjonen er inndelt i linjestykker b , vil beskrives senere. Dersom strømprisen, $N + S_t$, er høyere enn avsavnsprisen, I_{ntb} , for et delvolum, α_{ntb} , betyr dette at kunden anser det som en høyere kostnad å betale for strømmen enn å koble den ut. Kostnadsminimeringen i målfunksjonen tvinger modellen til å velge å koble ut delvolumet av den fleksible lasten i et slikt tilfelle.

$$\min \theta = \sum_{t \in T} (N + S_t) \cdot \chi_t + \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} I_{ntb} \cdot \alpha_{ntb} \quad 3.1$$

En kan også se for seg at målfunksjonen kunne inkludert andre type tolkninger av redusert kundetilfredshet enn avsavnspris. Eksempelvis kunne kvalitetspoeng som beskrev kundens el-tilfredshet blitt benyttet. Ved utkoblinger av forbruket ville disse poengene blitt redusert, noe målfunksjonen ville straffet for. Disse poengene måtte likevel blitt konvertert til pris på et senere tidspunkt, for å kunne sammenlignes mot spotpris. Det er derfor kun benyttet strømkostnader og avsavnskostnader i målfunksjonen her, hvor avsavnsprisene er ment å dekke alle typer tap forbundet med last-utkobling.

3.2. Begrensninger

3.2.1. Forbruk fra varmtvannstank



Varmtvannstanken er modellert med hensyn på temperaturen i tanken ved slutten av en periode t , μ_t . Varespesifikasjonene for OSO Super Standard er benyttet i modelleringen ettersom om lag 60 % av alle norske husstander har denne varmtvannsberederen (Braathen, 2012). Tankens volum er 200 L og passer for en husstand på 3 til 4 personer. Berederen takler en makstemperatur, L^{max} , på 75 °C, gitt av ligning 3.2.

Figur 1: Varespesifikasjoner for varmtvannstank

$$\mu_t \leq L^{max} \quad t \in T \quad 3.2$$

Minimumstemperaturen, L^{min} , er satt til 55 °C grunnet fare for legionellabakterier i vannet ved temperaturer lavere enn dette. Fra 50 °C og oppover vil bakteriene dø i tiltagende hastighet. Ved 70 °C er legionellabakterier garantert utdødd (Pettersen, 2010). Modellen krever derfor at temperaturen i tanken må være over 70 °C minst én gang i løpet av døgnet. Binærvariabelen γ_t settes lik 1 dersom temperaturen er større eller lik 70 °C i periode t . Begrensning 3.3 tvinger γ_t til å være lik 1 minst en gang i døgnet. Det er tatt utgangspunkt i at en periode t er på 15 min og det blir dermed 96 perioder i løpet av ett døgn.

$$\sum_{\tau=t}^{t+95} \gamma_{\tau} \geq 1 \quad t \in [1, T - 95] \quad 3.3$$

For å tvinge temperaturen μ_t til alltid å være over L^{min} på 55 °C er begrensning 3.4 lagt til. Denne begrensningen tvinger i tillegg temperaturen til å være over 70 °C for at γ_t skal få verdi lik 1.

$$\mu_t - 15 \cdot \gamma_t \geq L^{min} \quad t \in T \quad 3.4$$

OSO Super Standard har en maksimal effekt på 2 kW. Dette begrenser forbruket til å være på maksimalt 0,5 kWh/kvarter, her definert som E , ligning 3.5.

$$\beta_t \leq E \quad t \in T \quad 3.5$$

Ved maksimal effekt øker temperaturen i tanken med 2,2 °C/kvarter. Det defineres en konverteringskoeffisient, Q . Q blir her 4,4 °C/kWh og gir hvor mye temperaturen i tanken øker per kWh forbrukt til å varme opp tanken, β_t . Ved bruk av konverteringskoeffisienten kan tanken modelleres med hensyn på temperatur. Ligning 3.6 regulerer temperaturbalansen mellom tidsperiodene. Temperaturen i slutten av en periode, μ_t , bestemmes med utgangspunkt i temperaturen i forrige periode, μ_{t-1} . μ_{t-1} reguleres for økt temperatur gjennom oppvarming, $Q \cdot \beta_t$, minus redusert temperatur grunnet vannforbruk, $Q \cdot V_t$.

$$\mu_{t-1} + (\beta_t - V_t) \cdot Q = \mu_t \quad t \in [2, T] \quad 3.6$$

Det er antatt at historiske data for forbruk fra varmtvannstanker, V_t , avspeiler tanker som skrus på momentant når varmtvann forbrukes. På denne kan forbruket sees på som kundens forbruksmønster av varmtvann. Forbruksmønster, V_t , vil dermed her

kunne forbli uendret samtidig som vannoppvarming, β_t , kan foregå i de rimeligste timene gitt temperaturbegrensningene.

3.2.2. Fleksibelt forbruk

Det er realistisk å se for seg at kunden vil ønske å begrense mulighetene for utkobling av de fleksible lastene. Dette er forsøkt modellert ved hjelp av binærvariablene for start, v_{nt} , i gang, ϕ_{nt} og slutt, ψ_{nt} på utkobling. Restriksjon 3.7 til 3.10 tvinger binærvariablene til å få verdier som samsvarer med betydningen deres. I den første perioden av modellens tidshorisont er det kun mulig å starte en utkobling, ligning 3.7.

$$\phi_{nt} + \psi_{nt} = 0 \quad n \in N, t \in Z, t = 1 \quad 3.7$$

Ellers må det være balanse mellom de etterfølgende periodene, ligning 3.8. Utkobling av en last kan kun være i gang, $\phi_{nt} = 1$, eller avsluttes, $\psi_{nt} = 1$, i en periode dersom utkoblingen var i gang eller utkoblingen startet, $\phi_{n(t-1)} = 1$, i forrige periode.

$$v_{n(t-1)} + \phi_{n(t-1)} = \phi_{nt} + \psi_{nt} \quad n \in N, t \in Z, t \in [2, T] \quad 3.8$$

Ligning 3.9 og ligning 3.10 tvinger balanserestriksjonen over til ikke å ha verdi større enn 1 på hver side av likhetstegnet; utkoblingen kan ikke både starte og være i gang i én og samme periode, ligning 3.9. Utkoblingen kan heller ikke være i gang og bli avsluttet i samme periode, ligning 3.10.

$$v_{nt} + \phi_{nt} \leq 1 \quad n \in N, t \in Z \quad 3.9$$

$$v_{nt} + \psi_{nt} \leq 1 \quad n \in N, t \in Z \quad 3.10$$

En utkobling kan maksimalt være i D_n^{max} perioder. Ligning 3.11 regulerer dette forholdet ved å tvinge en avslutning innenfor denne tidshorisonten dersom utkobling starter i periode t.

$$\sum_{\tau=t+1}^{t+D_n^{max}} \psi_{n\tau} \geq v_{nt} \quad n \in N, t \in Z \quad 3.11$$

Ligning 3.12 begrenser antall utkoblinger i løpet av modellens tidshorisont til maksimalt B_n utkoblinger.

$$\sum_{t \in T} v_{nt} \leq B_n \quad n \in N, t \in Z \quad 3.12$$

Mellom to etterfølgende utkoblinger av en last må det forekomme minst J_n^{min} perioder uten nedjustering, ligning 3.13. Det vil si at dersom en utkobling avsluttes, $\psi_{nt} = 1$, kan ikke en ny utkobling starte, $v_{nt} = 1$, før det har gått J_n^{min} perioder.

$$\psi_{nt} + \sum_{\tau=t}^{t+J_n^{min}} v_{n\tau} \leq 1 \quad n \in N, t \in Z \quad 3.13$$

Ligning 3.14 begrenser volumet som kobles ut, δ_{nt} , til kun å ha verdi i de periodene hvor det startes eller er i gang en utkobling. Her begrenses også volumet som kobles ut til å ligge innenfor prognosen for forbruket, P_{nt} .

$$\delta_{nt} \leq P_{nt} \cdot (v_{nt} + \phi_{nt}) \quad n \in N, t \in Z \quad 3.14$$

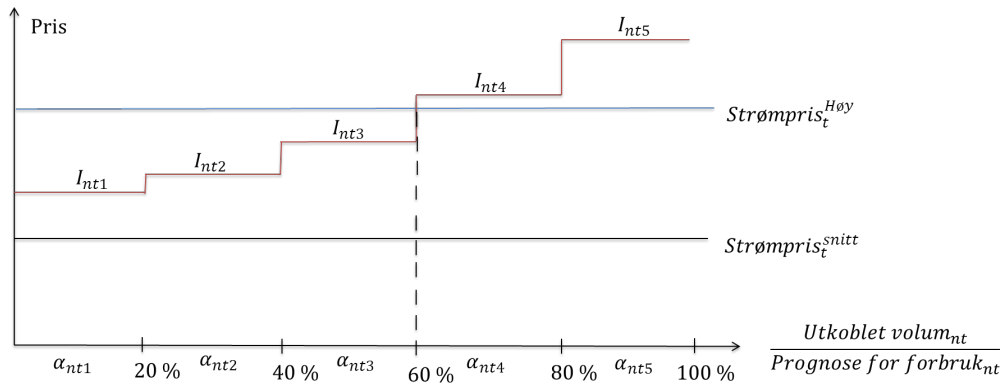
Det totale volumet som kan kobles ut gjennom hele tidsperioden er begrenset ved ligning 3.15. Utkoblet volum, δ_{nt} , må ligge innenfor en gitt andel, U_n , av det forbruket kunden ville hatt dersom laststyring ikke fant sted, P_{nt} (prognosen).

$$\sum_{t \in T} \delta_{nt} \leq U_n \cdot \sum_{t \in T} P_{nt} \quad n \in N \quad 3.15$$

Når lastene slås på gjenopprettes forbruket slik det er forutsatt av prognosen. Tapt rom-/gulvtemperatur tas altså ikke igjen gjennom å øke forbruket etter en utkobling. Grunnen til at en slik økning ikke er inkludert er at det har vært av interesse å kvantifisere hvordan *reduisert* forbruk fra fleksible laster kan redusere strømkostander mot en avsavnskostnad. Ved struping/utkobling av de fleksible lastene vil kunden dermed oppleve noe reduserte temperaturer, men spare strømkostnader.

3.2.3. Avsavnskostnader

Avsavnsprisen, I_{ntb} , er satt i forhold til gjennomsnittlig spotpris. Avsavnsprisen vil i tillegg øke med volumet som kobles ut, δ_{nt} , som beskrevet i avsnitt 2.3.1. For å innlemme disse faktorene og samtidig beholde linearitet i modellen, er funksjonen for avsavnsprisen forenklet til å være stykkevis konstant. I Figur 2 er avsavnsfunksjonen gjengitt. Ettersom maksimalt forbruk som kan kobles ut vil være lik prognosen for forbruk, er x-aksen justert etter andel av prognosen som kobles ut. Kurven deles inn i B ulike linjestykker, hvor det settes en tilhørende avsavnspris, I_{ntb} , og et delvolum, α_{ntb} , til hvert linjestykke. Som en kan se er avsavnsprisene satt høyere enn gjennomsnittlig strømpris for timen illustrert. I praksis betyr dette at det ikke vil kobles ut fleksible laster med mindre strømprisen overstiger normalt nivå. Avsavnsprisene øker med andelen av prognosen for lasten n som kobles ut. Differansen mellom avsavnskostnaden fra ett delvolum til et annet øker i tillegg med delvolumene. Dette er for å avbilde økt misnøye hos kunden jo mer forbruk som kobles ut. Med den høye strømprisen illustrert i blått i figuren, ville 60 % av lasten n blitt koblet ut.



Figur 2: Avsavnspriser for en gitt time ved utkobling av en fleksibel last

Volumet som kobles ut fra last n i periode t , δ_{nt} , skal være lik summen av volum utkoblet i alle delvolum, α_{ntb} . Dette reguleres ved begrensning 3.16.

$$\delta_{nt} = \sum_{b \in B} \alpha_{ntb} \quad n \in N, t \in Z \quad 3.16$$

Det må begrenses hvor mye som kan kobles ut i hvert delvolum, $\alpha_{n,t,b}$, for å unngå at kun delvolumet med lavest tilhørende avsavnskostnad benyttes. Begrensning 3.17 setter maksimal kapasitet i ett delvolum til å være likt for alle B linjestykker. Total kapasitet for alle linjestykkene er lik prognosen for forbruk fra last n i periode t , $P_{n,t}$.

$$\alpha_{ntb} \leq \frac{P_{nt}}{B} \quad n \in N, t \in Z, b \in B \quad 3.17$$

Restriksjonene for fleksibelt forbruk er som vist ikke utstyrsspesifikke slik som for varmtvannstanken. Det kunne likevel vært mulig å lage egne begrensninger for den enkelte last som tok hensyn til for eksempel romtemperatur eller temperatur på bade-gulv. På den måten kunne modellen avbildet et mer virkelighetsnært bilde av fleksibiliteten tilgjengelig i de ulike fleksible lastene. Utstyrsspesifikke restriksjoner ville likevel økt antall restriksjoner og variable totalt og således størrelsen på modellen. Her er derfor de fleksible lastene modellert likt, med muligheter til å justere parametere og dermed strenghet i restriksjonene for den enkelte last n .

3.2.4. Systembalanse

Kunden er definert som avgrenset system og da må det til enhver tid være balanse i dette systemet, ligning 3.18. Elektrisitet kunden bruker til må-forbruk, O_t , til av varmtvannstank, β_t og til alle fleksible laster n , $P_{nt} - \delta_{nt}$, må til enhver tid samsvare med strøm kjøpt fra nettet, χ_t .

$$\chi_t = O_t + \beta_t + \sum_{n \in N} (P_{n,t} - \delta_{n,t}) \quad t \in T \quad 3.18$$

3.2.5. Ikke-negativitetskrav

$$\begin{aligned} \chi_t &\geq 0 & t \in T & \quad 3.19 \\ \alpha_{ntb} &\geq 0 & n \in N, t \in T, b \in B & \quad 3.20 \\ \mu_t &\geq 0 & t \in T & \quad 3.21 \\ \beta_t &\geq 0 & t \in T & \quad 3.22 \\ \delta_{nt} &\geq 0 & n \in N, t \in T & \quad 3.23 \\ v_{nt}, \phi_{nt}, \psi_{nt} &\in \{0,1\} & n \in N, t \in T & \quad 3.24 \\ \gamma_t &\in \{0,1\} & t \in T & \quad 3.25 \end{aligned}$$

3.2.6. Størrelse på modell

Størrelsen på modellen beskrives gjennom antall variable og antall restriksjoner. Disse antallene avhenger av størrelsen på mengdene for indeksene i modellen. Generelt er antall variable og restriksjoner definert som følgende; hvor T er antall perioder, N er antall fleksible laster, B er antall linjestykker på avsavnsfunksjonen og Z er antall lovlige perioder for utkobling.

$$\text{Antall variable} = 4T + 4NT + NTB$$

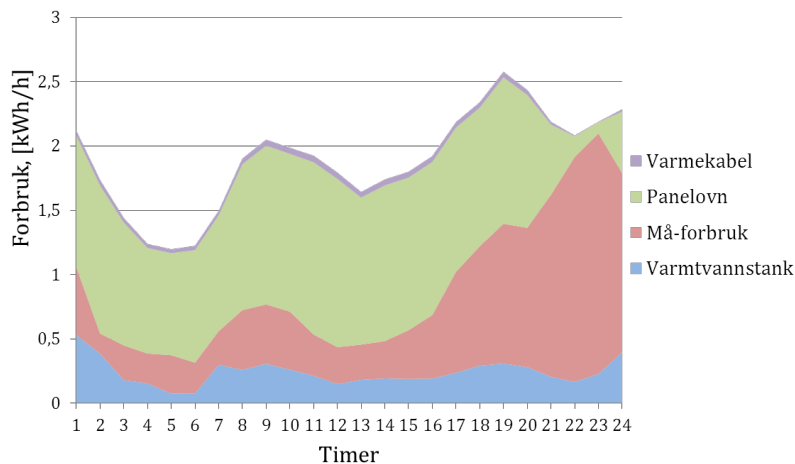
$$\text{Antall restriksjoner} = 6T + N + 8NZ + NZB - 1$$

4. Case: Husstand i Nord-Trøndelag

Laststyringsmodellen beskrevet i kapittelet over er her implementert i kommersiell optimeringssoftware og testet på et case. Dette caset vil nå beskrives og resultatene vil bli presentert.

4.1. Beskrivelse av caset

Kunden i caset er en husholdning i Nord-Trøndelag. Husholdningen representerer en gjennomsnittsbolig basert på forbruksdata fra 20 bolighus på Spillum. Det har ikke vært tilgjengelig forbruksdata splittet på de ulike lastene i huset, kun for totalt forbruk per time i 2011. For å dele totalt forbruk inn i må-forbruk, varmtvannstank, varmekabler og romoppvarming er det brukt prosentandeler varierende med tid av døgnet og sesong basert på forskningsdata fra SINTEF (Sintef, 2010). Figur 3 viser gjennomsnittlig forbruk gjennom døgnet for gjennomsnittshusstanden benyttet i dette caset, inndelt etter prosentandelene fra SINTEF. Forfatterne har antatt at må-forbruk og oppvarming av varmtvannstank ikke varierer med sesong og dermed har lik døgnprofil hele året. Antagelsen er basert på samtaler med markedsaktører (Sæle, 2012). Det fleksible forbruket; panelovn og varmekabel, er dermed lastene som bidrar til sesongvariasjonene i forbruket. Om sommeren står disse lastene for en mindre andel av totalforbruket enn om vinteren, da det forbrukes mer strøm til oppvarming når det er kaldt.



Figur 3: Historisk forbruksdata fra NTE inndelt etter prosentandeler fra SINTEF

Modellens perioder ble satt til å være på 15 minutter. Med kortere tidsperioder ville modellen blitt større og dermed tregere, mens lengre perioder ville begrenset muligheten til å tilpasse begrensninger for utkobling etter kundens ønske. Dermed ville lengre perioder kunne begrenset forbruksreduksjonen og lastflyttingen. Modellen er kjørt for en og en måned av gangen for å redusere størrelsen på modellen og således kunne benytte Mosel Xpress. Oppdelingen har også gitt muligheten til å enkelt tilpasse parametere til sesong i tillegg til å enkelt identifisere månedene med størst inntjeningspotensial. For kjøringen av januar ble initialtilstanden satt til at det ikke var noen utkobling i gang. Ved kjøringene av de senere månedene ble initialtilstandene satt til å være lik variabelverdiene i den siste perioden i foregående måned. Temperaturen i varmtvannstanken ble satt til å være lik i starten og slutten av hver måned.

Det er antatt at sluttkunden har skrevet spotprisavtale med sin strømleverandør. En slik avtale er nødvendig for å få maksimalt utbytte av prisrespons i laststyringsmodellen. Det er også antatt at AMS-infrastruktur er installert og kunden betaler dermed for

faktisk timevis forbruk. Nettleien består av flere ledd; både variable og faste. Det betales variable kostnader til eier av sentralnettet, regionalnettet, Enova og en forbruksavgift. I tillegg betales det et fast ledd til nettselskapet. Fastleddet i NTEs nettleie var på 2375 kr i 2011. I dette caset har forfatterne valgt å kun ta hensyn til spotpris og variable ledd i nettleien, da det er de variable kostnadene som vil påvirke lastflytting og -reduksjon.

Sunn fornuft er benyttet for å sette begrensninger for utkobling av de to fleksible lastene. Det er generelt antatt at kunden er villig til å redusere forbruket noe i forhold til forbruksdataene fra 2011, både på grunn av mulighet for fjernstyring samt eksponering mot spotpris. I dette caset ble det tillatt å koble ut en fleksibel last inntil 8 ganger i døgnet uavhengig av sesong. Panelovnene ble begrenset til å maksimalt kobles ut 4 timer i strekk om vinteren, mens varmekablene kunne kobles ut i 7 timer. Om sommeren økte dette gradvis til henholdsvis 10 og 24 timer. Panelovnene kunne ikke kobles ut mer enn 40 % av prognosert forbruk gjennom måneden om vinteren og 70 % om sommeren. Forbruk fra varmekablene er tillatt å reduseres med 60 % om vinteren og 100 % om sommeren. Ved utkobling av panelovner må disse være på i minst 3 timer etter en utkobling uavhengig av sesong og varmekablene må være på i minst 2,5 timer. Det er i tillegg flere timer av døgnet hvor utkobling ikke er lovlig. Dette er timer hvor det antas at kunden er hjemme og ønsker komfortabel romtemperatur og varme på badegulvet. De ulovlige timene, i rødt, er ulike i ukedager og helger, som vist i Tabell 1.

	Time	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Ukedager	Panelovn																								
	Varmekabler																								
Helg	Panelovn																								
	Varmekabler																								

Tabell 1: Timer hvor utkobling er lovlig og ulovlig

4.1.1. Avsavnpriser

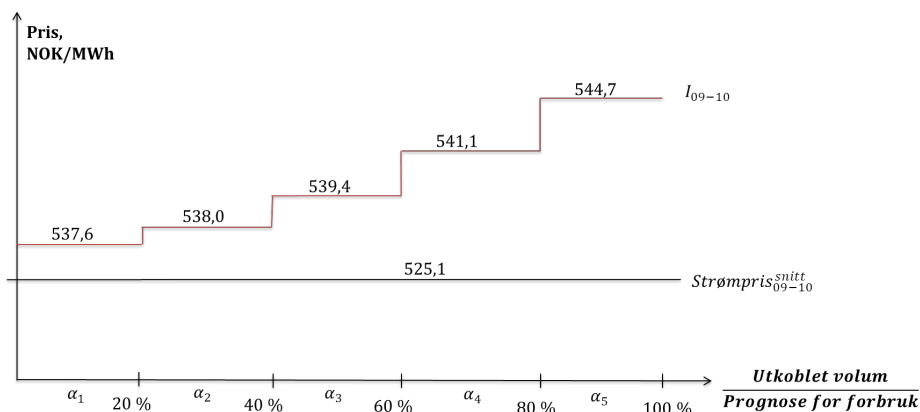
Avsavnprisen er satt til å variere med de ulike månedene av året i tillegg til å variere med time av døgnet. Prisene er satt med hensyn på hvor ofte kunden vil velge å koble ut fleksibilitet, altså hvor ofte strømkostnadene er høyere enn avsavnprisen. Tabell 2 viser både hvor ofte en utkobling vil starte og også hvor ofte spotprisen vil være tilstrekkelig høy til at hele lasten kobles ut. Det er benyttet strømpriser for 2011 i NO3. Hvor ofte en utkobling vil starte bestemmes av den laveste prisen på avsavnfunksjonen, mens den høyeste prisen avgjør hvor ofte hele lasten vil kobles ut. I caset er det benyttet $B = 5$ og altså fem linjestykker i avsavnfunksjonen. Det vil si at hvert delvolum i avsavnfunksjonen vil ha kapasitet på 20 % av prognosen for forbruket fra panelovnene eller varmekablene.

Hyppighet på utkoblinger	Vår	Sommer	Høst	Vinter
Andel perioder hvor panelovn strupes	45 %	55 %	45 %	40 %
Andel perioder hvor panelovn kobles helt ut	35 %	45 %	35 %	30 %
Andel perioder hvor varmekabler strupes	55 %	60 %	55 %	50 %
Andel perioder hvor varmekabler kobles helt ut	40 %	50 %	40 %	35 %

Tabell 2: Hyppighet på struping og full utkobling av fleksible laster uten hensyn til begrensninger

Av tabellen kan en lese at utkoblinger vil være dyrere i kundens øyne om vinteren enn om sommeren. Varmekablene vil ha lavere avsavnpriser enn panelovnene, da

utkobling av disse vil skje oftere. Det skal bemerkes at prosentandelene for utkobling kun er beregnet med hensyn på strømpris. Utkoblinger vil derfor skje sjeldnere i modellen når de øvrige begrensningene for utkobling tas hensyn til. I Figur 4 er det vist hvordan avsalvsprisene ser ut for utkobling av panelovn mellom kl. 09.00-10.00 i februar. Avsalvsprisene er satt høyere enn gjennomsnittlig strømpris for denne timen, som vil si at utkobling kun vil skje de dagene hvor strømprisen er unormal for denne timen.



Figur 4: Avsalvspriser februar, kl. 09.00-10.00

En kurve for avsalvskostnad avbilder avsalvspris multiplisert med volum utkoblet. I praksis er det tenkt at en slik kurve vil være jevnt tiltagende, ikke lineær. Ved å forenkle avsalvsfunksjonen til å være stykkevis konstant impliserer dette en forenkling av kurven for avsalvskostnad til å være stykkevis lineær. Jo flere delvolum som benyttes for å stykke opp avsalvsfunksjonen, jo mer jevn vil kurven for avsalvskostnad bli. Forskjellene mellom laveste og høyeste avsalvspriser er i dette caset satt såpass lave at kostnadskurven er antatt jevn nok for dette formål med bare fem oppstykkinger av avsalvsfunksjonen.

4.2. Resultater

Laststyringsmodellen er implementert og kjørt med det kommersielle optimeringsverktøyet Mosel Xpress-IVE. Koden ligger vedlagt. Modellen er skrevet for direkte integrasjon med Microsoft Excel. I praksis vil det si at optimeringssoftwaren henter data fra en datafil som er laget i Excel, kjører optimeringsmodellen og sender resultatene tilbake til Excel.

Da optimeringsmodellen er en MILP er den ikke konveks. Det vil derfor eksistere både lokale og globale optimum. En løsning på problemet i Xpress vil ikke gi informasjon om løsningen befinner seg i et lokalt eller globalt optimum. Kvaliteten av løsningene har derfor blitt analysert her, gjennom å se på ulike verdier Xpress gir som beskriver kvalitet. Fordi problemet er MILP må løsningen være heltallig og dette benytter Xpress branch & bound algoritmen til å finne. I hver node i branch & bound treet vil det lages en LP-relaksjon, gitt kuttene som er gjort av algoritmen for å komme til den aktuelle noden. Den beste av LP-relaksjonene som er gjort for alle nodene som enda ikke er evaluert blir problemets lower bound, LB. LB setter en nedre grense for målfunksjonsverdien til problemet. Gap er så avstanden fra LB til den beste lovlige MILP-løsningen modellen har funnet. Ved et gap på mindre enn 1,0 % er løsningen ansett som optimal for dette caset. Kravet er satt med hensyn på at det er gjort flere antagelser for å lage

datasettet som er benyttet i modellen. Dette gjelder både inndeling av forbrukslaster og avsavnspriser. Det er dermed ikke et mål å få en optimal løsning på desimalnivå, men en løsning som gir et bilde av størrelsesordenen på besparelsene for kunden. Løsningen for alle månedene er ansett som optimale. Tabell 3 gir en oversikt over kvalitet på løsningene for de 12 månedene i 2011 og størrelsen på modellen.

Måned	LB [NOK]	Løsning [NOK]	Gap [%]	Antall variable	Antall begrensninger
Januar	993,73	994,13	0,0397	65472	59554
Februar	841,93	842,16	0,0284	59136	53791
Mars	825,92	826,27	0,0428	65472	56571
April	527,10	527,44	0,0643	63360	57353
Mai	444,12	444,18	0,0153	65472	55755
Juni	332,97	332,98	0,0012	63360	56641
Juli	254,91	254,92	0,0012	65472	55307
August	286,81	286,81	0,0016	65472	65472
September	224,14	224,16	0,0080	63360	53954
Oktober	299,20	300,05	0,2844	65472	56211
November	449,95	450,18	0,0513	63360	54746
Desember	484,93	485,36	0,0899	65472	56555

Tabell 3: Kvalitet på løsninger fra Xpress-Mosel

Størrelsen på modellen reflekteres gjennom antall variable og parametere. Tallene viser at modellen er stor, med om lag 60 000 variable og begrensninger. Caset er modellert med kvartersoppløsning og i måneder med 31 dager gir dette 2976 antall tidsperioder, som er benyttet som indeks på de fleste variable og restriksjoner. Dette er hovedårsaken til at modellen blir så stor.

4.2.1. Analyse

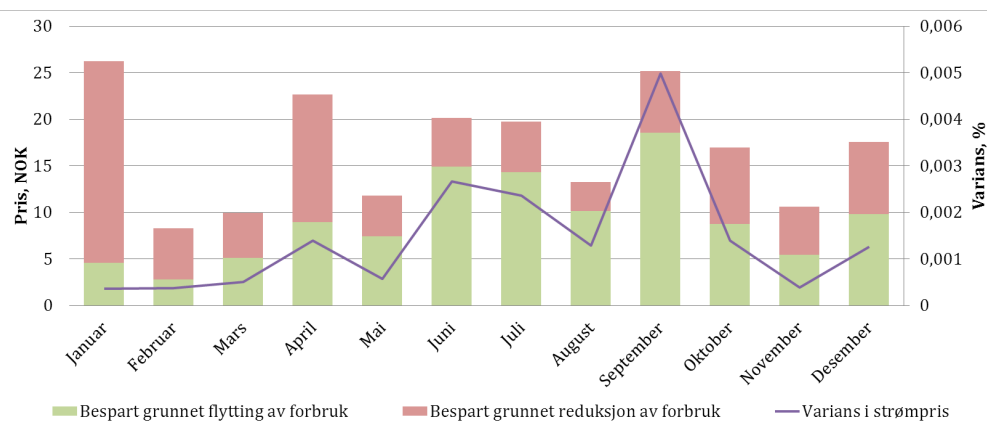
Modellen er som nevnt kjørt for en husstand basert på gjennomsnittlig forbruksdata for 20 hus på Spillum i 2011. Huset har et totalforbruk gjennom året på 15 730,8 kWh. En gjennomsnittlig norsk husholdning hadde i 2009 et årlig forbruk på 16 079 (SSB, 2011). Utvalget fra Spillum ligger dermed noe under gjennomsnittet i Norge. Uten laststyring lå strømkostnaden for kunden i dette caset på 6171 kr i 2011. Dette er da strømprisen, som inkluderer variable ledd i nettleien i tillegg til spotpris, multiplisert med forbruk i den enkelte time.

I Tabell 4 er resultatene fra caset presentert. Fordi det trekkes fra avsavnskostnader ved utkobling i målfunksjonen, vil ikke målfunksjonsverdien være lik redusert strømregning. Den reduserte strømregningen grunnet laststyring vil her bli omtalt som *bruttogevinsten*. Målfunksjonsverdien sammenlignet med kundens strømkostnader uten laststyring vil da omtales som *nettogevinsten*, hvor avsavnskostnaden vil være medregnet. Det er fremhevet i tabellen hvor stor andel av nettogevinsten som skyldes flytting av forbruk fra varmtvannstank og reduksjon av forbruk fra de fleksible lastene. Strømkostnaden med laststyring er vist i kolonnen "Ny regning". Bruttogevinsten tilsvarer da differansen mellom "kostnad uten styring" og "ny regning", mens nettogevinsten tilsvarer differansen mellom "kostnad uten styring" og "kostnad med styring".

Måned	Kostnad uten styring [NOK]	Kostnad med styring [NOK]	Netto-gevinst [NOK]	Gevinst grunnet flytting [%]	Gevinst grunnet reduksjon [%]	Ny regning [NOK]	Brutto-gevinst [NOK]
Januar	1020,33	994,12	26,21	18	82	838,38	181,95
Februar	850,43	842,16	8,27	33	67	714,57	127,60
Mars	836,24	826,27	9,96	51	49	672,24	163,99
April	550,11	527,44	22,67	40	60	423,92	126,19
Mai	455,96	444,18	11,77	63	37	374,19	81,77
Juni	353,10	332,98	20,13	74	26	269,11	83,99
Juli	274,63	254,92	19,71	73	27	214,13	60,49
August	300,09	286,81	13,28	77	23	233,58	66,51
September	249,33	224,16	25,27	74	26	190,25	59,08
Oktober	316,98	300,05	16,93	52	48	226,01	90,93
November	460,77	450,18	10,60	51	49	365,64	95,13
Desember	502,94	485,36	17,58	56	44	396,46	106,48
SUM	6170,91	5968,63	202,28	55	45	4918,53	1244,11

Tabell 4: Resultater

I Figur 5 er det illustrert hvor mye av nettogevinsten som skyldes flytting av oppvarming av varmtvannstanken og hvor mye som skyldes reduksjon av forbruk fra fleksible laster. Totalt er det flytting som fører til størst gevinst med 55 % av nettogevinsten. Flytting av oppvarming av varmtvannstanken vil ikke merkes av kunden slik det her er modellert med hensyn på temperatur. Kunden kan dermed realisere en gevinst fra flyttingen uten at avsavnskostnader påløper. Gevinsten vil avhenge av hvor mye strømprisen varierer gjennom døgnet, da forbruket er satt likt hver dag. Strømprisens gjennomsnittlige varians gjennom døgnet er derfor plottet for hver måned. Positiv korrelasjon mellom varians og nettobesparelse grunnet lastflytting er tydelig.

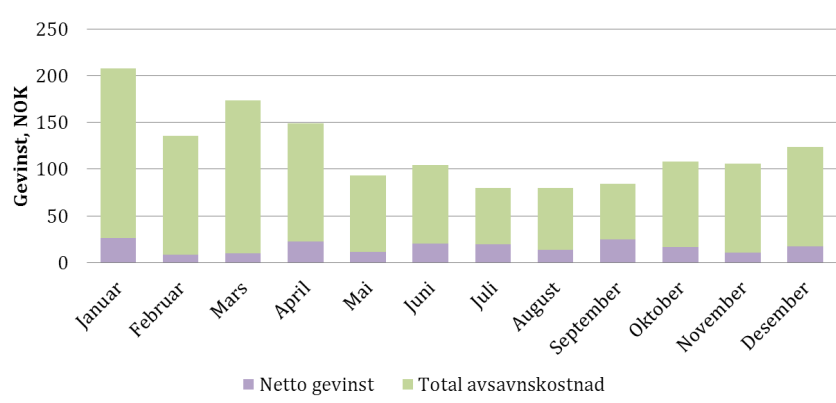


Figur 5: Nettogevinst grunnet lastflytting og - reduksjon plottet med varians i spotpris

Størrelsen på nettogevinst grunnet lastreduksjon avhenger av flere faktorer. For det første vil gevinstene avhenge av prisnivået. Ved svært høye strømpriser vil det være mer lønnsomt å redusere forbruket enn ved lavere pris. Avsavnsprisene er likevel satt til å følge nivået på strømprisen for å avbilde etterspørselen gjennom sesong og døgnet. Nettogevinsten vil avhenge av avsavnsprisene i forhold til strømprisene i de ulike timene og dermed også ha sammenheng med variansen i strømpris. Denne sammenhengen kan ikke leses tydelig av figuren. For det andre vil nettogevinst fra lastreduksjon avhenge av fleksibiliteten tilgjengelig som kan reduseres. I vintermånedene er forbruket fra de fleksible lastene størst, men det er også i disse månedene

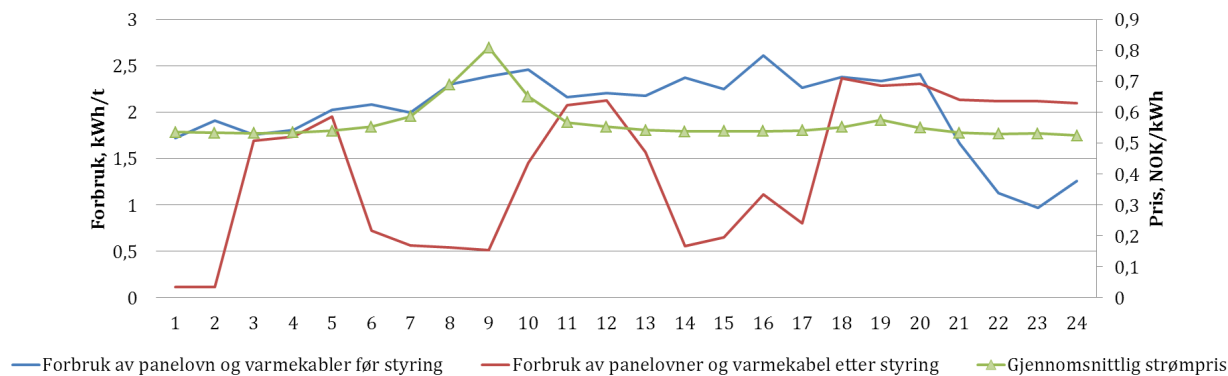
begrensningene for utkoblinger er satt strengest. Forfatterne mener disse faktorene sammen utgjør årsaken til at en direkte sammenheng mellom prisvariasjoner, sesong og gevinst fra lastreduksjon ikke kan sees tydelig av figuren.

Figur 6 viser bruttogevinst og nettogevinst fra laststyringen sammen. Hele høyden på stolpene representerer bruttogevinsten. Den lille delen av stolpene representerer nettogevinsten. Den grønne delen av stolpene illustrerer dermed avsavnskostnaden forbundet med lastreduksjon i hver måned. Figuren viser at bruttogevinstene, den reduserte strømregningen, synes å være minst i de varme månedene fra mai til og med september. Årsaken antas å være at prisnivået generelt ligger høyere om vinteren, i tillegg til at forbruket da er høyest. Av figuren kan en også se at avsavnskostnadene er betydelige for nettogevinsten som realiseres i forhold til bruttogevinsten. Hvordan avsavnsprisene settes vil dermed ha vesentlig innvirkning på resultatet. Avsavnsprisene er satt høye i modellen utviklet her, da forfatterne tror villigheten til laststyring og prisrespons *gradvis* vil tilta med nye tekniske løsninger. Antagelsen grunner i at store kundegrupper gjerne gradvis tilvendes nye markeds mekanismer. Resultatene fra denne modellen vil derfor formodentlig gi et pessimistisk anslag av kundens besparelser ved en laststyringsmodell.



Figur 6: Bruttogevinst, nettogevinst og avsavnskostnad per måned

Det er analysert hvordan gevinstene vil påvirkes av høye strømpriser og varierende strømpriser. Den høyeste strømprisen i NO3 i 2011 var på 0,808 NOK/kWh, bestående av spotpris og variable ledd i nettleien. Prisen forekom i timen kl. 8.00-9.00, 24. februar. I Figur 7 vises forbruksprofilen for de to fleksible lastene denne dagen, både før og etter styring. I timene hvor utkobling er lovlig viser figuren at lastene strupes betraktelig. I timene 17.00-22.00 er utkobling av romoppvarming ulovlig og i timene 6.00-9.00 er utkobling av varmekabler ulovlig.



Figur 7: Forbruksprofiler for fleksible laster med og uten styring, 24. februar

Bruttogevinsten ved laststyring denne dagen var 3,86 kr. I timen 8.00-9.00 var bruttogevinsten alene 1,74 kr. Sammenlignet med bruttogevinsten gjennom hele året på 1244,11 kr er gevinsten denne dagen med andre ord ikke veldig stor i forhold til resten av dagene. Resultatet viser at prisnivået påvirker gevinstpotensialet noe.

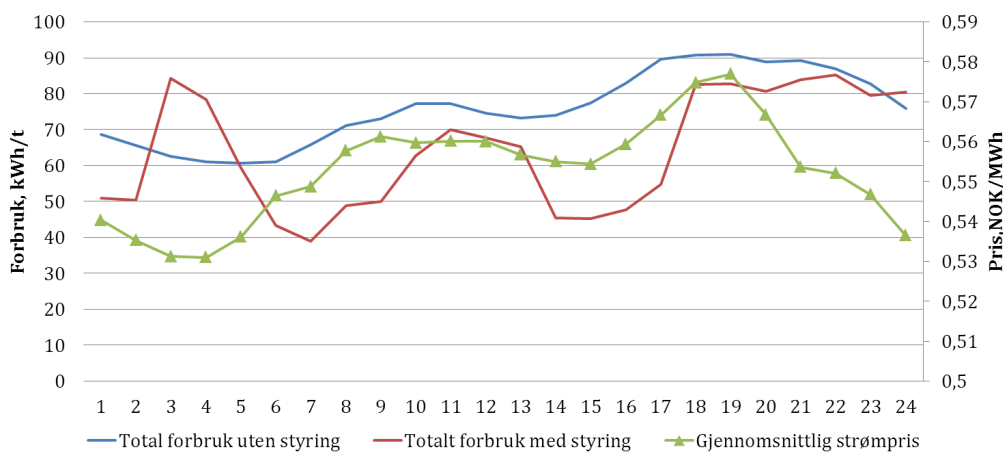
Døgnet hvor strømprisen varierte mest i 2011 var 20. juni. Bruttogevinsten denne dagen var på 3,98 kr. Sammenlignet med bruttogevinsten på 3,86 kr hvor nivået på strømprisen var høyest, viser dette at betydningen av prisvariasjoner kan ha mer å si for gevinstpotensialet ved laststyring enn prisnivå.

Det ble også testet hvor mye ulovlige timer for utkobling påvirker gevinstene husstanden kan forvente. De ulovlige timene samsvarer gjerne med pris- og lasttoppene og det ble derfor antatt at eliminering av ulovlige timer kunne øke utkobling betraktelig. Modellen for februar ble testet med lovlig utkobling i alle timer. Resultatet viste ytterligere nettogevinst på 1,95 kr. Forfatterne anser gevinsten som liten med tanke på at kunden da må tillate utkobling i morgen- og kveldstimene hvor det er antatt at kunden er i hjemmet. En av årsakene at gevinsten var såpass lav er at avsavnsprisene holdt seg høyere enn spotprisen i flere av timene der utkobling gikk fra ulovlig til lovlig. Utkoblet volum økte derfor kun med 1,38 kWh. Februar ble satt til å ha strenge begrensninger for utkobling og lovliggjøring av utkobling kan dermed gi større gevinst i sommermånedene hvor begrensningene er mindre strenge.

Januar og august er analysert i mer detalj. Sammenligning av disse månedene gir et bilde av forskjellene mellom vinter- og sommersesong.

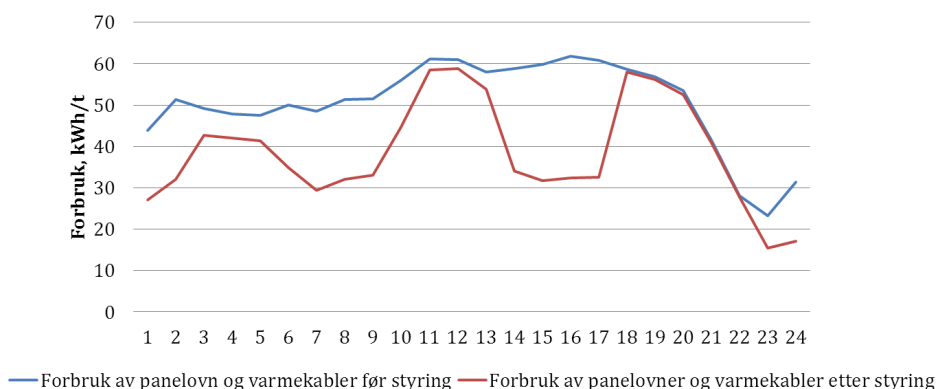
4.2.1.1. Januar

Figur 8 viser gjennomsnittlig forbruk gjennom døgnet i januar, med og uten laststyring. Forbruket er plottet mot den gjennomsnittlige strømprisen for å illustrere motivasjonen for endring av forbruksmønsteret. Tidlig på døgnet er strømprisen lav og oppladning av varmtvannstanken bidrar til økt forbruk i disse timene. I timene mellom 5.00 og 11.00 når strømprisen har steget er forbruket redusert både som følge av lastflyttingen og reduksjon av fleksibelt forbruk. Totalt sett reduseres forbruket jevnt over døgnet, med unntak av toppen om natten hvor varmtvannstanken lades opp. Forbruket stiger først igjen kl. 9.00, da som følge av romoppvarming og varmekabler som må være på. I kveldstimene kl. 16.00-20.00 er prisen høy, men utkobling av fleksibilitet begrenset. Store forbruksreduksjoner er derfor ikke mulig i disse timene, som en kan se av figuren.



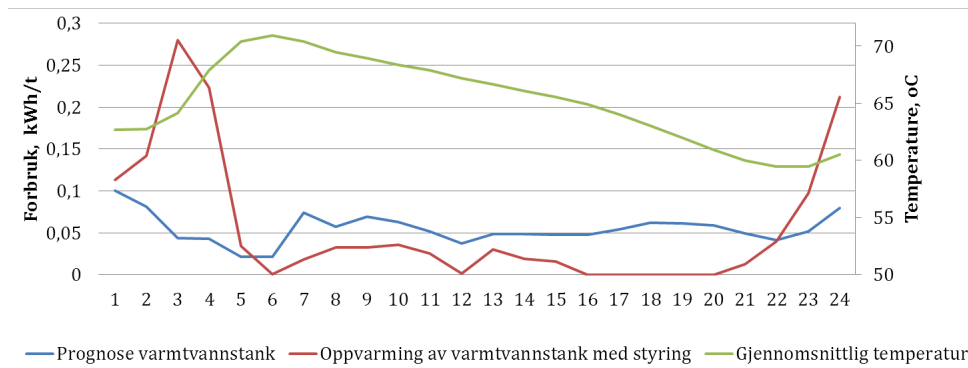
Figur 8: Gjennomsnittlig totalt forbruk med og uten laststyring plottet med strømpris, januar

I Figur 9 er forbruksprofilen for varmekabler og panelovner plottet sammen, før og etter styring. Figuren viser tydelig forbruksreduksjon i timene om natten og ettermiddagen, kl. 12.00-18.00, når det er lov å redusere forbruket. Strømprisen er relativt høy i de sistnevnte timene, som gir betydelig gevinst ved å redusere forbruk her.



Figur 9: Forbruksprofiler for fleksible laster med og uten styring, januar

I Figur 10 er forbruket av varmtvann, representert ved prognosen, plottet sammen med oppvarming og temperatur i tanken med styring. Figuren viser hvordan varmtvannstanken varmes opp tidligere på morgenen enn vannet forbrukes. Dette er mulig så lenge temperaturen i tanken holder seg innenfor det spesifiserte temperaturintervallet. På grunn av de lave strømprisene om natten, varmes tanken opp til maksimaltemperatur her og temperaturen synker så gradvis gjennom døgnet. Strømprisen er på topp mellom 16.00 og 20.00 og her skrus varmtvannstanken derfor helt av.

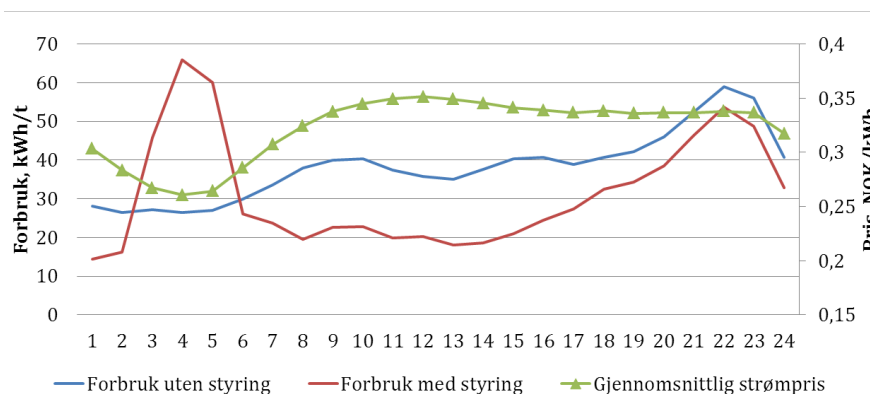


Figur 10: Gjennomsnittlig temperatur, forbruk og oppvarming av varmtvannstanken, januar

Forbruket ble totalt redusert med 283 kWh i januar. Den gjennomsnittlige strømprisen var på 0,548 NOK/kWh. Jevn forbruksreduksjon på 283 kWh denne måneden ville resultert i en bruttogevinst på 155,12 kr. Optimeringsmodellen gir derimot en bruttogevinst på 181,95 kr i januar. Optimeringen med hensyn på prissvingninger gir dermed en gevinst på 26,83 kr kontra jevn reduksjon. Lastreduksjon sto for hele 82 % av bruttogevinsten, mens flytting av forbruk fra varmtvannstanken sto for de resterende 18 %.

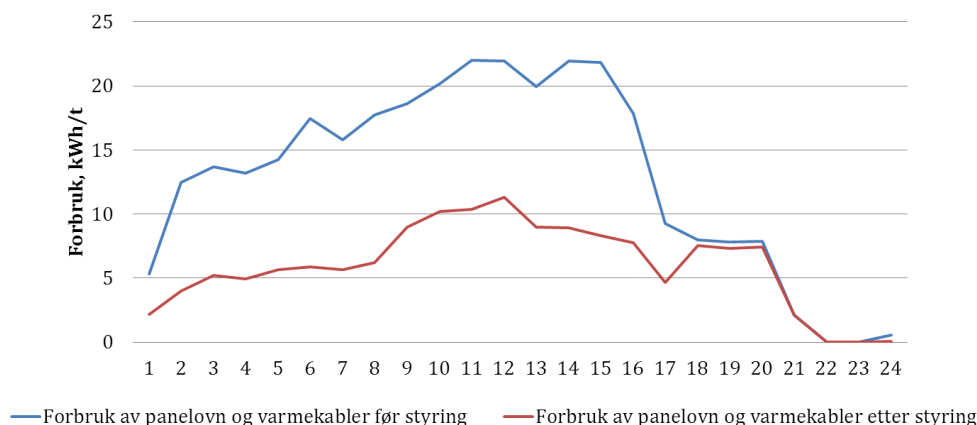
4.2.1.2. August

I Figur 11 vises gjennomsnittlig forbruk gjennom døgnet i august, med og uten laststyring, sammen med strømprisen. Av Figur 11 kan en se at forbruket reduseres jevnt gjennom døgnet, men øker betraktelig i de billige timene om natten, mellom kl. 02.00 og 06.00.



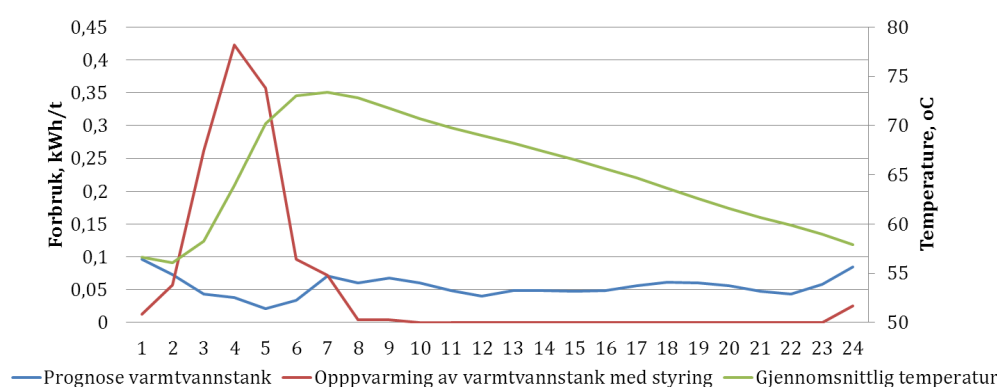
Figur 11: Gjennomsnittlig totalt forbruk med og uten laststyring plottet med strømpris, august

I Figur 12 er forbruk fra panelovner og varmekabler plottet sammen, før og etter styring. Modellen reduserer tydelig forbruket fra de fleksible lastene om morgenen og midt på dagen. Begrensningene er mindre strenge i sommermånedene enn i vintermånedene, som fører til større forbruksreduksjon her enn i januar. De kundespesifiserte timene hvor reduksjon ikke er lovlig fører likevel til at det ikke reduseres forbruk på kvelden, selv i august.



Figur 12: Forbruksprofiler for fleksible laster med og uten styring, august

I Figur 13 er forbruksprognose, oppvarming og temperatur i varmtvannstank plottet. Også i august varmes tanken helt opp i de rimelige timene om natten. Varmt vannet benyttes som lager, hvor tanken kan skrus helt av store deler av dagen. Dette er mulig så lenge temperaturbegrensningene i modellen er oppfylt.



Figur 13: Gjennomsnittlig temperatur, forbruk og oppvarming av varmtvannstanken, august

I august ble forbruket totalt redusert med 165,21 kWh. Den gjennomsnittlige strømprisen var på 0,318 NOK/kWh. Jevn forbruksreduksjon på 165,21 kWh hele måneden ville resultert i en bruttogevinst på 52,49 kr. Bruttogeinsten i laststyringsmodellen ble 66,51 kr og verdien av optimert lastreduksjon er dermed 14,02 kr. Nettogeinsten ble 13,28 kr.

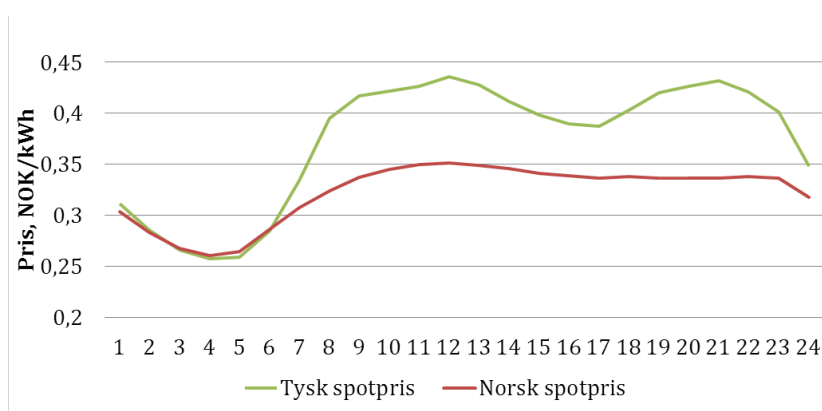
Flytting av forbruk fra varmtvannstanken sto for hele 77 % av nettogeinsten, i motsetning til kun 18 % i januar. Årsaken til dette er at forbruk av varmtvann ikke er modellert sesongavhengig og derfor står for en større andel av totalforbruket i sommermånedene med mindre forbruk generelt. At forbruket av varmtvann er likt betyr også at besparelser ved å flytte oppvarming kun vil variere med størrelsen på prissvingningene for måneden. Ved store prissvingninger vil det være mer å tjene. Variansen i spotprisen per døgn i januar er i gjennomsnitt 0,04 % mot 0,13 % i august. Ut i fra denne observasjonen kan det konkluderes med at variasjon i strømpris er en hovedmotivasjon for flytting av last.

Reduksjon av forbruk fra fleksible laster sto for 21,60 kr av nettogeinsten i januar og 3,12 kr i august. Forbruket fra fleksible laster er større i januar enn i august; som fører til at det er mulig å redusere større volum her. Avsavnprisene i august er likevel lavere

enn i januar, som fører til at det er mulig å redusere større andel av forbruket i august. Marginalbesparelsene er likevel større i januar, da strømprisene her er høyere enn i august, som fører til at nettogevinsten blir større.

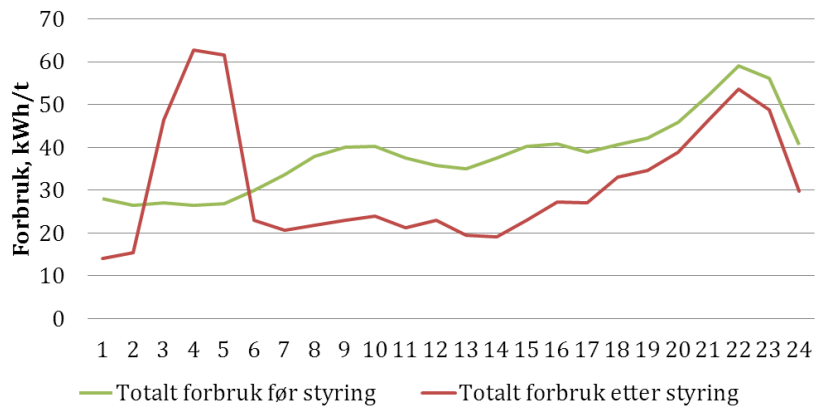
4.2.1.3. Tyske strømpriser

Norske spotpriser varierer generelt mindre enn i andre land. Dette forklares blant annet ved at vannkraft er vår hovedkilde til elektrisitet, som er en predikabel produksjonskilde med lagermuligheter. Som det er fremhevet tidligere, vil gevinster gjennom laststyring avhenge delvis av størrelsene på prissvingningene. Det er derfor interessant å se på hvordan mer varierende strømpriser ville påvirket løsningen i modellen. I Figur 14 sammenlignes den gjennomsnittlige tyske spotprisen mot den norske spotprisen, august 2011. Prisen varierer tydelig mer gjennom døgnet i Tyskland, i tillegg til at den er jevnt høyere enn den norske. Variansen i den tyske spotprisen er gjennomsnittlig fire ganger så høy som den norske gjennom døgnet i august.



Figur 14: Gjennomsnittlige tyske og norske spotpriser gjennom døgnet i august

Det er kjørt et case med forbruksdata fra husstanden i Nord-Trøndelag med tyske strømpriser for august for å illustrere hva prissvingninger vil ha å si for løsningen. Avsavsprisene ble satt til å gi utkobling like ofte som med de norske prisene. Nettogevinsten ble 23,30 kr i august, sammenlignet med 13,30 kr med de norske prisene. Hele 87 % av gevinsten skyldtes flytting av oppvarming av varmtvannstanken. Figur 15 viser totalt forbruk for den tyske kunden, med og uten laststyring. Det vises tydelig en forbrukstopp før kl. 06.00. Denne skyldes oppvarming av varmtvann. Resten av gjennomsnittsdøgnet vil forbruket jevnt over reduseres. Nettogevinsten er på hele 7 % av strømkostnaden før laststyring, mot 4 % i caset med de norske strømprisene. Resultatet viser at prissvingningene i Tyskland gir større incentiver til lastflytting enn i Norge. I tillegg er som nevnt prisene generelt høyere i Tyskland og gevinstene ved reduksjon blir betraktelig større.



Figur 15: Totalt forbruk gjennom døgnet i august med tyske spotpriser

5. Videre arbeid

Modellen utviklet her er deterministisk, ikke stokastisk og det er således tatt utgangspunkt i at all informasjon er kjent. I realiteten vil dette derimot ikke være tilfellet for spotprisen, som kun er kjent ett døgn frem i tid. Antagelsen øker potensialet for sparte strømkostnader i modellen, ettersom informasjonsmengden da er større. For å avbilde virkeligheten bedre kunne usikkerhet/stokastikk blitt inkludert i strømprisene. En stokastisk modell kunne innlemmet sannsynligheter for ulike spotpriser, basert på en prognosemodell/ forecastingmetode. Bevegende gjennomsnitt er blitt benyttet som forecastingmetode i denne sammenheng i annen faglitteratur og er ansett som et egnet alternativ (O'Connell, 2012). Det er allikevel slik at spotpriser offentliggjøres på Nord Pool Spot allerede kl. 14.00 dagen før levering. Planlegging og styring på lengre sikt enn ett døgn ville ikke nødvendigvis endret løsningen her nevneverdig. Årsaken til dette er begrenset kapasitet til å lagre varmtvann i tanken over mer enn et døgn, i tillegg til at utkoblinger av de fleksible lastene er begrenset med hensyn på sesong, utkoblingsvarighet, pause og forbruksvolum. En forenkling av laststyringsmodellen til å være deterministisk er derfor ansett av forfatterne til å gi godt nok anslag av besparelsene en husstand kan se for seg gjennom laststyring.

For å modellere varmtvannstanken er varespesifikasjonene for OSO Super Standard benyttet. Årsaken er at denne tanken er installert i over halvparten av alle norske hjem. Det kunne vært interessant å gjøre en vurdering av hvilke effekter andre varmtvannstanker ville hatt på resultatet. For eksempel finnes det tanker på markedet som varmer opp vann meget hurtig og som dermed ville tillatt tanken å være avslått i lengere tidsperioder enn med OSO Super Standard. OSO Xpress er eksempel på en slik type tank. Den rommer også 200 L, har en effekt på 3 kW og oppvarmingstiden er 3,25 °C/kvarter kontra 2,2 °C/kvarter som benyttet i denne modellen. Konverteringsfaktoren mellom forbruksvolum og temperatur blir da 9,75 °C/kWh. OSO Xpress varmer dermed opp vannet over dobbelt så raskt. Varmtvannstanker med varierende isolasjon og varmetap ville også vært interessant å teste i et videre arbeid, for å se hvor mye varmetap har å si for mulighetene til å flytte forbruk.

Avsavnprisene er som beskrevet satt etter antagelser om forbrukerfleksibilitet i den norske husstand og representerer kundens fiktive kostnader ved reduksjon av forbruk. En sensitivitetsanalyse med hensyn på avsnavspriser ville derfor vært verdifull, for å drøfte hvor mye villighet til å redusere forbruk vil ha å si for potensialet for kostnadsbesparelser hos en husstand. I tillegg anskueliggjøres fremtidens sluttkunde med småskalaproduksjon i flere av Smart Grids fagmiljøer. Hos en slik husstand ville marginalkostnaden for forbruksreduksjon ligget i prisforskjellen mellom elektrisk og alternativ energikilde, for eksempel et dieselaggregat. Slik forfatterne ser for seg nivået på avsnavsprisen, ville marginalkostnaden ved tilgang på alternativ energikilde antagelig vært lavere enn avsnavsprisene benyttet i caset her. Flexibiliteten hos kundene ville dermed blitt større. En sensitivitetsanalyse av avsnavsprisen kunne på denne måten også kvantifisert verdien av en alternativ energikilde installert hos en husstand. Da hovedmålet i denne oppgaven har vært å analysere aggregators potensiale, har det ikke blitt brukt tid på en slik sensitivitetsanalyse her.

6. Konklusjon

I denne delen av oppgaven er det utviklet en laststyringsmodell som avbilder et styringssystem som kommuniserer med varmtvannstank, panelovner og varmekabler i en husstand. Modellen åpner også for å inkludere flere komponenter. Parametere er kundespesifikke og kunden har dermed mulighet til å velge hvor mye forbruk som skal kunne reduseres, hvor ofte det kan skje, hvilke perioder det skal kunne skje i osv. Modellen kan deretter utføre styringen uten videre kundeinvolvering. En kan se for seg at alle sluttbrukere relativt rimelig kan anskaffe seg en slik laststyringsmodell gjennom styringssoftware og enkle tekniske løsninger. Laststyring kan også leveres som en tjeneste av en aggregator, og modellen her ville i et slikt tilfelle tjent som aggregatorens beslutningsverktøy. For å kvantifisere gevinstpotensialet for kunden ved laststyring er modellen testet for en gjennomsnittlig kunde i Nord-Trøndelag, med forbruksdata fra 20 ulike husstander. Modellen minimerer strømkostnader, gitt begrensninger for lastutkobling og -flytting som er antatt å være realistiske for en norsk kunde. Resultatene fra caset viste en nettogevinst på 202,3 kr årlig ved laststyring. Flytting av oppvarming av varmtvannstank sto for 55 % av gevinsten, mens reduksjon av forbruk fra de fleksible lastene, panelovner og varmekabler, sto for de resterende 45 %. Høye prisvariasjoner gjennom en måned økte gevinstene fra lastflytting, mens størrelsen på prisnivå og forbruk fra de fleksible lastene, økte gevinstene fra lastreduksjon. Modellen ble også testet med tyske strømpriser ettersom disse generelt sett er høyere og varierer mer enn de norske. Gevinsten økte med 75 % i forhold til samme forbruk med norske priser, som viser at laststyring kan være desto mer aktuelt i andre land.

Forfatterne er av den oppfatning av at gevinstpotensialet kvantifisert her er for lite til at en stor mengde forbrukere vil engasjere seg i laststyring i Norge. Dersom dette likevel skjer, er det sannsynlig å se for seg en utjevning av strømprisene. Prisene varierer med tilbud og etterspørsel, slik priskrysset settes av Nord Pool Spot i dag. Mer jevn etterspørsel vil dermed resultere i mer jevne priser (Landmark & Lervik, 2011). Utjevning av priser ville igjen ført til lavere gevinstpotensial ved lastflytting og en reduksjon av gevinstene kvantifisert i caset her. Kvantifiseringen av gevinstpotensialet er ment som en antydning av størrelsesordenen på gevinstene det er mulig å hente ut i dagens marked. Forfatterne ønsker å påpeke at de faktiske gevinstene likevel vil avhenge av hvordan forbruksmønstre og priser i hele markedet vil endres etter innføring av AMS. Per i dag er dette vanskelig å si noe sikkert om, men det er sikkert at gevinstene ved laststyring vil øke med prissvingninger og prisnivå.

Forvaltningsmodell for aggregator

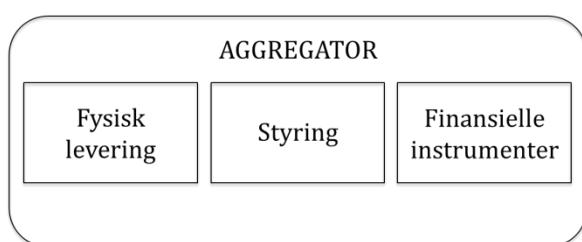
Til nå har oppgaven fokusert på mulige besparelser for den enkelte strømkunde gjennom eksakt fakturering og muligheten for laststyring. Det ble identifisert kostnadsreduksjoner, dog i såpass liten størrelsesorden at forfatterne ikke anser dette som stort nok økonomisk incentiv for kundene til å endre forbruksmønster. Det er derfor interessant å undersøke om gevinstpotensialet kan øke ved hjelp av aggregert forbrukerfleksibilitet. En aggregator har mulighet til å aggregere forbruk fra flere slutt-kunder. Ved å kontrollere et større kraftvolum gis det tilgang til flere ulike kraftmarkeder det kan hentes gevinster fra. Dersom aggregatoren kan øke gevinstpotensialet for sluttkundene, vil dette øke kundenes incentiver til å bli forbrukerfleksible. Det vil da lønne seg for kundene å la en aggregator ha ansvar for både laststyring og forvaltning av kundens fleksibilitet.

I denne delen av oppgaven vil det defineres hvilken rolle en aggregator har og dens muligheter. De ulike markedene i det norske kraftmarkedet vil bli belyst, med størst vekt på markeder aktuelle for aggregatoren. Det vil så presenteres en stokastisk forvaltningsmodell som er utviklet for å maksimere profitt fra allokering av fleksibilitet i ulike markeder. Avslutningsvis vil det diskuteres implementering av forvaltningsmodellen. Modellen er ment å tjene som beslutningsverktøy for aggregator ved forvaltning på lik linje som laststyringsmodellen tjener som beslutningsverktøy for laststyring enten dette leveres av aggregator eller ikke.

7. Definisjon av en aggregator

Det er flere ulike aktører som i prinsippet kan ta på seg rollen som aggregator. For det første kan aggregator være en helt ny aktør. En annen mulighet vil være at en allerede eksisterende bedrift utenfor kraftmarkedet, gjerne en IKT-bedrift, vil ta på seg rollen. Det er mange likheter mellom Smart Grid teknologi og IKT, ettersom kommunikasjons-teknologi benyttes i begge bransjer. IKT bransjen er i tillegg innovativ som resultat av korte produktcykluser i bransjen. Bedriftene har dermed en organisasjonskultur som forfatterne kan se for seg passer bra for en aggregator. Google, Apple, Microsoft og Cisco er blant IKT-bedriftene som allerede er i gang med å se på mulighetene ved aggregatorrollen (Raaen, 2012). Et tredje alternativ er at allerede eksisterende kraftaktører tar på seg aggregatorrollen. Aggregator-tjenester ville da blitt tilbudt som en ekstra tjeneste til sluttbrukerne fra samme aktør. Nettselskaper har incentiver til å ta på seg rollen i den forstand at forbrukerfleksibilitet kan bidra til å redusere topplast. Topplastreduksjon kan spare kostnader forbundet med tap i nettet i tillegg til eventuelle utsettelse av re-investeringer. Nettselskapene er også ansvarlige for AMS-utrulling og har dermed mulighet til å tilrettelegge denne teknologien for aggregator-tjenester. Forfatterne anser det likevel som mest sannsynlig at dagens strømleverandører vil gripe den nye markedsmuligheten. Leverandørene har lenge operert i et konkurransedrevet marked og er dermed mer fremtidsrettet og innovative enn nettselskapene. I tillegg har leverandørene nærmere kundeforhold enn nettselskapene, da kundene deres har valgt dem fremfor andre i konkurransemarkedet. Forfatterne antar at tillit fra forbrukerne vil være avgjørende for om kundene vil tillate laststyring gjennom en aggregator. Leverandøren har da en fordel ved at de allerede har etablert et renommé og merke-navn i kraftbransjen. Leverandørene handler allerede på Elspot, Elbas og RKM og har

god kjennskap til forbruksmønstre og kraftmarkedet generelt. En rolle som aggregator vil også for leverandører kreve store investeringer og ressurser til FoU. Gjennomgående for leverandørselskapene er at de er presset økonomisk grunnet høy konkurranse og mange vil dermed kanskje ikke ha tilstrekkelige ressurser til å gripe denne muligheten. Det er likevel lagt et pålegg fra NVE om at en eventuell aggregator må operere på Elspot (ha balanseansvar) og dermed i praksis at en aggregator også må være strømleverandør (Raaen & Hyde, 2012). Oppgaven her vil dermed ta utgangspunkt i at aggregatortjenester tilbys av en leverandør. Det er kun leverandørens nye tjenester, aggregatortjenestene, som det er fokusert på. Forfatterne åpner dermed for at aggregatoren i prinsippet kan være en egen aktør, med inngått partnerskap med en leverandør.



Figur 16: Aggregators tjenester

aggregatoren tilby å kunne fysisk styre laster hos sine kunder. Uten denne muligheten vil ikke aggregatoren ha mulighet til å levere fleksibilitet på sekundnivå. Hvordan det kan tilrettelegges for laststyring ble vist i første delen av denne masteroppgaven. Til sist må aggregatoren benytte seg av de *finansielle instrumentene* tilgjengelig i kraftmarkedet for å hente inntekter ved kraftsalg. Dette krever at aggregator har et visst volum tilgjengelig gjennom sine kunder og har mulighet til å styre kundenes laster. Til sammen utgjør fysisk levering, fjernstyring av kunders forbruk, samt bruken av finansielle instrumenter aggregatorens tjenester og inntjeningsgrunnlag. Forfatterne antar at fysisk levering, altså tradisjonelle leverandørtjenester, er kjent for leseren. Hvilken teknologi som vil kreves av styringsmekanismen tilhører andre fagfelt og det vil derfor ikke vies tid til slike løsninger i denne oppgaven. Det vil fra nå fokuseres på de finansielle instrumentene tilgjengelig i kraftmarkedet og aggregatorens muligheter til å benytte seg av de ulike.

I oppgaven vil det undersøkes hva aggregator kan tjene på *salg* av fleksibilitet i ulike markeder. Det vil med andre ord fokuseres på *reduksjon* av forbruk hos kunden. I regulerkraftmarkedet vil det i prinsippet også vært aktuelt med oppregulering av forbruk når kraftsystemet er i ubalanse grunnet overskudd av produksjon. Ved en slik ubalanse er det likevel også mulig å nedregulere produksjonen. Forfatterne ønsker å anta at dette vil bli løsningen i fremtiden, da nedregulert produksjon reduserer bruken av ressurser. I denne oppgaven vil aggregator dermed kun selge nedjustert forbruk, ikke selge oppjustert forbruk.

Forvaltningsmodellen vil ta utgangspunkt i at aggregator forvalter kraft med hensyn på å maksimere *forventet* profitt. I praksis vil dette si at aggregator vil by inn budkurver som baserer seg på kostnader for *forventet* utkoblet volum. I RKOM, RKM og markedene for primærregulering vil det først i driftstimen bli kjent hvor mye fleksibilitet som faktisk blir benyttet. Ved budgivning vil aggregator dermed risikere å godta priser som fører til negativt resultat.

7.1. Tilleggstjenester fra aggregator

I denne masteroppgaven vektlegges aggregatorens tjenestetilbud som laststyrer og forvalter av kraft. Forfatterne ønsker likevel å nevne at det er sannsynlig å se for seg at aggregatoren i praksis vil tilby flere tjenester enn dette.

Ettersom aggregatoren til dels styrer og overvåker kundenes forbruk, sitter de med nøyaktig informasjon om kundenes forbruksmønster. Slik markedet er i dag er dette svært verdifull informasjon for leverandører som melder inn forbruk på vegne av forbrukerne. Ubalansegebyrer i RKM er som kjent en betydelig utgiftspost for leverandører, som kan reduseres gjennom økt informasjon om forbruksmønstre. Som nevnt kan aggregator anskaffe seg balanseansvar gjennom partnerskap med leverandører. Ved en slik løsning vil aggregator i praksis være en selvstendig aktør i markedet og vil kunne selge forbruksinformasjonen til leverandøren.

Økt belastning på nettet grunnet stokastisk produksjon og økt forbruk generelt, er en utfordring nettselskaper i dag jobber med. En kan også se for seg at aggregator kunne tatt betalt fra nettselskapene for å regulere forbruket etter nettforhold, lokalt og regionalt. Slik kunne noen av nettselskapenes utfordringer løses ved å fordele lasten utover døgnet og tilpasse forbruk etter produksjonsvariasjoner (Landmark & Lervik, 2011).

8. Aggregators konkurransedyktighet og marginalkostnader

Ved deltagelse på kraftmarkedene må aggregatoren melde inn konkurransedyktige bud for å få tilslag på volumer. Bud på nedjustering av forbruk fra en aggregator vil konkurrere med andre tilsvarende bud, samt bud fra produsenter om å øke produksjonen. For alle aktører vil reservasjonsprisen på et bud ha sammenheng med marginalkostnaden aktøren får ved tilslag på budet. Aktører med høyere marginalkostnader enn andre vil dermed bli utkonkurrert. Det er derfor nødvendig å kartlegge kostnadene aggregator pådrar seg ved utkobling av forbruk. Kostnaden vil bero på hva slags forbrukere aggregatoren opererer på vegne av. Marginalkostnadene vil så være utgangspunkt for budgivingsstrategier i de ulike markedene som vil belyses i den matematiske forvaltningsmodellen.

Ved utkobling av forbruk på vegne av flere husstander vil aggregators marginalkostnad være kompensasjonen han plikter å gi de berørte kundene. Kostnader forbundet med den fysiske utkoblingen gjort gjennom fjernstyring synes å være neglisjerbar når teknologien først er installert. Kontraktsforholdet mellom sluttkunde og aggregator er dermed essensiell for å kunne si noe om marginalkostnadene forbundet med utkoblingen. Forfatterne ser det sannsynlig at husstander vil kreve en to-parts tariff for å tillate utkobling (Landmark & Lervik, 2011). Dette innebærer i dette tilfellet en fast kompensasjon per utkobling i tillegg til en fastsatt andel av eventuell profitt fra forvaltning av kundens kraft. Tariffen vil ta utgangspunkt i å dekke kundens avsningskostnader. Ved budgivning i ulike marked vil reservasjonsprisen aggregator må sette være lik denne faste kompensasjonen som må overføres husstanden dersom volumet blir solgt.

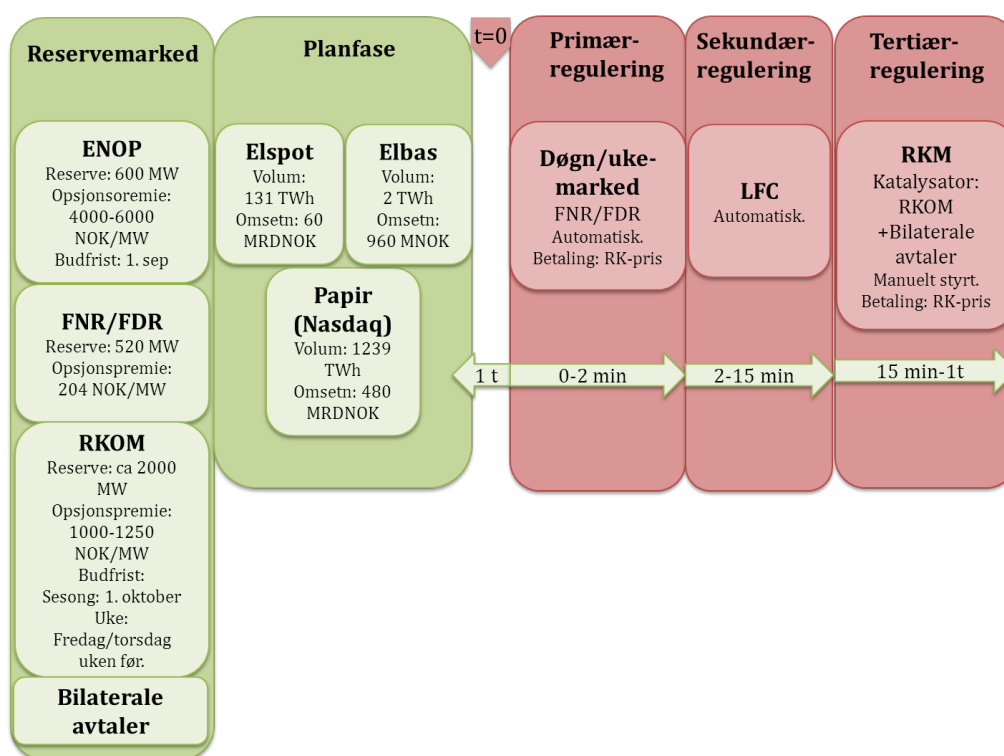
Dersom aggregator derimot handler på vegne av større kraftforbrukere vil marginalkostnadene være annerledes. Slike forbrukere er da gjerne produsenter av produkter som krever kraftintensive prosesser. Eksempler er treforedling, papirindustri, smelteverk, matvareindustri og aluminiumsindustri. Ved styring av disse forbrukerne må det tas hensyn til eventuelle tapte inntekter ved produksjonsstans- eller struping. De tapte inntektene kan betraktes som industrikundens alternativinntekt til aggregatorens forvaltning av kraften. Forfatterne antar at industrikundene vil kreve denne alternativinntekten tilbake fra aggregator gjennom kontraktsforholdet, i tillegg til en profittdeling av eventuell profitt (Raaen, 2012). Kundenes tapte inntekter blir i et slikt tilfelle lik marginalkostnadene for aggregator ved en utkobling. Denne kostnaden vil naturlig nok avhenge i stor grad av den enkelte kunden og deres produksjon. I noen industrier vil det for eksempel være enklere å stanse produksjonen enn i andre. I et smelteverk kan dette være svært kostbart og upassende, da smeltede metaller kan størkne grunnet mangel på elektrisk oppvarming. Kostnadene vil også i stor grad avhenge av den enkeltes tilgang på alternative energikilder. Dersom kunden har mulighet til å opprettholde produksjonen gjennom bruk av for eksempel kjelvarme, vil marginalkostnadene for kunden kun ligge i den økonomiske differansen mellom spotpris på strøm (NOK/kWh) og marginalkostnader ved kjelkraften (NOK/kWh).

Aggregators konkurransedyktighet i markedet vil dermed avhenge av kundegruppen den opererer på vegne av. Ved konkurranse mellom aggregatører med ulik kundemasse vil enkeltkundernes marginalkostnader spille en avgjørende rolle. Marginalkostnader for industrikunder kan antas å være høyere enn for husstander grunnet alternativinntekten ved å produsere. Det er på den annen side større volumer å aggregere forbruk fra

industrikunder. I forvaltningsmodellen vil det tas utgangspunkt i en generell kostnads-
kurve, som øker med volum utkøbet.

9. Kraftmarkedet

For å kartlegge aggregatorens muligheter til å allokere fleksibilitet vil det her gis en introduksjon av oppbygningen av kraftmarkedet. Markedet dekker en bred tidshorison, se Figur 17. Nord Pool Spot er ansvarlige for planfasen, som foregår døgnet før driftstimen. Her bestemmes spotpriser basert på innmeldt forbruk og produksjon. I forkant av planfasen samler Statnett reserver til eventuelle fremtidige ubalanser som følger av uforutsette hendelser i driftstimen og avvik fra innmeldte prognoser. Statnett sikrer seg reservene gjennom reservemarkedet. Statnett har så ansvar for at det til enhver tid er balanse mellom forbruk og produksjon i driftstimen. For å sikre balanse benyttes balansemarkedene primær-, sekundær- og tertiærmarkedene. Reservemarkedene sørger da for at det alltid er tilstrekkelig tilgjengelig kraft i balansemarkedene. Alle markedene vil nå beskrives nærmere.



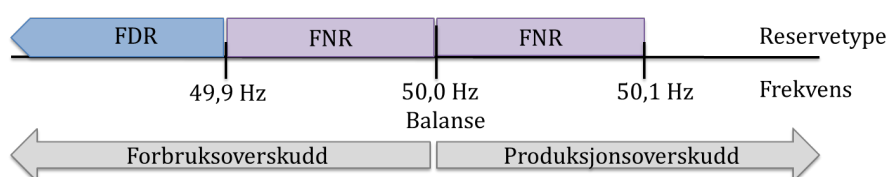
Figur 17: Kraftmarkedet delt inn i reservemarkedet, planfasen og drift

9.1. Reservemarked og balansetjenester

Kraftsystemet må være i konstant balanse for at kortslutninger og skader på kabler og annet utstyr skal unngås. Ved 50,00 Hz er balansen opprettholdt. Dersom produksjon overstiger forbruk vil frekvensen gå over dette nivået og motsatt vil frekvensen gå under i de tilfeller forbruk overstiger produksjon. Slike momentane ubalanser reguleres først automatisk ved hjelp av primærreguleringen. Sekundærreguleringen frigjør ressursene i primærreguleringen og sørger for at balansefrekvensen gjenopprettes raskt. Dersom sekundærreguleringen ikke er tilstrekkelig for å opprettholde balansen over en viss tid aktiveres også tertiærreguleringen. Regulerkraft i tertiærreguleringen frigjør igjen ressursene i sekundærreguleringen. For å sikre tilstrekkelig ressurser for å dekke kraftmarkedets behov i disse tre balansemarkedene benyttes ulike reservemarkeder som nå vil beskrives. Det antas at aggregator vil ha tilstrekkelig teknologi til å kunne delta i alle regulerkraftmarkedene, også den automatiske frekvensstyringen.

9.1.1. Primærregulering

Primærreguleringen er helautomatisk og slår inn momentant når frekvensen i kraftsystemet avviker fra 50,00 Hz. Disse avvikene kommer som følge av at settpunktet for produksjon er høyere eller lavere enn det momentane forbruket. Primærreservene skal dekke behovet for frekvensstyrt normaldriftsreserve, FNR og frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve, FDR. I dag er det primært produsenter som leverer disse reservene, men forbrukere kan også delta. Generatorer som leverer primærreserve vil da kontinuerlig endre settpunktet når frekvensen i systemet endrer seg. Netto levert energi fra produsenten (netto forbrukt kraft fra forbrukeren) kan dermed ende opp med å være mer eller mindre enn hva produsenten meldte inn til Elspot (Statnett, 2011). I Figur 18 vises det når de ulike reservene benyttes i forhold til ubalansen i kraftsystemet. Som en kan se er det FNR som er oftest etterspurt og benyttet av Statnett.



Figur 18: Frekvens i nettet og reservetype benyttet

Det må til enhver tid være tilstrekkelig FNR og FDR tilgjengelig i kraftsystemet. For å sikre dette har Statnett satt et krav til grunnleveranse i tillegg til å opprette et marked for primærregulering som vil forklares herunder.

Grunnleveranse av primærreserve

Statnett har satt et krav til grunnleveranse av primærreserver hos produsenter med generatorer over 10 MVA. Kravet går ut på at disse generatorene skal ha maksimal statikkinnstilling på 12 %. Dermed sikres en minimumsleveranse av primærreserve fra roterende produksjonsanlegg. Dersom produsentene ønsker å levere mer og altså innstille en lavere statikk, gjøres dette i en av markedsløsningene beskrevet nedenfor.

Frekvensstyrte reserver – norsk markedsløsning

Statnett opprettet i 2008 en markedsløsning for sikring av FNR og FDR. I dag er det hovedsakelig produsenter som deltar her, men markedet er fullt tilgjengelig for forbrukere. Markedet består av et uke- og et døgnmarked, hvor aktørene kan delta i ett eller begge. Ukemarkedet kjøres før Elspot, mens døgnmarkedet kjøres etter Elspot for å dekke eventuelle restbehov av primærreserve. Det er generelt lagt vekt på å gi høye opsjonspremier i disse markedene for å stille tilgjengelig reserve, mens aktiveringspremien for nettodifferanse da er lavere. Det er i tillegg mulig for aktører å stå utenfor markedene og likevel få betalt for leveranse av FNR/FDR gjennom en forhåndsbestemt sats.

9.1.1.1. Ukemarkedet

I ukemarkedet kan aktører selge opsjoner på å stille tilgjengelig FNR. Markedet er delt inn i ukedager og helg som begge igjen har en oppløsning på natt, dag og kveld. Det er dermed seks ulike budblokker aktørene kan selge opsjoner på.

Ukemarkedet for ukedagene kjøres fredag kl. 12.00 for ukedagene i kommende uke. Ukemarkedet for helgen kjøres hver torsdag kl. 12.00 for førstkomende helg. Statnett gir informasjon om tilslag i markedet innen kl. 13.00 handelsdagen. Markedet går dermed før spotmarkedet. Tilbyder kan velge å by inn i én eller flere av de seks budblokkene. Prissetting av opsjonspremiene skjer gjennom marginalprising per Elspotområde, type reserve og budblokk. I Tabell 5 gis det oversikt over gjennomsnittlige priser og volum for ukesopsjoner på FNR i NO3 i 2011. I helgene ligger prisene høyere enn i uken og prisene er høyere for natt enn dag. Volumene er omtrentlig like store både for helg, uke og dag og natt og ligger på rundt 5 MW per time.

Uke						Helg					
Natt		Dag		Kveld		Natt		Dag		Kveld	
Pris	Vol.	Pris	Vol.	Pris	Vol.	Pris	Vol.	Pris	Vol.	Pris	Vol.
255,6	4,55	80,2	4,61	77,8	4,7	331,3	5,9	163,5	5,3	198,3	5,4

Tabell 5: Priser, NOK/MW og volum, MW, i primærreguleringens ukemarked, NO3 2011

Primærreservene er som nevnt automatiske hvor produksjon/forbruk kontinuerlig justeres i forhold til nettfrekvensen. Derfor vil det være sannsynlig at netto kraft produsert/forbrukt vil avvike noe fra Elspotinnmeldingen for de ulike timene aktørene stiller primærreserve tilgjengelig. Denne nettodifferansen kompenserer Statnett for. Kompensasjonen gis med RK-priser, men to-pris benyttes verken på produksjons- eller forbrukssiden. Årsaken til dette er at aktørene alltid skal godtgjøres utover opsjonspremiem for det volum de har stilt tilgjengelig. I tabellen under er prisene det kompenseres med illustrert (Hystad, 2012).

	Produsent	Forbruker
Nettodifferanse positiv	RK-opp pris	RK-ned pris
Nettodifferanse negativ	RK-ned pris	RK-opp pris

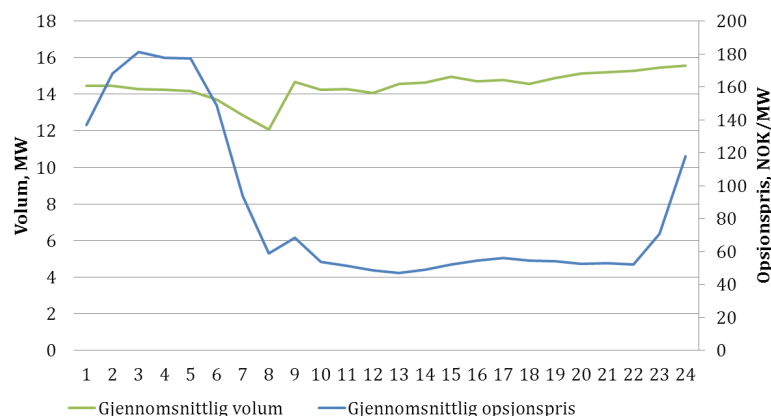
Tabell 6: Kompensasjon ved produsenters og forbrukeres nettodifferanse ved primærregulering

Lokale nettforhold kan likevel føre til pay-as-bid spesialkjøp på stasjonsgruppenivå. Her kan aktørene tjene store beløp dersom Statnett har mangel på reserver. Spesialkjøp er likevel en uforutsigbar måte å forvalte kraft på og derfor lite anvendelig for forvaltningsmodellen. Det skal likevel nevnes at en aggregator kan legge inn svært høye bud i uke- og døgnmarkedet og få tilslag ved spesielt anstrengte kraftsituasjoner.

9.1.1.2. Døgnmarkedet

I døgnmarkedet kan aktørene selge opsjoner på både FNR og FDR. Budene skal være time- og reservespesifikke og må være Statnett i hende innen kl. 19.00 dagen før leveranse. Statnett gir tilbakemelding om tilslag innen kl. 20.00 samme dag. Markedet kjøres dermed etter Elspot og er delt inn i Elspotområdene. Budene gis i NOK/MW og prisene settes ved marginalprising per Elspotområde, reservetype og time.

Kompensasjon for nettodifferansen fungerer som for ukemarkedet, der det kompenseres med RK-priser i tillegg til opsjonspremiem.



Figur 19: Opsjonspriser og volum i primærreguleringens døgemarked, NO3 2011

I Figur 19 illustreres gjennomsnittlige opsjonspriser og volum for NO3 i 2011. Figuren viser at volum kjøpt er stabilt gjennom hele døgnet, med et gjennomsnitt på 14,5 MW. Opsjonsprisene er desidert høyest om natten, mellom kl. 23.00 og 07.00. Gjennomsnittlig opsjonspremie varierer mellom 181,22 og 47,11 NOK/MW, med et snitt over døgnet på 86,6 NOK/MW. Opsjonsprisene for primærreserve i døgemarkedet er med andre ord lavere enn de er i ukemarkedet, der den vektete snittprisen per MW per time er 138,47 kr. Dette reflekterer premiet tilbyderne krever for å forplikte seg tidligere og over lenger tid.

Ved godkjenning av bud i uke- og døgnet markedet vil det ikke være usikkerhet tilknyttet til aktivering av reserve eller ikke. Effekten det gis tilslag på vil stilles tilgjengelig for automatisk frekvensstyring gjennom hele perioden. Det er kun usikkerhet rundt størrelsen på nettodifferansen fra Elspotinnmeldingen og RK-prisene denne kompenseres med. Kompensasjonen til aggregator ved primærreserve avhenger av disse og vil dermed være usikker når bud sendes inn og godkjennes. Historiske data for nettodifferanser er ikke offentlig og kun tilgjengelig for Statnett.

9.1.2. Sekundærregulering

Sekundærreserver er automatisk frekvenskontroll som slår inn etter primærreguleringen. I Norge har det til nå ikke eksistert noe marked for sekundærregulering. Fra 2012 er det likevel planer om å åpne et marked for dette, kalt Load Frequency Control, LFC. De eksakte reglene rundt markedetsdesignen er enda ikke fastsatt av Statnett, men mye tyder på lignende karakteristikk som primærreguleringens ukemarked. Tilbyderne vil by opsjonspriser på effekt reservert for hele uken torsdag før budrunden for primærmarkedet kjøres. Marginalprising benyttes for å fastsette opsjonsprisen. På lik linje med i primærreguleringen vil tilbyderne få en kompensasjon utover opsjonspremien for nettodifferansen i volum levert/forbrukt. Dette vil kompenseres med spot- eller RK-pris (Hoff, 2012). Fordi rammene rundt LFC-ordningen enda er usikre vil ikke dette markedet inkluderes i forvaltningsmodellen her, men nevnes som en aktuell mulighet for aggregatoren i fremtiden.

9.1.3. Tertiærregulering

Regulerkraftmarkedet, RKM, tilsvarer tertiærreguleringen i Norge. Her kan aktører som kan garantere å levere regulerkraft på 15 minutters varsel og som dermed kan frigjøre reservene i sekundærreguleringen delta (Nilssen & Walther, 2011). Både produsenter og forbrukere kan levere regulerkraft. Tilstrekkelig mengde volum i RKM sikres

gjennom bilaterale avtaler og direkte innmelding til RKM i tillegg til et opsjonsmarked (RKOM).

9.1.3.1. *Bilaterale avtaler*

Statnett har i lang tid inngått langsiktige (flerårige) avtaler med produsenter eller forbrukere om å stille regulerkraft tilgjengelig. Statnett har da bidratt økonomisk med investeringer mot at motparten har stilt effekt tilgjengelig i RKM. Denne avtaletypen benyttes ikke videre i modellen her grunnet den skreddersydde karakteristikken og det langsiktige perspektivet.

9.1.3.2. *Anmelding direkte i RKM*

I tilfellene hvor kraftmarkedet ender i ubalanse må Statnett handle regulerkraft for å opprettholde balansen. Aktørene som har bidratt til ubalansen gjennom avvik fra Elspotinnmeldingen må betale tilbake dette utlegget med RK-pris. RK-prisen settes til å være mindre gunstig for aktøren enn om kraften ble kjøpt i Elspot. Tilsvarende vil aktørene som har stilt regulerkraft tilgjengelig få betalt RK-pris, som vil gjøre det attraktivt å stille regulerkraft tilgjengelig. Ettersom markedet kan behøve opp- eller nedregulering eksisterer det to RK-priser; RK-opp og RK-ned pris. Disse vil alltid ligge henholdsvis over og under spotprisen. Det skal nevnes at det er to-prisprinsipp på produksjonssiden og en-prisprinsipp på forbrukssiden (Landmark & Lervik, 2011).

Direkteinnmelding i RKM skjer for hver enkelt driftstime neste døgn innen kl. 20.00 dagen før levering. Innmeldingen består av en stykkevis konstant budkurve på NOK/MWh. Det er likevel mulig å redusere innbudt volum innen 45 min før driftstimen. Klareringen av RKM foregår etter marginalprisingsprinsippet og det gis ingen kompensasjon utover RK-pris for aktivert volum. Ved innsending av budkurve må aktøren kunne garantere å levere hele volumet budt inn dersom det blir behov for dette. Hvor mye volum som blir aktivert og hva RK-prisen blir er ikke kjent før etter driftstimen når Statnett har handlet for å rette opp eventuell ubalanse. Data for innmeldt volum er ikke offentlig informasjon og sannsynlighet for aktivering av innmeldt volum er dermed usikkert.

9.1.3.3. *Regulerkraftopsjonsmarkedet, RKOM*



Figur 20: RKOM områder

RKOM er et opsjonsmarked for regulerkraft, som skal sikre tilstrekkelig tilgjengelig reserve i tertiærreguleringen i de mest anstrengte delene av året. I vinterhalvåret, hvor RKOM har sesong, har det historisk ikke vært tilstrekkelig innmeldt volum i RKM. Tilbyderne av RKOM-opsjoner sender Statnett en budkurve med opsjonspriser og tilhørende effekt. Klareringen av markedet foregår også her ved marginalprising. Effekten tilbyderen får tilslag på ved klarering er tilbyderen forpliktet til å by inn i RKM. Effekten skal bys inn i RKM kl. 05.00 – 23.00 for alle dager som omfattes av RKOM opsjonen solgt. Det settes ingen begrensninger hva angår

prisene volumet bys inn til i RKM. Opsjonspremien fungerer dermed som en katalysator for å ha nok regulerkraft tilgjengelig. Statnett kjøper opsjoner av både produsenter og forbrukere. Aktørene som selger opsjoner til TSO får RK-pris for eventuell kraft aktivert i RKM i tillegg til opsjonspremien i RKOM. I 2011/2012 var RKOM tilgjengelig f.o.m. uke 46 i 2011 t.o.m. uke 16 i

2012. RKOM er lukket for Norge, hvor markedet er delt inn i tre områder som vist i Figur 20. Disse områdene er satt etter nettmessige forhold. Det må tilbys minst 25 MW ved budgivning, med mindre spesiell avtale med Statnett blir gjort. Kvantumet kan fordeles på ulike enheter, men disse må være innenfor samme Elspotområde. RKOM er delt i to opsjonsprodukter; RKOM-sesong og RKOM-uke.

RKOM-sesong

Budene for RKOM-sesong skal være Statnett i hende rundt 1. oktober før påfølgende sesong. Volumene aktørene får tilslag på skal anmeldes manuelt i RKM av aktøren i hele avtaleperioden, altså hele sesongen for RKOM. For å gi et bilde av prisnivå viser Tabell 7 Statnetts kjøp av RKOM-sesong opsjoner den siste sesongen, 2011/2012.

Område	Volum	Opsjonspremie
NOA	169 MW	1150 NOK/MW per uke
NOB	315 MW	1100 NOK/MW per uke
NOC	150 MW	1200 NOK/MW per uke

Tabell 7: Priser og volum i RKOM-sesong, 2011/2012

Volumene og likviditeten i RKOM-sesong har økt de siste sesongene. I tillegg har prisene steget. Dette avbilder tiltagende press på nettet. Med prisene for sesongen 2011/2012 ville et bud på 50 MW fleksibilitet fått en opsjonspremie på 60 000 NOK per uke i Nord-Trøndelag. Ettersom RKOM-sesong går over flere uker vil denne type opsjoner ikke her, da forvaltningsmodellen går over en ukes horisont. RKOM-sesong vil likevel være aktuelt å selge for en aggregator i praksis.

RKOM-uke

For RKOM-uke sendes bud inn innen fredag kl. 12.00 før driftsukene. Resultatet av en tilbudsrunde kommer kl. 14.00 samme dag. Volumene aktørene får tilslag på skal så bys inn i RKM kl. 05-23 alle dager i driftsukene. Av Tabell 8 kan en lese at opsjonspremiene i 2011 generelt var lavere for RKOM-uke enn i RKOM-sesong. Dette reflekterer ekstra premium aktører krever ved å binde volum over lengre tid.

Område	Forbruk	Produksjon	Opsjonspremie
NOA	127 MW	54 MW	1026 NOK/MW per uke
NOB	252 MW	53 MW	738 NOK/MW per uke
NOC	337 MW	73 MW	760 NOK/MW per uke

Tabell 8: Gjennomsnittlige priser og volum i RKOM-uke, 2011

Prissetting i RKOM

Marginalprising benyttes for å bestemme opsjonspremiene i RKOM. Alle tilbydere med aksepterte bud i samme nettområde vil dermed få samme opsjonspremie bestemt av høyeste aksepterte marginalpris. RKOM-opsjonene skal som nevnt være tilgjengelige hele perioden (uke eller sesong) og det er et absolutt krav om maksimalt 8 timer *hviletid* per uke. Hviletiden må oppgis i budgivingen og tilsvarer antall timer mellom to aktiveringer. En etterspurt hviletid på mellom 1 og 8 timer reduserer opsjonspremien for budet. Dersom *varigheten* på eventuell aktivering begrenses av budgiver til å være på fire timer eller mindre vil også opsjonspremien reduseres. Opsjonspremien for aksepterte bud beregnes ut fra følgende formel avhengig av om aktøren stiller krav til begrenset varighet eller hviletid, hvor satsene for varighet og hviletid er gitt i Tabell 9.

$$\text{Opsjonspremie} = Vf \cdot Hf \cdot \text{tilbudt effekt} \cdot \text{marginalpris}$$

Varighet, timer	> 4t	4	3	2	1
Vf	1,00	0,98	0,95	0,90	0,80
Hviletid, timer	Ingen krav	1 eller 2	3 eller 4	5 eller 6	7 eller 8
Hf	1,00	0,98	0,95	0,90	0,80

Tabell 9: Satser for varighet og hviletid i RKOM bud

Dersom selgeren av en RK-opsjon ikke overholder sin forpliktelse til å ha kraft tilgjengelig vil Statnett foreta en avkortning av opsjonspremien. Denne avkortningen avhenger av utilgjengelig effekt og varigheten kraften har vært utilgjengelig. Utilgjengelig effekt regnes som differansen mellom aktørens forpliktelse i RKOM og innmeldingen i RKM. Kronebeløpet fastsettes med følgende formel:

$$\text{Avkortning} = A \cdot \text{marginalpris} \cdot \text{utilgjengelig effekt} \cdot \text{varighet}$$

Mandag til fredag	A = 2
Lørdag til søndag	A = 1
Ved tilfeller av force majeure¹	A = 1
Aktør glemt å oppdatere RKM og effekt ikke kan benyttes	A = 25

Tabell 10: Satser for avkortning av opsjonspremie i RKOM i tilfellet solgt kraft ikke leveres ved behov

Avkortningen av opsjonspremien vil i praksis aldri blir større enn opsjonspremien selv. Praksis i Norge i dag er likevel at Statnett ikke godkjenner opsjoner fra tilbydere som har vist seg å være upålitelige (Raaen & Hyde, 2012). I forvaltningsmodellen utarbeidet her vil det derfor ikke være mulig for aggregator å by inn volumer som ikke kan garanteres aktivert.

Lokale nettforhold og fordeling mellom produksjon og forbruk i et område kan i tillegg føre til at TSO foretar spesialkjøp av RKOM-opsjoner. Ved disse spesialkjøpene benyttes pay-as-bid for å fastsette opsjonspremien. Opsjonspremien blir da lik tilbudt pris og tilbydere kan få svært god kompensasjon for sin regulerkraft (Statnett, 2011). Grunnet uforutsigbarheten ved slike kjøp vil denne muligheten ikke inkluderes i forvaltningsmodellen.

9.1.3.4. Energiopsjoner på forbruk, ENOP

Det finnes tilfeller der Statnett flere uker i forveien kan se at balansen i kraftnettet kan bli vanskelig å opprettholde og at kraftsituasjonen kan bli anstrengt. For disse tilfellene er det etablert et energiopsjonsmarked for mer langsiktig planlegging av forbruksreduksjon for å minimere risikoen for strømmangel. En energiopsjon, ENOP, selges i dag av storforbrukere og kjøpes av Statnett. ENOP er dermed ett av få markeder hvor aktører uten balanseansvar kan delta (Statnett, 2011). Opsjonen gir Statnett retten til å kreve at forbrukeren reduserer sitt forbruk i minimum 2 uker. ENOP benyttes kun under svært anstrengte kraftsituasjoner, SAKS. SAKS vil si at det er over 50 % sannsynlig at rasjonering må benyttes for å holde balanse i kraftsystemet (Dybdal, 2012). Tilbydere av ENOP gir inn bud med spesifisert forbruksreduksjon, opsjonspremie og innløsningspris. Aktøren mottar så opsjonspremie etter pay-as-bid prising. Ved en eventuell SAKS vil tilbydere som har fått godkjent volum bli bedt om å nedregulere utfra innløsningsprisen de krever. Aktørene med lavest innløsningspris velges først.

¹ Forhold som ligger utenfor partenes kontroll. Eksempler er krig, streik, lockout og offentlige pålegg.

ENOP er et attraktivt marked for storforbrukere som har mulighet til å variere forbruksintensiteten sin, slik som en aggregator i Norge. Opsjonsprisene er relativt til de andre markedene lave, men innløsningsprisen er svært høy (Dybdal, 2012). ENOP vil likevel ikke inkluderes i modellen her, ettersom avtalene er langsiktige (min 2 uker), begrenset til vinterhalvåret og at SAKS enda ikke har inntruffet (Hystad, 2012).

9.1.3.5. Mulige endringer av balansemarkedet

Forfatterne ser for seg at det vil tvinges frem flere endringer av markedet ved AMS, ny kommunikasjonsteknologi, distribuert produksjon og nye markedsaktører. For det første vil det gjennom økt aktivitet på forbrukersiden oppstå et økt behov for regulering gjennom hele året – ikke bare i de pressede vintermånedene som i dag. Dagens marked er skreddersydd for as-is situasjonen, der Norge baserer seg på deterministisk vannkraftproduksjon. Økt fornybar og stokastisk produksjon på norsk sokkel, som vindkraft, er allerede under planlegging. Utbygging av en ny kabel mellom Danmark og Norge som skal være klar i 2014 er også i gang. Danmark har en stor del stokastisk vindproduksjon, som det norske nettet da vil bli eksponert mot (Statnett, 2010). Slike markedsendringer fører til et behov for at balansetjenester blir tilgjengelig hele året. RKOM og ENOP er eksempler på reservemarked som kun er åpne i vintersesongen i dag, men som forfatterne antar vil åpnes for hele året. I forvaltningsmodellen er det derfor åpnet for RKOM handel i alle timer i driftsdøgnet, hele året.

Utviklingen av kraftmarkedet vil også kreve nye markedstjenester. Balansemarkedet er skapt for å dekke TSOs behov. Nettselskap og regionalnettsansvarlige (DSO) har likevel også lignende behov for balansering. Disse ønsker å opprettholde frekvensen i regionalnettet og unngå ILE², kortslutninger og skader på kostbart utstyr. Marked nærmere kunden ville bedre avspeilet de lokale drifts- og nettforholdene som kunne forenklet oppgaven å sikre distribuert tilgjengelig effekt i hele nettet. Balansering på regionalt nivå ville slik kunne bidratt til færre ubalanser også på nasjonalt nivå. Forfatterne er derfor av den oppfatning av at det er sannsynlig at reserve-/balansemarkeder på DSO-nivå vil bli etablert. Slike markeder vil være aktuelle for en aggregator å delta i; både for å rette opp eventuell ubalanse som leverandør og ved strategisk handling av fleksibelt forbruk som aggregator.

9.2. Planfasen

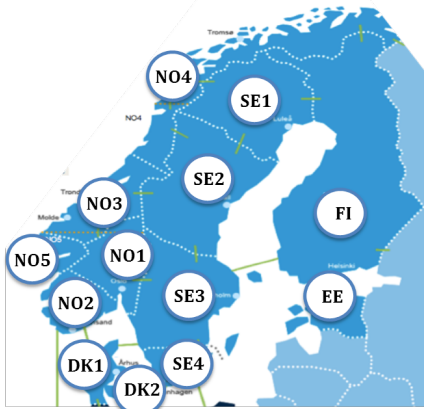
Planfasen består av Elspot og Elbas, samt et finansielt papirmarked. Elspot er et dagen-før-marked, hvor systemprisen for Norden settes. Elbas er et sanntidsmarked hvor det kan handles kraft inntil en time før driftstimen. På det finansielle papirmarkedet handles det flere ulike instrumenter med varierende tidshorisonter. Planmarkedene vil nå beskrives sammen med aggregatorens muligheter i de ulike.

9.2.1. Elspot

Elspot er Nordens marked for dagen-før krafthandel. Innen klokken 12.00 leverer deltagerne på markedet inn budkurver på kjøp eller salg av kraft for neste dag. Kl. 14.00 samme dag er markedet klarert og priser offentliggjøres. Det finnes tre typer bud aktørene da kan sende inn.

² Ikke levert energi. ILE utgjør grunnlaget for netttaktørers kostnad for ikke levert energi, KILE

Timesbud	En stykkevis lineær budkurve med ønsket volum kjøpt/solgt til ulike priser, for hver time. Dette er den mest benyttede budtypen.
Blokkbud	En aggregert ordre med en eller flere sammenhengende timer med fast pris og volum. Blokkbud anmeldes for 3-24 timer og aksepteres kun i sin helhet. Blokkbudet blir akseptert dersom gjennomsnittlig spotpris over blokkbudets timer er lavere/høyere enn kjøps-/salgsbudets pris.
Fleksible bud	Timesbud på et bestemt volum og pris, til en uspesifisert time. Gitt at det finnes spotpriser det aktuelle døgnet som gjør at budet er in eller at the money, vil budet aksepteres. For en selger betyr dette at budet aksepteres dersom spotprisen er lik eller høyere enn den spesifiserte prisen.

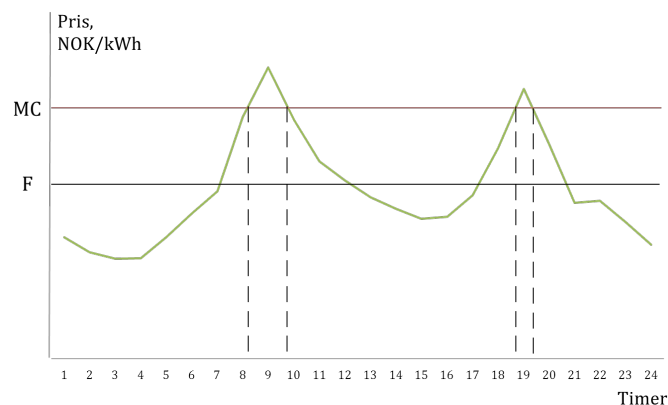


Figur 21: Områder i Nord Pool Spot

Områdene Nord Pool Spot er delt inn i er illustrert i Figur 21. Hvert område gis en egen områdepris avhengig av overføringskapasitet mellom de ulike områdene. Systemprisen for hver time bestemmes av skjæringspunktet mellom samlet tilbud og etterspørsel for hele Norden, ved å anta full overføringskapasitet mellom områdene. I områder med underskudd vil områdeprisene overstige systemprisen for å øke tilbud og minke etterspørsel. Tilsvarende vil prisene i overskuddsområder ligge under systemprisen.

9.2.1.1. Tilbakesalg i Elspot

For aggregator vil det være mulig med tilbakesalg i Elspot. Dette forutsetter at aggregator har inngått en bilateral avtale utenfor Nord Pool Spot med en produsent om levering av et fast volum til en fast pris, F. Aggregatoren kan så sende inn salgsbud til Elspot med tilstrekkelig høye priser til at salget vil lønne seg, Figur 22. Aggregator vil tjene på et slikt tilbakesalg dersom spotprisen er høyere enn marginalkostnaden som påløper for aggregatoren, MC, ved tilslag på budet. Ved tilslag på et salgsbud i Elspot vil utkobling være et faktum og utkobling vil være grunnlag for marginalkostnadene ved salget. I timene kl. 8-10 og kl. 19-20 er spotprisen (i grønt) høy nok til at den overstiger marginalkostnader ved utkobling og tilbakesalg vil lønne seg. Profittmarginen vil ligge i differansen mellom spotpris og MC, da fastpris betalt kan regnes som sunken kostnad. Tilbakesalget kan foregå med både timesbud og fleksible bud i praksis. I forvaltningsmodellen blir timesbud benyttet da dette er mest brukt i Elspot per i dag.



Figur 22: Tilbakesalg i Elspot

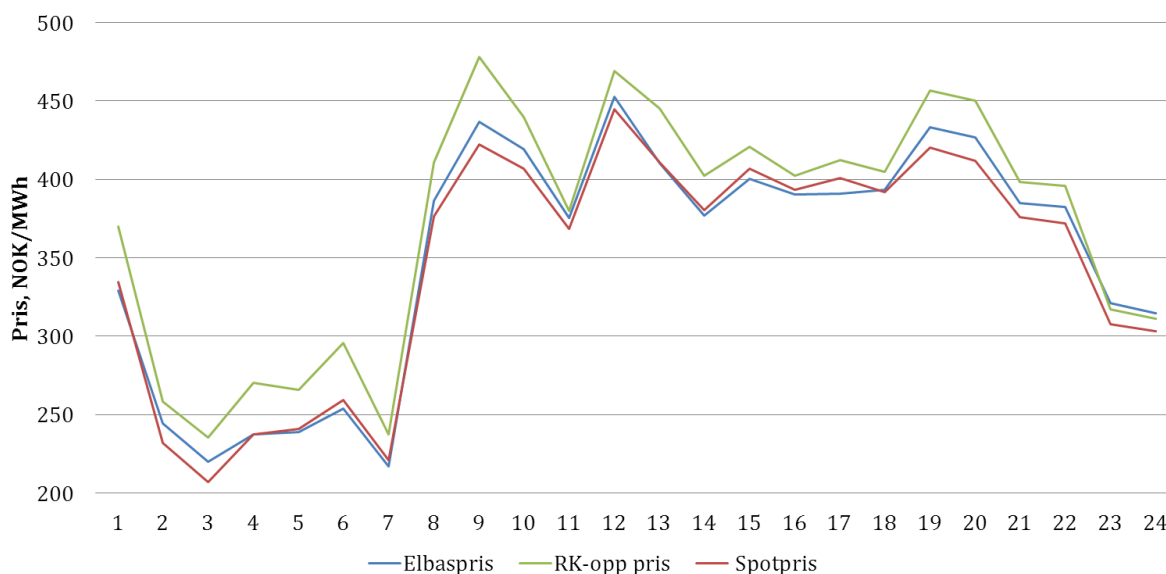
9.2.2. Elbas, intradagmarkedet

Elbas er et fysisk justermarked for handel i Norge, Sverige, Finland, Danmark og Tyskland. Markedet tilrettelegger for handel i tidsrommet mellom spotmarkedet og driftstimen. Hovedformålet med Elbas er at kundene skal få mulighet til å rette opp sine ubalanser før balanseavregningen i RKM. Aktørene deltar i kontinuerlig handel hvor kjøps- og salgsbud handles inntil en time (foreløpig to timer i Norge) før driftstimen. Handelen foregår mellom to og to aktører slik som i et aksjemarked. Auksjonsformen er pay-as-bid, eller likevektsprising, hvor priser for tilbud og etterspørsel møtes mellom kjøps- og salgssaktører. For å få et bud kjøpt/solgt vil det dermed lønne seg å by nær forventet likevektspris, i motsetning til i auksjoner med marginalprising hvor deltagere bør by reservasjonspris. Selgere legger ut bud med ask-pris og kjøper legger ut bud med bid-pris. Budene er spesifikke for de enkelte Elspotområdene og handel mellom områdene forutsetter at det er tilgjengelig kapasitet til dette. Systemoperatøren oppdaterer kontinuerlig linjekapasiteten mellom områdene ettersom det handles på Elbas. Aktørene kan plassere timesordre, blokkordre eller en kombinasjon av begge (Nord Pool Spot, 2009). I modellen utviklet her vil kun timesordre benyttes.

Frem til i dag har det handelen på Elbas vært begrenset. Forfatterne mener de viktigste årsakene til dette er at markedet er såpass nytt i Norge (4. mars 2009) i tillegg til at ubalansegebyrene i regulerkraftmarkedet til nå ikke har vært høye nok til å skape stort nok incentiv for Elbashandel. Ved den forventede økningen av stokastisk produksjon og forbruk vil det formodentlig bli mer utfordrende for aktører i Elspot å unngå ubalanse. Dette kan føre til at RK gebyrene kan stige. Samlet gjør dette at har tro på at likviditeten og handelen på Elbas vil tilta.

9.2.2.1. Oppretting av ubalanse i Elbas i praksis

Aggregator overvåker kontinuerlig forbruk fra sin kundegruppe og kan før driftstimen få signaler om det faktiske forbruket vil avvike fra kjøpt kraft i Elspot. Ved å rette opp denne ubalansen i Elbas før driftstimen kan et potensielt høyt ubalansegebyr i RKM forhindres. Aggregator, som andre aktører, vil kun kjøpe kraft på Elbas til priser under forventet RK-pris, for ikke å tape på handelen. Dette fører til at prisene i Elbas som regel ligger mellom spotpris og RK-pris. Figur 23 viser Elbaspris i timer med gjennomførte salg i 2011, sammenlignet med RK-opp pris og spotpris. Prisene er plottet gjennomsnittlig for timene handlene skjedde (Nord Pool Spot, 2012). Elbas prisene ligger som regel under RK-opp pris og over spotpris. Prisene gjenspeiler handelsstrategien beskrevet over. Det er allikevel noen timer hvor aktørene feilberegner RK-prisen og handel i Elbas er gjort til høyere priser enn i RKM.



Figur 23: Elbaspris ved salg, RK-opp pris og spotpris, i gjennomsnittsdøgnet 2011

9.2.2.2. Handel av fleksibilitet på Elbas

Elbas kan også benyttes av aggregatoren til å selge kraft uten den hensikt å rette opp kommende ubalanse. Dersom andre aktører har behov for kraft kan aggregator selge fleksibilitet for gunstige priser i Elbas. Handel i Elbas kan også kombineres med innmelding i RKM. Som nevnt sendes det inn budkurver til RKM innen kl. 19.00 dagen før driftsdøgnet. Innbudt volum kan likevel reduseres innen 45 min før driftstimen, dersom dette volumet er redusert grunnet salg i et annet marked. Elbas stenger 1 time før driftstimen. Det er da mulig for aggregator å melde inn regulerkraft i RKM uten at det hindrer muligheten til å selge i Elbas. Ved salg i Elbas kan aggregator redusere RKM-innmeldingen med volumet solgt i Elbas. Da det er usikkert om innmeldt volum i RKM blir aktivert og kompensert for kan salg i Elbas være gunstig selv om RK-opp prisene gjerne er høyere enn Elbasprisene.

9.2.3. Finansielt papirmarked

På NASDAQ OMX Commodities handles det finansielle papirer for Nordens kraftmarked. Her kan aktører uten balanseansvar delta. Medlemmer i NASDAQ kan handle derivatkontrakter i det nordiske, tyske, nederlandske og britiske kraftmarkedet med futures, forwards, opsjoner og CfD kontrakter. Markedet benyttes både av aktører som ønsker å prissikre kraftkjøp eller -salg, samt aktører som spekulerer i prisutvikling i markedet. Minimumsvolumet for kontraktene er satt til 1 MW og kontraktene har varighet på en dag, uke, måned, kvartal eller år. Systemprisen som settes av Nord Pool Spot brukes som referansepris for alle kontraktene, hvor tekniske forhold som flaskehals i nettet og tilgjengelig kapasitet ikke tas med i betraktningen ved inngåelse av kontraktene (Regjeringen, 2008). De ulike kontraktene som kan handles på NASDAQ vil nå beskrives mer inngående.

9.2.3.1. Futurekontrakter

En futurekontrakt er en bindende, standardisert kontrakt mellom to parter om å utveksle en eiendel til en bestemt pris med levering en bestemt dato frem i tid. I kraft-

markedet forekommer derimot leveringen over en lengre *leveringsperiode*. Leveringsperioden er på 24 timer eller 7 dager.

Futurekontrakten koster ingen ting i seg selv og gevinst og tap gjøres opp *kontinuerlig* frem til leveringsperioden. Oppgjøret foregår ved at partene setter inn margin på en konto hos NASDAQ. Etter endt handelsdag trekkes margin fra parten som tapte på den dags prisutvikling og legges til hos den andre. Prosessen kalles "marking to market" og foregår i handlingsperioden før leveringsperioden. Sluttoppgjøret for leveringsperioden gjøres ved leveringsperiodens slutt og er summen av de timevise differansene mellom den siste prisen i handlingsperioden og prisene gjennom leveringsperioden (Markedskraft, u.d.). Futureskontrakter er nullsumspill, da den ene parts gevinst er den andre parts tap.

Dersom en kjøper av en future ønsker å eliminere obligasjonen ved kontrakten før innløsningsdatoen kan han kjøpe en future som representerer den motsatte parts posisjon i den aktuelle futuren. Dersom dette gjøres gjennom samme megler vil partens plikt til å utøve avtalen offisielt kanselleres. Parten har i praksis solgt futuren videre til en annen kjøper.

Futurekontraktene i NASDAQ er delt opp i "base load" og "peak load". Base load kontraktene har lik levering av strøm for alle timene i leveringsperioden. Peak load kontrakten leverer kun i timene med høy belastning på nettet, mandag-fredag 08.00-20.00 og handles kun med en ukes leveringsperiode (NASDAQ, u.d.).

9.2.3.2. Forwardkontrakter

En forwardkontrakt har mange likhetstrekk med en futurekontrakt. En forward er også en kontrakt hvor partene forplikter seg til å utveksle en eiendel til en bestemt pris med levering en bestemt dato senere i tid, der kontrakten ikke koster noe i seg selv. Det er likevel flere forskjeller ved de to finansielle instrumentene. For det første handles til vanlig ikke forwards på en markeds plass slik som futures. Forwards handles "over the counter", "over disk" og kan dermed skreddersys for det enkelte forhold. Forwards har heller ikke daglig "marking-to-market" mellom partene underveis i handlingsperioden. Oppgjøret gjøres ved endt handlingsperiode. Futurekontraktene kan dermed gi større gevinst ved vellykket spekulering, da renteinntekter løper så fort margin blir utbetalt. Dette gjør at forwardkontraktene har noe større kredittrisiko, ettersom det vil være større risiko for at motparten ikke er betalingsdyktig ved et eventuelt tap enn ved en futurekontrakt, hvor gevinst betales så lenge motparten har penger til dette. For å sikre kredittverdighet vil partene måtte stille med garantier gjennom forwardens leveringsperiode, enten i form av en pantsatt konto, eller i form av bankgaranti. Oppgjøret i leveringsperioden gjøres på samme måte som for futures (Markedskraft, u.d.).

Forwardkontraktene er i likhet med futures delt inn i base- og peak load og kontraktene handles med leveringsperioder på en måned, kvartal eller år (NASDAQ, u.d.). Handlingsperioden er på måned, kvartal eller år.

9.2.3.3. Differansekontrakter, CfD

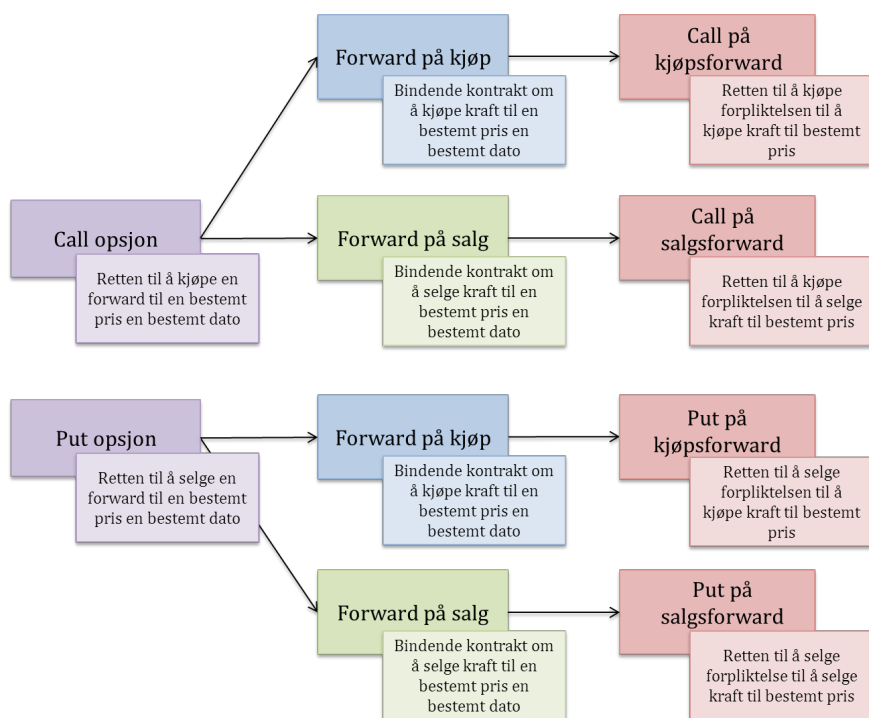
Referanseprisen for forwards og futures er som nevnt systemprisen på Nord Pool Spot. Leveringsprisen på kraften bestemmes likevel av den lokale områdeprisen i realiteten. Sistnevnte avviker som kjent fra systemprisen når overføringskapasiteten mellom områder er begrenset. En CfD er en forwardkontrakt referert til differansen mellom områdepris og systempris. Gjennom å handle CfDer kan aktører som har handlet en

future eller forward sikre seg mot store avvik mellom system- og områdepris i leveringsperioden. Markedsprisen for en CfD reflekterer da markedets forventning til prisdifferansen gjennom leveringsperioden. Prisen kan være positiv, negativ eller null. CfDer blir handlet til positive priser når markedet forventer at den aktuelle områdeprisen blir høyere enn systemprisen. Den totale profitten fra kontrakten blir da differansen mellom område- og systemprisen i leveringsperioden multiplisert med avtalt volum. CfDer gjøres opp i henhold til samme prinsipper som en forward. CfDene på NASDAQ har leveringsperiode på en måned, kvartal og år.

9.2.3.4. Opsjoner

En opsjon er en rett, men ikke en plikt, til å kjøpe (call) eller selge (put) en underliggende kontrakt til en forhåndsbestemt pris et bestemt tidspunkt frem i tid. Kjøperen av opsjonen betaler en opsjonspremie for retten til å utøve opsjonen. På NASDAQ handles det europeiske opsjoner, med forwardkontrakter for sesong eller år som underliggende produkt. Kjøperen av en opsjon vil velge å utøve opsjonen dersom markedsverdien på den underliggende forwardkontrakten gir gevinst ved innløsning. Opsjonene er standardiserte med hensyn på volum, løpetid, oppgjørsdato og innløsningspris. Opsjonene kan ikke løses inn før opsjonens oppgjørsdato (europeisk opsjon) og oppgjørsdatoen er tredje torsdag i måneden før leveringsperioden for underliggende forwardkontrakt (NASDAQ, 2011). Innløsningsprisen er den forhåndsbestemte prisen på underliggende forward. Denne prisen bestemmes til en viss grad av NASDAQ, da de setter fem ulike alternative innløsningspriser når en opsjonsserie blir listet for handel.

Fordi det er mulig å kjøpe både call- og putopsjoner på underliggende forwards på både kjøp og salgsposisjoner, finnes det totalt fire handlingsalternativer, som vist i Figur 24. En call på en kjøpsforward gir aggregatoren rett til å kjøpe muligheten til å kjøpe kraft på et gitt tidspunkt, til en gitt pris. En call på en salgsforward gir aggregatoren mulighet til å kjøpe en kontrakt på å selge kraft, til en viss tid og pris. Putopsjonene gir muligheten til å selge forpliktelsen til å kjøpe/selge kraft til en gitt tid og pris. En aggregator som har fleksibelt forbruk tilgjengelig kan for eksempel kjøpe en put på en salgsforward. Da har aggregatoren retten til å selge salgsforwarden og dermed kvitte seg med forpliktelsen til å selge kraft, dersom opsjonen er "out-of-the-money". Dersom putopsjonen er "in-the-money", vil aggregatoren kunne selge kraften til innløsningspris og realisere en gevinst. Gevinsten må da være tilstrekkelig stor til at den dekker opsjonspremien.



Figur 24: Aggregators muligheter til å handle opsjoner på underliggende finansielle instrumenter

Finansielle kontrakter benyttes først og fremst i det fysiske kraftmarkedet for å sikre kjøp av kraft for leverandører eller salg av kraft for produsenter. Disse aktørene er avhengige av kjøpet/salget og kan dermed sikre seg mot å måtte gjøre dette til svært ugunstige priser. Fordi instrumentene benyttes for slik minimering av risiko er de gjerne priset med en risikopremie. I arbeidet her er det ikke fokusert på aggregators leverandør oppgaver, til tross for at det er antatt at disse vil være samme aktør i praksis. Da aggregator ikke er *avhengig* av å selge kraft på vegne av sine kunder, kan en derfor anta at disse instrumentene ikke vil være gunstige alternativer til øvrige fysiske markeder. I tillegg til dette er horisontene på forwardkontraktene og opsjonene lengre enn en uke, som er horisonten satt for modellen her. Finansiell papirer er av disse grunnene ikke prioritert i forvaltningsmodellen i denne omgang.

11. Stokastisk programmering

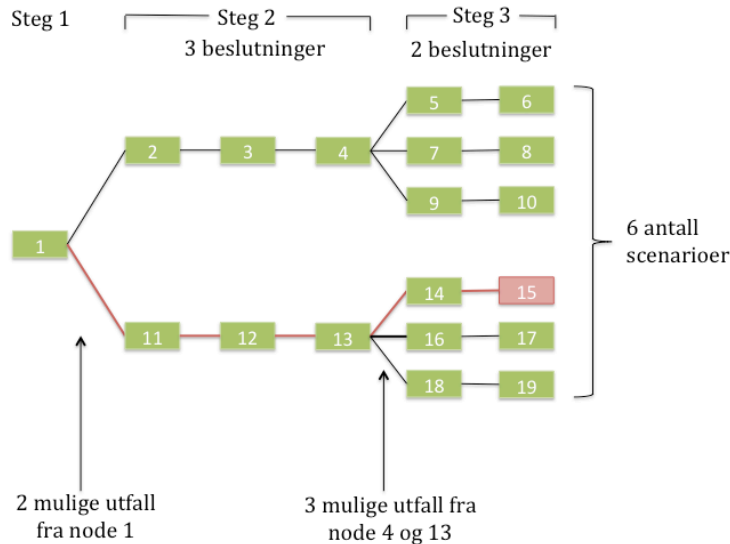
Forvaltningsmodellen som er utviklet i arbeidet her allokere kraft i flere av markedene beskrevet over. Profittmaksimerende allokering vil avhenge av priser og volumer som er usikre når forvaltningsbeslutningene tas. Modellen er derfor av stokastisk karakter. Stokastisk programmering gjør det mulig å formulere problemer der beslutninger tas i flere steg hvor det gis tilgang til ny informasjon underveis. Relevant teori vil nå presenteres.

11.1. Usikker informasjon

I virkeligheten blir de fleste beslutninger tatt på bakgrunn av usikker informasjon. Priser, vær og etterspørsel er eksempler på parametere som gjerne er usikre. For å lage en virkelighetsnær modell må denne usikkerheten inkluderes.

Deterministiske modeller inkluderer ikke usikkerhet. Det er mulig å gjøre antagelser om prisendringer og lignende gjennom sensitivitetsanalyser eller scenarioanalyser, men modellen vil likevel ikke gi en optimal løsning som har tatt usikkerheten i betraktning. Dette skiller deterministiske modeller fra stokastiske. Usikkerhet inkluderes direkte i formuleringen i stokastisk programmering. I stokastisk programmering er det ønskelig å finne en løsning som er lovlig for alle mulige scenarier, samtidig som målfunksjonen optimeres. Det er en forutsetning at sannsynlighetsfordelingen til de stokastiske variablene må være kjent. Den stokastiske modellen har så den fordel at den optimerer med hensyn på risiko for alle utfall, mens en deterministisk modell vil optimere forventningsverdien til målfunksjonen. Programmereren står i fare for å ta risikable beslutninger når risiko ikke tatt hensyn til i modellen (Higle, 2005).

Usikkerheten i stokastisk programmering presenteres ofte gjennom et scenariotre. Scenariotreet er en diskret fremstilling av optimeringsproblemet som illustrerer informasjon-beslutningsflyten i et problem med noder, steg og perioder. En *node* i scenariotreet representerer beslutningene som tas i et steg. Den første noden i scenariotreet kalles rotnoden. Her er ingen informasjon tilgjengelig enda. Et *scenario* er definert som veien fra rotnoden til én av sluttnodene. Når ny informasjon gjøres tilgjengelig defineres et nytt *steg* i modellen med nye beslutninger. Alle beslutningene kan i teorien tas i den første noden av hvert steg, da det ikke gjøres kjent ny informasjon før neste steg. En benytter likevel ulike noder i ett og samme steg for å illustrere de ulike periodene i steget. Perioder i et scenariotre er som oftest tidsforbundet (Higle, 2005). Figur 25 viser sammenhengen mellom steg, noder og scenarier i et scenariotre. Her er det 6 perioder, 6 scenarier, 3 steg og 19 noder. Beslutningsmønsteret frem til ett av de seks scenariene er fremhevet i rødt.



Figur 25: Tradisjonelt scenariotre med 3 steg, 6 scenarier.

11.2. Tostegs recoursemodell

Ordet *recourse* refererer til muligheten til å tilpasse en løsning til et spesielt observerbart utfall. Recourseproblemer har alltid to eller flere beslutningssteg (Higle, 2005). Hovedformålet med en tostegs recoursemodell er å identifisere en førstestegs-løsning som er godt tilpasset alle scenarier s .

Et generelt tostegs recourseproblem formuleres som vist under. Det første problemet, θ , blir kalt førstestegsproblemet. Her er x førstestegsbeslutningen og x bestemmes før informasjon om scenario s er kjent. $Q(x, s)$ er andrestegsproblemet/subproblemet /recourseproblemet. y er da problemets andrestegsbeslutning og bestemmes etter informasjon om s er kjent. Andrestegsproblemet er et optimeringsproblem der målfunksjon og/eller restriksjoner avhenger av beslutningen x og realiseringen av den usikre vektoren s . Subscriptet s forklarer at et element varierer med scenario. Formuleringen kalles *nodeformulering* (Louveaux & Birge, 1997), fordi informasjonsflyten presenteres i beslutningsrekkefølgen. I en nodeformulering må en holde rede på foreldrenoden til hver node, som gjøres gjennom et sett med begrensninger. I modellen under gjøres dette ved begrensning 11.4.

$$\min \theta = c^T \cdot x + E(Q(x, s)) \quad 11.1$$

$$A \cdot x = b \quad 11.2$$

$$Q(x, s) = g_s \cdot y \quad 11.3$$

$$W_s \cdot y \geq r_s - T_s \cdot x \quad s \in S \quad 11.4$$

$$y \geq 0, x \geq 0 \quad 11.5$$

Recourseproblemet kan også skrives med scenarioformulering (Louveaux & Birge, 1997). I stedet for å dele opp beslutningene mellom to steg og kun ha recoursevariable i andrestegsproblemet er nå alt samlet som et sett av subproblemer; ett for hvert scenario. Denne formuleringen fører til at antall variable blir større enn i nodeformuleringen, ettersom det må skapes nye sett med variable for hvert scenario. Et problem vil av den grunn gjerne få lenger kjøretid om det implementeres med

scenariformulering enn med nodeformulering. Non-anticipativity begrensninger sikrer at beslutningssekvensen i scenariotreet og forholdet mellom steg, tidsperioder og scenarier blir overholdt. Non-anticipativity begrensningen, 11.8, vil tvinge beslutningsvariablene til å være konsistente med informasjonen tilgjengelig i hvert steg. Dette gjøres ved å tvinge beslutningsvariablene assosiert med en node i scenariotreet til å ha identiske verdier for alle scenarier som går gjennom denne noden.

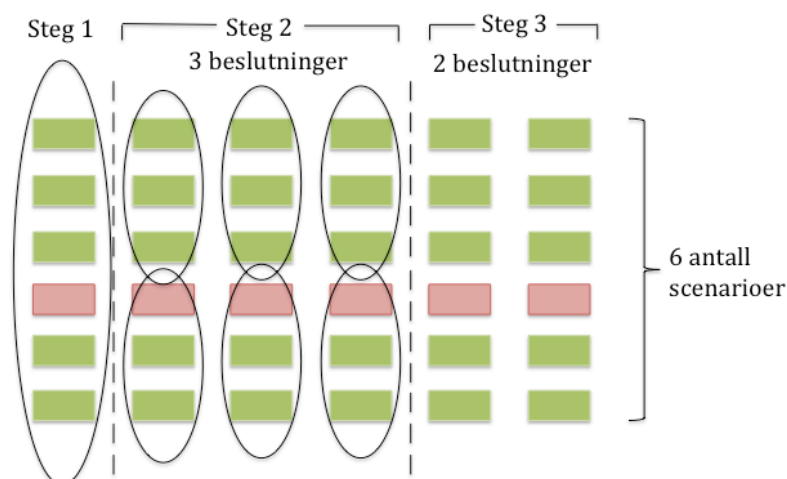
$$\min \theta = \sum_{s \in S} (c \cdot x_s + g_s \cdot y_s) \cdot p_s \quad 11.6$$

$$W_s \cdot y_s \geq r_s - T_s \cdot x_s \quad s \in S \quad 11.7$$

$$x_s = x \quad s \in S \quad 11.8$$

$$x_s, y_s \geq 0 \quad s \in S \quad 11.9$$

I Figur 26 vises det samme scenariotreet som i Figur 25, men tilrettelagt for scenariformulering fremfor nodeformulering. Ellipsoidene viser hvordan non-anticipativity begrensningene kobler beslutningene i noder med samme informasjonsgrunnlag sammen. Også her er ett enkelt scenario uthevet, samme scenario som i Figur 25.



Figur 26: Scenariotre med 3 steg, 6 ulike scenarier

11.3. Flerstegs recoursemodell

Et recourseproblem kan ha flere steg enn bare to. Ved formulering av en flerstegs stokastisk modell må en da holde rede på "informasjon-beslutning-informasjon-..."-sekvensene i scenariotreet. En generell formulering av et flerstegs optimeringsproblem er formulert under.

$$\min \theta = \sum_{s \in S} p_s \cdot \sum_{t \in T} c_s^t \cdot x_s^t \quad 11.10$$

$$\sum_{j=1}^t A_s^{tj} \cdot x_s^j = b_s^t \quad t \in T, s \in S \quad 11.11$$

$$\{x_s^t\}_{s \in S, t \in T} \in N \quad 11.12$$

I denne formuleringen er x_s^t beslutningen som tas i scenario s og steg t . Alle sub-problemene per scenario vil løses for alle steg. Begrensning 11.12 er modellens non-anticipativity begrensninger, der N er et sett av non-anticipativity løsninger.

12. Forvaltningsmodell

En aggregator er som kjent en aktør i kraftbransjen som aggregerer forbrukerfleksibilitet gjennom fjernstyring av forbrukslaster. Forbrukerfleksibiliteten kan benyttes til å profitere fra salg i ulike kraftmarkeder. Hva forfatterne er kjent med har forvaltning av kraftsalg fra forbrukssiden til i dag ikke blitt gjort i Norge. Ved utvikling av en forvaltningsmodell for aggregator har det derfor vært av interesse å se på metodene produsenter benytter ved forvaltning i dag, for å kunne benytte logikker fra disse. Gjennom arbeidet har det likevel vist seg at forvaltningsbeslutningene ikke tas på bakgrunn av modeller som inkluderer alle ulike markedsmuligheter i én og samme modell. Eksempelvis tar NTE Energi fortløpende *manuelle* vurderinger av markedet. Inntektene fra Elspot står for 98-99 % av deres inntekter. De benytter alternative marked til Elspot kun ved forventninger til spesielt lave/høye priser, eller for å selge eventuell kapasitet som ikke blir akseptert i Elspot. Elbas benyttes kun til oppretting av ubalanse (Langøygard, 2012). Forfatterne er på bakgrunn av dette, samt signaler mottatt fra Enfo Energy, av den oppfatning at forvaltningsmodellen utviklet her vil kunne gi aggregator et konkurransefortrinn fordi det til nå ikke har vært tilgjengelig noen lignende modell på markedet.

Forvaltningsmodellen som nå vil presenteres maksimerer profitt fra seks ulike marked på vegne av en aggregator. Det er antatt at aggregatoren ikke har markedskraft og således ikke kan påvirke prisene i noen av markedene. Antagelsen er realistisk for dagens marked med mange, relativt små leverandører.

Den stokastiske forvaltningsmodellen forvalter en gitt mengde fleksibel kraft for å maksimere profitt. Den totale fleksibiliteten tilgjengelig i den enkelte time er dermed modellert som en deterministisk parameter. Det er tenkt at fleksibiliteten settes på bakgrunn av kundegruppens samlede forbruk og utkoblingsavtalene med enkeltkundene. I motsetning til i laststyringsmodellen utviklet i første del av oppgaven er det her ikke satt begrensninger for lengden på en utkobling, antall utkoblinger i løpet av tidshorizonten eller lignende. Flexibiliteten i én time vil dermed ikke være avhengig av beslutninger tatt for andre timer. Det er likevel antatt at kontrakten mellom aggregator og den enkelte forbruker vil inneholde denne typen begrensninger. Flexibiliteten er derfor definert som mindre enn summen av maksimal fleksibilitet fra alle enkeltkundene, for å inkludere rom for denne typen begrensninger. Forenklingen er gjort for å redusere størrelsen på modellen.

Som beskrevet i kapittel 9 kan kraft forvaltes i mange ulike. Lengden på periodene aktørene forplikter seg til i de ulike markedene og papirene, varierer riktignok. Tidshorizonten på forvaltningsmodellen er satt til å være én uke for ikke å gjøre problemet uhåndterlig stort. Horisonten begrenser markedsmulighetene noe, ettersom markeder med lengre forpliktelsesperiode ekskluderes. Markedene det da er snakk om er RKOM-sesong, ENOP, futures og forwards. Horisonten på én uke er likevel lang nok til at primærmarkedene, RKOM-uke, Elspot, RKM og Elbas kan inkluderes i modellen. Som diskutert i avsnitt 9.1.3.5, er det forventet at RKOMs sesong og leveringsperiode vil bli utvidet til alle timer, hele året. I modellen vil tilslag i RKOM dermed gjelde for alle timer i uken, ikke bare mellom kl. 05.00 og 23.00. Elbas vil beskrives som at det er mulig å handle her inntil en time før driftstimen også i Norge, da denne åpningen er forventet å skje i snarlig fremtid. Utvidelsen vil ikke påvirke modelleringen av forvaltningsproblemet.

I praksis klareres primærreguleringens ukemarked til ulik tid for helgedager og uke-dager. Dette forskyver beslutningsprosessen for timene i helgen ett steg i forhold til timene for uken. For å gjøre modellen forståelig er beskrivelsen forenklet til at markedet for ukedagene også gjelder for helg. Det er også tenkt at alle timer av døgnet er én budblokk i ukemarkedet, kontra tre slik det er i praksis. Forenklingen er gjort av samme grunn.

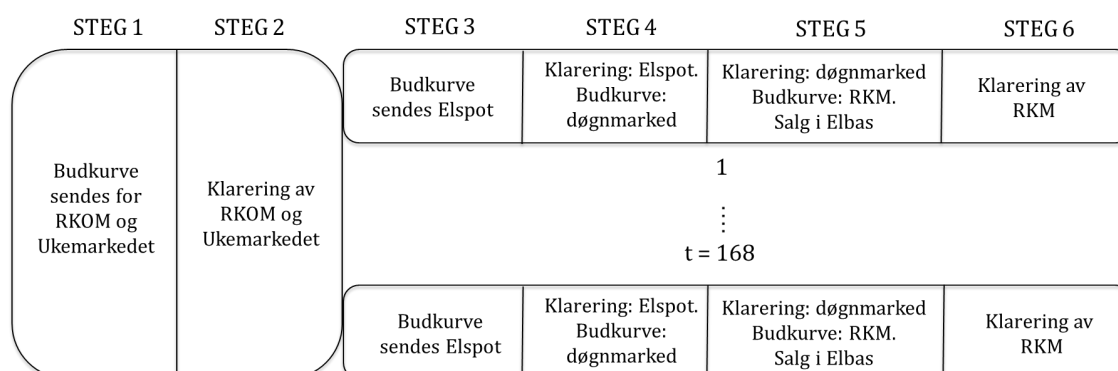
12.1. Problemstruktur

Det er mange avgjørelser som må tas i forvaltningsmodellen for alle driftstimerne i løpet av en uke. Noen avgjørelser tas kun én gang for hele uken, mens andre gjøres en gang i døgnet eller en gang hver time. I Tabell 11 gis det en oversikt over de ulike avgjørelsene som må tas for markedene inkludert i modellen, med tilhørende beslutningsvariable. Ukemarkedet refererer til primærreguleringens ukemarked, mens døgnet refererer til primærreguleringens døgnet. I flere av markedene vil aggregator sende inn en budkurve og pris og volum blir kjent ved klarering av markedet senere.

Marked som går for hele uken		
Fredag før ukens start, kl. 12.00	- Budkurve sendes inn for ukemarkedet	a_p
	- Budkurve sendes inn for RKOM	c_p
Fredag før ukens start, kl. 13.00-14.00	- Ukemarkedet klareres, tilslag blir kjent	b^s
	- RKOM klareres, tilslag blir kjent	d^s
Marked som går for hver driftstime		
Kl. 12.00 dagen før	- Budkurve sendes inn for Elspot	$e^{s,t,p}$
Kl. 14.00 dagen før	- Elspot klareres, tilslag blir kjent	f^s_t
Kl. 19.00 dagen før	- Budkurve sendes inn for døgnet	$g^{s,t,p}$
Kl. 20.00 dagen før	- Døgnet klareres, tilslag blir kjent	h^s_t
	- Budkurve sendes inn for RKM	f^s_t
Inntil én time før	- Salg i Elbas	l^s_t
Inntil 45 min. før	- Nedjustering av RKM -bud	

Tabell 11: Beslutninger og klarering i de utvalgte markedene i forhold til tid

Volumet det gis tilslag på i ukemarkedet og RKOM gjelder for alle driftstimer i uken. Dette er de eneste beslutningene som gjør timene i uken avhengige av hverandre. Enkelt illustrert vil informasjons- og beslutningsstrukturen i modellen se ut som i Figur 27. Steg er inndelt etter når informasjon gjøres kjent. Vanligvis samsvarer informasjonsstrukturen med tidsaksen i en stokastisk modell, hvor steg tilsvarer tidsperioder. Leseren gjøres oppmerksom på at dette ikke er tilfellet her. Informasjonen gitt mellom hvert steg vil beskrives under scenariotreet.



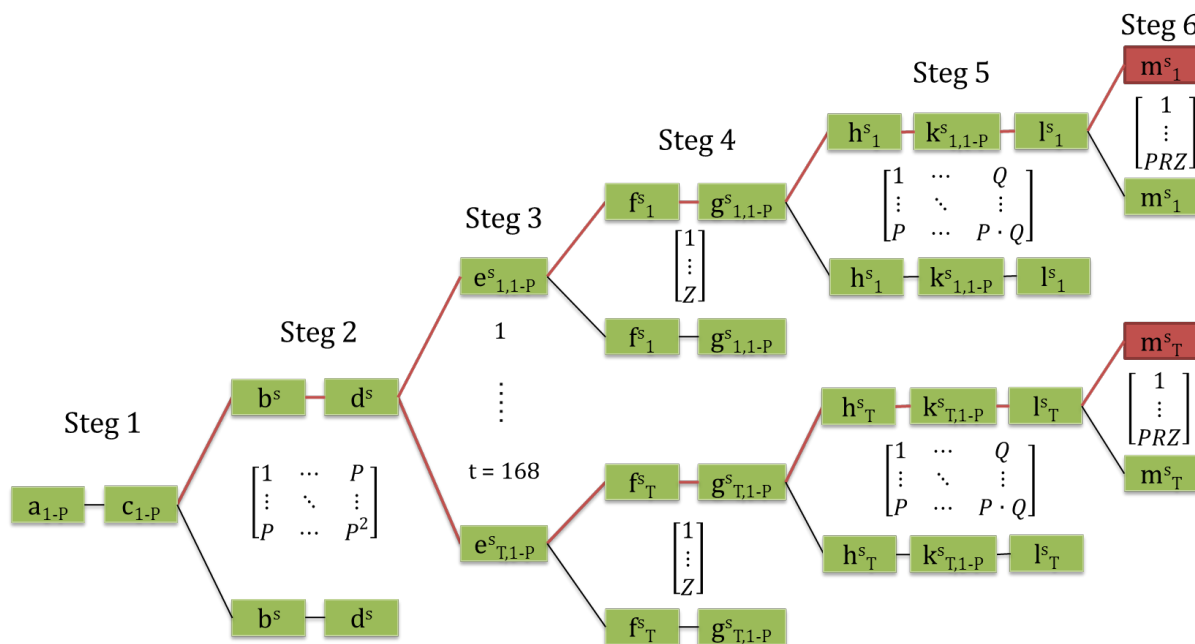
Figur 27: Stegstruktur i forvaltningsmodellen

Budkurve til RKOM og ukemarkedet sendes inn samtidig fredag før driftsuken, på bakgrunn av lik informasjonsmengde. De resterende beslutningene tas for hver enkelt time, ettersom timene da er uavhengige av hverandre. Dermed kan beslutningene for hver av de 168 timene modelleres som uavhengige, identiske subtrær fra og med steg 3. Faktisk leveranse skjer i steg 6. På bakgrunn av dette vil beslutningsmønsteret nå beskrives inngående samtidig som scenariotreet blir introdusert.

12.1.1.1. Scenariotre

Fordi scenariotreet som beskriver forvaltningsproblemet inneholder flere stokastiske parametere mellom hvert steg er treet svært stort. Figur 28 gjengir scenariotreet noe forenklet. For hver forgrening mellom to steg er det kun illustrert to forgreninger, mens det reelle antallet forgreninger er gjengitt i matriser mellom de to illustrerte forgreningene. Reelt antall forgreninger avhenger av antall mulige utfall for de stokastiske parameterne som det gis informasjon om mellom stegene. Dersom korrelasjon mellom utfallene kan bevises, vil antall forgreninger kunne reduseres. Slik scenarioreduksjon vil beskrives i avsnitt 12.4.1. Størrelsen gjengitt i figuren under antar null korrelasjon og er dermed en pessimistisk grense for størrelsen. I illustrasjonen er det kun illustrert forgreninger fra øverste forgrening i hvert steg for å forminske figuren.

Hver stokastiske beslutningsvariabel er indeksert med scenario s som superscript. I rødt er det markert to ulike scenarier s ; ett for hver av timene 1 og 168. Dette er første og siste time i uken.



Figur 28: Scenariotre forvaltningsmodell

Beslutningene som gjøres i modellen går i hovedsak ut på å sende inn budkurver til ulike markeder samt allokering av kraft når disse markedene blir klarert. Detaljene rundt beslutningene vil beskrives nærmere i den matematiske formuleringen. Det vil her kun gis en oversikt over problemstruktur, type avgjørelser som tas i de ulike steg og antall utfall for de ulike stokastiske parameterne.

I steg 1 sendes det parallelt inn budkurver til RKOM og ukemarkedet. Begge budkurvene består av pris- og volumpar og er stykkevis konstante. For hvert marked besluttes det tilbudt volum til P ulike prispunkter. Prispunktene er forhåndsbestemt og opsjonsprisen kan ta flere mulige utfall enn det defineres prispunkter. For ukemarkedet settes variablene a_p som representerer volum tilbudt for de ulike prispunktene p av opsjonsprisen. For RKOM besluttes variablene c_p for de p ulike prispunktene av opsjonsprisen i RKOM.

Mellom steg 1 og steg 2 blir RKOM og ukemarkedet klarert og opsjonsprisene offentliggjøres. I steg 2 allokeres det derfor effekt til ukemarkedet, b^s og RKOM, d^s . Gjennom begrensninger vil allokert volum overensstemme med budkurven sendt inn i steg 1. Klareringen skjer fredag før driftsukken. Opsjonsprisene det er gitt informasjon om mellom steg 1 og 2 kan hver ta Z antall mulige utfall. Budkurvene har likevel bare P antall linjestykker, ett linjestykke per prispunkt og det blir dermed kun P antall mulige utfall for volumene det gis tilslag på i hvert av de to markedene. Det vil dermed i realiteten være P^2 antall forgreninger fra steg 1 til 2, antatt null korrelasjon mellom de to prisene.

I steg 3 er scenariotreet splittet opp for hver av de 168 timene. Budkurve til Elspot sendes inn for hver av driftstimene i steg 3. Det bestemmes et volum e_{tp}^s som aggregator ønsker solgt i Elspot for hvert prispunkt p av spotprisen. Budkurven som sendes Elspot er stykkevis lineær og volumet aggregator får tilslag på kan dermed ligge mellom volumene sendt inn for hvert prispunkt.

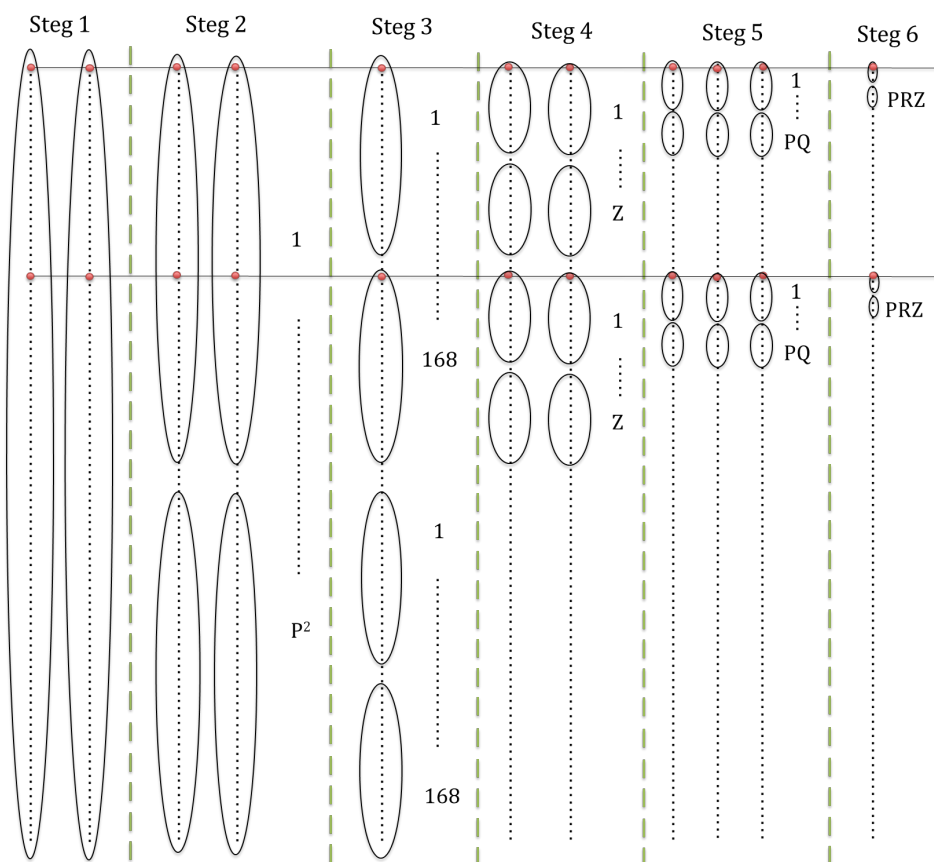
Mellom steg 3 og steg 4 klareres Elspot, noe som i praksis skjer kl. 14 dagen før driftstimen. I steg 4 vil det dermed avgjøres hvor mye volum som eventuelt skal selges tilbake til Elspot, f_t^s , fra fastprisavtalen med produsent. Volumet det er gitt tilslag på skal samsvare med ett av de Z mulige *utfallene* for spotprisen og budkurven sendt inn i steg 3. Volumet finnes dermed gjennom interpolasjon mellom pris- og volum punktene, p , på budkurven. Dette er beskrevet i den matematiske formuleringen. Antall utfall spotprisen kan ta er Z og det vil dermed være Z antall forgreninger fra steg 3 til steg 4. Fordi det ikke gjøres kjent ny informasjon før budkurven til døgnmarkedet skal sendes, skjer dette også i steg 4. Dette skjer i praksis 19.00 dagen før driftstimen. Budkurven til døgnmarkedet er stykkevis konstant og det bestemmes et volum, g_{tp}^s , for hvert prispunkt p tilhørende budkurven.

I steg 5 er døgnmarkedet klarert og volumet solgt hit, h_t^s , bestemmes for å samsvare med volum, g_{tp}^s , som ble budt inn til prispunktet p . Fordi budkurven i døgnmarkedet er stykkevis konstant, vil det kun være mulig å få tilslag på P ulike volum, til tross for at opsjonsprisen kan ta Z ulike utfall. Budkurven til RKM vil i praksis sendes inn kl. 20.00 dagen før leveranse for den enkelte driftstime. Volumet som sendes inn må så holdes av og det er først i driftstimen det vil bli kjent hvor mye av det innmeldte volumet som aktiveres. Inntil én time før driftstimen kan aggregator selge kraft på Elbas og dersom dette gjøres er det mulig å redusere innmeldt volum til RKM. Endringen av RKM-budet skal i så fall skje innen 45 min før driftstimen. I modellen kan disse avgjørelsene dermed modelleres i samme steg, ettersom innmeldt volum i RKM i praksis avgjøres etter at Elbas er stengt. Informasjon om etterspørsel på Elbas er da gjort kjent i steg 5, etterspørselen kan ha tatt ett av Q ulike utfall. Fra steg 4 til steg 5 er det dermed $P \cdot Q$ antall forgreninger, én for hver kombinasjon av volum det kan gis tilslag på i døgnmarkedet og Elbasetterspørsel. Elbasetterspørsel representerer totalt volum og gjennomsnittspris på bid-budene som ligger ute for driftstime t . Salg av kraft i Elbas, l_t^s ,

bestemmes dermed i steg 5. Det sendes samtidig inn en stykkevis lineær budkurve til RKM, representert ved volum, k_{tp}^s , for hvert prispunkt p av RK-opp pris.

Driftstimen er representert ved steg 6. I dette steget blir informasjon om de stokastiske parameterne fra driftstimen kjent. RK-opp og -ned pris blir kjent, med Z mulige prisutfall hver. Prisutfallet for RK-opp prisen vil angi hvor mye volum som aktiveres i RKM, m_t^s . Budkurven i RKM er stykkevis konstant og aktivert volum kan dermed kun ta P mulige verdier; en verdi for hvert prispunkt p. Andel av primærreserve realisert som nettodifferanse i forbruk blir også kjent, med R mulige utfall. Samlet gir dette $P \cdot R \cdot Z$ antall forgreninger fra de siste nodene i steg 5 til steg 6, henholdsvis fra aktivert RKM-volum, nettodifferanse fra primærreserve og RK-ned pris.

Som nevnt i kapittel 11 finnes det ulike modelleringsvalg for stokastiske modeller. Den stokastiske forvaltningsmodellen vil formuleres med scenarioformulering i arbeidet her. Årsaken til dette er at scenarioformuleringen fremstiller problemet intuitivt da den er relativt lik en deterministisk formulering. I Figur 29 er scenariotreet tilrettelagt for scenarioformulering. I likhet med nodetreet er det i dette scenariotreet kun illustrert to forgreninger fra hver node, her representert som to ellipsoider fra hver ellipsoide i forrige steg. Til høyre for hver ellipsoide er det reelle antallet forgreninger gjengitt, antatt null korrelasjon. Også her er det kun illustrert forgreninger/ellipsoider, fra den øverste forgreningen/ellipsoiden i hvert steg. Ellipsoidene gjengir non-anticipativity begrensningene i den matematiske modellen. De samme to scenariene, for time 1 og 168, er som i nodetreet markert med en rød prikk i hvert steg.



Figur 29: Scenariotree tilrettelagt for scenarioformulering

12.2. Matematisk formulering

De deterministiske parametere er beskrevet med latinske blokkbokstaver mens de stokastiske parameterne betegnes med greske bokstaver. Beslutningsvariable er skrevet i små, latinske bokstaver. De ulike settene av utfall for de stokastiske parameterne er skrevet med latinske bokstaver. Scenarioindeks betegnes som superscript på parametere og variable som krever dette. Det er ikke benyttet heltallsvariable og modellen er lineær. Deterministisk formulering av samme problem er lagt ved i vedlegg, avsnitt 16.1.

Mengder og indekser

$n \in N$	Steg
$p \in P$	Prispunkt på budkurven til et marked
$q \in Q$	Utfall av etterspørsel i Elbas
$r \in R$	Utfall av andel primærreserve som blir nettodifferanse i forbruk
$s \in S(t)$	Scenario s er element i settet $S(t)$
$t \in T$	Driftstid
$v \in V$	Linjestykke i kostnadskurve for volum utkoblet
$w \in W$	Linjestykke i kostnadskurve for primærreserve
$y \in Y(n)$	Node y i steg n
$z \in Z$	Utfall av pris i et marked

$S(t)$ er settet av scenarier for driftstid t . Det er altså 168 ulike $S(t)$ sett.

Deterministiske parametere

$C_{\text{Primær}}$	Forkortelse i målfunksjonen for kostnad ved primærreserve [€]
$C_{\text{Utkobling}}$	Forkortelse i målfunksjonen for kostnad ved utkobling av kraft [€]
I_{Marked}	Forkortelse i målfunksjonen for inntekt fra et bestemt marked [€]
O_{tp}^{Marked}	Pris i et marked i driftstid t , prispunkt p [€/MWh]
CP_{tw}	Marginalkostnad ved primærreserve i driftstid t , linjestykke w [€/MWh]
MC_{tv}	Marginalkostnad ved utkobling i driftstid t , linjestykke v [€/MWh]
$Fleks_t$	Fleksibilitet tilgjengelig i driftstid t [MWh]

Stokastiske parametere

α_t^s	Gjennomsnittlig bid-pris i Elbas for driftstid t , scenario s [€/MWh]
$\beta_t^{s^{opp}}$	RK-opp pris i driftstid t , scenario s [€/MWh]
$\beta_t^{s^{ned}}$	RK-ned pris i driftstid t , scenario s [€/MWh]
γ^s	Opsjonspremie i RKOM, scenario s [€/MW]
δ_t^{s+}	Andel av primærreserve realisert som positiv nettodifferanse i forbruk i driftstid t , scenario s [0,1]
δ_t^{s-}	Andel av primærreserve realisert som negativ nettodifferanse i forbruk i driftstid t , scenario s [0,1]
κ^s	Opsjonspremie i primærreguleringens ukemarked, scenario s [€/MW]
π_t^s	Elspotpris i driftstid t , scenario s [€/MWh]
τ_t^s	Opsjonspremie i primærreguleringens døgnmarked for driftstid t , scenario s [€/MW]

φ_t^s	Totalt bid-volum i Elbas for driftstid t, scenario s [MWh]
ρ^s	Sannsynlighet for scenario s [0,1]

Beslutningsvariable

a_p	Effekt budt inn i ukemarkedet til prispunkt p [MW]
b^s	Effekt solgt i ukemarkedet i scenario s [MW]
c_p	Effekt budt inn til RKOM i prispunkt p [MW]
d^s	Effekt solgt i RKOM i scenario s [MW]
e_{pt}^s	Volum budt i Elspot for driftstid t i prispunkt p, scenario s [MWh/h]
f_t^s	Volum solgt i Elspot for driftstid t, scenario s [MWh/h]
g_{pt}^s	Effekt budt i døgemarkedet for driftstid t i prispunkt p, scenario s [MW]
h_t^s	Effekt solgt i døgemarkedet for driftstid t, scenario s [MW]
i_{tw}^s	Primærreserve solgt for driftstid t, linjestykke w, scenario s [MW]
j_{tv}^s	Volum utkoblet i driftstid t, linjestykke v, scenario s [MWh/h]
k_{pt}^s	Volum innmeldt i RKM for driftstid t i prispunkt p, scenario s [MWh/h]
l_t^s	Volum solgt i Elbas for driftstid t, scenario s [MWh/h]
m_t^s	Volum aktivert i RKM i driftstid t, scenario s [MWh/h]

Non-anticipativity begrensninger vil tvinge beslutningsvariablene til å være konsistente med informasjonen tilgjengelig i hvert steg. Det deklarerer noder kalt y som representerer hver node i det tradisjonelle scenariotreet. Nodene benyttes i non-anticipativity begrensningene for å tvinge beslutningsvariablene assosiert med en node y til å ha identiske verdier for alle scenarier som går gjennom denne noden. $Y(n)$ er settet av alle noder y i steg n . Hver node y vil da tilsvare en ellipsoide i scenariotreet, Figur 29. Det deklarerer så en hjelpevariabel for alle noder y som representerer verdien for alle de ulike beslutningsvariablene som går gjennom denne noden og som skal være like. Disse noteres med den samme bokstaven som beslutningsvariabelen men med en tilde over og nodeindeks, y , for eksempel \tilde{b}_y . Non-anticipativity begrensningene vil beskrives for hvert steg.

12.2.1. Målfunksjon

I målfunksjonen maksimeres profitt fra forvaltning av fleksibilitet i seks ulike marked. Målfunksjonen består av inntekter minus kostnader forbundet med primærreserver stilt tilgjengelig og utkobling av forbruk. For å gjøre målfunksjonen lett forståelig er det under benyttet forkortelser for de ulike leddene.

$$\max \theta = I_{RKOM} + I_{Ukemarked} + I_{Elspot} + I_{Døgemarked} + I_{Elbas} + I_{RKM} - C_{Primær} - C_{Utkobling}$$

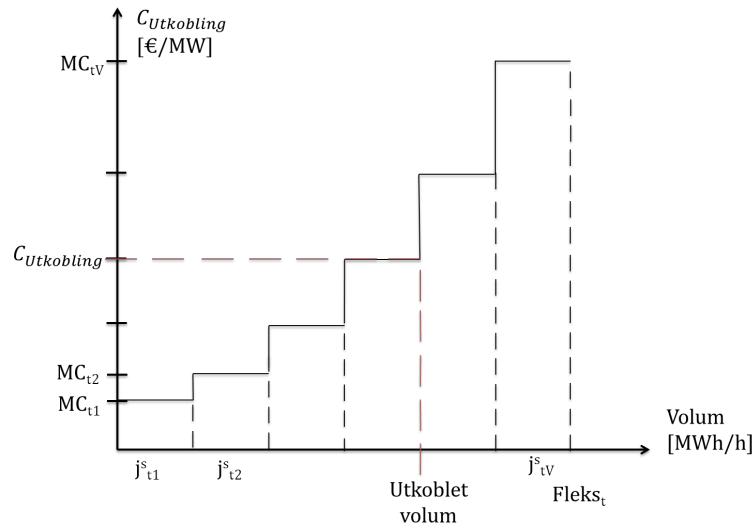
Målfunksjonen inneholder inntektsledd fra primærreguleringens ukemarked og døgemarked, RKOM, Elspot, Elbas og RKM. $C_{Primær}$ er kostnaden som påløper aggregator ved å stille tilgjengelig primærreserve. $C_{Utkobling}$ er kostnaden forbundet med utkobling av kraft grunnet salg i de resterende markedene. Disse to kostnadselementene vil nå beskrives, etter definisjonen av et scenario. De resterende målfunksjonsleddene og begrensningene vil så presenteres for hvert steg i modellen.

Scenario s defineres som element i settet $S(t)$ av alle mulige scenarier for driftstid t . Scenario s representerer én kombinasjon av alle beslutningsmønstre fra rotnoden til og med endenoden for én driftstid. Sannsynligheten for alle scenarier s for hver driftstid er dermed lik 1.

$$\sum_{s \in S(t)} \rho^s = 1 \quad t \in T \quad 12.1$$

12.2.2. Kostnader ved utkobling

Når aggregator selger fleksibilitet, får kundene under aggregator deler av forbruket sitt utkoblet. Utkoblingskostnadene gjelder for salg i Elspot og Elbas, samt volumet budt inn i RKM som aktiveres. Kostnadene forbundet med utkoblingen vil variere med kundegruppen, som beskrevet i kapittel 0. Ved salg av kraft i de ovennevnte markedene må kostnaden ved utkobling tas hensyn til, for å sikre positiv fortjeneste ved salget. Det er her antatt at det ikke løper kostnader for aggregator ved å by inn volum i RKM som ikke aktiveres, da dette tilsvarer å opprettholde normalt forbruk hos kundene. Det er antatt at marginalkostnadskurven i realiteten vil være en jevn kurve med tiltagende stigning, for å gjenspeile økt misnøye hos kunden jo mer forbruket kuttes. For å modellere disse antagelsene er marginalkostnadene forenklet til å være stykkevis konstante, illustrert i Figur 30. Total fleksibilitet, $Fleks_t$, er stykket opp i V antall linjestykker med tilhørende marginalkostnad, MC_{tv} . Alle linjestykker er forenklet til å ha like store volum. Kurven vil dermed nærme seg en jevn, tiltagende kurve jo flere oppstykkinger, V , som benyttes.



Figur 30: Marginalkostnad ved utkobling

Marginalkostnadskurven for hver time går fra 0 til størrelsen på fleksibilitet tilgjengelig, $Fleks_t$. Kurven er som vist delt opp i V linjestykker, med økende marginalkostnad, MC_{tv} , for hvert linjestykke. Linjestykkenes delvolum, j_{tv}^s , har like stor maksimal kapasitet, regulert ved begrensning 12.2.

$$j_{tv}^s \leq \frac{Fleks_t}{V} \quad s \in S(t), t \in T, v \in V \quad 12.2$$

I målfunksjonen trekkes det fra kostnader, $C_{Utkobling}$, for totalt utkoblet volum. I begrensning 12.3 settes summen av alle delvolum, j_{tv}^s , lik utkoblet volum. Utkoblet volum vil være summen av volum det er gitt tilslag på i Elspot, f_t^s og i Elbas, l_t^s . Volum

som aktiveres fra innmeldt volum i RKM, m_t^s , både gjennom direkteinnmelding og RKOM, blir også utkoblet. I tillegg må det legges til nettodifferanse i forbruk som følge av primærreserve stilt tilgjengelig, både fra ukemarkedet, b^s og døgnmarkedet, h_t^s . Denne nettodifferansen kan være både positiv, δ_t^{s+} og negativ, δ_t^{s-} , som vil forklares senere. Én av disse parameterne vil alltid ha verdi lik 0. Begrensning 12.3 setter utkoblet volum, j_{tv}^s , lik summen av alle delvolum. Volumene er dermed forpliktet til å kobles ut. Profittmaksimeringen i målfunksjonen vil regulere det slik at volum vil legges til linjestykkene med lavest tilhørende marginalkostnad først.

$$\sum_{v=1}^V j_{tv}^s = f_t^s + l_t^s + m_t^s + \delta_t^{s+}(b^s + h_t^s) - \delta_t^{s-}(b^s + h_t^s) \quad s \in S(t), t \in T \quad 12.3$$

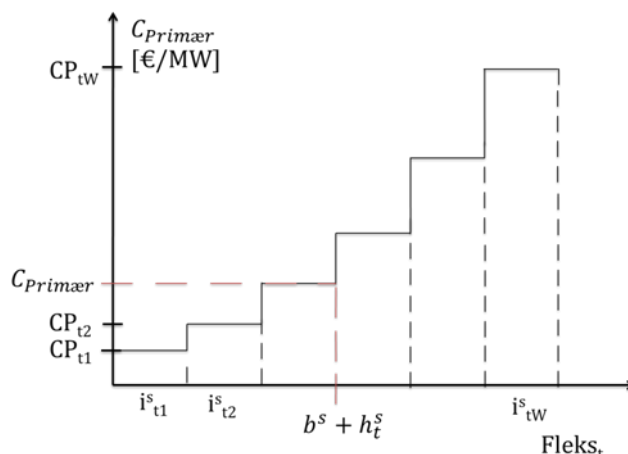
Fordi volumet utkoblet først vil være gitt i steg 6 når aktivert volum i RKM, m_t^s , er kjent, vil delvolumene, j_{tv}^s også bestemmes i steg 6. Non-anticipativity begrensningene for disse variablene er derfor inkludert under steg 6.

Kostnadselementet som trekkes fra i målfunksjonen er summen av marginalkostnadene for de benyttede delvolumene, ligning 12.4. Profittmaksimeringen i målfunksjonen vil tvinge delvolumene som blir benyttet til å gi høyere forventede inntekter enn tilhørende, forventet marginalkostnad. Kostnadene er multiplisert med sannsynligheten for scenario s , ρ^s .

$$C_{Utkobling} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S(t)} \sum_{v=1}^V \rho^s MC_{tv} j_{tv}^s \quad 12.4$$

12.2.3. Kostnader ved primærreserve stilt tilgjengelig

Når en aktør får tilslag på effekt i ukemarkedet eller døgnmarkedet, stilles effekten tilgjengelig for automatisk, kontinuerlig frekvensjustering. Dette kalles primærreserve. Primærreserven vil kunne forbrukes i driftstimen, men frekvensen på kraftforsyningen vil variere. Denne variasjonen antar forfatterne vil påføre kostnader for aggregator ved å stille primærreserve tilgjengelig. Det er likevel antatt at denne kostnaden vil være lavere enn kostnaden for utkobling, da kundene i det minste kan forbruke kraften. Det er også antatt at kostnadskurven har økende marginalkostnader med størrelsen på tilbudt primærreserve. Kurven for marginalkostnad er dermed modellert med samme stykkevis lineære forenkling som kostnaden ved utkobling, illustrert i Figur 31. Total fleksibilitet, $Fleks_t$, er stykket opp i W antall linjestykker med tilhørende marginalkostnad, CP_{tw} . Alle linjestykker er forenklet til å ha kapasitet på like store volum. Kurven vil bli jevnere jo flere oppstykkinger, W , som benyttes for å avbilde den virkelige marginalkostnadskurven, dersom denne er kjent.



Figur 31: Marginalkostnad ved primærreserve

Primærreserve i driftstid t vil bestå av effekt det er gitt tilslag på i ukemarkedet, b^s og i døgnet, h_t^s . Det vil trekkes fra kostnader for primærreserven i målfunksjonen, $C_{Primær}$, illustrert med rødstiplet linje.

Marginalkostnadskurven for hver time går fra 0 til størrelsen på fleksibilitet tilgjengelig, $Fleks_t$. Kurven er delt opp i W linjestykker med tilhørende delvolum, i_{tw}^s , hvor hvert delvolum har like stor maksimal kapasitet, regulert ved begrensning 12.5.

$$i_{tw}^s \leq \frac{Fleks_t}{W} \quad s \in S(t), t \in T, w \in W \quad 12.5$$

Begrensning 12.6 setter primærreserve solgt i ukemarkedet, b^s og døgnet, h_t^s , lik primærreserven det beregnes kostnader ut fra. Begrensningen er dermed også en forpliktelse, ved at primærreserven solgt også må stilles tilgjengelig. Kostnadsgrunnlaget er summen av alle delvolum, i_{tw}^s . Profittmaksimeringen i målfunksjonen vil regulere det slik at volum vil legges til delvolumene med lavest tilhørende marginalkostnad først.

$$\sum_{w \in W} i_{tw}^s = b^s + h_t^s \quad s \in S(t), t \in T \quad 12.6$$

Primærreserve til ukemarkedet, b^s , bestemmes i steg 2, mens primærreserve til døgnet, h_t^s , bestemmes i steg 5. Delvolumene, i_{tw}^s , vil dermed også måtte bestemmes i steg 5. Non-anticipativity begrensningene for disse variablene er derfor skrevet under steg 5.

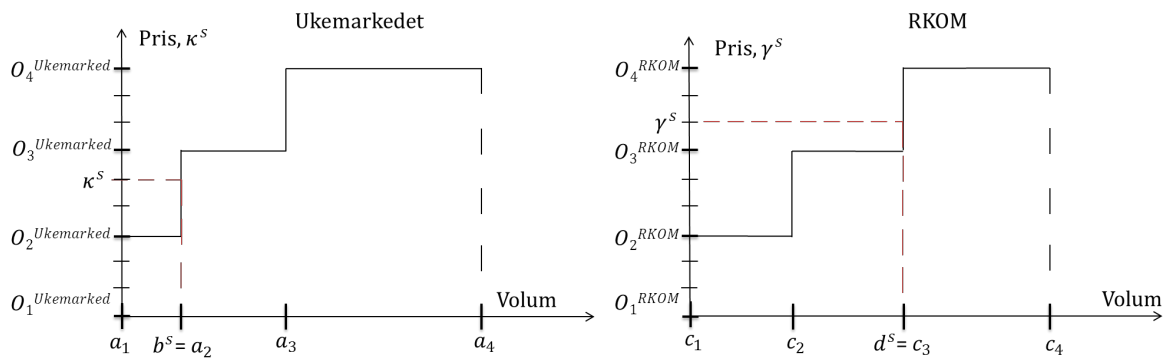
Kostnaden ved primærreserve blir summen av marginalkostnadene for de benyttede delvolumene, i_{tw}^s , ligning 12.7. Kostnadene er multiplisert med sannsynligheten for scenario s , ρ^s .

$$C_{Primær} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S(t)} \sum_{w=1}^W \rho^s C_{P_{tw}} i_{tw}^s \quad 12.7$$

12.2.4. Steg 1

I steg 1 sender aggregator inn budkurver til Statnett for ukemarkedet og RKOM. Begge budkurvene består av pris-volumpar og er stykkevis konstante. For å avbilde dette er budkurvene her modellert med P ulike pris- og volumpunkt.

Budkurven i ukemarkedet består av fikserte priser, $O_p^{Ukemarked}$, for hvert prispunkt p . Det må bestemmes hvor mye primærreserve, a_p , aggregator byr inn til hvert prispunkt p . Opsjonsprisen, κ^S , kan ta én av Z ulike utfall og det er her tenkt at P vil settes mindre enn Z , for å begrense antall variable som må defineres for hvert prispunkt, p . Prispunktene settes slik at det er like stor sannsynlighet for at et utfall av prisen vil ligge i ethvert intervall mellom to prispunkter. Opsjonsprisen i RKOM, γ^S , kan også ta Z ulike verdier. Det defineres P ulike fikserte priser, O_p^{RKOM} , og aggregator avgjør hvor mye kraft, c_p , som ønskes solgt i hvert prispunkt. Budkurvene er vist i Figur 32, forenklet til å ha $P = 4$ prispunkt illustrert i tykke linjer på prisaksen og $Z = 10$ mulige utfall for hver opsjonspris illustrert i tynne linjer. De rødstiplede linjene viser hvordan opsjonsprisene som klareres i steg 2, vil avgjøre hvor mye kraft det gis tilslag på i ukemarkedet, b^S og i RKOM, d^S . Tilslaget vil beskrives under steg 2.



Figur 32: Budkurve til ukemarkedet og RKOM

Volumet budt inn for de ulike prisene kan ikke avta når prisen stiger. Begrensning 12.8 setter volumene budt inn i ukemarkedet, a_p , til ikke å avta for hvert prisutfall, p . Begrensning 12.9 gjør det tilsvarende for volum budt inn i RKOM, c_p . Begrensningene gjelder for alle p ulik 1.

$$a_p \geq a_{p-1} \quad p \in P \setminus \{1\} \quad 12.8$$

$$c_p \geq c_{p-1} \quad p \in P \setminus \{1\} \quad 12.9$$

Signalene forfatterne har fått fra ulike aktører i kraftbransjen tyder på at Statnett straffer aktører som ikke kan stille tilgjengelig den kraften de har fått tilslag på i driftstimen ved å ikke godkjenne budene deres ved en senere anledning. Forvaltningsmodellen tar dermed utgangspunkt i at volum som bys inn i markedene må kunne stilles tilgjengelig, uavhengig av tilslag i andre markeder. Ettersom det bys inn parallelt til ukemarkedet og RKOM må aggregator ta hensyn til maksimalt volum det kan gis tilslag på i klareringen. Dette må ikke overstige den tilgjengelige fleksibiliteten. I begrensning 12.10 begrenses summen av volum budt for høyeste pris i ukemarkedet, a_p og for høyeste pris i RKOM, c_p , til å være mindre eller lik fleksibiliteten i alle timer, ettersom salg i markedene gjelder for hele uken.

$$a_p + c_p \leq Fleks_t \quad p = P, t \in T \quad 12.10$$

Som nevnt i avsnitt 9.1.3.3 må volum som bys inn i RKOM være på minst 25 MW, begrensning 12.11.

$$c_p \geq 25 \quad p = P \quad 12.11$$

Beslutningsvariablene som settes i steg 1 må være like for alle scenarier, da beslutningene tas uten noen informasjon om utfall av stokastiske variable. Beslutningsvariablene har derfor ikke scenarioindeks og det er dermed ikke nødvendig med non-anticipativity begrensninger for disse.

12.2.5. Steg 2

I steg 2 er ukemarkedet og RKOM klarert av Statnett. Opsjonsprisene er da kjent og volumet aggregator har fått tilslag på skal bestemmes. Tilslaget skal samsvare med budkurvene sendt inn i steg 1.

I ukemarkedet er opsjonsprisen, κ^s , offentliggjort. Denne har fått én av Z mulige verdier. Volumet det er gitt tilslag på, b^s , må samsvare med volumet budt inn for det høyeste prispunktet, p , der prisen, $O_p^{Ukemarketed}$, er mindre eller lik opsjonsprisen, κ^s . Volumet budt i prispunktet $p-1$, a_{p-1} , er volum som skal selges når $O_{p-1}^{Ukemarketed} \leq \kappa^s \leq O_p^{Ukemarketed}$, for alle p ulik 1. Dette er begrenset ved ligning 12.12.

$$b^s = a_{p-1} \quad s \in S(t), t \in T, p \in P \setminus \{1\} \mid O_{p-1}^{Ukemarketed} \leq \kappa^s \leq O_p^{Ukemarketed} \quad 12.12$$

I målfunksjonen er inntekter fra ukemarkedet, $I_{Ukemarkedet}$, lagt til. Forventet inntekt beregnes ut fra ligning 12.13. Første ledd av målfunksjonsbidraget består av inntektene fra opsjonspremien; opsjonspremien, κ^s , multiplisert med volumet det ble gitt tilslag på, b^s . I tillegg til opsjonspremie, vil aggregator motta kompensasjon for nettodifferansen i forbruk. Nettodifferansen tilsvarer forskjellen mellom planlagt og faktisk forbruk som skyldes den automatiske frekvensreguleringen av primærreservene. Andelen av primærreservene som blir nettodifferanse er usikker og noteres som δ_t^{s+} eller δ_t^{s-} avhengig av om nettodifferansen er positiv eller negativ. Dersom aggregatoren har forbrukt mindre kraft enn planlagt som resultat av frekvensstyringen, vil nettodifferansen være lik $\delta_t^{s-} b^s$. Negativ nettodifferanse kompenseres med RK-opp pris, β_t^{sopp} , representert ved andre ledd i ligningen. Dersom forbruket derimot har økt vil det kompenseres for nettodifferansen, $\delta_t^{s+} b^s$, med RK-ned pris, β_t^{sned} . Aggregator får dermed også en gevinst ved å ha forbrukt mer enn planlagt, hvor marginalgevinsten ligger i forskjellen mellom spot- og RK-ned pris, $\pi_t^s - \beta_t^{sned}$, når spotprisen regnes som alternativ innkjøpspris. Andre ledd i målfunksjonsbidraget er dermed gevinst ved negativ nettodifferanse og tredje ledd er gevinst ved positiv nettodifferanse. Målfunksjonsverdien er multiplisert med sannsynligheten for scenarior s , ρ^s .

$$I_{Ukemarkedet} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S(t)} \rho^s (\kappa^s b^s + \beta_t^{sopp} \delta_t^{s-} b^s + (\pi_t^s - \beta_t^{sned}) \delta_t^{s+} b^s) \quad 12.13$$

En av parameterne δ_t^{s-} og δ_t^{s+} vil alltid være 0 og begge ligger mellom 0 og 1. En slik oppdeling av datasettet er gjort for å opprettholde lineariteten i modellen.

På samme måte som for ukemarkedet må volumet det gis tilslag på i RKOM, d^s , stemme overens med budkurven sendt inn. Volumet ved prispunktet $p-1$, c_{p-1} , representerer volum som skal selges, dersom $O_{p-1}^{RKOM} \leq \gamma^s \leq O_p^{RKOM}$, for p ulik 1. Tilslaget vil stemme overens med den stykkevis konstante budkurven, gjennom begrensning 12.14.

$$d^s = c_{p-1} \quad s \in S(t), t \in T, p \in P \setminus \{1\} \mid O_{p-1}^{RKOM} \leq \gamma^s \leq O_p^{RKOM} \quad 12.14$$

I målfunksjonen er inntekter fra RKOM inkludert, I_{RKOM} . Volum det er gitt tilslag på i RKOM må bys inn i RKM for hver enkelt time. Aggregator vil derfor også forvente en

inntekt fra aktivert volum i RKM, som blir kjent etter driftstimen. Denne inntekten er i modellen medregnet i inntekten fra RKM. Ligning 12.15 angir dermed kun opsjonsinntektene fra RKM, som består av opsjonspremien, γ^s , multiplisert med volumet som ble klarert, d^s . Målfunksjonsleddet multipliseres med sannsynligheten for scenario s , ρ^s .

$$I_{RKOM} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S(t)} \rho^s \gamma^s d^s \quad 12.15$$

I steg 2 må det i tillegg inkluderes non-anticipativity begrensninger for å tvinge beslutningsvariablene til å være konsistente med den gitte informasjonen i steget. Variablene i hver node, y , i scenariotreetets andre steg skal dermed være like. $S(t, y)$ er settet av alle scenarier for driftstime t som går gjennom node y .

$$\tilde{b}_y = b^s \quad y \in Y(2), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.16$$

$$\tilde{d}_y = d^s \quad y \in Y(2), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.17$$

12.2.6. Steg 3

Ettersom aggregatoren har en innkjøpsavtale direkte med en kraftprodusent, kan det som beskrevet i avsnitt 9.2.1 selges tilbake kraft til Elspot dersom det er gunstig. Det er kun timesbud som blir modellert i forvaltningsmodellen. I steg 3 vil det derfor sendes inn budkurver for alle driftstimer til Elspot og beslutningene tas for den enkelte timen i uken. Budkurvene som sendes Elspot er stykkevis lineære og strengt stigende. I praksis kan aktører som handler på Elspot fritt sette pris- og volumpunktene som definerer deres budkurver. For å beholde lineariteten i modellen er dette forenklet til at aggregator fritt kan sette volum som ønskes tilbakesolgt til fikserte prispunkt, O_{tp}^{Elspot} . Aggregator bestemmer dermed et volum, e_{tp}^s , som ønskes tilbakesolgt for prispunkt O_{tp}^{Elspot} i steg 3. Ved klarering kan aggregator få tilslag på volum som ligger mellom disse punktene. Interpolasjonen som benyttes til dette er beskrevet under steg 4. Volumet som tilbys kan ikke avta med prispunkt for spotprisen, begrensning 12.18.

$$e_{tp}^s \geq e_{t(p-1)}^s \quad p \in P \setminus \{1\}, s \in S(t), t \in T \quad 12.18$$

Det maksimale volumet aggregator kan få tilslag på, e_{tp}^s , må settes innenfor den resterende, tilgjengelige fleksibiliteten. Tilslag i ukemarkedet, b^s og i RKOM, d^s , trekkes fra total fleksibilitet for å gi den resterende fleksibiliteten, begrensning 12.19.

$$e_{tp}^s \leq \text{Fleks}_t - (b^s + d^s) \quad p = P, s \in S(t), t \in T \quad 12.19$$

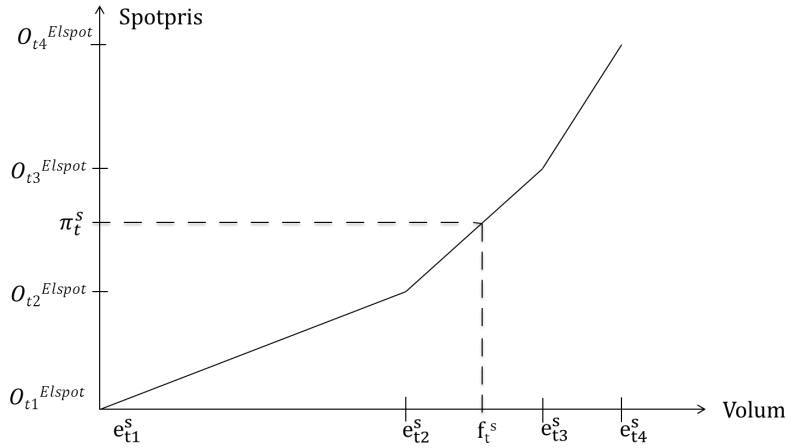
Også her må det inkluderes non-anticipativity begrensninger for å tvinge budkurvene til å være like ved likt informasjonsgrunnlag.

$$\tilde{e}_{tpy} = e_{tp}^s \quad p \in P, y \in Y(3), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.20$$

12.2.7. Steg 4

I steg 4 er Elspot klarert og spotprisen, π_t^s , er offentliggjort. Volumet aggregator har solgt til denne prisen må overensstemme med budkurven sendt inn i steg 3. Ettersom budkurven er stykkevis lineær og strengt stigende må det interpoleres lineært mellom de nærmeste pris- og volumpunktene, for å avgjøre solgt volum, f_t^s , til spotprisen π_t^s . Budkurven sendt inn i steg 3 er gjengitt i Figur 33, med fire prispunkter, $P = 4$. Antall linjestykker hvor et utfall for spotprisen kan ligge blir $P - 1$, her tre linjestykker. Prispunktene settes slik at sannsynligheten for at et utfall av spotprisen, π_t^s , ligger på et

linjestykke er lik for alle P-1 linjestykker. I eksempelet i figuren må det interpoleres mellom punktene $(O_{t_2}^{Elspot}, e_{t_2}^s)$ og $(O_{t_3}^{Elspot}, e_{t_3}^s)$ for å bestemme solgt volum når spotprisen, π_t^s , er offentliggjort.



Figur 33: Budkurve i Elspot

Med fikserte priser, O_{tp}^{Elspot} , beskrives volum solgt, f_t^s , som lineær med hensyn på e_{tp}^s . Volumet solgt vil være resultat av lineær interpolering på linjestykket spotprisen ligger på, vist under.

$$f_t^s = \begin{cases} e_{t_2} + \frac{(\pi_t^s - O_{t_2}^{Elspot})(e_{t_2} - e_{t_1})}{O_{t_2}^{Elspot} - O_{t_1}^{Elspot}} & , \text{ hvis } O_{t_1}^{Elspot} \leq \pi_t^s \leq O_{t_2}^{Elspot} \\ e_{t_3} + \frac{(\pi_t^s - O_{t_3}^{Elspot})(e_{t_3} - e_{t_2})}{O_{t_3}^{Elspot} - O_{t_2}^{Elspot}} & , \text{ hvis } O_{t_2}^{Elspot} \leq \pi_t^s \leq O_{t_3}^{Elspot} \\ \vdots \\ e_{t_p} + \frac{(\pi_t^s - O_{t_p}^{Elspot})(e_{t_3} - e_{t_{(p-1)}})}{O_{t_p}^{Elspot} - O_{t_{(p-1)}}^{Elspot}} & , \text{ hvis } O_{t_{(p-1)}}^{Elspot} \leq \pi_t^s \leq O_{t_p}^{Elspot} \end{cases}$$

For hvert scenario, s, vil spotprisen ligge mellom to bestemte prispunkter $O_{t_{(p-1)}}^{Elspot}$ og $O_{t_p}^{Elspot}$, som definerer linjestykket spotprisen ligger på. De andre prispunktene vil være irrelevante ved beregning av volumet, f_t^s . Dermed vil punktet (π_t^s, f_t^s) bestemmes ved interpolasjon mellom punktene $(O_{t_{(p-1)}}^{Elspot}, e_{t_{(p-1)}})$ og $(O_{t_p}^{Elspot}, e_{t_p})$. Interpolasjonen gjøres ved å inkludere ligning 12.21, som gjelder for alle p, der $O_{t_{(p-1)}}^{Elspot} \leq \pi_t^s \leq O_{t_p}^{Elspot}$ og p er ulik 1.

$$f_t^s = e_{t,p} + \frac{(\pi_t^s - O_{t_p}^{Elspot})(e_{t,p} - e_{t,p-1})}{O_{t_p}^{Elspot} - O_{t_{(p-1)}}^{Elspot}} \quad \begin{matrix} s \in S(t), t \in T, \\ p \in P \setminus \{1\} | O_{t_{(p-1)}}^{Elspot} \leq \pi_t^s \leq O_{t_p}^{Elspot} \end{matrix} \quad 12.21$$

I målfunksjonen legges inntektene fra tilbakesalget i Elspot til. Forventet inntekt gis ved, f_t^s , multiplisert med forventet spotpris, $\rho^s \pi_t^s$, ligning 12.22.

$$I_{Elspot} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S(t)} \rho^s \pi_t^s f_t^s \quad 12.22$$

I steg 4 vil det også sendes inn budkurve for døgnmarkedet. Budkurven er som for uke- markedet og RKOM, stykkevis konstant. For hvert prispunkt p av opsjonsprisen i døg- markedet, τ_t^s , avgjøres det volum aggregator ønsker å selge i her, g_{tp}^s . Dette volumet kan ikke avta med prispunkt, begrensning 12.23.

$$g_{tp}^s \geq g_{t(p-1)}^s \quad p \in P \setminus \{1\}, s \in S(t), t \in T, \quad 12.23$$

Volumet innbudt må kunne garanteres ved tilslag og det høyeste volumet, g_{tp}^s , må derfor settes mindre eller lik den resterende fleksibiliteten. Tilslag i ukemarkedet, b^s , RKOM, d^s og Elspot, f_t^s , trekkes fra total fleksibilitet for å gi resterende fleksibilitet, begrensning 12.24.

$$g_{tp}^s \leq \text{Fleks}_t - (b^s + d^s + f_t^s) \quad p = P, s \in S(t), t \in T \quad 12.24$$

I steg 4 vil følgende non-anticipativity begrensninger tvinge beslutningene i hver node til å være like. $S(t, y)$ er settet av alle scenarier for driftstime t som går gjennom node y .

$$\tilde{f}_y = f_t^s \quad y \in Y(4), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.25$$

$$\tilde{g}_{tpy} = g_{tp}^s \quad p \in P, y \in Y(4), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.26$$

12.2.8. Steg 5

I steg 5 er informasjon om opsjonspremier i døgnmarkedet, τ_t^s , kjent, da markedet er klarert. Begrensning 12.27 setter primærreserven det gis tilslag på, h_t^s , lik innbudt volum i det høyeste prispunktet mindre eller likt utfallet av opsjonsprisen som markedet endte på. Volumet budt i prispunktet $p-1$, $g_{t(p-1)}^s$, er volum som skal selges når $O_{t(p-1)}^{D\text{øgnmarked}} \leq \tau_t^s \leq O_{tp}^{D\text{øgnmarked}}$, for p ulik 1.

$$h_t^s = g_{t(p-1)}^s \quad \begin{array}{l} s \in S(t), t \in T, \\ p \in P \setminus \{1\} \mid O_{t(p-1)}^{D\text{øgnmarked}} \leq \tau_t^s \leq O_{tp}^{D\text{øgnmarked}} \end{array} \quad 12.27$$

Inntektene fra døgnmarkedet beregnes med samme logikk som i ukemarkedet, ligning 12.28. Første ledd av inntektsleddet består av opsjonspremien, τ_t^s , multiplisert med primærreserven det er gitt tilslag på, h_t^s . Andre ledd består av kompensasjonen med RK- opp pris, β_t^{sopp} , dersom nettodifferansen er negativ og frekvensstyringen dermed har strupt noe av forbruket. Tredje ledd består av gevinsten ved å få kjøpe positiv netto- differanse til RK-ned pris, β_t^{sned} , i stedet for spotpris, π_t^s .

$$I_{D\text{øgnmarked}} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S(t)} \rho^s (\tau_t^s h_t^s + \beta_t^{sopp} \delta_t^{s-} h_t^s + (\pi_t^s - \beta_t^{sned}) \delta_t^{s+} h_t^s) \quad 12.28$$

Klareringen av døgnmarkedet skjer i praksis innen kl. 20.00 før driftsdøgnet. Kl. 20.00 er også fristen for å sende inn budkurve til RKM. Forfatterne har valgt å anta at klareringen av døgnmarkedet har skjedd før innmeldingen i RKM. I praksis er dette oftest tilfelle da klareringen av døgnmarkedet gjerne skjer litt før fristen kl. 20.00 (Hystad, 2012). Innmelding i RKM modelleres derfor ikke i steget hvor budkurve sendes for døgnmarkedet men i steget hvor døgnmarkedet klareres.

Elbas stenges én time før driftstimen (foreløpig to timer før, i Norge). Ved salg i Elbas kan aggregatoren redusere innmeldingen i RKM. Dette må skje innen 45 min før drifts- timen. Den endelige beslutningen om volum innmeldt i RKM vil dermed tas på grunnlag av informasjon om etterspørselen i Elbas. Denne informasjonen modelleres derfor til å være kjent i steg 5. Klarering av døgnmarkedet, h_t^s , innmelding i RKM, k_{tp}^s og salg i

Elbas, l_t^s , skjer dermed med samme informasjonsgrunnlag og modelleres sammen i steg 5.

Volum det er gitt tilslag på i RKOM, d^s , må meldes inn i RKM for hver driftstime i uken. I tillegg kan det meldes inn volum utover dette, gjennom direkteinnmelding. Budkurven som sendes RKM skal være stykkevis konstant. Det bestemmes derfor et volum k_{tp}^s som aggregator ønsker aktivert ved de ulike prisene, O_{tp}^{RKM} , ved prispunktene p for RK-opp pris. k_{tp}^s vil være totalt innmeldt volum fra både RKOM og direkteinnmeldingen. Innmeldt volum kan ikke avta med RK-opp pris, begrensning 12.29.

$$k_{tp}^s \geq k_{t(p-1)}^s \quad p \in P \setminus \{1\}, s \in S(t), t \in T \quad 12.29$$

Totalt innmeldt volum, k_{tp}^s , må minst være lik volumet det er gitt tilslag på i RKOM, d^s , begrensning 12.30.

$$k_{tp}^s \geq d^s \quad p = P, s \in S(t), t \in T \quad 12.30$$

Totalt innmeldt volum kan samtidig ikke være større enn resterende fleksibilitet tilgjengelig. Salg i ukemarkedet, b^s , Elspot, f_t^s , døgnmarkedet, h_t^s , og Elbas, l_t^s , trekkes fra opprinnelig fleksibilitet for å gi volumet tilgjengelig for RKM.

$$k_{tp}^s \leq \text{Fleks}_t - (b^s + f_t^s + h_t^s + l_t^s) \quad p = P, s \in S(t), t \in T \quad 12.31$$

Volum som kan selges i Elbas, l_t^s , må også holde seg innenfor den tilgjengelige fleksibiliteten, gitt i ligning 12.31. I tillegg vil salg i Elbas begrenses til totalt volum etterspurt i Elbas, φ_t^s , da det ikke vil være mulig å selge mer kraft enn summen av tilgjengelige bid-bud, begrensning 12.32.

$$l_t^s \leq \varphi_t^s \quad t \in T, s \in S(t) \quad 12.32$$

Inntekten aggregator får fra Elbasalg vil avhenge av volum solgt, l_t^s og gjennomsnittsprisen mottatt for dette, α_t^s . Forventet inntekt beregnes gjennom ligning 12.33, der målfunksjonsbidraget er multiplisert med sannsynligheten for scenario s, ρ^s .

$$I_{Elbas} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S(t)} \rho^s \alpha_t^s l_t^s \quad 12.33$$

Non-anticipativity begrensninger legges til for å holde strukturen i treet lik strukturen avbildet i scenariotreet. Variablene tvinges gjennom begrensning 12.34 til 12.37 til å være like for hver node i steg 5. Dette gjelder også variablene for delvolum i kostnadskurven for primærreserve, i_{tw}^s . $S(t, y)$ er settet av alle scenarier for driftstime t som går gjennom node y.

$$\tilde{h}_y = h_t^s \quad y \in Y(5), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.34$$

$$\tilde{i}_{twy} = i_{tw}^s \quad w \in W, y \in Y(5), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.35$$

$$\tilde{k}_{tpy} = k_{tp}^s \quad p \in P, y \in Y(5), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.36$$

$$\tilde{l}_y = l_t^s \quad y \in Y(5), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.37$$

12.2.9. Steg 6 - driftstimen

Steg 6 representerer driftstimen. Her gjøres informasjon kjent om RK-opp priser, β_t^{sopp} , RK-ned priser, β_t^{sned} og andel primærreserve realisert som nettodifferanse i forbruk, δ_t^{s+} eller δ_t^{s-} . RKM er dermed klarert og aktivert volum, m_t^s , må settes slik at det samsvarer med budkurven sendt inn i steg 5. Volumet budt i prispunktet p-1, $k_{t(p-1)}^s$, er volumet som skal selges når $O_{t(p-1)}^{RKM} \leq \beta_t^{sopp} \leq O_{tp}^{RKM}$, for p ulik 1. Aktivert volum, m_t^s ,

må da settes lik volumet budt inn til dette prispunktet, $k_{t(p-1)}^s$, begrensning 12.38. I de tilfellene hvor det ikke aktiveres volum i RKM vil RK-opp prisen, β_t^{sopp} , være lik 0 i denne modellen.

$$m_t^s = k_{t(p-1)}^s \quad \begin{array}{l} s \in S(t), t \in T, \\ p \in P \setminus \{1\} \mid O_{t(p-1)}^{RKM} \leq \beta_t^{sopp} \leq O_{tp}^{RKM} \end{array} \quad 12.38$$

Forventet inntekt fra RKM som legges til i målfunksjonen gis ved ligning 12.39. Inntekten består av RK-opp pris, β_t^{sopp} , multiplisert med volum aktivert i driftstimen, m_t^s . Deler av inntekten vil med andre ord være forårsaket av salg av kraft i RKM, da denne kraften meldes inn i RKM.

$$I_{RKM} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S(t)} \rho^s \beta_t^{sopp} m_t^s \quad 12.39$$

Non-anticipativity begrensningene tvinger aktivert volum til å være likt for hver node i steg 6. I tillegg må det legges til en slik begrensning for delvolum i kostnadskurven for utkobling, j_{tv}^s . $S(t, y)$ er settet av alle scenarier for driftstid t som går gjennom node y.

$$\tilde{m}_y = m_t^s \quad y \in Y(6), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.40$$

$$\tilde{j}_{tvy} = j_{tv}^s \quad v \in V, y \in Y(6), s \in S(t, y), t \in T \quad 12.41$$

12.2.10. Ikke-negativitetskrav

$$a_p \geq 0 \quad p \in P \quad 12.42$$

$$b^s \geq 0 \quad s \in S(t), t \in T \quad 12.43$$

$$c_p \geq 0 \quad p \in P \quad 12.44$$

$$d^s \geq 0 \quad s \in S(t), t \in T \quad 12.45$$

$$e_{tp}^s \geq 0 \quad p \in P, s \in S(t), t \in T \quad 12.46$$

$$f_t^s \geq 0 \quad s \in S(t), t \in T \quad 12.47$$

$$g_{tp}^s \geq 0 \quad p \in P, s \in S(t), t \in T \quad 12.48$$

$$h_t^s \geq 0 \quad s \in S(t), t \in T \quad 12.49$$

$$i_{tw}^s \geq 0 \quad w \in W, s \in S(t), t \in T \quad 12.50$$

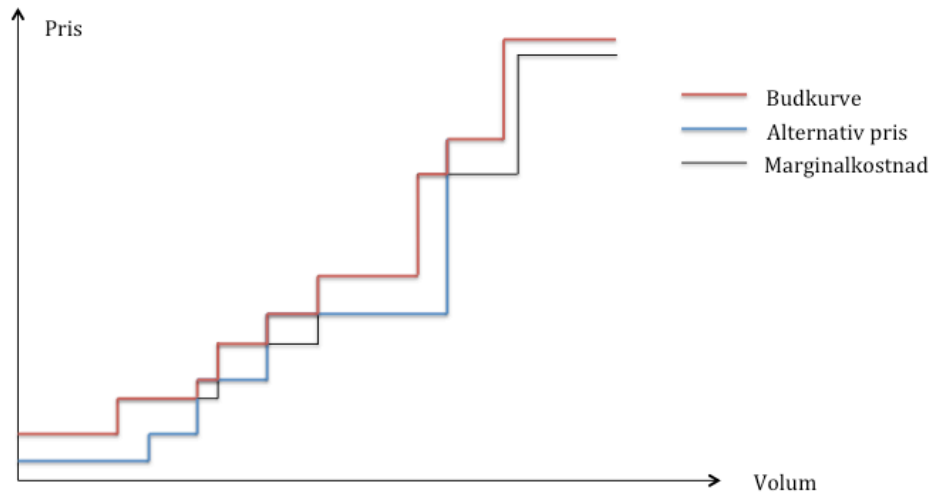
$$j_{tv}^s \geq 0 \quad v \in V, s \in S(t), t \in T \quad 12.51$$

$$k_{tp}^s \geq 0 \quad p \in P, s \in S(t), t \in T \quad 12.52$$

$$l_t^s \geq 0 \quad s \in S(t), t \in T \quad 12.53$$

$$m_t^s \geq 0 \quad s \in S(t), t \in T \quad 12.54$$

I praksis vil en aktør som byr inn kraft i et marked ønske å sette prisen som kreves for et visst volum større eller lik marginalkostnader som påløper ved salg av kraften. Dersom det også er andre alternative markedsplasser å forvalte kraften i, vil prisen i tillegg settes over forventede marginalinntekter fra de alternative markedene. En optimal budkurve er illustrert med rødt i Figur 34. Budkurven ligger over den høyeste av marginalkostnadskurven og kurven for alternativ marginalinntekt, hvor disse er forenklet til å være stykkevis konstante.

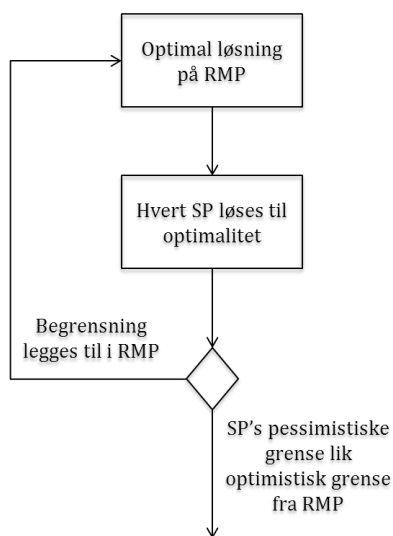


Figur 34: Budkurve med marginalkostnad og alternativinntekt

Budgivningsstrategien over er forsøkt modellert i forvaltningsproblemet. Profittmaksimeringen i målfunksjonen er ment å tvinge volumene som bys inn til å følge denne strategien. Ved at det trekkes fra forventede marginalkostnader ved tilslag på volum er det antatt at solgt volum vil gi høyere forventet inntekt enn forventet kostnad. Det være seg volum utkoblet eller primærreserve. Dersom fleksibilitet tilgjengelig ikke hadde vært begrenset, ville budgivning kun tatt hensyn til marginalkostnaden. Da dette ikke er tilfellet her, hvor fleksibiliteten er begrenset til $Fleks_t$, er det i tillegg antatt at modellen vil selge kraft i markedene hvor de forventede inntektene er høyest. Det vil derfor ikke bys inn kraft til priser under forventede marginalinntekter i alternative markeder. Budgivningsstrategien er altså ikke modellert eksplisitt med matematiske begrensninger. Profittmaksimeringen i målfunksjonen og den begrensede fleksibiliteten er likevel antatt å implisitt tvinge denne gjennom.

12.3. Dekomponering av modell

Som vist i scenariotreet er forvaltningsmodellen svært stor, sannsynligvis for stor til at problemet kan løses som ett. Ved implementering av modellen anbefales derfor dekomponering av problemet. Strukturen på forvaltningsmodellen er naturlig delt inn i subproblemer for hver enkelte time i uken fordi beslutningene fra og med steg 3 er uavhengige for den enkelte time. Forfatterne anbefaler derfor Benders dekomponeringsalgoritme, også kalt den L-formede metoden, for problemet. Benders dekomponerer stokastiske problemer etter en bestemt blokkstruktur. I denne modellen vil steg 1 og 2 fungere som det begrensede masterproblemet (RMP) i algoritmen, hvor volum allokert i RKOM og ukemarkedet bestemmes. Hver time vil så danne hvert sitt subproblem og det genereres dermed 168 slike subproblem.



Figur 35: Benders dekomponeringsalgoritme benyttet på forvaltningsmodellen

Algoritmen vil fungere som i Figur 35. Optimal løsning på masterproblemet, RMP, blir funnet først ved å løse dette for seg. I RMPen avgjøres det hvor mye ressurser, her fleksibilitet, som blir allokert til de andre markedene. Løsningen på RMP gir en monoton optimistisk grense. Deretter løses alle de 168 subproblemene, SP, gitt løsningen på masterproblemet. I hver iterasjon vil subproblemet løses til optimalitet. Subproblemet gir en ikke-monoton, pessimistisk grense på målfunksjonsverdien. Fra løsningen i subproblemet skapes det en ulikhet, et kutt, som returneres til RMP. Algoritmen starter så på nytt, hvor RMP løses for seg og den nye løsningen og ressursallokeringen testes for alle subproblemer. Ny optimistisk grense gis. Algoritmen fortsetter helt til den optimistiske grensen i RMP er lik den pessimistiske grensen fra subproblemene. På denne måten ville en serie av flere små problemer blitt løst istedenfor hele forvaltningsproblemet i ett. Ettersom kjøretiden øker med antall variable og begrensninger vil det lønne seg å løse flere slike små problem (Taskin, 2010).

Som scenariotreet antyder er størrelsene på subproblemene for enkelttimene store i seg selv. Dersom subproblemene ved implementering hadde vist seg å være for store til å løses i rimelig tid, ville forfatterne anbefalt å dekomponere også disse. Subproblemene har en struktur som legger til rette for dekomponering med hensyn på scenario. Det er hovedsakelig to dekomponeringsmetoder som kan benyttes til dette; Lagrange og Dantzig Wolfe. I Lagrangerelaksering relakseres non-anticipativity begrensningene, hvor hver non-anticipativity begrensning gis en Lagrange multiplikator i mål-

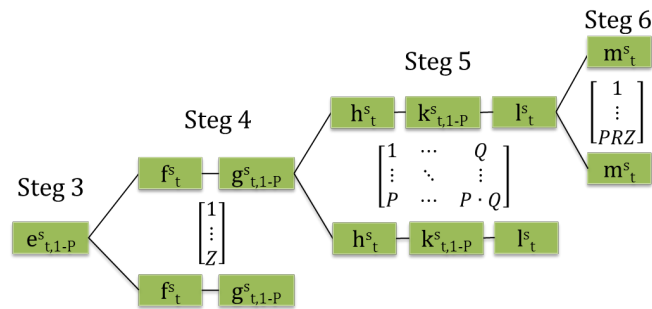
funksjonen. Dermed kan hvert scenario løses for seg selv. Dekomponeringen har vist seg å redusere kjøretiden drastisk for ulike stokastiske problem (Schultz & Carøe, 1999). Dantzig Wolfe's algoritme deler opp problemet i et masterproblem og flere subproblem. Da det er non-anticipativity begrensningene som kompliserer problemet bør disse ligge i masterproblemet. Det kan så dannes et subproblem per scenario. Løsningene i subproblemene vil bli kontrollert opp mot masterproblemets non-anticipativity begrensninger.

Som beskrevet i kapittel 11 vil en nodeformulering av problemet her ha et betraktelig mindre antall variable enn en scenarioformulering. Dette vil illustreres for forvaltningsmodellen i neste avsnitt. Antall variable er et argument for å benytte nodeformulering ved implementering av modellen. På den annen side vil en scenarioformulering legge til rette for Lagrangerelaksering og Dantzig Wolfe dekomponering. Det eksisterer i tillegg gode pre-solvere for scenarioformulerte problemer. En pre-solver tar for seg alle variable i en non-anticipativity begrensning og reduserer dette til én variabel, ettersom alle likevel må ha samme verdi. Antall variable blir dermed i praksis likt som i en nodeformulering.

12.3.1. Størrelse på modell

Antall scenarier, noder og variable beskriver størrelsen på en stokastisk modell. Disse størrelsene vil avhenge av antall mulige utfall for hver av de stokastiske parameterne og antall pris- og volumpunkter på budkurvene, som forklart ved scenariotreet. Som det vil diskuteres i avsnitt 12.4.1, kan korrelasjon mellom de ulike stokastiske parameterne benyttes til å redusere antall mulige scenarier. Ved utregning av modellstørrelsen er likevel dette ikke tatt hensyn til og størrelsen som gis her representerer dermed en øvre grense på modellstørrelsen. Da det anbefales å benytte dekomponeringen over ved implementering, er det her gjengitt størrelsen på ett subproblem, SP.

Hvert subproblem har fire steg. SP for time t er vist i Figur 36 med reelt antall forgreninger gjengitt mellom de to illustrerte forgreningene i hvert steg. Antall forgreninger vil avhenge av antall mulige utfall for den/de stokastiske parameterne det gis informasjon om mellom stegene. Mellom steg 3 og 4 blir spotprisen kjent, som kan ta Z ulike verdier. Fordi budkurven i Elspot er stykkevis lineær vil solgt volum da også ha Z mulige utfall. Mellom steg 4 og steg 5 blir opsjonspris i døgemarkedet kjent, med Z mulige utfall. Fordi denne budkurven er stykkevis konstant vil volum det gis tilslag på bare kunne ta P mulige ulike verdier, ett for hvert pris- volumpunkt. Mellom steg 4 og 5 vil det også gis informasjon om Elbasetterspørselen, med Q mulige utfall. Mellom steg 5 og 6 blir RK-opp prisen kjent og volumet aktivert i steg 6 vil ha P mulige utfall. Ved beregning av størrelsen på modellen tas det ikke hensyn til de andre parameterne som blir kjent i driftstimen (steg 6), da det ikke tas noen beslutninger på bakgrunn av disse. Det er beslutningene som er interessante fordi disse avgjør kjøretiden for modellen.



Figur 36: Subproblem for time t

Antall scenarier for hvert SP er antall mulige veier fra steg 3 til sluttnodene.

$$\text{Scenarier i SP} = Z \cdot PQ \cdot P = QZP^2$$

En node defineres som kjent ved at det gjøres en beslutning. Ved beregning av antall noder i steg 6 medregnes derfor kun de ulike P nodene som representerer aktivert volum i RKM, m_t^s . Antall noder blir da som følger

$$\begin{aligned} \text{Noder i SP} &= P + (1 + P)Z + (1 + P + 1)PQZ + (1)QZP^2 \\ &= 2QZP^2 + 2PQZ + PZ + Z + 1 \end{aligned}$$

Antall variable i ett subproblem vil avhenge av om node- eller scenarioformulering er benyttet. Ved nodeformulering vil antall variable være likt antall noder for dette subtreet. Ved scenarioformulering løses problemet per scenario og hvert scenario får dermed sitt eget sett av alle variable i treet. Antall variable ved scenarioformulering blir som følger, hvor $3P + 4$ er antall variable langs én vei fra steg 3 til 6.

$$\text{Variable i SP, scenarioformulering} = QZP^2 \cdot (3P + 4)$$

Numeriske eksempel på størrelsen på subproblemene vises i Tabell 12. Det er gitt eksempel på tre ulike kombinasjoner av antall prispunkt, P , i budkurvene, antall utfall for en pris, Z , og antall utfall for Elbasetterspørsel, Q .

	Scenarier i SP	Noder i SP	Variable i SP, nodeformulering	Variable i SP, scenarioformulering
P	4			
Q	10	1 600	4 054	25 600
Z	10			
P	5			
Q	13	4 225	10 223	80 275
Z	13			
P	6			
Q	21	15 876	37 197	349 272
Z	21			

Tabell 12: Størrelse på SP

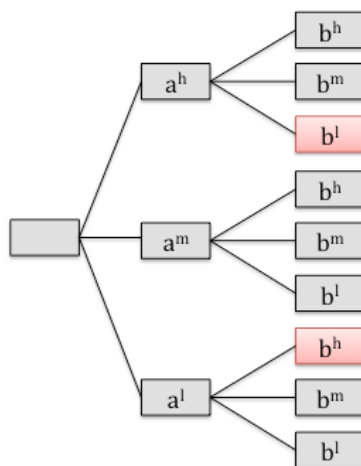
Av tabellen kan en lese at størrelsen på subproblemene raskt øker når antall mulige utfall og prispunkt øker. Subproblemene er likevel små nok selv med P lik 6 og Q og Z lik 21, til at forfatterne antar SPene vil kunne løses innen rimelig tid.

12.4. Scenariogenerering

Forvaltningsmodellen er i dette arbeidet ikke implementert og løst, ettersom deler av datagrunnlaget er konfidensielt og sannsynlighetsfordelinger for de ulike stokastiske parametere er svært mangelfullt. Det vil likevel diskuteres forhold som kan benyttes ved scenariogenerering ved en eventuell implementering i dette avsnittet. Ved implementering av forvaltningsmodellen må det genereres utfall for de stokastiske parameterne, sammen med sannsynlighetene for disse. Utfallene og sannsynlighetene representerer prognosene for de ulike prisene og volumene som gir underlag for beslutningene som tas i forvaltningsmodellen. Gode prognoser vil derfor være kritisk for kvaliteten på resultatet av modellen. Flere aktører på markedet i dag gir gode prognoser basert på egenutviklede verktøy. SKM Market Predictor AS er en aktør som genererer spotprisprognoser for NTE (Nyland, 2012). Ved tilgang på gode prognoser for å sette scenariosannsynligheter kan modellen tjene som et beslutningsverktøy. Forvaltningsmodellen får som vist raskt et svært stort antall scenarier, grunnet elleve stokastiske parametere og seks steg. Korrelasjon mellom parameterne kan likevel redusere totalt antall scenarier i modellen ved fornuftig scenariogenerering og dermed redusere kjøretiden. Det er foretatt regresjonsanalyser for å identifisere lineær korrelasjon mellom parameterne i modellen ettersom dette kan benyttes til å redusere problemstørrelsen.

12.4.1. Scenarioreduksjon ved korrelasjon

Bevist korrelasjon mellom to stokastiske parametere kan benyttes til å redusere scenarier i forvaltningsmodellen. I Figur 37 er prinsippet illustrert ved å benytte tre prisutfall, lav, middels eller høy, for to priser, a og b. Figuren illustrerer positiv korrelasjon mellom prisene a og b og utviklingen av de to parameterne vil dermed samsvare. Kombinasjoner av lav og høy pris vil da ikke forekomme samtidig. I rødt utelukkes kombinasjonene av a og b som ikke vil inntreffe. Scenariene som går gjennom disse nodene kan dermed slettes fra problemet og modellstørrelsen er redusert.



Figur 37: Scenarioreduksjon ved korrelasjon

12.4.1.1. Regresjonsanalyser av usikre parametere

Regresjonsanalyser er gjennomført for parameterne der data er tilgjengelig og det er mulighet for scenarioreduksjon ved korrelasjon. Det blir benyttet en tommelfingerregel

om at det eksisterer en sammenheng mellom to faktorer dersom korrelasjonen er større enn 0,3. I regresjonsanalysen representerer R-kvadratet hvor stor andel av datasettet som kan forklares av regresjonslinjen. R-kvadratet er med andre ord høyt ved en sikker sammenheng mellom to parametere. I Tabell 13 presenteres resultater fra regresjonsanalysene aktuelle for scenarioreduksjon av modellen. Regresjonsplottene er vedlagt i vedlegg avsnitt 16.2.

Avhengig parameter	Uavhengig parameter	Korrelasjon	R-kvadrat	Datapunkter
Opsjonspris døgemarked	Opsjonspris ukemarked ³	0,43	0,19	52
Elspotpris	RKOM opsjonspris	0,46	0,21	28
Elbaspris ⁴	Elspotpris	0,97	0,93	345
RK-opp pris	Elbaspris	0,95	0,89	345
RK-opp pris	Elspotpris	0,75	0,57	3051

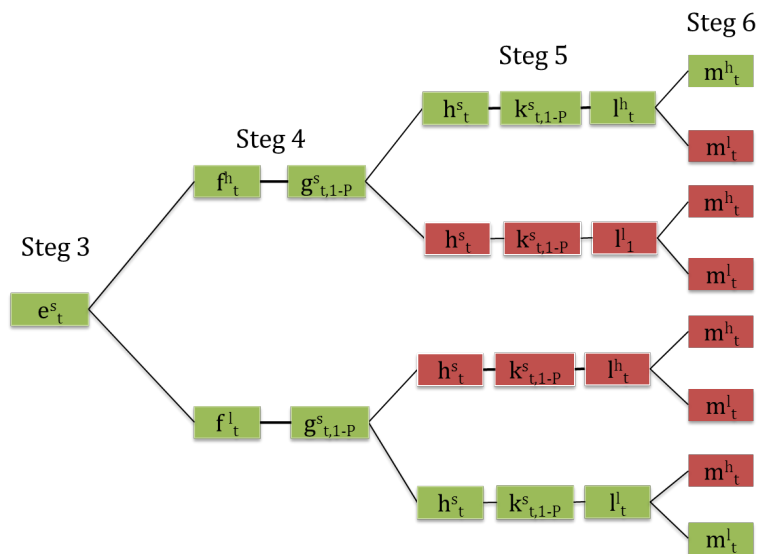
Tabell 13: Resultater fra regresjon

Avhengigheten mellom opsjonsprisene i døgemarkedet og ukemarkedet er ikke veldig sikker, med R-kvadrat på 0,19. Med kun 52 datapunkter blir estimatet enda mindre sikkert. Samlet gjør dette at forfatterne ikke mener datagrunnlaget og regresjonen er pålitelig nok til å kunne bevise korrelasjon mellom opsjonsprisene i uke- og døgemarkedet. Lavt R-kvadrat og få datapunkter gjelder også for regresjonen mellom Elspotpris og opsjonspremie i RKOM. Sikker avhengighet er dermed heller ikke bevist mellom disse. Det bevises derimot korrelasjon mellom Elbasprisen og Elspotprisen i tillegg til RK-opp prisen. Med nokså mange datapunkter og høye R-kvadrat, anbefales det å benytte disse korrelasjonene til scenarioreduksjon ved implementering. RK-prisen viser seg også å korrelere med Elspotprisen. R-kvadratet er riktignok nokså lavt, 57 %, som gjør korrelasjonen noe usikker. Forfatterne mener likevel plottet angir at korrelasjonen kan benyttes til scenarioreduksjon i noen grad.

Resultatene fra regresjonsanalysene, Tabell 13, viser positiv korrelasjon mellom spotpris og både Elbaspriser og RK-opp priser. I Figur 38 blir det illustrert hvordan disse korrelasjonene kan benyttes til å redusere scenariotreet for ett subproblem. I figuren er priser forenklet til å kunne ta verdi høy eller lav. Ved høye Elspotpriser får tilslaget i steg 4 høy verdi, f_t^h . Kombinasjoner av høyt tilslag i Elspot og lave utfall for Elbaspriser og RK-priser vil dermed ikke inntreffe. Alle scenarier i steg 5 med lave Elbasvolumer, l_t^l , (markert i rødt) vil dermed kunne fjernes fra scenariotreet. I tillegg kan alle scenarier med lav verdi for aktivering i RKM, m_t^l , i steg 6 elimineres. I figuren er kun ekstrempunktene for spotprisen illustrert, men det kan også være mulig å eliminere flere utfall for Elbas- og RK-prisene ved andre utfall av spotprisen.

³ Vektet snitt er benyttet på opsjonspremiene for sammenligning med døgemarkedet. Det ble ikke funnet andre parametere som korrelerte med døgemarkedets opsjonspriser.

⁴ Elbaspriser ved salg i NO3, 2011



Figur 38: Scenarioreduksjon ved positiv korrelasjon

12.5. Resultater

Forvaltningsmodellen plasserer forbrukerfleksibilitet i 6 ulike markeder gjennom én uke, med mål om å maksimere profitt. Modellen er stokastisk, da avgjørelser om kraftallokering tas før informasjon om priser og volum i markedene er kjent. Det blir benyttet to ulike marginalkostnader; en for utkobling av kraft og en for primærreserve stilt tilgjengelig. Marginalkostnadene vil øke med kraften solgt eller med størrelsen på primærreserven. Profittmaksimeringen i målfunksjonen maksimerer inntekter minus kostnader og slik vil modellen allokere kraft i markeder der de forventede inntektene er større enn de forventede kostnadene forbundet med salget. Fordi kraften som kan selges er begrenset i mengde er det heller ikke ønsket at kraft selges i et marked dersom alternative inntekter i øvrige markeder er høyere. Da målfunksjonen maksimerer profitt, vil modellen allokere den begrensede mengden kraft i markedene med høyest forventet marginalinntekt i forhold til de forventede kostnadene som påløper ved salget. Slik vil forvaltningsmodellen kunne benyttes som et kortsiktig beslutningsverktøy for en aggregator som sekvensielt sender inn budkurver for kraftsalg. Aktiv bruk av modellen på forbrukssiden kan gi et konkurransefortrinn, da denne typen beslutningsverktøy til i dag ikke er utviklet. Dette forutsetter gode prognoseverktøy for å sette riktige sannsynligheter for de stokastiske utfallene benyttet i modellen. Modellen er generisk med hensyn på kundegruppe og kan dermed implementeres for industri-kunder så vel som for en stor mengde husstander. Modellen er den første i sin sjanger, som vil si at det eksisterer gode muligheter for forbedringer og utvidelser.

I tillegg til å kunne tjene som et beslutningsverktøy, har formålet med forvaltningsmodellen vært å undersøke om incentiver til forbrukerfleksibilitet kan øke ved tilknytning til en aggregator. Kostnadsbesparelser gjennom laststyring hos en enkelt husstand ble identifisert i første del av oppgaven. Besparelsene var der ikke avhengige av tilknytning til aggregator selv om aggregator i prinsippet vil kunne levere denne tjenesten. Strømkostnader ble minimert ved hjelp av flytting og reduksjon av forbruk, basert på spotprisvariasjoner. Fleksibelt forbruk ble redusert dersom strømprisen var høyere enn avsnavsprisen, som representerte kostnadene ved utkoblingen. Med terminologien fra forvaltningsmodellen tilsvarende de reduserte strømkostnadene grunnet reduksjon av forbruk, profitt ved tilbakesalg i spotmarkedet. Laststyringsmodellen antok full informasjon om priser. Aggregeringen av forbrukerfleksibilitet muliggjør tilgangen til markeder utover Elspot. I forvaltningsmodellen er denne tilgangen et utgangspunkt. For å kvantifisere verdien en aggregator kan tilføre kunden utover hva kunden selv kan tjene på laststyring kan forvaltningsmodellen implementeres med data tilpasset husstander. Laststyringsmodellen ga en størrelsesorden på fleksibilitet tilgjengelig hos en norsk husstand. Ved å ta utgangspunkt i denne størrelsen kunne forvaltningsmodellen bli kjørt med en mengde tilgjengelig fleksibilitet som tilsvarte en aggregators kundegruppe. Resultatet fra en slik kjøring ville gitt gevinsten aggregator kan tjene på kundegruppens fleksibilitet, med usikkerhet inkludert. Gevinstene ville blitt fordelt ut til kundegruppen. Differansen mellom gevinsten fra forvaltningsmodellen som fordeles på den enkelte kunde og gevinsten kunden selv realiserte i laststyringsmodellen ville gitt den ekstra verdien aggregator kan tilføre kunden. Anslaget ville blitt noe pessimistisk, da laststyringsmodellen er deterministisk. Besparelsene funnet der er derfor en øvre grense og ved sammenligning med forvaltningsmodellen må en da medregne en noe lavere gevinst ved laststyring.

Forvaltningsmodellen er ikke implementert og løst i dette arbeidet, da en stor del av data for priser, volum og sannsynligheter som kreves av modellen er konfidensielt. Verdien aggregator tilfører husstanden utover det den selv kan tjene gjennom laststyring er derfor ikke kvantifisert. Forfatterne har likevel ønsket å gi et anslag på størrelsesordenen av denne verdien. Det er derfor analysert hvor ofte prisene i de øvrige markedene ligger over spotpris. Det er i disse timene aggregator kan tilføre ekstra verdi, ettersom enkeltkunden kun har benyttet seg av spotprisvariasjoner. Det er ikke sett på prisene for primærresERVE, da kostnadene ved primærresERVE ikke kan sammenlignes direkte med kostnadene ved salg i Elspot. Prisene kan dermed heller ikke sammenlignes direkte. Tabell 14 oppsummerer priser og volum i Elspot, RKOM, RKM og Elbas i NO3, 2011. Leseren minnes på at RKOM har begrenset sesong til vinterhalvåret.

	RKOM⁵	RKM⁶	Elbas	Elspot⁷
Andel timer med høyest pris	4 %	7 %	2 %	87 %
Andel timer med pris høyere enn spotpris	11 %	11 %	2 %	-
Totalt volum i markedet, [MWh]	7532	40 815	4 130	8 894 787
Andel timer med aktivitet i markedet	-	11 %	4 %	100 %
Gjennomsnittlig pris, [€/MWh]	97	432	360	371

Tabell 14: Markedsinformasjon

For å sammenligne priser og gevinstmuligheter i de alternative markedene til Elspot, må det tas hensyn til hvor ofte disse markedene benyttes. RK-opp prisen er definert til å være høyere enn spotpris i timer med aktivering. Volum innbudt i RKM aktiveres allikevel i kun 11 % av timene. Dersom volum ikke selges i Elspot, men innmeldes i RKM i stedet, vil det kreves et premium i RK-prisen for å kun bli kompensert i 11 % av timene hvor aktivering skjer. Da utkobling av kunders forbruk kun vil skje ved aktivering, vil det da kun påløpe kostnader for aggregator i 11 % av timene. RK-prisen lå i gjennomsnitt 30,4 % over spotprisen i timene hvor aktivering forekom. Den stokastiske modellen ville gitt et svar på om denne prisforskjellen er høy nok til at aggregator vil holde tilbake volum i Elspot og bære risikoen for å ikke få aktivert innbudt volum i RKM.

Tabellen viser at gjennomsnittsprisen i RKOM er nokså lav. Dette kommer av at opsjonspremien utbetales for alle timer, uavhengig av aktivering. Det er altså bare 11 % av timene hvor utkobling vil skje og i de resterende 89 % timene vil aggregator motta opsjonspremie uten at det påløper noen kostnader. Om opsjonsprisen er høy nok til at aggregator vil velge å holde av volum i RKOM i en uke av gangen, vil resultater fra forvaltningsmodellen svare på.

Elbas ble kun benyttet i 4 % av timene i 2011. Elbasprisen var høyere enn spotprisen i halvparten av disse timene. Per i dag er altså ikke Elbas et marked som synes å være spesielt attraktivt for kraftsalg.

Til sammen lå prisene i RKOM, RKM og Elbas høyere enn spotpris i 13 % av timene i løpet av 2011. I disse timene lå den høyeste av prisene i gjennomsnitt 32 % over spotpris. I praksis vil det si at aggregator kunne solgt kraft til 32 % høyere pris enn i Elspot i 13 % av timene i 2011. Dette ville tilsvart optimal allokering uten hensyn til

⁵ Det er beregnet en gjennomsnittlig RKOM pris per time, som består av opsjonspremie i tillegg til RK-pris i timer med aktivitet i RKM. Prisene gjelder for RKOM-uke, område NO3.

⁶ I timer med aktivering av oppreguleringskraft.

⁷ I timer med salg i NO3.

forpliktelsesperioder eller kostnader. Det viser allikevel et tydelig potensiale for økt inntekt ved handel i marked utover Elspot. Tidligere, i avsnitt 9.1.3.5, ble det diskutert en forventet økt i aktivitet i balansemarkedene og på Elbas. Med økt tilbud og etterspørsel på disse markedene vil aktiveringssannsynlighet, priser og budgivningsstrategier endres og aggregators gevinstpotensial vil kunne tilta. Samlet gir dette grunn til å tro at en aggregator kan øke incentivene til forbrukerfleksibilitet hos sluttkunden gjennom profittmaksimerende kraftforvaltning.

13. Videre arbeid

Forvaltningsmodellen er ikke implementert med nødvendige data for priser og volum fra de ulike kraftmarkedene. Store deler av datagrunnlaget er konfidensielt og kun tilgjengelig for TSO, Statnett. Ved et videre arbeid hadde det åpenbart vært interessant å skaffe denne markedsinformasjonen for å undersøke hvordan modellen hadde allokert kraft for å maksimere profitt. Forfatterne aner flere imperfeksjoner i kraftmarkedet med hensyn på hvor det er mest gunstig å investere kontra hva som sikrer forsynings-sikkerheten til samfunnet. En konkret hypotese er at det er mer gunstig å handle på RKM enn i Elbas. Elbas skal i utgangspunktet gi aktørene incentiv til å rette opp ubalanse før driftstimen for å sikre forsynings-sikkerhet. Signaler forfatterne har mottatt fra ulike markedsaktører bygger opp under antagelsen om at dette ikke er tilfellet i dag. Hypotesen ville vært svært interessant å teste med reelle historiske data for aktiveringssannsynlighet, priser og volum i de to markedene.

Som nevnt i kapittel 9 er det flere marked og finansielle papirer tilgjengelig for aggregatoren i tillegg til de seks markedene inkludert i forvaltningsmodellen. I et videre arbeid ville det vært av interesse å utvide modellens horisont til å kunne inkludere flere av disse, for eksempel opsjoner, futures, forwards, ENOP og RKOM-sesong. På denne måten ville modellen kunne fanget opp dynamikken mellom finansielle og fysiske instrumenter. Å inkludere flere markedsmuligheter ville likevel økt kompleksiteten og størrelsen på modellen betraktelig. Scenarioreduksjon og dekomponering ville derfor vært avgjørende for å kunne benytte modellen, som beskrevet i avsnitt 12.3 og 12.4.

I denne diplomoppgaven er det fokusert på as-is markedet og aggregators muligheter i dette. Flere aktive aggregatorer og utvidet forbrukerfleksibilitet vil likevel påvirke markedet. For eksempel kunne økt konkurranse i de ulike markedene presse prisene nedover og redusert marginene ved forvaltning av fleksibilitet. I tillegg ble det nevnt prisutjevning som følge av økt priselastisitet i første del av oppgaven. Denne type mekanismer er det ikke tatt hensyn til her, men utvikling og endring av markedet vil likevel påvirke aggregators økonomiske potensial. Forskning på mulige markedsutfall for fremtiden er dermed gjenstand for videre arbeid.

Aggregatoren er tidligere definert til å tilby tre ulike tjenester; kjøp av kraft, laststyring og kraftforvaltning. Da kjøp av kraft representerer dagens leverandørrolle er det fokusert på de to andre, nye tjenestene her. Det er utviklet optimeringsmodeller som tilrettelegger for laststyring og kraftforvaltning, hver for seg. Årsaken til at disse ikke er kombinert i dette arbeidet er fordi det har vært ønsket å kunne identifisere den økte verdien aggregator kan tilby ved å koble *flere kunder sammen*. Laststyring kan kunden i praksis gjøre *uten* aggregator. Ved å legge til laststyring i forvaltningsmodellen ville det blitt oppfattet som støy i denne analysen. Ved videre arbeid ville det allikevel være av interesse å kombinere disse to, i tillegg til å inkludere en optimeringsmodell for kjøp av kraft. En modell for kraftkjøp kunne minimert kostnader ved kjøp av kraft til kundene i tillegg til å minimere ubalanse. Kombinert, ville tre slike optimeringsmodeller utgjort et komplett beslutningsverktøy for en aggregator.

14. Konklusjon

Hovedformålet med diplomoppgaven har vært å identifisere verdiene en aggregator kan tilføre kraftforbrukere i et marked med Smart Grid. Det har også vært et mål å tilrettelegge for denne verdiskapningen gjennom teknisk-økonomiske løsninger. Aggregatoren tilbyr tre ulike tjenester; levering av kraft, styring av forbrukslaster samt forvaltning av fleksibilitet i ulike kraftmarkeder. Da levering av kraft tilsvarende tradisjonelle leverandørtjenester ble det ikke fokusert på kraftlevering. I første del av oppgaven ble det presentert en laststyringsmodell for en enkelt husstand. Laststyring kan enkeltkunden engasjere seg i selv, eller la en aggregator kontrollere. Modellen som ble utviklet baserer seg på deterministisk optimeringsteknikk. Gjennom å flytte oppvarming av varmtvannstank, samt tidvis koble ut panelovner og varmekabler ble potensielle besparelser gjennom ett år kvantifisert. Det ble benyttet kundedata fra NTE, i tillegg til en rekke antagelser om kundens restriksjoner for utkobling og lastflytting. Resultatene fra modellen viste en redusert strømregning på om lag 1200 kr for husstanden i Nord-Trøndelag. Medregnet avsavnskostnader ved utkobling er netto-besparelsen kun på omtrent 200 kr. Hvor høyt kundene vil prissette reduksjon av forbruk vil dermed ha stor betydning for hvor mye last som kan reduseres i tillegg til hvordan kundene verdsetter gevinsten ved laststyringen. Lastflytting av varmtvannstanken sto for 55 % av besparelsene, mens utkobling av panelovn og varmekabler sto for de resterende 45 %. Nettogevinsten er for liten i seg selv til at det er realistisk å anta at norske husstander vil engasjere seg i laststyring med mindre gevinstpotensialet ved laststyringen øker. Modellen ble så testet med tyske spotpriser, som er generelt høyere og mer varierende enn de norske. Dette resulterte i 75 % større besparelse med samme forbruksdata. Prisvariasjoner og -nivå har med andre ord mye å si for incentivet husstander får til laststyring.

I andre del av oppgaven ble det fokusert på aggregators forvaltning av kraft på vegne av en større kundegruppe. Det ble undersøkt om tilknytning til en aggregator kan gi sluttkunden økt verdi i forhold til laststyring på egne vegne. Gjennom aggregering og styring vil en aggregator kunne allokere aggregert fleksibilitet fra sluttkundene i flere ulike kraftmarkeder. Til dette formål ble det utviklet en stokastisk optimeringsmodell. Modellen forvalter en gitt mengde fleksibilitet med hensyn på å maksimere profitt og fungerer som et beslutningsverktøy for aggregatoren. Horisonten for kraftlevering ble satt til én uke for ikke å gjøre modellen uhandterlig stor. Etter en granskning av karakteristikken ved de ulike reserve-, plan- og driftsmerkene ble seks egnede markeder valgt ut til kraftallokeringen; RKOM-uke, primærreguleringens uke- og døgnmarked, Elspot, Elbas og RKM. Målfunksjonen maksimerer inntekter fra de ulike merkene og trekker fra kostnadene forbundet med kraftsalget. Forvaltningsbeslutninger må tas før det er gitt informasjon om priser og volum i de ulike merkene. Informasjons- og beslutningsmønsteret tvinger frem en seksstegs stokastisk modell med 11 usikre parametere. Problemet blir stort selv i optimeringsøyemed. Det er derfor anbefalt å benytte Benders dekomponeringsmetode og slik dele problemet inn i subtrær for den enkelte time. Det er i tillegg bevist korrelasjon mellom flere av de stokastiske parametere som muliggjør reduksjon av antall scenarier i modellen. Forvaltningsmodellen kan gi dagens aktører et konkurransefortrinn, ettersom en slik type modell til nå ikke har vært tilgjengelig for aktører på forbrukssiden. Modellen har ikke blitt implementert og testet grunnet mangelfullt datagrunnlag. Det er derfor ikke blitt mulig å kvantifisere det økte incentivet aggregatoren kan gi kundene til å bli forbruksfleksible. Det er likevel gjort en analyse av prisene i de ulike merkene som er tilgjengelig.

Analysen viser at sluttkundene *kan* øke sin gevinst fra laststyring gjennom å la en aggregator ta hånd om både laststyringen og forvaltningen av fleksibiliteten som reduseres. Aggregatoren kan dermed bidra til at kundenes incentiver til å reagere på pris vil øke. Økt elasticitet på forbrukssiden er en grunnantagelse for implementering av Smart Grid.

15. Bibliografi

- Braathen, C., 2012. *OSO* [Intervju] (1 Februar 2012).
- Conejo, A. J., Modales, J. M. & Baringo, L., 2010. *Real-Time Demand Response Model*, s.l.: University Castilla-La Mancha.
- Dybdal, A., 2012. *ENOP* [Intervju] (18 April 2012).
- Fleten, S. E. & Faria, E., 2009. *Day-ahead marked bidding for a Nordic hydropower producer: taking Elbas into account*, s.l.: Springer.
- Gams, u.d. *SCENRED*. [Internett]
Available at: <http://www.gams.com/dd/docs/solvers/scenred.pdf>
[Funnet 22 Mai 2012].
- Gatsis, N. & Giannakis, G. B., 2011. *Cooperative Multi-Residence*, Minneapolis: University of Minnesota, Minneapolis, MN.
- Hafslund, 2012. *Dette bruker vi strømmen på*. [Internett]
Available at: http://www.hafslund.no/privat/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=652
[Funnet 21 Mai 2012].
- Hafslund, 2012. *Strømsparing*. [Online]
Available at: http://www.hafslund.no/privat/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=652
[Accessed 23 April 2012].
- Higle, J. L., 2005. *Stochastic Programming: Optimization When Uncertainty Matters*, Tucson, Arizona: INFORMS.
- Hoff, B. A., 2012. *Statnett* [Intervju] (26 April 2012).
- Hystad, J., 2012. *Statnett* [Intervju] (9 April 2012).
- Landmark, V. F. & Lervik, V., 2011. *Økonomisk potensial ved Smart Grid*, Trondheim: NTNU.
- Langøygard, J., 2012. *Mailutveksling vedrørende prisprognoser*, Steinkjer: s.n.
- Lien, T., 2012. *Mailutveksling*, Oslo: s.n.
- Louveaux, F. & Birge, J. R., 1997. *Introduction to Stochastic Programming*. New York: Springer.
- Lundgren, J., Rønneqvist, M. & Værbrand, P., 2010. *Optimization*. Lund: Studentlitteratur.
- Markedskraft, u.d. *Nordic Power Market*. [Internett]
Available at: <http://www.markedskraft.com/no/Startsiden/Tjenester/Nordic-Marked/Nordic-Power-Market/>
[Funnet 24 April 2012].
- NASDAQ, 2011. *Contract Specification: Nordic Power option contracts*. [Internett]
Available at:
http://www.nasdaqomxcommodities.com/digitalAssets/74/74556_contractspecificationoption.pdf
[Funnet 24 April 2012].
- NASDAQ, u.d. *Forwards*. [Internett]
Available at:
<http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/productspecification/power/forwar>

ds/

[Funnet 24 April 2012].

NASDAQ, u.d. *Futures*. [Internett]

Available at:

<http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/productspecification/power/futures/>

[Funnet 24 April 2012].

NASDAQ, u.d. *Product Specification*. [Internett]

Available at: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/productspecification/>

[Funnet 24 April 2012].

Nilssen, G. & Walther, B., 2011. *Statnett*. [Internett]

Available at:

<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraftopsjoner/Market-based%20Power%20Reserves%20Acquirement.pdf>

[Funnet 23 April 2012].

Nord Pool Spot, 2009. *Elbas- praktisk gjennomgang*. [Internett]

Available at: [http://dok.ebl-](http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2009/Engrosmarked/Randen.pdf)

[kompetanse.no/Foredrag/2009/Engrosmarked/Randen.pdf](http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2009/Engrosmarked/Randen.pdf)

[Funnet 24 April 2012].

Nord Pool Spot, 2012. *FTP serveren*, Oslo: s.n.

Nord Pool, 2010. *Trade at Nord Pools Financial Market*. [Internett]

Available at:

http://www.nasdaqomxcommodities.com/digitalAssets/69/69445_tradenordpoolfinancialmarket.pdf

[Funnet 24 April 2012].

Nyland, S., 2012. *SKM Market Predictor AS* [Intervju] (14 Mai 2012).

O'Connell, N., 2012. *Master thesis* [Intervju] (21 Mars 2012).

Pettersen, J. E., 2010. *Forebygging av legionellasmitte- en veiledning, 2. utgave, s.l.: Nasjonalt folkehelseinstitutt*.

Rastegard, M., Fotuhi-Firuzabad, M. & Aminifar, F., 2012. *Load commitment in a smart home*, Iran: Elsevier Ltd.

Refvik, E. & Djupvik, H., 2010. *Opsjoner i kraftmarkedet*, Bergen: NHH.

Regjeringen, 2008. *Kraftmarkedet*. [Internett]

Available at:

http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/EVfakta08/Evfakta08_kap07_no.pdf

[Funnet 24 April 2012].

Raaen, J. A., 2012. [Intervju] (8 Mars 2012).

Raaen, J. A. & Hyde, V., 2012. *Elbas*. [Lyddopptak].

Schultz, R. & Carøe, C. . C., 1999. Dual decomposition in stochastic integer programming . I: *Operations Research Letters*. s.l.:Elsevier, p. 37–45.

- Sintef, 2010. *Xergi 2010*. [Online]
Available at: <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2010/Nr-1---juni1/Engelskmann-for-ett-ar-2211/>
[Accessed 23 April 2012].
- SPSS, 1999. *hstathome*. [Internett]
Available at:
<http://www.hstathome.com/tjziyuan/SPSS%20for%20beginner%20428pages.pdf>
[Funnet 22 Mai 2012].
- SSB, 2011. *Husenergi*. [Online]
Available at: <http://www.ssb.no/emner/01/03/10/husenergi/tab-2011-04-19-09.html>
[Accessed 23 April 2012].
- Statnett, 2010. *Nyhetsarkiv*. [Internett]
Available at: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv--2010/Ny-kabelforbindelse-mellom-Norge-og-Danmark-/>
[Funnet 23 April 2012].
- Statnett, 2011. *Energiopsjoner*. [Internett]
Available at:
http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Energiopsjoner/110429_ENOP_eva_lueringsrapport_2010%20hele%20dokumentet.pdf
[Funnet 23 April 2012].
- Statnett, 2011. *Energiopsjoner*. [Internett]
Available at:
[http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Energiopsjoner/2_Standardvilk%C3%A5r%20ENOP%20\(110617\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Energiopsjoner/2_Standardvilk%C3%A5r%20ENOP%20(110617).pdf)
[Funnet 23 April 2012].
- Statnett, 2011. *Primærregulering*. [Internett]
Available at: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Hva-er-balansetjenester/Regulerkraftopsjoner/>
[Funnet 20 April 2012].
- Statnett, 2011. *Regulerkraftopsjoner*. [Internett]
Available at:
http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraftopsjoner/RKOM%20VILK%C3%85R_1%2010%202011.pdf
[Funnet 23 April 2012].
- Sæle, H., 2012. *Forbrukerfleks* [Intervju] (15 Februar 2012).
- Taskin, Z. C., 2010. Benders Decomposition. I: J. J. Cochran, red. *Encyclopedia of Operations Research and Management Science*. Istanbul: Wiley.
- Tellefsen, T., 2011. *Statnett*. [Internett]
Available at:
http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/Energioppsjoner%20i%20forbruk/1_Budnvtasjon.pdf
[Funnet 23 April 2012].
- Wang, P. et al., 2010. *Demand Side Load Management of Smart Grids*, Singapore: Nanyang Technological University.

Xiong, G., Chen, C. & Kishore, S., 2011. *Smart (In-home) Power Scheduling for Demand*, s.l.: Pennsylvania State University.

16. Vedlegg

16.1. Deterministisk ekvivalent forvaltningsmodell

Mengder og indekser som benyttes i den deterministiske modellen er like som i den stokastiske. I en deterministisk modell vil priser være kjent og det er dermed overflødig å eksplisitt modellere budkurver som sendes inn. Målfunksjonen vil bestå av samme ledd som i den stokastiske modellen.

$$\max \theta = I_{Ukemarked} + I_{RKOM} + I_{Elspot} + I_{Døgnmarked} + I_{Elbas} + I_{RKM} - C_{Primær} - C_{Utkobling}$$

$$I_{Ukemarked} = \kappa b + \sum_{t \in T} (\beta_t^{opp} \delta_t^- + (\pi_t^s - \beta_t^{ned}) \delta_t^+) \cdot b$$

$$I_{RKOM} = \gamma d$$

$$I_{Elspot} = \sum_{t \in T} \pi_t f_t$$

$$I_{Døgnmarked} = \sum_{t \in T} (\tau_t h_t + \beta_t^{opp} \delta_t^- h_t + (\pi_t^s - \beta_t^{ned}) \delta_t^+ h_t)$$

$$I_{Elbas} = \sum_{t \in T} \alpha_t l_t$$

$$I_{RKM} = \sum_{t \in T} \beta_t^{opp} m_t$$

Kostnadene i målfunksjonen blir beregnet som følger, med tilhørende begrensninger

$$C_{Utkobling} = \sum_{t \in T} \sum_{v \in V} MC_{tv} j_{tv}$$

$$j_{tv} \leq \frac{Fleks_t}{V} \quad t \in T, v \in V$$

$$\sum_{v \in V} j_{tv} = m_t + f_t + l_t \quad t \in T$$

$$C_{Primær} = \sum_{t \in T} \sum_{w \in W} CP_{tw} i_{tw}$$

$$i_{tw} \leq \frac{Fleks_t}{W} \quad t \in T, w \in W$$

$$\sum_{w \in W} i_{tw} = b + h_t \quad t \in T$$

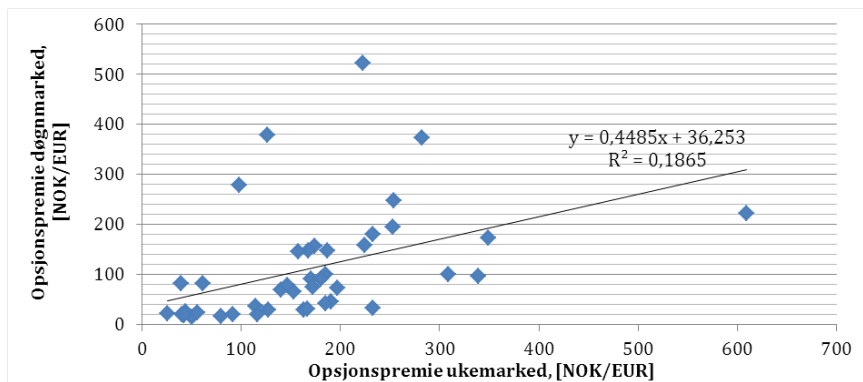
Solgt volum må begrenses til å ligge innenfor fleksibiliteten tilgjengelig for den enkelte time. Ettersom informasjon om tilslag antas kjent i en deterministisk modell vil det ikke være nødvendig å begrense maksimalt innbudt volum i ulike marked, kun tilslaget.

Kapasitetsbegrensningen blir som følger

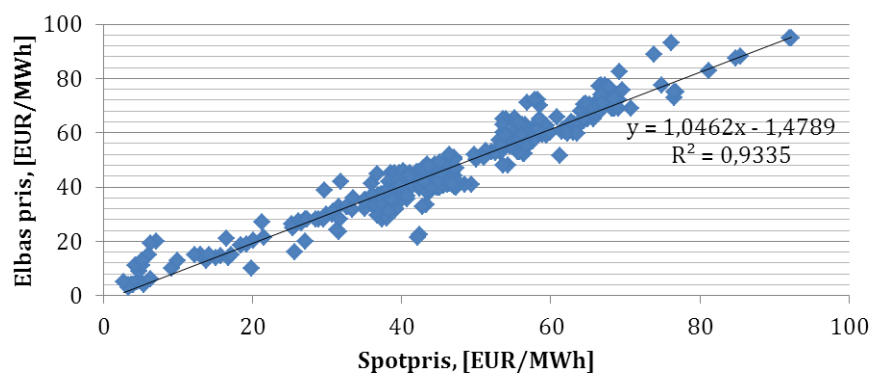
$$Fleks_t \geq b + d + f_t + h_t + m_t + l_t \quad t \in T$$

16.2. Regresjonsanalyser

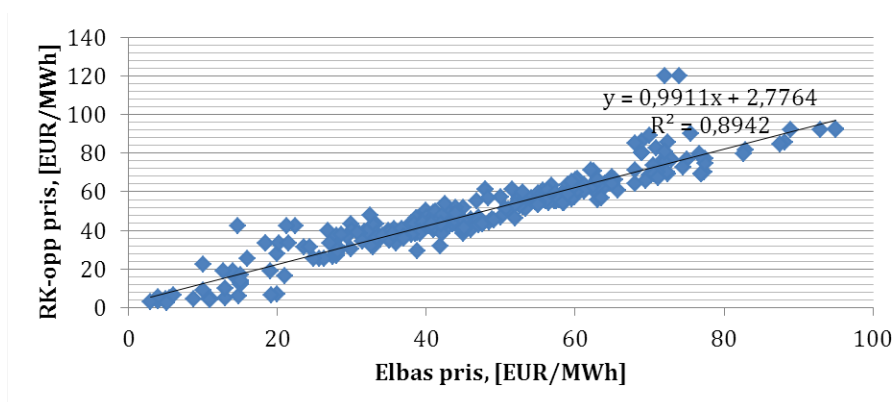
Regresjonsplot mellom primærmarked opsjonspris, uke- og døgn:



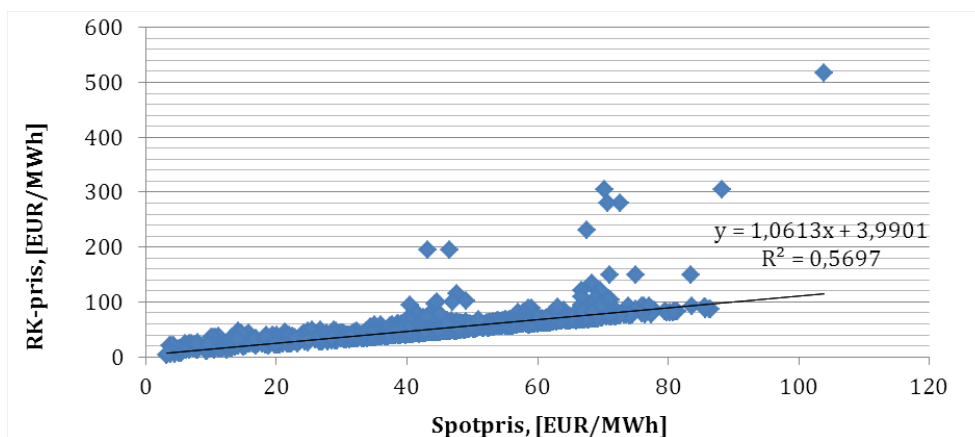
Regresjonsplot mellom Elbaspris og Elspotpris:



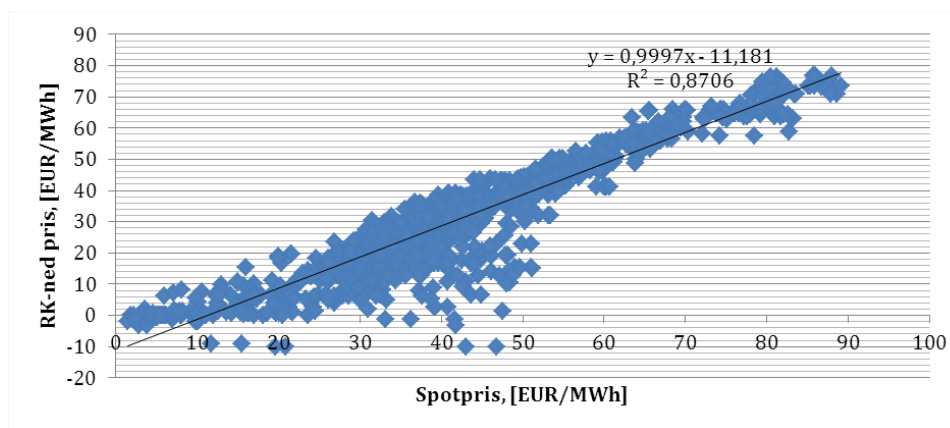
Regresjonsplot mellom RK-opp pris og Elbaspris:



Regresjonsplot mellom RK-opp pris og Elspotpris:



Regresjonsplot mellom RK-nedpris og spotpris:



Regresjonsplot mellom Elspotpris og RKOM opsjonspremie:

