

Optimale bud for en vindkraftpark

Kristian Wiik Ravnaas

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2009
Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Oppgavetekst

Høsten 2008 satte TrønderEnergi i drift vindparken på Bessakerfjellet, bestående av 25 vindmøller og med en total ytelse på 57,5 MW. For en vindpark på denne størrelsen er det viktig at budgivning i Elspot er slik at de totale forventede inntekter maksimaliseres, tatt hensyn til regulerkraftkostnader. Målet med oppgaven er å utvikle og implementere en algoritme for å finne optimale bud i Elspot for denne vindparken, og teste den.

- A. Lag en modell som beskriver produksjonen i vindparken som funksjon av vindprognosen, tatt hensyn til at produksjonen i vindparken er forskjellig fra produksjonen fra 25 enkeltmøller.
- B. Den forannevnte modellen skal eksplisitt ta hensyn til at produksjonen kan gå ned til null ved svært høye vindhastigheter.
- C. Lag en modell som beskriver usikkerheten i regulerkraftprisene
- D. På basis av modellene for vindprognosen og regulerkraftprisene, utvikle en algoritme for å finne optimalt bud i Elspot.
- E. Algoritmen skal implementeres i et hensiktsmessig verktøy.
- F. Algoritmen skal testes, og det fokuseres spesielt på forbedringer som oppnås i forhold til dagens metoder.

Oppgaven gitt: 28. januar 2009

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Forord

Målet med denne oppgaven er å utvikle, implementere og teste en algoritme for optimale bud i Elspot for Bessakerfjellet vindpark.

Oppgaven er den avsluttende delen av sivilingeniørutdanningen ved NTNU og er gjennomført ved institutt for elkraftteknikk. Den bygger på prosjektoppgaven ”Samspill mellom vind- og vannkraft i et kortsiktig perspektiv” utarbeidet av undertegnede høsten 2008.

Prosjektoppgaven og litteratur knyttet til denne vil også inngå i denne oppgaven.

Jeg vil få takke professor Gerard Doorman for hjelp til utvikling av optimeringsalgoritmen og for råd og bidrag jeg har fått i arbeidet med både prosjektoppgave og masteroppgave.

Jeg vil også få takke PhD-student Hossein Farahmand for all hjelp og støtte jeg har fått i prosessen med implementering av modeller og algoritme.

Bak enhver stor mann står det en sterk kvinne

Sammendrag

Formålet med denne masteroppgaven er å utvikle, implementere og teste en algoritme for optimale bud i Elspot for en gitt vindkraftpark.

Bakgrunnen for dette er innføring av nytt prissystem for balanseavregning i regulerkraftmarkedet (RKM). Denne regelendringen fjerner merinntektsleddet for ubalanser og har som hensikt å gi Statnett bedre oversikt over forventet produksjon i driftsdøgnet. Dette forventes å få særskilt innvirkning for passive produsenter da disse vanligvis har de største ubalansene mellom meldt og faktisk levert effekt.

RKM blir dermed bestående av to forskjellige prissystemer, 1-pris og 2-pris. I 1-pris blir ubalanser gjort opp til regulerkraftpris, såfremt det har vært foretatt en aktiv regulering fra Statnett. For å bli beregnet i 1-pris må produsenten være aktivt regulert. Forbrukere får alltid 1-pris. I 2-pris kan ubalansen bli gjort opp til enten spotpris eller regulerkraftpris. Dersom produsentens balanse støtter systemets reguleringstilstand blir ubalansen gjort opp til spotpris. Er ubalansen i mot systemets reguleringstilstand blir regulerkraftpris gjeldene, hvilket vil føre til en merkostnad i forhold til om ubalansen hadde vært gjort opp i Elspot. 2-pris blir kun gjeldende for passive ubalanser. Med dette menes ubalanser som ikke er meldt inn til Statnett. Produsenter med uregulerbar produksjon kan overføre ubalansen sin fra 2-pris til 1-pris ved å oppdatere produksjonsbalansen sin.

For å finne optimale bud må RKM og effekten fra vindparken modelleres. I modelleringen av RKM opprettes en rekke scenarioer med regulerkraftpris. For vindkraftmodellen blir vindeffekten beregnet som en funksjon av vindprognosen og utfallsrommet til effekten blir representert med scenarioer. Volumet til det optimale budet blir beregnet ved hjelp av en optimeringsalgoritme. Denne algoritmen er forskjellig for hvert prissystem.

De resulterende optimale volumene er avhengige av hvilket prissystem eventuelle ubalanser avregnes i. Optimale bud for 1-pris vil finnes på ytterpunktene, 0 % og 100 %, av tilgjengelig kapasitet. Optimale bud for 2-pris vil være i samme størrelsesorden som prognosert vind. Modellerte priser i RKM viser seg å spille en stor rolle for nivået til det optimale budet, både for 1-pris og for 2-pris.

Ut ifra resultatene av optimale bud kan det konkluderes med at det nye regulerkraftregimet til Statnett fungerer etter hensikten.

For et utvalg av dager vil det optimale budet prestere bedre netto kontantstrøm enn et referansebud, når faktiske data tas hensyn til.

Innholdsfortegnelse

1	INNLEDNING	1
2	HOVEDDEL	2
2.1	ANTAKELSER, FORUTSETNINGER OG BAKGRUNN	2
2.2	VINDKRAFT	3
2.2.1	<i>Innledning</i>	<i>3</i>
2.2.2	<i>Hastighet til effekt</i>	<i>4</i>
2.2.3	<i>Vindretninger</i>	<i>8</i>
2.2.4	<i>Prognosegrunnlag.....</i>	<i>11</i>
2.2.5	<i>Prognosefeil ved å benytte ARMA (1,1)</i>	<i>13</i>
2.2.6	<i>Opprettelse av scenarioer</i>	<i>16</i>
2.2.7	<i>Resulterende vindkraftscenarioer.....</i>	<i>18</i>
2.3	REGULERKRAFT	19
2.3.1	<i>Innledning og presentasjon av regulerkraftmodell</i>	<i>19</i>
2.3.2	<i>Langsiktig analyse.....</i>	<i>21</i>
2.3.3	<i>Kortsiktig analyse.....</i>	<i>24</i>
2.3.4	<i>Opprettelse av scenarioer</i>	<i>31</i>
2.3.5	<i>Ulemper med RK-modellen</i>	<i>34</i>
2.3.6	<i>Valg av prisområde</i>	<i>34</i>
2.3.7	<i>Resulterende regulerkraftscenarioer.....</i>	<i>37</i>
2.4	OPTIMALT BUD	38
2.4.1	<i>Optimeringsalgoritme</i>	<i>38</i>
2.4.2	<i>Effektbegrensning på vindscenarioer</i>	<i>40</i>
2.4.3	<i>Optimering i praksis.....</i>	<i>40</i>
3	RESULTATER.....	41
3.1	OPTIMALE BUDS VOLUM I 1-PRIS OG 2-PRIS	41
3.2	SIMULERTE OG FAKTISKE INNTJENINGER OG FORBEDRINGER.....	43
4	DISKUSJON	49
4.1	FORVENTEDE RESULTATER	49
4.1.1	<i>Volum</i>	<i>49</i>
4.1.2	<i>Inntjening</i>	<i>54</i>
4.2	FØLSOMHETSANALYSE	56
4.3	OPTIMERINGSMETODE	60
4.4	HVORFOR MAN FÅR RK-PRIS LAVERE ENN SPOTPRIS I EN OPPREGULERINGSTIME	60
4.5	TREFF MELLOM PROGNOSE, SCENARIO OG FAKTISK VIND	62
4.6	TREFF MELLOM FAKTISKE RK-PRISER OG SIMULERTE PRISER	64
4.7	95 % KONFIDENSINTERVALL.....	66

4.8	REDUSERE PROGNOSEAVVIKET	67
4.9	RISIKOHÅNDTERING	68
5	KONKLUSJON	70
6	FORSLAG TIL VIDERE ARBEID	71
7	REFERANSELISTE	72
7.1	REFERANSER.....	72
7.2	INTERNETTREFERANSER	72
VEDLEGG		73

1 Innledning

Denne oppgaven har som mål å utvikle, implementere og teste en algoritme for optimale bud i Elspot for Bessakerfjellet vindkraftpark.

Optimeringsalgoritmen fra [5] blir videreutviklet og implementert i Matlab. For å gjøre dette beskrives regulerkraftmarkedet og vindkraft.

Oppgavens hoveddel består av tre deler:

- I del 1 blir det gjort rede for vindkraftmodellen som blir brukt i denne oppgaven. Denne beskriver produksjon i hele parken som funksjon av vindhastighet. Egenskaper ved Bessakerfjellet vindpark blir belyst og kommentert.
- Del 2 beskriver hvordan RKM modelleres. Denne modellen beskriver usikkerhet i RKM og består av en kortsiktig og en langsiktig statistisk analyse.
- Optimeringsalgoritmen benyttet i denne oppgaven blir presentert og forklart i del 3. Scenarier fra både vindkraftmodellen og regulerkraftmodellen er input til denne.

Optimeringsalgoritmen benytter scenarier fra både vindkraftmodellen og regulerkraftmodellen for å finne optimalt bud. Kapittel 3 presenterer resultater fra testingen av de implementerte modellene. Denne testingen er også gjennomført i Matlab. Resultater for budvolum og inntjening vises ved hjelp av tabeller og grafer.

I kapittel 4 diskuteres resultatene. De faktiske resultatene blir sammenlignet med forventninger fra før arbeidet startet. De forskjellige resultatene blir kommentert og gjort rede for.

Konklusjonen blir gjort opp i kapittel 5 og forslag til videre arbeid presentert i kapittel 6. Spesielt fremheves viktigheten med å bedre modellere RKM og forbedre vindprognoser.

Det gjøres oppmerksom på at [5] fungerer som et forprosjekt til denne masteroppgaven. De fleste referansene i [5] inngår som en del av kunnskapsbasen for masteroppgaven og blir ikke referert til med mindre de er direkte brukt i teksten. I tillegg refereres det til nye referanser. Referanselisten finnes i kapittel 7.

Sist i oppgaven kommer litt utfyllende om statistiske definisjoner og funksjoner som er brukt. Dette finnes i vedlegg, samt i [6] og [9].

2 Hoveddel

2.1 Antakelser, forutsetninger og bakgrunn

Regulerkraftmarkedet (RKM), 1-pris og 2-pris

RKM er Statnetts verktøy til å opprettholde balansen mellom produksjon og forbruk i nåtid. Tilsvarende marked finnes for andre TSOer i Nordel. Hovedformålet med disse balansemarkedene er å få optimal ressursutnyttelse ved å alltid benytte billigste reguleringsressurs ved ubalanser. Med dette i mente, samt formål og oppbygning til de nordiske markedene for fysisk effektlevering, vil en optimalisering av produksjonsporteføljen for en produsent med både vann- og vindkraft best gjøres når de to forskjellige energikildene optimeres separat. Mer utfyllende om dette i [5].

Fra og med 2009 vil det komme et nytt prissystem i RKM, 2-pris. Dette legger opp til at dersom en aktør støtter opp om systemets reguleringstilstand skal han betale spotpris for sin ubalanse. Dersom ubalansen hans derimot er i mot totalsystemets reguleringsretning straffes aktøren med en regulerkraftpris (RK-pris) som er mindre gunstig enn spotprisen. Det opprinnelige 1-prissystemet gjør opp alle ubalanser til RK-pris, hvilket betyr at prisen på ubalansen kan være både høyere og lavere enn spotprisen. Dermed forstås det at 2-pris er som 1-pris uten mulighet for merinntekt i forhold til Elspot. RKM 2-pris omtales derfor som et "usymmetrisk" marked.

Statnetts formål og hensikt med innføring av 2-pris var å få bedre informasjon om forventet produksjon i driftsdøgnet. Passive produsenter, så som vind- og småkraft, har stor usikkerhet i prognosene, og dermed også mye ubalanser. Dette er spesielt fremtredende for vindkraft. Passive ubalanser blir gjort opp under 2-pris dersom ikke oppdateringer på forventet produksjon er meldt inn til Statnett innen 45 min før driftstimen. Er de det vil ubalansene bli gjort opp under 1-pris. For passive produsenter vil det derfor være et incentiv å tilkjennegi forventet produksjon til Statnett for å på den måten avregnes under 1-pris og dermed muliggjøre merinntekt i RKM fremfor et utelukkende kostnadspreget 2-prissystem.

Tidsuavhengig

Vind har ingen alternativkostnad på samme måte som vann av den grunn at vind ikke kan lagres fra den ene timen til den andre. En vindprodusent må produsere når det blåser. Med dette forstås det at optimal produksjon i en time ikke er avhengig av hva som skjer før og etter denne timen. Optimalt bud for en vindpark finnes da uavhengig for hver time og er kun avhengig av egenskaper for den gitte timen.

Volum

Ved anmelding av produksjonen til en vindpark vil det interessante i anmeldingen være volumet på budet. Prisen på volumet er av mindre viktighet, såfremt den er såpass lav at produsenten er sikker på å få tilslag på hele volumet, [5]. Grunnen for dette kan deles i to. Den ene delen er at marginalkostnaden for vindkraft er meget lav og nærmest ubetydelig i forhold til de kraftpriser vi ser i dag. Den andre grunnen er at vind, som kjent, ikke kan lagres for senere bruk og dermed må produseres når den er der. Dette fører til at "en hvilken som helst pris er en god pris". Prisbegrepet i budgivningen av vindkraft blir derfor ubetydelig i forhold til anmelding og optimering. Det vil dermed være underforstått i denne oppgaven at med optimalt bud menes *volumet* på det optimale budet.

Ifølge de rådende markedsreglene har en produsent ikke lov til å by annet enn forventet produksjon. Da dette er å anse som et forskningsprosjekt antas det at alle bud er tillatt. Den kommersielle nytten av en optimal budgivning vil derfor være at den skal fungere som en indikator på hvordan budet kan endres for å øke verdien på produksjonen.

2.2 Vindkraft

2.2.1 Innledning

Bessakerfjellet vindpark ligger langs kysten i Roan kommune i Sør-Trøndelag fylke. Parken eies av TrønderEnergi Kraft AS og inngår i deres produksjonsportefølje.

Bessakerfjellet er i dag utbygd med 25 vindturbiner á 2,3 MW. Disse er fra Enercon GmbH. Dette er turbiner med rotordiameter på 71 meter og en navhøyde som kan variere mellom 58 og 113 meter. Dette fører til et areal mot vinden på 3959 m². Ifølge Enercon er denne turbinen spesielt godt egnet for lokasjoner med høy vindhastighet, og cut-out vindhastigheten er oppgitt å være i intervallet 28 – 34 m/s.

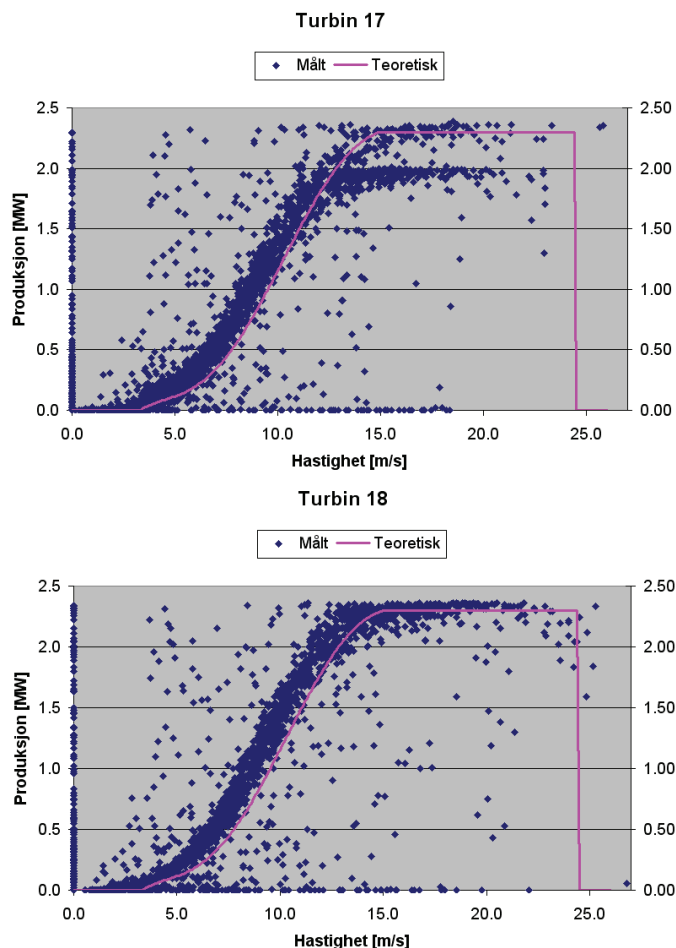
For Bessakerfjellet sin del medfører dette en samlet installasjon på 57.5 MW og oppgitt midlere årlig produksjon ligger på 176 GWh (mill. kWh). Bessakerfjellets geografiske plassering ga grunnlag for å anta gode vindforhold, [I3]. For mer informasjon om Bessakerfjellet henvises det til [5] og [I3].

I denne oppgaven skal det etableres en modell som beskriver produksjonen i vindparken på Bessaker som funksjon av vindprognosen. Det skal tas hensyn til at produksjonen i parken kan gå ned til null ved svært høye vindhastigheter.

Arbeidet med å analysere vinddata er gjort i samarbeid med TE's vindgruppe. Vindgruppens mandat er å bedre vindkraftprognosene til parken, et arbeid som til en viss grad er beslektet med denne oppgaven. Mandatet til denne arbeidsgruppa er gjengitt i vedlegg. Mye av resultatene gjengitt under kapittel 2.2 stammer derfor fra dette arbeidet.

2.2.2 Hastighet til effekt

2.2.2.1 Effekt for enslig turbin



Figur 1. Figurene viser hvordan målte datapunkter stemmer overens med teoretisk tilpassede effektkurver. Kilde:[4]

målinger gjort på turbinene justert med en ukjent empirisk faktor av Enercon, [4]. Enercon har i en startfase driftsansvaret for turbinene på Bessakerfjellet. En annen forklaring er at vindhastigheter har en skjev fordeling (Weibullfordelt). Effekten, $P(u)$, ut fra en turbin er generelt gitt med vindhastigheten i tredjepotens, som vist i ligning (1.1).

$$(1.1) \quad P(u) = \rho A u^3 C_p(\beta, \lambda)$$

A:	Arealet rotorbladene utgjør mot vinden
$C_p(\beta, \lambda)$:	Virkningsgrad basert på rotorhastighet og pitch-angle
ρ :	Tettheten til luft
u :	Vindhastighet

Tabell 1. Tabellen forklarer parametrene i ligning (1.1)

Figur 1 viser hvordan målte effekter stemmer overens med teoretisk beregnet effekt. Timeverdier for målt vindhastighet blir plottet mot gjennomsnittlig avgitt effekt. I tillegg vises den teoretiske effektkurven for turbinen. Figur 1 viser dermed grafisk hvordan teoretisk og faktisk effekt samsvarer. Figuren viser at den faktiske produksjonen er høyere enn den forventede teoretiske produksjonen for vindhastigheter opp mot 14-15 m/s. Med dette forstås det at opplevde vindhastigheter er høyere enn målte. En forklaring på dette er at de vindmålingene som blir gjort er lavere enn den faktisk opplevde vinden. Dette kan være på grunn av at målingene er gjort på selve nacellen til turbinen, bak turbinbladene. Her er det naturlig at vinden er lavere siden turbinbladene allerede har hentet ut mesteparten av energien i vinden. Disse kan også skape kompliserte oscillerende strømningsbilder som bidrar ytterligere til å svekke kvaliteten på målingene. I tillegg til dette er

Denne ulineariteten gjør at timemiddelet til vindhastigheten ikke kan la seg direkte konvertere til timemiddel for vindeffekten ved å bruke den teoretiske grafen brukt i Figur 1. Grunnen for dette er at vindeffekten er avhengig av vindhastigheten i tredjepotens. Dermed blir vindhastighetens *forløp* over den aktuelle timen avgjørende for hvilke gjennomsnittlig vindeffekt som oppnås.

Dette misforholdet mellom teoretisk og målt effekt gjør at tilliten til måldataene svekkes.

Et annen interessant fenomen finnes på plottet for turbin 17 i Figur 1. En ser her at målte effekter danner to effektnivåer ved høyere vindhastigheter. Dette skyldes en produksjonsbegrensning på den aktuelle turbinen i et bestemt tidsrom. Varierende produksjonsbegrensning, sammen med varierende kvalitet på tilgjengelighetsdata, er med på å ytterligere svekke tilliten til måldataene.

Selve effektkurven er dannet på grunnlag av en rekke datapunkt fremskaffet fra VIVA (norsk testsenter for vindturbiner) via Trønder Energi. Disse datapunktene deles inn i tre deler og det blir foretatt en regresjonsanalyse på dem. De tre delene er:

- *Stigende* 3,4 m/s – 15,0 m/s
 - $y = 0,0021x^5 - 1,0923x^4 + 20,244x^3 - 159,98x^2 + 588,68x - 807,49$
- *Flat* 15,0 m/s – 21,6 m/s
 - $y = 2 \cdot 10^{-12}x + 1000$
- *Synkende* 21,6 m/s – 24,5 m/s
 - $y = 50,191x^2 - 2641,8x + 34608$

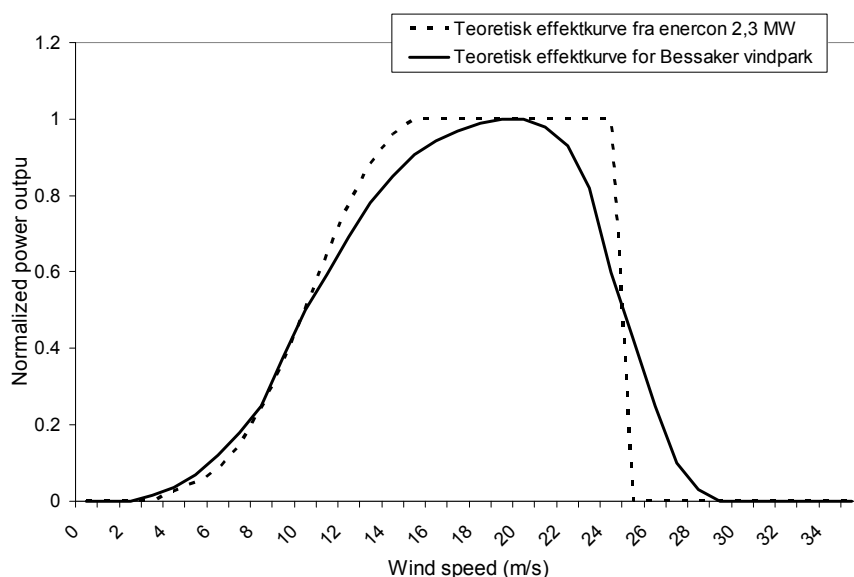
Her er y effekt i kW og x vindhastighet i m/s. Disse ligningene benyttes som effektkurve for en enkelt turbin.

Mer om hvordan den teoretiske effektkurven fremkommer er å finne i kapittel 6 i vedlegg.

2.2.2.2 Effekt for en hel park

Effektkurven for en park kan bli opprettet ved å foreta en regresjonsanalyse på plott av vindhastighet mot den totale vindeffekten ut fra parken. Ved å benytte pu-verdier kan antall tilgjengelige møller i parken multipliseres med kurven for å få en parkeffektkurve som tar høyde for varierende tilgjengelighet. Tilgjengelighet er ikke fulgt opp videre i denne oppgaven men foreslås som en del av videre arbeid.

I tilfellet Bessaker vil en her møte på to problemer. Det ene er at selve parken står relativt tett. På grunn av såkalte skyggeeffekter gjør dette at den opplevde vinden for de forskjellige turbinene vil være avhengig av vindretningen. Målte verdier for vindhastighet vil også påvirkes av dette, og følgelig er det stor spredning på målinger fra turbin til turbin innenfor hver time alt etter hvordan skyggeeffektene oppleves på den enkelte turbin. Det andre problemet er at historiske data for tilgjengelighet ikke er akseptable/til å stole på. Det blir derfor vanskelig å skalere målt effekt til pu-verdier for å gjennomføre regresjonen. En mulighet her vil selvsagt være å plote effektdata som ikke er korrigert for tilgjengelighet. På den måten vil en ta høyde for parkens tilgjengelighet i parkeffektkurven.



Figur 2. Figuren viser grafen benyttet til å omgjøre vindhastighet til vindeffekt for en park (heltrukket) og den teoretisk beregnede effektkurven for en Enercons 2,3 MW vindturbin (stiplet). Effekt er gitt i pu.

Figur 2 viser parkeffektkurven som blir benyttet i denne oppgaven. Denne er dannet på grunnlag av arbeid fra Christopher Greiner, [2], og sammenligning med samtidige data fra Bessaker, Figur 3. Med samtidige data menes datapar der det finnes målinger for både hastighet og effekt i samme timen. Figur 3 viser samtidige data for alle turbinene. Her

er gjennomsnittlig hastighet plottet mot summert produksjon. Den teoretiske effekten for en enkelt turbin er vist med rosa. Også her ser en at vindmålingene er lavere enn faktisk opplevd vind og den teoretiske kurven må forskyves mot venstre for å passe i lavere vindhastigheter. Figur 3 er da med å underbygge formen til parkeffektkurven i Figur 2.

Ved å benytte en parkeffektkurve til å regne om vindhastighet til effekt vil parkens layout bli bedre tatt hensyn til. Forklaringen er at for en park bestående av n møller vil det på grunn av de forskjellige turbinenes plassering i terrenget, turbulensproblemer og lignende ting oppleves n forskjellige vindhastigheter, og følgelig n forskjellige effekter. Dermed vil en kunne oppleve en situasjon hvor en del av turbinene opplever en lav vind mens den andre delen opplever en noe høyere vind. På grunn av den ulineære effektkurven til en turbin vil dermed parkens samlede faktiske effekt være forskjellig fra den forventede teoretiske effekten ut fra

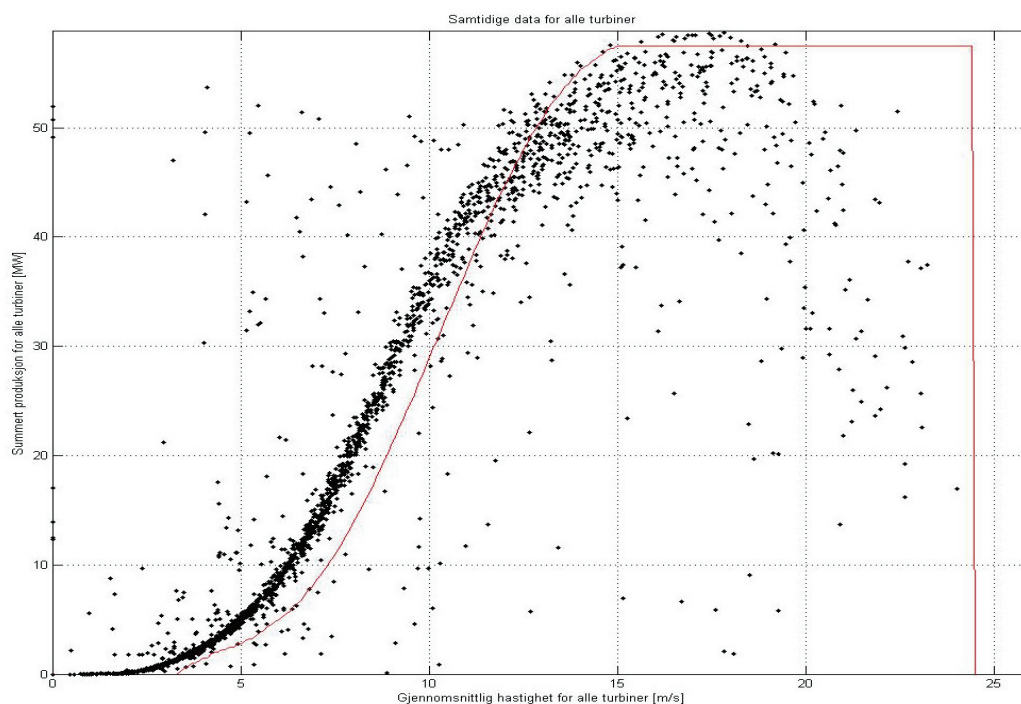
målinger av gjennomsnittshastigheten og omgjøring til effekt via effektkurven til en enkelt turbin.

Ved individuelle målinger av hastighet og effekt for hver turbin vil samlet parkeffekt kunne beregnes. Derimot blir det vurdert at datagrunnlaget for dette ikke er godt nok, bl.a. pga tilgjengelighetstall og uriktige målinger. Ved å bruke individuelle effekter for hver turbin i optimeringen vil dette da føre til at det må foretas simuleringer for hver mølle, hvilket vil være meget ressurskrevende. I denne oppgaven blir det derfor valgt å benytte en parkeffektkurve, som vist ovenfor, til å konvertere en felles vindhastighet til samlet effekt for hele parken.

Fra Enercons hjemmesider, [I4], oppgis det at cut-out vindhastighet til turbinen er mellom 28 og 34 m/s. Dette blir ikke tatt hensyn til i utarbeidelsen av effektkurven for en enkelt turbin.

Dette kan forklares med at det ikke er brukbare data for disse høye hastighetene.

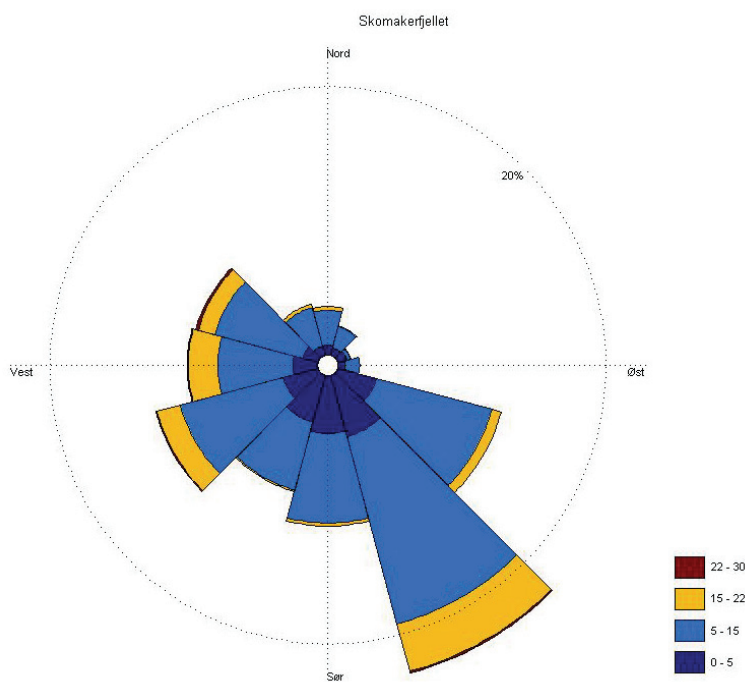
Parkeffektkurven derimot muliggjør effektproduksjon opp mot vindhastigheter i cut-out intervallet. Siden cut-out intervallet er oppgitt høyere enn hva som fremgår av den beregnede teoretiske effektkurven for enkelt turbin underbygger dette at parkeffektkurven gir produksjon over 24,5 m/s, som er den maksimale teoretiske effekten fra en enslig turbin. Dette underbygger valget av en samlet parkeffektkurve fremfor flere enslige turbiner.



Figur 3. Figuren viser samtidige data fra Bessakerfjellet vindpark (prikkene) og teoretisk beregnet effektkurve for en enkelt turbin i pu multiplisert med installert effekt. Dette gir et inntrykk av hvordan parkeffekten endrer seg med vinden. Kilde: [4].

2.2.3 Vindretninger

En analyse av vindretninger fra Bessakerfjellet gir nokså oppsiktsvekkende resultat. Noen av hovedargumentene for å bygge vindparker ved kysten er at det blåser mest, det er mer stabil retning og minst turbulens her. Spørsmålet om turbulens faller i all hovedsak utenom omfanget av denne oppgaven. Allikevel kan det kommenteres at turbulensproblemet bør undersøkes for sørvestlige vindretninger inn mot de turbinene som står ytterst mot Brandsfjorden. Her blir vinden presset opp en bratt skrent og turbulens kan være en naturlig konsekvens. Dette er ikke fulgt opp ytterligere i denne oppgaven.



Figur 4. Figuren viser vindrosen fra målemasten på Skomakerfjellet. Denne er delt opp i 12 retningssektorer og fire hastighetsområder. Innerste nivå, mørkeblått, er fra 0 – 5 m/s, lyseblått dekker 5 – 15 m/s, gult 15 – 22 m/s og rødt 22 – 30 m/s. Legg spesielt merke til vinddominansen fra sørøst. Klide: [4].

Vindretning er også en faktor som bør kommenteres. Like øst for Bessakerfjellet, på Skomakerfjellet, står det en målemast. En såkalt vindrose av denne vises i Figur 4.

Som det fremkommer av figuren er den dominerende vindretningen fra sørøst. I kapittel 9 i vedlegg vises vindroser for samtlige turbiner på Bessakerfjellet. Disse er basert på en dataperiode fra 18.09.2009 til 25.02.2009, altså en typisk vinterperiode. Her er det ennå tydeligere dominans fra sørøst til fordel for den vestlige sektoren.

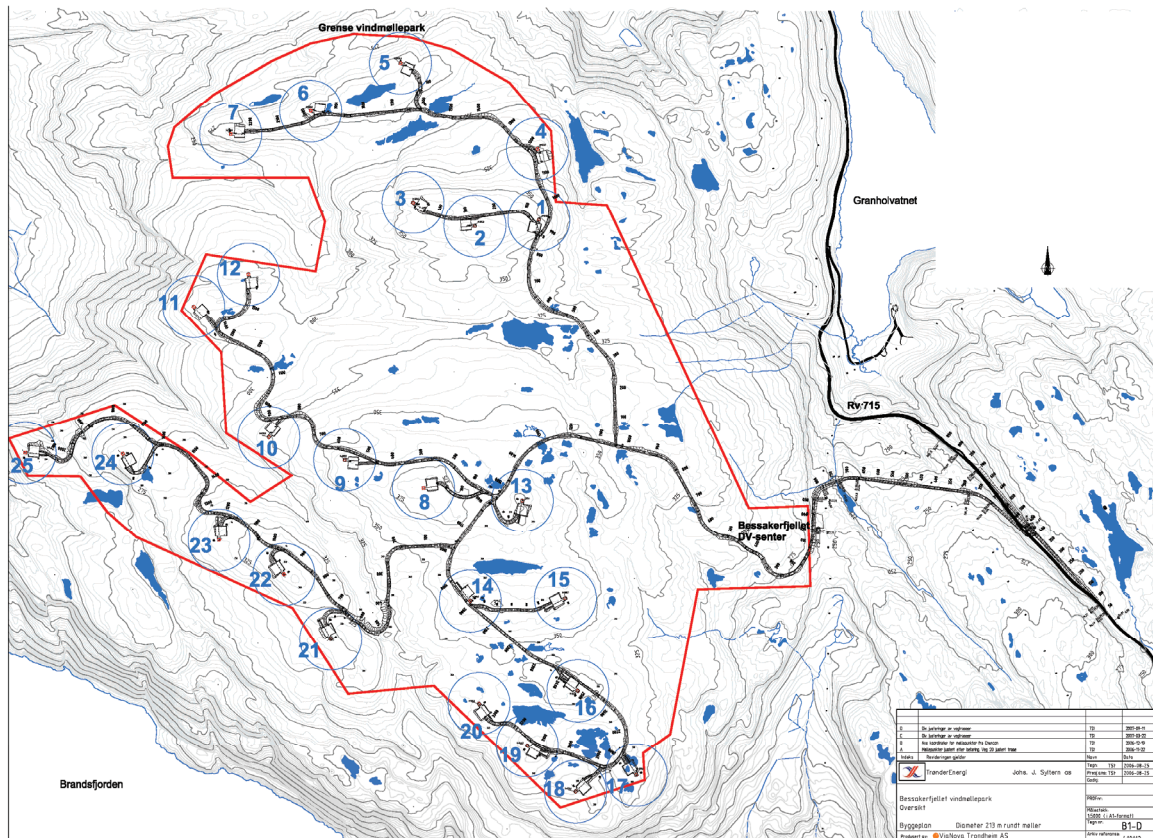
Sammenlignes dette med layouten til vindparken, som er vist i Figur 5, ser man at flere av turbinene ligger i skyggen av hverandre i forhold til dominerende vindretning. Dette betyr at det logisk sett kan

forventes redusert effekt for vind fra sørøst i forhold til vind fra vest (forutsatt samme vindhastighet).

Bessaker vindpark er altså en relativt tett park. Sirklene i kartet på figuren har diameter på 213 meter. Ifølge TE bør avstanden mellom hver turbin være mellom 5 og 10 rotordiameter i vindretningen og ca 3 rotordiameter normalt på vindretningen. Turbinene på Bessakerfjellet har en rotordiameter på 71 meter. Det vil si at avstanden mellom turbinene bør være:

- Parallelt med vindretning: 355 – 710 meter
- Normalt på vindretningen: 213 meter

Med en dominerende vindretning fra sørøst betyr det at enkelte turbiner ligger mer enn 100 meter nærmere hverandre enn minste anbefalte avstand.

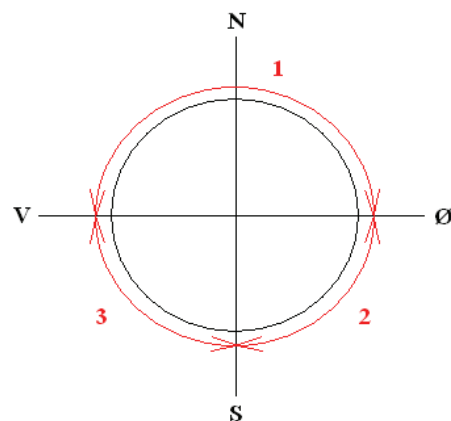


Figur 5. Figuren viser et oversiktskart over Bessakerfjellet vindpark. Turbinene er markert med sirkel og nummer. Hver sirkel har en diameter på 213 meter, hvilket utgjør 3 ganger rotordiameteren. Legg spesielt merke til hvordan turbinene er plassert i forhold til vinder fra dominerende retning, sørøst. Kilde: [4].

En måte å ta hensyn til layout på er å dele parken inn i forskjellige retningssektorer og opprette en parkeffektkurve for hver sektor. På denne måten kan den forventede vindretningen avgjøre hvilke effektkurve som skal benyttes. På grunn av at parken har vært i drift i en kort periode og at målinger er av varierende kvalitet er det valgt å ikke videreføre denne ideen men heller henvise den som forslag til videre arbeid. På de dataene som finnes til nå er det gjort en midlertidig analyse som indikerer at det kan gi avkastning å gjennomføre dette forslaget. Et forslag til inndeling er vist i Figur 6. Her er kompassrosa delt opp i tre sektorer av varierende størrelse.

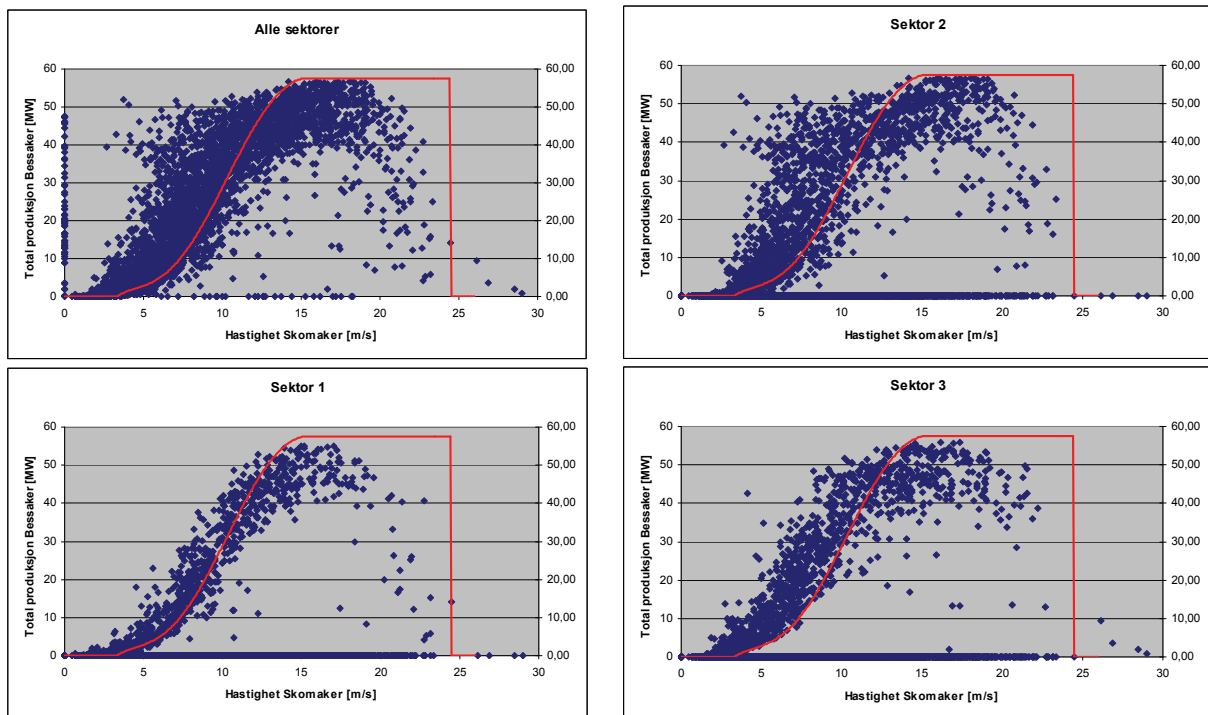
De tre retningssektorene ble delt inn som følger:

- Sektor 1: 270 – 90 grader
- Sektor 2: 90 – 180 grader
- Sektor 3: 180 – 270 grader



Figur 6. Inndeling i retningssektorer

Figur 7 viser den totale produksjonen på Bessakerfjellet plottet mot hastigheter på Skomakerfjellet. Her er det vist parkens samlede data, samt data delt inn etter foreslåtte retningssektorer. Et resultat å merke seg er at data fra vestlig retning (ikke fremstilt her) har mindre spredning rundt den teoretiske effektkurven enn andre retninger. En årsak til dette kan være at parkens layout er mer tilpasset vestlige retninger. Det blir allikevel vurdert å ikke gå videre med denne ideen da spredningen rundt den teoretiske effektkurven er for stor til å kunne observere noen merkbare forskjeller på effektkurvene.



Figur 7. Figuren viser produksjon på Bessakerfjellet plottet mot vindhastighet på Skomakerfjellet. Teoretisk beregnet effektkurve multiplisert med installert effekt er lagt over for sammenligning. Grafen oppe til venstre viser alle datapunktene. De øvrige grafene er delt inn etter angitte sektorer. Kilde: [4]

2.2.4 Prognosegrunnlag

Ved å bruke en parkeffektkurve til å beregne vindparkens samlede produksjon trenger man å vite hvilken vindhastighet som blir opplevd av parken som en helhet, altså en samlet gjennomsnittlig vindhastighet representativ for hele parken. Et naturlig valg her ville vært prognosert vindhastighet. For Bessaker leveres det en prognose for hver turbin, men ingen for en samlet park. For å finne en representativ parkprognose er det valgt å benytte gjennomsnittet av enkelte av turbinprognosene. Måten dette har blitt løst på er å analysere hvor godt prognosene for hver av turbinene treffer med virkelig vind, [4]. Analysen er foretatt for tidsperioden 9.4.2008 til 9.3.2009. Dataene er korrigert slik at tre like verdier etter hverandre er fjernet.

Feilfunksjonsparametere som blir benyttet for å avgjøre riktigheten til de enkelte turbinprognosene er:

- Akkumulert absolutt av avvik:

$$(1.2) \quad ABSA = \sum_{i=1}^n |V_{prog,i} - V_{observert,i}|$$

- Forklart varians:

$$(1.3) \quad R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (V_{observert,i} - \overline{V_{observert}})^2 - \sum_{i=1}^n (V_{prog,i} - V_{observert,i})^2}{\sum_{i=1}^n (V_{observert,i} - \overline{V_{observert}})^2}$$

- Akkumulert kvadrat av relativt avvik:

$$(1.4) \quad RELA = \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_{prog,i} - V_{observert,i}}{(V_{prog,i} + V_{observert,i}) \cdot 0,5} \right)^2$$

Akkumulert absolutt avvik, ligning (1.2), summerer det absolutte avviket over en periode. På denne måten sier det noe om hvor store avvik det er mellom prognose og observert vind.

R^2 , ligning (1.3), sier noe om hvor god korrelasjonen er mellom summen av alle prognoserte og observerte datapar. En verdi på 1,0 tilsier at prognosen og målt er identisk over hele perioden. RELA, ligning (1.4), summerer kvadrat av et relativt avvik mellom prognoserte og observerte data. RELA ønskes lav da et lavt avvik gir en lav verdi på denne.

Av de tre feilfunksjonsparametrene her anses R^2 som den beste.

Tabell 2 viser en oversikt over samtlige feilparametre for hver turbin. Nederst i tabellen står hvilken verdi som er ønskelig for de forskjellige parametrene.

På grunnlag av denne analysen blir gjennomsnittet av prognoser fra turbin 14, 17, 18 og 19 grunnlaget for prognosen for hele parken. Disse turbinene vurderes også å stå gunstig plassert med tanke på dominerende vindretning. Denne plasseringen kan også være noe av forklaringen til at prognose og opplevd vind stemmer bra overens her.

Da ideen om retningsspesifikke effektkurver ikke blir videreført blir det ikke gjort noen analyser som ser på treff mellom prognosert retning og faktisk retning.

For hver enkelt turbin vil en lineær regresjonsanalyse på prognoserte og målte vindhastigheter vise at prognosen jevnt over er omtrent 1,5 m/s høyere enn målte verdier. Sammenstiller man dette med at de målte verdiene var 1 – 1,5 m/s lavere enn tilsynelatende ”opplevd” vind på turbinbladene er det nærliggende å tro at prognosen gir forventet opplevd vind, ikke forventet målt vind. Å benytte en prognoseverdi som base for effektberegninger blir da mer riktig enn å benytte en målt verdi. Prognosene vil derfor ikke bli behandlet ytterligere før de blir omgjort til vindeffekt.

Turbin	ABSA	R^2	RELA
1	13 501	0,68	1246
2	12 694	0,75	1145
3	12 862	0,75	1167
4	13 409	0,69	1257
5	12 146	0,73	1205
6	12 907	0,71	1334
7	13 294	0,74	1251
8	12 925	0,73	1152
9	11 084	0,72	1097
10	13 237	0,67	1232
11	14 610	0,61	1531
12	13 194	0,67	1218
13	10 711	0,69	830
14	9 225	0,79	631
15	9 198	0,75	664
16	10 274	0,72	769
17	8 499	0,80	681
18	8 377	0,81	600
19	9 314	0,80	613
20	9 369	0,75	657
21	11 199	0,67	895
22	10 091	0,77	815
23	10 826	0,71	855
24	10 324	0,79	793
25	11 281	0,78	894
Ønskelig:	Lav	Høy	Lav

Tabell 2. Tabellen viser hvordan de forskjellige feilfunksjonsparametrene scorer. De forskjellige turbinene vises i venstre kolonne. ABSA er akkumulert absolutt avvik. R^2 er forklart varians og stammer fra ligning (1.3). RELA er akkumulert kvadrat av relativt avvik. Nederst er det oppgitt hva som kjennetegner et godt treff for de enkelte parametrene. De tre turbinene med best score er markert med oransje i tabellen, mens de fire turbinene som er valgt som grunnlag for parkprognosen er markert med gult.

2.2.5 Prognosefeil ved å benytte ARMA (1,1)

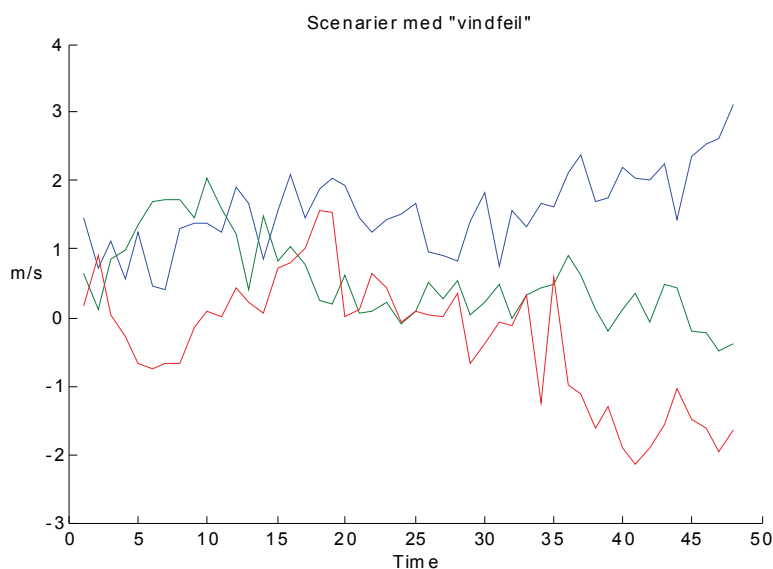
På grunn av usikkerhet i vindprognoser vil det alltid være et avvik mellom en vindprognose og den faktiske vinden, et såkalt prognoseavvik. I [1] er det utviklet en modell for prognoseavviket som baserer seg på en ARMA (1,1) tidsseriemodell. Denne modellen vil bli benyttet for å beskrive prognosefeilen i denne oppgaven.

ARMA (1,1) tidsserien er definert som følger:

$$\begin{aligned} X(t) &= \alpha X(t-1) + \beta Z(t-1) + Z(t) \\ (1.5) \quad X(0) &= 0 \\ Z(0) &= 0 \end{aligned}$$

$X(t)$ er prognoseavviket for en time t . $Z(t)$ er en vilkårlig normalfordelt variabel med forventningsverdi på 0 og standardavvik på σ_z . α og β er konstante parametere. α er en autoregressiv parameter og sier i hvor stor grad forrige times prognoseavvik skal påvirke neste times avvik. β er parameteren for Moving-Average og gir sammenhengen mellom forrige time og denne timens vilkårlige variabel. Tidsserien vil dermed være beskrevet av parametrene α , β og σ_z . Siden $Z(t)$ er normalfordelt rundt null vil prognoseavviket $X(t)$ også bli normalfordelt rundt null. Prognoseavviket er dermed symmetrisk rundt prognosen.

ARMA (1,1) er en forkortelse for Auto-Regressive Moving-Average. Tallene (1,1) i ARMA-notasjonen sier hvor mange data bakover i tid som blir tatt hensyn til ved beregning av nye data. I dette tilfellet blir det tatt hensyn til ett tidssteg bakover i tid for både Auto-Regressive og Moving-Average delen. Antall tidssteg som skal være med i den nye beregningen kan fastsettes ved å studere autokorrelasjonen mellom dataene. I ARMA modellen vil det være *ett* sett parametere som beskriver en tidsserie. ARMA er en lineær modell. Mer utfyllende om ARMA finnes i [1] og i kapittel 5 i vedlegg.



Figur 8. Figuren viser tre forskjellige scenarier generert med ARMA(1,1) metodikk og med parametrene som i ligning (1.6). Det fremgår tydelig hvordan utfallsrommet øker jo lenger frem i tid tidsserien går.

Figur 8 viser tre forskjellige tidsserier med prognosefeil og med parametrene:

$$(1.6) \quad \begin{aligned} \alpha &= 1,0 \\ \beta &= -0,5 \\ \sigma_z &= 0,5 \end{aligned}$$

Dersom vindmålinger, enten av hastighet eller effekt, og faktiske prognoseavvik er tilgjengelige for den aktuelle parken kan ARMA-parametrene beregnes som i [1]. Dersom ikke tilstrekkelige målinger finnes kan parametrene estimeres. Denne estimeringen er da antatt avhengig av tre variabler:

- Enkelt / avansert værmeldingssystem
 - Enkelt: Risø national laboratory's prediktor using DMI's weather prediction modell
 - Avansert: wind power prediction tool (WPPT) using DMI's weather prediction modell
- Enkelt / komplisert terreng
 - Enkelt: Klim, Risø og Fjaldene
 - Avansert: Alaiz i Spania
- Gjennomsnittlig vindhastighet

Se side 54 i [1] for mer informasjon

For Bessaker vindpark velges det å estimere parametrene fremfor å beregne dem. Dette begrunnes hovedsakelig med varierende og dårlig kvalitet på målinger, samt kort måleperiode. Ferdigstillelse av vindparken var høsten 2008 hvilket begrenser tilgjengelige data.

I [1] er det blir det vist en fremstilling av parametrenes avhengighet av terreng, værvarslingsmetode og gjennomsnittlig vindhastighet. Datagrunnlaget for komplekst terreng er betraktelig tynnere enn for enkelt terreng. I tillegg er vindhastighetene for komplekst terreng konvertert fra effekt til hastighet. Dette fører til at hastigheter under ca 4 m/s mangler da disse ikke gir noe effekt på turbinen. Det kan argumenteres med at terrenget i Midt-Norge er likere Spania enn Danmark, men på grunnlag av få data for komplekst terreng blir det antatt at Bessaker går i kategorien for enkelt terreng.

ARMA (1,1)-parametrene er avhengig av type værvarslingsmetode, enkel eller avansert. I [1] er disse henholdsvis Risø National Laboratory's Prediktor eller Wind Power Prediction Tool (WPPT). Begge bygger på DMI's numeriske værvarslingsmodell. På Bessaker blir hastigheter fra ECMWF (EC) behandlet av MM5-modellen med oppløsning på 1 km. Resultatet er en individuell prognose for hver turbin, og systemet antas å regnes som avansert i denne sammenhengen. For å bestemme parametrene til ARMA (1,1) blir det på tross av faktiske varslingsystem valgt å bruke data for et enkelt værvarslingsystem. Dette begrunnes med at et enkelt værvarslingsystem forventes å få større prognosefeil enn et avansert system. På grunn av dårlig treff på prognosene til denne vindparken vurderes det dermed at dette vil gi mer realistiske resultater. Også det at datagrunnlaget i [1] er betraktelig mer solid for et enkelt værvarslingsystem og derfor anses som mer pålitelige er av betydning for at dette ble valgt.

Før turbinene på Bessaker ble bygget ble det foretatt vindmålinger. Disse gav en gjennomsnittshastighet på 8,3 m/s. Det er også foretatt målinger fra et målepunkt i umiddelbar nærhet til parken (Skomakerfjellet). Etter at turbinene ble begynt oppført er det gjennomført vindmålinger på hver turbin, med de unøyaktigheter og problem som er forbundet med disse målingene.

Målingene på turbinene er blitt korrigert ved at åpenbare målefeil og timeverdier som opptrer 3 ganger etter hverandre er fjernet. Det siste for å ta hensyn til at måleapparatet henger seg opp og gir mange like verdier etter hverandre. Avhengig av hvilke måledata som blir brukt opptrer forskjellige gjennomsnittshastigheter, vist i Tabell 3.

Datagrunnlag	Hastighet (m/s)
Samtlige tilgjengelige data (09.04.08 - 09.03.09)	7,7
Alle 25 møller (03.09.08 - 09.03.09)	8,8
Første 12 møller (09.04.08 - 09.03.09)	7,4
Samtlige tilgjengelige data (09.04.08 - 03.09.08)	5,1
Vindmålinger fra før byggestart	8,3
Måledata fra Skomakerfjellet (ukorrigert)	8,6

Tabell 3. Tabellen viser en oversikt over vindens gjennomsnittshastighet på Bessakerfjellet ved forskjellige datagrunnlag.

Korrelasjonen mellom målte hastigheter på Bessakerfjellet og Skomakerfjellet viser at målte hastigheter på turbinene ligger omtrent 1 m/s over Skomakerfjellet. I tillegg kommer missforholdet mellom de hastighetene som blir målt på turbin og opplevd av turbinbladene. Kort sagt er usikkerhetsmomentene mange. En gjennomsnittshastighet på 8,3 m/s blir derfor valgt til å være bestemmende for ARMA-parametrene.

Parametrene α , β og σ_z estimeres derfor på grunnlag av:

- Enkelt terreng
- Enkelt værvarslingsystem
- Gjennomsnittlig vindhastighet på 8,3 m/s

$$\alpha = 0,98$$

Ved avlesning i [1] fører dette til parameterverdiene:

$$\beta = -0,81$$

$$\sigma_z = 1,75$$

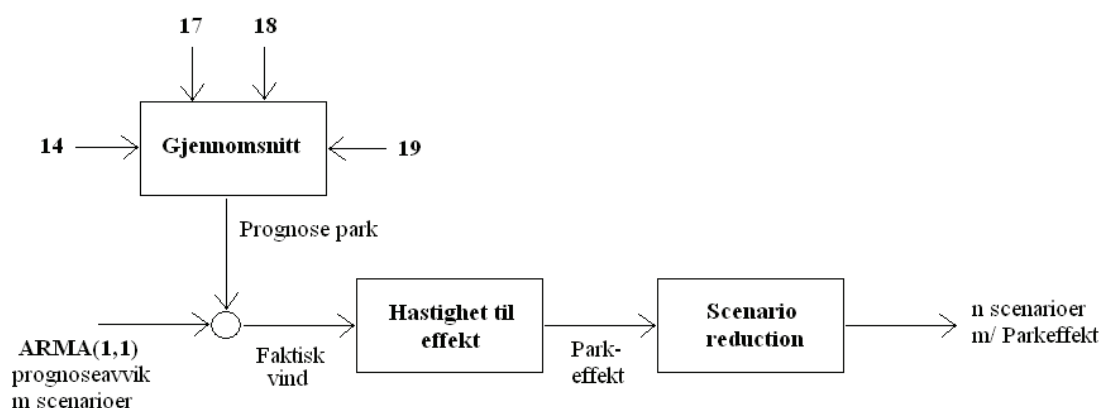
Det påpekes at svakheter med denne estimeringsmetoden er at gjennomsnittlig vindhastighet er større vinterstid enn sommerstid. En måte å ta hensyn til dette på kan være å benytte forskjellige parametrene for sommer- og vinterberegninger. For en park med enkelt værvarslingsystem og enkelt terreng vil dette i all hovedsak bety at σ_z endres. Dette vil føre til at prognosefeilen endres mindre fra en time til en annen sommerstid siden gjennomsnittlig vindhastighet er lavere om sommeren hvilket igjen resulterer i lavere σ_z .

2.2.6 Opprettelse av scenarioer

En modell som beskriver produksjonen i en vindpark som følge av vindhastighet tar utgangspunkt i prognoseavviket beskrevet med ARMA(1,1) modellen. Ved å legge prognoseavviket til prognose vil man da få en faktisk vindhastighet, jfr. ligning (1.7).

$$(1.7) \quad \text{Faktisk vind} - \text{prognosert vind} = \text{prognoseavvik}$$

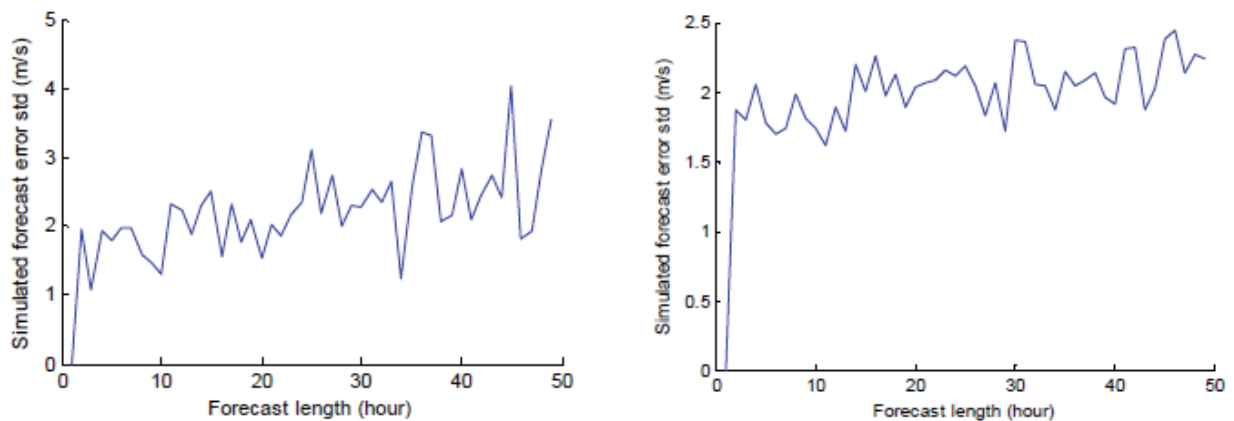
Prognoseavviket modelleres med ARMA(1,1) som beskrevet i kapittel 2.2.5. Ved å legge dette modellerte prognoseavviket til en faktisk prognose vil resultatet være faktisk vind. Da den ene serien med prognoseavvik ikke er lik den andre vil det være nødvendig å generere flere sett med scenarioer for prognoseavvik for å på den måten få et samlet sett med data som innehar de rette statistiske egenskapene. Følgelig blir hvert scenario med prognoseavvik addert til en bestemt prognose. Denne prognosen er gjennomsnittet av prognosene fra turbinene 14, 17, 18 og 19. Dette fordi disse turbinene er vurdert til å best representere en samlet vindprognose for parken. De forskjellige scenarioene med faktisk vindhastighet blir konvertert til vindeffekt ved hjelp av parkeffektkurven som er redegjort for i kapittel 2.2.2.2. Sannsynligheten for at hvert scenario vil inntreffe er lik. Ved å redusere scenarioer med å bruke metoden beskrevet i kapittel 1 i vedlegg vil resultatet bli n scenarioer med parkeffekt. Denne fremgangsmåten ved opprettelse av scenarioer vises også i flytdiagrammet i Figur 9.



Figur 9. Figuren viser et flytdiagram over vindkraftmodellen. Prognoser til turbinene 14, 17, 18 og 19 blir midlet for å gi prognose for hele parken. Denne blir lagt sammen med flere scenarioer for prognoseavvik for å gi faktisk vind. Faktisk vind blir gjort om til effekt og antall scenarioer redusert. Resultatet er n scenarioer med parkeffekt.

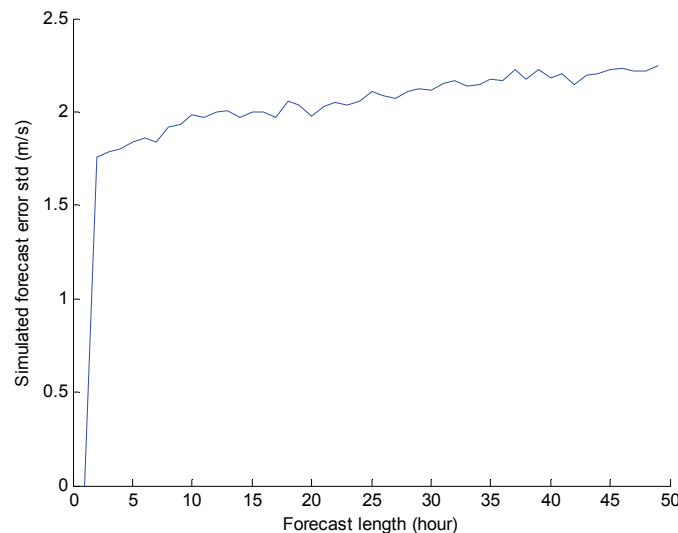
Etter redusering av scenarioer vil de resterende scenarioene ha en individuell sannsynlighet for å inntreffe. Denne bestemmes ved hjelp av metoden for redusering av scenarioer.

En måte å bestemme det antall scenarioer som er nødvendig for å få rette statistiske egenskaper på er å se på hvordan standardavviket til dataserien endrer seg. Figur 10 viser to plott av standardavviket. Plottet til venstre består av 10 scenarioer mens plottet til høyre består av 100. Her ser man tydelig hvordan standardavviket for dataserien blir glattere når antall scenarioer økes.



Figur 10. Figuren viser hvordan standardavviket til prognoseavviket endrer seg utover i prognoseperioden. Grafen til venstre viser standardavviket for 10 scenarioer, mens den til høyre viser for 100. Det observeres en merkbar utjevning ved å øke antallet scenarioer.

Figur 11 viser tilsvarende plott for 2500 scenarioer. Her observeres et ennå glattere forløp for standardavviket til scenarioene. Etter hvert som prognoseperioden øker vil det være naturlig at standardavviket på de forskjellige prognosesenarioene øker. I [1] benyttes 3000 scenarioer for å få et tilstrekkelig glatt standardavvik. For å spare litt beregningstid blir det i denne oppgaven valgt å gå ned til 2500 da standardavviket for de to forskjellige er meget like.

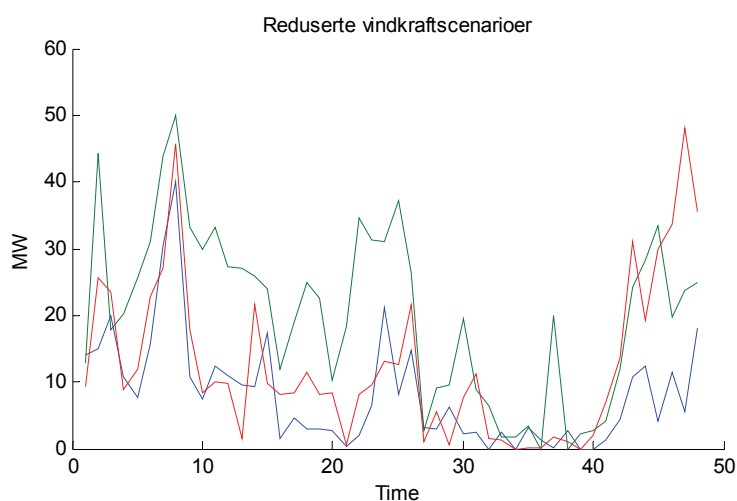


Figur 11. Figuren viser endring i standardavviket til prognoseavviket ved 2500 scenarioer. Det er dette antallet som er benyttet i denne oppgaven.

2.2.7 Resulterende vindkraftscenarioer

De resulterende vindkraftscenarioene vil være forskjellig fra gang til gang grunnet den stokkastiske delen i $Z(t)$ i ligning (1.5). Ved mange scenarioer vil disse være tilnærmet symmetrisk om forventningsverdien som er prognosert vind. Disse vindscenarioene blir så omgjort til vindkraftscenarioer som igjen blir redusert ned til et anvendelig antall for bruk i optimaliseringsalgoritmen for optimalt bud. Tre slike vindkraftscenarioer er vist i Figur 12. Her er sannsynligheten for at hver av dem inntreffer:

- Blå 41,8 %
- Rød 8,3 %
- Grønn 49,9 %

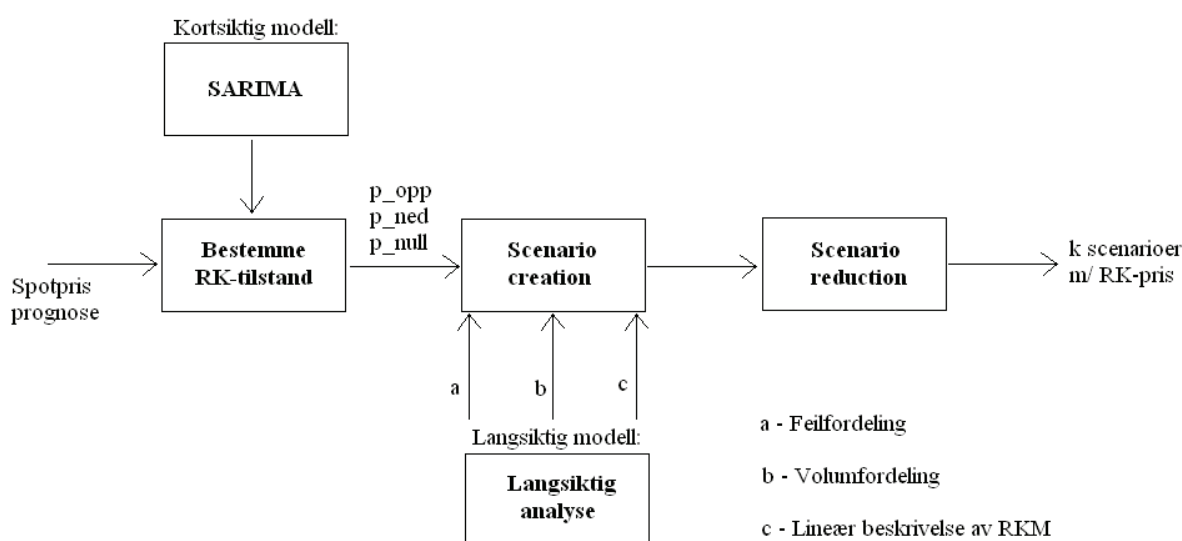


Figur 12. Figuren viser tre forskjellige vindkraftscenarioer. Disse vil videre være input til optimeringsalgoritmen.

2.3 Regulerkraft

2.3.1 Innledning og presentasjon av regulerkraftmodell

For å finne den optimale budstørrelsen til Elspot må det finnes en modell som beskriver usikkerheten i regulerkraftprisene. Det er ønskelig at denne modellen skal kunne presentere flere forskjellige scenarioer med hver sin tilhørende sannsynlighet. Spesielt er det ønskelig å modellere reguleringstilstand og prisnivå. Reguleringsvolum er av mindre interesse annet enn til beregning av reguleringspris.



Figur 13. Figuren viser et flytdiagram over hvordan regulerkraftmodellen er bygd opp. Hoveddelene er den kortsiktige og langsiktige analysen, samt generering og redusering av scenarioer.

Modellen for RKM som blir benyttet i denne oppgaven stammer fra arbeidet til Hossein Farahmand og Stefan Jaehnert, [3]. Dette er en modell som er utviklet for å kunne foreta en analyse av effekter ved å integrere nordeuropeiske RK-markeder. En slik integrering vil spesielt påvirke reguleringsvolum i de forskjellige individuelle markedene, som igjen vil påvirke RK-prisene. Det vil derfor være nødvendig å finne en måte å modellere RK-pris som en funksjon av RK-volum.

Modellen beskrevet i [3] består hovedsakelig av en kortsiktig og en langsiktig analyse. Den langsiktige modellen beskriver RKM's normale oppførsel med tanke på pris og volum. Her er ekstreme hendelser som unormalt høye priser utelatt. Dette er gjort ved at data med standardavvik større enn 3 fra gjennomsnittet er blitt fjernet. Grunnen for å gjøre dette er at ekstreme hendelser inntreffer sjeldent og usystematisk og blir derfor vanskelige, om ikke umulige, å modellere sammen med normale hendelser. Ekstreme utfall fører til store inntekter og utgifter for de som agerer i 1-pris. For de som balanserer hele sin produksjon i 2-pris, de som er passive i RKM, kan ekstreme utfall bety utelukkende store utgifter dersom deres

egenbalanse er mot systemets reguleringstilstand. Dermed vil denne modellens mangel på ekstreme utfall gjøre at verdien av produksjonen bør forventes lavere enn det som er resultatet her. Dette er en svakhet med denne modellen.

Den langsiktige analysen er en statistisk analyse som resulterer i en lineær beskrivelse av Δp_r og RK-volum. Den kortsiktige analysen gjennomføres ved hjelp av en tidsseriemodell basert på SARIMA (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average). Modellparametere bestemmes på grunnlag av en periode på en, alternativt to, uker. Disse parametrene blir benyttet til å prognosere ett sett med RK-priser 2 dager frem i tid. Dette prognosesettet og spotprisen, som antas kjent, brukes til å bestemme sannsynlighetene for de forskjellige reguleringstilstandene systemet kan befinne seg i.

Ved å benytte sannsynlighetene for reguleringstilstandene og resultater fra den langsiktige analysen kan forskjellige scenarioer genereres. Dette gjøres ved å vilkårlig trekke et reguleringsvolum for hver time. Disse volumene er ikke autokorrelert, og har bestemte statistiske egenskaper for opp- og nedregulering. Det blir også vilkårlig trukket en ukorrelert "error term". Også "error termen" har bestemte statistiske egenskaper for de forskjellige reguleringstilstandene. Ved hjelp av lineære sammenhenger kan scenarioer med RK-pris beregnes. For å være sikker på at scenarioene innehar de rette statistiske egenskapene opprettes et stort antall som så blir redusert ved hjelp av metoden beskrevet i vedlegg 1.

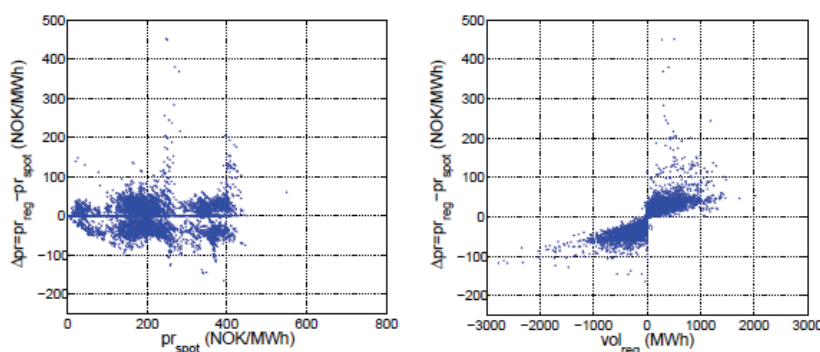
2.3.2 Langsiktig analyse

Lineær modell

Spotprisen varierer fra time til time, uke til uke, sesong til sesong og år til år. Kostnader og inntekter gjennom RKM er knyttet til *forskjellen* mellom spotprisen og RK-prisen for den aktuelle timen. Dersom denne differansen er liten vil det være knyttet små beløp til agering i RKM, og vice versa. Det vil derfor være naturlig å fokusere på prisdifferansen, Δpr , i analysen. Denne er definert i ligning (1.8).

$$(1.8) \quad \Delta pr = RK_{pris} - Elspot_{pris}$$

Denne modellen baserer seg på å modellere Δpr som en funksjon av RK-volumet. Et annet alternativ ville vært og modellert Δpr som funksjon av spotprisen. Ved å plote Δpr mot henholdsvis spotpris og RK-volum, som i Figur 14, får en et inntrykk av sammenhengen mellom de to forskjellige forklaringsvariablene. Det viser seg at korrelasjonen mellom Δpr og RK-volum er 0,7811, mot Δpr og spotprisen som er -0,0164. Dette er da en klar indikasjon på å bruke RK-volum til å beregne Δpr .



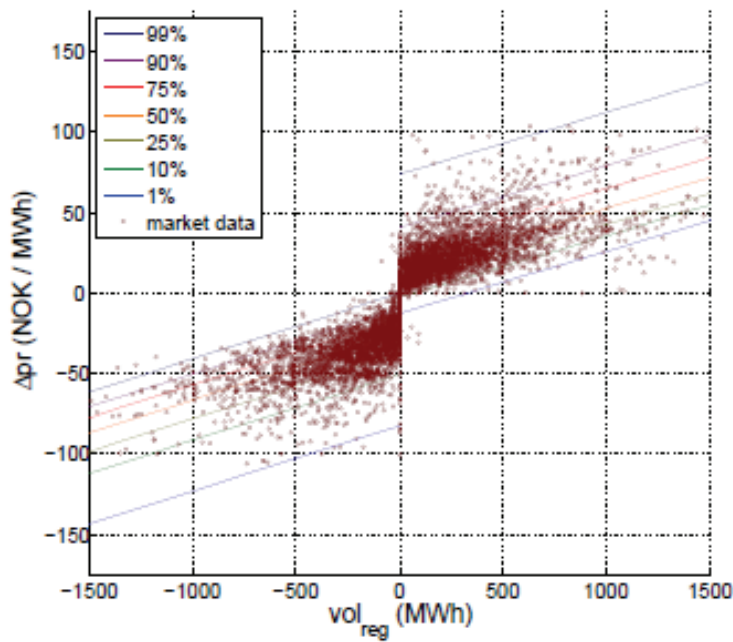
Figur 14. Figuren viser korrelasjonen mellom prisdifferansen og henholdsvis spotpris og RK-volum. Prisen har en korrelasjon på -0,0164 mens volumet har korrelasjon på 0,7811. Kilde: [3]

Ved å bruke RK-volum til å bestemme reguleringstilstander kan modellen utviklet i [3] formuleres som følger i ligning (1.9).

$$(1.9) \quad \Delta pr = \begin{cases} \eta_{up} + \kappa_{up} \cdot vol_{reg} + \varepsilon_{up} & , oppregulering \\ 0 + \varepsilon_{no} & , ingenregulering \\ \eta_{down} + \kappa_{down} \cdot vol_{reg} + \varepsilon_{down} & , nedregulering \end{cases}$$

Parametrene her dannes på grunnlag av Figur 15, og en voluminndeling av data. η og κ er funnet ved regresjon av data for opp- og nedregulering separat. De tilsvarer henholdsvis b og a i ligning (1.10).

$$(1.10) \quad y(x) = ax + b$$

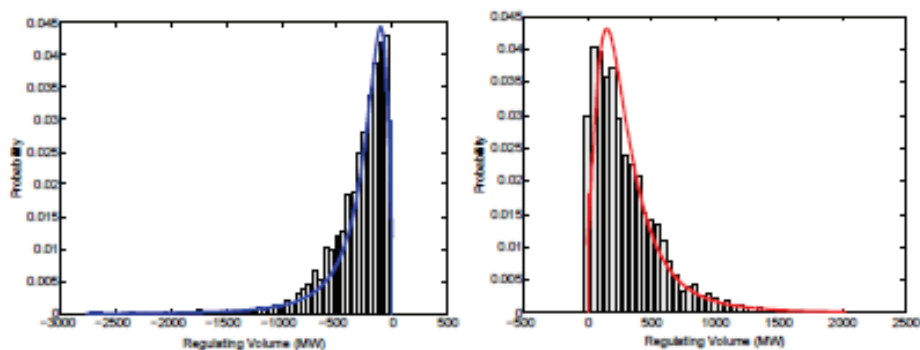


Figur 15. Figuren viser prisdata for 2007. Disse dataene er grunnlaget for den statistiske analysen. Kilde: [3]

vol_{reg} og ε er stokkastiske parametere. Fordelingen til vol_{reg} finnes ved å se på dataene fra en retning normalt på trendlinjene skissert i Figur 15. I [3] har det blitt funnet at RK-volumene kan bli representert med en generalisert ekstremverdifordeling (GEV). Parametrene for disse vises i Tabell 4 og fordelingene er gjengitt i Figur 16.

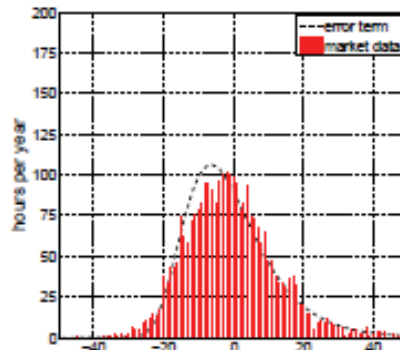
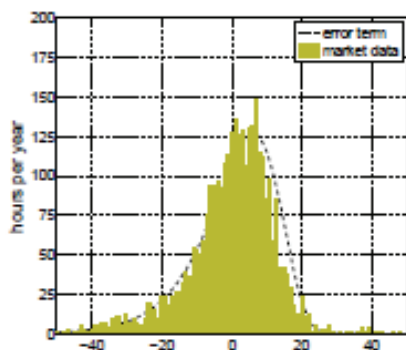
VOLUM	Nedregulering	Oppregulering
μ	147,3467	187,7703
σ	134,7605	157,0335
k	0,4221	0,2681

Tabell 4. Tabellen viser parametrene til ligning (1.9) funnet fra den statistiske analysen. Kilde: [3].



Figur 16. Figuren til venstre viser RK-volum for nedregulering. Linjen tilhører GEV-funksjonen som beskriver volumfordelingen for nedregulering. Søylen er faktisk volum. På samme måte representerer figuren til høyre oppregulering. X-aksen viser RK-volum mens y-aksen viser sannsynlighet. Kilde: [3]

ε er en feilparameter som legges til den lineære prisberegningen. Denne benyttes for å modellere avviket mellom faktiske data og de lineære dataene i modellen. Med lineære prisberegninger menes f. eks. $\eta_{up} + \kappa_{up} \cdot vol_{reg}$. Fordelingen til ε finnes ved å se på dataene i Figur 15 fra en retning parallelt med trendlinjene. Figur 17 viser fordelingen for ε .



Figur 17. Grafene viser hvor mange timer de forskjellige avvikene fra den lineære modellen har forekommet. Figuren til venstre viser faktiske feildata, samt den tilhørende fordelingsfunksjonen (stiplet) for nedregulering, mens grafen til høyre viser tilsvarende for oppregulering. Kilde: [3].

Fordelingsfunksjonene som er benyttet for ε er en ekstremverdifordeling (EV). Denne er beskrevet med parametrene vist i Tabell 5. Fordelingen for oppregulering er gitt med positivt fortegn, mens nedregulering har negativt fortegn.

PRIS	Nedregulering	Oppregulering
μ	6,4320	5,2576
σ	13,3973	14,0912

Tabell 5. Tabellen viser ekstremverdiparametrene som beskriver spredningen i RK-pris i Figur 15. Kilde: [3].

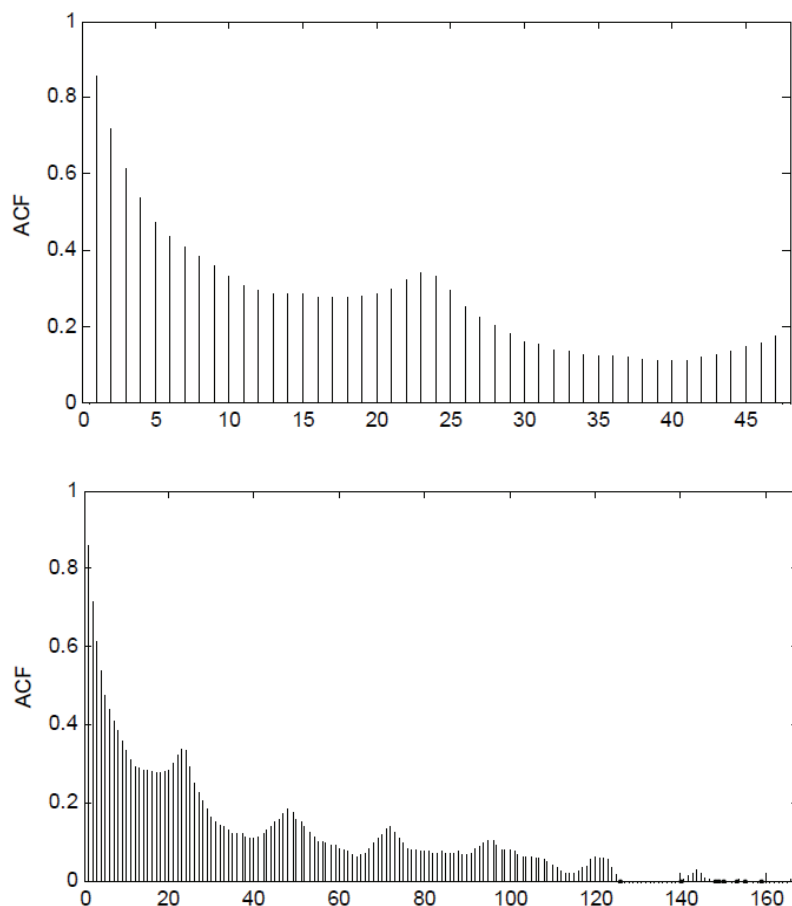
På denne måten tar fordelingene til ε og vol_{reg} høyde for spredningen til henholdsvis pris og volum, og er dermed viktige statistiske parametre for å beskrive RK-prisene utførlig. Her er det kun beskrevet en feilfunksjon for opp- og nedregulering. I tillegg vil det være en feilfunksjon for nullregulering. Hvordan denne blir behandlet er beskrevet nærmere i kapittel 2.3.4. Måten feilfunksjonen for nullregulering oppstår på er at et område kan selge reguleringsressurser til et annet prisområde i samme marked, samtidig som reguleringstilstanden til selgerens prisområde er registrert som nullregulering. For den aktuelle timen vil området som analyseres ha en registrert RK-pris forskjellig fra spotpris, men et registrert RK-volum likt null.

De lineære parametrene presentert her, samt parametrene til både feilfunksjonen og volumfunksjonen, er for hele 2007. Et forslag til videre studier kan være å dele denne perioden på et år opp i mindre perioder. Dermed kan parametrene mer skreddersys forskjellige sesonger med forskjellige karakteristikk for RKM. Dette kan være vesentlig for det norske kraftsystemet da det er en overveldende dominans av vannkraft som behandles forskjellig til forskjellige tider, spesielt tider med mye og lite tilsig (vårflom og vintertapping). Det bemerkes at det er viktig å huske på å få tilstrekkelig antall data i analysen slik at akseptable resultater oppnås.

2.3.3 Kortsiktig analyse

SARIMA

For å kunne finne Δpr ved hjelp av den lineære modellen skissert i kapittel 2.3.3 ovenfor er det nødvendig å vite hvilke reguleringstilstander som er sannsynlig at systemet er i til enhver tid. For å gjøre dette blir en SARIMA¹-modell benyttet. Ved å undersøke autokorrelasjonen til Δpr for et helt år finner man at det er en betydelig tidsavhengighet i den første perioden på rundt en uke.



Figur 18. Figuren viser autokorrelasjonen for 48 timer (øverst) og 168 timer (nederst) mellom Δpr for 2007. Legg spesielt merke til oppsvingen rundt time 22, 23 og 24, og den periodevise oppsvingen fra dag til dag.

Figur 18 viser at sammenhengen mellom etterfølgende timer er betydelig. ”Puklene” (toppene) som sees i Figur 18 viser at det også er sammenhenger mellom samme time i etterfølgende dager, sesongavhengighet. Ved å bruke SARIMA er målet å utnytte denne sammenhengen til å forsøke å forutsi Δpr for en etterfølgende periode, altså prognoseperioden.

Ved hjelp av SARIMA er målet å beskrive Δpr på en tilfredsstillende måte. Ved å fokusere på Δpr elimineres usikkerheten i spotprisen fra denne delen av modellen da det kun er prisforskjellen mellom spotpris og RK-pris som beskrives. Begrunnelsen for at det blir riktig å

¹ SARIMA: Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average

fjerne spotprisen fra modellen er at korrelasjonen mellom Δp_t og spotpris er så liten som -0,0164 (2007 data).

En SARIMA-modell er definert som følger:

$$(1.11) \quad SARIMA(p, d, q) \times (P, D, Q)_S :$$

$$\Phi(B^S) \varphi(B) \nabla_S^D \nabla^d X_t = \Theta(B^S) \theta(B) Z_t$$

De forskjellige leddene defineres nærmere:

$$(1.12) \quad \nabla_S^D = (1 - B^S)$$

$$\nabla^d = (1 - B)$$

For sesongvariasjoner:

$$(1.13) \quad \Phi(B^S) = 1 - \Phi_1 B^S - \Phi_2 B^{2S} - \dots - \Phi_p B^{pS}$$

$$\Theta(B^S) = 1 - \Theta_1 B^S - \Theta_2 B^{2S} - \dots - \Theta_q B^{qS}$$

For ordinære variasjoner (time til time):

$$(1.14) \quad \varphi(B) = 1 - \varphi_1 B - \varphi_2 B^2 - \dots - \varphi_p B^p$$

$$\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q$$

Z_t er såkalt hvit støy (white noise) og defineres som følger:

$$(1.15) \quad Z_t \sim N(0, \sigma_{WN}^2)$$

B er en såkalt "backward shift operator" og angir hvor mange tidssteg bakover i tidsserien som skal beskrive et datapunkt, for eksempel $Bx_k = x_{k-1}$. Med dette forstås det at en enkel B angir det forrige datapunktet i tidsserien. B^2 vil på tilsvarende måte angi datapunktet 2 steg bakover i tidsserien.

P, D og Q angir hvilken orden henholdsvis *Auto Regressive*, *Integrated* og *Moving Average* har. Merk at sesongavhengige parametre noteres med stor bokstav. For eksempel p er regulær og P er sesong. Lengden på en sesong er her 24 timer, $S=24$. Dermed blir hvert døgn en sesong. Ved å velge et døgn som en sesong forventes det at det er noenlunde repeterende hendelser fra døgn til døgn. Dette blir bekreftet ved den såkalte "pukkelen" på ACF-grafen i Figur 18 som dukker opp rundt 24 timer, 48 timer og også delvis 72 timer.

SARIMA er en periodisk ARIMA, og vil være bygd opp av en "regulær" ARIMA og en "seasonal" ARIMA. Parametrene p og q angir hvor mange etterfølgende timer som benyttes i modellen for å beskrive dataene. De er regulære, i motsetning til P og Q som beskriver sesongvariasjoner. Ved for eksempel $p=2$ benyttes de to foregående timene i

tidsserien til å beskrive den aktuelle timen. Altså skal time 17 beskrives, gjøres dette ved hjelp av time 18 og 19. Autokorrelasjonen gir en pekepinn på hvor mange timer som kan være aktuelt å benytte seg av. Ved en lav autokorrelasjon er sammenhengen mellom dataene liten og det vil være mindre incentiv til å benytte en høy orden på p og q . Tilsvarende finnes for sesongvariasjoner at $P=2$ indikerer at time 1 beskrives ved hjelp av time 25 og 49 og time 2 beskrives ved hjelp av 26 og 50, osv.

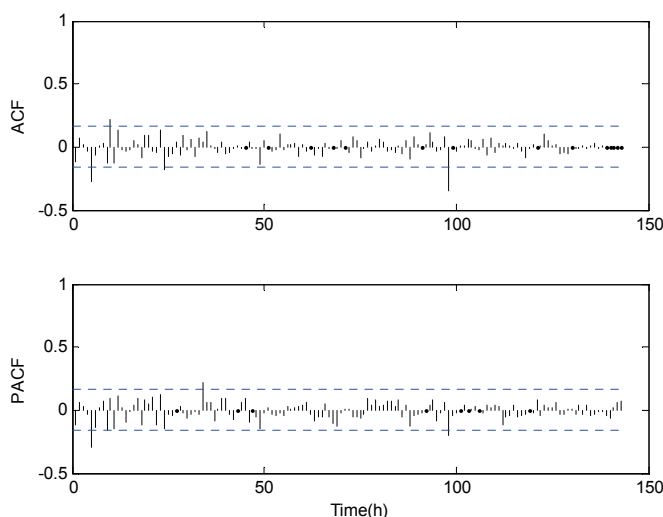
I denne oppgaven er det ønskelig å modellere dataene ved å benytte seg av lavest mulig orden på parametrene. Dette gjøres ved å inngå et kompromiss mellom ordenen på modellen og størrelsen på standardavviket til white noise. Verktøyet for å gjøre dette er en optimeringsalgoritme implementert i Matlab ved hjelp av "System identification toolbox". Modelltilpasningen baserer seg på *Maximum Likelihood Method*. For koder i Matlab henvises til kapittel 2 og elektronisk vedlagt zip-fil. Maksimal tillatt orden er satt til 6 for både p og q , og 2 både for P og Q .

D og d benyttes for å gjøre dataene stasjonære. Dette er nødvendig for å kunne bruke denne type modell til å beskrive data fordi en ARMA-modell benyttes på stasjonære data. Når dataene ikke er stasjonære behøves en ARIMA-modell, hvor I-delen (integration) har som oppgave å gjøre dataene stasjonære. For å fullføre resonnementet står S'en i SARIMA for sesong og innføres når sesongvariasjoner skal finnes og beskrives.

I denne modellimplementeringen blir det først forsøkt å tilpasse modellen på data korrigert for lineær trend (lineær trend i dataene blir fjernet). Dersom tilpasningen her ikke er tilfredsstillende blir dataene integrert med tanke på sesong. Parameteren D får da verdien 1. Dersom ny tilpasning mislykkes blir ny integrasjon av sesongdata gjort. Når maksimalantallet for sesongintegrasjoner er nådd blir det foretatt en regulærintegrasjon. D kan ikke ha større verdi enn 2 og d ikke større enn 3. Den SARIMA-modellen med høyeste tillatte orden blir dermed: $SARIMA(6,3,6) \times (2,2,2)_{24}$.

Hvor godt modellen tilpasser dataene blir målt ved å se på autokorrelasjonen (ACF) og partiell autokorrelasjon (PACF) til restleddene etter sammenligning av modellerte data og faktiske data. Kravet for en tilstrekkelig god tilpasning er at antallet ACF og PACF av restleddene som er utenfor intervallet $\pm \frac{1,96}{\sqrt{n}}$ skal være mindre enn 5 % av totalt antall data.

Her er n det totale antall data. Det bemerkes at dette er uavhengig av hvor mye utenfor intervallet hvert restledd er.



Figur 19. Figuren til venstre viser ACF (auto correlation function) og PACF (partial ACF) av restleddene fra en tilpasning. Merk at her er $D=1$, hvilket betyr at dataene for en uke er blitt integrert mtp en 24 timers sesong, og at det dermed har forsvunnet 24 timer på overgangen fra originale data til 1.ordens sesongintegrerte data. De stiplede linjene representerer intervallet $\pm \frac{1,96}{\sqrt{n}}$.

I Figur 19 vises en grafisk oversikt over hvordan modelldata passer overens med faktiske data. Hver av de vertikale strekene representerer et restledd. Den funksjonen av ACF og PACF med flest data utenfor det stiplede intervallet er dimensjonerende for hvorvidt tilpasningen er god nok.

For 7 dagers perioden i NO1 fra 10. til 16. desember 2007 vil $SARIMA(3,1,1) \times (2,2,2)_{24}$ gi en tilfredsstillende tilpasning til faktiske data. Ligningssettet som beskriver dataene er da gitt som:

$$\begin{aligned}
 \varphi(B) &= 1 - \varphi_1 B - \varphi_2 B^2 - \varphi_3 B^3 \\
 \Phi(B) &= 1 - \Phi_1 B^{24} - \Phi_2 B^{48} \\
 \theta(B) &= 1 - \theta_1 B \\
 \Theta(B) &= 1 - \Theta_1 B^{24} - \Theta_2 B^{48} \\
 Z_t &\sim N(0, \sigma_{WN}^2)
 \end{aligned}
 \tag{1.16}$$

Ved hjelp av ligningssettene i ligning (1.16) finnes da en modell som beskriver Δpr for den angitte syvdagersperioden. Ved å anta at Δpr i rimelig fremtid ikke vil endre oppførsel kan ligningssettene brukes til å prognosere Δpr . I denne oppgaven er det nødvendig å finne prognoser for neste døgn, driftsdøgnet, og det benyttes dermed en prognoseperiode på 2 dager, altså 48 timer. Også her påpekes det at det er den normale oppførselen til Δpr som beskrives. Dette fremkommer også av antakelsen om at historisk 7 dagers hendelsesforløp for Δpr , korrigert for ekstremdata, vil gjenta seg. Altså at normale observerte hendelser vil skje igjen, noe som er forutsetningen for å prognosere. Det bør også bemerkes at det ene settet med historiske data benyttes av SARIMA til å finne en måte å beskrive Δpr tilfredsstillende på. Resultatet fra den kortsiktige analysen er da ett sett med prognosert Δpr . Det anses som en svakhet i modellen at det kun foreligger ett resultatsett for hver prognoseperiode.

Måten det prognoserte prissett fra SARIMA endres på er ved å benytte andre historiske data som grunnlag for modelltilpasningen. En måte å dermed få to prissett på er å prognosere ett sett med utgangspunkt i siste 7 dager, og ytterligere ett sett med utgangspunkt i de siste 14 dagene. Ved å kjøre samme optimeringsprosess to ganger vil beregningstiden minst fordoble seg. Beregningstiden varierer, men ligger vanligvis på rundt 40 min for en kjøring. To kjøring vil dermed gi noe som nærmer seg urimelig lang beregningstid. En annen måte å angripe problemet på er å benytte seg av en annen måte for endring av inndata. Fra dag til dag fjernes det en dag på slutten, og legges til en dag på begynnelsen, av syvdagersperioden. Dette er naturlig da det er ønskelig å hele tiden bruke de ferskeste dataene til å prognosere Δpr . Ved å spare på prognosesettene fra dag til dag, samt utvide prognoseperioden fra de nødvendige 2 dagene til 3 dager, vil man for hver dag ha 2 prissett for det døgnet det skal bestemmes bud til. Tilsynelatende vil man ha 3 prissett den dagen man skal bestemme bud. For eksempel på onsdagen skal budet til torsdagen bestemmes. Da vil det kun være tilgjengelig 2 SARIMA-resultater. Det siste settet med SARIMA-resultater beregnes på selveste torsdagen og vil derfor ikke være brukenes til annet enn å sammenligne med de andre to resultatene. Selvfølgelig kan prognoseperioden økes for å få flere tilgjengelige prissett.

Tabell 6 viser hvilken dag hvilke prognoser blir gjort. For eksempel på tirsdagen blir tirsdag, onsdag og torsdag prognosert (med 3 dagers prognoseperiode). Når man da på onsdagen skal levere bud for torsdagen vil det finnes en torsdagsprognose fra både onsdag og tirsdag, markert med beige i Tabell 6. Ved å benytte seg av denne metoden vil en bruke rimelig ferske historiske data i prognosene, til forskjell fra eksempelet med å utvide den historiske perioden med 7 dager. En vil også slippe økt beregningstid for optimeringsprosessen da det meste av tidsforbruket i denne er knyttet til tilpasning av modell. Dette kan være et forslag til videre arbeid for å forbedre RK-prognosene.

	mandag	tirsdag	onsdag	torsdag	fredag	lørdag	søndag
mandag	X	X	X				
tirsdag		X	X	X			
onsdag			X	X	X		
torsdag				X	X	X	
fredag					X	X	X
lørdag						X	X
søndag							X

Tabell 6. Tabellen viser et forslag til hvordan to SARIMA-resultater kan være tilgjengelige på samme dag uten å kjøre modellen flere ganger på en dag.

Bestemmelse av reguleringstilstanden

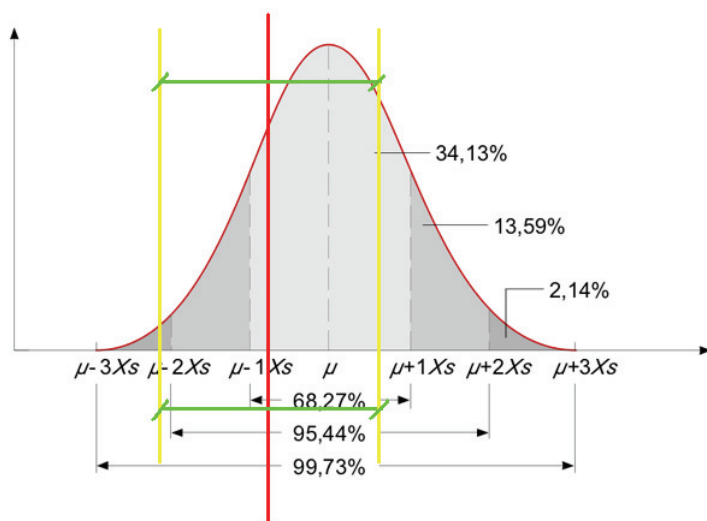
Formålet med å bruke SARIMA-modellen er å få en pekepinne på den forventede reguleringstilstanden til systemet i prognoseperioden. Ut fra reguleringstilstanden kan riktig fordeling av volum og feilfunksjon benyttes for å bestemme scenarioer for Δpr .

Ved å opprette et band rundt spotprisen, samtidig som denne blir addert med prognosert Δpr , sammenlignes RK-prisen fra SARIMA med spotprisen. Er prisen fra SARIMA over dette bandet blir gjeldene reguleringstilstand for timen oppregulering, er den inni bandet blir det nullregulering og under bandet blir nedregulering. Størrelsen på bandet tilpasses slik at prosentvis antall timer med nullregulering er likt i den historiske perioden og prognoseperioden. For hver time gir dette en reguleringstilstand, som er lik for alle scenarioer i den gitte timen.

Det er urealistisk og naivt å anta at reguleringstilstanden for en time er 100 % kjent på forhånd. Derfor er det ønskelig at alle reguleringstilstandene representeres i hver time. Måten dette er gjort på er ved hjelp av bandet omtalt ovenfor og en normalfordeling som endrer seg fra time til time. Denne har forventningsverdi lik SARIMA-prisen og standardavvik lik mean-squared error.

Sammenligningen blir gjort på samme måte, men istedenfor at det er kun tallverdien til SARIMA-prisen som bestemmer en enkelt reguleringstilstand benyttes en normalfordeling til å finne sannsynligheten for alle tre reguleringstilstander. Dette vises i Figur 20. Den røde streken i figuren viser spotprisen for timen. De gule strekene er parallelle med, og symmetriske rundt, den røde. Disse representerer bandet rundt spotprisen. RK-prisen fra SARIMA er lik μ . I Figur 20 er μ større enn spotprisen. Dette ville dermed vært en oppreguleringstime dersom kun tallverdien fra SARIMA er bestemmende for forventet reguleringstilstand. Med å legge en normalfordeling rundt SARIMA-prisen og benytte bandene som grenser mellom forskjellige reguleringstilstander kan en sannsynlighet for hver tilstand finnes. Måten dette blir gjort på er å finne arealet i de tre områdene i

normalfordelingen som er avgrenset av de gule strekene. Området til venstre for den venstre gule streken tilsier nedregulering, området til høyre for den høyre streken tilsier oppregulering og området inni bandene tilsier nullregulering. Det bemerkes at størrelsen på bandet er overdrevet her. Denne prosedyren gjennomføres for hver time i prognoseperioden. Dermed vil en få sannsynligheten for at hver reguleringstilstand inntreffer i hver time i hele prognoseperioden.



Figur 20. Figuren viser hvordan sannsynligheten for reguleringstilstander bestemmes. Normalfordelingen vist er en generell normalfordeling brukt for å illustrere metoden. Den røde streken representerer spotprisen og de gule representerer det symmetriske bandet rundt spotprisen. En slik figur opprettes for hver time i prognoseperioden. På x-aksen vil benevnningen være NOK og y-aksen viser sannsynligheten.

Standardavviket som brukes til å beskrive normalfordelingen er mean squared error, ligning (1.22). Denne øker utover i prognoseperioden. Dette tilsvarer at dess lenger ut i perioden man kommer dess større variasjon er det i utfallene av RK-prisen. Dette økende standardavviket resulterer i at sannsynligheten for opp- og nedregulering nærmer seg hverandre og blir mer og mer symmetrisk utover i perioden.

Generelt er mean squared error, v_n , gitt av ligningen (1.17).

$$(1.17) \quad v_n = \gamma(0) - \gamma'_n \Gamma_n^{-1} \gamma_n$$

$\Gamma(n)$ er her en matrise over kovariansen mellom data i en tidsserie. Denne ser på variansen og sammenligner verdien i time 1 med time 2, time 1 med time 3 osv. Time n vil bli sammenlignet med time 1, time n med time 2 osv til time n sammenlignes med seg selv. Kovariansen er dermed en sammenligning av hver time med alle de andre. Denne er gitt ved ligning (1.18).

$$(1.18) \quad \Gamma_n = \begin{pmatrix} \gamma(1-1) & \cdots & \gamma(1-n) \\ \vdots & & \\ \gamma(n-1) & \cdots & \gamma(n-n) \end{pmatrix}$$

Her er γ gitt som i ligning (1.19). γ er autokovariansen til dataene i en tidsserie. Denne sammenligner time 1 med time 2, time 2 med time 3 osv., altså hver time med den neste.

$$(1.19) \quad \gamma_n = \begin{pmatrix} \gamma(1) \\ \vdots \\ \gamma(n) \end{pmatrix}$$

Γ og γ finnes på bakgrunn av modellbeskrivelsen i SARIMA, som igjen bygger på historiske data før prognoseperioden. SARIMA brukes altså til å tilpasse en tidsseriemodell til faktiske data. Denne modellen beskrives med ligning (1.11) til (1.15). Avhengig av denne modellens orden blir det lagt på en såkalt "white noise" (WN) rundt de modellerte dataene. Dette som et kompromiss mellom nøyaktig tilpasning av data og beregningstid. Som ligning (1.15) viser er WN konstant for hele perioden. Γ og γ finnes så på grunnlag av modellbeskrivelsen referert til i ligningssettene over. Nye data kan dermed bli prognosert med ligning (1.20). Her er \hat{X} prognosert data. For hver nye time som skal prognoseres benyttes et nytt sett med ϕ som i ligning (1.21). n er time.

$$(1.20) \quad \hat{X}_{n+1} = \sum_{i=1}^n \phi_{n,i} X_{n+1-i}, \quad n=1,2,\dots,$$

$$(1.21) \quad \phi_n = \Gamma_n^{-1} \gamma_n$$

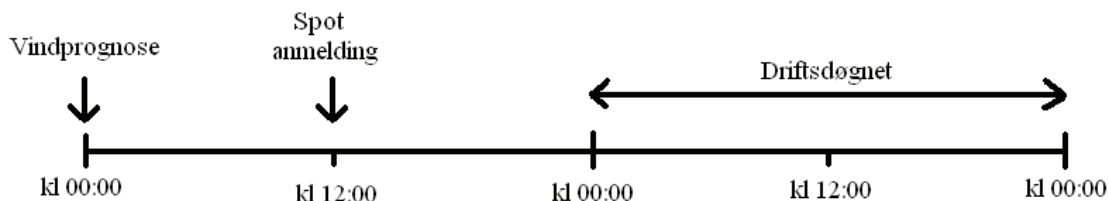
Mean squared error fra modellbeskrivelsen er da som gitt i ligning (1.17). I tillegg til denne usikkerheten vil standardavviket til WN bidra til å øke feilen. Dermed vil mean squared error som blir benyttet ved bestemmelse av reguleringstilstanden være gitt som ved ligning (1.22). Her er m "prognosesteget" fremover i tid. Dvs. ved prognose av den neste timen er $m=1$, prognose av timen tre timer frem er $m=3$. Her vil m alltid være lik 1 fordi det er den neste timen som prognoseres. Når time 2 skal prognoseres benyttes et nytt sett med ϕ , ligning (1.21), og den prognoserte time 1 inngår i prognosegrunnlaget for å prognosere time 2.

$$(1.22) \quad \nu_{n+m}^m = \sigma_{WN}^2 \left(\gamma(0) - \gamma_n^{(m)'} \Gamma_n^{-1} \gamma_n^{(m)} \right)$$

I denne oppgaven vil det derfor bli riktig å benytte mean squared error som i ligning (1.23).

$$(1.23) \quad \nu_n = \sigma_{WN}^2 \left(\gamma(0) - \gamma_n' \Gamma_n^{-1} \gamma_n \right)$$

2.3.4 Opprettelse av scenarioer

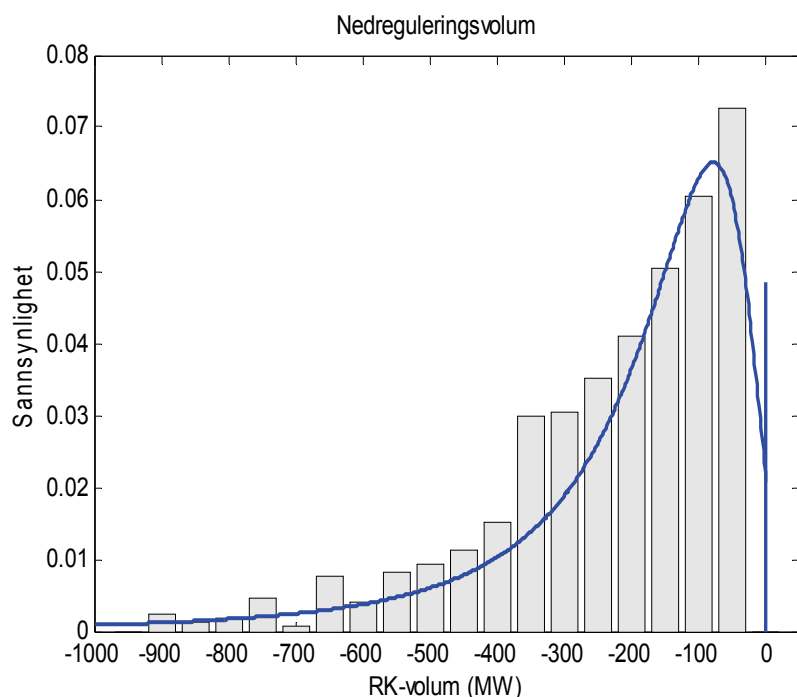


Figur 21. Figuren viser en tidslinje over viktige tidspunkt i anmeldingsprosessen til Elspot.

Målet med denne oppgaven er å finne en vindkraftprodusents optimale bud til Elspot. Denne vindkraftprodusenten mottar vindprognoser to ganger i døgnet, midnatt og middag. Bud til Elspot skal være levert til NordPool innen 12:00 dagen før driftsdøgnet. Den ferskeste tilgjengelige vindprognosen vil da være den som er kommet inn ved midnatt anmeldingsdagen. Dette fører til at den aktuelle prognoseperiodens lengde må være på 48 timer. Figur 21 viser grafisk hendelsesforløpet i anmeldingsprosessen til Elspot.

I bestemmelsen av reguleringstilstand blir spotpris benyttet. Dette gjøres *før* anmelding til Elspot og følgelig er ikke spotprisen kjent ved dette tidspunktet. Dermed blir det antatt at spotprisen er kjent ved beregning av optimalt bud. På grunn av likheten i spotpris fra dag til dag, samt det faktum at kraftprodusenter oppretter, eller tilegner seg, en spotprisprognose gjør at denne antakelsen ikke er like urimelig.

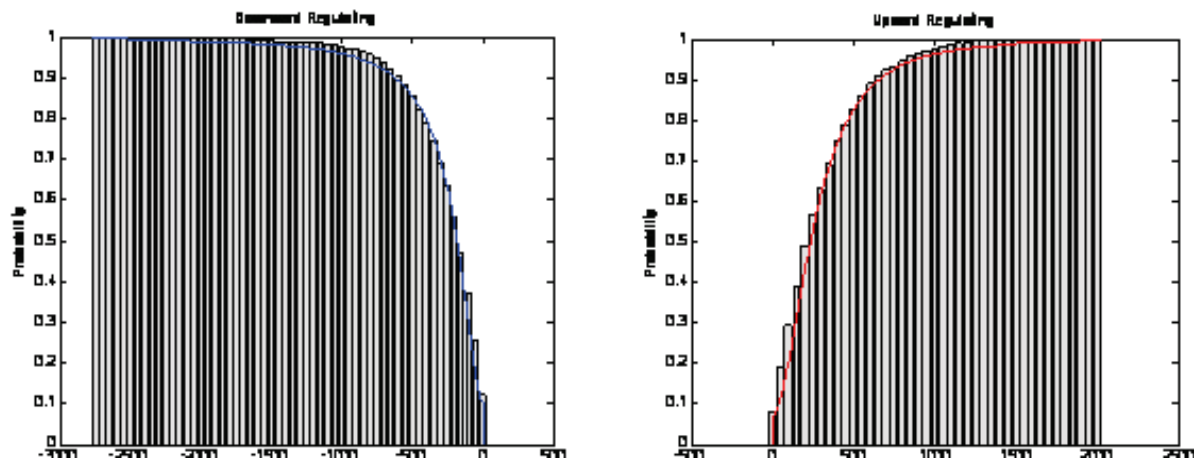
For å få de rette statistiske egenskapene på dataene benyttes et større antall scenarioer. I denne oppgaven blir det benyttet 2000 scenarioer for RK-pris. Disse blir igjen redusert ned til et



Figur 22. Figuren viser en graf over fordelingsfunksjonen til nedreguleringsvolumet med volum på x-aksen og sannsynlighet på y-aksen. Tilsvarende vil også finnes for oppreguleringsvolum. Dette vil da være speilet om y-aksen. Reguleringstilstanden er bestemt på grunnlag av en prissammenligning.

antall på 100. Som definert i ligning (1.9) er de langsiktige lineære parametrene som beskriver RK-prisene deterministisk, og dermed lik fra scenario til scenario. Det som gjør scenarioene forskjellige er dermed kombinasjonen av RK-volum og feilfunksjonen, som begge er stokkastiske. Disse vil variere fra time til time og scenario til scenario.

Som nevnt i kapittel 2.3.2 kan RK-volum bli beskrevet med en generalisert ekstremverdifordeling når reguleringstilstanden bestemmes etter netto RK-volum inn eller ut av prisområdet. Ved derimot å bestemme reguleringstilstanden ut ifra en sammenligning mellom RK-pris og spotpris vil selve fordelingen være lik. I tillegg vil det være en ”prisspiker” ved volumet 0. Figur 22 viser fordelingen av nedreguleringsvolum, med den overlagte spikeren. Prisspikeren vil inntreffe ved RK-volum på 0 også for oppreguleringsvolum. Den vil i begge tilfeller representerer de tilstandene hvor det aktuelle prisområdet har solgt reguleringsressurser til et annet prisområde uten selv å være regulert. Da vil det aktuelle prisområdets RK-volum være 0, mens RK-prisen vil være forskjellig fra spotpris. Sannsynligheten for at prisspikeren skal være bestemmende, altså at det vil være en reguleringspris men ingen reguleringsvolum, beregnes for både opp og nedregulering. Ved å trekke et vilkårlig tall og sammenligne dette med denne sannsynligheten bestemmes det om hvorvidt det er et RK-volum eller pris-spikeren som skal være prissettende for timen. Dette beskriver dermed ε_{no} i ligning (1.9), altså at det forekommer RK-pris men ikke RK-volum. Denne situasjonen blir med andre ord tatt med i modelleringen.



Figur 23. Figuren viser den kumulative sannsynlighetsfordelingen for nedreguleringsvolum (venstre) og oppreguleringsvolum (høyre). Her er prisspikeren utelatt.

Figur 23 viser kumulative sannsynlighetsfordelinger for opp- og nedreguleringsvolum. For å få representert flest mulig prisutfall velges det å vilkårlig trekke RK-volum fra gitte fordelingsfunksjoner opp til et kumulativt nivå på 0,999. Dette vil si at de 99,9 % laveste utfallene blir representert. Fordelingen av RK-volum er også her funnet ved å fjerne ekstreme data, og dermed er det bare mulig å modellere normale hendelser i RKM. I Matlabs ”statistics toolbox” benyttes funksjonen ”*gevrand(K,SIGMA,MU)*” til å trekke vilkårlige tall fra en fordelingsfunksjon med parametrene K, SIGMA og MU.

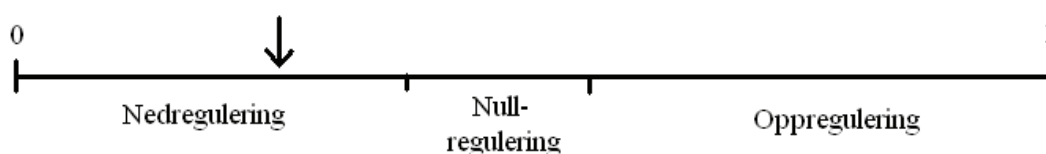
For hvert scenario og hver time beregnes en Δpr ved å benytte den lineære sammenhengen mellom pris og volum. For å muliggjøre hele spekteret av RK-priser benyttes også feilfunksjonene. Dette blir summert sammen med spotprisen for å få en estimert RK-pris for en gitt time og scenario.

Feilfunksjonen trekkes vilkårlig for hver time og hvert scenario, men bare for opp- og nedreguleringstimer. Feilfunksjonen ved nullregulering er allerede behandlet ved hjelp av prisspikeren. Dersom prisspikeren blir bestemmende vil Δpr være forskjellig fra null, samtidig som volumet er null. Dette refererer til nullreguleringsnivået i ligning (1.9). Også for feilfunksjonen benyttes et Matlab-verktøy fra ”statistics toolbox”, ”*evrnd(MU,SIGMA)*”.

Denne funksjonen benytter en ekstremverdifordeling med parametrene MU og SIGMA. Parameterverdien for fordelingsfunksjonene til både volumet og feilfunksjonen finnes i kapittel 2.3.2. Det er viktig å huske at feilfunksjonen for nedregulering har negativt fortegn.

2.3.4.1 Implementering av reguleringstilstander

De forskjellige reguleringstilstandene kan implementeres på to forskjellige måter. Den ene måten er å trekke et vilkårlig tall mellom 0 og 1 som sammenlignes med sannsynligheten for de forskjellige tilstandene. På grunnlag av hvilken tilstand det vilkårlige tallet peker på, opprettes en RK-pris i den gitte timen og det aktuelle scenario som tilsvarer denne. En illustrasjon av denne sammenligningen er vist i Figur 24. Ulempen med dette er at det ved få scenarioer kan bli en betydelig feilfordeling mellom sannsynlighetsfordelingene og antall scenarioer i de forskjellige tilstandene.



Figur 24. Figuren viser fordelingen av sannsynlighetene for opp-, ned- og nullregulering i en gitt time. Pilen indikerer størrelsen til det vilkårlige tallet som benyttes til å bestemme reguleringstilstanden for et scenario i en time. I denne timen og for dette ene scenarioet indikerer pilen nedregulering og det vil det bli opprettet en nedreguleringspris.

For å unngå en slik feilfordeling vil en annen metode være å på forhånd fastsette hvor mange scenarioer som skal genereres i de forskjellige tilstandene. Ved en sannsynlighet for oppreguleringstilstand på 0,7, og et totalt antall scenarioer på 50 vil en generere 35 oppreguleringsscenarioer, tilsvarende forventningsverdien. Dette gjøres da for hver time. Ulempen med denne metoden finnes når timeverdiene skal settes sammen til tidsserier. Dersom man to timer etter hverandre har lik sannsynlighet for oppregulering vil en i begge timene ha 35 oppreguleringspriser. Når disse settes sammen til tidsserier vil en dermed kunne få 35 tidsserier hvor begge disse to timene var representert med en oppreguleringspris, hvilket ikke blir riktig da det ikke er mulig for etterfølgende timer å ha forskjellig reguleringstilstand med å bruke denne måten. For å bestemme hvilken reguleringstilstand som skal benyttes fra time til time blir det derfor den første metoden benyttet. Problemet med skjevfordeling vil ikke være reelt da det er snakk om å generere 2000 scenarioer som vil føre til tilstrekkelig fordeling mellom tilstandene. Denne måten gjør det mulig å unngå at etterfølgende timer har samme tilstand.

Fra scenario til scenario og time til time vil RK-tilstanden kunne endres og i så måte regnes den som stokastisk, men allikevel rettledet av deterministiske SARIMA-resultater. Den lineære beregningen funnet i den langsiktige analysen i kapittel 2.3.2 er også deterministisk. Variablene vol_{reg} og ε er stokastiske og blir beregnet om igjen for hvert scenario og hver time. Ved å trekke vol_{reg} og ε vilkårlig fra deres tilhørende fordelingsfunksjoner vil hvert scenario har lik sannsynlighet for å inntreffe. Denne sannsynligheten, RK_prob , er definert ved ligning (1.24).

$$(1.24) \quad RK_prob = \frac{1}{n}$$

Her er n antall scenarioer, og sannsynligheten for at hvert scenario inntreffer er lik. Det blir opprettet 2000 antall scenarioer, noe som i de videre beregninger vil gi uforholdsmessig lange regnetider. For å bote på dette blir antallet scenarioer redusert til 100 ved hjelp av ”scenario reduction” metoden beskrevet i 1. Dette vil føre til at sannsynligheten for de resterende antall scenarioer vil endres.

Da scenarioene er opprettet på basis av fordelingsfunksjoner for feilfunksjonen og for RK-volum vil hvert scenario ha lik sannsynlighet for å inntreffe. Dette betyr at i videre beregninger vil en kunne se bort fra disse fordelingsfunksjonene. Dette kan man gjøre fordi fordelingsfunksjonene allerede er tatt hensyn til ved opprettelse av scenarioer.

2.3.5 Ulemper med RK-modellen

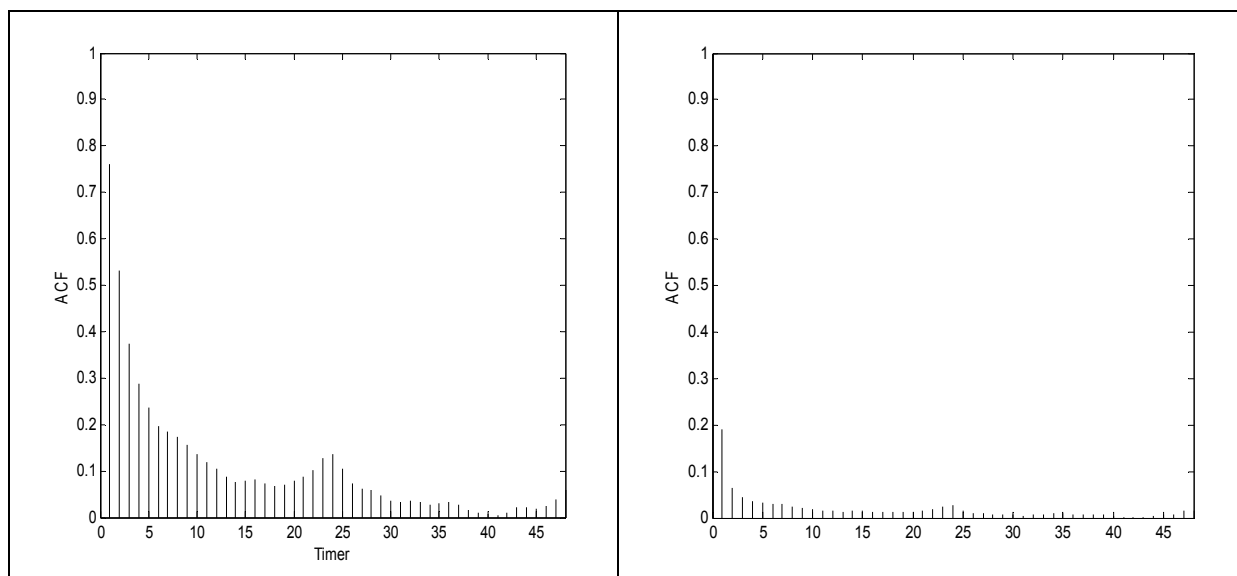
Det er visse ulemper knyttet til RK-modellen:

- Modellen fjerner ekstreme utfall av RK-prisen, hvilket gjør at disse ekstremutfallene ikke blir modellert. Dermed blir kun det ”normale” forløpet til RKM tatt hensyn til. I mange tilfeller vil det være de ekstreme utfallene som virkelig fører til kostnader med å agere i RKM, og i så måte burde også disse vært modellert. Dette foreslås som videre arbeid.
- Trenger en del data for å kunne bestemme SARIMA-parametrene. Altså trenger at det har vært en del reguleringer i den historiske perioden. Dersom det ikke er godt nok datagrunnlag siste 7 dagersperiode utvides denne til siste 14 dagersperiode. Dette gjør de historiske dataene mindre ferske.

2.3.6 Valg av prisområde

I løpet av 2008 har prisområdene NO₂ og NO₃ blitt slått sammen. Dette skjedde 16.11.2008. Det melder seg da et naturlig spørsmål: hvordan skal dette tas hensyn til? Et forslag til å løse dette vil være å bruke RK-priser for et annet område. Et annet forslag vil være å dele opp i perioden *før* og *etter* sammenslåing av prisområdene og gjøre analyser for hvert prisområde separat. På våren 2009 ble prisområdene NO₂ og NO₃ delt opp igjen.

Det velges dermed å bruke RK-priser for et annet prisområde. Vindparken i denne oppgaven er lokalisert i NO₂. I de siste årene har spotpriser i NO₂ vært veldig like prisene i Sverige (SE). Modellering av RK-prisen ved å benytte denne modellen blir vanskelig da SE opererer med både en oppreguleringspris og en nedreguleringspris for hver time. Det blir derfor valgt å bruke NO₁ som bakgrunn for RK-modellen. Dette begrunnes med tilgangen på data er god.



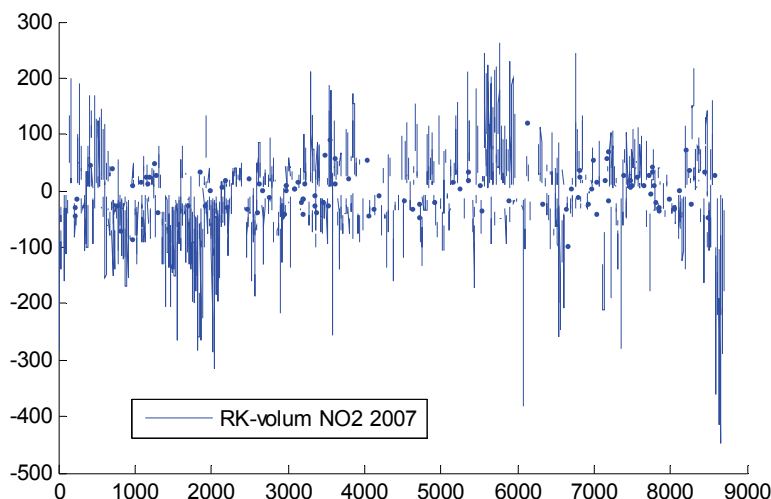
Figur 25. Figuren over viser ACF for prisområde NO2. Grafen til venstre er for 2008 og grafen til høyre er for 2007. Begge grafene er for 48 timer.

Figur 25 viser autokorrelasjonen til NO2 for år 2007 (høyre) og 2008 (venstre). Det er her en merkbart lavere autokorrelasjon enn i NO1, og da spesielt for 2007. Autokorrelasjonen er forutsetningen for å benytte seg av en SARIMA-modell for å bestemme reguleringstilstanden. Ved å sammenholde dette med autokorrelasjonene vist i Figur 25 og Figur 18 forstås det at grunnlaget med å bruke en SARIMA-modell for NO2 i 2008 er dårligere enn for NO1. Dette inntrykket vil bare forsterkes for år 2007.

Videre kan tilgangen til data belyses med Tabell 7. Denne viser at antallet regulerede timer og netto regulert volum var betydelig større i NO1 enn i NO2 i 2008.

Områder	# regulerede timer	Regulert volum (GWh)
NO1	5798	233,6
NO2	4016	138
<i>NO1/NO2*100</i>	<i>144,4</i>	<i>169,3</i>

Tabell 7. Tabellen viser en oversikt over antall regulerede timer og regulert volum for forskjellige områder i 2008.

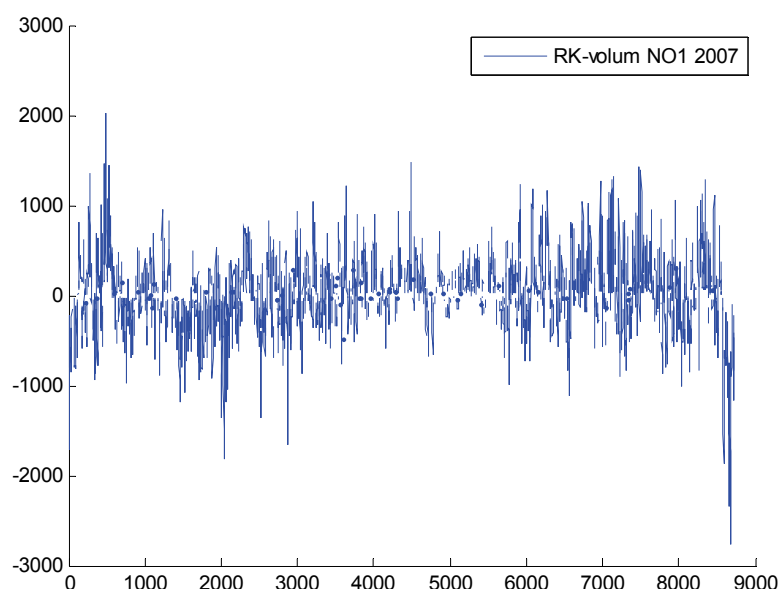


Figur 26. Figuren viser volumet i RKM for NO2 i 2007

Som en ser av Figur 26 og Figur 27 er det nokså betydelige forskjeller i reguleringsvolum for de to forskjellige prisområdene. Dette er videre med på å påvirke hvor godt det lar seg gjøre å tilpasse de definerte fordelingsfunksjonene i modellen med faktiske data.

Denne forskjellen i RK-volum kan gjøre at ubalanser for vindprodusenter i NO2 kan påvirke RK-prisen. Dette gjør at en passiv produsent i NO2 kan være prislager istedenfor pristaker. Dette er ikke fulgt videre opp i denne oppgaven, men foreslås som videre arbeid.

Dermed vil prisområde NO1 benyttes. Dette begrunnes med bedre datatilgang og at dataene er fra samme område for hele året.



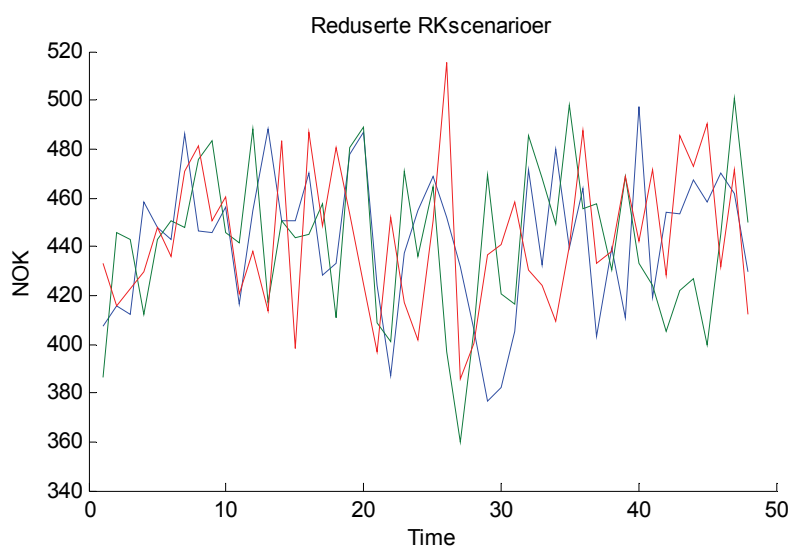
Figur 27. Figuren viser volum i RKM for NO1 i 2007

2.3.7 Resulterende regulerkraftscenarier

Resultatet fra RK-modellen er et sett med RK-priser. I Figur 28 vises tre RK-scenarier som er et resultat av å ha redusert ned det opprinnelige antallet på 2000. I de videre beregningene vil det reduserte antallet scenarier være 100. Sannsynligheten for hvert av RK-scenariene vist her er:

- Blå 32,7 %
- Rød 25,7 %
- Grønn 41,6 %

Selv om denne modellen bare modellerer og prognoserer RKM i "normaltilstanden" og unngår ekstreme utfall ser man allikevel at pris-peaker forekommer. Det røde scenarioet i Figur 28 får en høy pris rundt time 26 – 27, mens det grønne scenarioet får en lav pris rundt time 28. Dette blir ansett å være normale hendelser.



Figur 28. Figuren viser reduserte RK-scenarier for en prognoseperiode. Denne er på 48 timer.

2.4 Optimalt bud

2.4.1 Optimeringsalgoritme

Ved hjelp av optimeringsalgoritmen vist under skal det optimale volumet for et bud til Elspot bestemmes. For å kunne få tilstrekkelig perspektiv på kostnader og inntekter ved agering i RKM og for å sammenligne de forskjellige måtene å opprette bud på er det valgt å benytte $\Delta pr + \text{spotpris}$, istedenfor bare Δpr , i optimeringsalgoritmen. Dette vil si at kontantstrømmer fra både RKM og Elspot benyttes istedenfor å bare fokusere på RKM.

$$\begin{aligned}
 \max REV = & P_{bud} \cdot sp \\
 (1.25) \quad & + py_{y=1} \cdot \left\{ \sum_{i=bal+1}^n \sum_{j=1}^m [(P_i - P_{bud}) \cdot p_i \cdot sp \cdot pj_j] - \sum_{i=1}^{i=bal-1} \sum_{j=1}^m [(P_{bud} - P_i) \cdot p_i \cdot RKp_j \cdot pj_j] \right\} \\
 & + py_{y=2} \cdot \left\{ \sum_{i=bal+1}^n \sum_{j=1}^m [(P_i - P_{bud}) \cdot p_i \cdot RKp_j \cdot pj_j] - \sum_{i=1}^{i=bal-1} \sum_{j=1}^m [(P_{bud} - P_i) \cdot p_i \cdot sp \cdot pj_j] \right\} \\
 & + py_{y=0} \cdot \left\{ \sum_{i=bal+1}^n \sum_{j=1}^m [(P_i - P_{bud}) \cdot p_i \cdot sp \cdot pj_j] - \sum_{i=1}^{i=bal-1} \sum_{j=1}^m [(P_{bud} - P_i) \cdot p_i \cdot sp \cdot pj_j] \right\}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 (1.26) \quad s.t. \quad & P_{bud} \leq k_t \\
 & P_i \leq k_t \\
 & P_{bud} \geq 0
 \end{aligned}$$

Algoritmen viser hvordan inntjeningen ved deltakelse i både Elspot og RKM kan beregnes. En slik algoritme omtales i fagterminologi som objektfunksjonen. Første linje består av inntekt fra Elspot. De tre nederste linjene beskriver kontantstrømmer fra av henholdsvis opp-, ned- og nullregulering. De doble summetegnene på hver av de tre nederste linjene representerer videre henholdsvis over- og underbalanse. Summen av de tre nederste linjene gir kontantstrøm fra RKM. Samlet inntjening finnes ved å summere kostnader og inntekter i både Elspot og RKM. Det ønskes å maksimere samlet inntjening, derav $\max REV^2$.

Objektfunksjoner er underlagt begrensninger. Begrensningen i denne sammenhengen er den termiske grenselasten på den regionale produksjonsradialen parken er tilknyttet. Denne er på 50 MW. Budet til Elspot kan derfor ikke være større enn dette. Nedad begrenses budstørrelsen til at alle bud skal være positive. Dette er representert i ligning (1.26).

Objektfunksjonen i ligning (1.25) viser hvordan beregninger skal gjøres for 2-pris. Forskjellen mellom algoritmen for 1-pris og 2-pris er at RK-pris vil være gjeldende pris for både over- og underbalanse i både opp- og nedregulering. Utover det er oppbygningen helt lik.

Tabell 8, Tabell 9 og Tabell 10 forklarer indekser, parametre og variable i ligning (1.25).

² REV= revenue : inntekt

Tabell 8. Tabellen viser indeksene til optimeringsalgoritmen

i	Aktuelt utfall/scenario av vind, $i = [1, n]$
j	Aktuelt utfall/scenario av regulerkraftpriser, $j = [1: m]$
t	Time i optimeringsperioden
y	Totalsystemets balansetilstand ($y=0$: nullreg., $y=1$: oppreg., $y=2$: nedreg.)

Tabell 9. Tabellen viser variablene i optimeringsalgoritmen

$P_{bud,t}$	Effektbudet til Elspot, time t
$bal = i$	"bal" er det tenkte scenarioet i som skiller mellom overbalansert og underbalansert. Størrelsen på budet og vindscenarioet er da likt. Det vil da ikke være noen ubalanser og dermed ikke noe agering i RKM. Elspot vil dermed være eneste inntjening.

Tabell 10. Tabellen viser parametrene til optimeringsalgoritmen

REV_t	Forventet inntekt i time t
sp_t	Spotpris, time t
k_t	Kapasitetsbegrensning, time t
$py_{y,t}$	Sannsynlighet for totalsystemets balansetilstand, i time t . Denne er flytende mellom 0 og 1 før opprettelse av RK-scenarioer. I optimeringsalgoritmen inntar denne parameteren enten verdien 0 eller 1 avhengig av hvilke reguleringstilstand RK-scenarioet representerer.
$pj_{j,t}$	Sannsynlighet for RK-scenario j , time t
$pi_{i,t}$	Sannsynlighet for vindscenario i , time t
$P_{i,t}$	Vindeffekt i vindscenario i , time t
$RKp_{y,j,t}$	RK-pris i RK-scenario j , time t
n	Antall vindscenarioer
m	Antall RK-scenarioer

For hver time og hver kombinasjon av scenarioer vil en inntjening i Elspot beregnes. I tillegg vil det bestemmes hvilken av de 6 forskjellige RK-situasjonene som skal være gjeldende for beregning av kontantstrøm i RKM. Dette blir gjort ved å sammenligne budet og effekten i vindscenarioet og sjekke hvorvidt produsenten er overbalansert eller underbalansert. Videre sammenlignes spotprisen med den alternative RK-prisen i RK-scenarioet for å bestemme om systemet er opp-, ned- eller nullregulert. Hver scenariokombinasjon kan kun være i en av de seks RK-situasjonene.

I denne oppgaven er det valgt å beregne samlet inntjening for alle budstørrelser. Den budstørrelsen som resulterer i best inntjening er størrelsen på det optimale budet. Da optimering av vindkraft er tidsuavhengig, [5], blir dette gjort likt og uavhengig for hver time.

Scenarioer blir opprettet på grunnlag av sannsynlighetene for reguleringstilstanden. Det blir benyttet 100 scenarioer for vindkraft og RK-pris, til sammen 10 000 forskjellige kombinasjoner. Størrelsen på det optimale budet varierer med steglengde 0,1 MWh/h fra 0 MW til 50 MW. Steglengden på 0,1 MWh/h benyttes da dette er minste tillatte steglengde på bud i Elspot, jfr. [5]. Dermed blir 501 forskjellige budstørrelser beregnet. Prognoseperioden er på 48 timer, men det er kun de 24 siste som vil bli benyttet ved en virkelig anmelding i Elspot. For å kunne se på en større mengde resultater blir allikevel 48 timer benyttet. Videre blir dette

gjort for både 1-pris og 2-pris. Dette fører til at totalt antall kombinasjoner blir $100 \times 100 \times 501 \times 48 \times 2 = 480,96$ millioner, eller i underkant av en halv milliard forskjellige kombinasjoner.

2.4.2 Effektbegrensning på vindscenarioer

Ved opprettelse av vindscenarioene er installert effekt 57,5 MW. Dermed vil de vindscenarioene med optimal hastighet ut fra parkeffektkurven resultere i full produksjon i hele parken, altså et effektuttak på 57,5 MW. I ligning (1.26) er budstørrelsen begrenset oppad til $k_i = 50$ MW. Dette på grunn av termiske begrensninger i overføringen. Denne begrensningen gjør at det ikke vil være mulig å selge mer effekt enn 50 MW. Et annet moment med denne begrensningen er at det heller ikke vil være mulig å få noen merinntekt i RKM på den effekten som overstiger k_i . Dersom produsenten er overbalansert med et bud likt k_i vil den overskytende effekten bli omsatt i RKM. Dette vil da være feil av den grunn at det ikke er mulig å overføre mer enn k_i . Derfor vil effekten i vindscenarioene begrenses oppad til 50 MW. Dette er implementert ved begrensningen i ligning (1.26).

2.4.3 Optimering i praksis

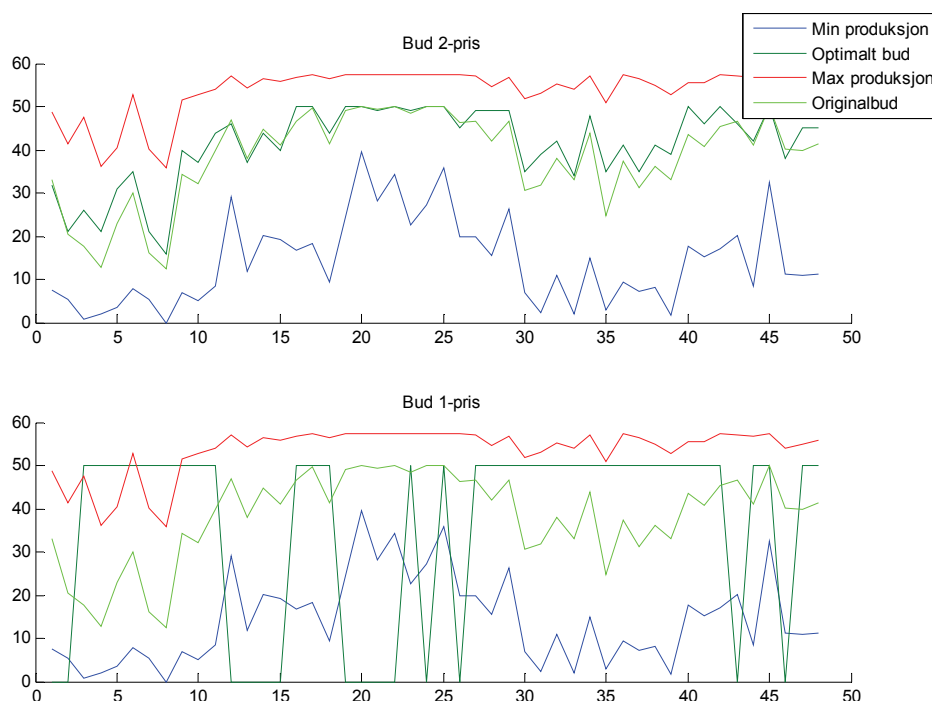
Implementering av modeller og optimeringsalgoritme er gjort i Matlab. I tillegg til studentpakken som disponeres ved NTNU er det benyttet "System identification toolbox" og "Statistics toolbox".

Det meste av tidsforbruket i denne oppgaven har vært viet modellimplementering og programmering. Det vil da selvsagt være nødvendig å gi et innblikk i dette arbeidet og det henvises derfor til kapittel 2 under vedlegg for oversikt over matlabkoding. Vedlagt oppgaven finnes også en elektronisk zip-fil med alle koder og inputdata som benyttes.

3 Resultater

I dette kapittelet presenteres resultatene fra beregningene av optimale bud. De viktigste resultatene er hva slags volum budet har, og hvilke inntjening de forskjellige volumene gir. Budstrategien ved 1-pris og 2-pris er ganske forskjellig, og veldig typisk for hvert prissystem. Disse presenteres i kapittel 3.1. I kapittel 3.2 blir det presentert en oversikt over inntjening ved å benytte denne modellen på 9 forskjellige prognoseperioder. Resultater fremstilles i en tabell og underbygges med en rekke grafer fra simuleringene. Det er valgt å presentere hele prognoseperioden, altså både driftsdøgnet og anmeldingsdøgnet. Dette for å få best belyst forskjellige hendelser og utfall.

3.1 Optimale buds volum i 1-pris og 2-pris

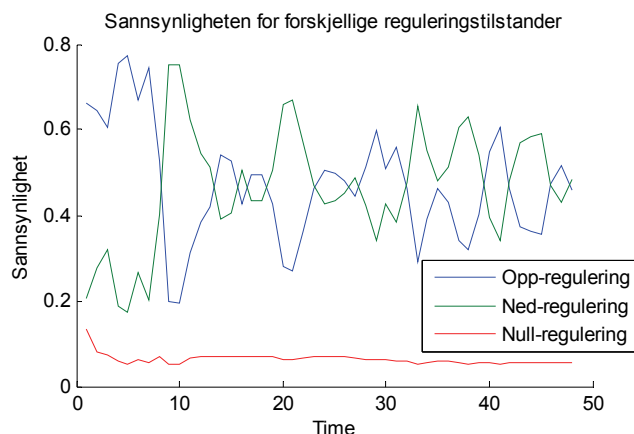


Figur 29. Figuren viser hvordan størrelsen på de forskjellige budene varierer over prognoseperioden. Det er kun de 24 siste timene av prognoseperioden som vil være aktuelle for en anmelding i Elspot. De røde og blå grafene markerer henholdsvis maksimum og minimum forventet produsert effekt i hver time. Y-aksen viser volum i MW og x-aksen viser timer. For illustrasjonens skyld er ikke scenarioene underlagt øvre produksjonsbegrensning her. Dette vil derfor muliggjøre en maksimal produksjon på over 50 MW.

Figur 29 viser en typisk fordeling av bud i 1-pris og 2-pris. Den røde og den blå grafen er henholdsvis maksimum og minimum simulert effekt. Den lysegrønne grafen er original budstrategi og den mørkegrønne viser utviklingen av optimale bud over perioden. Legg spesielt merke til at optimalt bud for 2-pris ligger omtrentlig rundt samme nivå som originalbudet³, altså prognosert produksjon. Dette kan forklares med at prognoseavvikene genereres ”symmetrisk” rundt prognosen, og dermed blir forventet vindeffekt liggende i området rundt prognosen. Forventet vindeffekt gir da forventningsmessig minst ubalanser, og

³ Originalbudet er det budet som ville vært ved å brukt TE’s budstrategi.

dermed også minst RK-kostnader dersom RK-prisene hadde vært symmetriske. Videre er resulterende optimale bud for 1-pris oppsiktsvekkende da disse ligger på ytterpunktene av tillatt størrelse. De legger seg altså på begrensningene vist i ligning (1.26). Rundt time 25 i Figur 29 vil det optimale budet i 2-pris variere fra 0 til k_i , kapasitetsbegrensningen, fra time til time. Det påpekes at dette budet ikke er planlagt levert effekt fra vindkraftparken men optimalt solgt effekt i Elspot ut fra simulerte scenarioer fra vindkraft og regulerkraft. Forventet produsert effekt vil være likt for 1-pris og 2-pris. Det som skiller de to er i hvilke marked effekten blir omsatt i. Disse resultatene blir videre diskutert i 4.1.1. Figur 31 viser budforløpet for prognoseperioden 13. og 14. november 2008. Også her vises de



Figur 30. Figuren viser hvordan sannsynligheten for at de forskjellige reguleringsstilstandene endres fra time til time (x-aksen). Blå er oppreg., grønn er nedreg. og rød er nullreg.

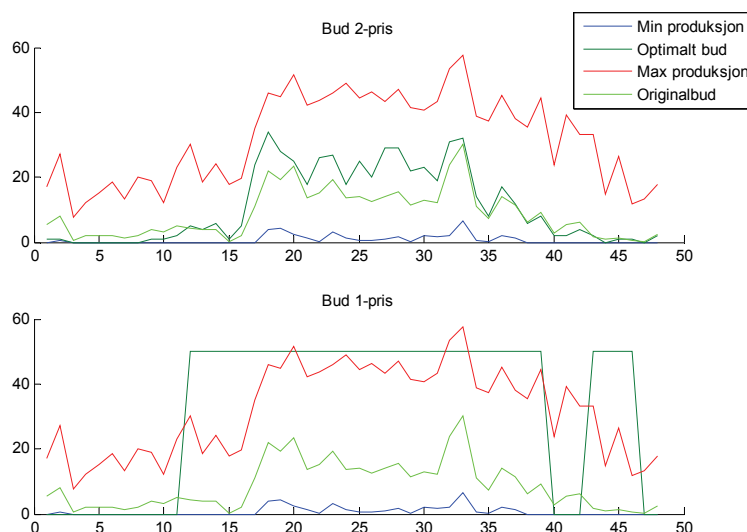
tilnærmet konstant er at sannsynlighetene for opp- og nedregulering vil være speilet om en imaginær linje, som vist i Figur 30.

Normalfordelingen som brukes til å bestemme reguleringsstilstanden endrer forventningsverdi og standardavvik fra time til time gjennom prognoseperioden. Størrelsen på standardavviket vil øke utover i prognoseperioden. Dette fører til at normalfordelingen som blir flatere og sannsynlighetene for opp- og nedregulering blir mer og mer like. Dette vil si at mot slutten av prognoseperioden vil sannsynlighetene for opp- og nedregulering bli likere. Dette illustreres godt i Figur 30.

karakteristiske ekstremutfallene i budvolumet for 1-pris, og hvordan optimalt og originalt bud følger hverandre i 2-pris.

Figur 30 viser et typisk forløp til sannsynlighetene for forskjellige RK-scenarioer i prognoseperioden.

Sannsynligheten for nullregulering er så å si konstant for hele perioden. Ved bestemmelse av reguleringsstilstandene blir det lagt et symmetrisk band rundt spotprisen. Den tilnærmede konstante sannsynligheten for nullregulering vil variere med størrelsen på dette bandet. En naturlig konsekvens når sannsynligheten for nullregulering er



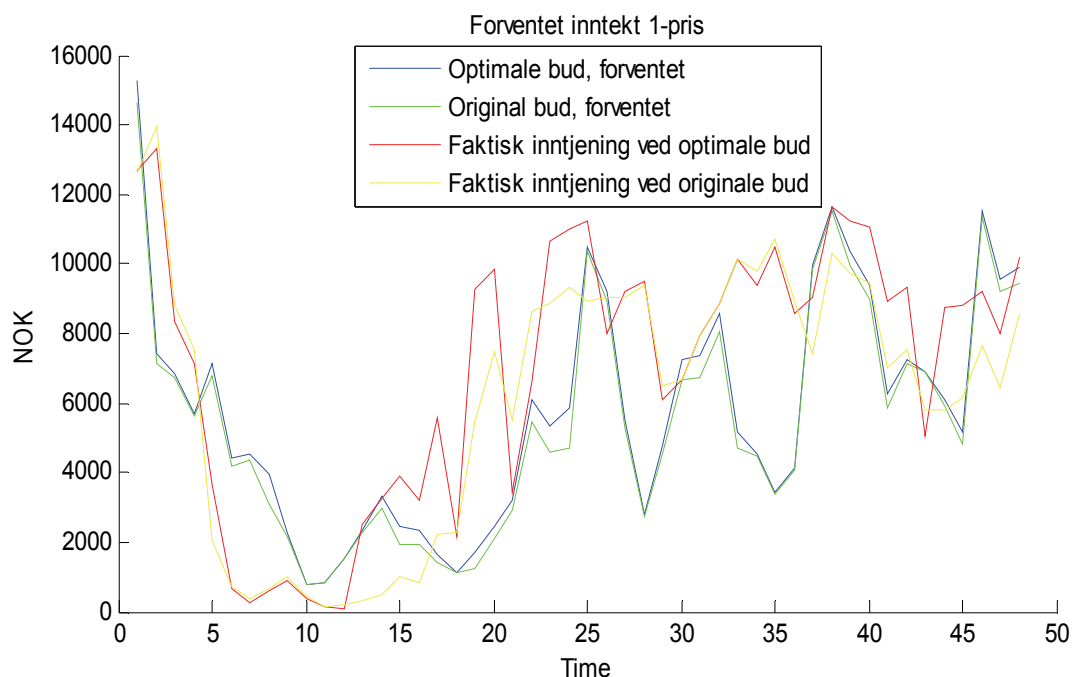
Figur 31. Figuren viser forløpet for optimalt og originalt bud for dagene 13. og 14. november 2008. X-aksen viser timer og y-aksen viser volum i MW.

3.2 Simulerte og faktiske inntjeninger og forbedringer

I Tabell 11 fremstilles en oversikt over resultatene ved å bruke både original og optimal budgivning på simulerte og faktiske data. Beregningene er gjort for 9 forskjellige, vilkårlig utvalgte, perioder. Dagene som er prognosert er gjengitt med dato og er alle fra perioden etter avslutning av siste byggetrinn på Bessakerfjellet. For hver gang vil det prognoseres 48 timer. De 24 siste timene vil bli brukt til anmelding i Elspot, og er derfor de mest interessante. Disse er fremstilt for seg på linjen under 48 timersperioden i tabellen. Tallene i tabellen er i NOK og er summert over hele perioden for henholdsvis 48 og 24 timer. Vindscenarioene er begrenset oppad til 50 MW. En tilsvarende tabell uten begrensning er gjengitt i kapittel 4 i vedlegg.

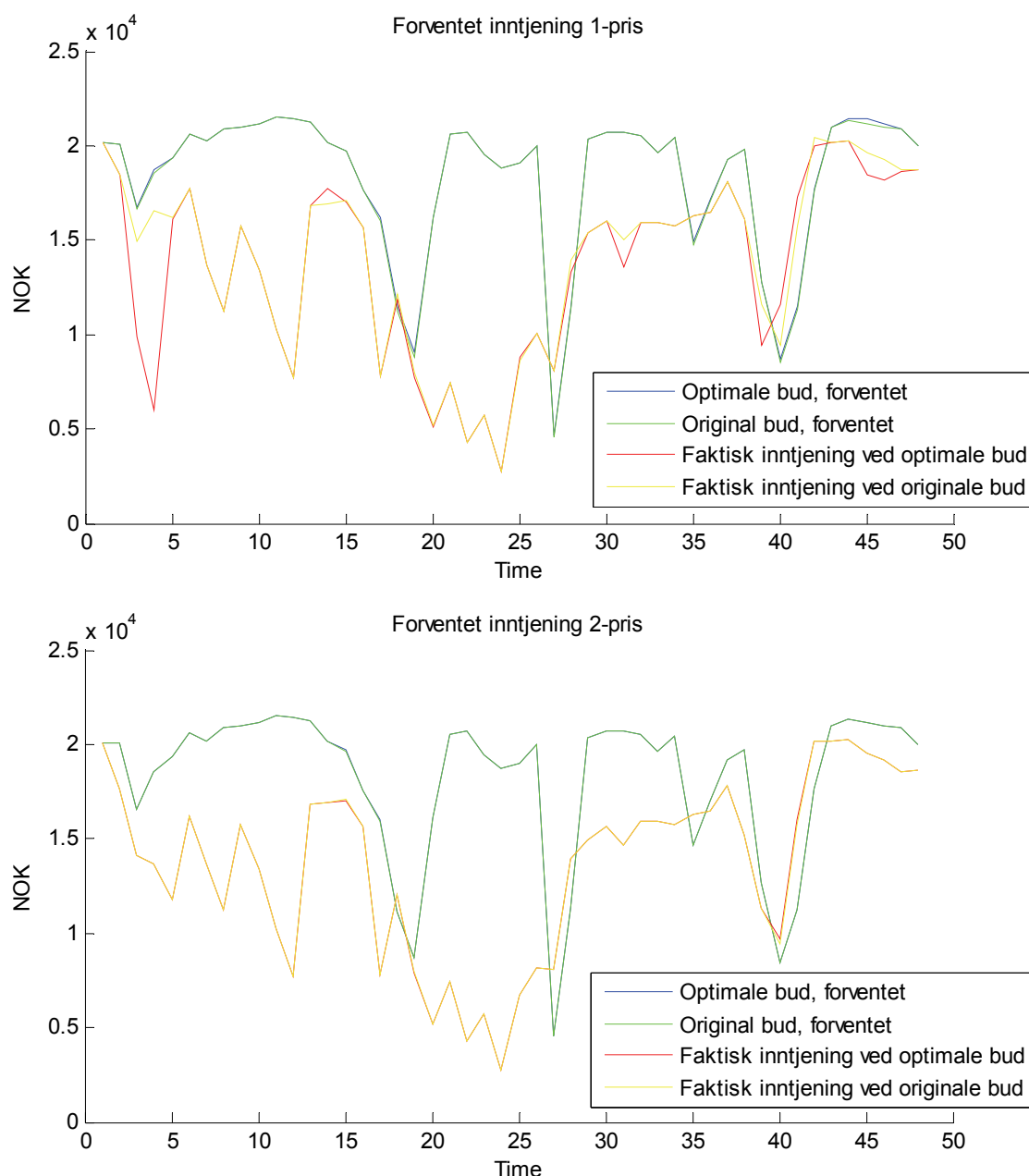
For å få bedre innsikt i hvordan for eksempel inntektene har variert over perioden vises det en del figurer etter tabellen. I figurene gjengis inntekter og volum fra både 1-pris og 2-pris. Originalt bud er dannet på grunnlag av TE's originale budstrategi. Denne er lik både for 1-pris og 2-pris.

Ved å sammenligne forventet inntjening i 1-pris og 2-pris i Tabell 11 ser man tydelig at faktisk inntjening ved optimale bud har langt større utfallsrom i 1-pris enn i 2-pris. Dette kommer av den noe dristige budgivningen i 1-pris, nemlig 0 % eller 100 % av tilgjengelig effekt. Dette fører uunngåelig til store volum i RKM, og dermed et potensial for store både inntekter og kostnader. Som en ser av tabellen slår dette begge veier med tidvis store inntekter og kostnader. Det er ikke noe tydelig sammenheng med hvordan tilpasningen av SARIMA-modellen er i forhold til om kontantstrømmen fra RKM er positiv eller negativ. Intuitivt vil en kunne tro at ved en god tilpasning av modell til data vil resultatet fra prognoseringen være bedre. Det er ikke funnet noen slike sammenhenger. Spesielt i Figur 32 kan det observeres store variasjoner i faktisk inntekt mellom optimalt og originalt bud. Tabell 11 viser at for denne perioden ville optimal budgivning i 1-pris ha resultert i en merinntekt på rundt 19,5 tusen NOK for driftsdøgnet. 27. og 28. november vil ha en kostnad på 12,8 tusen, selv om modelltilpasningen er bedre i denne perioden.



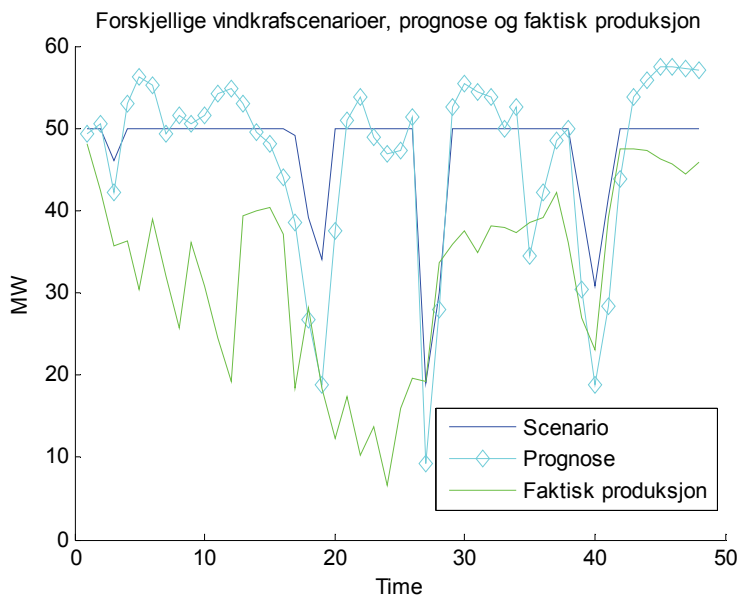
Figur 32. Figuren viser forventet og faktisk inntjening i 1-pris for 22. og 23. september 2008.

Dato			1-PRIS						2-PRIS						Tilpassning av SARIMA i %
Dag 1	Dag 2	Simulert			Faktisk			Simulert			Faktisk				
		Optimal	Original	Forbedring	Optimal	Original	Forbedring	Optimal	Original	Forbedring	Optimal	Original	Forbedring		
10.09.2008	11.09.2008	1 080 500	1 077 300	3 256	1 072 200	1 070 100	2 112	1 075 300	1 075 100	190	1 067 700	1 067 900	-252	2.41	
	11.09.2008	547 270	546 280	995	533 840	535 200	-1 359	545 200	545 120	86	533 750	533 890	-142		
22.09.2008	23.09.2008	275 780	261 500	14 274	337 020	298 860	38 168	259 160	258 550	608	295 570	295 780	-213	3.64	
	23.09.2008	177 160	170 910	6 248	217 370	197 780	19 592	169 270	168 950	318	196 160	196 300	-138		
05.10.2008	06.10.2008	945 120	940 890	4 233	870 590	882 290	-11 706	938 580	938 360	222	869 470	868 810	657	4.17	
	06.10.2008	569 780	568 460	1 322	521 490	527 090	-5 597	567 130	567 030	101	516 110	515 520	598		
24.10.2008	25.10.2008	879 280	876 790	2 485	653 260	671 480	-18 224	874 820	874 630	188	654 280	653 780	495	4.96	
	25.10.2008	425 530	424 250	1 277	372 840	375 730	-2 892	423 200	423 120	81	369 190	368 560	632		
05.11.2008	06.11.2008	163 660	148 130	15 528	102 370	98 319	4 051	146 830	146 590	238	97 935	97 908	27	2.41	
	06.11.2008	87 519	79 967	7 553	79 504	63 222	16 282	79 187	79 138	49	63 384	63 177	207		
17.11.2008	18.11.2008	924 750	918 120	6 633	946 410	949 500	-3 090	916 190	915 530	662	948 090	947 400	691	4.86	
	18.11.2008	460 370	458 380	1 992	459 530	463 060	-3 531	457 230	457 030	197	462 300	461 820	475		
27.11.2008	28.11.2008	528 850	520 740	8 101	434 170	431 400	2 772	518 310	518 190	118	423 020	422 560	458	2.38	
	28.11.2008	222 630	218 510	4 124	162 350	175 150	-12 795	217 260	217 190	67	171 650	171 730	-75		
08.12.2008	09.12.2008	334 310	324 140	10 168	386 930	385 340	1 592	320 610	320 190	422	382 780	383 010	-227	3.57	
	09.12.2008	166 320	161 120	5 203	221 460	222 110	-651	159 240	159 040	200	220 620	220 870	-245		
17.01.2009	18.01.2009	723 750	720 670	3 083	722 070	719 260	2 809	718 990	718 180	811	717 610	717 800	-195	3.66	
	18.01.2009	408 930	408 130	799	290 160	289 120	1 040	408 090	407 420	663	287 650	288 110	-465		
Fete tall har nøyaktighet ned til 1 NOK. Normale tall har nøyaktighet ned til 10 NOK															
Sum av forbedring i siste periode:							10 089	Sum av forbedring i siste periode:							847

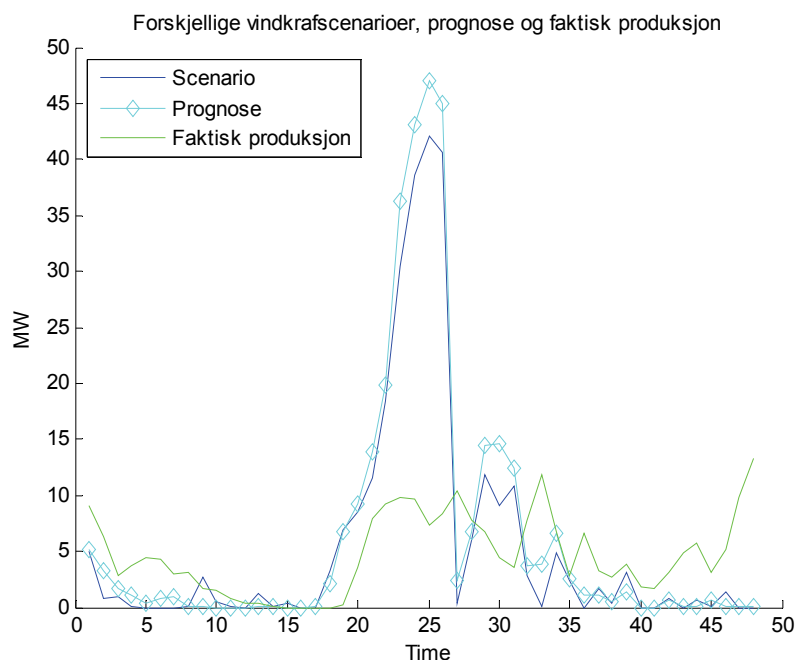


Figur 33. Grafene over er fra 24. og 25. oktober 2008.

Figur 33 viser inntektsforløpet for prognoseperioden 24. og 25. oktober 2008. For 2-pris er inntektene ved originale bud og optimale bud ganske like. Tabell 11 viser at inntekten for optimalt bud i 2-pris vil gi en forbedring på 632 NOK fra originalt bud i den siste 24 timersperioden. I den øverste grafen i Figur 33 vises inntekter for 1-pris. Her ligger inntjeningen omtrent rundt originalt bud, men med et stort fall i inntektene i begynnelsen av prognoseperioden. Dette bidrar sterkt til en merkostnad på rundt 18 tusen NOK for hele prognoseperioden og det er klart at her har prognoseringen av RKM bommet samtidig som prognosert produksjonen var høy og de faktiske RK-prisene meget lave. Figur 35 viser hvordan prognosen er høyere enn tillatt solgt effekt mens faktisk effekt er en del lavere enn forventet. Ved å fjerne begrensingen på maksimumseffekten til vindscenarioene vil merkostnaden ligge rundt 30 tusen. Dette illustrerer viktigheten av effektbegrensning også for scenarioene.



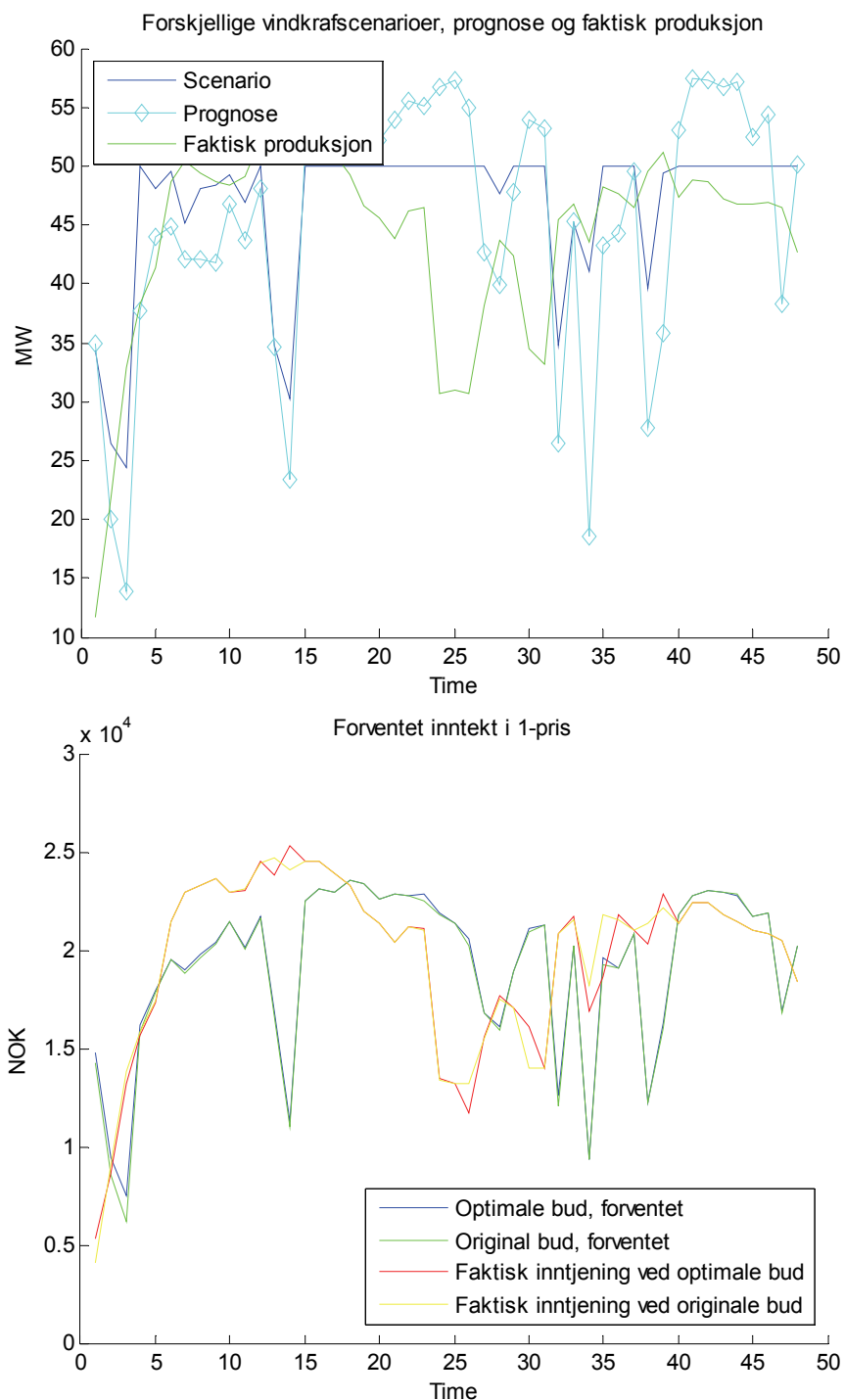
Figur 35. Grafen viser vindparkscenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe. I tillegg vises prognosen og faktisk produksjon. Dataene er fra 24. og 25. oktober 2008. Legg spesielt merke til hvordan scenarioene begrenses av kapasitetsbegrensningen på 50 MW i optimeringsalgoritmen.



Figur 34. Figuren viser samme resultater som Figur 35, men dataene er fra 5. og 6. november 2008. Legg spesielt merke til feilprognoseringen rundt time 22 – 26.

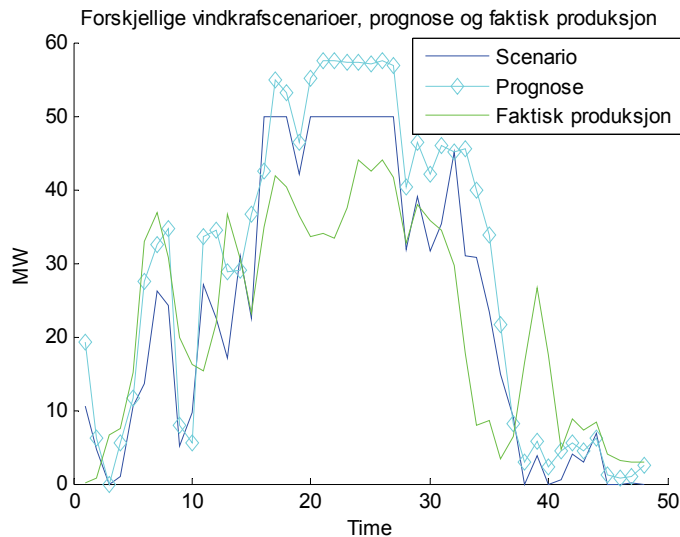
Figur 34 og Figur 35 viser hvordan forskjellige prognoseperioder. I Figur 35 produksjon. Til tider er avviket formidabelt. I Her ligger prognosen rundt null, bortsett fra også hvordan prognosens økning kommer produksjonsøkningen.

prognosen treffer med faktisk vind i to ligger prognosen konsekvent over faktisk Figur 34 er vindeffekten nokså beskjeden. det store avviket fra rundt time 22 – 26. Se noen timer før den faktiske

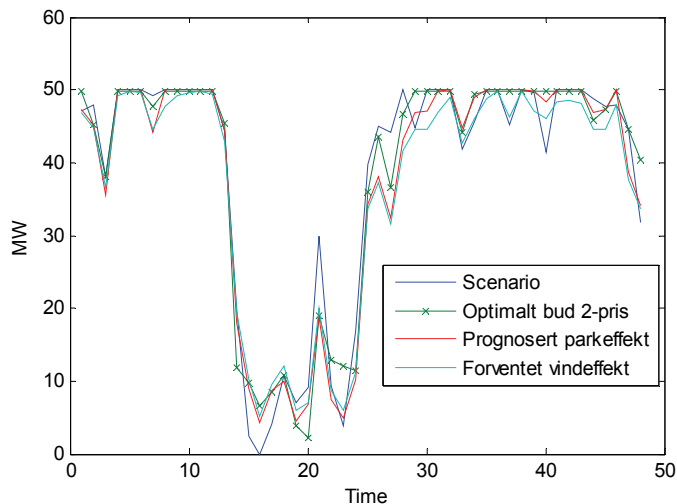


Figur 36. Grafene over viser simulerte og faktiske data fra 17. og 18. november 2008

Figur 36 viser hvordan forløpet for prognose, scenario og faktisk vind var 17. og 18. november 2008 (øverst) og simulerte og faktiske inntekter for 1-pris i samme periode (nederst). I denne perioden er inntekter fra originale og optimale bud i 1-pris ganske like. Originale bud tilsvarer prognosen. Med dette i tankene forstår man at det i løpet av denne prognoseperioden har vært en del avvik mellom prognosert vind og faktisk vind. På tross av dette viser Tabell 11 at optimale bud for 2-pris gir økt inntjening i forhold til Elspot. Figur 37 til Figur 39 viser data fra andre prognoseperioder og er ment som kommentar til tabellen.

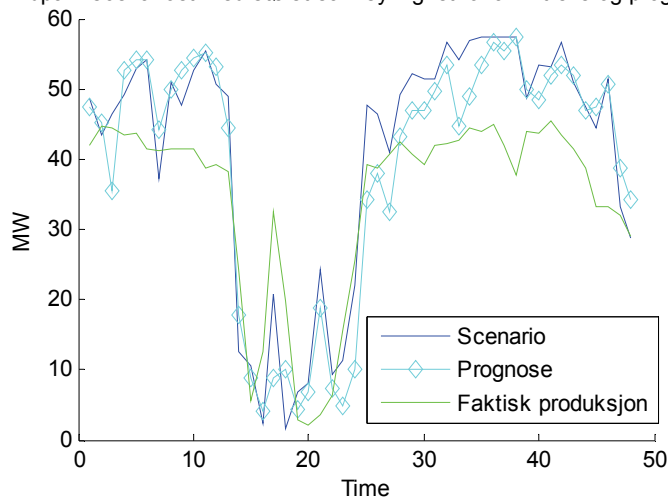


Figur 38. Grafen viser data fra 27. og 28. november 2008. Legg spesielt merke til at prognosen følger mye av profilen til faktisk produksjon, men bommer på nivået.



Figur 39. Figuren viser data for 5. og 6. oktober 2008. Prognosen gir mye vind og i flere av timene nås kapasitetsbegrensningen på 50 MW. Fra ca time 13 – 25 er det en periode med mer rolig vind. Den blå grafen er det scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe.

Vindpark scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe og prognoser



Figur 37. Figuren viser hvordan prognosen og den faktiske produksjonen har vært i prognoseperioden 5. og 6. oktober 2008. Her er ikke vindscenarioet påført kapasitetsbegrensning..

4 Diskusjon

4.1 Forventede resultater

Hva var forventede resultater?

Ved oppgavens begynnelse var forventningene knyttet spesielt til to størrelser:

- **Volum**
Det ble forventet at det optimale budet skulle ligge en plass i intervallet mellom 0 % og 100 % av tilgjengelig effekt. Det var forventet at det skulle følge profilen til prognosen, men 10-20 MW forskjøvet i forhold til prognosenivået. Det var ikke knyttet noen spesielle forventninger til forskjellen mellom optimalt bud for 1-pris og 2-pris.
- **Inntjening**
Det ble forventet at ved å være strategisk i budgivningen så ville det kunne oppnås en økt inntjening ved å benytte optimale bud fremfor dagens budstrategi. Fordelen ble forventet å komme fra modellering av RKM. På grunn av at 2-pris ikke innehar inntektsmulighet for passive aktører ble det forventet mindre inntjening i dette prissystemet enn i 1-pris.

For optimalt og originalt bud viser simulert inntjening at det optimale budet alltid har lik eller større forventet inntjening enn det originale. Dette er en selvfølge da det for hver time bestemmes et bud som gir forventningsmessig best inntjening. Dersom det originale budet gir best inntjening vil optimalt og originalt bud være likt for den aktuelle timen.

Det er her forutsatt at original budstrategi er lik for 1-pris og 2-pris.

4.1.1 Volum

Det viser seg at optimalt bud for 1-pris og 2-pris er ytterst forskjellige. Det oppsiktsvekkende er at budet for 1-pris veksler mellom to forskjellige nivåer, 0 % og 100 % av tilgjengelig effekt. Installert effekt i parken er høyere enn tilgjengelig effekt. Dette fordi den termiske grenselasten er satt som dimensjonerende for alle bud fra Bessakerfjellet vindpark. Årsaken til hvorfor disse nivåene blir brukt er å finne i hvordan kostnads- og inntektsallokeringen skjer under 1-pris i RKM, samt simulert forventet RK-pris.

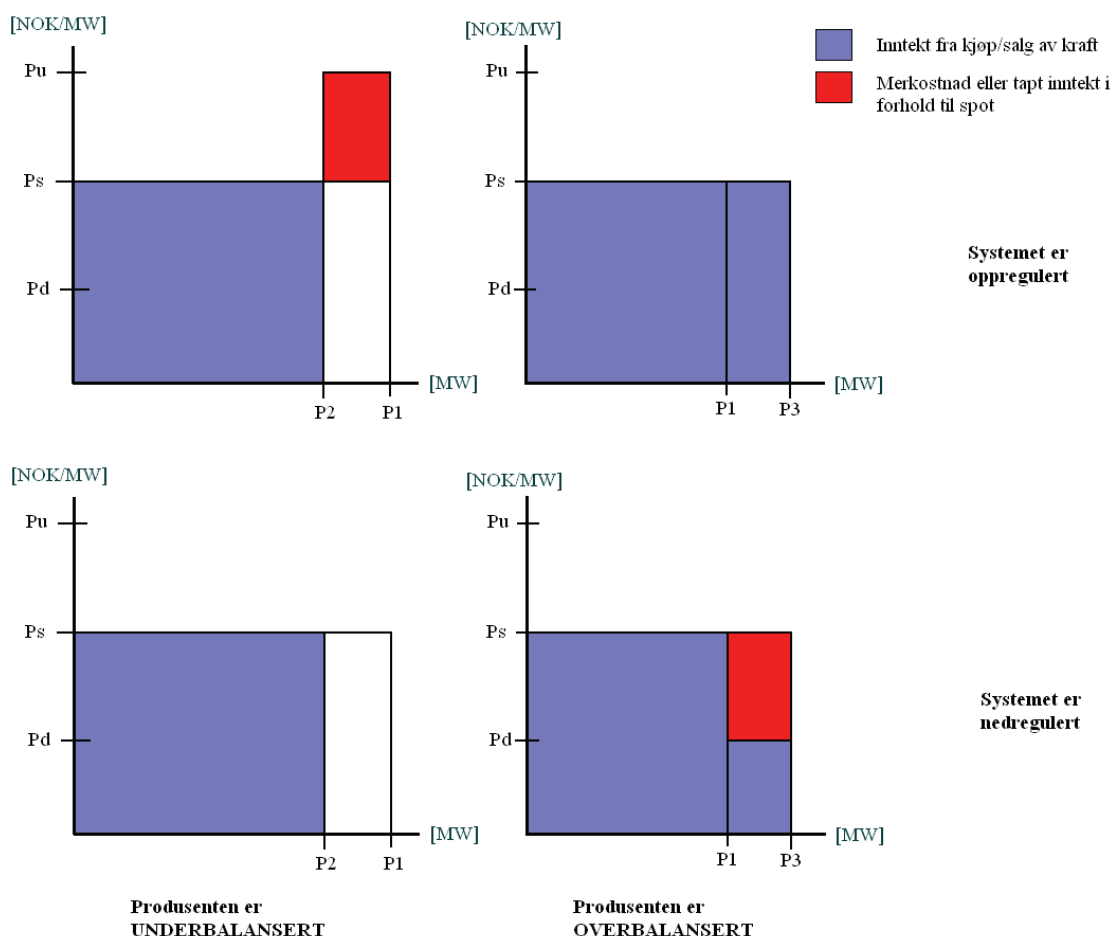
Kostnads- og inntektsallokeringen under 1-pris i RKM kan beskrives som symmetrisk. Her vil samme pris benyttes ved oppgjør av ubalanse uavhengig av om aktøren er over- eller underbalansert. For eksempel vil en aktør som er underbalansert i en oppreguleringstime betale RK-pris for ubalansen, mens en overbalansert aktør vil få betalt RK-pris. Dersom RKM i et tenkt tilfelle hadde symmetriske sannsynligheter for at henholdsvis opp- og nedregulering inntreffer, samt at RK-prisene var symmetrisk fordelt rundt spotprisen, vil den potensielle merinntekten i RKM være like stor som potensiell merkostnad i forhold til Elspot. Forventet RK-pris vil da være lik spotpris. Det vil dermed ikke spille noen rolle hvor stort volumet på budet er fordi forventet inntekt er lik for alle budstørrelser. Dette er fordi eventuelle ubalanser som må gjøres opp i RKM har en forventningsverdi lik spotprisen, og fører derfor ikke til hverken merkostnad eller merinntekt i forhold til om volumet i sin helhet hadde vært omsatt i Elspot.

Dersom fordelingen av RK-prisen og/eller sannsynligheten for de forskjellige reguleringstilstander ikke er symmetrisk vil saken endre seg radikalt. En vil da kunne beregne en forventet RK-pris som vil være forskjellig fra spotprisen. Dette fører videre til at forventningene til inntekter og kostnader forskyves. En forventet RK-pris høyere enn spotprisen betyr at netto forventet reguleringstilstand er oppregulering. For en aktør under 1-pris i RKM vil dette bety at det er knyttet større kontantstrømmer til oppreguleringstilstand enn nedreguleringstilstand. Dermed er det naturlig at denne aktøren ønsker å posisjonere seg slik at det er større sjanse for å få betalt RK-pris enn å måtte betale RK-pris, altså søker aktøren å selge størst mulig volum i det forventede oppregulerte RKM. Størst volum å selge finnes når det på forhånd ikke er solgt noe, altså når volumet til Elspot er lik null.

Dersom forventet RK-pris er lavere enn spotprisen vil tilsvarende optimalt bud være på den andre siden av skalaen, 100 % tilgjengelig effekt. Tanken her er at så mye volum som mulig skal selges i Elspot, for så å kjøpe tilbake ubalansen i RKM til en pris som forventningsmessig er lavere enn spotprisen for timen.

Den optimale budstrategien for en aktør som gjør opp sine ubalanser under 1-pris i RKM vil derfor resultere i 0 % eller 100 % av tilgjengelig effekt, avhengig av hva som er forventet RK-pris. Ved symmetriske RK-priser og symmetriske sannsynligheter for opp- og nedregulering vil et hvilket som helst bud være optimalt da forventet inntjening er lik for alle tilfeller.

Denne oppgaven omhandler ikke risikoeksponering. Den optimale budstrategien ville nok



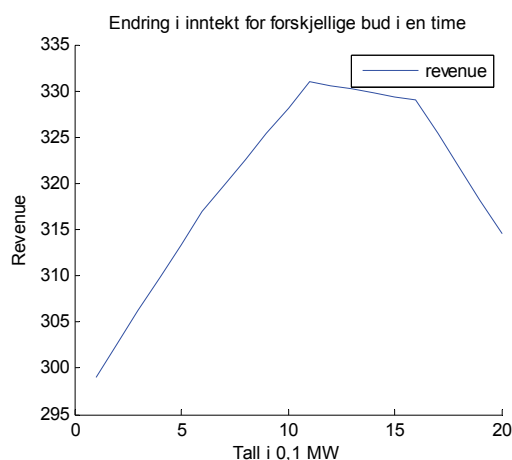
Figur 40. De røde feltene i figuren viser en ekstrakostnad utover spot for en passiv aktør i RKM. De blå feltene viser inntjening i Elspot. P_1 er opprinnelig volum på anmelding, P_2 er faktisk produksjon i en underbalansert time og P_3 er faktisk produksjon i en overbalansert time. P_u , P_d og P_s er henholdsvis opp- og nedreguleringspris og spotpris. MERK! Dette er situasjonen for 2-pris.

kunne blitt endret ved å inkludere dette da det er åpenbart at volumeksponeringen i RKM er relativt stor ved optimalt bud i 1-pris. Ekstremutfall av RK-pris kan da få katastrofale følger.

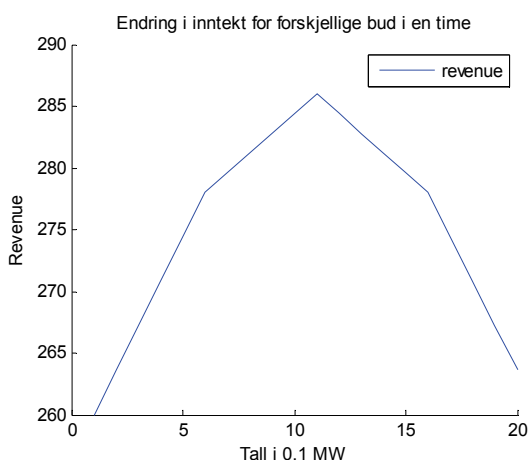
En passiv deltaker i RKM er underlagt 2-pris og kan havne i seks forskjellige RK-situasjoner. To av disse situasjonene er ved over- og underbalanse når systemet er i nullreguleringstilstand. Dette vil ikke føre til noen ekstra kostnader. Derimot kan ubalanser som må gjøres opp i opp- eller nedregulering gi kostnader. Dette vises grafisk i Figur 40. Her er P1 anmeldt produksjon, P2 faktisk produksjon i en underbalansert time og P3 faktisk produksjon i en overbalansert time. Det vises her at dersom en aktør ikke støtter opp om systemets reguleringstilstand medfører dette en kostnad, representert ved de røde feltene. P_u , P_d og P_s er henholdsvis opp- og nedreguleringspris og spotpris. Legg spesielt merke til at det ikke gis noen merinntekt dersom aktøren støtter systemets reguleringstilstand. Dette er en klar indikator på at ”ubalanser lønner seg ikke”.

Dersom en produsent i oppreguleringstilstand har en anmelding som er større enn forventet/faktisk produksjon vil han være underbalansert og utsetter seg for en kostnad i forhold til spot, vist i grafen øverst til venstre i Figur 40. Tilsvarende vil det være knyttet en merkostnad til det å produsere mer enn anmelding i en nedreguleringstime. Her bidrar man i begge tilfeller til totalsystemets ubalanse, og blir dermed straffet for det. Intuitivt vil derfor det optimale budet ligge rundt forventet vindeffekt.

Et eksempel med sannsynlighet for opp- og nedregulering, RK-priser og effektscenarioer symmetrisk fordelt kan brukes til å forklare mer hvordan optimalt volum avhenger av forskjellige sannsynligheter for vindeffekt. Tabell 12 viser betingelsene som gjelder for eksempelet. Installert effekt er 2 MW. Figur 42 viser hvordan inntekten endres ved forskjellige budstørrelser. Vindsannsynligheter er som under ”kjøring 1” i Tabell 12, symmetriske. Optimalt bud og forventet vindeffekt er begge på 1,0 MW. Ved å forskyve sannsynlighetene slik at de blir som i ”kjøring 2” i Tabell 12 blir inntektsfordelingen ved forskjellige budstørrelser som i Figur 41. Her vil forventet vindeffekt øke, mens optimalt bud er på 1,0 MW. I kjøring 3 vil forventet effekt ligge midt mellom vindscenario 3 og 4, på 1,25 MW. Her er optimalt bud 1,0 MW, men av Figur 43 ser man at inntektene vil være like for alle bud mellom 1,0 og 1,5 MW. Dersom sannsynlighetene forskyves ytterligere, slik som kjøring 4, ser man at størrelsen på optimalt bud endres og en vil på nytt få et entydig optimum.



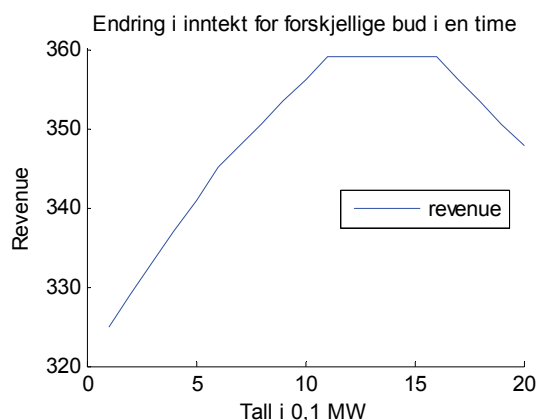
Figur 41. Sannsynligheten for de forskjellige vindscenarioene er forskyvet slik som vist i kjøring 2 i tabellen. X-aksen viser volum i 0,1 MW



Figur 42. Figuren viser hvordan inntekten endrer seg ved endrede bud. Maksimum inntekt finnes ved bud på 1 MW. X-aksen viser volum i 0,1 MW

Tabell 12. Tabellen viser betingelsene som gjelder for eksempelet.

Spotpris (NOK)		300						
		1	2	3				
RK-scenarioer (NOK)		400	300	200				
Sannsynlighet		0.4	0.2	0.4				
		1	2	3	4	5		
Vindscenarier (MW)		0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	Optimalt bud	Forventet vindeffekt
Sannsynligheter:								
Kjøring 1		0.05	0.25	0.4	0.25	0.05	1	1
Kjøring 2		0.05	0.1	0.4	0.4	0.05	1	1.15
Kjøring 3		0	0.15	0.35	0.35	0.15	(1.0 – 1.5)	1.25
Kjøring 4		0	0.15	0.34	0.36	0.15	1.5	1.255



Figur 43. Figuren viser inntekten når sannsynlighetsfordelingen for vindscenariene er symmetrisk rundt forventningsverdi på 1,25 MW. Her vil alle budstørrelser mellom 1,0 og 1,5 MW gi like inntekter. X-aksen viser volum i 0,1 MW.

Tabell 12 viser hvordan optimalt bud og forventet vindeffekt endres når sannsynlighetene for de forskjellige scenarioene endres. Tallene i fet skrift er faste.

Ved å holde sannsynlighetene faste og istedenfor endre effekten i selve vindscenariene vil en oppleve liknende forskyvning av forventet inntekt.

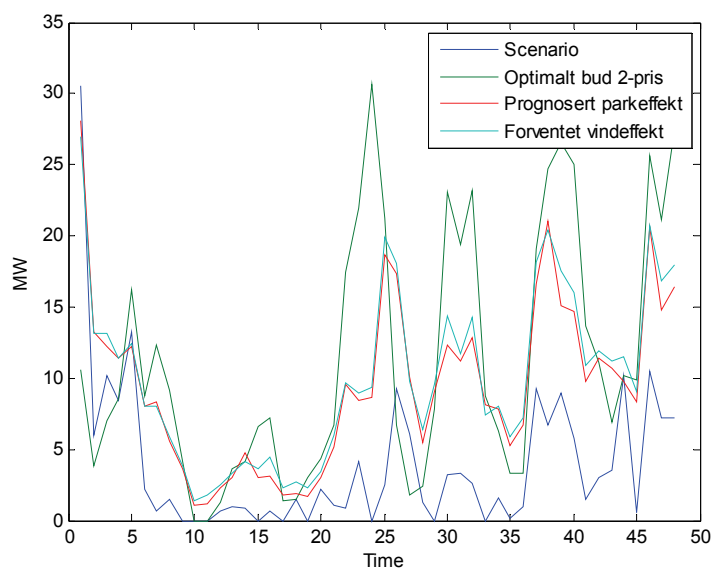
I dette eksempelet brukes tre forskjellige RK-scenarioer, hvert med en tilhørende sannsynlighet for å inntreffe. Dette tilsvarer måten scenarioene blir opprettet på i RK-modellen. Da det her er ett RK-scenario i hver reguleringstilstand vil sannsynligheten for at scenarioene inntreffer være lik

sannsynligheten for at den tilhørende reguleringstilstanden inntreffer. Ved for eksempel to scenarioer i oppreguleringstilstand ville sannsynligheten for at systemet havnet i oppregulering være lik summen av sannsynlighetene for disse to scenarioene. Derfor vil sannsynligheten for opp- og nedregulering i dette eksempelet være symmetrisk rundt nullregulering.

Figur 44 viser hvordan optimalt bud avviker fra bl.a. forventet vindeffekt, prognosert parkeffekt og det scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe i en gitt prognoseperiode. Spesielt rundt time 24 - 25 er det store avvik mellom de forskjellige scenarioene. Ut ifra argumentasjonen over er det å forvente at optimalt bud for 2-pris ligger en plass rundt prognosen, og dermed forventet vindeffekt. Her ligger derimot det optimale budet langt over forventningen. I tillegg ligger det mest sannsynlige vindscenarioet flere MW under forventet vindkraft i det aktuelle tidsrommet. Her er det dermed klart at RKM må spille sterkt inn for å kunne påvirke budet på en slik måte.

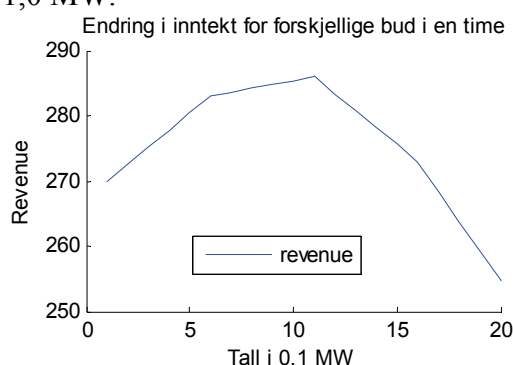
Figur 44 viser også godt hvor like prognosert parkeffekt og forventet vindeffekt er. Dette bekrefter at vindscenariene legger seg som et belte rundt prognosen. Avvikene mellom dem

kan skyldes at scenarioene er opprettet på m/s-basis, mens reduksjonen av scenarioene er gjort etter omregning til parkeffekt og på en MW-basis.

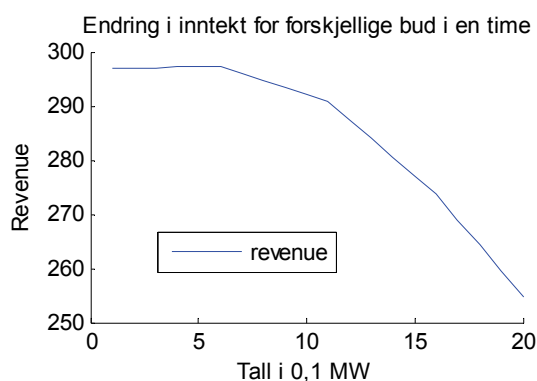


Figur 44. Figuren viser utviklingen til det scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe (blått), optimalt bud i 2-pris (grønt), prognosert parkeffekt (rødt) og forventet vindeffekt (lyseblått) over en 48 timers periode. Legg spesielt merke til budspikeren rundt time 25.

Ved manipulering av sannsynlighetene for RK-scenarioene, vist i Tabell 13, får man ved å holde sannsynligheten for nullregulering konstant og øke oppreguleringssannsynligheten se at inntjeningen ved lavere bud øker. Figur 47 viser tilfellet med sannsynlighet for oppregulering (p_{opp}) lik 0,5, $p_{null}=0,2$ og $p_{ned}=0,3$. Vind og RK-priser er symmetriske, som tidligere vist i kjøring 1 i Tabell 12. Fremdeles er forventet vindkraft lik 1,0 MW og optimalt bud lik 1,0 MW.

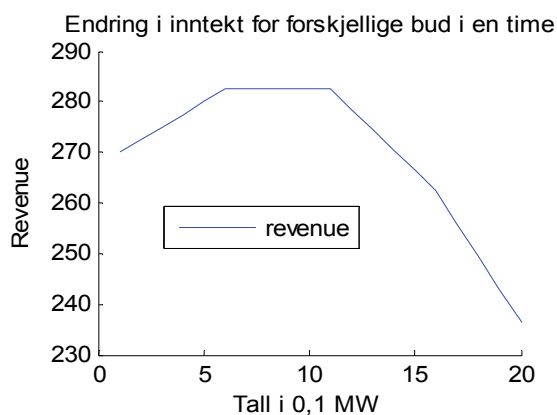


Figur 47. Figuren viser inntekten ved manipulering av RK-sannsynlighetene. Kjøring 2 i Tabell 13. X-aksen viser volum i 0,1 MW.



Figur 45. Figuren viser inntektene ved kjøring 4. X-aksen viser volum i 0,1 MW.

Kjøring 6 tilsvarer en forventet RK-pris på 390, mens kjøring 5 har en forventet RK-pris på 340. Ved å sette $p_{opp}=p_{ned}=0,5$, samt øke RK-prisene i de to tilstandene med 40 vil en få samme resultatet som i kjøring 5 og som vist i Figur 46. Begge har en forventet RK-pris på 340. Dersom man øker bare den ene RK-prisen for å få 340 vil resultatet være annerledes.



Figur 46. Viser kjøring 5 og tilfellet med symmetrisk forskjøvet RK-pris med forventet RK-pris på 340. X-aksen viser volum i 0,1 MW.

Med oppreguleringspris på 480 og nedregulering fremdeles på 200, og ellers uendrede sannsynligheter, vil forventet RK-pris være 340. Derimot vil inntjeningen med et bud på 0,5 MW være lavere enn for 1,0 MW, og det vil være et entydig optimum. Tabell 13 viser hvordan optimalt bud endres ved å endre sannsynlighetene for reguleringstilstandene. Legg spesielt merke til kjøring 5 og 6 hvor bud mellom 0,5 og 1,0 MW vil gi lik inntjening. Dette er også vist i Figur 46. Kjøring 4 vises i Figur 45.

Tabell 13. Tabellen viser hvordan optimalt bud endres ved endring i sannsynlighetene for forskjellige reguleringstilstander. Betingelsene for vind er symmetriske.

RK-scenarioer (NOK)	1	2	3		
	400	300	200	Optimalt bud	Forventet vindeffekt
Sannsynligheter:					
Kjøring 1	0.4	0.2	0.4	1	1
Kjøring 2	0.5	0.2	0.3	1	1
Kjøring 3	0.5	0.5	0	0	1
Kjøring 4	0.5	0.47	0.03	0.5	1
Kjøring 5	0.7	0	0.3	(0.5 - 1.0)	1
Kjøring 6	0.95	0	0.05	(0.0 - 0.5)	1

Det er fire faktorer som spiller inn på størrelsen på optimalt bud: sannsynlighetene for RK-scenarioer, sannsynlighetene for vindkraftscenarioer, RK-priser og scenarioeffekt på vind. Ved en forskyvning av vindsannsynlighetene over mot høyere produksjon vil forventet inntjening bli høyere ved høyere bud, og det optimale budet vil være høyere. Tilsvarende vil være tilfellet dersom det er effektene i vindscenarioene som øker. Det fullstendig symmetriske tilfellet er referansepunkt. Forventet effekt øker, og dette fører igjen til at forventet inntekt og optimalt bud øker. Dermed vil en med å endre på de to faktorene på vindsiden oppleve at optimalt bud følger i samme retning som endringen.

(1.27) Økt vind \rightarrow økt bud, og vice versa.

På regulerkraftsiden vil en dreining av sannsynlighetene mot oppregulering føre til at forventet inntjening for lavere bud øker. Dermed vil optimal budstørrelse gå ned når forventede priser går opp. Det samme vil være tilfellet for 1-pris, bare med et betydelig mer ekstremt resultat. Når RK-prisene forskyves for eksempel oppover, vil forventet inntjening ved lavere bud øke og optimalt bud vil være lavere. Sammenhengen her er at ved å endre de to regulerkraftfaktorene mot høyere RK-pris vil få det optimale budet redusert.

(1.28) Økt RK-pris \rightarrow redusert bud, og vice versa.

4.1.2 Inntjening

Hovedmotivasjonen med å finne et optimalt bud for vindkraftparken har vært å øke inntjeningen i forhold til dagens budstrategi. I dag blir prognosert effekt anmeldt i spot. Dersom vinden blåser mer enn 22 m/s vil budet til Elspot være null og hele produksjonen går som ubalanse i RKM, mer om dette i [5]. Det vil derfor være naturlig å sammenligne resultatene fra det optimale budet med den originale budstrategien.

Når denne sammenligningen blir gjort med simulerte data som basis vil alltid det optimale budet være bedre eller likt med det originale. Dette fordi det optimale budet er det som ut fra de forskjellige scenariokombinasjonene gir best inntjening. Dersom originalt bud gir best

inntjening vil dette da også være et optimalt bud. I Tabell 11 ser man at alle de simulerte forbedringene er positive. Derfor vil en sammenligning mellom de to budstrategiene kun være meningsfull dersom faktiske data for produksjon og RK-priser blir benyttet. En slik sammenligning er gjort i Tabell 11 i kapittel 3. Her er det valgt ut en rekke vilkårlige dager i løpet av parkens levetid. Det er gjort simuleringer og faktiske beregninger for både 1-pris og 2-pris.

Ved sammenligning av faktisk inntjening mellom 1-pris og 2-pris ser man at netto kontantstrømmer for 1-pris er betydelig høyere enn for 2-pris. Dette stemmer også overens med de figurene i kapittel 3 som viser utvikling i inntjening. Utslagene er større for 1-pris enn for 2-pris. Optimal og original inntjening ligger betraktelig nærmere hverandre i 2-pris enn i 1-pris. Holder man dette opp mot den store forskjellen mellom budene i de forskjellige budstrategiene i 1-pris ligger forklaringen på de store netto kontantstrømmene i økt volumeksponering i RKM. Som vist i Tabell 11 og i forskjellige figurer kan dette slå ut begge veier, med både betydelige kostnader og inntekter.

For 1-pris kan det virke som om det er en trend mot at kostnadene er mindre enn inntektene, men grunnlaget er ikke godt nok for å hevde det. For 2-pris observeres det samme. I Tabell 11 er det vist en netto av alle forbedringene for siste periode. Denne er positiv både for 1-pris og 2-pris og indikerer at optimale budstrategi presterer bedre enn original strategi. 9 vilkårlige dager er ikke noe godt grunnlag for å hevde dette, men trenden er positiv og metoden kan være verdt å se nærmere på for andre produsenter med uregulerbar produksjon.

I 2-pris er forskjellen i volum mellom optimalt og originalt bud langt mindre enn i 1-pris. Volumene følger hverandre mer eller mindre fra time til time hvilket gjør at ubalanser i forhold til faktiske data er likere for optimal og original strategi under 2-pris enn under 1-pris. Volumeksponeringen for optimal strategi i RKM blir langt mindre for 2-pris enn for 1-pris og kostnader forbundet med ubalanser blir derfor mindre. Merinntektene forsvinner fullstendig, noe som også er en forutsetning i 2-pris.

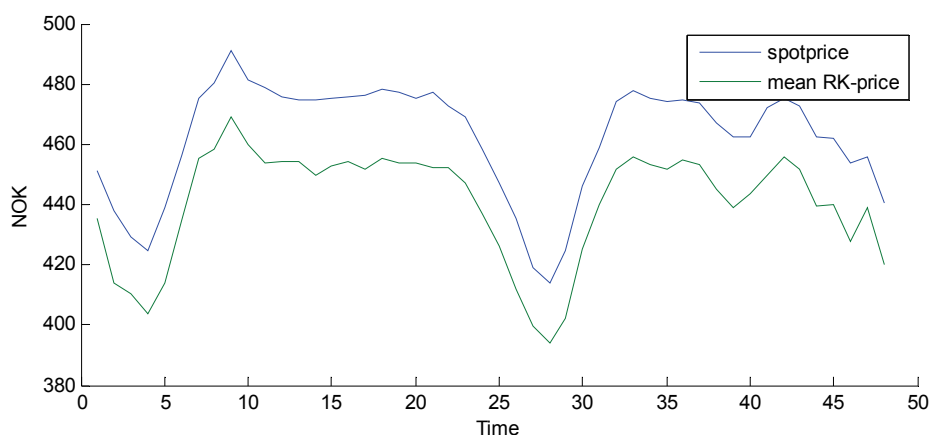
Kolonnen helt til høyre i Tabell 11, ”Tilpassning av SARIMA i %”, viser prosentverdien av restleddene etter tilpasningen av SARIMA med opprinnelige data. Kravet for tilpasning er at mindre enn 5 % av restleddene skal være større enn et gitt intervall. En tilpasning med prosentverdi på 1 % er derfor bedre enn en tilpasning med prosentverdi på 4 %. Det er ingen tydelig sammenheng mellom tilpasningen av SARIMA-modellen og hvorvidt den faktiske forbedringen mellom original og optimal strategi gir positiv eller negativ netto kontantstrøm.

4.2 Følsomhetsanalyse

Eksempelet gjennomgått i kapittel 4.1.1 danner et grunnlag for å forstå hvordan størrelsen på det optimale budet endrer seg ved endret vind og RK-priser. For å få litt grundigere innsikt i hvor mye budene endrer seg er det valgt å gjøre en følsomhetsanalyse. Denne tar for seg en bestemt time i prognoseperioden og ser hvordan både budstørrelse og inntjening endrer seg ved forskjellige vindhastigheter og sannsynligheter for RK-scenarier i akkurat denne timen. Prognoseperioden benyttet her er på 48 timer, selv om det bare er de 24 siste som er ment å komme til bruk. Denne valgte timen er derfor en av disse, nemlig time 35.

Ved hjelp av SARIMA blir det funnet en sannsynlighet for hver reguleringstilstand, vist i Figur 30. Disse sannsynlighetene for hver reguleringstilstand danner grunnlag for hvor mange RK-scenarier som skal genereres i hver tilstand. Ved å manipulere på denne sannsynligheten slik at sannsynligheten for hver reguleringstilstand er konstant gjennom hele prognoseperioden vil man få opprettet RK-scenarier som tilsvarer dette. Figur 48 viser et eksempel på RK-scenarier med overvekt av nedregulering (70 %). En ser her at gjennomsnittlig RK-pris ligger under spotprisen i hele perioden.

Det er blitt undersøkt vindhastigheter fra 0 til 35 m/s med en steglengde på 1 m/s. For hvert steg blir det simulert prognoseavvik og vindhastigheter vil bli gjort om til parkeffekt. For hver reguleringssituasjon og hvert prognosesteg blir det simulert nye vindscenarier. Derfor vil ikke disse være 100 % identiske for hver reguleringssituasjon. Resultatene vises i sin helhet på tabellform i kapittel 3 i vedlegg.



Figur 48. Figuren viser hvordan gjennomsnittlig RK-pris ligger under spotprisen hele tiden når denne er dannet på grunnlag av sannsynlighetene 70 % ned-, 20 % opp- og 10 % nedregulering.

Det blir brukt tre budstrategier:

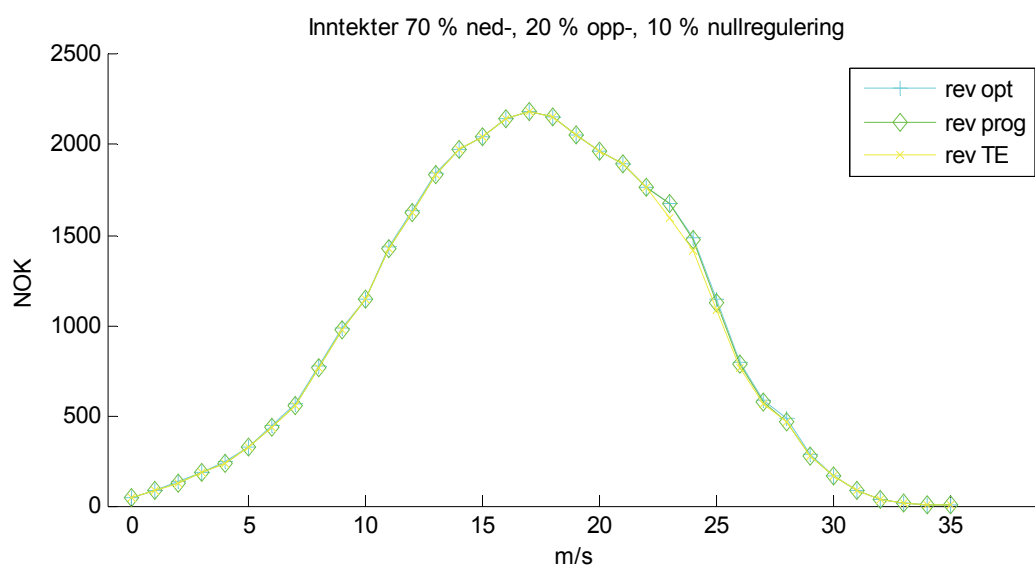
- Optimalt bud
- TE's originale budstrategi
- Prognosebud

Ikke overraskende vil bud med grunnlag i prognosedata og TE's budstrategi være like, uavhengig av hvordan regulerkraftscenariene endres. Dette gjelder frem til 22 m/s hvor TE's strategi går ut på å by null i Elspot. Etter dette vil selvsagt budvolumene være forskjellige. Inntekten mellom disse to strategiene vil naturlig nok også være like frem til 22 m/s. Etter dette vil TE's strategi prestere dårligere enn "prognosestrategien" i alle reguleringstilfeller.

Det gjøres oppmerksom på at dette er under normale hendelser i RKM da det er disse som modelleres. TE's strategi er ment til å beskytte mot ekstremutfall i RK-prisen. Kanskje den kan det, men det er det ikke noe grunnlag til å kunne kommentere her. En oversikt over differansen mellom inntektene for optimalt bud og TE's bud vises i Tabell 14. Her er prognosebudet benyttet som referanse. En ser her at TE's budstrategi er underlegen prognosebudet.

Optimalt bud vil i de fleste tilfeller gi bedre inntekter enn prognosen. I Figur 49 visualiseres hvor nær hverandre inntektene er for de forskjellige budene. Dette er for tilfellet med overvekt på nedregulering. Det observeres en liten endring i utfallene på inntektene rundt 22 – 25 m/s hvor TE's strategi gjør at budstørrelsen her endres brått og mye volum går over til å bli solgt i RKM. RKM er nedregulert i Figur 49. En ser også at maksimum inntekt for samtlige strategier inntreffer ved 17 m/s hvilket er før parkeffektkurven når sitt maksimum. For fullstendige tabeller over inntekt og volum i de forskjellige strategiene refereres til kapittel 3 i vedlegg.

Tabell 14 viser hvordan inntjeningen til optimal og original budstrategi er i forhold til en referanse for forskjellige sannsynligheter for reguleringstilstandene. Tabell 15 forklarer de tre sannsynlighetsscenarioene brukt i Tabell 14.



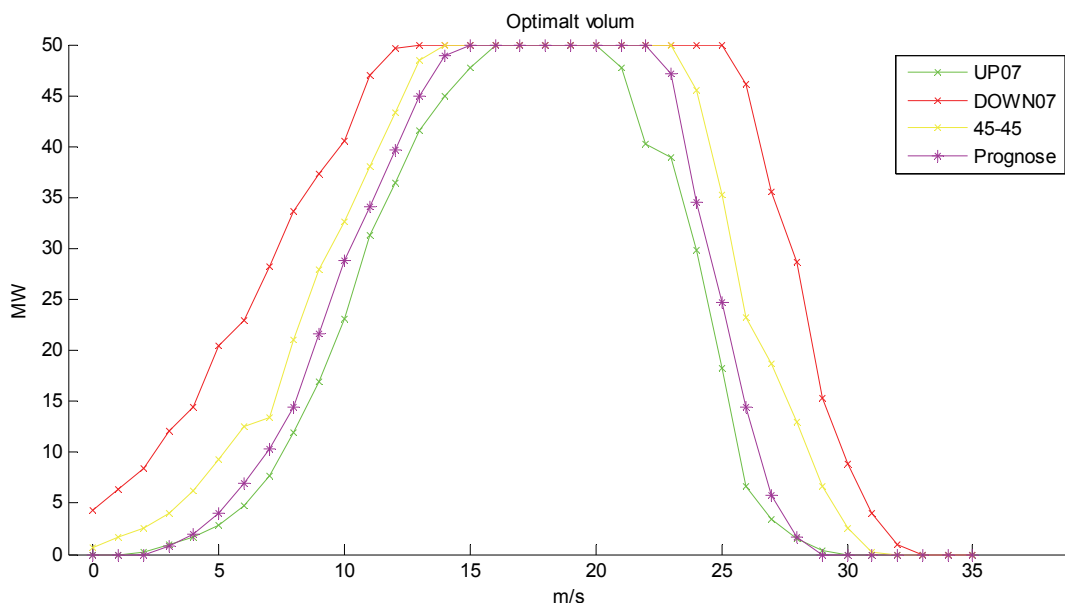
Figur 49. Figuren viser en graf over inntektene i en situasjon med overvekt av nedreguleringsscenarioer. Blå er inntekt fra optimal budgivning, grønn fra prognosebud og gul fra TE's bud. Legg spesielt merke til at den gule ligger under de to andre fra og med 22 m/s til ca 25 m/s. Her vil den blå grafen være overskrevet av de to andre. Man vil kunne oppfatte et blått kryss i datapunktene som indikerer at den blå grafen går her.

Vind- hastighet m/s	Inntekter i NOK					
	45-45		UP07		DOWN07	
	opt-prog	te-prog	opt-prog	te-prog	opt-prog	te-prog
0	0,1	0	0	0	1,1	0
1	0,3	0	0	0	2,3	0
2	1	0	0	0	4,2	0
3	1	0	0	0	4,4	0
4	1,1	0	0	0	5,1	0
5	1,1	0	0,1	0	5,7	0
6	1,1	0	0,3	0	6,8	0
7	0,6	0	0,4	0	6,5	0
8	1,4	0	0,3	0	9,1	0
9	1,3	0	0,7	0	7,4	0
10	0,7	0	0,9	0	5,1	0
11	0,8	0	0,4	0	5,8	0
12	0,9	0	0,5	0	4,6	0
13	0,8	0	0,6	0	3,4	0
14	0,3	0	0,5	0	0,8	0
15	-0,1	0	0,2	0	-0,1	0
16	-0,1	0	0	0	-0,2	0
17	-0,2	0	-0,1	0	-0,2	0
18	-0,2	0	0	0	-0,2	0
19	-0,1	0	-0,1	0	-0,2	0
20	0	0	-0,1	0	-0,2	0
21	0	0	0,2	0	-0,1	0
22	0	0	1,2	0	-0,2	0
23	0,7	-53,2	1,6	-15,5	2,2	-83
24	2,9	-40,8	0,5	-13	11,2	-62,6
25	2,8	-24,1	1	-4,7	14,1	-39,3
26	2	-11,6	1,2	-0,6	13	-20,3
27	3,3	-4,9	0,3	-0,4	14,6	-8,3
28	4,5	-1,5	0	-0,2	15,6	-2,6
29	2,6	0	0	0	9	0
30	0,8	0	0	0	3,6	0
31	0	0	0	0	0,8	0
32	0	0	0	0	0,1	0
33	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
sum:	31.4	-136.1	10.6	-34.4	155.1	-216.1

Tabell 14. Tabellen viser en oversikt over differansen mellom inntekten i optimal budgivning og ved å benytte TE's budstrategi. Prognosebudet er referanse. Tabellen er dannet på grunnlag av Tabell 18, Tabell 19 og Tabell 20 i vedlegg.

	Reguleringer:		
	opp	ned	null
UP07	0,7	0,2	0,1
DOWN07	0,2	0,7	0,1
45-45	0,45	0,45	0,1

Tabell 15. Tabellen viser hvordan de tre forskjellige reguleringstilfellene har fordelt sannsynligheten for de forskjellige reguleringstilstandene.



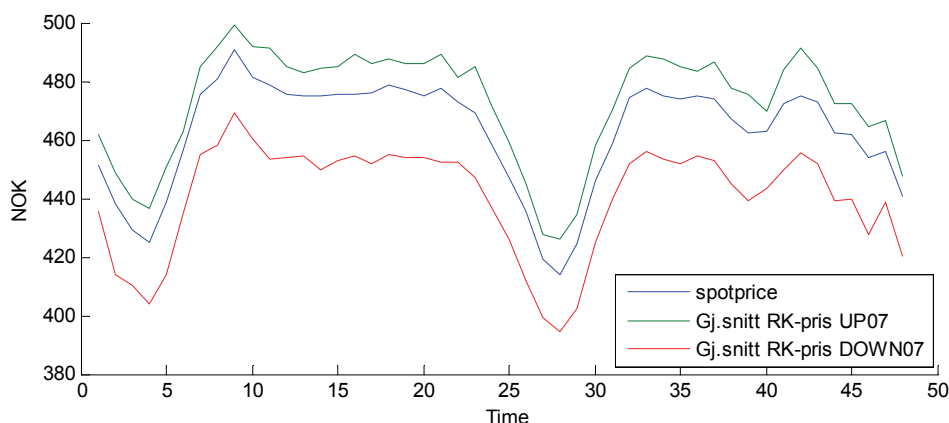
Figur 50. Figuren viser en oversikt over størrelsen på optimale bud ved forskjellige reguleringsstilfeller. Grønn viser overvekt oppregulering, rød viser overvekt nedregulering og gul viser lik sannsynlighet for både opp- og nedregulering. Lilla er budstørrelsen til prognosen.

Figur 50 viser størrelsen på optimale bud ved forskjellige vindhastigheter under forskjellige reguleringsstilfeller, nærmere beskrevet i Tabell 15.

Prognosebudet vil være likt uavhengig av sannsynligheter for reguleringsstilstander. En ser av Figur 50 at UP07-budet er lavere enn prognosen for de fleste vindhastigheter. Dette samsvarer med den enkle konklusjonen funnet i ligning (1.28). Tilsvarende kan sies for DOWN07 hvor optimalt bud er betraktelig høyere enn prognosen. Dette samsvarer igjen med ligning (1.28). Forklaringen på dette er at i UP07 vil det være flere opp- enn ned reguleringsscenarioer, hvilket vil si at kostnader som kommer når systemet er oppregulert vil veie tyngre enn når det er nedregulert. Det vil derfor være forventningsmessig dyrere å være underbalansert enn overbalansert i en time med størst vekt på oppregulering og oppreguleringskostnader veier derfor tyngre enn nedreguleringskostnader. Kort sagt vil vekten av kostnadene endres ved forskyvning av sannsynlighetene for de forskjellige tilstandene.

Noe overraskende er det at 45-45-budet ligger høyere enn prognosen. Dette samsvarer med at kostnader knyttet til nedregulering er større enn ved oppregulering, selv om fordelingen mellom opp- og nedregulering er lik. Dette underbygges også av at distansen mellom grafene for DOWN07 og prognosen er betraktelig større enn mellom UP07 og prognosen i Figur 50. For time 35 er differansen mellom gjennomsnittlig RK-pris og spotprisen 10,81 NOK i UP07 og -22,37 i DOWN07. Den samme avstanden illustreres for de resterende timene ved å vise gjennomsnittet av RK-prisene for UP07 og DOWN07 i Figur 51. Her er det tydelig at grafen for nedreguleringsprisen ligger lenger fra spotprisen enn oppreguleringsprisen. Ved lik distribusjon av opp- og nedreguleringsscenarioer vil dette selvsagt føre til at vekten av nedregulering veier tyngre enn oppregulering. Derfor vil optimal budstørrelse for 45-45-tilfellet ligge på "nedreguleringsiden av prognosebudene".

Denne analysen er gjort på 2-prissystem. Det gjøres oppmerksom på at en lignende analyse ikke vil gi noen mening for 1-pris da optimale bud her vil være på ytterpunktene av tillatt produksjon styrt av forventet RK-pris.



Figur 51. Figuren viser spotprisen og gjennomsnittet av RK-prisene i både UP07 og DOWN07.

4.3 Optimeringsmetode

Eksempelet over viser at for hver time vil det finnes et globalt optimum for inntekten. Det vil ikke være noen lokale optima. Dette er viktig å gripe tak i ved forbedring av optimeringsprosessen. For en funksjon med et globalt optimum og ingen lokale optima vil det være mulig å derivere inntekten med hensyn til budstørrelsen for å på den måten finne størrelsen på optimalt bud. Optimal budstørrelse finnes da med ligning (1.29).

$$(1.29) \quad \frac{\partial REV}{\partial bud} = 0$$

$$(1.30) \quad \frac{\partial REV}{\partial bud}$$

Dette vil også kunne forbedre beregningstiden og gjøre optimeringsprosessen mer raffinert. Ved å benytte seg av at ligning (1.30) og sette inn budstørrelse finnes stigningstallet til optimeringsalgoritmen/objektfunksjonen. Dersom dette er positivt økes budstørrelsen, og dersom det er negativt reduseres budstørrelsen. Ved å endre budstørrelsen i den retningen angitt av stigningstallet vil man finne optimum raskere enn ved dagens metode som består i å beregne alle kombinasjoner av alle budstørrelser for så å finne det budet som gir høyest inntekt. Dersom en slik metode skal benyttes bør det gjøres grep for å unngå eventuelle lokale optima dersom de finnes. I de beregningene gjort i denne oppgaven tyder det ikke på at det finnes lokale optima.

Forbedring av optimeringsmetoden foreslås dermed som videre arbeid.

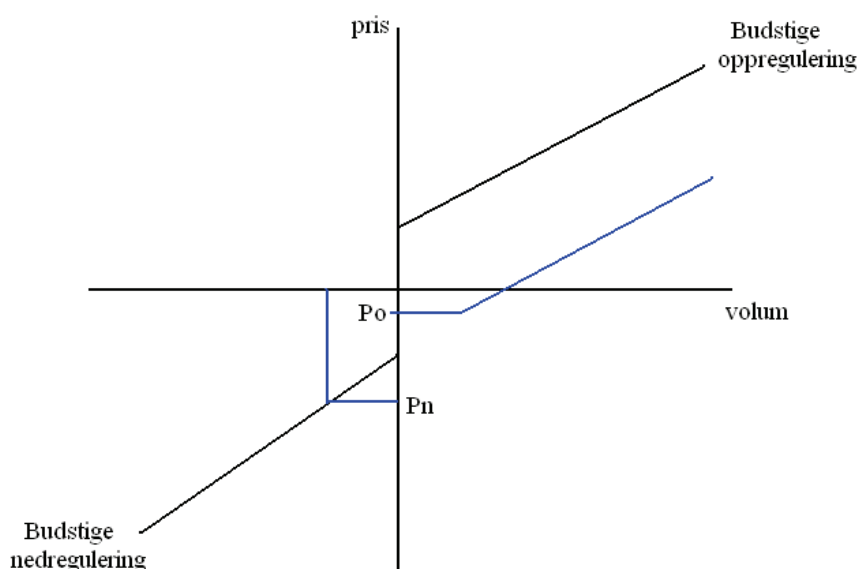
4.4 Hvorfor man får RK-pris lavere enn spotpris i en oppreguleringstime

Det vil kunne stilles spørsmålstegn til hvorfor plottet av Δpr og RK-volum, vist i Figur 15, viser positivt RK-volum med negativ Δpr i flere tilfeller. Det samme er tilfellet for negativt RK-volum og positive Δpr . Det vises altså Δpr som egentlig skulle tilhørt den andre reguleringstilstanden. Hvordan dette kan forekomme kan forklares på følgende måte. I enkelte situasjoner kan en produsent bomme på anmeldingen eller oppleve store endringer i tilsig i perioden mellom innlevering av bud til Elspot og driftstimen.

For hver time vil det foreligge en såkalt budstige i RKM. Dette er en liste med bud for oppregulering og nedregulering, sortert etter pris. Budene inneholder hovedsakelig pris og volum. For enkelhetsskyld er budstigen representert med en linje for oppregulering og tilsvarende for nedregulering, jfr. Figur 52.

I teorien skal alle produsenter og konsumenter yte det volumet som gjør at deres marginalpris er lik spotprisen (områdeprisen når restriksjoner i markedet legges til) i hver time. Men dersom for eksempel en vannkraftprodusent opplever en kraftig økning i tilsig vil dennes marginalpris kunne reduseres. For en vindkraftprodusent er marginalprisen meget lav hele tiden.

Ved økt produksjon vil denne produsenten befinne seg i en tilstand av overbalanse og han ønsker å selge denne ubalansen i RKM. Samtidig oppleves det av TSO at systemet er overbalansert og det foretas en nedregulering. Informasjonen om at systemet er nedregulert blir ikke offentliggjort før noen timer etter driftstimen. Allikevel kan informasjonen bli kjent ved at produsenten har levert nedreguleringsbud som er blitt aktivert og på den måten vet hvilken retning systemtilstanden er i. Dersom dette scenarioet gjentar seg i flere timer etter hverandre vil han også ha mulighet til å gjøre noe med prisdifferansen mellom spotpris, som er prisen han ville fått for produksjonen dersom han hadde truffet med anmeldingen, og nedreguleringsprisen som vil være den prisen han nå får solgt ubalansen til. Dette kan gjøres ved å legge inn et oppreguleringsbud til "skampris". Denne prisen, P_o , må være høyere enn produsentens marginalkostnad og alternativ nedreguleringspris, P_n . Denne prisen må også være under spotprisen. Dette "skambudet" vil bli akseptert fordi det vil muliggjøre at de produsentene som har en marginalpris lik spotpris (les områdepris) kan kjøpe tilbake produksjonsvolum tilsvarende den overbalanserte aktørens overbalanse og sitte igjen med en merinntekt lik differansen mellom spotpris og den lavere oppreguleringsprisen multiplisert med volumet. På denne måten gjør produsenten med ubalanse slik at systemet er aktivt oppregulert, fremfor å være passivt nedregulert. Denne produsenten vil samtidig øke verdien på produksjonen sin.



Figur 52. Figuren viser budstigene i RKM. Stigningstallet for opp- og nedregulering er ikke likt.

På denne måten vil det være fordelaktig for de produsentene som har både vann- og vindkraft i sin produksjonssportefølje. Disse kan dermed legge ut små "testbud" i begge reguleringsretningene for å få tilgang til informasjon om hvorvidt systemet tenderer mot oppregulering eller nedregulering.

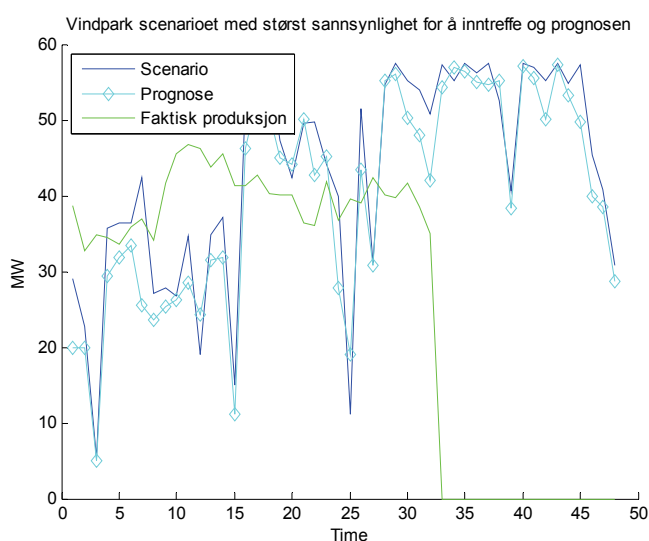
Det gjøres oppmerksom på at dette bare er *en* måte å forklare hvordan disse tilfellene kan oppstå på. Det er ikke kjent at noen av aktørene i markedet praktiserer denne metoden.

Det påpekes at dette er en kontroversiell måte å utnytte markedet på. Ifølge ”vilkår for regulerkraftmarkedet”, [7], punkt 1.6 er laveste tillatte oppreguleringspris i budet ikke være lavere enn 5 NOK pluss områdepris. Tilsvarende gjelder for nedregulering der prisen ikke kan være høyere enn 5 NOK pluss spotpris. På tross av dette kan det observeres reguleringspriser tilhørende den andre reguleringstilstanden, jfr. Figur 15.

Det er forsøkt forklart hvordan disse ”feilplasserte” prisene kan oppstå, og det er vist i Figur 15 at de faktisk oppstår. Dermed vil det være nødvendig for RK-modellen å modellere også disse tilfellene. Måten dette gjøres på er ved hjelp av feilfunksjonen, ε , som er beskrevet tidligere. Dermed vil den faktiske oppførselen til RKM modelleres, ikke den definisjonsmessig riktige oppførselen definert i [7].

Den ønskede effekten i eksempelet over vil være å få en bedre pris for ens ubalanse. Da dette kan oppnås på en noe tvilsom måte i RKM vil et langt bedre alternativ være å benytte seg av muligheten til å kjøpe og selge i Elbas. Her vil både prisrisiko og volumrisiko være eliminert.

4.5 Treff mellom prognose, scenario og faktisk vind

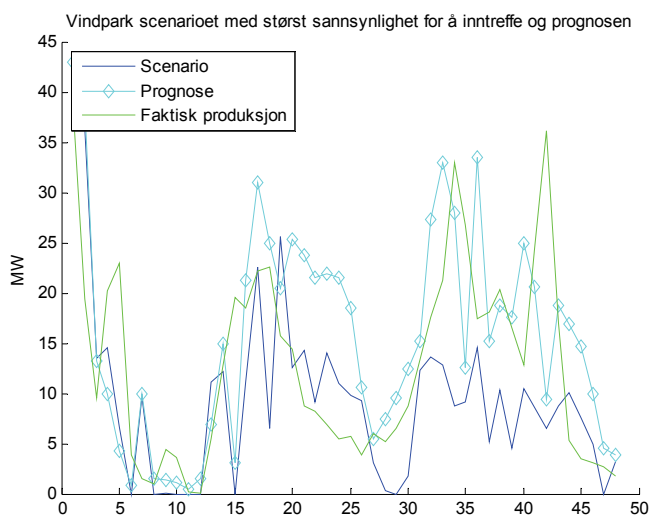


Figur 53. Figuren viser et eksempel av treff mellom prognose, det scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe og faktisk produksjon. Her illustreres også et av problemene med faktisk vind; dårlige målinger. Rundt time 33 viser effektmålinger 0 MW levert effekt til Straum transformatorstasjon. Tallene er fra 13. og 14. desember 2008.

oppe i hele 30 MW. Prognosene har tydelige ”effektspikere” hvor den avviker fra den tilsynelatende trenden. Sammenligner man med faktisk produksjon finner man at disse effektspikere er feilprognosert. Figur 53 viser godt hvordan det scenarioet med høyest sannsynlighet for å inntreffe slynger seg rundt prognoseverdien. I Figur 54 kan noe av det motsatte vises. Her følger prognose og faktisk vind relativt godt, også sammen med vindscenarioet. Mot slutten av perioden kan det også observeres hvordan prognoserte effektspikere til en viss grad har inntruffet, og hvordan vindscenarioet ikke har fått med seg disse.

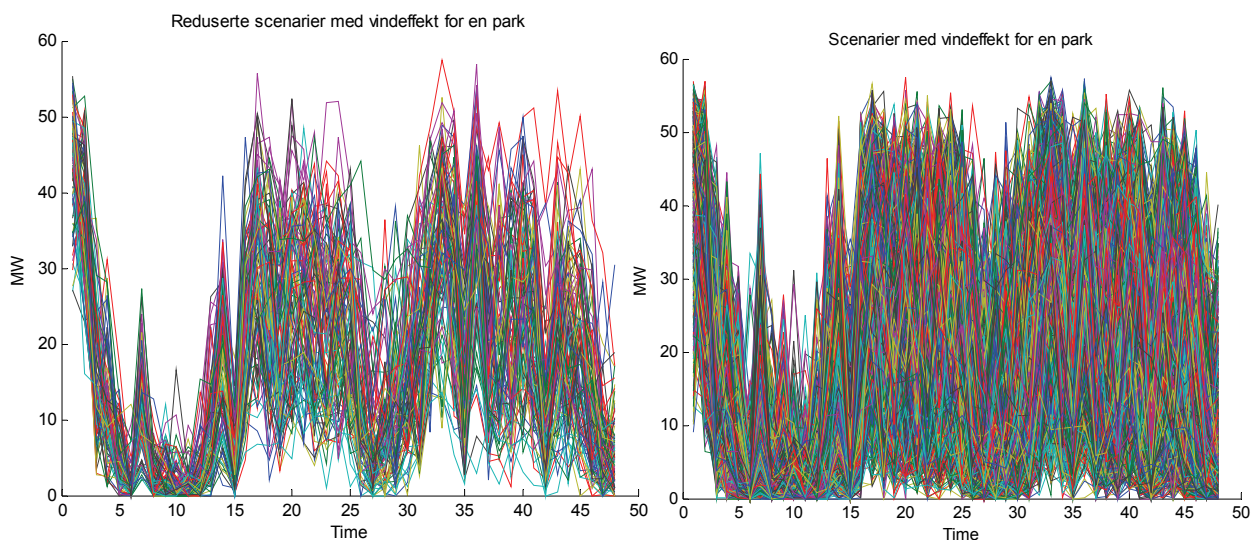
Figur 53 viser hvordan faktisk produksjon var 13. og 14. desember 2008. Av figuren fremgår også prognosen og det scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe. Spesielt bemerkes det hvordan den faktiske effekten målt på innmatingspunktet i regionalnettet, Straum transformatorstasjon, forsvinner rundt time 33. Her var samtlige turbiner ute i 25 timer. Årsaken vites ikke, men både prognose og gjengitte scenario indikerer at det forventes høy produksjon i timene uten effekt. Det kan også observeres at prognosen til tider fraviker betraktelig fra den faktiske produksjonen i den perioden vist her. I time 3 i Figur 53 er avviket

I området fra rundt time 30 og til godt og vel time 40 ligger vindscenarioet under både prognosen og faktisk produksjon. I dette intervallet er avstanden fra topp til bunn langt lavere for vindscenarioet enn for de andre to. Dette kan forklares med måten scenarioene reduseres på. Figur 55 viser hvordan ytterpunktene i simuleringene blir fjernet ved reduksjon av scenarioer. De scenarioene som blir gjeldende i optimeringene er dermed de med et forløp som er mer utjevnet. Dermed forstås det at scenarioer med store utfall blir fjernet. Dette er også tilfellet for RK-priser.



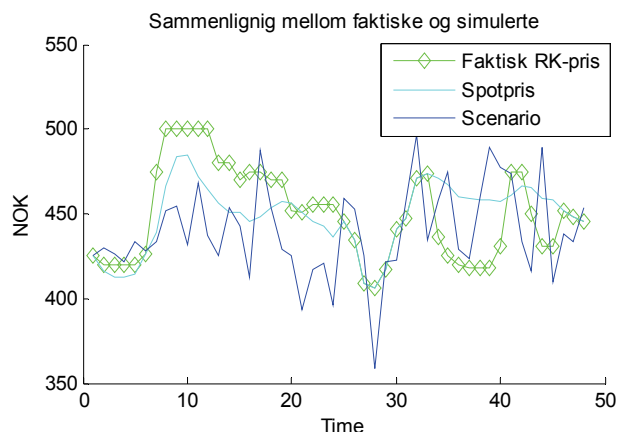
Figur 54. Figur viser forløpet til faktisk produksjon, prognose og det vindscenarioet med størst treffprosent. En ser her at prognosen og faktisk produksjon følger hverandre bedre. Simulering er gjort for 23. og 24. november 2008.

Disse to eksemplene viser at prognosen både treffer og bommer på faktisk produksjon. Til tider er feilene ganske store. Vindkraftmodellens formål er å finne et utfallsrom for vindprognosen. Den bygger dermed på prognosen og hvorvidt vindkraftmodellen treffer er avhengig av prognosen. Denne er dermed avgjørende for hvor god vindkraftmodellen er. Alt i alt vurderes det til at prognosen som benyttes her er relativt upålitelig.

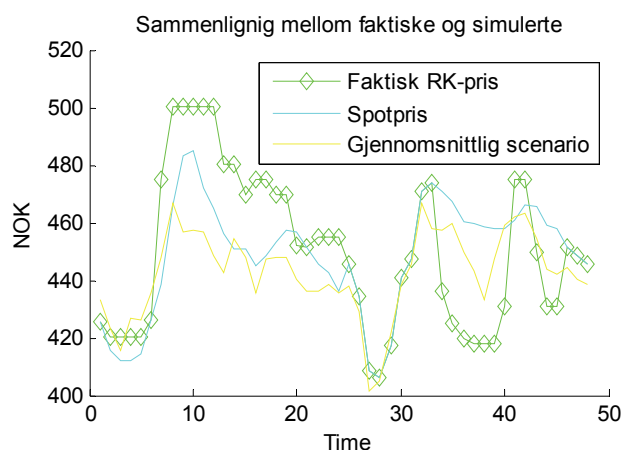


Figur 55. Figuren til venstre viser reduserte scenarier med vindeffekt for en hel park. Simuleringen er gjort for 23. og 24. november 2008. Legg spesielt merke til hvordan scenarioskyen dekker alle de tre grafene i Figur 54. Det er her simulert 2500 scenarioer, redusert ned til 100. Figuren til høyre viser alle de 2500 simulerte scenarioene. Det observeres at ytterpunktene i skyen har blitt smalere ved å redusere scenarioer. Dette viser vindscenarioer før de behandles av kapasitetsbegrensningen, her på 50 MW.

4.6 Treff mellom faktiske RK-priser og simulerte priser



Figur 56. Figuren viser prognoseperioden 5. og 6. november 2008. Den grønne og lyseblå grafen viser hvordan henholdsvis faktiske RK-priser og spotprisen ble. Den blå grafen viser det RK-scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe.



Figur 57. Figuren viser tilsvarende prognoseperioden 5. og 6. november 2008. Den gule grafen viser gjennomsnittet av RK-scenarioene etter reduisering (gjennomsnittet av 100 scenarioer).

en si at prognosen har vært feilslått. En slik feilprognosering vil videre kunne få følger for vindparkens inntjening. Forløpet til simulerte og faktiske inntekter i denne prognoseperioden viser at for 2-pris vil det ikke gi så mye utslag i det aktuelle tidsrommet da ubalansene er små. Figur 59 viser dette forløpet. For 1-pris derimot vil det å bomme på reguleringstilstanden være fatalt. Det vil derfor være en merkostnad i nesten samtlige timer i det aktuelle tidsrommet. Fra omtrent time 30 og frem mot time 40 vil gjennomsnittlig prognosert RK-pris og faktisk RK-pris være i samme retning, nedregulering. Dette bekreftes også fra scenarioet i Figur 56. Igjen ser en lite resultater fra dette på den faktiske inntjeningen i 2-pris. I 1-pris derimot vil det gi betydelig resultatforbedring i akkurat disse timene. Den faktiske forbedringen fra original budstrategi er på 16 282 NOK i den siste perioden, jfr. Tabell 11. Dette må sies å være en betydelig forbedring.

Dette eksempelet er med på å underbygge viktigheten av en god modell for RKM, og en god RK-prognose for å snu kostnader til inntekter i RKM's 1-pris. Riktig prognosering av RK-

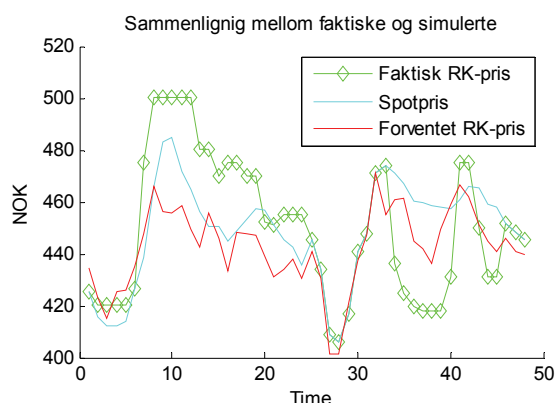
Figur 56 viser prognoseperioden 5. og 6. november 2008 som er brukt for å illustrere hvordan faktiske RK-priser treffer med simulerte priser. Dette er en vilkårlig utvalgt prognoseperiode. Ved opprettelse av RK-scenarioer blir det antatt at spotprisen er kjent. Avhengig av resultat fra SARIMA og sannsynligheter for forskjellige reguleringstilstander finnes Δpr . Simulert Δpr blir lagt til den virkelige spotprisen, hvilket resulterer i RK-prisen. Med symmetriske sannsynligheter for opp- og nedregulering er det forventet at simulerte scenarioer ligger symmetrisk rundt spotprisen. Figur 56 viser hvordan det scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe ligger i forhold til faktisk RK-pris og spotpris. Den første delen av perioden er de tre grafene godt samlet. Fra ca time 8 og frem mot time 25 har scenarioet en tendens til å ligge under spotprisen, altså simulert som nedregulering. Den faktiske reguleringstilstanden i disse timene var hovedsakelig oppregulering, og RK-prisen var over spotprisen. Figur 57 viser at også simulert gjennomsnittspris i den samme perioden tenderer mot nedreguleringspris. Dette er også resultatene fra SARIMA. Dermed kan

priser spiller mindre rolle i 2-pris da det her er mindre ubalanser, og dermed også mindre kostnader.

5. og 6. november 2008 gir et bilde av hvordan et typisk forløp i en prognoseperiode kan se ut. Graden av treff varierer fra periode til periode. Det er en trend at det i perioder med mye tilsig i vannkraftsystemet, vårmeltingen og flomperioder på høsten, vil være vanskelig å få gode treff med SARIMA. SARIMA prognoserer hvordan RKM oppfører seg normalt sett og vil derfor få problemer med disse tilsigsperiodene.

Ved å sammenligne Figur 56 og Figur 57 ser man at det enkle scenarioet har mer hakkete forløp og større utfall enn gjennomsnittet over de reduserte scenarioene. Dette er en naturlig oppførsel for et scenario.

Reguleringstilstanden finnes ved å bruke SARIMA. Når denne er bestemt blir prisen bestemt, bl.a. ved å benytte den lineære sammenhengen mellom Δp_r og volum. Volumet trekkes



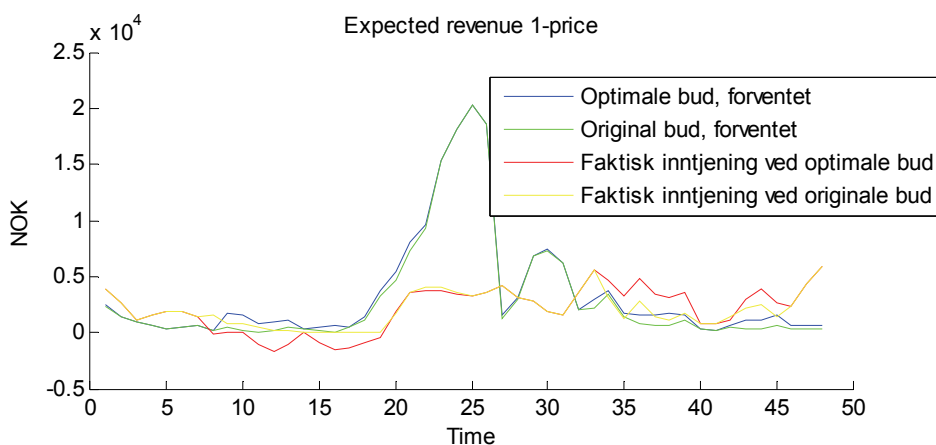
Figur 58. Figuren er fra 5. og 6. november. Denne viser forventet RK-pris med en rød graf. Denne er mye den samme som gjennomsnittlig RK-pris, men med noe større utfall. Dette kommer av at ikke alle scenarioene har lik sannsynlighet for å inntreffe, noe som blir forutsatt ved gjennomsnittsberegningen.

vilkårlig og er ikke autokorrelert. Dette forsterker det hakkete forløpet ytterligere.

Figur 58 viser hvordan forløpet til den forventede RK-prisen var i prognoseperioden 5. og 6. november 2008. Forventet pris har mye den samme tendensen som gjennomsnittsprisen i Figur 57, men med noe større utfall. Dette kommer av at ikke alle scenarioene har lik sannsynlighet for å inntreffe, noe som blir forutsatt ved beregning av gjennomsnittspris.

I teksten ovenfor er det blitt fokusert på hvordan de simulerte dataene treffer i forhold til en trend. Det kan også observeres at faktisk RK-pris og forventningsverdien og gjennomsnittsverdien til den simulerte RK-prisen treffer meget bra på nivå. Dette skjer fra rundt time 24 og frem til ca time 32. Her

er det et veldig lite kroneavvik mellom de forskjellige. Med å sammenholde dette med faktisk inntekt vist i Figur 59 er det praktisk talt ikke noe avvik mellom inntekt fra original og optimal budgivning i denne perioden. Dette er også tilfellet for 2-pris. Grunnen for dette er at forventet RK-pris og faktisk RK-pris ligger rundt spotprisen, og derfor ikke gir merkostnad eller merinntekt i forhold til Elspot.



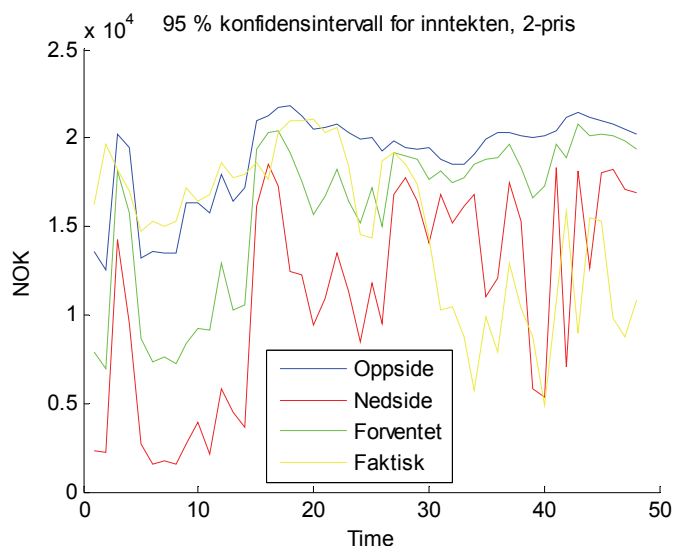
Figur 59. Figuren viser forventet og faktisk inntjening 5. og 6. november 2008.

Generelt treffer RK-modellen faktiske priser nokså bra, men den har sin store svakhet i å ikke få med seg ekstremverdier.

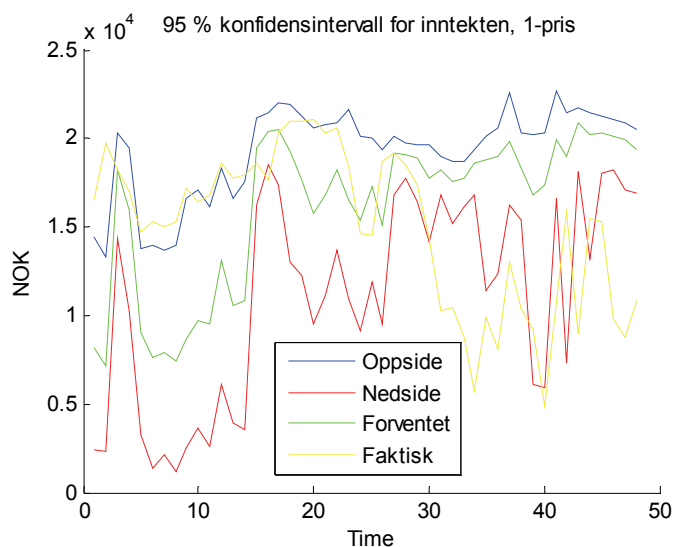
4.7 95 % konfidensintervall

Et 95 % konfidensintervall for inntekten er valgt til å gi en pekepinn på hvordan utfallene til inntekten kan være ved forskjellige scenario utover i prognoseperioden.

Konfidensintervallet viser utfallsrommet for 95 % av inntektene og er avgrenset med en



Figur 60. Figuren viser simulert 95 % konfidensintervall for inntekten i prognoseperioden 17. og 18. januar 2009. Dette er også sammenlignet med den faktiske inntekten ved bruk av optimalt bud i anmelding. Figuren viser 2-pris.

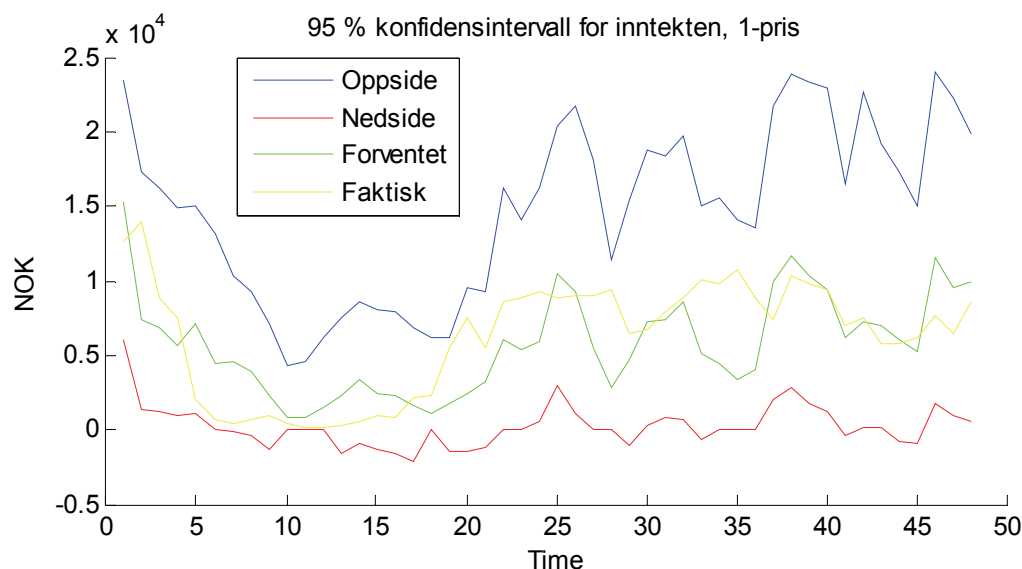


Figur 61. Figuren viser simulert 95 % konfidensintervall for inntekten i prognoseperioden 17. og 18. januar 2009. Dette er også sammenlignet med den faktiske inntekten ved bruk av optimalt bud i anmelding. Figuren viser 1-pris.

ulineariteter i konverteringen fra vindhastighet til vindeffekt vil vindscenarioer med en jevn spredning om forventet vindhastighet reduseres til mange scenarioer med samme forventet effekt, nemlig 100 %, dersom den forventede vindeffekten ligger midt området med 100 % effektuttak. Derfor vil også utfallene av inntekter reduseres.

oppside og en nedside. Oppsiden representerer det scenarioet som 97,5 % sikkert kommer til å skje. Tilsvarende representerer nedside 2,5 % sannsynlighet. Konfidensintervallet er opprettet på grunnlag av simulerte data. Dette er videre sammenlignet med den faktiske inntjeningen. Figur 60 og Figur 61 viser hvordan 95 % konfidensintervallet utvikler seg gjennom prognoseperioden. Figur 60 viser inntektsutviklingen for 2-pris, og Figur 61 viser 1-pris. Her vil avstanden mellom oppsiden og nedside være større for 1-pris enn for 2-pris. Dette kan forklares med at volumet eksponert i RKM er større i 1-pris, samt at 1-pris muliggjør inntekter i RKM. Grafene som viser oppside, nedside og forventet inntekt er dannet på basis av simulerte data. Dersom man sammenligner disse med faktisk inntjening ser man at den faktiske inntjeningen ligger i øvre del av konfidensintervallet i begynnelsen av perioden og beveger seg gjennom intervallet i midten av perioden. I siste del av perioden vil faktisk inntjening ligge tidvis godt under konfidensintervallet. Rundt time 17 og time 30 vil konfidensintervallet være relativt smalt. Dette kan forklares med at prognosen gir forholdsvis høy vind i tidsrommene med smalt konfidensintervall. På grunn av

Figur 62 viser hvordan forventet og faktisk inntjening treffer i konfidensintervallet for 1-pris 22. og 23. september 2008. Fra Tabell 11 fremgår det at ved å benytte optimale bud fremfor TE's budstrategi i 1-pris disse dagene vil medføre en betydelig merinntekt. Figur 62 viser at de simulerte resultatene ligger omtrent midt i konfidensintervallet. Også faktisk inntjening ligger omtrent midt i intervallet og det kan derfor tolkes at treff mellom prognoseringen og simuleringen for denne perioden var god.



Figur 62. Figuren viser hvordan konfidensintervall med faktisk og forventet inntjening for 1-pris 22. og 23. september 2008.

4.8 Redusere prognoseavviket

Prognoseavviket for vindkraft er normalfordelt rundt prognosen, og dermed også symmetrisk rundt prognosen. Ved opprettelse av scenarioer vil derfor også disse bli symmetriske rundt prognosen. Som vist i kapittel 4.1.1 vil optimalt bud der alt av vind og RK-priser er symmetriske være lik forventet vind, altså lik prognosen. Ved å redusere prognoseavviket vil fremdeles prognosen være forventet vind, og dersom alt er symmetrisk vil optimalt bud være uendret. Det samme vil også den forventede og den faktiske inntjeningen. Derimot vil konfidensintervallet for inntekten reduseres og bli smalere. Dette fordi sannsynligheten for store utfall reduseres.

En reduksjon av prognoseavviket vil tilsvare å benytte en ferskere prognose i anmeldingen. For en kraftprodusent vil det å investere i en ferskere prognose være en avveining mellom økningen i innkjøpskostnader og forventet inntektsforbedring. Ved å redusere prognoseavviket på denne måten vil det bli feil å påberope seg å kunne verdisette det å kjøpe en ferskere prognose. Dette fordi prognoseverdien vil være den samme, men utfallsrommet vil reduseres. Intuitivt vil en forvente at ferskere prognoser har en annen prognoseverdi enn eldre prognoser pga. det økte informasjonsnivået som er dess nærmere nåtid prognoseringen gjøres. Ved å redusere prognoseavviket vil fremdeles den samme prognosen ligge til grunn. Sammenligningen mellom denne og faktiske data vil dermed gi uendrede resultater. I denne oppgaven vil det derfor ikke kunne gis noen verdi av å benytte en ferskere prognose på det datagrunnlaget som finnes her. Da risikostrategier heller ikke er en del av oppgaven vil en analyse av reduserte prognoseavvik ikke være av interesse for optimal budgivning.

4.9 Risikohåndtering

I 1-pris vil det til tider være mye volum eksponert i RKM, særdeles dersom denne formen for optimale bud implementeres i større parker. Volumet i RKM er utsatt for risiko i form av uventede RK-priser. Her vil prognoseringen av RK-prisene bestemme hvorvidt optimal budstrategi skal være å by 0 % eller 100 % av installert produksjon i Elspot. Dette styres av hva som er *forventet* RK-pris i hver enkelt time. Dersom forventningen er oppregulering vil budet være slik at det gir maksimal inntjening, forutsatt at timen er oppregulert. Dersom den skulle vise seg å bli nedregulert vil det som skulle være et optimalt bud heller være et katastrofalt bud og gi minst inntjening i den faktiske reguleringstilstanden. Derfor vil behovet melde seg for å forsøke å sikre inntekten til en viss grad, og risikohåndtering blir et spørsmål. Denne oppgaven omhandler ikke risikohåndtering mtp volumeksponering, men det foreslås allikevel en enkel strategi for å forsøke å minimere konsekvensene av å være rigget i gal retning.

En risikonøytral aktør fokuserer utelukkende på forventet inntekt, og ikke på den risikoen han tar, [8]. I så måte må optimal budstrategi for 1-pris kunne sies å være en risikonøytral strategi. For å si noe om risikoeksponering vil det kunne være aktuelt å gjennomføre for eksempel en Value At Risk (VAR) analyse. Dette foreslås som videre arbeid.

Ved enhver risikoreduksjon vil det være knyttet en reduksjon i forventet inntekt. En reduksjon av risikoen i optimal budgivning for 1-pris baserer seg på sannsynligheten for de forskjellige reguleringstilstandene funnet i RK-modellen.

En time som er forventet å være oppreguleringstime kan ha forskjellig grad av sannsynlighet for at det kommer til å bli oppregulering. For eksempel kan sannsynlighetene for opp- og nedregulering være nokså like og tilfeldigheter avgjør at forventet RK-pris tilsvarer oppregulering. Optimalt bud til Elspot vil dermed være null og all produksjon ønskes solgt i RKM da dette gir forventingsmessig best inntjening. Samtidig viser resultater fra RK-modellen at det er like stor sannsynlighet for opp- som nedregulering. Forslaget til risikostrategi knytter seg dermed til sannsynlighetene for forskjellige tilstander funnet i RK-modellen. I timen nevnt over vil forslaget dermed være å by et volum som tilsvarer sannsynligheten for nedregulering. Denne måten å risikobehandle budet på er vist i Tabell 16. Her er P_o sannsynligheten for oppregulering og P_n for nedregulering. Begge er i prosent.

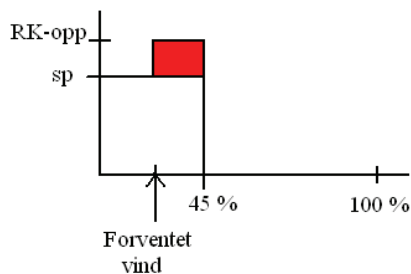
Forventet tilstand	Optimalt bud	Risikobehandlet bud
Oppregulering	0 %	P_n
Nedregulering	100 %	100 % - P_o

Tabell 16. Tabellen viser foreslått risikostrategi. Omtalte bud er bud til Elspot. Budene er gitt i prosent av tilgjengelig effekt. P_n er sannsynlighet for nedregulering, og P_o sannsynlighet for oppregulering.

I timer med omtrent lik sannsynlighet for å bli enten oppregulert eller nedregulert vil dette redusere forventet inntekt, men samtidig begrense det potensielle tapet dersom reguleringstilstanden skulle bli en annen enn forventet.

Det er ikke knyttet noe merkostnad eller merinntekt til nullregulering. Denne vil dermed behandles i favør av forventet reguleringstilstand og dermed bidra til volumeksponering.

Også forventning til produksjon bør tas med i en risikobehandling. Dersom sannsynligheten for opp- og nedregulering begge er 45 % (10 % for nullregulering) og forventet tilstand for timen er oppregulering vil et risikobehandlet bud være på 45 % av tilgjengelig kapasitet. Dersom forventet vind er lavere enn 45 % av tilgjengelig effekt, altså lavere enn risikobehandlet bud, vil det være en overveiende sannsynlighet for at det i timen vil være en



Figur 63. Figuren viser forventet merkestnad ved å benytte risikobehandlet bud når forventet produksjon er utenfor potensielt gevinstområde (i dette tilfellet mellom 45 % og 100 %).

merkostnad i forhold til spot. Dette er vist i Figur 63. Her er området markert med rødt forventet merkestnad ved risikobehandlet bud. Det vil derfor være lurt å vurdere budet opp mot forventet produksjon. I dette tilfellet vil det være lurt å redusere budet slik at det blir lik forventet produksjon. På denne måten vil det i det minste ikke være knyttet noe forventet kostnad til budet, samtidig som produksjon over forventet effekt forventningsmessig vil bli kreditert med oppreguleringspris og dermed ha en høyere verdi.

Tilsvarende vil en oppleve i en forventet nedreguleringstime når risikobehandlet bud er lavere enn forventet produksjon. Ubalansen vil da være forbundet med en forventet kostnad i forhold til Elspot. Det naturlige vil dermed være å heve risikobehandlet bud til det er likt

forventet produksjon. Risikostrategien blir dermed:

Oppregulering → *Den laveste av P_n og forventet produksjon*

Nedregulering → *Den høyeste av $(100 \% - P_o)$ og forventet produksjon*

Dermed kan det sies at dess større sannsynligheten for at forventet reguleringstilstand kommer til å inntreffe, dess større eksponering tårr aktøren å ta og dermed blir potensiell inntjening større.

Det bemerkes at å implementere dette ikke er innenfor rammene til denne oppgaven.

5 Konklusjon

Målet med oppgaven er å utvikle og implementere en algoritme for optimale bud i Elspot for Bessakerfjellet vindpark, samt å teste denne.

I oppgaven er det funnet at optimale bud for en generell vindpark vil være avhengig av under hvilket prissystem ubalanser gjøres opp.

Et optimalt bud gjort opp i 1-pris vil være fullstendig dominert av forventet RK-pris og søke ytterpunktene for tillatt kapasitet.

- $EV(RK\text{-}pris) > \text{spotpris}$ \rightarrow optimalt bud = 0 % av tillatt kapasitet
- $EV(RK\text{-}pris) < \text{spotpris}$ \rightarrow optimalt bud = 100 % av tillatt kapasitet

Tillatt kapasitet er installert effekt i parken, eller en eventuell effektbegrensning knyttet til parken. I denne oppgaven vil tillatt kapasitet være begrenset av termisk grenselast i regionalnettet på 50 MW.

Et optimalt bud for 2-pris vil generelt ligge i nærheten av prognosen. Forskyvninger i forhold til denne vil i hovedsak skyldes forskjellige sannsynligheter for reguleringstilstander.

Optimal budstrategi ble benyttet for prognosering på et utvalg av ni dager. Dette resulterte i en netto gevinst for optimeringer gjort i både 1-pris og 2-pris, sammenlignet med en referansestrategi. Nettobeløpet var betydelig større i 1-pris, hvilket kan skyldes både mulighet for merinntekt og større volumeksponering. Netto kontantstrøm varierte veldig fra dag til dag for begge prissystemene, og også her var utslagene størst i 1-pris. Ut i fra denne testingen vil det ikke være mulig å gi noen entydig konklusjon på om optimal budstrategi er bedre enn referansestrategien.

Ved optimal budstrategi vil begge prissystemene være avhengig av at RKM modelleres riktig. Eventuell feilprognosering av RK-priser vil få størst betydning for ubalanser i 1-pris. For å bedre den optimale strategien vil det være viktig å bedre beskrivelsen av RKM. Dette vil ikke ha noe innvirkning for referansestrategien som fokuserer utelukkende på prognoser.

Ved testing av algoritmen er det avdekket tidvis store avvik mellom prognosert effekt og faktisk effekt. For å bedre den generelle inntjeningen til vindparken vil det være viktigst å forbedre de generelle vindprognosene. Dette fordi både referansestrategien og optimal strategi i 2-pris avhenger av prognosene. Selve vindkraftmodelleringen gir et tilnærmet symmetrisk utfallsrom for vindeffekt og vil være av mindre betydning for inntjeningen. Denne er viktig for simuleringer, men mindre viktig for endelige beslutninger og faktisk inntjening.

Det er funnet at best inntjening i parken vil være for vindhastigheter rundt 17 m/s.

Ved innføring av 2-pris ønsket Statnett å få bedre oversikt over forventet produksjon i driftsdøgnet. Dette skulle gjøres med å fjerne inntektsleddet fra RKM. På denne måten må produsenter ta hensyn til RKM i sin produksjonsanmelding. For de fleste vannkraftprodusenter i Norge vil ikke dette ha noe å si fordi deres ubalanser er meget små. Passive produsenter forventes å ha større ubalanser og blir derfor sterkere påvirket av 2-pris.

Resultater funnet i denne oppgaven viser at ved å ta hensyn til RKM vil optimalt bud for passive produsenter ligge rundt prognosen, hvor forventet ubalanse er minst. Med å oppdatere produksjonsbalansen over driftsdøgnet blir produsenters ubalanser ytterligere redusert. Dette gir produsenten en lavere merkostnad og Statnett bedre informasjon om produksjon i driftsdøgnet.

Optimale bud for 1-pris viser hvordan budvolum innretter seg etter forventet RK-pris. Da passive produsenter kan påberope seg å ikke vite hva som kommer til å produseres i driftsdøgnet, og dermed har carte blanche hva budstørrelse angår, kan budene tilpasses for å utnytte RKM best mulig. Denne potensielle ukulturen fjerner Statnett med å innføre 2-pris. I så måte må en kunne si at det nye regulerkraftregimet har fungert etter hensikten.

En personlig mening er at den optimale budstrategien for 2-pris gir volum som er såpass lik prognosevolumet at det ikke vil være mye feil å gå videre med den. Modellen av RKM vil over tid kunne forbedres hvilket vil forbedre den optimale budstrategien. Dette vil være spesielt viktig for større passive produksjonsanlegg. Informasjonen om RKM kan gi positive ringvirkninger for all produksjonsplanlegging og for handel med Elbas.

6 Forslag til videre arbeid

- Forbedring av RK-modell:
 - Modellere ekstremutfall i RKM
 - Forbedre grunnlaget til bestemmelse av sannsynligheten for forskjellige reguleringstilstander ved å bruke 2 datasett fra SARIMA, jfr. forslagi Tabell 6 i kapittel 2.3.3.
 - Differensiere:
 - lineær beskrivelse av RKM etter sesonger
 - ARMA(1,1)-parametrene for prognoseavvik etter sesonger da gjennomsnittlig vindhastighet er større om vinteren og dermed forventes å ha større avvik.
- Forbedring av vindkraftmodell:
 - Differensiere "speed-to-park" kurven etter vindretning
 - Inkludere tilgjengelighet
 - Kvalitetsheving av prognosene som blir brukt
- Risikohåndtering:
 - Implementere en risikostrategi for 1-pris, jfr. forslag i kapittel 4.9.
 - Utføre en VAR-analyse for å bedre kunne beskrive risikoen, spesielt ved 1-pris.
 - Etter som driftstimen nærmer seg og det blir mer klart hvordan både RK-priser og vindeffekt faktisk blir er det en mulighet å handle seg inn i Elbas for å sikre inntekter. Dette kan gjøres både for 1-pris og 2-pris.
- Undersøke hvordan passiv produksjon i NO2 gjør en produsent til prislager istedenfor pristaker.
- Gjøre søket etter optimalt bud mer intelligent ved å derivere inntektsfunksjonen med tanke på budstørrelsen og finne globalt optimum, jfr. forslaget i kapittel 4.3.

7 Referanseliste

7.1 Referanser

- [1] – Andrew Boone, KTH, *Simulation of Short-term Wind Forecast Errors using a Multi-Variate ARMA(1,1) Time-series modell*, 2005
- [2] – Rüdiger Barth, Lennart Söder, Christoph Weber, Heike Brand, Derk Jan Swider, *Methodology of the Scenario Tree Tool*, jan 2006
- [3] – Stefan Jaehnert, Hossein Farahmand og Gerard Doorman, *Modelling of prices using the volume in the Norwegian Regulating Power Market*, 2008. Ikke publisert.
- [4] – Trønder Energi, *Prosjekt: Bedre vindprognoser*, 2009
- [5] – Kristian Wiik Ravnaas, *Samspillet mellom vind- og vannkraft i et kortsiktig perspektiv*, høsten 2008.
- [6] - Peter J. Brockwell og Richard A. Davis, *Introduction to Time Series and Forecasting, Second Edition*, 2002
- [7] – Vilkår for regulerkraftmarkedet
- [8] – Ivar Wangensteen, *Risiko*, pensum i emnet ELK-13 Krafthandel og risikostyring, Høst 2008
- [9] – Jan Grandell, *Time series analysis*,

7.2 Internettreferanser

- [I1] – <http://en.wikipedia.org/wiki/Autoregressive>. kl. 10:36, 7.mai 2009
- [I2] – http://en.wikipedia.org/wiki/White_noise. kl. 11:00, 7. mai 2009
- [I3] – <http://www.tronderenergi.no/bessakerfjellet.aspx>. kl. 13:25, 23. mai 2009
- [I4] – http://www.enercon.de/en/_home.htm. kl. 14:26, 19. jun. 2009

Vedlegg

1	REDUSERING AV SCENARIOER	1
2	OPPBYGNING AV OPTIMERINGSKODENE	3
2.1	SCRIPTHIERARKI OVER DE FORSKJELLIGE SCRIPT I MATLAB	3
2.2	FLYTFORKLARING OVER KODER	4
2.3	VARIABELDEFINISJON.....	6
3	ANALYSE AV FORSKJELLIGE VINDHASTIGHETER.....	9
4	INTEKTER UTEN VINDSCENARIOBEGRENSNING.....	12
5	FORSKJELLIGE TIDSSERIEMODELLER.....	13
5.1	AR – AUTOREGRESSIVE MODELL.....	13
5.2	MA – MOVING AVERAGE.....	13
5.3	SARIMA – SEASONAL AUTO REGRESSIVE INTEGRATED MOVING AVERAGE.....	14
5.4	WHITE NOISE (WN).....	14
6	TEORETISK EFFEKTKURVE FOR EN VINDTURBIN	15
7	EFFEKTKURVE FOR EN VINDPARK	17
8	MANDAT FOR ARBEIDSGRUPPE VINDKRAFT HOS TE.....	18
9	VINDROSER FOR SAMTLIGE TURBINER PÅ BESSAKERFJELLET	19

1 Redusering av scenarioer

For å få de rette statistiske egenskapene på scenarioene for både regulerkraftpriser og vindkraft er det viktig å bruke tilstrekkelig antall simuleringer. For eksempel for vindkraft vil 3000 scenarioer representere statistiske egenskaper tilstrekkelig, mens 100 vil være litt lite. På den andre siden vil et stort antall scenarioer gjøre videre beregninger uforholdsmessig krevende. Det er derfor blitt valgt å opprette et stort antall scenarioer, for så å redusere antallet ned til en ønsket mengde. Det samme gjelder for regulerkraft.

Distansematrise

Selve reduseringen av scenarioer gjøres ved hjelp av en ”distansematrise”. Dette er en matrise med størrelsen $N \times N$, hvor N er antallet scenarioer som skal reduseres. I dette tilfellet består hvert scenario av en periode på 48 timer. For hver av disse timene blir distansen mellom to forskjellige scenarioer beregnet, og så kvadrert. Distansen er avstanden mellom dataene. For hvert scenario blir summen av kvadrerte avstander for hele perioden beregnet. For to like scenarioer vil distansen mellom dem være lik null. Dette blir representert med ”NaN” (NaN = not a number). På denne måten finnes en kvadratisk og symmetrisk matrise med ”NaN” på diagonalen.

Sannsynlighetsvektor

Det beregnes scenarioer for både vindkraft og regulerkraftpriser. De forskjellige scenarioene blir opprettet ved å vilkårlig trekke et tall fra tilhørende fordelinger. For vindkraft benyttes en randomfunksjon med grunnlag i en normalfordeling med forventningsverdi null og et gitt standardavvik (se kapittel 2.2). Regulerkraftpriser er avhengig av reguleringstilstand, volum og feilfunksjon. Ved hjelp av SARIMA-metodikken finnes sannsynligheter for reguleringstilstand og scenarioer kan genereres som i kapittel 2.3.4.

Ved å trekke vilkårlige tall fra tilhørende fordelingsfunksjoner vil hvert scenario ha like stor sannsynlighet for å inntreffe. Det opprettes en vektor med størrelse $1 \times N$ som inneholder sannsynlighet for hvert enkelt scenario, en sannsynlighetsvektor. Denne sannsynligheten er

$$\text{gitt } p = \frac{1}{\# \text{scenarioer}}.$$

Sletting av scenarioer

Selve reduksjonen av scenarioer består av å sammenligne to og to scenarioer. For å gjøre dette beregnes en ”sammenligningsvektor”, \underline{A} , som vist i ligning (1.31).

$$(1.31) \quad \underline{A} = \underline{dist} \cdot \underline{prob}.$$

Her blir akkumulerte distansen mellom to scenarioer over hele perioden multiplisert med den tilhørende sannsynligheten til et av scenarioene. Resultatet er \underline{A} . Den minste verdien i \underline{A} blir identifisert, det ene scenarioet blir slettet og sannsynligheten for at det inntreffer blir lagt til sannsynligheten for det andre. Dette kan forklares med et eksempel:

Den minste verdien i \underline{A} blir identifisert. Det viser seg at denne er bygd opp av scenario 43 og 250. Sannsynligheten for at hvert av dem inntreffer er 0,004. Dermed vil scenario 43 bli slettet og sannsynligheten for at scenario 250 inntreffer vil være gitt:

$$prob_{250,ny} = prob_{250,gammel} + prob_{43,gammel} = 0.008$$

Denne rutinen reduserer antall scenarioer til et på forhånd angitt antall.

Redusere vindhastighet eller vindeffekt?

For vindhastigheter fra ca 14 til 24 m/s vil effektuttaket fra en enslig turbin være på 100 %. Anta at en serie med vindhastigheter spenner seg fra 14 til 24 m/s. For datapunktene i den samme serien gjort om til vindeffekt vil alle punktene ha samme verdi, 100 % effekt. Dette er viktig med tanke på reduisering av scenarioer da metoden benyttet her baserer seg på avstanden mellom scenarioene. Legges vinhastighet til grunn vil avstanden være betydelig. Mer riktig blir det da å bruke vindeffekter og beregne avstanden fra mellom disse.

Ved å omgjøre vindhastighet til parkeffekt vil intervallet hvor effektuttaket er 100 % være betydelig kortere. Men fremdeles vil det være ulineariteter i overgangen mellom hastighet og effekt. Det vil derfor være riktig å også her redusere antall scenarioer etter omgjøring til effekt.

Ulemper med reduseringsmetoden

Bakdelen med denne reduseringsmetoden ligger i hvordan distansematrisen genereres. Den settes opp med å kvadrere avstanden mellom to scenarioer. Dette gjøres for alle tidsstegene. To scenarioer som har store avstander, men en netto kvadrert avstand på null vil tilsynelatende ligge veldig nærme hverandre og risikoen for at et av dem blir slettet er stor. Metoden som blir brukt til å regne ut distansen er den samme som beskrevet i ligning (1.2). Dette er åpenbart ikke helt riktig. En måte å forbedre dette på kan være å benytte en annen av feilfunksjonsparametrene i kapittel 2.2.4. Et forslag kan være metoden akkumulert kvadrat av relativt avvik i ligning (1.4), eller metoden forklart varians i ligning (1.3). Hvordan scenarioet som skal fjernes identifiseres i sammenligningsvektoren \underline{A} må undersøkes. Dette er en måte å videreføre oppgaven på.

2 Oppbygning av optimeringskodene

For å kunne gi litt bedre innblikk i den betydelig tidkrevende programmeringen i denne oppgaven er det valgt å vise til denne på to forskjellige nivå. Det første nivået er et scripthierarki som viser i hvilke rekkefølge de forskjellige scriptene blir brukt, samt hvem som kaller hvem og en kort forklaring på hva de gjør. Videre vil det andre nivået forklare mer oppbygningen i de viktigste scriptene. Dette er fremdeles på et overordnet nivå slik at det er mulig å holde tråden. Til sist finnes en variabeldefinisjon. For nysgjerrige lesere ligger all koding og inputdata elektronisk vedlagt i en zip-fil.

2.1 Scripthierarki over de forskjellige script i Matlab

produksjon.m	Leser inn produksjonsdata til en .mat fil
prognose.m	Leser inn prognosedata til en .mat fil
main_runfile.m	Samlefil for beregninger
regulerkraft.m	Samlefil for RK-modelleringen
diffd.m	Gjør data stasjonær
bestsarma.m	Tilpasser beste SARMA-modell til data
sarma.m	Hossein Farahmand
armaacvf.m	Autokovarians for en ARMA-prosess
causal1.m	Hossein Farahmand
FitCheck.m	Sjekker tilpasning av modell og data
acvf.m	Autokovarians av data
acf.m	Autokorrelasjon av data
pacf.m	Partiell autokorrelasjon av data
predarma.m	Prognoseringen av Δp
armaacvf.m	Autokovarians for en ARMA-prosess
cumvol.m	Kumulativ volumfordeling
distmtx.m	Oppretter "distansematrise"
removescen.m	Reduserer scenarioer
vindkraft.m	Samlefil for vindkraftmodelleringen
w2pT.m	Vindhastighet til effekt for en hel park
w2p1.m	Vindhastighet til effekt for enslig turbin
distmtx.m	Oppretter "distansematrise"
removescen.m	Reduserer scenarioer
opt1.m	Optimeringsscript for 1-pris
virkelige_data1.m	Inntekt optimalt bud med virkelige data, 1-pris
virkelige_data1_org.m	Inntekt originalt bud med virkelige data, 1-pris
konfidensintervall1.m	95 % Konfidensintervall for inntekt, 1-pris
opt2.m	Optimeringsscript for 2-pris
virkelige_data2.m	Inntekt optimalt bud med virkelige data, 2-pris
virkelige_data2_org.m	Inntekt originalt bud med virkelige data, 2-pris
konfidensintervall2.m	95 % Konfidensintervall for inntekt, 2-pris

Oversikten over viser hovedstrukturen til de forskjellige scriptene i Matlab som benyttes til beregningene. Hvert innrykk betyr at filen kalles/kjøres fra filen over.

Før selve hovedberegningene begynner (*main_runfile.m*) kjøres *produksjon.m* og *prognose.m*. Disse leser inn produksjonsdata og prognosedata for videre bruk i hovedberegningene. Filene *sarma.m* og *causal1.m* benyttes til opprettelse av SARIMA-modellen. Hossein Farahmand vet mer om disse.

2.2 Flytforklaring over koder

Formålet med ”flytforklaringen” over kodene er å gi en grov oversikt over hvordan de forskjellige script er bygd opp og hva som skjer i de forskjellige delene, samt hvordan de henger sammen.

main_runfile.m

- Tilpasse datoen
Tilpasse startdatoen for den historiske perioden til riktig format
- Velge data basert på tilpasset dato
Leser inn data for RK-pris, RK-volum og områdepris for et helt år. Deretter bestemmes data for den historiske perioden basert på formattilpasset dato.
- Fjerner ekstremdata
Fjerner RK-priser som er mer enn $3 * \text{standardavviket}$ for RK-pris fra gjennomsnittet av RK-pris.
- Detrend
 Δpr blir beregnet. Deretter fjernes eventuelle lineære trender fra denne
- Bestemmer faktiske data for prognoseperioden
- Lagre data for videre bruk
Filnavn: ”historisk_data.mat”
- Bestemmer og lagrer prognosedata
Prognosedata for prognoseperioden blir funnet og lagret
Filnavn: ”prog.mat”
- Bestemmer og lagrer produksjonsdata
Produksjonsdata for prognoseperioden blir funnet og lagret
Filnavn: ”prod.mat”
- MAIN RUN AREA
Samleområde for å kjøre andre nødvendige script:
 - regulerkraft.m
 - vindkraft.m
 - opt1.m
 - opt2.m
- Plotting av figurer

NB! Dersom modellen ikke kan bli tilpasset på grunn av for få data vil ”main_runfile.m” stoppes. Kjør da ”main_runfile_utvidet.m” for å få resultater.

regulerkraft.m

- Bestemmelse av modellparametere
2 ytre sløyfer sørger for den integrerte delen av SARIMA. Videre koder tilpasser parametrene til AR og MA både for regulær- og sesongavhengighet. Dersom ikke tilpasningen er god nok vil den indre sløyfa integrere dataene basert på sesongavhengighet, deretter for regulær avhengighet. Når tilstrekkelig god tilpasning er funnet vil modellparametrene bli spart.

- Finne lineære parametre
Finne de lineære parametrene som beskriver RKM. Disse skal brukes til å opprette scenarioer.
- Prognosere Δpr
 Δpr prognoseres basert på SARIMA-parametrene. Δpr er også kalt SARIMA-resultatene.
- Finne bandstørrelsen rundt spotprisen
Finne størrelsen på det bandet som gir likt forhold nullreguleringstimer for prognoseperioden og den historiske perioden når spotpris og Δpr sammenlignes.
- Beregne sannsynligheten for forskjellige reguleringstilstander
Sannsynligheten for de forskjellige reguleringstilstandene beregnes basert på mean squared error og Δpr fra prognoseringen, spotprisen og størrelsen på bandet rundt denne.
- Opprette scenarioer
Scenarier lages på grunnlag av:
 - Fordelingsfunksjon for volum
 - Fordelingsfunksjon for feilfunksjon
 - Lineær beskrivelse av RKM
 - Sannsynligheten for reguleringstilstandene
 Dette gjør at alle scenarier har lik sannsynlighet for å inntreffe.
- Redusering av scenarioer
Antall scenarier blir redusert ned til et predefinert antall. Til hvert scenario er det knyttet en sannsynlighet.
- Plotting av figurer
- Lagre data for videre bruk
Filnavn: "rk.mat"

vindkraft.m

- Deklarering av parametre
- Opprette scenarioer
Scenarier for feil i vindhastighetsprognosene lages. Sannsynligheten for hvert scenario beregnes
- Prognose
Prognosen for den aktuelle prognoseperioden blir lagt til feilscenarioene. Det blir sjekket for at ingen av scenarioene får en negativ vind som følge av prognoseavviket.
- Vindhastighet til vindeffekt
 - En enkelt turbin
 - En hel park
- Redusering av scenarioer
Antall scenarier blir redusert ned til et predefinert antall
- Kapasitetssjekk
Samtlige reduserte scenarier får øvre effektgrense lik kapasitetsbegrensningen i optimeringsalgoritmen. Grunnen for dette er at effekt høyere enn dette verken kan selges i Elspot eller RKM grunnet begrensningen. Dermed må scenarioene begrenses oppad for å ikke gi misvisende inntekter/kostnader.
- Plotting av figurer

- Lagre data for videre bruk
Filnavn: "vk.mat"

optX.m

(forskjellen på opt1.m og opt2.m er kun hvordan kontantstrømmer beregnes. X representerer 1 og 2.)

- Laste opp data
Data lagret i regulerkraft.m og vindkraft.m lastes opp. Samtidig lastes produksjonsdata og historiske data funnet i main_runfile.m opp.
- Optimalisering
 - Bestemme maksimums- og minimumseffekter
 - Bestemmer inntjeningen til originalt bud (TE's budstrategi)
 - Finner optimalt bud, samt størrelse og inntjening til dette
For å beregne størrelsen på optimalt bud foretas et søk gjennom samtlige budstørrelser. Budet med maksimal inntjening vil være det optimale. Inntekter blir beregnet på to nivåer. Først blir inntekt i Elspot beregnet. Deretter blir det satt opp en matrise med størrelsen antall RK-scenarioer multiplisert med antall vindkraftscenarioer. Hver rad representerer et vindkraftscenario og hver kolonne et RK-scenario. Hver celle representerer en kontantstrøm i RKM. I celle 2,3 blir kontantstrømmen for vindscenario 2 og RK-scenario 3 beregnet. Hver celle blir vektet med sannsynlighetene for de respektive scenarioene. Ved å summere sammen hele matrisen til en sum vil en få forventet kontantstrøm fra RKM ved en bestemt budstørrelse. Summen av kontantstrøm fra RKM og inntekt i Elspot gir samlet inntjening, hvilket er den variabelen optimalt bud bestemmes ut fra.
- Tilleggsberegninger
 - virkelige_dataX.m
Beregner inntjening ved faktiske priser og produksjon for optimalt bud
 - virkelige_dataX_org.m
Beregner inntjening ved faktiske priser og produksjon for original budstrategi
 - konfidensintervallX.m
Beregner 95 % konfidensintervall for inntjeningen for det optimale budet
- Plotting av figurer
- Skrive ut resultater
- Lagre resultater
Filnavn: "optX.mat"

2.3 Variabeldefinisjon

Variabel	Size (row x column)	Forklaring
main_runfile.m		
num	8760 x 4	alle data aktuelt år, priser i NOK og volum i MWh/h (timenummer, spotpris, RK-pris, RK-volum)
num1	168 x 4	data i historisk periode, priser i NOK og volum i MWh/h (timenummer, spotpris, RK-pris, RK-volum)
num2	48 x 4	faktiske data i prognoseperioden, priser i NOK og volum i MWh/h (timenummer, spotpris, RK-pris, RK-volum)

enddate	1 x 1	siste dagen i historisk periode
prog	48 x 1	vindprognose i prognoseperioden, m/s
prod	48 x 1	faktisk produksjon i prognoseperioden, MW
regulerkraft.m		
py	1 x 48	heltallsvektor som indikerer balansetilstand (0=nullreg., 1=oppreg., 2=nedreg.)
percent_res	1 x 1	høyeste prosentdelen av ACF og PACF av restleddene som er utenfor tilpassningsintervallet
diff	168 x 1	RK-pris - spotpris, (Δpr)
SARIMA parametere:		
regdiff	1 x 1	d
seasondiff	1 x 1	D
pbest	1 x 1	p
Pbest	1 x 1	P
qbest	1 x 1	q
Qbest	1 x 1	Q
s2	1 x 1	standardavvik på White Noise
fi	variabel	vektor med parametere som beskriver SARIMA
theta	variabel	vektor med parametere som beskriver SARIMA
s		mean squared error for prognosedataene
k	1 x 48	prognosert verdi for Δpr
bal1	48 x 1	prognosert RK-pris fra SARIMA. Referert til som SARIMA-resultat
band	1 x 1	størrelsen på bandet som omslutter spotprisen ved bestemmelse av RK-tilstanden
state_prob	48 x 3	sannsynlighet for henholdsvis oppreg., nedreg. og nullreg i alle timer i prognoseperioden
scenario_number	1 x 1	antall RK-scenarioer før reduksjon
number_of_red_scen	1 x 1	antall RK-scenarioer etter reduksjon
cumvol_prob	1 x 1	nivået på den kumulativ sannsynligheten som skal benyttes ved trekning av RK-volum
b	2 x 2	lineær beskrivelse av RKM
forecast	48 x 2000	matrise med alle prognoserte RK-scenarioer
mean_forecast	48 x 1	vektor med gjennomsnittet av RK-scenarioer, time:time
median_forecast	48 x 1	vektor med median til RK-scenarioer, time:time
RK_prob	100 x 1 (2000x1)	vektor med sannsynlighet for hvert RK-scenario
storst	1 x 1	indeksen på det RK-scenarioet med størst sannsynlighet for å inntreffe etter reduksjon
forecast_red	48 x 100	matrise med reduserte RK-scenarioer
spotprice	48 x 1	vektor med faktisk spotpris i prognoseperioden
dist	2000 x 2000	distansematrise for RK-pris
vindkraft.m		
alfa	1 x 1	modellparameter
beta	1 x 1	modellparameter
sigma	1 x 1	modellparameter
scen_number	1 x 1	antall vindkraftscenarioer før redusering
subsetS	1 x 1	antall vindkraftscenarioer etter redusering

turb_pow	1 x 1	installert effekt for en enkelt turbin
park_pow	1 x 1	installert effekt for en hel park
scenX1	48 x 2500	matrise med feilsenarioer, m/s
prob	100 x 1 (2500x1)	vektor med sannsynlighet for hvert vindkraftscenario
mean_scenX	48 x 1	vektor med gjennomsnittet av feilsenarioene for vindhastighet
median_scenX	48 x 1	vektor med median av feilsenarioene for vindhastighet
Q	48 x 5	matrise med kvantiler for feilsenarioer (.1 .25 .50 .75 .9)
scenX	48 x 100	matrise med vindhastighetsscenarioer, m/s
prog_powT	48 x 1	vektor med parkeffekten for prognosen
scen_pow1	48 x 2500	matrise med vindkraftscenarioene for en enkelt turbin, MW
scen_powT	48 x 2500	matrise med vindkraftscenarioene for en hel park, MW
dist	2500 x 2500	distansematrise for vindkraft
err	1 x 48	vektor med standardavviket til feilprognosene
scen_powT_red	48 x 100	matrise med reduserte vindkraftscenarioer, MW
opt1.m og opt2.m		
tidshorisont	1 x 1	lengden på optimeringsperioden
start	1 x 1	første time i optimeringsperioden
rev1	100 x 100	matrise med vektet inntekt som beregnes for hver budstørrelse i hver time
rev2	48 x 1	vektor med maksimal inntekt for hver time
sluttbud	1 x 48	optimale bud i prissystem
test1	500 x 48	matrise med inntekt for hver budstørrelse og hver time
minbud	1 x 48	minimumseffekt for alle scenarioer
maxbud	1 x 48	maksimumseffekt for alle scenarioer
revSPOT	1 x 1	inntekt fra Elspot (mellomregning)
revRK	1 x 1	inntekt fra RKM (mellomregning)
bid	1 x 1	budstørrelsen som varieres for å finne optimalt bud, MWh/h
vis	48 x 3	matrise over variabler, inneholder henholdsvis minbud sluttbud og maksbud
konfidenintervalX.m		
revopt	100 x 100	matrise med vektet inntekt som beregnes for hver budstørrelse i hver time
prob_matrix	100 x 100	matrise med sannsynlighetsvektene som brukes i 'revopt' (RK_prob x prob)
samlet	10000 x 2	sortert matrise over alle inntektskombinasjoner fra minst til størst. (kolonne 1: inntekt, kolonne 2: sannsynlighet for scenariokombinasjon)
ned	1 x 1	akkumulert sannsynlighet for nedsiden (max 2,5 %)
nedside	1 x 48	vektor med inntekt for nedsiden
opp	1 x 1	akkumulert sannsynlighet for oppsiden (max 2,5 %)
oppside	1 x 48	vektor med inntekt for oppsiden
virkelige_dataXXXX.m		
faktisk_rk	48 x 1	vektor med faktiske RK-priser
spotprice	48 x 1	vektor med spotpriser
prod	48 x 1	vektor med faktisk produksjon, MW
faktisk_rev	1 x 48	vektor med faktiske inntekter, NOK

Tabell 17. Variabeldefinisjon for matlab

3 Analyse av forskjellige vindhastigheter

Vind- hastighet m/s	45 % opp-, 45 % ned- og 10 % nullregulering					
	volume i MW			inntekt i 1000 NOK		
	Opt. vol.	Prog. Vol.	TE vol.	Opt. rev.	Prog. Rev.	TE rev.
0	0.7	0	0	0.0497	0.0496	0.0496
1	1.7	0	0	0.0839	0.0836	0.0836
2	2.6	0	0	0.1316	0.1306	0.1306
3	4	0.8625	0.8625	0.1835	0.1825	0.1825
4	6.3	2.0125	2.0125	0.243	0.2419	0.2419
5	9.3	4.025	4.025	0.3237	0.3226	0.3226
6	12.6	6.9	6.9	0.4431	0.442	0.442
7	13.4	10.35	10.35	0.5595	0.5589	0.5589
8	21.1	14.375	14.375	0.7712	0.7698	0.7698
9	27.9	21.5625	21.5625	0.9762	0.9749	0.9749
10	32.6	28.75	28.75	1.1442	1.1435	1.1435
11	38.1	34.1406	34.1406	1.4302	1.4294	1.4294
12	43.4	39.675	39.675	1.6275	1.6266	1.6266
13	48.4	44.9219	44.9219	1.8395	1.8387	1.8387
14	49.9	48.875	48.875	1.9687	1.9684	1.9684
15	49.9	50	50	2.0462	2.0463	2.0463
16	49.9	50	50	2.1397	2.1398	2.1398
17	49.9	50	50	2.1798	2.18	2.18
18	49.9	50	50	2.1534	2.1536	2.1536
19	49.9	50	50	2.0581	2.0582	2.0582
20	49.9	50	50	1.959	1.959	1.959
21	49.9	50	50	1.8966	1.8966	1.8966
22	49.9	50	50	1.7616	1.7616	1.7616
23	49.9	47.15	0	1.6738	1.6731	1.6199
24	45.6	34.5	0	1.48	1.4771	1.4363
25	35.3	24.725	0	1.1327	1.1299	1.1058
26	23.2	14.375	0	0.7902	0.7882	0.7766
27	18.7	5.75	0	0.5844	0.5811	0.5762
28	13	1.725	0	0.4769	0.4724	0.4709
29	6.7	0	0	0.2792	0.2766	0.2766
30	2.5	0	0	0.1684	0.1676	0.1676
31	0.2	0	0	0.0843	0.0843	0.0843
32	0	0	0	0.0337	0.0337	0.0337
33	0	0	0	0.0137	0.0137	0.0137
34	0	0	0	0.0032	0.0032	0.0032
35	0	0	0	0.0002	0.0002	0.0002
sum inntekter fra matlab:				34 691	34 659	34 523

Tabell 18. Tabellen viser en oversikt over inntekter og budstørrelser for forskjellige prognoserte vindhastigheter for en time. Lik sannsynlighet for opp- og nedregulering.

Vind- hastighet m/s	70 % opp-, 20 % ned- og 10 % nullregulering					
	volume i MW			inntekt i 1000 NOK		
	Opt. vol.	Prog. Vol.	TE vol.	Opt. rev.	Prog. Rev.	TE rev.
0	0	0	0	0.0506	0.0506	0.0506
1	0	0	0	0.0852	0.0852	0.0852
2	0.2	0	0	0.1332	0.1332	0.1332
3	0.9	0.8625	0.8625	0.1855	0.1855	0.1855
4	1.7	2.0125	2.0125	0.2452	0.2452	0.2452
5	2.9	4.025	4.025	0.326	0.3259	0.3259
6	4.8	6.9	6.9	0.4456	0.4453	0.4453
7	7.7	10.35	10.35	0.5622	0.5618	0.5618
8	12	14.375	14.375	0.7737	0.7734	0.7734
9	17	21.5625	21.5625	0.9775	0.9768	0.9768
10	23.1	28.75	28.75	1.1438	1.1429	1.1429
11	31.3	34.1406	34.1406	1.4299	1.4295	1.4295
12	36.4	39.675	39.675	1.6263	1.6258	1.6258
13	41.5	44.9219	44.9219	1.8379	1.8373	1.8373
14	44.9	48.875	48.875	1.9666	1.9661	1.9661
15	47.8	50	50	2.0443	2.0441	2.0441
16	49.9	50	50	2.1389	2.1389	2.1389
17	49.9	50	50	2.1796	2.1797	2.1797
18	49.9	50	50	2.1529	2.1529	2.1529
19	49.9	50	50	2.0562	2.0563	2.0563
20	49.9	50	50	1.9557	1.9558	1.9558
21	47.7	50	50	1.8927	1.8925	1.8925
22	40.2	50	50	1.7569	1.7557	1.7557
23	38.9	47.15	0	1.6696	1.668	1.6525
24	29.9	34.5	0	1.4787	1.4782	1.4652
25	18.2	24.725	0	1.1337	1.1327	1.128
26	6.6	14.375	0	0.794	0.7928	0.7922
27	3.4	5.75	0	0.5885	0.5882	0.5878
28	1.5	1.725	0	0.4805	0.4805	0.4803
29	0.4	0	0	0.2821	0.2821	0.2821
30	0	0	0	0.1709	0.1709	0.1709
31	0	0	0	0.086	0.086	0.086
32	0	0	0	0.0343	0.0343	0.0343
33	0	0	0	0.014	0.014	0.014
34	0	0	0	0.0032	0.0032	0.0032
35	0	0	0	0.0002	0.0002	0.0002

sum inntekter fra matlab: 34 702 34 691 34 657

Tabell 19. Tabellen viser en oversikt over inntekter og budstørrelser for forskjellige prognoserte vindhastigheter for en time. Sannsynlighetene for reguleringstilstander er vist i fet skrift øverst i tabellen.

Tabell 18, Tabell 19 og Tabell 20 viser hvordan budstørrelse og inntekt vil endre seg ved forskjellige sannsynlighetsfordelinger av regulerkrafttilstander og ved forskjellige vindhastigheter. Det er vist data for optimal budgivning slik den er behandlet i denne oppgaven. Det er også vist data for bud som er lik prognosen og for bud som følger TE's budstrategi. "Prognosebud" og "TE-bud" vil være lik uavhengig av sannsynligheter for RK-tilstander.

Vind- hastighet m/s	20 % opp-, 70 % ned- og 10 % nullregulering					
	volume i MW			inntekt i 1000 NOK		
	Opt. vol.	Prog. Vol.	TE vol.	Opt. rev.	Prog. Rev.	TE rev.
0	4.3	0	0	0.0499	0.0488	0.0488
1	6.4	0	0	0.0845	0.0822	0.0822
2	8.5	0	0	0.1327	0.1285	0.1285
3	12.1	0.8625	0.8625	0.1846	0.1802	0.1802
4	14.4	2.0125	2.0125	0.2444	0.2393	0.2393
5	20.5	4.025	4.025	0.3258	0.3201	0.3201
6	23	6.9	6.9	0.4461	0.4393	0.4393
7	28.2	10.35	10.35	0.5632	0.5567	0.5567
8	33.6	14.375	14.375	0.776	0.7669	0.7669
9	37.3	21.5625	21.5625	0.9809	0.9735	0.9735
10	40.5	28.75	28.75	1.1491	1.144	1.144
11	47	34.1406	34.1406	1.4351	1.4293	1.4293
12	49.6	39.675	39.675	1.6319	1.6273	1.6273
13	49.9	44.9219	44.9219	1.8432	1.8398	1.8398
14	49.9	48.875	48.875	1.9711	1.9703	1.9703
15	49.9	50	50	2.0478	2.0479	2.0479
16	49.9	50	50	2.1403	2.1405	2.1405
17	49.9	50	50	2.18	2.1802	2.1802
18	49.9	50	50	2.1539	2.1541	2.1541
19	49.9	50	50	2.0596	2.0598	2.0598
20	49.9	50	50	1.9615	1.9617	1.9617
21	49.9	50	50	1.8998	1.8999	1.8999
22	49.9	50	50	1.7662	1.7664	1.7664
23	49.9	47.15	0	1.6794	1.6772	1.5942
24	49.9	34.5	0	1.4874	1.4762	1.4136
25	49.9	24.725	0	1.1417	1.1276	1.0883
26	46.1	14.375	0	0.7976	0.7846	0.7643
27	35.6	5.75	0	0.59	0.5754	0.5671
28	28.7	1.725	0	0.4816	0.466	0.4634
29	15.3	0	0	0.2812	0.2722	0.2722
30	8.8	0	0	0.1685	0.1649	0.1649
31	4.1	0	0	0.0837	0.0829	0.0829
32	0.9	0	0	0.0332	0.0331	0.0331
33	0	0	0	0.0135	0.0135	0.0135
34	0	0	0	0.0031	0.0031	0.0031
35	0	0	0	0.0002	0.0002	0.0002

sum inntekter fra matlab: 34 789 34 634 34 417

Tabell 20. Tabellen viser en oversikt over inntekter og budstørrelser for forskjellige prognoserte vindhastigheter for en time. Sannsynlighetene for reguleringstilstander er vist i fet skrift øverst i tabellen.

4 Inntekter uten vindscenariobegrensning

Dato		1-PRIS						2-PRIS						Tilpassning av SARIMA i %
Dag 1	Dag 2	Simulert			Faktisk			Simulert			Faktisk			
		Optimal	Original	Forbedring	Optimal	Original	Forbedring	Optimal	Original	Forbedring	Optimal	Original	Forbedring	
10.09.2008	11.09.2008	1 134 000	1 131 900	2 069	1 069 300	1 070 100	-808	1 128 700	1 128 600	147	1 067 600	1 067 900	-352	2.41
	11.09.2008	575 150	574 570	574	533 840	535 200	-1 359	572 900	572 840	62	533 670	533 890	-217	
22.09.2008	23.09.2008	277 490	262 550	14 940	339 560	298 860	40 702	260 430	259 680	752	294 950	295 780	-831	3.64
	23.09.2008	178 540	172 170	6 365	219 900	197 780	22 126	170 650	170 270	380	195 600	196 300	-703	
05.10.2008	06.10.2008	986 850	982 800	4 043	875 470	882 290	-6 823	979 820	979 610	203	869 170	868 810	356	4.17
	06.10.2008	599 870	598 520	1 349	521 100	527 090	-5 990	596 780	596 660	123	515 830	515 520	316	
24.10.2008	25.10.2008	928 560	925 700	2 867	640 690	671 480	-30 796	922 780	922 560	222	654 200	653 780	422	4.96
	25.10.2008	451 230	449 560	1 672	372 280	375 730	-3 448	447 870	447 790	77	369 140	368 560	582	
05.11.2008	06.11.2008	163 880	146 460	17 428	101 220	98 319	2 900	145 100	144 870	228	98 013	97 908	106	2.41
	06.11.2008	88 750	78 736	10 014	78 353	63 222	15 130	77 974	77 895	79	63 510	63 177	333	
17.11.2008	18.11.2008	975 070	968 980	6 091	947 740	949 500	-1 762	966 120	965 470	646	947 650	947 400	252	4.86
	18.11.2008	487 980	486 230	1 743	460 930	463 060	-2 133	484 690	484 510	176	462 360	461 820	535	
27.11.2008	28.11.2008	549 920	541 670	8 244	435 320	431 400	3 919	538 680	538 550	130	423 450	422 560	882	2.38
	28.11.2008	230 030	225 570	4 465	163 600	175 150	-11 549	224 110	224 030	83	171 760	171 730	32	
08.12.2008	09.12.2008	337 270	327 800	9 470	385 630	385 340	294	324 230	323 870	359	382 380	383 010	-630	3.57
	09.12.2008	169 330	163 830	5 503	219 680	222 110	-2 433	161 900	161 690	204	220 270	220 870	-602	
17.01.2009	18.01.2009	771 320	768 760	2 554	721 690	719 260	2 430	765 380	764 700	675	717 950	717 800	144	3.66
	18.01.2009	448 550	448 270	278	288 300	289 120	-828	446 790	446 240	547	287 720	288 110	-395	
Fete tall har nøyaktighet ned til 1 NOK. Normale tall har nøyaktighet ned til 10 NOK														
Sum av forbedring i siste periode:													9 516	
Sum av forbedring i siste periode:													-117	

Tabell 21 viser hvordan resultatene for inntjening ville vært dersom ikke vindeffekten var begrenset oppad til 50 MW. For disse ni kjøringene vist her vil sum av forbedring for den siste halvdel av 48timers prognoseperioden være lavere uten vindscenariobegrensning. Dette både på 1-pris og 2-pris.

Tabell 21. Tabellen viser resultatene for inntjening dersom det ikke hadde vært begrensninger på effekt på vindscenariene.

5 Forskjellige tidsseriemodeller

5.1 AR – Autoregressive modell

I statistisk signalbehandling kan en autoregressiv modell benyttes til å beskrive naturlige fenomen [I1].

En autoregressiv modell defineres med ligning (1.32).

$$(1.32) \quad X_t = const + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-i} + \varepsilon_t$$

Her er φ_i parametere og ε_t er såkalt hvit støy (White Noise - WN). Notasjonen som blir brukt for en autoregressiv modell er AR(p), hvor p representerer hvilken orden modellen har. En førsteordens modell noteres følgelig med AR(1), andreordens med AR(2) osv. Med orden menes hvor mange ledd i en tidsserie som har innvirkning på det leddet som skal beskrives. Her vises eksempel med AR(1) og AR(2):

- AR(1): $X_t = const + \varphi X_{t-1} + \varepsilon_t$
- AR(2): $X_t = const + \varphi_1 X_{t-1} + \varphi_2 X_{t-2} + \varepsilon_t$

ε_t er hvit støy. Dette er en vilkårlig prosess, nærmere beskrevet i [I2] og kapittel 5.4. ε_t er ukorrelet i tid, stasjonær og kan dannes av forskjellige fordelinger som for eksempel Gauss, Poisson og Cauchy. I denne oppgaven benyttes normalfordeling.

En autoregressiv modell er stasjonær. Dersom en autoregressiv modell skal finnes på grunnlag av et signal er det viktig at dette gjøres stasjonært for å finne de parametrene som beskriver signalet. Et krav til stasjonær modell er da at $|\varphi_i| \geq 1$. Det er en direkte sammenheng mellom disse parametrene (φ_i) og kovariansen til signalet. Denne sammenhengen gjør at φ_i kan bli bestemt ut fra signalets autokovarians og kovarians. Mer om hvordan dette blir gjort finnes i [9], [6] og [I1].

5.2 MA – Moving average

Moving average (Norsk: rullerende gjennomsnitt) blir brukt til å analysere datapunkter ved å opprette en serie med gjennomsnitt av flere forskjellige deler av et datasett. Et moving average er da flere forskjellige gjennomsnitt som korresponderer til en del av et større sett data, gjerne en tidsserie. Denne delmengden kan være satt sammen på flere forskjellige måter og ha forskjellige størrelser. For eksempel vil et kumulativt gjennomsnitt benytte alle kjente datapunkter som delmengde. Forskjellige vektninger kan også tilknyttes forskjellige delmengder.

Notasjonen for moving average er MA(q), hvor q representerer hvilken orden modellen har.

Modellen defineres ved ligning (1.33).

$$(1.33) \quad X_t = \varepsilon_t + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i}$$

θ_i er modellparametere og ε_t er feilen.

5.3 SARIMA – Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average

En ARMA-modell benyttes typisk til å beskrive tidsserier. En ARMA-modellen som beskriver en tidsserie kan danne grunnlag for å prognosere fremtidige verdier med statistiske egenskaper som det virkelige datasettet, slik som i denne oppgaven.

En ARIMA-modell består av en AR-modell, en I-modell og en MA-modell. AR-modellen og MA-modellen er allerede beskrevet. I-modellen er ny. "I" står for integrated og behøves når et datasett ikke er stasjonært, noe som forutsettes i en ARMA-modell. Dette datasettet må dermed integreres før det kan beskrives med en ARMA-modell. En ARIMA-modell er derfor egnet når datasettet ikke er stasjonært.

"S" tilknyttes en ARIMA-modell for å beskrive en sesongtrend i datasettet. Dette kan være samme hendelser som gjentar seg fra døgn til døgn, mindre trafikk på veiene om natten, uke til uke, mindre folk på jobb i helgene, og andre lignende trender. Dermed beskrives regulære sammenhenger fra et tidssteg til et annet, samtidig som også sammenhenger mellom tidssteg med sesongvariasjoner beskrives.

En SARIMA-modell er dermed en "oppgradert" ARMA-modell. Spesielt med denne er at den kan benyttes til å modellere data som i utgangspunktet ikke er stasjonære (I-delen) og data som i tillegg til å ha en regulær avhengighet også har en sesongavhengighet (S-delen).

Notasjonen til SARIMA-modellen er $SARIMA(p, d, q) \times (P, D, Q)_s$, hvor p er AR-modellens orden, d er integrasjonsordenen og q er MA-modellens orden. De store bokstavene er tilsvarende ordener for den sesongavhengige delen. Kapittel 2.3.3 presenterer den matematiske beskrivelsen av SARIMA. Mer om dette i [9].

5.4 White Noise (WN)

Kilde: [6].

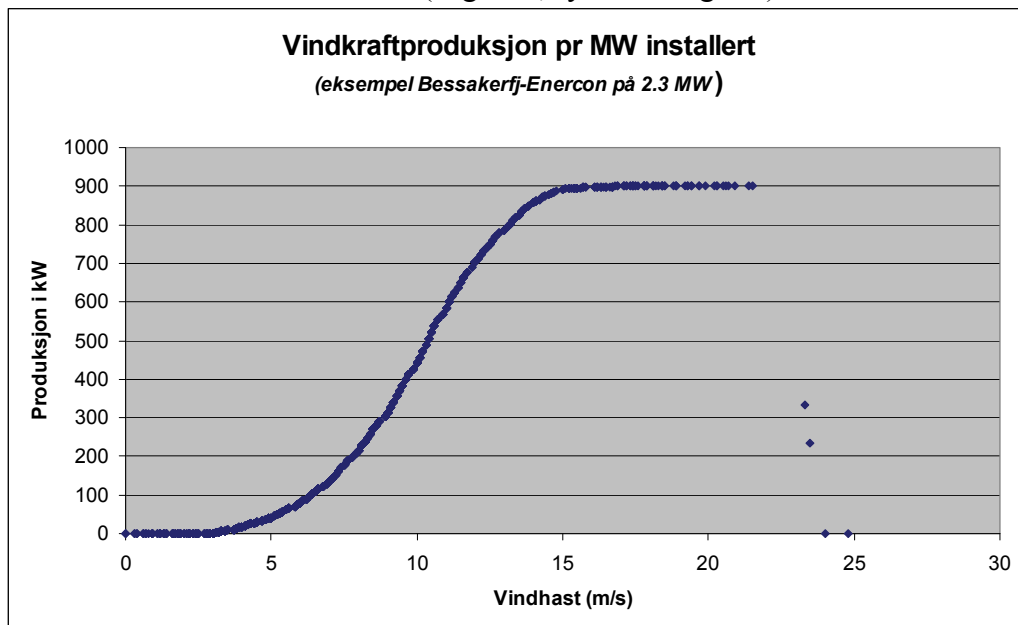
$\{X_t\}$ er en sekvens med ukorrelerte vilkårlig variable med et gjennomsnitt på null og variansen σ^2 . $\{X_t\}$ er også et stasjonært signal. En slik sekvens kalles "White noise" og har forventningsverdi på null og standardavvik på σ_{WN} .

Notasjonen til WN er som i ligning (1.34).

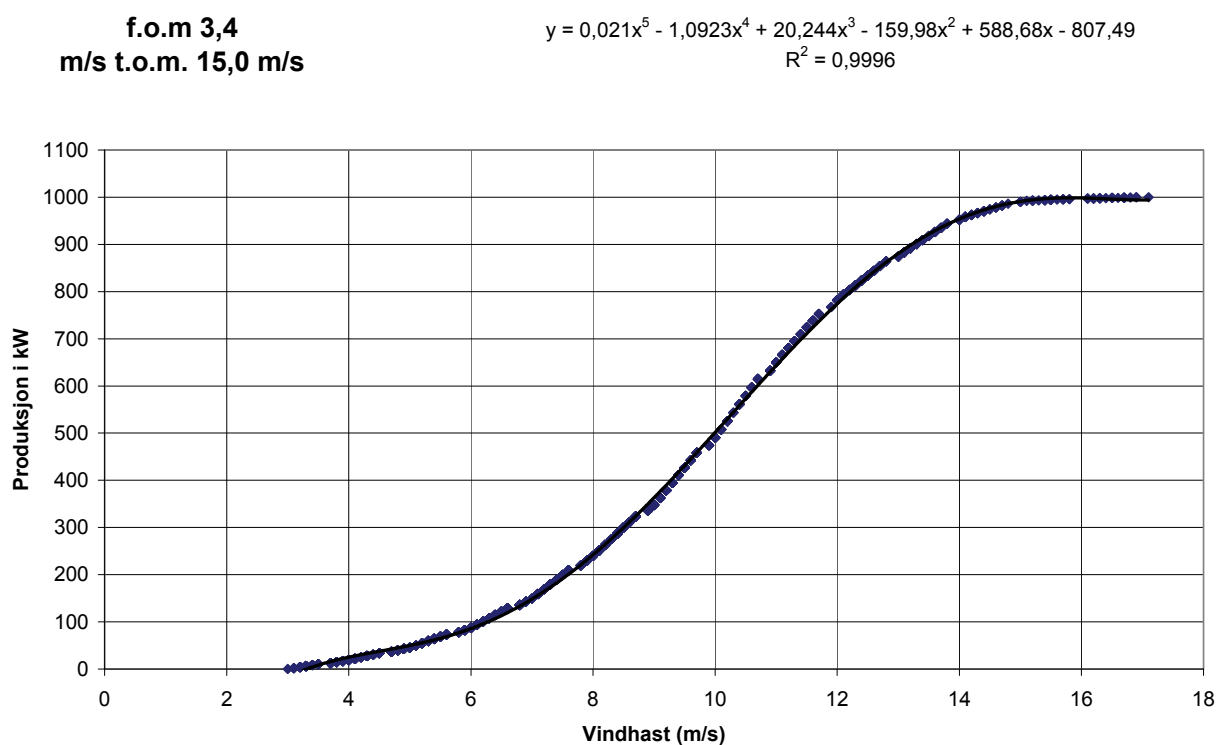
$$(1.34) \quad \{X_t\} \sim WN(0, \sigma_{WN}^2)$$

6 Teoretisk effektkurve for en vindturbin

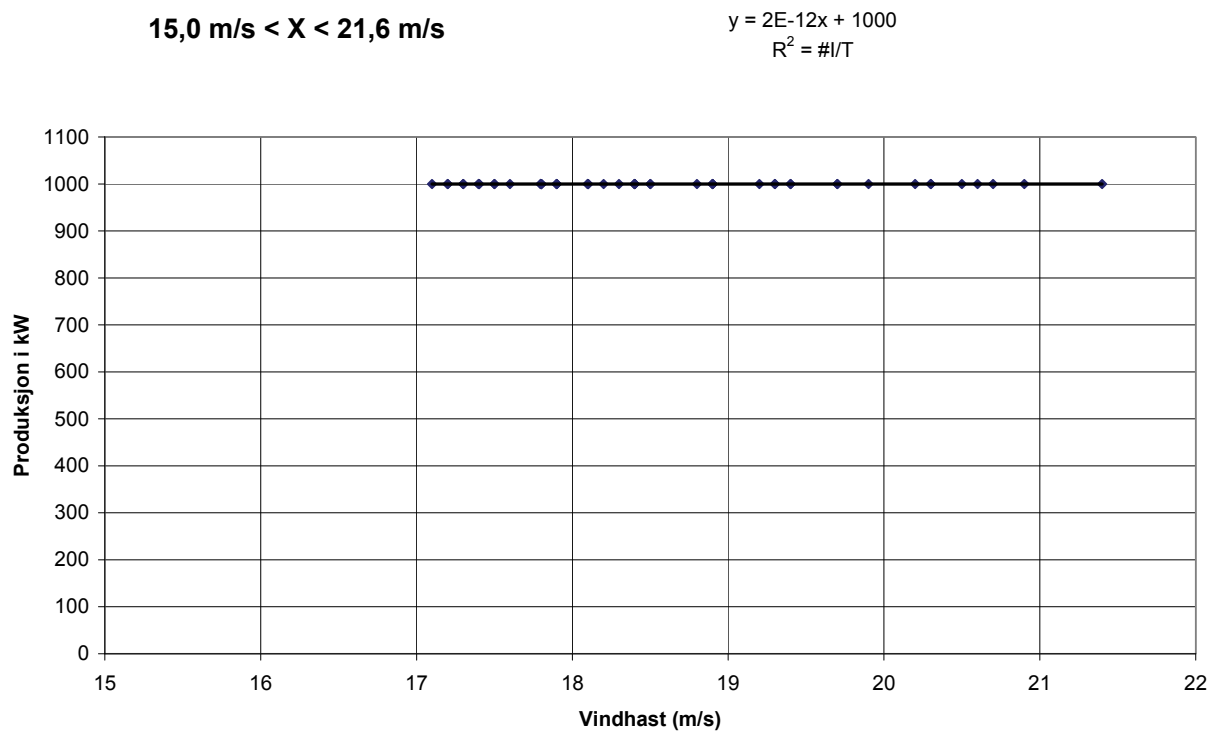
Datapunkt er fått fra VIVA. Disse skaleres til pu-verdier. Regresjonsligningen er vist ved hver av de tre delene av effektkurven (stigende, synkende og flat).



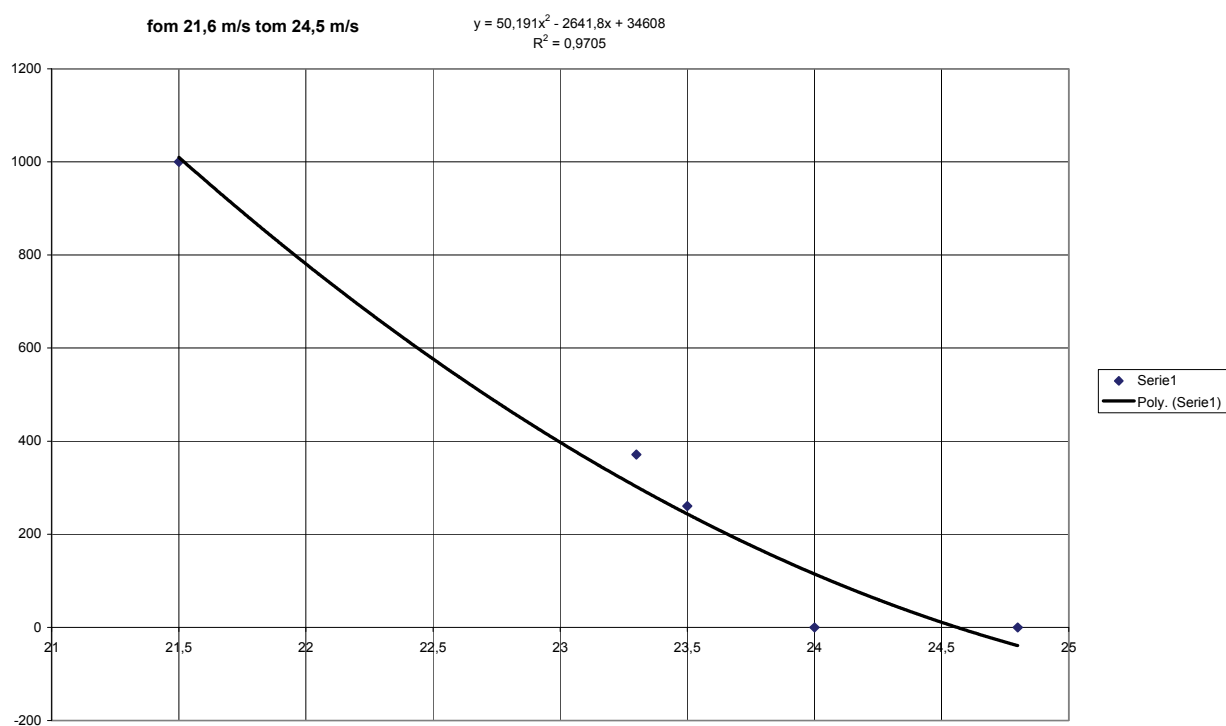
Figur 64. Figuren viser datapunkter fra VIVA. Disse deles opp i tre deler for regresjonsanalyse. Maks effekt er her satt til 900 MW.



Figur 65. Figuren viser datapunktene som benyttes for å gjennomføre en regresjonsanalyse på den stigende delen av hastighet-til-effekt kurven for Enercons 2,3 MW vindturbiner.

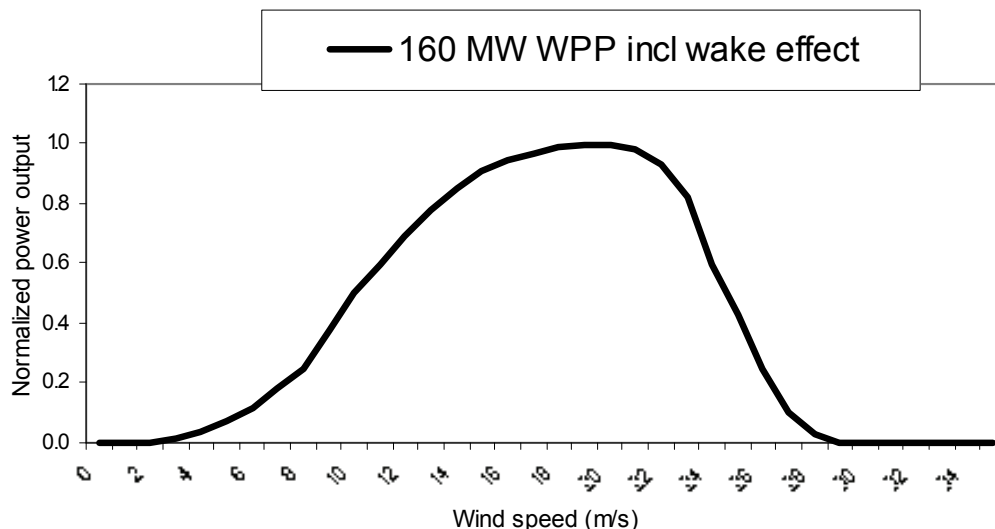


Figur 66. Figuren viser den flate delene av effektkurven.



Figur 67. Figuren viser datapunkter og tilpasset regresjonslinje for den synkende delen av effektkurven.

7 Effektkurve for en vindpark



Figur 68. Figuren viser en graf over den parkeffektkurven som blir benyttet i denne oppgaven.

160 MW vindpark		
m/s	MW	p.u.
2	0	0.000
3	2	0.015
4	6	0.035
5	11	0.070
6	19	0.120
7	29	0.180
8	40	0.250
9	60	0.375
10	80	0.500
11	95	0.594
12	110	0.690
13	125	0.781
14	136	0.850
15	145	0.906
16	151	0.943
17	155	0.969
18	158	0.990
19	160	1.000
20	160	1.000
21	157	0.980
22	149	0.930
23	131	0.820
24	96	0.600
25	69	0.430
26	40	0.250
27	16	0.100
28	5	0.030
29	0	0.000

Tabell 22 viser parkeffekt i pu-verdier for en 160 MW vindpark. Figur 68 viser grafisk hvordan ”speed-to-power” grafen blir. Ved å endre på denne grafen kan wake-effekter og tilgjengelighet inkluderes.

De oppgitte pu-verdiene er de som er blitt brukt til å omdanne vindhastighet til vindeffekt i denne oppgaven.

Ved å begrense vindscenarienes størrelse oppad til 50 MW, jfr. kapittel 2.4.2, vil effektkurven for parken nå maksimal salgbar effekt ved 0,87 pu. Dette vil føre til at den effektive toppen på kurven blir lavere og flatere.

Tabell 22. Tabellen viser den lineære oppbygningen av grafen i Figur 68.

8 Mandat for arbeidsgruppe vindkraft hos TE

Emne: **Bedre vindkraftprognoser**
Til: Kjersti Røkenes, Mette Herrem, Dan Soknes, Olav Haltbakk
Kopi til: Knut Ivar Nyhaug, Olav Helgemo
Dato: 21. januar 2009
Vår ref:
Utarbeidet av: Olav Helgemo / Magne Røen
Godkjent av:

Bedring av de kortsiktige vindkraftprognosene for bruk i døgnmærkedesannmeldingen er høyt prioritert da vi, ikke uventet, har avdekket et stort tapspotensial på inntekt fra parkene på grunn av de store regulerkraftmengdene som oppstår. Innføring av 2-prissystem vil forverre situasjonen ytterligere.

Det opprettes en arbeidsgruppe med hensikt å gjennomføre analyser på de vind-driftsdata vi hittil har samlet inn. Intern kompetansebygging på vindkraftprognosering er en synergi av arbeidet som har et økonomisk rettet hovedmål.

Styringsgruppe for arbeidet er Magne Røen og Olav Helgemo, denne innkaller arbeidsgruppa, eller deler av den, til statusmøter.

Arbeidsgruppa består av Kjersti Røkenes, Dan Soknes, Olav Haltbakk og Mette Herrem. Mette Herrem er gruppeleder.

Arbeidsgruppen skal ha 2 hovedoppgaver:

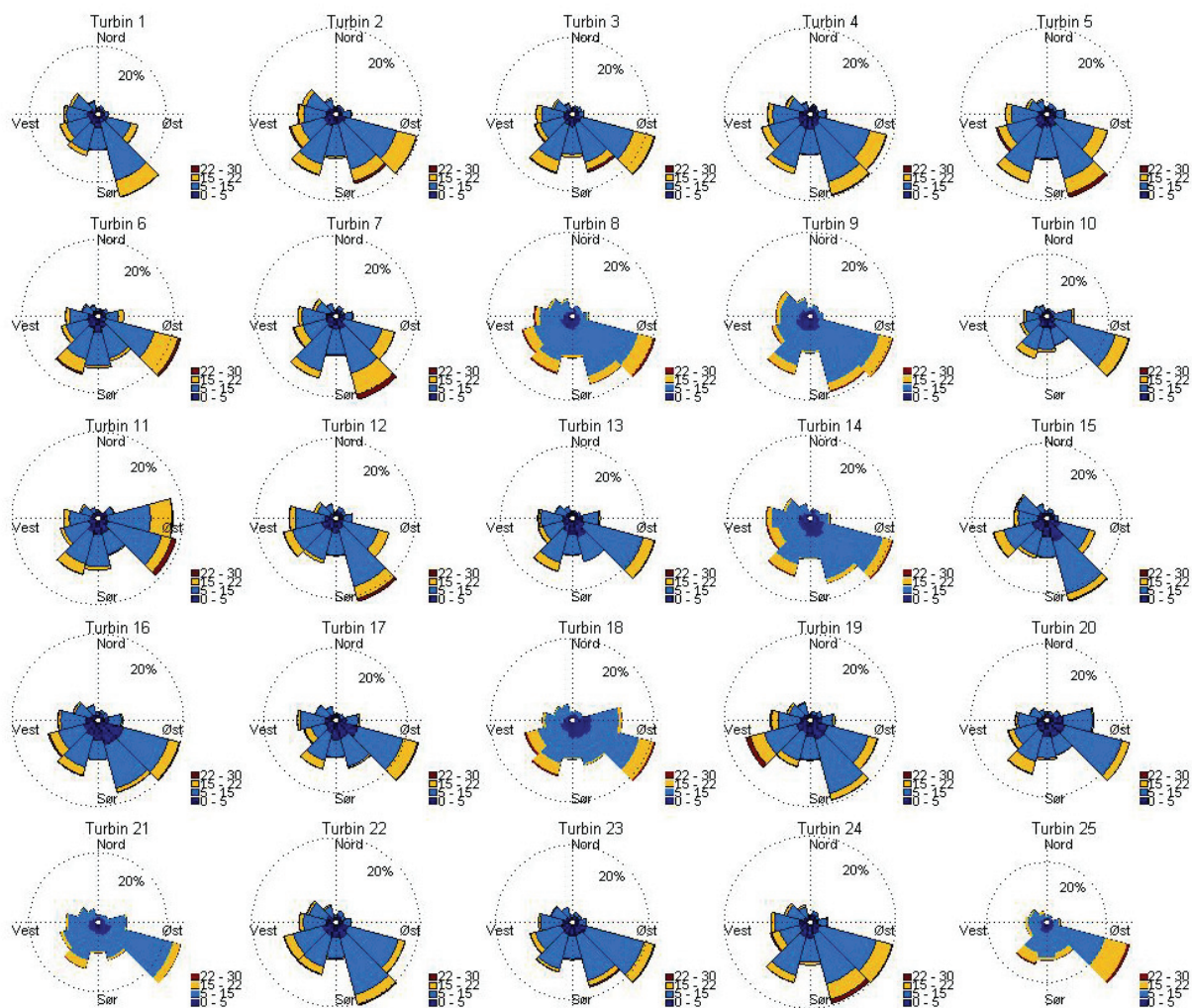
1: Undersøke om målingene på Skomakerfjellet korrelerer med avgitt effekt fra Bessakerfjellet vindkraftverk på hele eller deler av kompassrosa.

2: Finne faktorer som bedrer produksjonsprognosen fra vindkraftverkene.

- Tilgjengelighet
- Vindrelaterte forhold
- Etablere nye effektkurver basert på målinger
- Korreksjonsfaktorer for vindretning basert på målinger

Arbeidet skal være avsluttet og rapport levert til styringsgruppa innen 15.6.09.

9 Vindroser for samtlige turbiner på Bessakerfjellet



Figur 69. Figuren viser vindroser for samtlige turbiner på Bessakerfjellet. Hver rose er delt i 12 sektorer. Hver sektor er delt i 4 soner. Innerste mørkeblå sone representerer vindhastigheter fra 0 – 5 m/s, lyseblå 5 – 15 m/s, gul 15 – 22 m/s og rød 22 – 30 m/s.