

Elisabeth Haslerud Helgesen

Optimal plassering av sekundærreserver

Masteroppgave i Energi og miljø

Veileder: Olav B. Fosso

Juni 2019

Elisabeth Haslerud Helgesen

Optimal plassering av sekundærreserver

Masteroppgave i Energi og miljø
Veileder: Olav B. Fosso
Juni 2019

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

Strømforbruk må til enhver tid være lik energiproduksjon. For å opprettholde et frekvensnivå på 50 Hz i kraftsystemet, og dermed sikre balansen mellom tilbud og etterspørsel, er det behov for å regulere produksjon på kort varsel. Reservemarkedet, som driftes av systemoperatør, benyttes til dette.

En kraftprodusent kan inngå avtale med systemoperatør om å stille effekt tilgjengelig for aktivering av automatiske reserver, primær- eller sekundærreserver. En slik avtale kan gjelde for noen timer eller opp til flere år. Avtalen innebærer ofte at kraftprodusenten selv kan velge hvilket kraftverk reserven skal leveres fra.

Ved inngått avtale er det kraftprodusentens ansvar at kraftverkene som brukes til leveranse av reserven stiller med tilstrekkelig volum tilgjengelig. Dette volumet skal kunne aktiveres til enhver tid i kontraktsperioden. For kraftprodusenten betyr dette at inntekt fra spotmarkedet kan bli begrenset ved høy strømpris, eller at det kan bli nødvendig å produsere for en lav strømpris.

Målet med denne avhandlingen er å finne optimal kombinasjon av enheter og volumstørrelse ved hver enhet, for plassering av reservevolumet ved inngått avtale. Dette vil kunne bidra til å skape en best mulig avtale for både kraftprodusent og systemoperatør.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet i forbindelse med graden Master i Teknologi ved Norges Teknisk Naturvitenskapelige Universitet (NTNU), innen feltet Energianalyse og planlegging ved Institutt for elkraftteknikk. Arbeidet har blitt utført våren 2019 og er bygget på arbeid gjort i Prosjektoppgave høsten 2018. Studiet er utført som et ledd i å optimalisere kraftproduksjonen i en situasjon der man deltar i flere markeder.

Jeg ønsker å rette en stor takk til professor Olav B. Fosso som har vært min veileder ved NTNU. Videre ønsker jeg også å takke Lyse Produksjon for tilgang til data, og en særlig takk til Magnus Landstad, fagleder i Energi-disponering, for bidrag til formuleringen av problemstillingen og veiledning.

Noe av informasjonen i avhandlingen er sensitivt og har derfor blitt sensurert.

Sammendrag

For å opprettholde frekvensnivået i kraftsystemet er det nødvendig å kunne regulere produksjon på kort varsel. Reservemarkedet brukes til å utføre denne reguleringen, ved at systemoperatør kan justere produksjon ved kraftverk etter avtale med et kraftselskap.

For vannkraftprodusenter kan det være lønnsomt å inngå en slik avtale med systemoperatør. Kostnader av en slik avtale vil være tapt inntekt fra spotmarkedet ved høye strømpriser, og uønsket forbruk av vann ved lavere priser.

Ved inngått avtale om levering av volum til reservemarkedene er det interessant for kraftselskapet å finne den minst kostbare kombinasjonen av kraftverk å holde av effektvolumet ved. Fordi den tapte inntekten fra spotmarkedet er lik uavhengig av enheten volumet plasseres ved, vil optimal kombinasjon være mulig å finne ved å beregne hvilke kraftverk som gir laveste kostnad basert på vannforbruk og vannverdi ved enhetene. I denne avhandlingen ble dette gjort ved å beregne kostnader per MW som følge av vannforbruk. Aktivering av sekundærreserver (aFRR) på minutttoppløsning er beregnet som et gjennomsnitt av historiske data fra samarbeidsbedrift.

Case som ble utført bestod av tre kraftverk, og totalt åtte enheter. Datoen 13.01.2019 ble benyttet og inputverdier ble basert på data fra samarbeidsbedriften, for produksjonsplan, vannverdier, vannstand og målinger av vannføring.

Resultatet ble å beholde initiell kjøreplan, men å endre magasin ved ett av kraftverkene. Kostnaden som følge av vannforbruk ville ved initiell kjøreplan og ingen aktivering ha et gjennomsnitt på 48,9 EUR/MWh, høyeste kostnad lik 50,4 EUR/MWh og minste kostnad lik 46,8 EUR/MWh. Etter justert plan og medregnet aFRR aktiveringen ble kostnaden beregnet til å ha et gjennomsnitt på 48,1 EUR/MWh. Med høyeste kostnad lik 50,0 EUR/MWh og laveste kostnad lik 45,4 EUR/MWh.

Resultatene viste seg å være sterkt avhengige av initiell spotplan, vannverdi og virkningsgrad.

Summary

To maintain the frequency level in the power grid, it is necessary to be able to regulate the production level at short notice. The reserve market is used to do this regulation. The transmission system operator (TSO) adjust production at power plants given contract with a power company.

For the hydropower company it can be profitable to enter into a contract like this with the TSO. Costs of such a contract will be loss of income from the spot market at high power prices, and unwanted use of water at low power prices.

By signing an agreement on delivering reserves it is interesting to the power company to find the least costly combination of units to place the power volume at. Because the lost income from the spot market is the same, independent of which unit the volume is placed, the optimal combination will be possible to find by calculating which units gives the lowest cost based on water usage and water value at the units. In this thesis this was done by calculating costs in Euros per MW, as a consequence of the water consumption. Activation of secondary reserves (aFRR) is calculated as an average of historical data from the collaboration company.

The case situation studied in this thesis contained three hydro power plants, and a total of eight units. The date 13.01.2019 was used and input was based on data from the collaboration company, on production plans, water values, water level and measurements on water flow.

The result showed that the initial production plan should be kept, but that one of the reservoirs should be changed with another reservoir, due to a higher water level and better efficiency. The cost of the water consumption, when considering the initial plan and no activation of reserves, would have an average of 48,9 EUR/MWh. The highest cost was 50,4 EUR/MWh and the lowest cost was 46,8 EUR/MWh. After running the model, production plan was adjusted and activation was included, the average cost was 48,1 EUR/MWh. The maximum cost in this case was 50,0 EUR/MWh and the minimum cost was 45,4 EUR/MWh.

The results were strongly dependent on initial production plan, water value and plant efficiency.

Innholdsfortegnelse

Figurer	1
Tabeller	2
Forkortelser og ordforklaringer	3
1 Introduksjon	5
2 Det nordiske kraftmarkedet og vannkraft	7
2.1 Kraftmarkedet	7
2.1.1 Balansekraft	9
2.2 Vannkraft - drift og planlegging	10
2.2.1 Virkningsgrad og drift	10
2.2.2 Vannverdi og planlegging	13
2.2.3 Metoder for optimering av effekt plassering ved tilgjengelige enheter	14
3 Analyse av aFRR-aktivering	17
3.1 Minutttoppløsning	17
3.2 Timesoppløsning	20
4 Casedata	23
4.1 Vannforbruk	24
4.2 Produksjonsplan, vannverdi og vannstand	25
5 Metode	27
5.1 Notasjon	27
5.1.1 Mengder og indekser	27
5.1.2 Parametre	28
5.1.3 Variabler	28
5.1.4 Binære variabler	29
5.2 Vannforbruk	29
5.3 Kostnad som følge av vannforbruk	31
5.4 Beregning av optimal kombinasjon	33
5.4.1 Kostnad av kombinasjon	35
6 Resultater	39
6.1 Resultat	39
6.2 Evaluering av modellen	41
6.2.1 Endret aFRR-aktivering og beredskapsvolum	41

6.2.2	Endret kostnad ved annen aFRR-aktivering enn antatt i modell. . .	44
7	Diskusjon og konklusjon	47
7.1	Diskusjon	47
7.1.1	Problemstørrelse	48
7.1.2	aFRR-antakelse	48
7.2	Konklusjon	49
7.3	Forslag til videre arbeid	49
7.3.1	Analyse av aFRR-aktivering	50
7.3.2	Totalt produsert energi før og etter justering av spotplanen	50
7.3.3	Start- og stoppkostnader	50
	Referanser	51
A	Resultater	53
A.1	Beredskapsplassering opp	53
A.2	Beredskapsplassering ned	54
B	Resultater	55
B.1	Kostnad av tre forskjellige input i modell	55
B.2	Kostnad av aFRR-scenario 1 til 5.	56
C	Python-script - Optimeringsmodell	57
C.1	Optimeringsmodell	57
C.1.1	Liste av mulige kombinasjoner	59
C.1.2	Kostnad	61
C.1.3	Beregning av vannforbruk	64

Figurer

2.1	Oppdeling av kraftmarkedet. Kilde: Olje- og Energidepartementet	7
2.2	Prisområder i Norge. Kilde: Statnett	8
2.3	Aktivering av reservene etter systemfeil. Kilde: Statnett	9
2.4	Vannforbruk og effekt. Kilde: Eget arbeid	11
2.5	Virkningsgrad og effekt. Kilde: Eget arbeid	11
2.6	Eksempel på vannføringskurve. Kilde: Petersen-Overleir, Statkraft [9]	11
2.7	Tverrsnitt av francisturbin. Kilde: Voith [20]	12
2.8	Peltonturbin. Kilde: Voith[21]	12
2.9	Francis virkningsgradskurve Kilde: Ruud [10]	13
2.10	Pelton virkningsgradskurve Kilde: Ruud [10]	13
3.1	Eksempel på aktivering på minutttoppløsning, 13.01.2019. Kilde: Eget arbeid	18
3.2	Gjennomsnittlig aktivering gjennom en time sortert. Kilde: Eget arbeid	18
3.3	Sannsynlighetsdistribusjon for aktivert volum, minutttoppløsning.	19
3.4	Sannsynlighet for aktivering i løpet av et døgn.	20
3.5	Sannsynlighet for aktivering i løpet av en uke.	20
3.6	Sannsynlighet for aktivering, årlig.	20
3.7	Aktivering av aFRR i 2015 til august 2018, timesoppløsning	21
3.8	Sannsynlighetsdistribusjon for aktivert volum, timesoppløsning.	22
4.1	Oversikt over case-system.	23
4.2	Vannføringskurve for enhet 1.	24
4.3	Vannføringskurver for enhetene 2, 3, 4 og 5.	24
4.4	Vannføringskurver for enhetene 6, 7 og 8, henholdsvis magasin 1, 2 og 3.	24
4.5	Initiell kjøreplan for 13.01.2019.	25
5.1	Flytskjema for optimering av plassering av effektreserve.	34
5.2	Forklaring av α og β	36
5.3	Flytskjema for beregning av justert effekt.	37
6.1	Beredskapsvolum oppregulering.	40
6.2	Beredskapsvolum nedregulering.	40
6.3	Justert kjøreplan.	40
6.4	Kostnad ved optimal plassering av beredskapsvolum, med 0 aktivering av aFRR.	41
6.5	aFRR-plassering, uten aktivering.	42
6.6	aFRR-plassering, uten aktivering.	42

6.7	Justert kjøreplan ved 0 aFRR-aktivering.	42
6.8	Kostnad ved 0 aFRR-aktivering.	43
6.9	Sammenlikning kostnader ved tilfelle 1, 2 og 3.	43
6.10	Energi produsert før eventuell aktivering av reserve i tilfelle 1, 2 og 3.	44
6.11	Kostnad i prosent av scenario 1 for scenario 2 til 5.	45

Tabeller

3.1	Deskriptiv statistikk for sannsynlighetsfordelingen av aFRR aktivering, minutttoppløsning.	19
3.2	Deskriptiv statistikk for sannsynlighetsfordeling aFRR-aktivering, time-soppløsning.	22
4.1	Vannverdi og vannstand 13.01.2019	26
A.1	Resultat for plassering av beredskapsvolumet for oppregulering av aFRR. .	53
A.2	Resultat for plassering av beredskapsvolumet for nedregulering av aFRR. .	54
B.1	Kostnad [EUR/MWh] i tilfelle 1, 2, 3, 4 og 5.	55
B.2	Kostnad [EUR/MWh] i aFRR-scenario 1, 2, 3, 4 og 5.	56

Forkortelser og ordforklaringer

aFRR:	Sekundærreserver. Automatisk effektreserve.
Balansekraft:	Effektreserver som handles på reservemarkedet til Statnett. Benyttes for å bidra til å opprettholde en frekvens i strømmettet på 50 Hz.
Beredskapsvolum:	Volumet som skal holdes av ved kraftverk som reserve slik at det kan aktiveres ved behov. Også kalt effektreserve eller bare volum.
Bestpunkt:	Høyeste virkningsgrad for aggregatet ved en bestemt fallhøyde.
FCR:	Primærreserver. Automatisk effektreserve.
Kraftselskap:	Selskap som drifter vannkraftverk. Blir også kalt kraftprodusent.
Magasin:	Lagringsenhet for vann.
Produksjonsplan	Den planlagte produksjonen til spotmarkedet. Kalles også kjøreplan eller spotplan.
RK-pris:	Regulerkraftpris. Pris på opp og nedregulering i balansemarkedet.
Spotpris:	Prisen på strøm i spotmarkedet.
TSO:	Systemoperatør, Statnett i Norge. Ansvarlig for å drifte, sikre vedlikehold av og utvikle kraftnettet.
UCP:	Enhetsforpliktelsesproblem, Unit Commitment Problem.
Vannstand:	Et magasins overflatehøyde over havnivå, måles i meter. Kalles også kotehøyde.
Vannverdi:	Forventet fremtidig marginal verdi på lagret vann i magasinet.
Volumavtale:	Avtalen kraftprodusent kan inngå med systemoperatør om sekundærreserver.

Kapittel 1

Introduksjon

Stor vekst i andelen av fornybare energikilder i Europa fører til økt behov for reguleringskraft. Vannkraft er en fornybar og regulerbar energikilde som kan spille en avgjørende rolle i et fornybart Europa. Sol- og vindkraft er væravhengige og lar seg ikke regulere slik vannkraften gjør. Kraftprodusenter kan dermed tjene på å delta i markedet for balansekraft der variasjonene i produksjonsnivå for sol og vind vil reflekteres. Med den høye andelen vannkraft i Norge er landet en kilde til fornybar reguleringskapasitet.

Reguleringskraft handles i reservemarkedet. Kraftprodusenter som deltar i reservemarkedet må, ved akseptert bud eller kontrakt, reservere avtalt volum i perioden avtalen gjelder for. Dette gjør at kraftprodusenten kan lide økonomisk tap eller begrenset inntekt, sammenliknet med å kun delta i spotmarkedet. Enten fordi man må produsere på lav effekt ved høy spotpris, eller fordi man må produsere og forbruke verdifullt vann ved lav spotpris. Regulerkraftprisen kompenserer for dette tapet og skal gjøre det mer gunstig for kraftprodusentene å by i reservemarkedet. Kontrakter som går over lengre perioder kan dermed gi gunstige inntekter. Videre benyttes begrepet volumavtale for en langsiktig avtale med systemoperatør (TSO) om sekundærreserver.

Som kraftprodusent gjør man beregninger på hvilken pris man er villig til å inngå en volumavtale ved. Denne skal begrunnes av kostnadene kraftprodusenten vil ha knyttet til avtalen. Ved å gjøre beregninger på optimal distribusjonen av volum mellom kraftanleggene, og inkludere forventning om aktivering av reserve, vil en kunne fastslå budpris mer korrekt.

Det er begrenset med eksisterende litteratur angående deltakelse i balansekraftmarkedet og plassering av beredskapsvolum ved inngått volumavtale. Studier av deltakelse i flere markeder har blitt gjort, og balansemarkedene, særlig tertiærreserver, har blitt inkludert her. Det eksisterer dermed analyser av regulerkraftprisen og av størrelse av beredskapsvolum og hva som har blitt aktivert, men relativt få. De få studiene som har blitt gjort som har prøvd å generere prognoser på balansemarkedspriser og etterspørsel konkluderer med at balansemarkedet er vanskelig å si noe om før døgemarkedet er lukket.

Kraftprodusenter benytter i dag enklere metoder for å beregne optimal plassering av beredskapsvolumet. I hovedsak baseres dette på vannverdi. Ved å innføre en metode som også inkluderer virkningsgrad og forventning om aktivering kan dette gjøres mer lønnsomt.

Denne avhandlingen vil undersøke i hvilket vannkraftverk det vil være minst kostbart for en kraftprodusent å plassere sekundærreserver (aFRR), dersom en har inngått en volumavtale. Samme metode vil også kunne benyttes for primærreserver (FCR).

Ved å finne optimal kombinasjon av anlegg for levering av reserven, vil en kunne beregne kostnad på et mer stødig grunnlag og dermed gi mer nøyaktig bud enn det som gjøres nå. Budet vil da reflektere kostnaden mer korrekt, og kraftprodusent unngår avtaler som er mindre lønnsomme. Potensielt kan man få avtaler der konkurrenter har prissatt seg høyere. Hovedmålet med avhandlingen er å øke profitten basert på de avtalene man som kraftprodusent har inngått.

Med trenden mot høyere andel fornybare energikilder er kravet om kortsiktige balanse-tjenester antatt å øke ytterligere. Tidligere, i Europa, har slike tjenester kommet fra fossile energikilder, men et fornybart alternativ kan være å bruke vannkraft i større grad. Med dette i tankene vil kraftprodusenter endre fokus fra døgntil markedet til å også inkludere balanse-tjenester i intradag- og balansemarkedene. Å inkludere modellering av balansemarkedet i optimeringen av budstrategien vil derfor være en konkurransefordel for vannkraftsprodusenter. [2]

Denne avhandlingen stiller med en metode for optimalisering av kombinasjon av enheter for plassering av sekundærreserver, som kan implementeres i en større, helhetlig modell. Ved å beregne kostnad basert på vannforbruk, vannverdi og gjennomsnittlig aFRR-aktiverting har det blitt estimert hvilken kombinasjon av enheter som er minst kostbar for plassering av beredskapsvolumet, og optimal størrelse ved hver enhet.

Det er flere faktorer som er med på å påvirke kostnaden som følge av deltakelse i balanse-kraftmarkedet. Markedspriser og vannverdi er avgjørende i valg av plassering. Prognoser på kraftpris og vannverdiene ved forskjellige vannkraftanlegg styrer i stor grad hvor og hvor mye en kraftprodusent ønsker å produsere ved et kraftverk og er signifikant i avgjørelse av budpris.

Det vil basert på aksepterte bud kunne oppstå økte kostnader som følge av produksjon ved dårlig spotpris. Fordi det i denne rapporten skal sammenliknes hvilket kraftverk det er mest lønnsomt å holde av effekt for aFRR-aktiverting, har det blitt ansett som unødvendig å ta med inntekter i form av inntekter fra spot- og reservemarkedet. Fokus har vært å finne laveste kostnad i form av vannforbruk, vannverdi og virkningsgrad, fremfor kostnader i form av tapte spot-inntekter.

I denne avhandlingen følger seks kapitler utover innledningen. Kapittel 2 beskriver kraft-handel i Norge og vannkraftverkets egenskaper, som virkningsgrad, vannverdi og planlegging. I Kapittel 3 presenteres resultater fra analyse av historiske data for aFRR-aktiverting. Deler av dette benyttes videre som en input i optimeringsmodellen som beskrives i Kapittel 5. Case-data introduseres i Kapittel 4, og case-resultatene finnes i Kapittel 6. Til slutt er diskusjon og konklusjon i Kapittel 7.

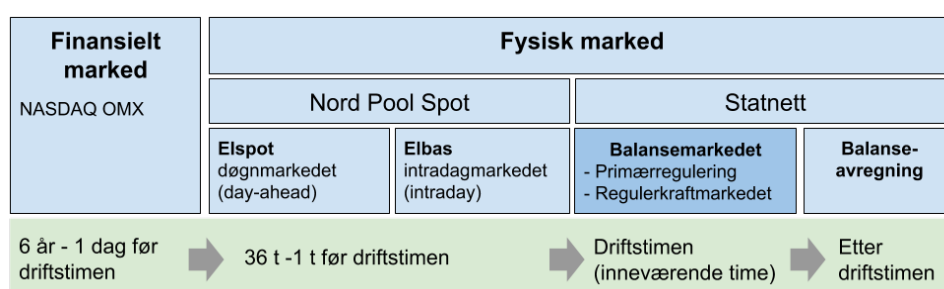
Kapittel 2

Det nordiske kraftmarkedet og vannkraft

Det nordiske kraftsystemet er sammensatt, med flere ulike energikilder. Norge står i en særstilling med den høye vannkraftandelen i et Europa med fokus på grønn vekst og økning i andelen fornybare energikilder. I dette kapitlet beskrives kraftmarkedet og balansekraft i avsnitt 2.1, og vannkraft og planlegging i Kapittel 2.2.

2.1 Kraftmarkedet

Kraftmarkedet benyttes for å handle kraft i form av elektrisk energi. Den elektriske energien lar seg ikke lagre og det eksisterer derfor flere markeder for elektrisitet ved ulike tidspunkt før driftstimen. Markedet som skal sørge for systembalanse handles i driftstimen, men kontrakter om volum kan inngås i forkant av dette. Figur 2.1 viser oppdelingen av kraftmarkedet og tidspunktet for handel.



Figur 2.1: Oppdeling av kraftmarkedet.

Kilde: Olje- og Energidepartementet

I det finansielle markedet, NASDAQ OMX, foregår den tidligste handelen. Dette kan foregå opp til flere år før driftstimen, men også uker eller dager i forkant. Neste steg er døgnmarkedet, Elspot, og intradagmarkedet, Elbas. Begge driftes av Nord Pool. Elbas

dekker markedet både i Norden, Baltikum, Storbritannia og Tyskland, og bidrar til balanse mellom tilbud og etterspørsel. Elbas vil i høy grad fange opp endringer i produksjon ved for eksempel prognose på sterk vind i Danmark. [6]

Balansemarkedet driftes av Statnett som er systemoperatør i Norge, og eksisterer for å sikre balanse i kraftsystemet i driftstimen. Volum som skal holdes i beredskap avgjøres i forkant, på bakgrunn av prognoser for ubalanse [14]. TSO inngår avtale med kraftselskaper basert på laveste bud, og i driftsøyeblikket vil reserver bli aktivert avhengig av balansen i systemet. Kraftselskaper skal ikke holde igjen produksjon for å selge i balansemarkedet fordi døgnetmarkedet skal reflektere de fysiske forutsetningene i systemet. Primær fokus i kortsiktig planlegging bør derfor være døgnetmarkedet [5]. Dersom man har inngått en volumavtale tas dette hensyn til i planleggingen av produksjon til døgnetmarkedet. Mer om balansekraften i avsnitt 2.1.1.

Prisen innenfor hvert av markedene kan variere mellom forskjellige geografiske soner i Norge som vist i Figur 2.2.



Figur 2.2: Prisområder i Norge.

Kilde: Statnett

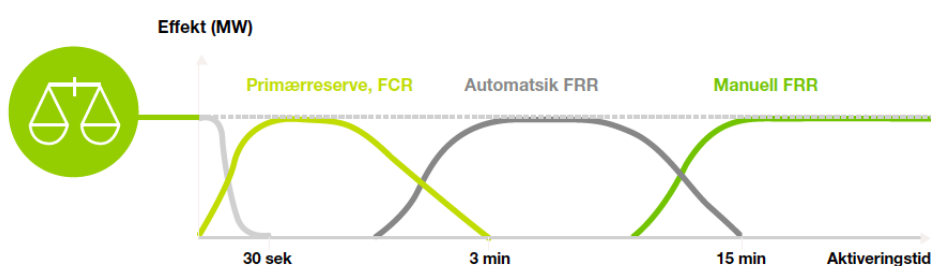
Prissonene er definert som følge av flaskehals i kraftnettet, altså begrensninger i overføringskapasitet mellom områder. Kraftprisen vil kunne variere avhengig av hvor mye energi som produseres og konsumeres innenfor de forskjellige sonene. Hvis det for eksempel er mye nedbør i sone NO5 vil kraftprisen her kunne bli lavere enn i nabosoner dersom kapa-

siteten i overføringsnettene er for lav. Det betyr at det ikke vil være mulig å transportere all kraften som produseres i en sone til en annen.

Data benyttet videre i denne avhandlingen baserer seg på sone NO2.

2.1.1 Balansekraft

Reservemarkedene brukes, som nevnt, for å opprettholde balanse i kraftsystemet. Uforutsette hendelser, som utfall av linjer og uventede forbrukssvingninger, i systemet vil påvirke systembalansen. TSO må da aktivere reserver for å sørge for stabil frekvens, 50 Hz, til enhver tid. Tidsforløpet for aktivering av reservene etter systemfeil vises i Figur 2.3.



Figur 2.3: Aktivering av reservene etter systemfeil.

Kilde: Statnett

Feilen vil i første omgang reguleres ved bruk av primærreserver. Dette skjer etter at systemets naturlige treghetsmoment har bidratt med balansering. Deretter, hvis en ubalanse varer i flere minutter, aktiveres sekundærreserver for å avløse FCR. Dersom feilen vedvarer, i over 15 minutt, aktiveres tertiærreserver. Tertiærreserver er en manuell aktivering, mens FCR og aFRR aktiveres automatisk. [15]

Denne avhandlingen har hovedsakelig sett på aFRR, men benytter metode som også kan benyttes for optimalisering av FCR-reserver.

Sekundærreserver

Kraftselskapene legger inn bud i aFRR-markedet med volum og pris og TSO aksepterer bud basert på hvor mye kapasitet de har behov for å ha tilgjengelig. Markedsprisen, regulerkraftprisen (RKP) bestemmes av de laveste budene i tertiærreservemarkedet, RKOM. Regulerkraftprisen (RK-prisen) er positiv eller negativ avhengig av kraftsystemet og om det er behov for oppregulering eller nedregulering. Dersom kraftprodusent blir regulert ned vil de måtte betale nedreguleringskostnad per MW. Denne er vanligvis lavere enn eller lik spotprisen hvilket betyr at en sitter igjen med netto inntekt lik null eller positiv. Ved oppregulering mottar en spot-prisen en har solgt for, og vil i tillegg motta et premium lik oppreguleringsprisen. [13]

At også sekundærreserver prises av RK-prisen gjør at det kan forekomme inkonsistens mellom retning på aktivering og pris. I verste tilfelle kan det gi tap som følge av at prisen for eksempel er negativ, pris for aktivert effekt er mindre enn spotprisen, og en blir regulert opp. Dette er imidlertid noe som skjer svært sjelden [5].

Minste budstørrelse er 5 MW, største er 35 MW, og bud skal være delelig med 5. [16] Budene gjelder for en uke av gangen, men kan også gjelde kontraktperioder for flere uker eller år. Budene aksepteres i sin helhet.

Fordi behovet for regulering er svært uforutsigbart, noe som ligger i dette markedets natur, vil det ifølge Aasgård mfl. [2] ha liten eller ingen effekt å forsøke å lage prognoser for prisen. Prisen kan ifølge dem antas å være lik 0, altså ingen differanse fra spotprisen. Dette reflekterer også at prognoser for aktiveringen har liten hensikt.

2.2 Vannkraft - drift og planlegging

Vannkraft er en regulerbar energikilde ettersom vannet kan lagres i magasiner for produksjon ved senere tidspunkt, kraftverkene har en lav oppstartskostnad, og det tar relativt kort tid å endre effekt. Denne fleksibiliteten gjør vannkraftprodusenter egnet til å delta i markeder for balansekraft. I avsnittene under følger en introduksjon av drift og planlegging av vannkraft, samt en beskrivelse av faktorer som har betydning for produksjonsplanlegging.

2.2.1 Virkningsgrad og drift

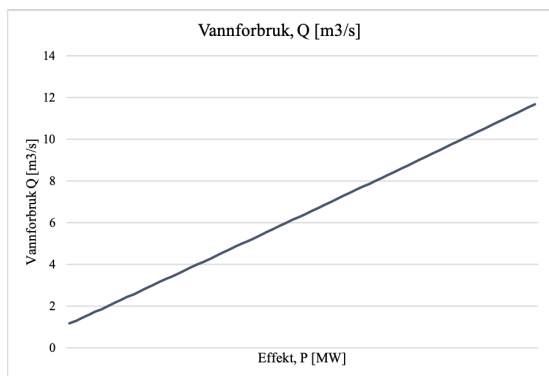
Totalvirkningsgraden for et vannkraftverk består hovedsakelig av falltap, turbin- og generatorvirkningsgrad. Falltapedet er tapet som oppstår i tilløpstunnelen som følge av friksjon, dannelse av luftvirvler og liknende, mens turbin- og generatorvirkningsgraden påvirkes av henholdsvis turbinens effektivitet og hvor stor andel av bevegelsesenergien i turbinen som blir omgjort til elektrisk strøm. Transformatorvirkningsgraden spiller også inn, men den er vanligvis svært høy, over 98 %, og er konstant. Den blir derfor ofte utelatt i beregninger av virkningsgrad. Generatorvirkningsgraden er også høy, og endres ikke stort over tid. Hvilken turbin en har i kraftverket er avgjørende for turbinvirkningsgraden. Dette gir det største bidraget til kraftverkets totalvirkningsgrad. [10] De tre vanligste turbintypene i Norge er Pelton, Francis og Kaplan. Hvilken man benytter baserer seg på hvilken fallhøyde man har, vannføring og forventet operasjonsmønster.

Likning 2.1 viser forholdet mellom effekt $P[W]$, vannstand, $H[m]$, gravitasjon, $g[m/s^2]$, vannføring, $Q[m^3/s]$, totalvirkningsgraden, η , og vannets tetthet, $\rho[kg/m^3]$. [3]

$$P = H \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot \eta \tag{2.1}$$

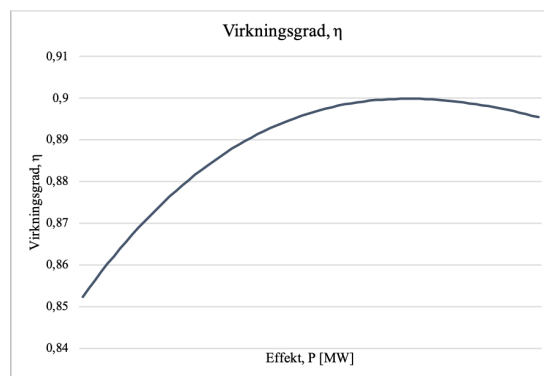
Vannføringen kan også representere virkningsgraden ved et kraftverk. Økt vannføring per watt tilsvarer dårligere virkningsgrad, gitt at de andre parameterne er konstante.

Produksjon på effekt utenfor bestpunkt vil føre til et høyere vannforbruk per MW enn ved produksjon i bestpunkt. Kraftprodusent ønsker stort sett å produsere i bestpunkt med mindre hensyn til oppstartskostnad eller balansekraft gjør det optimalt å legge seg ved høyere eller lavere effekt. Det eksisterer økte vedlikeholdskostnader knyttet til hver oppstart og en ønsker derfor å unngå overdreven start og stopp. I Figur 2.4 og 2.5 er ett eksempel på grafer av vannforbruk og virkningsgrad mot effekt.



Figur 2.4: Vannforbruk og effekt.

Kilde: Eget arbeid

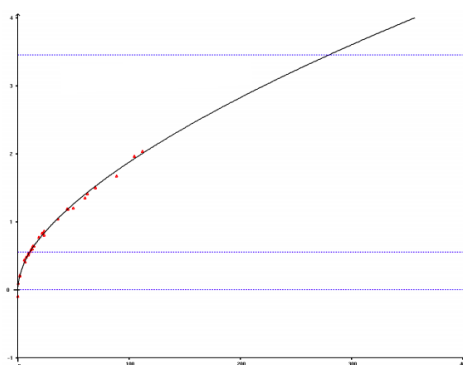


Figur 2.5: Virkningsgrad og effekt.

Kilde: Eget arbeid

Vannforbruket fra Figur 2.4 er tilnærmet lineær i dette eksempelet, men dersom grafen studeres nærmere er det en reduksjon av vannforbruk per MW frem mot bestpunktet, toppen av virkningsgradskurven i Figur 2.5, og en økning i vannforbruk per MW ved høyere effekt enn dette.

Virkningsgraden påvirkes i høy grad av vannstanden ved magasinet som det tappes fra, og virkningsgradskurver, der vannføring måles ved varierende vannstander, vil illustrere hvordan vannføringen endres med økt vannstand. Kurvene er vanligvis tilnærmet lineære ved høye effekter og høy vannføring, men er noe mer avrundet nærmere null vannføring.



Figur 2.6: Eksempel på vannføringskurve.

Kilde: Petersen-Overleir, Statkraft [9]

Figur 2.6 er et eksempel på en vannføringskurve som illustrerer dette. Y-aksen er her vannstand og x-aksen er vannføring.

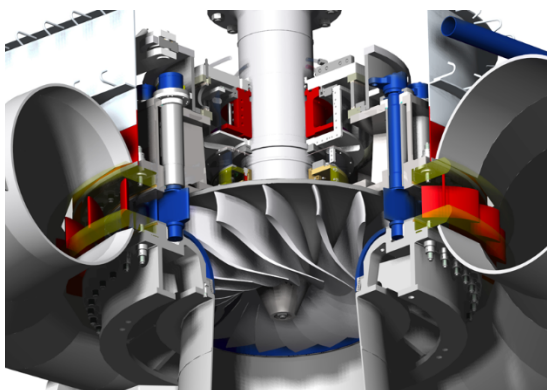
Turbiner

Turbinens oppgave er å omforme hydraulisk energi fra vannet til roterende mekanisk energi på turbinakslingen [10]. Den mekaniske energien blir så omgjort til elektrisitet ved hjelp av generatoren.

Pelton-turbiner er velegnet for store fallhøyder, over 400 meter [19], men kan bare benyttes for begrenset vannføring og effekt. Francis-turbiner benyttes for middels fallhøyde, 50 til 750 m [18], og egner seg til effekt opp til 1000 MW. De hydrologiske forholdene er avgjørende for valget av turbin når et vannkraftanlegg skal bygges. En tredje turbintype som er noe vanlig i Norge er Kaplan-turbinen. Den egner seg godt for små fallhøyder og høy vannføring.

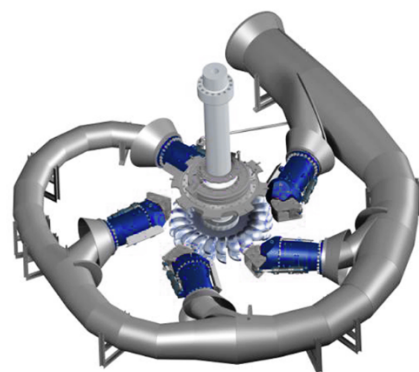
Francis-turbinen dominerer i Norge. Den har det høyeste bestpunktet, men driftsområdet er noe smalt for de høye virkningsgradene. Dette er en reaksjonsturbin, det vil si at hydraulisk energi blir overført med både kinetisk energi og trykk. Pelton-turbinen er derimot en impulsturbin som betyr at den kun benytter kinetisk energi. [12] Trykket i en francis-turbin bidrar ettersom turbinen er nedsenket i vann. Dermed vil drakraften som oppstår i sugerøret, etter løpehjulet, bidra til et trykk som øker effektiviteten. [10]

Figur 2.7 viser tverrsnittet av en francisturbin, mens Figur 2.8 er en peltonturbin.



Figur 2.7: Tverrsnitt av francisturbin.

Kilde: Voith [20]

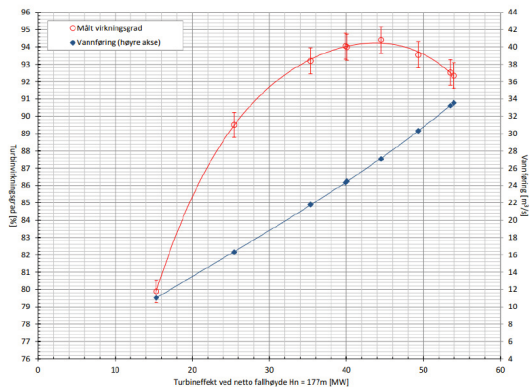


Figur 2.8: Peltonturbin.

Kilde: Voith[21]

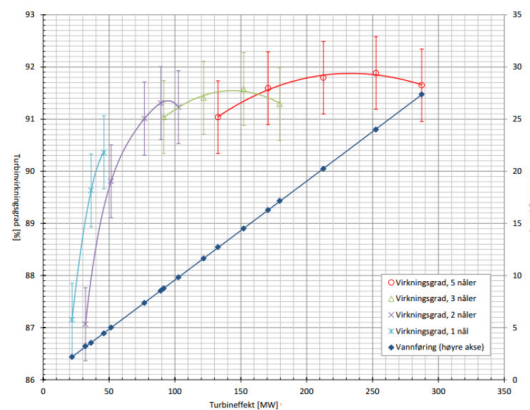
Pelton-turbiner har et større driftsområde for de høye virkningsgradene sammenliknet med francis-turbiner. Og ved fallhøyder på over 700 meter vil den være det eneste alternativet.

Francis-turbiner har ofte et operasjonsintervall fra ca. 50% til 100% av full last, mens pelton-turbiner har operasjonsintervall fra 0 til 100 % av fullast som illustrert i Figur 2.9 og 2.10. Det medfører at dersom et kraftanlegg med francis-turbin først skal kjøres, så må det produseres en del effekt som følge av denne minimumsproduksjonen. Dette kan gjøre at det blir mer kostbart å plassere beredskapsvolum her enn ved et annet kraftverk.



Figur 12: Virkningsgradskurve Francis (Anonymisert eksempel)
Kilde: [Statkraft]

Figur 2.9: Francis virkningsgradskurve
Kilde: Ruud [10]



Figur 13: Virkningsgradskurve Pelton (Anonymisert eksempel)
Kilde: [Statkraft]

Figur 2.10: Pelton virkningsgradskurve
Kilde: Ruud [10]

2.2.2 Vannverdi og planlegging

Vannverdi vil sammen med vannforbruk danne grunnlaget for beregning av deler av de variable kostnadene av produksjon.

Fordi vannet i magasinene er gratis er den variable kostnaden av vannkraft svært lav [1]. Vann kan likevel være en knapp ressurs i perioder med lite nedbør og høyt forbruk. Tilsig til magasinene er avhengig av været som sjeldent er koordinert med etterspørsel. Typisk er forbruket høyt på vinteren på grunn av strøm til oppvarming, og lite tilsig. Motsatt er det lavt forbruk om sommeren når tilsiget er høyt som følge av snøsmelting. Disse faktorene bidrar til prisforskjellene i markedet og variasjoner i inntekten for kraftprodusentene. På grunn av den høye andelen vannkraft i det nordiske kraftsystemet er markedspris og tilsig negativt korrelert. Derfor er det spesielt viktig for nordiske kraftprodusenter å ha gode prognoser for vannverdien. [1]

Vannverdien er den forventede verdien av å spare vann. Den er knyttet til kraftprodusentens vurdering av fremtidig inntekt. Dersom kraftprisen er lavere enn vannverdien vil det være lønnsomt å holde tilbake produksjon. Hvis strømpris er høyere enn vannverdi vil det typisk være lønnsomt å produsere. Vannverdien ved et magasin synker mot null med økende vannstand opp mot høyeste regulerbare vannstand ettersom det medfører en risiko for overløp. Som produsent er en da villig til å selge vannet til en lav pris fremfor å miste det.

Planlegging av vannkraftproduksjon gjøres for å finne optimal bruk av tilgjengelige ressurser slik at alle begrensninger er tilfredsstillt [1]. Etter at det nordiske kraftmarkedet på 1990-tallet ble deregulert endret det formelle formålet med planlegging seg. Det gikk fra å være å oppnå lavest mulig kostnad til å oppnå høyest mulig profitt. Mens avgjørelser om bud gjøres ett døgn i forkant av driftstimen løses planleggingsproblemet i en tidshorisont på opptil flere år. Avgjørelsene fra planleggingsproblemet er viktige fordi de benyttes i avgjørelsesprosessen om de kortsiktige budene og avtalene. [17]

Usikkerheten i markedspriser, tilsig og etterspørsel gjør vannkraftplanlegging til en omfattende prosess. Planleggingen deles vanligvis inn i flere mindre, koblede optimeringsproblemer [4].

En langsiktig planleggingsmodell benytter stokastisk programmering for å beregne optimal strategi og simulerer driften basert på denne strategien.

En mellomiktig modell benytter også stokastisk programmering, men med en mer detaljert beskrivelse av systemet. Slike modeller kan ses på som linken mellom lang- og kortsiktige modeller fordi de viderefører resultatene fra den langsiktige modellen som input til den kortsiktige modellen. I de kortsiktige planleggingsmodellene er det et høyt nivå av detaljer. Resultatet fra disse er en optimal kjøreplan basert på de langsiktige resultatene. De kortsiktige modellene i industrien er ofte deterministiske og lineære for å effektivt kunne løse problemet. Detaljerte stokastiske, kortsiktige planleggingsmodeller har tidligere blitt vurdert til å være beregningsmessig umulig [4], men dette har i senere tid blitt motbevist. SINTEF Energi har utviklet modellen SHARM (Short-term Hydropower Application with Risk Modelling) for å forbedre den daglige planleggingen av vannkraftproduksjon med bruk av stokastisk formulering [11].

Fordi planleggingsproblemet er stort og kompleks, er det nødvendig med en programvare som beslutningsstøtte. Modellene benyttes som prognose av fremtidige døgmarkedspriser. Prognosen benyttes som input i andre planleggingsmodeller som kan beregne vannverdi til bruk ved kortsiktig planlegging.

2.2.3 Metoder for optimering av effektplassering ved tilgjengelige enheter

Problemstillingen i denne avhandlingen kan sammenliknes med enhetsforpliktelsesproblemet (Unit Commitment Problem, UCP) som dreier seg om å finne optimalt kraftverk å produsere effekten en har forpliktet seg til å produsere til, hovedsakelig, spotmarkedet. Likheter er altså at det også der handler om å optimere plasseringen av effekt.

Metoder som har blitt benyttet for å løse UCP er blant annet dynamisk programmering, heltalls og lineær programmering og *Branch-and-Bound* [8].

Dynamisk programmering (DP) var ifølge Padhy den første optimeringsbaserte metoden som ble benyttet for UCP. Metoden brukes hyppig og har den fordelen at den kan løse problemer av variabel størrelse og kan enkelt justeres til å modellere karakteristikker til spesielle verktøy [8]. Det er enkelt å legge til restriksjoner som påvirker produksjon innenfor en time og metoden anses som fleksibel. Det stilles få krav til problem og restriksjoner med hensyn til konveksitet. Ulemper med DP-metoden er at dersom kraftprodusenten har mange diskrete tilstander i hvert trinn, så gir dette mange tilstander som må evalueres.

En annen metode som kan benyttes er som nevnt heltalls og lineærprogrammering. Denne metoden krever, som navnet tilsier, at noen eller alle variablene skal være heltall, med lineære restriksjoner og lineær objektfunksjon. Å løse problemet på denne måten krever ifølge Padhy en dekomponering av problemet til mindre under-problemer, og hver av dem løses med lineær programmering eventuelt med bruk av revidert simplex [8].

En tredje mulighet er å benytte seg av *Branch-and-Bound*-metoden. Denne metoden benyttes for å løse diskrete kombinatoriske optimeringsproblemer. Løsningsområdet deles først inn i flere mindre underområder. Hvert område begrenses og problemet kortes ned helt til en har konvergens og står igjen med kun ett subsett. Padhy beskriver mer grundig hvordan metoden utføres. Metoden vil, som ved dynamisk programmering, være en tidkrevende løsning dersom en har mange diskrete tilstander i hvert trinn.

Lineærprogrammering krever kontinuerlige variabler og anses dermed som et uegnet valg for metode i denne avhandlingen ettersom det er et diskret problem. Av dynamisk programmering og *Branch-and-Bound*, er det dynamisk programmering som brukes. Hvordan DP er implementert blir nærmere beskrevet i Kapittel 5. DP ble valgt på grunnlag av at det her ikke stilles krav til konveksitet i objektfunksjon eller i restriksjoner.

Kapittel 3

Analyse av aFRR-aktivering

For å finne sannsynlig aktivering på minutttoppløsning ble det gjennomført en analyse av hvor stor del av reserven som faktisk har blitt aktivert tidligere. En slik analyse kan bidra til en mer nøyaktig beregning av vannforbruk knyttet til det å ikke produsere i bestpunkt og gi noen indikasjoner angående anmelding til reservemarkedet. En analyse av aktivering på timesoppløsning ble også gjennomført for å se om det er forskjeller i aktivering mellom månedene i løpet av et år, ukedager, eller i løpet av ett døgn.

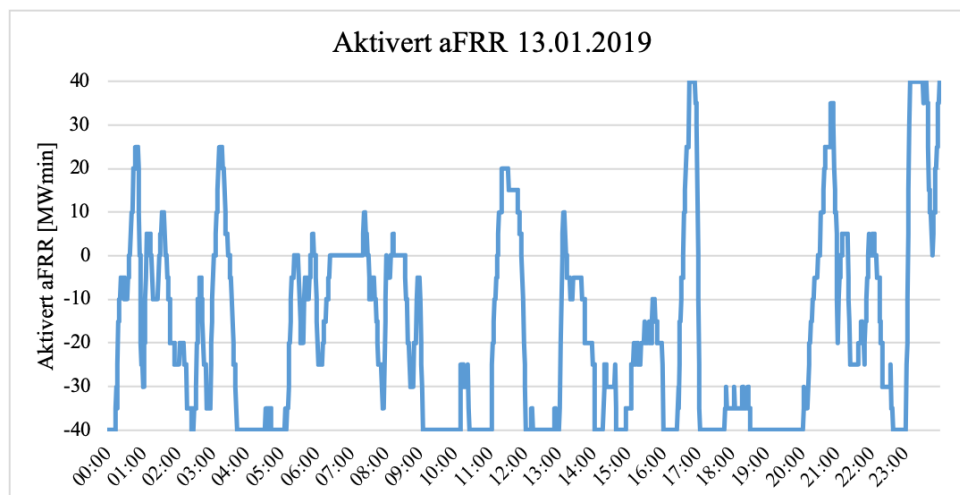
Å studere hva som faktisk har blitt aktivert er interessant for å vite mer nøyaktig hva kostnadene kan være fremover i tid. Hvilken effekt man produserer på har høy betydning for virkningsgrad. Dersom det reguleres mye opp så vil det for eksempel kunne være gunstig for kraftprodusent å legge seg noe lavere enn bestpunkt. Ved å ha bedre kunnskap om kostnaden vil en kunne gi mer nøyaktige bud i markedene.

Data som ble analysert er data fra samarbeidsbedrift som gjelder for en spesifikk avtale med TSO. Volumet var 40 MW i reserver for oppregulering og 40 MW for nedregulering. Analyse av aktivering ved andre avtaler eller andre områder vil derfor kunne gi andre resultater.

3.1 Minutttoppløsning

Minutttoppløsning av aktivert effekt er interessant for å kunne studere hvor mye variasjon i aktivering det kan være innenfor en time. Ettersom aFRR-aktivering skjer ved feil eller ubalanse som varer i flere minutter, som beskrevet i Kapittel 2.1.1, samt at virkningsgrad er avhengig av effekt som kjøres, er minutttoppløsning avgjørende for beregning av kostnad som følge av aktivert effekt.

Et eksempel på aktivering av aFRR er vist i Figur 3.1. Her vises et reelt aktiveringsforløp på minutttoppløsning.

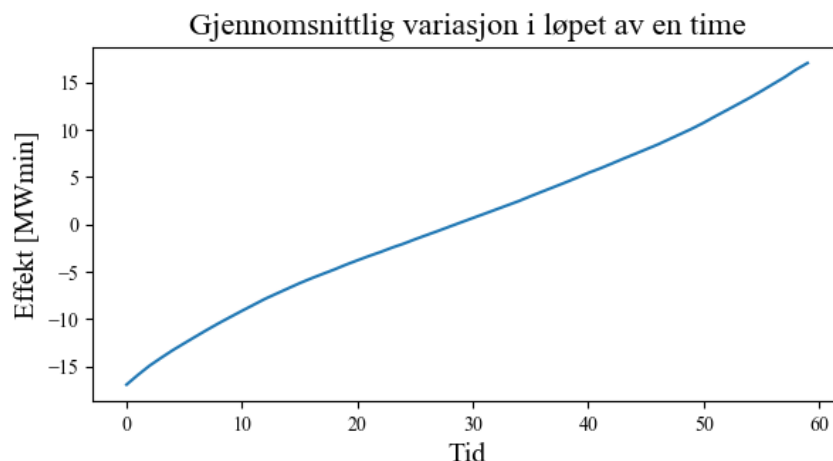


Figur 3.1: Eksempel på aktivering på minuttoppløsning, 13.01.2019.

Kilde: Eget arbeid

Som Figur 3.1 viser er aktiveringen innenfor en time veldig fluktuerende. Å benytte en variasjon av aktivering innenfor en time ansees derfor som nødvendig.

En analyse er gjort av historiske data for aFRR-aktivering i tilknytning en spesifikk avtale samarbeidsbedriften har med TSO. Figur 3.2 viser gjennomsnittlig aktivering i løpet av en time basert på data fra perioden 29.12.2016 til 31.08.2018. Avtalen omfatter opprinnelig i alt fire kraftverk, men det kun var tilgjengelig data for aktivering ved tre av dem. Derfor har timer der det var plassert beredskapsvolum ved det fjerde kraftverket blitt utelatt fra analysen.



Figur 3.2: Gjennomsnittlig aktivering gjennom en time sortert.

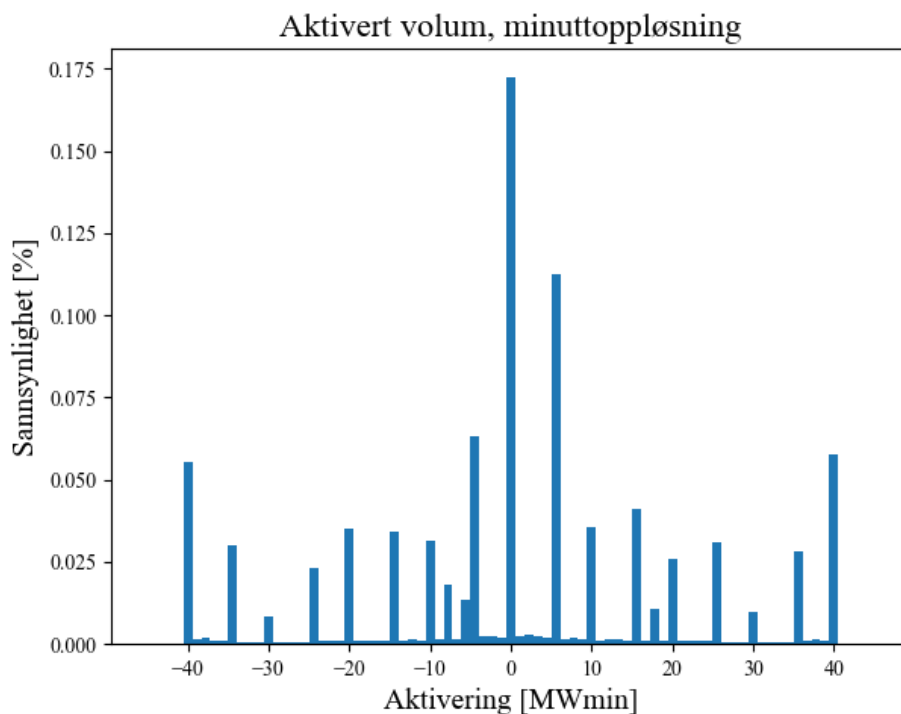
Kilde: Eget arbeid

Aktiveringen innenfor hver time i analysen er sortert stigende, slik at laveste aktivering er i minutt nr. 1. osv. Deretter er et gjennomsnitt av hvert minutt gjort, slik at minutt nr. 1 i Figur 3.2 viser gjennomsnittet av aktivering i alle minutter i analysen med laveste

verdi. Dette er gjort for hvert minutt, opp til høyeste aktivering, minutt nr. 60. Dette er altså ikke et reelt bilde for hvordan aktiveringen foregår. Det er kun beregninger som er gjort for å se på effekten som er aktivert innenfor en gitt time, slik at vannforbruket kan beregnes mer nøyaktig.

I gjennomsnittstimen har minuttet med maksimum nedregulert effekt absoluttverdi på rett over 15 MW, og minuttet med høyeste effekt for oppregulering er også rett over 15 MW. Gjennomsnittlig aktivering hver time er 0.49 MW.

I Figur 3.3 vises sannsynlighetsfordelingen av aktivering på minutttoppløsning.



Figur 3.3: Sannsynlighetsdistribusjon for aktivert volum, minutttoppløsning.

Ut ifra Figur 3.1 er det mulig å se et mønster i sannsynligheten for effekt som aktiveres hvert minutt. Null aktivering forekommer en del ganger, men aktivering skjer mesteparten av tiden. Figuren viser også en antydning til at det er et mønster å bli aktivert på effekt delelig med 5.

I tabell 3.1 presenteres deskriptiv statistikk som tilhører sannsynlighetsdistribusjonen i Figur 3.3, fordelt mellom opp- og nedregulering.

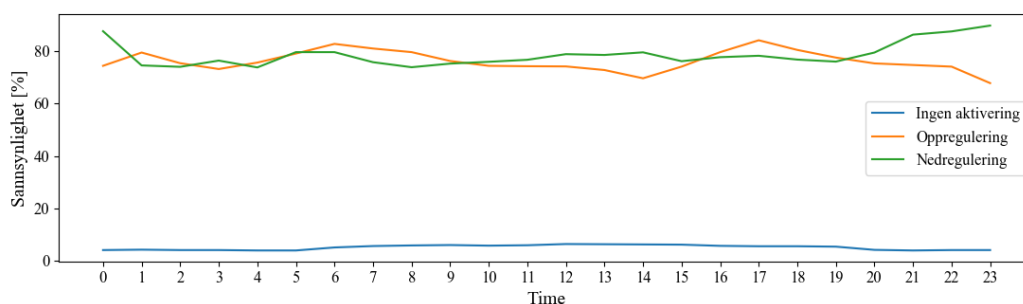
	Mean	SD	Med.	MAD	Min	Max	Skew.	Kurt.	SE
Volum opp, min	7.9123	12.511	0.0	0.0	0	40.0	1.5308	1.0048	0.0236
Volum ned, min	-7.4336	12.459	0.0	0.0	-40.0	0	-1.6144	1.2386	0.0235

Tabell 3.1: Deskriptiv statistikk for sannsynlighetsfordelingen av aFRR aktivering, minutttoppløsning.

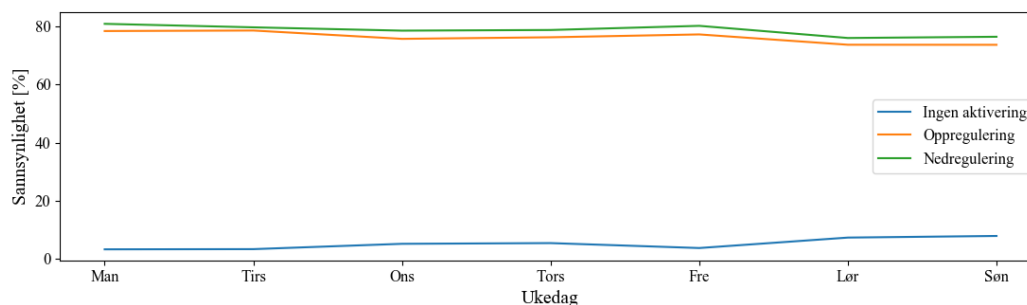
3.2 Timesoppløsning

I data for aktivering på timesoppløsning, finner vi informasjon om gjennomsnittet i hver time som er brukt i analysen. I analysen ble det benyttet data fra 01.01.2015 til 30.07.2018. Dette er en noe lenger analyseperiode enn ved analysen av aktivering på minutttoppløsning som følge av datatilgjengelighet. Des ses også her bort fra enkelte perioder på grunnlag av manglende data for det ene kraftverket.

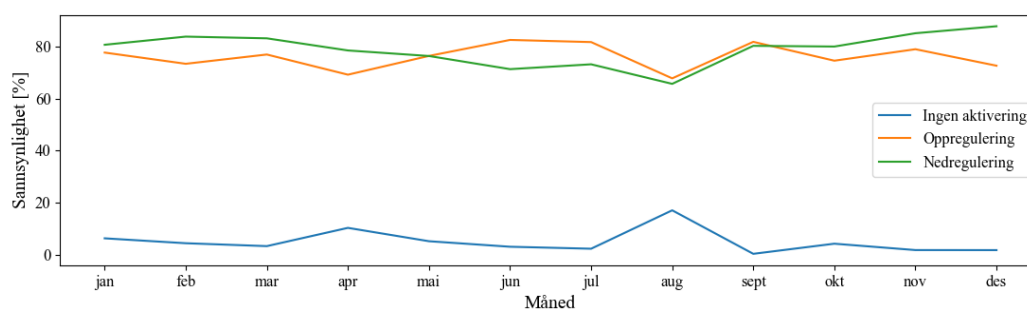
I Figur 3.4, 3.5 og 3.6 illustreres sannsynligheten for at aFRR aktivert opp og ned iløpet av henholdsvis ett døgn, en uke og en måned.



Figur 3.4: Sannsynlighet for aktivering i løpet av et døgn.



Figur 3.5: Sannsynlighet for aktivering i løpet av en uke.



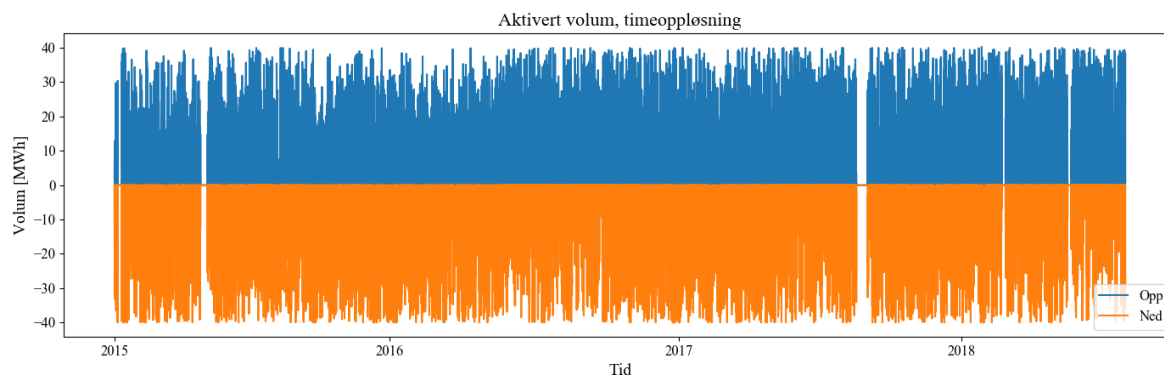
Figur 3.6: Sannsynlighet for aktivering, årlig.

Av disse figurene kan vi lese at det er små forskjeller mellom timene i et døgn. Det er noe mer regulering på kveld og natt, i time nummer 19 til 06, og noe mer nedregulering enn oppregulering enn oppregulering på kveldstid i time nummer 21 til 1. Time nummer 0 tilsvarer tiden mellom klokken 00:00 og 01:00, time nummer 1 er mellom klokken 01:00 og 02:00 osv.

Av grafen med sammenlikning av ukedager, Figur 3.5, kan en se at det er små forskjeller. Det er likevel noe økning i null aktivering i helger, altså lørdag og søndag.

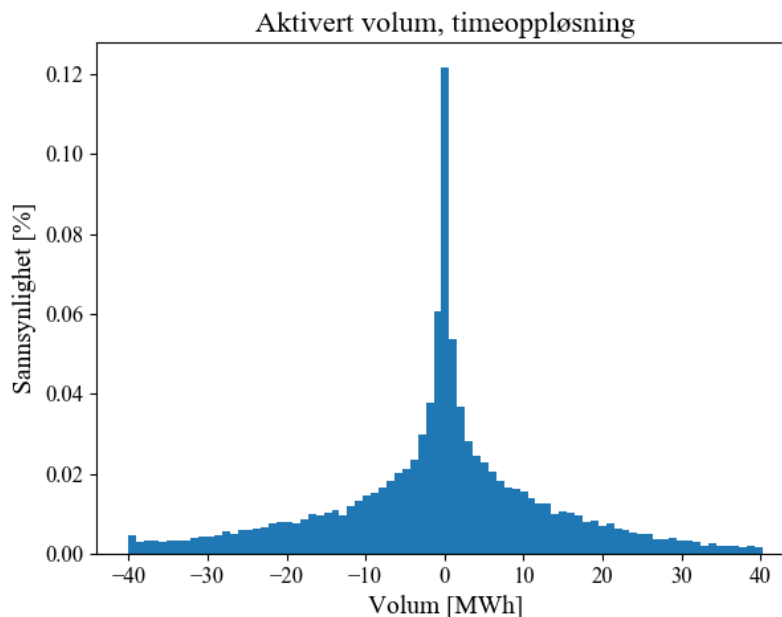
Figur 3.6, som er variasjon gjennom året, viser at det kan være noe mer nedregulering på vinterstid, og noe mer oppregulering i sommermånedene. I august maksimeres null aktivering. Etter en nærmere titt på data som ble benyttet for analysen ser det ut til at dette kan komme av at det var få manglende data for denne måneden, samt deler av juli. For flere av årene manglet det data for perioder disse månedene. Det er mulig at dette mangler som en konsekvens av sommerferie og mangel på registrering. Eventuelt kan avtalen ha vært på vent slike perioder.

I Figur 3.7 er aktivering på timesoppløsning vist, fra årene 2015 til 2018. Her kan en se en svært varierende aktivering uten tydelige trender i sesonger. Merk at det er et par perioder som ser ut til å ha null aktivering, i årene 2015 og 2017. Ser man nærmere på periodene, vil det komme frem at planlagt levering disse periodene er lik null. Det betyr at det er manglende data fra disse periodene, ikke at behovet for aktivering nødvendigvis var null. I modelleringen skulle kravet til data fra periodene være at total effekt planlagt for levering var likt totalt volum omfattet av avtalen. Dermed ble perioder med null beredskap sett bort ifra.



Figur 3.7: Aktivering av aFRR i 2015 til august 2018, timesoppløsning

I Figur 3.8 er sannsynlighetsdistribusjonen for størrelse på aktivert volum på timesoppløsning illustrert.



Figur 3.8: Sannsynlighetsdistribusjon for aktivert volum, timeoppløsning.

I Tabell 3.2 presenteres deskriptiv statistikk for sannsynlighetsdistribusjonen i Figur 3.8, delt i opp- og nedregulering.

	Mean	SD	Med.	MAD	Min	Max	Skew.	Kurt.	SE
Volum opp, h	7.5026	9.3287	3.4	5.0408	0.0	40.3	1.4007	1.2291	0.05267
Volum ned, h	-8.4363	10.3057	-3.8	5.6339	-40.1	-0.0	-1.2873	0.7001	0.0582

Tabell 3.2: Deskriptiv statistikk for sannsynlighetsfordeling aFRR-aktivering, timesoppløsning.

Figur 3.8 viser at timesoppløsningen ikke ser ut til å få med den hyppige forekomsten av minimum- og maksimumsverdiene -40 og 40 MW slik minutttoppløsningen gjorde i Figur 3.3. Mens opp- og nedregulering på minutttoppløsning gir standardavvik (SD) på henholdsvis 12.5 og 12.5 er det på timesoppløsning henholdsvis 9.3 og 10.3. Årsaken til denne forskjellen er at timesoppløsning er et gjennomsnitt av aktivering hver time. Både opp- og nedregulering i løpet av en time vil kunne forekomme. Og hvis det skjer blir gjennomsnittet nærmere null. Ytterpunktene blir da færre.

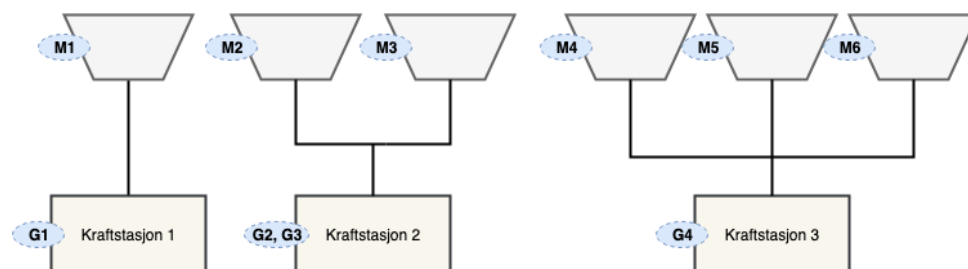
Markedsanalysen som ble utført her ble benyttet som et beslutningsverktøy for å gjøre det mulig å ta informerte avgjørelser for inputverdi for aFRR-aktivering, i modellen som er utviklet i sammenheng med dette studiet.

Kapittel 4

Casedata

Data benyttet for case i denne avhandlingen er hentet fra samarbeidsbedrift, og er tilknyttet en problemstilling som samarbeidsbedrift står overfor. Kraftprodusenten har en avtale med TSO om å stille disponibelt et volum på 40 MW opp og 40 MW ned til enhver tid. Det er antatt tre aktuelle kraftverk for plassering av volum basert på egnethet, som vist i Figur 4.1.

Det ene kraftverket, Kraftverk 1, består av ett magasin og en turbin, henholdsvis M1 og G1. Kombinasjonen M1 og G1 utgjør Enhet 1. Det andre kraftverket, Kraftverk 2, består av to magasin og to turbiner, hhv. M2, M3, G2 og G3. Kombinasjonen M2 og G2 utgjør Enhet 2, M2 og G3 utgjør Enhet 3, M3 og G2 utgjør Enhet 4, mens M3 og G3 utgjør Enhet 5. Siste kraftverk, Kraftverk 3, består av tre magasin og en turbin, henholdsvis M4, M5, M6 og G4. Enhet 6 er kombinasjonen M4 og G4, Enhet 7 er M5 og G4, og til sist er Enhet 8 kombinasjonen M6 og G4. Hvert magasin modelleres altså som egen enhet, og det samme gjelder for generator. Det vil si at de tre kraftverkene er delt inn i totalt åtte enheter.



Figur 4.1: Oversikt over case-system.

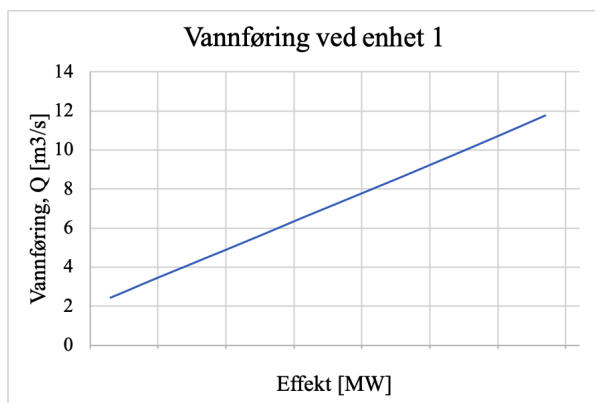
Turbinen i aggregatet med G1 og turbinen i aggregatet med G4 er pelton-turbiner, mens turbiner tilhørende G2 og G3 er francis-turbiner. Dette har medført en noe forskjellig virkningsgradsprofil og produksjonsområde.

I Kapittel 4.1 presenteres vannforbruket ved de forskjellige enhetene og i Kapittel 4.2 er vannverdiene, vannstand, spotplan og tilgjengelighet.

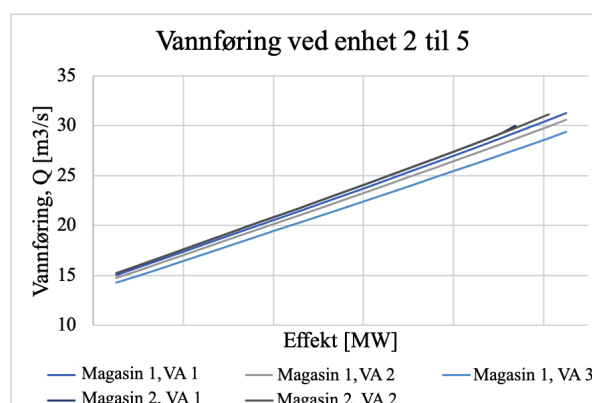
4.1 Vannforbruk

Vannforbruket og kostnaden knyttet til dette benyttes som utgangspunkt i beregningene i denne avhandlingen. I Figur 4.2, 4.3 og 4.4 vises vannføringskurvene ved de ulike enhetene. For et av kraftverkene er vannføring målt ved flere vannstander (VA). Disse vannstandene er heretter benevnt som VA 1, VA 2 og VA 3.

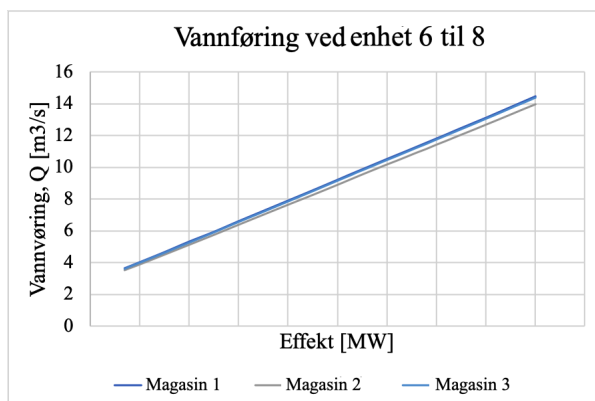
Data som er plottet her, er samarbeidsbedriftens målte verdier ved en bestemt vannstand. Denne dataen er konfidensielle og verdi for effekt er derfor ikke lagt til på x-aksene i figurene.



Figur 4.2: Vannføringskurve for enhet 1.



Figur 4.3: Vannføringskurver for enhetene 2, 3, 4 og 5.



Figur 4.4: Vannføringskurver for enhetene 6, 7 og 8, henholdsvis magasin 1, 2 og 3.

Vannstand er avgjørende for vannføringen og vannstanden. Forskjellen mellom vannstanden i magasinene ved hvert av kraftverkene har derfor stor betydning for hvilket magasin som gir høyest virkningsgrad.

For Kraftverk 2 i Figur 4.3, var VA 3 ved magasin 1 tydelig lavere enn VA 1 og VA 2 ved samme magasin. Referansevannstanden VA 1 ved magasin 1 var 640 meter, VA 2 var 653 meter og VA 3 var 680 meter. Ved magasin 2 var VA 1 620 meter og VA 2 var 630 meter.

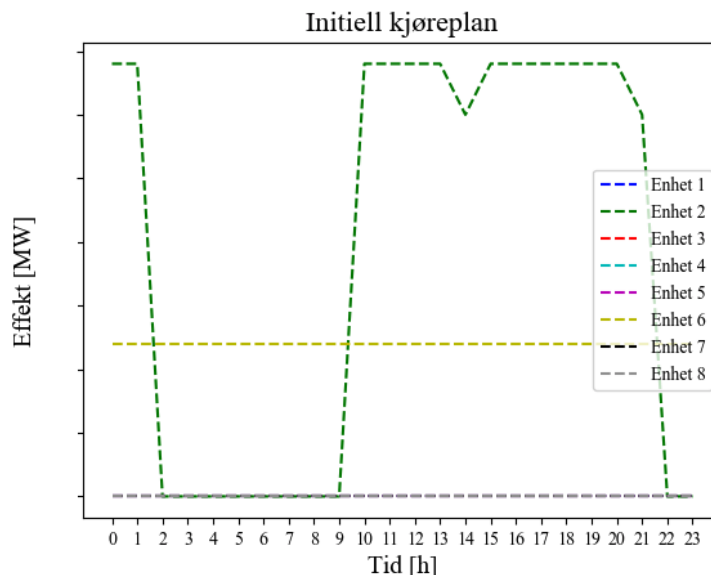
Vannføringen ved en bestemt effekt øker altså med minkende vannstand. Ved magasin 2 er det lite endring mellom de to referanse vannstandene.

Ved Kraftverk 3, Figur 4.4, gir magasin 1 og 3 omtrent samme vannføring, men magasin 2 gir noe lavere vannføring, særlig ved høyere effekt. Dette stemmer også overens med referanse vannstandene for Magasin 1, 2 og 3 på henholdsvis 866 meter, 895 meter og 870 meter.

4.2 Produksjonsplan, vannverdi og vannstand

Det ble benyttet data fra 13.01.2019 i eksempelet, på grunnlag av at det her kun var plassert reserve ved de tre kraftverkene alle nødvendige data var tilgjengelig for. Dermed var det mulig å sammenlikne modellens resultat med faktisk aktivering den dagen.

Figur 4.5 viser initiell produksjon for alle timene den 13.01.2019.



Figur 4.5: Initiell kjøreplan for 13.01.2019.

Enhet 6 og Enhet 2 er de eneste enhetene som det var planlagt skulle produsere energi i perioden. Enhet 6 skulle produsere samme effekt hele perioden, mens Enhet 2 skulle produsere deler av perioden.

Alle enheter antas å være tilgjengelig for case-perioden. Verdier for vannverdi og vannstand antas å være konstante hele perioden og er vist i Tabell 4.1.

	Vannverdi [EUR/MWh]	Vannstand [m]
Enhet 1	50,5	770,37
Enhet 2	47	663,71
Enhet 3	47	663,71
Enhet 4	47	630,62
Enhet 5	47	630,62
Enhet 6	47,5	857,56
Enhet 7	47,5	882,70
Enhet 8	47,5	874,09

Tabell 4.1: Vannverdi og vannstand 13.01.2019

For aFRR-aktivering på minutttoppløsning brukes en gjennomsnittlig time basert på historiske data. Aktiveringen ble illustrert i Figur 3.2

Kapittel 5

Metode

Dette kapitlet beskriver fremgangsmåten som ble brukt for å finne optimal plassering av aFRR, etter inngått avtale. I dette kapitlet beskrives fremgangsmåten som ble benyttet for å finne optimal plasseringen av beredskapsvolumet for aktivering av aFRR, etter inngått avtale.

Systemet som ble modellert er i utgangspunktet stokastisk, med flere usikre variabler, men som følge av antakelser og forenklinger ble problemet håndtert som deterministisk. I denne avhandlingen ble det ikke gjort beregninger som inkluderte spotpris eller RK-pris ettersom hovedmålet var å finne den mest optimale plasseringen av beredskapsvolumet og nevnte priser er de samme uavhengig av enhet som benyttes. Usikkerheten i aktiveringen av reserve ble sett bort fra ved å anta samme aktivering hver time, en gjennomsnittlig variasjon basert på historiske data spesifikt til Case-avtale, illustrert i Figur 3.2.

Kapittel 5.1 gir en oversikt over notasjon benyttet i modellen. I Kapittel 5.2 forklares hvordan vannforbruket ble beregnet basert på målte data fra samarbeidsbedriften og vannstand. I Kapittel 5.3 beskrives fremgangsmåten for beregning av kostnad som er basert på vannforbruket og vannverdi. Videre, i Kapittel 5.4 forklares restriksjoner og optimeringen.

5.1 Notasjon

I dette delkapitlet presenteres notasjoner for mengder, indekser, parametere og variabler som har blitt benyttet i modellen.

5.1.1 Mengder og indekser

U	Mengde enheter, med indeks u
H	Mengde timer, med indeks h

5.1.2 Parametre

$P_{vol,opp,tot}$	Totalt volum som skal holdes i beredskap for oppregulering.
$P_{vol,ned,tot}$	Totalt volum som skal holdes i beredskap for nedregulering.
$P_{i,u,h}$	Initielt planlagt produksjon ved enhet u i time h .
$P_{min,aFRR,u}$	Minste kjørbare effekt ved aktivering av aFRR ved enhet u .
$P_{max,aFRR,u}$	Høyeste kjørbare effekt ved aktivering av aFRR ved enhet u .
$P_{min,u}$	Minste kjørbare effekt ved normal kjøring ved enhet u .
$P_{max,u}$	Høyeste kjørbare effekt ved normal kjøring ved enhet u .
$P_{aFRR,opp}$	Aktivering opp
$P_{aFRR,ned}$	Aktivering ned
VV_u	Vannverdi ved enhet u
VA_u	Vannstand ved enhet u

5.1.3 Variabler

$P_{vol,opp,u,h}$	Beredskapsvolum for oppregulering plassert ved enhet u .
$P_{vol,ned,u,h}$	Beredskapsvolum for nedregulering plassert ved enhet u .
$P_{u,h}$	Justert kjøreplan for enhet u i time h .
$P_{aFRR,u,h}$	Effekt som aktiveres ved enhet u i time h .
$Q'_{u,h}$	Vannforbruk ved enhet u i time h .
$v_{opp,u}$	Andel beredskapsvolum for oppregulering plassert ved enhet u .
$v_{ned,u}$	Andel beredskapsvolum for nedregulering plassert ved enhet u .
τ_u	forholdstall for justering av vannforbruk med hensyn til vannstand.

5.1.4 Binære variabler

De binære variablene vist under er tilknyttet produksjonstimen. Variablene kan variere mellom timene i perioden som modelleres.

$$\begin{aligned}
 \gamma_u & \begin{cases} 1 & \text{hvis spotplan er større enn null.} \\ 0 & \text{hvis spotplan er null.} \end{cases} \\
 \alpha_{1,u} & \begin{cases} 1 & \text{hvis } P_0 + P_{vol,opp,u} \leq P_{max,aFRR,u} \\ 0 & \text{hvis ikke} \end{cases} \\
 \alpha_{2,u} & \begin{cases} 1 & \text{hvis } P_{min,aFRR,u} \leq P_0 + P_{vol,ned,u} \\ 0 & \text{hvis ikke} \end{cases} \\
 \beta_{1,u} & \begin{cases} 1 & \text{hvis } P_{max,aFRR,u} - P_{max,u} \leq P_{vol,opp,u} \\ 0 & \text{hvis ikke.} \end{cases} \\
 \beta_{2,u} & \begin{cases} 1 & \text{hvis } P_{min,u} - P_{min,aFRR,u} \leq P_{vol,ned,u} \\ 0 & \text{hvis ikke} \end{cases} \\
 \epsilon_{1,u} & \begin{cases} 1 & \text{hvis } P_{vol,opp,u} > 0 \\ 0 & \text{hvis ikke} \end{cases} \\
 \epsilon_{2,u} & \begin{cases} 1 & \text{hvis } P_{vol,ned,u} > 0 \\ 0 & \text{hvis ikke} \end{cases} \\
 a_u & \begin{cases} 1 & \text{hvis enhet } u \text{ er tilgjengelig i gjeldende time.} \\ 0 & \text{hvis ikke} \end{cases}
 \end{aligned}$$

α og β forklares nærmere i Kapittel 5.4.1.

5.2 Vannforbruk

I denne avhandlingen er det gjort en kurvetilpasning for vannføring i m^3/s basert på målte verdier for kraftverk. Dette er brukt som en metode for å kunne hente ut informasjon tilhørende nøyaktig den effekten som skal kjøres. Denne kurvetilpasningen er gjort i Microsoft Excel. Det vil kunne forekomme avvik fra den målte kurven, og resultatene vil være avhengig av denne.

Vannstand har betydning for virkningsgrad og vannforbruk ved kraftverkene som beskrevet ved Likning 2.1. Vannføringskurver beskriver som nevnt vannføring ved varierende vannstand, men dersom slik data ikke er tilgjengelig kan det være fornuftig å anta et lineært forhold. På grunn av den vanlige formen til en vannføringskurve vil dette kunne være en akseptabel tilnærming.

Tilgjengelig data for målt vannføring eksisterte kun for enkelte vannstander. Det var derfor nødvendig å justere for vannstanden ved utregning av vannforbruk. Likning 5.1 viser utregningen av forholdstall for vannstand, τ , til bruk i beregning av vannføring. Likningen ble benyttet til å justere vannføringbasert på antakelse om et lineært forhold mellom vannstand og vannføring.

$$\tau = \frac{VA}{VA_{ref}} \quad (5.1)$$

Her er VA gjeldende vannstand, altså vannstanden ved tidspunktet det skal gjøre optimering for. VA_{ref} er referansevannstanden til målte data.

Formelen for vannføring ved en effekt er altså den målte vannføringen multiplisert med forholdstallet, τ , som vist i Likning 5.2.

$$Q = Q_{ref} \cdot \tau = Q_{ref} \cdot \frac{VA}{VA_{ref}} \quad (5.2)$$

Q_{ref} er her referansevannføring fra målte data.

Dersom det eksisterte målte data for flere enn én kotehøyde, ble det benyttet interpolasjon, som vist i Likning 5.3. Ved vannstand høyere enn høyeste referansevannstand, eller lavere enn den laveste referansevannstanden, ble Likning 5.1 benyttet med bruk av den henholdsvis høyeste eller laveste referansevannstanden.

$$Q = (Q_{ref2} - Q_{ref1}) \cdot \frac{VA - VA_{ref1}}{VA_{ref2} - VA_{ref1}} \quad (5.3)$$

Her brukes senket skrift *ref1* og *ref2* for å beskrive referanseverdiene, henholdsvis den lavere referansevannstanden og høyere referansevannstanden, i forhold til den aktuelle vannstand, VA .

Vannforbruket har blitt regnet individuelt for hver enhet, u , fordi hver enhet har forskjellige egenskaper. I Likning 5.4 vises det generelle formatet på andregradslikningene benyttet for å beregne vannføringen ved de forskjellige enhetene.

$$Q_u(P_u) = K_1 \cdot P_u^2 + K_2 \cdot P_u + K_3 \quad (5.4)$$

Her er K_1 , K_2 og K_3 tre forskjellige konstanter som varierer mellom enhetene ettersom vannføring og virkningsgrad er forskjellige. P_u er her effekt som er input i likningen. Dette innebærer produksjonseffekt pluss eventuelt aktivering opp eller ned. Likningene er basert på kurvetilpasninger gjennomført i Microsoft Excel. Vannføring tilpasset vannstand ble så regnet ut ved å bruke enten Likning 5.2 eller 5.3.

5.3 Kostnad som følge av vannforbruk

Når beregning av vannføring er gjennomført, blir det sammen med vannverdi beregnet hva kostnaden av vannforbruket ved enheten, u , er for gitte kombinasjon i timen h .

Kostnad hver time, C_h i EUR/MWh , ble beregnet som vist i Likning 5.5

$$C_h = \sum_{u=1}^U (Q'_{u,h}(P_{u,h}, P_{aFRR,u,h}, v_{opp,u,h}, v_{ned,u,h}) \cdot VV_u) \quad (5.5)$$

$Q'_{u,h}$ er vannforbruket i m^3/MWh ved enhet u i time h , mens $v_{opp,u,h}$ og $v_{ned,u,h}$ er andelen av volumet som plasseres for henholdsvis opp og nedregulering. $P_{u,h}$ er effekt i MW planlagt for produksjon og VV_u er vannverdien ved kraftverk u med benevnning EUR/m^3 . $P_{aFRR,u,h}$ er effekt i MW som aktiveres og er en array med 60 verdier, effekt på minutt-oppløsning. Elementene i $P_{aFRR,u,h}$ og kan i utgangspunktet ha verdi fra minste til høyeste effekt i avtalen om beredskapsvolum.

Ved å dividere vannforbruk på effekt produsert samme time beregnes gjennomsnittlig vannforbruk per MW. Dette gir bedre informasjon i vurderingen av hvilken kombinasjon som har den relativt laveste kostnad. Produksjon medfører en inntekt og det er derfor viktigere å oppnå lav kostnad per MW produsert, fremfor minst mulig produksjon. Dette fordi det tas utgangspunkt i en fornuftig initiell kjøreplan. Kostnaden som følge av valg av plassering av beredskapsvolumet beregnes derfor i EUR/MWh .

Likning 5.6 viser hvordan vannforbruket, $Q'_{u,h}$, ble beregnet.

$$Q'_{u,h}(P_{u,h}, P_{aFRR,h}, v_{opp,u,h}, v_{ned,u,h}) = \sum_1^{60} \frac{(Q_{u,h}(P_{u,h} + P_{aFRR,u,h}))}{P_{u,h}} \cdot 60 \frac{s}{min} \quad (5.6)$$

Vannforbruket divideres kun med $P_{u,h}$ fordi det er denne effekten som gir inntekt i spotmarkedet. Dermed blir kostnaden i resultatet vannforbruk per MW produsert til spotmarked.

Vannføringen, $Q_{u,h}(P_{u,h} + P_{aFRR,u,h})$, finnes ved bruk av Likning 5.4 justert for vannstand ved bruk av Likning 5.2 eller 5.3. Ved å gange med 60 oppnår man benevnningen m^3/min , og ved å summere opp 60 minutter oppnås m^3/h .

Likning 5.7 viser hvordan aktivert effekt ved enhet u , $P_{aFRR,u,h}$, ble regnet ut.

$$P_{aFRR,u,h} = v_{opp,u} \cdot P_{aFRR,opp} + v_{ned,u} \cdot P_{aFRR,ned} \quad (5.7)$$

Her er enten $P_{aFRR,opp}$ eller $P_{aFRR,ned}$ ulik null. $P_{aFRR,ned}$ er negativ dersom det nedreguleres i gjeldende minutt, mens $P_{aFRR,opp}$ gir en positiv verdi dersom det reguleres opp.

Andelen av volumet som er plassert ved enhet u ble regnet ut som beskrevet i Likning 5.8 og 5.9 for henholdsvis volum opp og volum ned.

$$v_{opp,u} = \frac{\text{Beredskapsvolum opp}}{\text{Totalt volum opp}} = \frac{P_{vol,opp,u}}{P_{vol,opp,tot}} \quad (5.8)$$

$$v_{ned,u} = \frac{\text{Beredskapsvolum ned}}{\text{Totalt volum ned}} = \frac{P_{vol,ned,u}}{P_{vol,ned,tot}} \quad (5.9)$$

Ved beregningen av hva som ble aktivert ved en spesifikk enhet ble det altså antatt at aktivering ble fordelt jevnt mellom enhetene der volum er plassert.

Eksempel:

Basert på inputverdier skal kostnaden som følge av vannforbruk beregnes. Følgende parametre er oppgitt:

$$VV_u = 0,05 \text{ EUR}/m^3$$

$$P_{u,h} = 60 \text{ MW}$$

$$P_{max,u} = 80 \text{ MW}$$

$$P_{min,u} = 15 \text{ MW}$$

$$P_{min,aFRR} = 10 \text{ MW}$$

$$P_{vol,ned,u} = 20 \text{ MW}$$

$$P_{vol,ned,tot} = 40 \text{ MW}$$

$$VA_u = 700 \text{ m}$$

$$VA_{ref} = 710 \text{ m}$$

$$P_{aFRR,ned} = -15 \text{ MW hele timen}$$

$$K_{1,u} = 4,8e-5$$

$$K_{2,u} = 0,15$$

$$K_{3,u} = 0,19$$

Kostnad av vannforbruk:

$$\tau = \frac{700m}{710m} = 0,986 \quad (5.10)$$

Fra Likning 5.9:

$$v_{ned} = \frac{20MW}{40MW} = 0,5 \quad (5.11)$$

Effekten som skal være input i beregning av vannforbruk er basert på Likning 5.7:

$$P_{u+aFRR} = 60MW + 0 - 0,5 \cdot 15MW = 52,5MW \quad (5.12)$$

Finner deretter vannforbruk ved å benytte Likning 5.6:

$$Q_u = \sum_1^{60} \frac{(4,8e - 5 \cdot 52,5^2 + 0,15 \cdot 52,5 + 0,19)m^3/s}{60MW} * 0,986 * 60 = 484,95m^3/h \quad (5.13)$$

Kostnaden blir dermed:

$$C_{aFRR,h,u} = 29097m^3/h \cdot 0,05EUR/m^3 = \underline{1454,85EUR/h} \quad (5.14)$$

Altså er kostnaden for timen lik 1454,85 EUR.

5.4 Beregning av optimal kombinasjon

I dette delkapittelet beskrives optimeringsmodellen nærmere. Programmeringsspråket som blir benyttet er Python. Modellen formuleres som et dynamisk programmeringsproblem, der hver time representerer ett trinn. Det eksisterer ikke noen overgangskostnad mellom trinnene. En fordel med denne metoden er at det er en fleksibel metode som stiller få krav med hensyn til problemets konveksitet, og restriksjoner som gjelder for alle trinn kan enkelt legges til.

Til å begynne med ble en liste over mulige kombinasjoner for plassering av beredskapsvolumet opprettet. Hvert element var en vektor med lengde lik to multiplisert med antallet enheter. Den første halvdel av elementene i vektoren inneholdt verdier for oppreguleringsvolum ved hver enhet, mens den siste halvdel inneholdt verdier for nedreguleringsvolum.

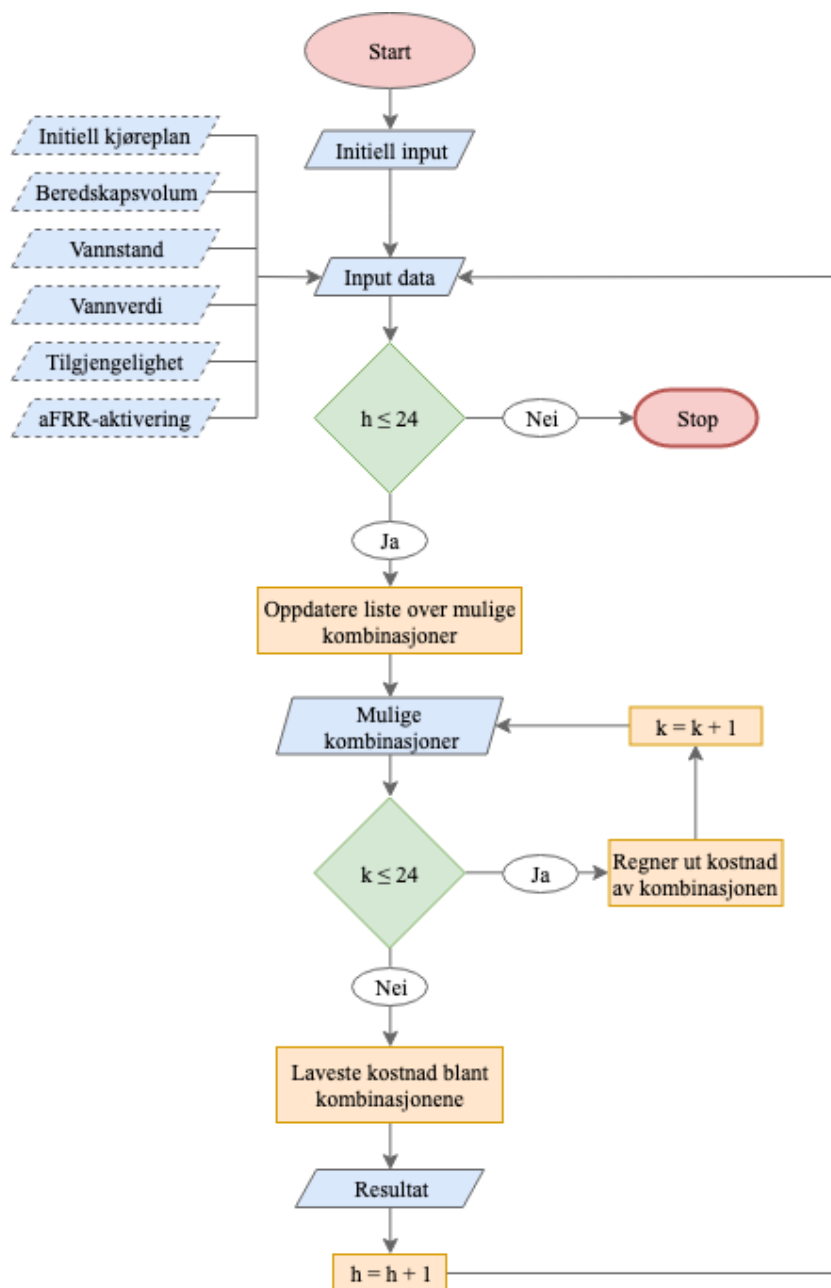
Det første kravet til hvert av elementene i denne listen var at summen av oppreguleringsvolum og nedreguleringsvolum skulle være lik summen av totalt volum for henholdsvis oppregulering og nedregulering i kontrakten. Elementene skulle også være delelige med 5 MW basert på at det vil ha liten effekt å dele de i mindre bolker enn dette. Samt at liknende regel gjelder for bud i regulerkraftmarkedet. Videre skulle kun ett magasin ved hvert kraftverk være mulig å produsere fra av gangen, men ved ett kraftverk kunne magasin byttes mot et annet uten at dette fikk konsekvenser for effekt. Dette er en antakelse som er gjort i dette studiet. Om flere magasin kan produseres fra ved ett kraftverk avhenger av hvordan kraftverket er strukturert med hensyn til rørgate fra magasinene.

Dersom et kraftverk ikke hadde kapasitet til det totale volumet for både opp- og nedregulering ble elementet slettet fra listen. For hvert trinn, hver time, ble så kostnaden av hver kombinasjon beregnet, laveste kostnad ble funnet og kombinasjonen og oppdatert kjøreplan ble returnert.

Modellen startet altså med å lese inn data som kjøreplanene, vannstandene og vannverdiene. Dersom h ikke var siste time i perioden, ble det, for time h , gjort oppdatering i listen over mulige kombinasjoner med hensyn til tilgjengeligheten. Tilgjengeligheten kunne variere mellom hver time, og det var derfor nødvendig å sjekke at elementer i listen ikke inneholdt beredskapsvolum ved utilgjengelige enheter.

For hver kombinasjon, k , i listen ble kostnaden beregnet ved bruk av likning 5.5. Dette ble så gjentatt for neste k helt til kostnaden av alle mulige kombinasjoner var beregnet. Den laveste kostnaden var resultatet for timen, h , og laveste kostnad i neste time ble beregnet på samme måte helt til hver time i perioden var løst.

Beregningsprosessen er illustrert i Figur 5.1. Her vises de trinnvise beregningene av hvordan optimal fordeling av det totale beredskapsvolumet ble gjort. I beregningen av kostnad for hver kombinasjon eksisterte det en rekke restriksjoner som beskrives nærmere i Kapittel 5.4.1.



Figur 5.1: Flytskjema for optimering av plassering av effektreserve.

5.4.1 Kostnad av kombinasjon

Det ble innført restriksjoner som følge av de fysiske grensene til kraftverkene. I tillegg til en vurdering av om produksjonsplan skulle justeres for å ha tilstrekkelig med tilgjengelig kapasitet.

Justering av effekt

Enhetene hadde grenser for høyeste og laveste kjørbare effekt, henholdsvis $P_{max,u}$ og $P_{min,u}$, og grenser om høyeste og laveste effekt ved aFRR-aktivering, henholdsvis $P_{max,aFRR,u}$ og $P_{min,aFRR,u}$, for enhet u . Effekt planlagt for kjøring sammen med beredskapsvolumet ved enheten skulle ikke overskride aFRR-grensene. Grensene var avhengige av kraftverkets aggregat, og enheter som omfattet samme turbin hadde derfor de samme grensene.

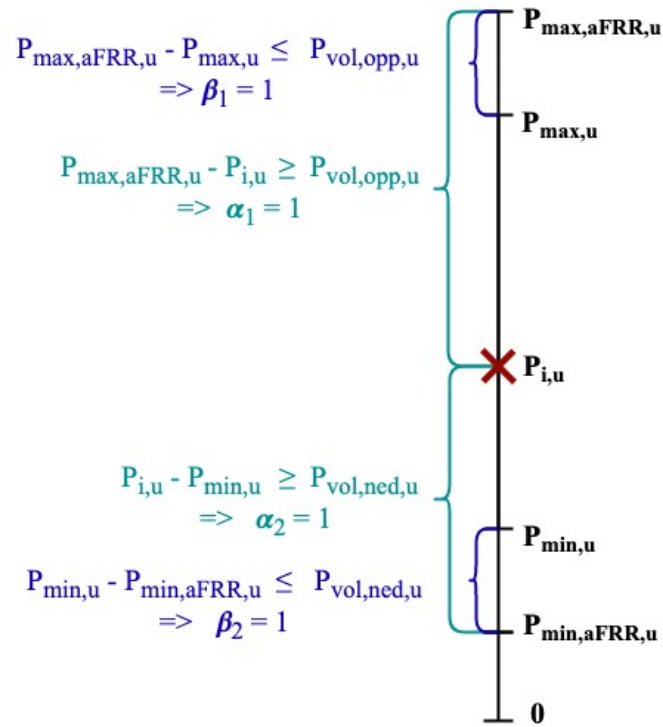
For hver kombinasjon, k , ble det vurdert om kjøreplan måtte justeres. Ved null initiell produksjon og ingen reserve plassert ved enhet u ble produksjonsplan beholdt lik null. Dersom det derimot var plassert volum ved enheten, måtte kjøreplanen justeres. Kjøreplanen måtte også justeres dersom initiell produksjon ikke hadde tilstrekkelig effekt tilgjengelig for opp- eller nedreguleringsvolumet.

α_2 kontrollerte initiell produksjon, $P_{i,u,h}$, og var lik 1 dersom minus beredskapseffekt ved kraftverket, $P_{vol,ned,u}$, var større enn eller lik minimums aFRR-effekt, $P_{min,aFRR,u}$. Initiell produksjon, $P_{i,u}$, pluss beredskapseffekt opp ved kraftverket, $P_{vol,opp,u}$, skulle også være mindre enn eller lik høyeste aFRR-effekt, $P_{max,aFRR,u}$, da var α_1 lik 1.

β_1 og β_2 ble opprettet for å bestemme justert kjøreplan dersom dette ble nødvendig. Kjørende effekt måtte være innenfor intervallet $[P_{min,u}, P_{max,u}]$, og inkludert beredskapsvolumet måtte produksjon være innen intervallet $[P_{min,aFRR,u}, P_{max,aFRR,u}]$. β_1 eller β_2 ble kun benyttet dersom henholdsvis α_1 eller α_2 var 0. Det vil si at initiell produksjon pluss beredskapseffekt opp eller ned var henholdsvis mindre enn minste aFRR-effekt eller større enn høyeste aFRR-effekt.

Dersom både α_1 og α_2 var 1, var det altså nok tilstrekkelig effekt tilgjengelig for beredskapsvolumet både ved opp- og nedregulering. I så tilfelle ble initiell kjøreplan beholdt. Hvis det derimot ikke var tilstrekkelig effekt tilgjengelig ble kjøreplanen justert i henhold til om β_1 og β_2 var 1 eller 0. Dersom det er oppreguleringsvolum som vurderes, og dersom α_1 var 0 og β_1 var lik 1, vil det altså si at differansen mellom maks effekt ved aFRR-kjøring og maks effekt ved normalkjøring, var mindre enn eller lik beredskapsvolumet for oppregulering ved enheten. Da ble produksjonsplanen justert til maksimal aFRR-effekt minus beredskapsvolumet. Dersom β_1 var 0, differansen mellom aFRR-maks og kjørbare maks var større enn beredskapsvolumet, ble produksjonsplan justert til maksimal kjørbare effekt.

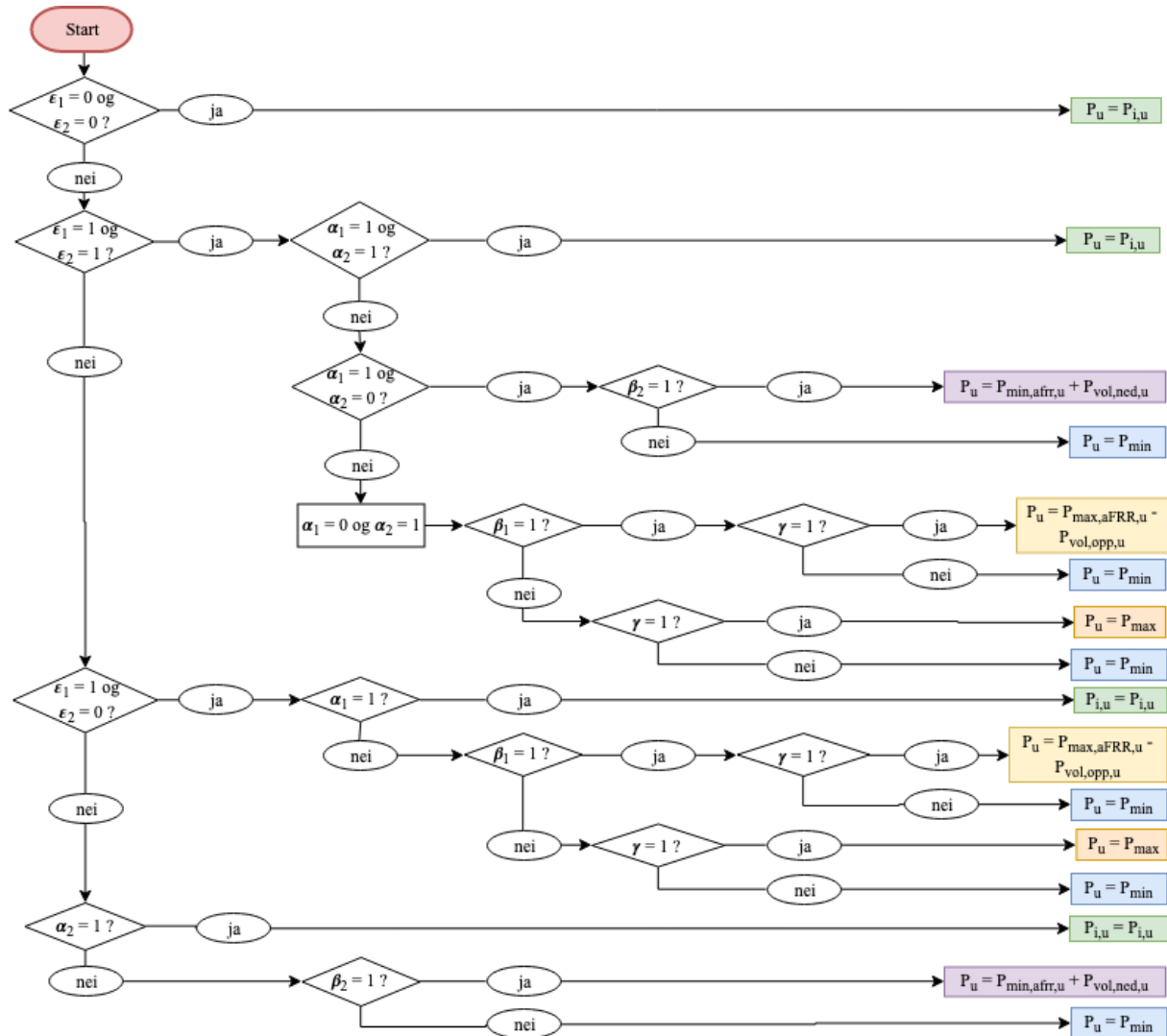
I Figur 5.2 er de binære variablene α og β illustrert.



Figur 5.2: Forklaring av α og β .

γ ble, som nevnt i Kapittel 5.1.4, innført for å kontrollere om initiell kjøreplan er større enn 0. ϵ_1 og ϵ_2 kontrollerte om det, ved enhet u i kombinasjon k , ble holdt av beredskapsvolum for henholdsvis opp- eller nedregulering. Dersom både γ , ϵ_1 og ϵ_2 var null ville kjøreplan bli beholdt lik null. Dersom γ var null, men ϵ_1 eller ϵ_2 var 1, så måtte kjøreplan justeres. Det er da antatt at kraftprodusenten på grunn av dårlig spotpris har valgt å ikke produsere ved enheten. På bakgrunn av dette ble så produksjon justert opp til minste kjørbare effekt, pluss beredskapsvolumet for nedregulering. Dette ble gjort selv om det kunne medføre produksjon på dårlig virkningsgrad.

Utfyllende krav til når og hvordan kjøreplanen ble justert er beskrevet i Figur 5.3. For hver mulige kombinasjon ble effekten justert dersom noe av beredskapsvolumet var lagt til enheten og grensene ved enheten ble overskredet.



Figur 5.3: Flytskjema for beregning av justert effekt.

aFRR-aktivering

Aktiveringen av aFRR hver time ble som nevnt antatt lik aktiveringen i Figur 3.2. Total effekt for hvert minutt i timen h , var produksjonsplan den timen pluss aktivert effekt det minuttet. Totalt sett var det altså noe nedregulering og noe oppregulering i løpet av hver time i perioden. Vannforbruket ble beregnet med utgangspunkt i at det ble produsert samme effekt i ett minutt, og ved å summere vannforbruket i alle minuttene i time h . Dette ble gjort som beskrevet i Kapittel 5.2.

Kapittel 6

Resultater

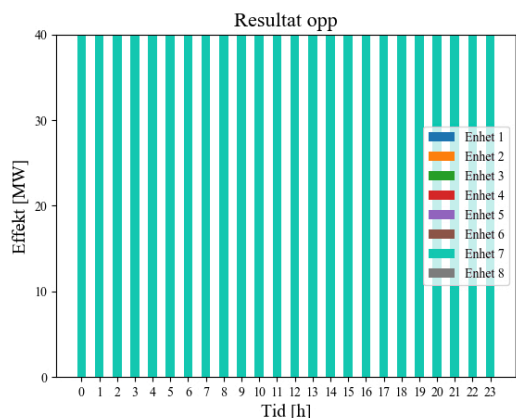
Dette kapitlet vil ta for seg resultatene fra eksempelstudiet som ble introdusert i Kapittel 4. Først, i Kapittel 6.1, presenteres resultatene basert på metode som beskrevet i Kapittel 5. Videre, i avsnitt 6.2, presenteres resultater for en evaluering av modellen. Dette inkluderer avsnitt 6.2.1 der produksjonsplanen og kostnaden dersom to andre tilfeller av aFRR-aktivering og beredskapsvolum er inputverdier i modellen. Det ble sjekket hvordan kostnaden ble endret av å ikke inngå avtalen om beredskapsvolum, beholde initiell kjøreplan, og kostnad og eventuell endring i produksjonsplan dersom det skulle holdes av beredskapsvolum, men aFRR-aktivering var null. Da reflekterte endringen i kjøreplanen og i kostnaden kun virkningen av å justere initiell kjøreplan.

Avsnitt 6.2.2 presenteres resultatene fra beregning av kostnad ved diverse utfall for aFRR-aktiveringen etter at modellen har beregnet den optimale kombinasjonen for plassering av beredskapsvolumet. Dette er også gjort for å kunne gjøre en evaluering av modellen.

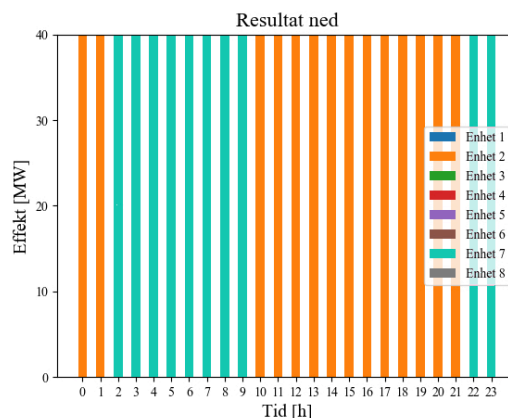
6.1 Resultat

I dette delkapitlet presenteres resultatet for kjøring av modellen med inputverdier fra 13.01.2019. Totalt oppreguleringsvolum var til 40 MW, og samme verdi for nedreguleringsvolumet.

Optimal kombinasjon av plassering av opp- og nedreguleringsvolumet er illustrert i henholdsvis Figur 6.1 og 6.2.



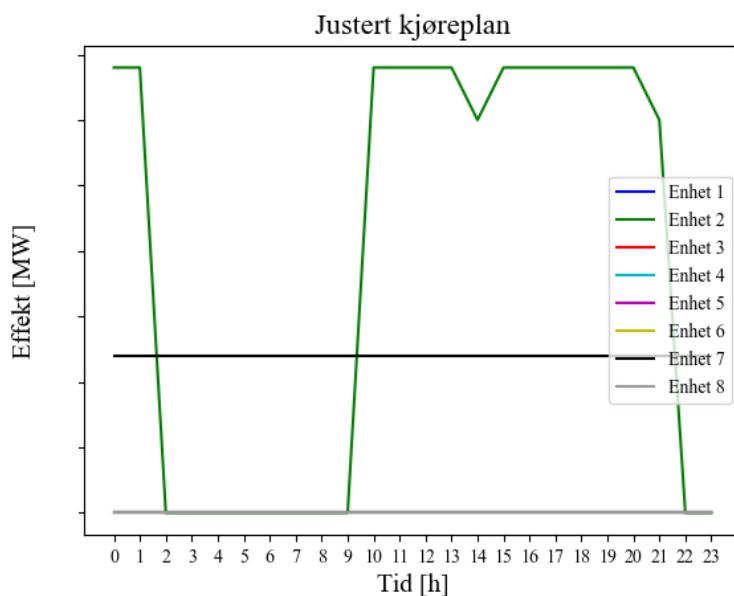
Figur 6.1: Beredskapsvolum oppregulering.



Figur 6.2: Beredskapsvolum nedregulering.

Volumet for oppreguleringen ble plassert ved Enhet 7 hele perioden, mens volumet for nedreguleringen ble fordelt mellom Enhet 2 og Enhet 7. Hele volumet ble plassert ved Enhet 2 i time nr. 0 til 1 og time 10 til 21, og ved Enhet 7 i time 2 til 9 og 22 til 23.

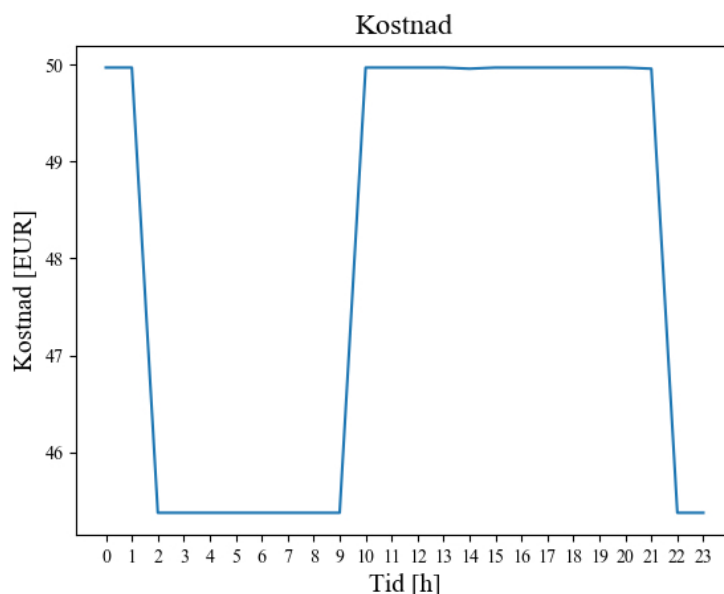
Resultatet for kjøreplan er illustrert i Figur 6.3.



Figur 6.3: Justert kjøreplan.

Som figuren viser ble den initielle kjøreplanen, med hensyn til effekt, beholdt gjennom hele perioden. En justering modellen gjorde var at Enhet 6 ble byttet ut med Enhet 7. Enhet 7 produserer konstant energi alle timene, og enhet 2 produserer noe høyere på det høyeste og 0 MW i timene 2 til 9 og time 22 til 23.

Kostnad av optimal kombinasjon for perioden er vist i Figur 6.4.



Figur 6.4: Kostnad ved optimal plassering av beredskapsvolum, med 0 aktivering av aFRR.

Kostnaden av vannforbruket basert på input for 13.01.2019 ga en gjennomsnittskostnad lik 48,1 EUR/MWh. I time 0 til 1 og 10 til 21 var kostnaden 50,0 EUR/MWh. I time 2 til 9 og 22 til 23 var kostnaden 45,4 EUR/MWh.

6.2 Evaluering av modellen

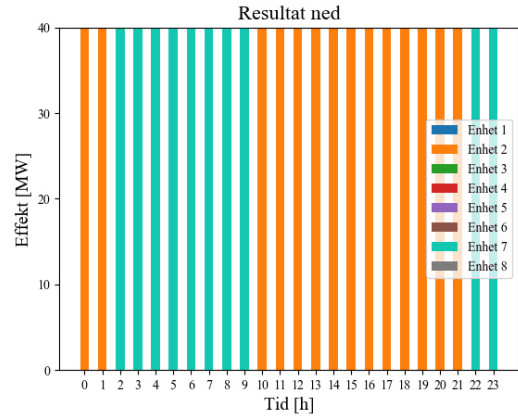
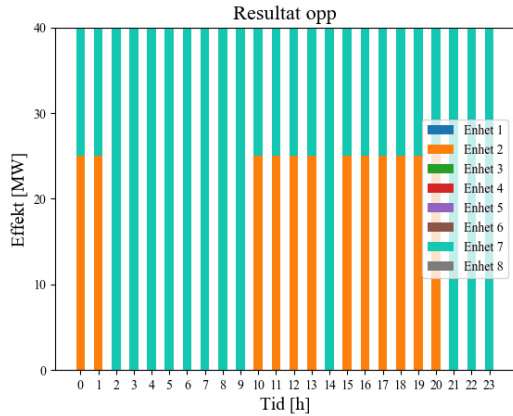
I dette delkapittelet presenteres noen resultater som er produsert for å kunne gjøre en evaluering av optimeringsmodellen.

6.2.1 Endret aFRR-aktivering og beredskapsvolum

Samme beredskapsvolum, men ingen aFRR-aktivering.

Modellen ble benyttet i en situasjon med samme beredskapsvolumet, men med null aktivering av aFRR som inputverdi. Dette ble gjort for å gjøre det mulig å sammenlikne med resultatene fra forrige avsnitt, 6.1.

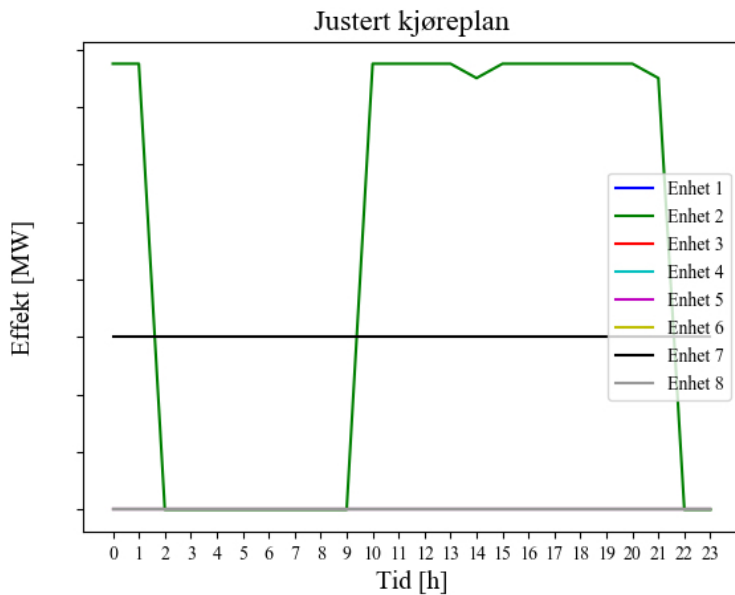
Figur 6.5 og 6.6 viser resulterende plassering av beredskapsvolumet i dette tilfellet.



Figur 6.5: aFRR-plassering, uten aktivering. **Figur 6.6:** aFRR-plassering, uten aktivering.

Plassering av nedreguleringsvolumet ble det samme, men for oppreguleringsvolumet ble noen av timene endret. Enhet 7 hadde hele volumet alle timene, men her deles her volumet mellom Enhet 2 og Enhet 7, i timene 0 til 1, 10 til 13 og 15 til 20.

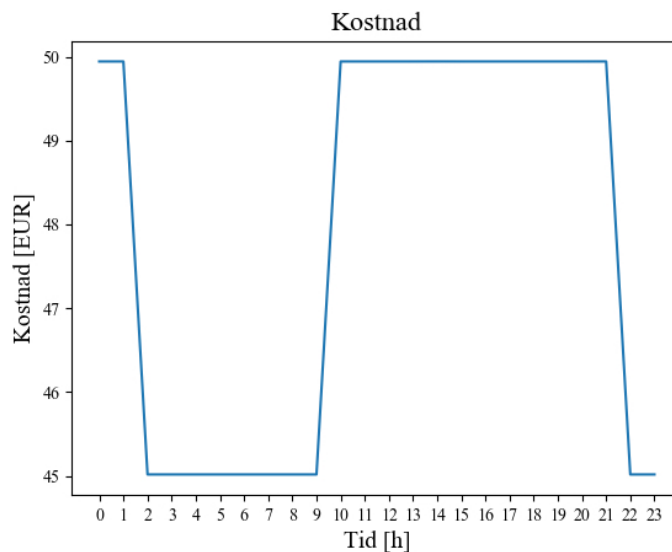
I Figur 6.7, vises resultatet for produksjonsplan i tilfellet med kjøring av modellen med beredskapsvolum, men uten aFRR-aktivering.



Figur 6.7: Justert kjøreplan ved 0 aFRR-aktivering.

Spotplanen har her blitt justert noe ned for enhet 2 i timene med høyest produksjon, time- ne 0 til 1, 10 til 13 og 15 til 20, som er samme timene som hadde endring av plasseringen av beredskapsvolumet for oppregulering.

Kostnad ved den optimale plasseringen i dette tilfellet er illustrert i Figur 6.4.

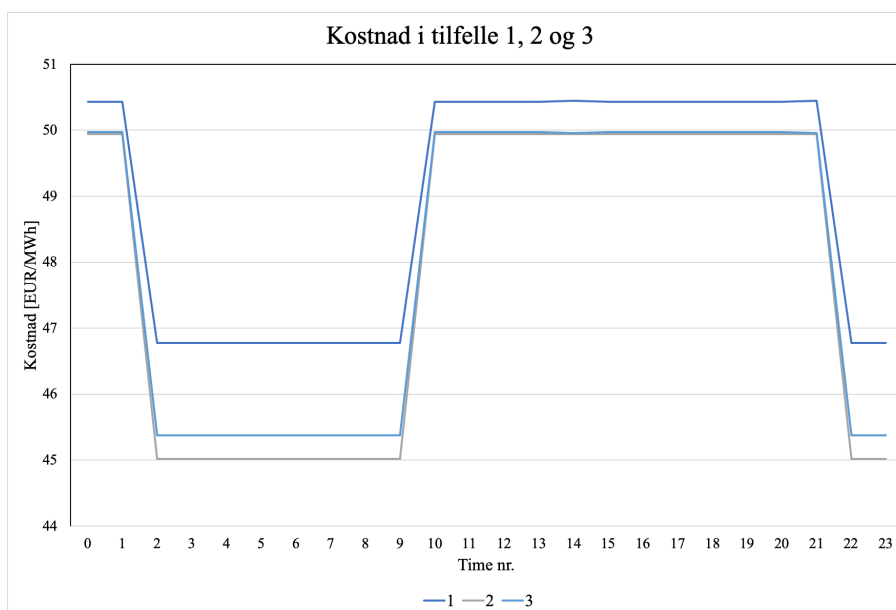


Figur 6.8: Kostnad ved 0 aFRR-aktivering.

Høyeste kostnad ble 49,9 EUR/MWh, og laveste kostnad ble 45,02 EUR/MWh. Det er noe lavere enn kostnad ved opprinnelig kjøring av modellen.

Initiell plan, ingen beredskap og ingen aFRR-aktivering

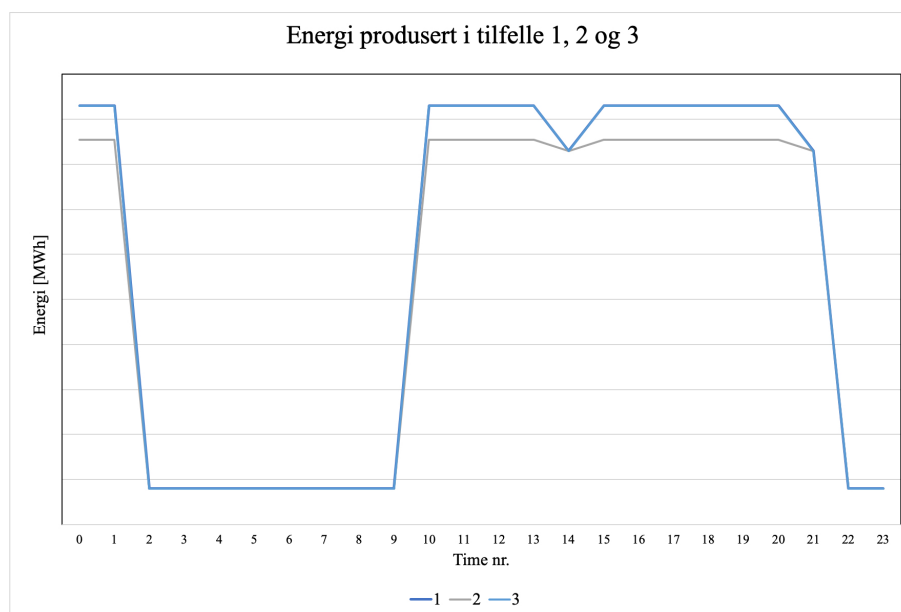
Modellen ble også kjørt uten beredskapsvolum og uten aFRR-aktivering. Kostnaden av dette er illustrert i Figur 6.9. Produksjonsplanen er lik initiell produksjonsplan som ble vist i Figur 4.5.



Figur 6.9: Sammenlikning kostnader ved tilfelle 1, 2 og 3.

I Figur 6.9 er kurve 1 kostnaden ved initiell kjøreplan, null beredskap og null aktivering av aFRR, kurve 2 er kostnaden ved reservasjon av beredskapsvolum, men uten aFRR-aktivering, og kurve 3 er kostnaden ved den opprinnelige kjøringen av modellen. Da var beredskapsvolumet 40 MW for oppregulering og 40 MW for nedregulering og aktivering av aFRR var basert på et gjennomsnitt.

Figur 6.10 viser energien som produseres, før eventuell aktivering av aFRR, i tilfelle 1, 2 og 3.



Figur 6.10: Energi produsert før eventuell aktivering av reserve i tilfelle 1, 2 og 3.

I tilfelle 1 og 3 produseres like mye energi hver time hele perioden, mens i tilfelle 2 produseres det noe mindre.

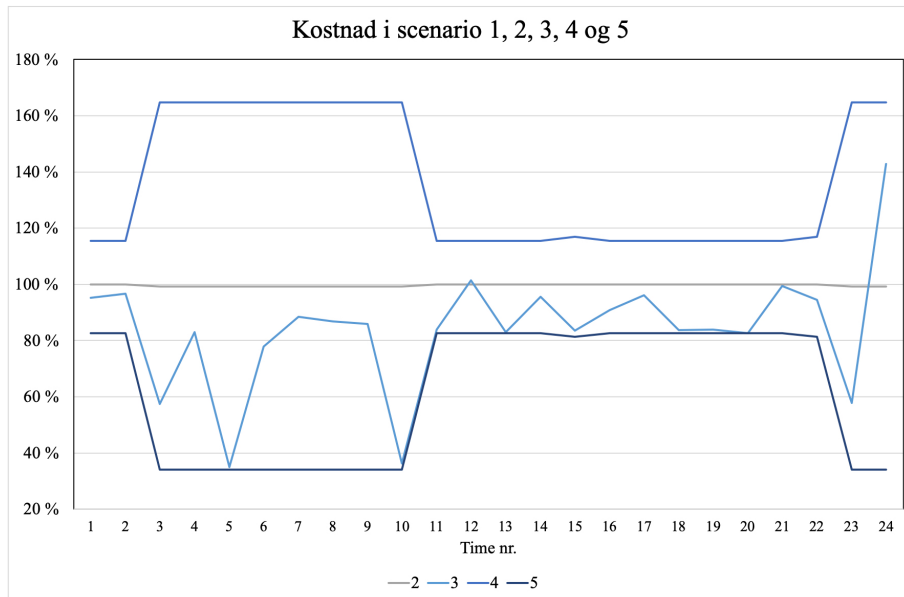
6.2.2 Endret kostnad ved annen aFRR-aktivering enn antatt i modell.

Kostnaden av fire ulike scenarier for aFRR-aktiveringen ble estimert. Dette ble gjort som et trinn i å vurdere hvor godt modellen tar høyde for potensiell kostnad.

Plasseringen av beredskapsvolumet er beholdt slik den ble funnet i opprinnelig kjøring av modellen, som presentert i avsnitt 6.1. aFRR-aktiveringen ble endret for hvert scenario og kostnad ble beregnet.

Scenario nr. 1 er resultatet av opprinnelig kjøring av modellen, fra avsnitt 6.1. Scenario 2 har aktivering basert på sannsynlighetsfordelingen, som ble vist i Figur 3.8. Aktiveringen i scenario 3 er den aktiveringen som faktisk ble aktivert den dagen, fra data fra samarbeidsbedrift. Videre er aktivering i scenario 4 og 5 henholdsvis 40 og -40 MW hele perioden.

Figur 6.11 er kostnaden ved scenario 2 til 5 illustrert i prosent av kostnaden ved scenario 1.



Figur 6.11: Kostnad i prosent av scenario 1 for scenario 2 til 5.

Scenario 2 ligger omtrent likt som scenario 1. Scenario 4 ligger med en forskjell fra scenario 1 på opptil 65 %, og scenario 5 har en maks forskjell fra scenario 1 på 66 %. Den faktiske aktiveringen, scenario 3, ser ut til å inkludere mye nedregulering, og dermed mindre vannforbruk per MW ettersom metoden har vært å beregne kostnad per MWh produsert etter planen.

Beregninger av kostnaden for ett scenario med null aktivering ga tilsvarende resultat som scenario 2.

Kapittel 7

Diskusjon og konklusjon

7.1 Diskusjon

Optimal kombinasjon for beredskapsvolumet var å benytte kraftverkene som det initielt var planlagt produksjon fra, Kraftverk 2 og 3. Og produksjonsplan beholdes ved kraftverkene i initiell kjøreplan. Dette tyder på at virkningsgrad sammen med vannverdi ved kjørende kraftverk ga lavere kostnad enn å også produsere ved Kraftverk 1. Dersom beredskapsvolum skulle plasseres ved Kraftverk 1, ville virkningsgraden være dårlig. Dette som følge av forutsetningen om at plassering ved kraftverk, som initielt hadde null produksjon, ble oppjustert til lavest mulige produksjon. Kraftverk 1 hadde også høyere vannverdi enn Kraftverk 2 og 3, som kanskje har hatt mest å si for case-resultatene. Ved ett av kraftverkene var det mindre kostbart å benytte et annet magasin, modellen flyttet dermed produksjon fra Enhet 6 til Enhet 7. Ettersom vannverdien var lik for alle magasinene ved hvert kraftverk, og enhetene 6 og 7 består av samme aggregat, må kostnadsforskjellen i hovedsak komme av forskjellen i vannstand. Vannstanden var høyere ved Enhet 7 og kan derfor gi en høyere virkningsgrad ved denne enheten sammenliknet med Enhet 6.

Det ble gjort en antakelse om at kraftprodusent ønsker å produsere minste mulige effekt ved en enhet, dersom initiell produksjon var lik 0 og effektvolum var plassert ved enheten. Antakelse ble gjort fordi det var antatt at spotpris da var lavere enn vannverdi, og kraftprodusenten ønsker å holde igjen produksjon. I realiteten ville en kanskje heller ønske å produsere i bestpunkt. For eksempel hvis det ikke er særlig stor forskjell på vannverdi og spotpris. Dette avhenger også av egenskapene til kraftverket i henhold til grenser, virkningsgrad- og vannforbrukskurve. Virkningen av å legge produksjon så lavt som mulig er produksjon på dårlig virkningsgrad hvilket vil medføre høyere kostnad per MWh. Dette spiller også inn som grunn til at en slik løsning sannsynligvis hurtig blir vurdert som dyrere enn å legge produksjonen til et allerede kjørende kraftverk.

7.1.1 Problemstørrelse

Modellen utviklet i denne avhandlingen vil i teorien kunne benyttes for et større antall enheter enn det som er gjort her. En begrensning ved å bruke denne modellen er likevel tiden modellen bruker på å komme frem til optimal løsning. Ved et høyere antall enheter vil beregningstiden øke eksponentielt. Modellen anses derfor å fungere best til bruk for optimering av få enheter.

Tidsrommet modellen er benyttet for kan også forlenges, men problemet er at beregningstid, også her, er begrensende. En kraftprodusent er avhengig av en god prognose for spotprisen for at initiell plan skal være optimal. Avhengig av om prognosen og initiell produksjonsplan er god kan modellen fra denne avhandlingen benyttes for en lengre periode frem i tid. Et begrensende element er antakelsen om konstant vannverdi og vannstand over hele perioden. Dette kan ansees som tilnærmet konstant over en periode på opptil en uke, men ved lengre perioder må prognoser for også disse elementene legges inn.

7.1.2 aFRR-antakelse

Å benytte gjennomsnittlig variasjon av aFRR-aktivering gjennom en time, slik det gjøres i modellen, vil gjøre at modellen kan beregne en estimert kostnad inkludert aktivering. Dette er gitt at trender for aktivering ikke endrer seg stort. Men en høy usikkerhet i hvordan aktiveringen faktisk blir, gjør det vanskelig å beregne hva kostnaden inkludert aktiveringen av aFRR blir. Dette kunne en se fra Figur 3.4, 3.5 og 3.6 der det ble vist at sannsynligheten for aktivering var høy, men at sannsynligheten for opp- eller nedregulering var omtrent like stor. En kan benytte seg av mer avanserte prognoser for å vite med en litt større sannsynlighet hva aktiveringen vil være, men tidligere studier har vist at dette er svært vanskelig å si noe om.

Gjennomsnittet som ble benyttet i modellen bidrar til å inkludere virkningen av produksjon på dårligere eller bedre virkningsgrad. Figur 6.9 viser at kostnaden ved å holde av beredskapsvolum og ved aktivering som er større enn null, er lavere enn kostnaden av initiell produksjonsplan uten aktivering. Dette forekommer i alle timer i perioden, og kan forklares med at Enhet 6 blir erstattet av Enhet 7. I tillegg kunne det hende at aktiveringen av aFRR hadde gjort at en produserte på bedre virkningsgrad, altså at forbruket av vann var mindre per MW. Ettersom snittverdien i aFRR-aktiveringen hver time er rett over null, og maksimum og minimum er henholdsvis cirka 15 og -15 MW, ansees dette som å ikke ha såpass stor innvirkning på kostnadsberegningen som utgår av Figur 6.9. Kurve 2 hadde enda lavere kostnad, noe som kan forklares med at produksjonsplanen er endret sammenliknet med tilfelle 3. Høyeste effekt i kjøreplanen for tilfelle 2, i Figur 6.7, er noe lavere enn ved tilfelle 3. Denne effekten ser ut til å ha hatt merkbar betydning for virkningsgraden.

Kostnaden av de forskjellige scenarioene som ble vist i Figur 6.11 illustrerer den store variasjonen i utfallet av aFRR-aktivering. Figuren viste hva laveste og høyeste mulige kostnad kunne bli, etter å ha valgt plassering av beredskapsvolumet til å være den optimale plassering som ble beregnet i modellen. For å vurdere hvilket utfall for aFRR-aktivering

som er mest optimal vil det være nødvendig å se på regulerkraftprisen også. Denne avhandlingen inkluderer ikke dette temaet. Det man kan lese ut ifra sammenlikningen av kostnader, er at å anta null aktivering av aFRR ville gitt omtrent lik kostnad som å benytte aktiveringen med variasjon gjennom timen, Figur 3.2. Det er viktig å presisere at kostnaden som ble regnet ut i denne avhandlingen ikke reflekterte reell kostnad, men var en relativ kostnad som kunne benyttes for å optimere plasseringen av reservevolumet.

Reell aktivering hadde en større variasjon av aktivering mellom timene, samt flere verdier opp mot totalt beredskapsvolum. Noen timer var aktiveringen på -40 hele timen, mens andre timer svingte mer.

7.2 Konklusjon

Enhet 7 ble funnet som den minst kostbare enheten å holde av beredskapsvolum ved, for oppregulering i caseperioden. Store deler av volumet for nedregulering ble også plassert her. I time nummer 0 til 1 og 10 til 21 var Enhet 2 den mest optimale enheten å holde av nedreguleringsvolumet ved. Initiell spotplan hadde mye å si for resultatet. Videre hadde også vannverdi og vannstand stor betydning. Vannstanden hadde mye å si for virkningsgrad og ble derfor avgjørende for valg av magasin ved ett av kraftverkene.

Det er vist at modellen utviklet i forbindelse med denne avhandlingen kan optimere plassering av sekundærreserver gitt en forutsetning om at initiell produksjonsplan er god. Det er også gjort andre antakelser og forenklinger. Å benytte et gjennomsnitt av variasjonen i aFRR-aktivering, i løpet av en time, basert på historiske data viste seg å ha liten innvirkning på resultatet. En timesaktivering lik 0 MW kunne sammenliknes med det som ble gjort i modellen.

Modellen har tatt utgangspunkt i beregninger for ett døgn og åtte enheter, men kan benyttes for større systemer enn dette. Det vil da kreve en lengre beregningstid og eventuelt justering av noen av inputverdiene.

Som en del av den komplekse optimeringen av produksjonsplanlegging av vannkraft, kan denne modellen implementeres for mer lønnsom håndtering av aFRR, eller FCR.

7.3 Forslag til videre arbeid

I denne avhandlingen er det utarbeidet en modell for optimering av levering av effekt til reservemarkedet. Modellen har, basert på forutsetningene, funnet optimal plassering av effekt for aktivering. En grundigere evaluering av modellen vil være nødvendig før den eventuelt kan benyttes. Det vil da være nyttig å teste modellen for andre inputverdier og for andre eksempler.

7.3.1 Analyse av aFRR-aktivering

En mer omfattende analyse av aFRR-aktiveringen vil også være nyttig å utføre. En mulighet er å analysere variasjonen i volumet som aktiveres gjennom et døgn, en uke eller ett år. Dette studiet inkluderte kun analyse av om reserver ble aktivert opp eller ned, ikke hvor mye de ble aktivert. En mer grundig analyse av dette vil kunne bidra til en annen inputverdi for aFRR-aktivering i modellen, og kan gi en bedre modellering av hva kostnad vil være. Basert på andre studier og resultater fra denne avhandlingen virker det derimot som gode prognoser for aFRR er vanskelige å lage.

7.3.2 Totalt produsert energi før og etter justering av spotplanen

Markedet er, som nevnt, satt sammen på en slik måte at dersom kraftprodusenten produserer mindre effekt enn det som er solgt i spotmarkedet, så vil det medføre en kostnad. Denne kostnaden ble ikke inkludert her. I realiteten ville kraftprodusenten plassert produksjonsendringen til et annet kraftverk og unngå denne ekstra kostnaden. Eventuelt forsøke å selge energien i intradag- eller balansemarkedet. Ettersom den initielle planen benyttet som input i modellen hovedsakelig er produksjon planlagt til spotmarkedet så ville det hatt stor betydning å innføre krav om at totalt produsert energi skal være den samme før og etter justering av spotplanen. Det vil si at effekt som justeres opp eller ned ved et kraftverk må plasseres ved ett av de andre kraftverkene. Justeringen av produksjon kan i prinsippet også håndteres i intradag- eller balansemarkedet.

7.3.3 Start- og stoppkostnader

Det er ikke tatt høyde for start- og stoppkostnader i denne avhandlingen. Dersom dette er av betydelig størrelse vil det være nyttig å implementere. Det vil i så tilfelle være enda mindre sannsynlig at den optimale løsningen blir å starte et kraftverk som ikke kjører. Start- og stoppkostnader kan implementeres som overgangskostnader mellom trinnene i modellen. Initiell kjøreplan i eksempelet i dette studiet inkluderte stopp og start av ett av kraftverkene. Å inkludere start- og stoppkostnader kunne derfor hatt betydning dersom de var av betydelig størrelse.

Referanser

- [1] G. Doorman. *Hydro Power Scheduling*. Kursmateriale for ELK15, Institutt for elkraftteknikk, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. 2018.
- [2] Ellen Krohn Aasgård mfl. «Hydropower bidding in a multi-market setting». I: *Energy Systems* (2018), s. 1–23.
- [3] Hans H. Faanes mfl. *TET4135 Energy Systems Planning and Operation*. Kompendium. Jan. 2016.
- [4] Nils Flatabø mfl. «Short-term and medium-term generation scheduling in the Norwegian hydro system under a competitive power market structure». I: *EPSOM'98 (International Conference on Electrical Power System Operation and Management), Switzerland*. 1998.
- [5] Stein-Erik Fleten og Trine Krogh Kristoffersen. «Stochastic programming for optimizing bidding strategies of a Nordic hydropower producer». I: *European Journal of Operational Research* 181.2 (2007), s. 916–928.
- [6] NordPool. *Intraday market*. Internett. Lastet ned: 03.12.2018. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>.
- [7] Olje- og Energidepartementet. *Fakta 2015 Energi- og vannressurser i Norge*. 2015.
- [8] Narayana Prasad Padhy. «Unit commitment-a bibliographical survey». I: *IEEE Transactions on power systems* 19.2 (2004), s. 1196–1205.
- [9] Asgeir Petersen-Overleir. *Vannstand - vannføring relasjon i naturlige elver*. Lastet ned: 17.06.2019. Des. 2009. URL: https://www.smhi.se/polopoly_fs/1.8909!/08_Asgeir_Petersen-Overleir.pdf.
- [10] Einar Johan Ruud. «Beslutningsstøtte med kontinuerlig virkningsgradsmåling i vannkraftverk». Masteroppg. NTNU, 2017.
- [11] Sintef Energi. *SHARM*. Internett. Lastet ned: 18.06.2019. URL: <https://www.sintef.no/programvare/sharm/>.
- [12] Jon Harald Skaare. «Regulering av turbiner i vannkraftverk. - En litteraturstudie». Masteroppg. Norwegian University of Life Sciences, Ås, 2014.
- [13] Statnett. *Om regulerkraftmarkedet*. Internett. Lastet ned: 28.10.2018. Mar. 2014. URL: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/RKOM1/Om-regulerkraftmarkedet-RKM/>.
- [14] Statnett. *Sekundærreserver*. Lastet ned: 05.10.2018. Aug. 2017. URL: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/sekundærreserver/>.
- [15] Statnett. *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021*. Internett. Lastet ned: 16.11.2018. 2017. URL: http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Hoved_Systemdrift_N_lores_enkeltsider.pdf.

- [16] Statnett. *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i sekundærreserve-markedet*. Internett. Lastet ned: 16.11.2018. 2018. URL: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Vilk%5C%C3%5C%A5r%5C%20for%5C%20sekund%5C%C3%5C%A6rreserver,%5C%20aFRR,%5C%20gjeldende%5C%20fra%5C%205.3.2019.pdf>.
- [17] Gregory Steeger, Luiz Augusto Barroso og Steffen Rebennack. «Optimal bidding strategies for hydro-electric producers: A literature survey». I: *IEEE Transactions on Power Systems* 29.4 (2014), s. 1758–1766.
- [18] Store norske leksikon. *Francisturbin*. Lastet ned: 27.02.2019. Feb. 2019. URL: <https://snl.no/francisturbin>.
- [19] Store norske leksikon. *Peltonturbin*. Lastet ned: 27.02.2019. Feb. 2019. URL: <https://snl.no/peltonturbin>.
- [20] Voith. *Francis turbines*. Internett. Lastet ned: 27.02.2019. URL: <http://voith.com/corp-en/turbines-generators/turbines/francis-turbines.html>.
- [21] Voith. *Pelton turbines*. Internett. Lastet ned: 27.02.2019. URL: <http://voith.com/corp-en/turbines-generators/turbines/pelton-turbines.html>.

Tillegg A

Resultater

A.1 Beredskapsplassering opp

Time	Enhet							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0	0	0	0	0	0	0	40	0
1	0	0	0	0	0	0	40	0
2	0	0	0	0	0	0	40	0
3	0	0	0	0	0	0	40	0
4	0	0	0	0	0	0	40	0
5	0	0	0	0	0	0	40	0
6	0	0	0	0	0	0	40	0
7	0	0	0	0	0	0	40	0
8	0	0	0	0	0	0	40	0
9	0	0	0	0	0	0	40	0
10	0	0	0	0	0	0	40	0
11	0	0	0	0	0	0	40	0
12	0	0	0	0	0	0	40	0
13	0	0	0	0	0	0	40	0
14	0	0	0	0	0	0	40	0
15	0	0	0	0	0	0	40	0
16	0	0	0	0	0	0	40	0
17	0	0	0	0	0	0	40	0
18	0	0	0	0	0	0	40	0
19	0	0	0	0	0	0	40	0
20	0	0	0	0	0	0	40	0
21	0	0	0	0	0	0	40	0
22	0	0	0	0	0	0	40	0
23	0	0	0	0	0	0	40	0

Tabell A.1: Resultat for plassering av beredskapsvolumet for oppregulering av aFRR.

A.2 Beredskapsplassering ned

Time	Enhet							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0	0	40	0	0	0	0	0	0
1	0	40	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	40	0
3	0	0	0	0	0	0	40	0
4	0	0	0	0	0	0	40	0
5	0	0	0	0	0	0	40	0
6	0	0	0	0	0	0	40	0
7	0	0	0	0	0	0	40	0
8	0	0	0	0	0	0	40	0
9	0	0	0	0	0	0	40	0
10	0	40	0	0	0	0	0	0
11	0	40	0	0	0	0	0	0
12	0	40	0	0	0	0	0	0
13	0	40	0	0	0	0	0	0
14	0	40	0	0	0	0	0	0
15	0	40	0	0	0	0	0	0
16	0	40	0	0	0	0	0	0
17	0	40	0	0	0	0	0	0
18	0	40	0	0	0	0	0	0
19	0	40	0	0	0	0	0	0
20	0	40	0	0	0	0	0	0
21	0	40	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	40	0
23	0	0	0	0	0	0	40	0

Tabell A.2: Resultat for plassering av beredskapsvolumet for nedregulering av aFRR.

Tillegg B

Resultater

B.1 Kostnad av tre forskjellige input i modell

	Situasjon		
	1	2	3
0	50,43	49,94	49,97
1	50,43	49,94	49,97
2	46,77	45,02	45,38
3	46,77	45,02	45,38
4	46,77	45,02	45,38
5	46,77	45,02	45,38
6	46,77	45,02	45,38
7	46,77	45,02	45,38
8	46,77	45,02	45,38
9	46,77	45,02	45,38
10	50,43	49,94	49,97
11	50,43	49,94	49,97
12	50,43	49,94	49,97
13	50,43	49,94	49,97
14	50,45	49,94	49,96
15	50,43	49,94	49,97
16	50,43	49,94	49,97
17	50,43	49,94	49,97
18	50,43	49,94	49,97
19	50,43	49,94	49,97
20	50,43	49,94	49,97
21	50,45	49,94	49,96
22	46,77	45,02	45,38
23	46,77	45,02	45,38

Tabell B.1: Kostnad [EUR/MWh] i tilfelle 1, 2, 3, 4 og 5.

B.2 Kostnad av aFRR-scenario 1 til 5.

	Scenario				
	1	2	3	4	5
0	49,97	49,97	47,61	57,72	41,31
1	49,97	49,97	48,31	57,72	41,31
2	45,38	45,02	26,06	74,72	15,50
3	45,38	45,02	37,65	74,72	15,50
4	45,38	45,02	15,87	74,72	15,50
5	45,38	45,02	35,35	74,72	15,50
6	45,38	45,02	40,15	74,72	15,50
7	45,38	45,02	39,42	74,72	15,50
8	45,38	45,02	38,98	74,72	15,50
9	45,38	45,02	16,42	74,72	15,50
10	49,97	49,97	41,89	57,72	41,31
11	49,97	49,97	50,66	57,72	41,31
12	49,97	49,97	41,47	57,72	41,31
13	49,97	49,97	47,77	57,72	41,31
14	49,96	49,94	41,69	58,43	40,61
15	49,97	49,97	45,41	57,72	41,31
16	49,97	49,97	48,08	57,72	41,31
17	49,97	49,97	41,88	57,72	41,31
18	49,97	49,97	41,95	57,72	41,31
19	49,97	49,97	41,31	57,72	41,31
20	49,97	49,97	49,71	57,72	41,31
21	49,96	49,94	47,22	58,43	40,61
22	45,38	45,02	26,26	74,72	15,50
23	45,38	45,02	64,82	74,72	15,50

Tabell B.2: Kostnad [EUR/MWh] i aFRR-scenario 1, 2, 3, 4 og 5.

Tillegg C

Python-script - Optimeringsmodell

C.1 Optimeringsmodell

```
1 """
2 Elisabeth Haslerud Helgesen
3 Masteroppgave vaaren 2019
4
5 Optimeringsmodell.
6 - ReadExcelFiles leser Excel-fil med data for kraftverkene.
7 - combinations og cost_afrr lagt ved.
8 """
9
10 from kostnad_afrr_2 import cost_afrr
11 import numpy as np
12 from combinations import all_possible_combinations as comb
13 from combinations import all_permutations
14 from afrr_analysis.aFRR_aktivering_relevantDates import
15     av_minute_in_hour_sorted
16 import ReadExcelFiles as Excel
17 from initialize import konstanter
18 from matplotlib import pyplot as plt
19
20 availability = [Excel.tilgjengelighet_unit1, Excel.tilgjengelighet_unit2,
21               Excel.tilgjengelighet_unit3, Excel.tilgjengelighet_unit4, Excel.
22               tilgjengelighet_unit5, Excel.tilgjengelighet_unit6, Excel.
23               tilgjengelighet_unit7, Excel.tilgjengelighet_unit8]
24
25 hour = konstanter.numberOfHours
26 spotplan_alle = Excel.spotplan_alle[:,0:hour]
27
28 solution_array_power = np.zeros((hour, konstanter.numberofunits))
29 solution_array_combination_down = np.zeros((hour, konstanter.numberofunits))
30 solution_array_combination_up = np.zeros((hour, konstanter.numberofunits))
31 solution_array_cost = np.zeros(hour)
32
33 # Optimering av hver time, h:
34 for h in range(0, hour):
35     # Korter ned liste over mulige kombinasjoner mht. tilgjengelighet:
```

```
32 combinations_liste = comb([availability[0][h], availability[1][h],
33     availability[2][h], availability[3][h], availability[4][h],
34     availability[5][h], availability[6][h], availability[7][h]],
35     all_permutations)
36 cost_array = np.zeros(len(combinations_liste))
37 power_array = np.zeros((len(combinations_liste),
38     konstanter.numberofunits))
39 a=0
40 # Estimerer kostnaden av hver kombinasjon:
41 for i in list(combinations_liste):
42     cost_power_of_comb = cost_afrr(i, h, av_minute_in_hour_sorted)
43     cost_array[a] = cost_power_of_comb[0]
44     power_array[a] = cost_power_of_comb[1]
45     a += 1
46 # Laveste kostnad og optimal kombinasjon:
47 index_min_cost = np.argmin(cost_array)
48 cost_array = np.array(cost_array)
49 power_array = np.array(power_array)
50 min_cost = cost_array[index_min_cost]
51 min_cost_power = power_array[index_min_cost]
52 solution_array_cost[h] = min_cost
53 for i in range(0, 8):
54     solution_array_combination_up[h][i]=
55         combinations_liste[index_min_cost][i]
56     solution_array_combination_down[h][i]=
57         combinations_liste[index_min_cost][i+8]
58     solution_array_power[h][i]=min_cost_power[i]
```

C.1.1 Liste av mulige kombinasjoner

```

1 """
2 Elisabeth Haslerud Helgesen
3 Masteroppgave vaaren 2019
4
5 Combinations
6 """
7
8 # Funksjon som lager liste over alle mulige kombinasjoner, med hensyn til
   tilgjengelighet og andre restriksjoner:
9 def all_possible_combinations(availability, all_permutations):
10     liste = all_permutations # all_permutations er liste over
   kombinasjoner, uten restriksjoner.
11     count_empty = 0
12     ny_liste = np.zeros((len(liste), len(liste), len(liste[0])*2))
13     for i in range(0, len(liste)):
14         for j in range(0, len(liste)):
15             ny_liste[i][j] = list(liste[i]) + list(liste[j])
16     liste = list(ny_liste)
17     ny_liste = np.zeros((len(liste)*len(liste[0]), len(liste[0][0])))
18     a = 0
19     for i in range(0, len(liste)):
20         for j in range(0, len(liste[0])):
21             ny_liste[a] = liste[i][j]
22             a += 1
23     liste = list(ny_liste)
24     ny_liste = None
25     for i in range(0, len(liste)):
26         if ((liste[i][1] > 0 or liste[i][2] > 0) and (liste[i][3] > 0 or
27             liste[i][4] > 0)) or ((liste[i][9] > 0 or liste[i][10] > 0) and
28             (liste[i][11] > 0 or liste[i][12] > 0)):
29             # Slette elementer som benytter to magasin ved Kraftverk 2.
30             liste[i] = 'empty'
31             count_empty += 1
32         elif ((liste[i][1] > 0 or liste[i][2] > 0) and (liste[i][11] > 0 or
33             liste[i][12] > 0)) or ((liste[i][3] > 0 or liste[i][4] > 0) and
34             (liste[i][9] > 0 or liste[i][10] > 0)):
35             # Slette elementer som benytter to magasin ved Kraftverk 2.
36             liste[i] = 'empty'
37             count_empty += 1
38         elif ((liste[i][5] > 0 and liste[i][6] > 0) or (liste[i][5] > 0 and
39             liste[i][7] > 0) or (liste[i][6] > 0 and liste[i][7] > 0) or
40             (liste[i][13] > 0 and liste[i][14] > 0) or (liste[i][13] > 0 and
41             liste[i][15] > 0) or (liste[i][14] > 0 and liste[i][15] > 0)):
42             # Slette elementer som benytter to magasin ved Kraftverk 3.
43             liste[i] = 'empty'
44             count_empty += 1
45         elif ((liste[i][5] > 0 and liste[i][14] > 0) or (liste[i][5] > 0 and
46             liste[i][15] > 0) or (liste[i][6] > 0 and liste[i][13] > 0) or
47             (liste[i][6] > 0 and liste[i][15] > 0) or (liste[i][7] > 0 and
48             liste[i][13] > 0) or (liste[i][7] > 0 and liste[i][14] > 0)):
49             # Slette elementer som benytter to magasin ved Kraftverk 3.
50             liste[i] = 'empty'
51             count_empty += 1
52         elif (liste[i][0] >= 35 and liste[i][8] == 40) or (liste[i][0] ==

```

```
53     40 and liste[i][8] >= 35):
54     # Kraftvek 1 kan ikke ha full reserve baade opp- og ned.
55     liste[i] = 'empty'
56     count_empty += 1
57     # Slette element dersom tilgjengelighet er null:
58     for unit in range(0, 8):
59         if availability[unit] == 0 and liste[i][unit] > 0:
60             liste[i] = 'empty'
61             count_empty += 1
62         elif availability[unit] == 0 and liste[i][unit+8] > 0:
63             liste[i] = 'empty'
64             count_empty += 1
65     # Sletting av alle 'empty' elementer:
66     ny_liste = [e for e in liste if e != 'empty']
67     liste = ny_liste
68     return liste
```


C.1.2 Kostnad

```
1 """
2 Elisabeth Haslerud Helgesen
3 Masteroppgave vaaren 2019
4
5 Kostnad_afrr
6 - afrr_waterconsumption vedlagt.
7 """
8 import numpy as np
9 from initialize import konstanter as constant
10 import afrr_waterconsumption
11 import ReadExcelFiles as excel
12
13 spotplan = [excel.spotplan_unit1, excel.spotplan_unit2, excel.
14             spotplan_unit3, excel.spotplan_unit4, excel.spotplan_unit5, excel.
15             spotplan_unit6, excel.spotplan_unit7, excel.spotplan_unit8]
16 maxpower = [excel.max_power_unit1, excel.max_power_plant2_g1, excel.
17             max_power_plant2_g2, excel.max_power_plant2_g1, excel.
18             max_power_plant2_g2, excel.max_power_plant3, excel.max_power_plant3,
19             excel.max_power_plant3]
20 minpower = [excel.min_power_unit1, excel.min_power_plant2_g1, excel.
21             min_power_plant2_g2, excel.min_power_plant2_g1, excel.
22             min_power_plant2_g2, excel.min_power_plant3, excel.min_power_plant3,
23             excel.min_power_plant3]
24 minafrr = [excel.min_afrr_unit1, excel.min_afrr_plant2_g1, excel.
25            min_afrr_plant2_g2, excel.min_afrr_plant2_g1, excel.min_afrr_plant2_g2,
26            excel.min_afrr_plant3, excel.min_afrr_plant3, excel.min_afrr_plant3]
27 maxafrr = [excel.max_afrr_unit1, excel.max_afrr_plant2_g1, excel.
28            max_afrr_plant2_g2, excel.max_afrr_plant2_g1, excel.max_afrr_plant2_g2,
29            excel.max_afrr_plant3, excel.max_afrr_plant3, excel.max_afrr_plant3]
30 vannverdi = [excel.vannverdi_unit1, excel.vannverdi_plant2_res1, excel.
31             vannverdi_plant2_res1, excel.vannverdi_plant2_res2, excel.
32             vannverdi_plant2_res2, excel.vannverdi_unit6, excel.vannverdi_unit7,
33             excel.vannverdi_unit8]
34
35 # Funksjon som returnerer kostnad som f lge av vannforbruk ved hver enhet,
36 # og effekt for spotplan.
37 def cost_afrr(allocation_afrr, hour, afrraktivering):
38     if ((allocation_afrr[1] > 0 or allocation_afrr[2] > 0) and \
39         (allocation_afrr[3] > 0 or allocation_afrr[4] > 0)) or \
40         (allocation_afrr[5] > 0 and allocation_afrr[6] > 0) or \
41         (allocation_afrr[5] > 0 and allocation_afrr[7] > 0) or \
42         (allocation_afrr[6] > 0 and allocation_afrr[7] > 0):
43         print('ERROR i kombinasjoner')
44         return
45     power = np.zeros(8)
46     c_afrr = 0
47     for unit in range(0, 8):
48         power[unit] = spotplan[unit][hour]
49     if ((allocation_afrr[1] > 0 or allocation_afrr[2] > 0) or \
50         (allocation_afrr[1+8] > 0 or allocation_afrr[2+8] > 0)) and \
51         (power[3] > 0 or power[4] > 0):
52         power[1] = power[3]
53         power[2] = power[4]
54         power[3] = 0
```

```

39     power[4] = 0
40     if ((allocation_afrr[3] > 0 or allocation_afrr[4] > 0) or \
41         (allocation_afrr[3+8] > 0 or allocation_afrr[4+8] > 0)) \
42         and (power[1] > 0 or power[2] > 0):
43         power[3] = power[1]
44         power[4] = power[2]
45         power[1] = 0
46         power[2] = 0
47     if ((allocation_afrr[5] > 0) or (allocation_afrr[5+8] > 0)) and \
48         (power[6] > 0 or power[7] > 0):
49         power[5] = power[6] + power[7]
50         power[6] = 0
51         power[7] = 0
52     if ((allocation_afrr[6] > 0) or (allocation_afrr[6+8] > 0)) and \
53         (power[5] > 0 or power[7] > 0):
54         power[6] = power[5] + power[7]
55         power[5] = 0
56         power[7] = 0
57     if ((allocation_afrr[7] > 0) or (allocation_afrr[7+8] > 0)) and \
58         (power[6] > 0 or power[5] > 0):
59         power[7] = power[6] + power[5]
60         power[6] = 0
61         power[5] = 0
62     if allocation_afrr[0] == 0 and allocation_afrr[1] == 0 and \
63         allocation_afrr[2] == 0 and allocation_afrr[3] == 0 and \
64         allocation_afrr[4] == 0 and allocation_afrr[5] == 0 and \
65         allocation_afrr[6] == 0 and allocation_afrr[7] == 0:
66         for unit in range(0, 8):
67             if power[unit] > 0:
68                 c_afrr += vannverdi[unit]*afrr_waterconsumption.
69                 afrr_watercons(power[unit], afrraktivering , unit ,0,0)
70             else:
71                 c_afrr += 0
72         av_c_afrr = c_afrr / (power[0]+power[1]+power[2]+power[3]+power[4]+ \
73             power[5]+power[6]+power[7])
74         print(av_c_afrr)
75     else:
76         for unit in range(0, 8):
77             alpha_1 = 1 if (power[unit] + allocation_afrr[unit] <= \
78                 maxafrr[unit]) else 0
79             alpha_2 = 1 if (minafrr[unit] <= power[unit] - \
80                 allocation_afrr[unit+8]) else 0
81             beta_1 = 1 if (maxafrr[unit] - allocation_afrr[unit] <= \
82                 maxpower[unit]) else 0
83             beta_2 = 1 if (minpower[unit] <= minafrr[unit] + \
84                 allocation_afrr[unit+8]) else 0
85             gamma = 1 if power[unit] > 0 else 0
86             epsilon_1 = 1 if allocation_afrr[unit] > 0 else 0
87             epsilon_2 = 1 if allocation_afrr[unit+8] > 0 else 0
88             if epsilon_1 == 0 and epsilon_2 == 0:
89                 power[unit] = power[unit]
90             elif epsilon_1 == 1 and epsilon_2 == 1:
91                 if alpha_1 == 1 and alpha_2 == 1:
92                     power[unit] = power[unit]
93             elif alpha_1 == 1 and alpha_2 == 0:
94                 if beta_2 == 1:

```

```

95         power[unit] = minafrr[unit] + \
96             allocation_afrr[unit+8]
97     elif beta_2 == 0:
98         power[unit] = minpower[unit]
99     elif alpha_1 == 0 and alpha_2 == 1:
100         if beta_1 == 1:
101             if gamma == 1:
102                 power[unit] = maxpower[unit] - \
103                     allocation_afrr[unit]
104             elif gamma == 0:
105                 power[unit] = minpower[unit]
106         elif beta_1 == 0:
107             if gamma == 1: power[unit] = maxpower[unit]
108             elif gamma == 0: power[unit] = minpower[unit]
109     elif alpha_1 == 0 and alpha_2 == 0:
110         print('ERROR. alpha 1 og alpha 2 lik 0.')
111     else:
112         print('ERROR i kostnadsberegning')
113     elif epsilon_1 == 1 and epsilon_2 == 0:
114         if alpha_1 == 1:
115             if gamma == 1: power[unit] = power[unit]
116             elif gamma == 0: power[unit] = minpower[unit]
117         elif alpha_1 == 0:
118             if beta_1 == 1:
119                 if gamma == 1: power[unit] = maxpower[unit] - \
120                     allocation_afrr[unit]
121                 elif gamma == 0: power[unit] = minpower[unit]
122             elif beta_1 == 0:
123                 if gamma == 1: power[unit] = maxpower[unit]
124                 elif gamma == 0: power[unit] = minpower[unit]
125         else:
126             print('ERROR i kostnadsberegning')
127     elif epsilon_1 == 0 and epsilon_2 == 1:
128         if alpha_2 == 1:
129             power[unit] = power[unit]
130         elif alpha_2 == 0:
131             if beta_2 == 1:
132                 power[unit] = minafrr[unit] + \
133                     allocation_afrr[unit+8]
134             elif beta_2 == 0:
135                 power[unit] = minpower[unit]
136         else:
137             print('ERROR i kostnadsberegning')
138     if power[unit] > 0:
139         c_afrr += vannverdi[unit]*afrr_waterconsumption.
140             afrr_watercons(power[unit], afrraktivering , unit ,
141                 allocation_afrr[unit]/constant.total_afrr_opp ,
142                 allocation_afrr[unit+8]/constant.total_afrr_ned)
143     else:
144         c_afrr += 0
145     av_c_afrr = c_afrr / (power[0]+power[1]+power[2]+power[3]+power[4]+ \
146         power[5]+power[6]+power[7])
147     return av_c_afrr , power

```

C.1.3 Beregning av vannforbruk

```
1 """
2 Elisabeth Haslerud Helgesen
3 Masteroppgave vaaren 2019
4
5 Vannforbruk
6 """
7 from ReadExcelFiles import vannstand_unit1, vannstand_unit8,
   vannstand_unit7, vannstand_unit6, vannstand_plant2_res2,
   vannstand_plant2_res1 # Unit 2, 3, 4 og 5
8 from initialize import waterconsumption as watercons
9 import numpy as np
10
11 # Funksjon som returnerer total vannforbruk – inkludert afrr aktivering:
12 def afrr_watercons(initial_power, afrr_aktivering, unit, afrr_share_up,
   afrr_share_down):
13     total = 0
14     afrr_aktivering1 = [0 if j < 0 else j for j in afrr_aktivering]
15     afrr_aktivering2 = [0 if j > 0 else j for j in afrr_aktivering]
16     if unit == 0:
17         for minute in range(0, 60):
18             power = initial_power + afrr_share_up*afrr_aktivering1[minute]
19                 + afrr_share_down*afrr_aktivering2[minute]
20             afrr_waterconsumption = watercons.waterconsumption_unit1(
21                 vannstand_unit1, power)*60
22             total += afrr_waterconsumption
23     elif unit == 1:
24         for minute in range(0, 60):
25             power = initial_power + afrr_share_up*afrr_aktivering1[minute]
26                 + afrr_share_down*afrr_aktivering2[minute]
27             afrr_waterconsumption = watercons.waterconsumption_unit2(
28                 vannstand_plant2_res1, power)*60
29             total += afrr_waterconsumption
30     elif unit == 2:
31         for minute in range(0, 60):
32             power = initial_power + afrr_share_up*afrr_aktivering1[minute]
33                 + afrr_share_down*afrr_aktivering2[minute]
34             afrr_waterconsumption = watercons.waterconsumption_unit3(
35                 vannstand_plant2_res1, power)*60
36             total += afrr_waterconsumption
37     elif unit == 3:
38         for minute in range(0, 60):
39             power = initial_power + afrr_share_up*afrr_aktivering1[minute]
40                 + afrr_share_down*afrr_aktivering2[minute]
41             afrr_waterconsumption = watercons.waterconsumption_unit4(
42                 vannstand_plant2_res2, power)*60
43             total += afrr_waterconsumption
44     elif unit == 4:
45         for minute in range(0, 60):
46             power = initial_power + afrr_share_up*afrr_aktivering1[minute]
47                 + afrr_share_down*afrr_aktivering2[minute]
48             afrr_waterconsumption = watercons.waterconsumption_unit5(
49                 vannstand_plant2_res2, power)*60
50             total += afrr_waterconsumption
51     elif unit == 5:
```

```
52     for minute in range(0, 60):
53         power = initial_power + afrr_share_up*afrr_aktivering1[minute]
54             + afrr_share_down*afrr_aktivering2[minute]
55         afrr_waterconsumption = watercons.waterconsumption_unit6(
56             vannstand_unit6, power)*60
57         total += afrr_waterconsumption
58     elif unit == 6:
59         for minute in range(0, 60):
60             power = initial_power + afrr_share_up*afrr_aktivering1[minute]
61                 + afrr_share_down*afrr_aktivering2[minute]
62             afrr_waterconsumption = watercons.waterconsumption_unit7(
63                 vannstand_unit7, power)*60
64             total += afrr_waterconsumption
65     elif unit == 7:
66         for minute in range(0, 60):
67             power = initial_power + afrr_share_up*afrr_aktivering1[minute]
68                 + afrr_share_down*afrr_aktivering2[minute]
69             afrr_waterconsumption = watercons.waterconsumption_unit8(
70                 vannstand_unit8, power)*60
71             total += afrr_waterconsumption
72     else:
73         print('ERROR i beregning av vannforbruk.')
74     return total
```

